PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

IMPACTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE LA CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

JULIO PATRICIO GONZÁLEZ ASPILLAGA

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

Profesor Supervisor:
ENZO ENRIQUE SAUMA S.

Santiago de Chile, (Agosto, 2013)

© 2013, Julio González

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

IMPACTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE LA CAPACIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

JULIO PATRICIO GONZÁLEZ ASPILLAGA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

ENZO ENRIQUE SAUMA SANTIS

PATRICIO DEL SOL GUZMÁN

SAMUEL JERARDINO ETCHEVERRY

CHRISTIAN ROBERT OBERLI GRAF

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

Santiago de Chile, (Agosto, 2013)

A mis Padres, Abuelos y Hermanas,

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer en primer lugar al Profesor Enzo Sauma, por su constante apoyo, paciencia, confianza y disposición para poder llevar a cabo esta investigación; sin los cuales, esta no podría haberse llevado a cabo.

A Samuel Jerardino y el equipo de KAS Ingeniería, por toda la ayuda brindada y la posibilidad de utilizar el software de la empresa, que hicieron posible llevar a buen puerto el trabajo realizado.

Quisiera agradecer también, por toda la cooperación brindada, a Rodrigo Marambio y Andrés Pica, cuyas respuestas y apreciaciones permitieron avanzar a paso firme en el desarrollo de esta tesis. A los profesores Ben Hobbs, Shmuel Oren y Javier Contreras, por sus buenas ideas y sugerencias para el desarrollo del trabajo.

A todos mis amigos por los consejos, alegría, ayuda, risas que fueron fundamentales en los momentos claves, en especial a Fabrizio, Juan Guillermo y todo el equipo del profesor Enzo. A todos mis amigos de la oficina, que con sus comentarios (y aquellas partidas de *"Age of Empires"* después de una desgastante jornada) amenizaron mucho el trabajo realizado.

Finalmente a todos aquellos que con su apoyo silencioso me ayudaron en el desarrollo de la tesis: secretarias y personal administrativo del Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas. Gracias a Daniel Duque y Pilar Mondaca por sus buenos consejos para la vida y toda la ayuda brindada.

Finalmente, a toda mi familia y mis abuelos, por toda su ayuda y apoyo incondicional; rezos y enseñanzas. Su esfuerzo, amor y paciencia, me han convertido en la persona que hoy en día soy.

INDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTOS iii

INDICE DE TABLAS vi

INDICE DE FIGURAS vii

RESUMEN viii

ABSTRACT ix

1 Introducción 1
- 1.1 Motivación 1
- 1.2 Hipótesis de Trabajo y Objetivos de la Tesis 2
- 1.3 Estructura de la Tesis 3

2 Marco Teórico 5
- 2.1 Modelos de Despacho Eléctrico y Operación del Sistema Eléctrico 5
- 2.2 Modelos de Planificación de Expansión de la Transmisión y de la Generación. 8
- 2.3 Consideraciones Ambientales y de Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos 9
- 2.4 Emisiones de Contaminantes Globales y Locales 12
- 2.5 Operación del Sistema Eléctrico Chileno 15

3 Casos de Estudio 19
- 3.1 Descripción del Modelo 19
- 3.2 Metodología, Escenarios, Datos y Parámetros Utilizados 23
- 3.3 Resultados Obtenidos 38
- 3.4 Análisis de Resultados 42
  - 3.4.1 VAN Ambiental vs. Costo Sistema 43
  - 3.4.2 VAN Ambiental vs. Emisiones Totales 48

3.4.3 Energía Generada vs. Emisiones Totales 52
3.4.4 NCI vs. Energía Generada 55
3.4.5 NCI vs. Energía de Falla 58
3.4.6 Energía Generada vs. Energía de Falla 61
3.4.7 Efectos de la extensión del Horizonte de Estudio 65
3.5 Análisis de Sensibilidad 68
3.5.1 Efectos de la Introducción del Criterio N-1 69
3.5.2 Efectos de Variaciones en la Demanda 71
3.5.3 Sensibilidad en las Condiciones Hidrológicas 73
3.5.4 Efectos de Variaciones en el Costo de Falla 77

4 Conclusiones 80

BIBLIOGRAFIA 84

A N E X O S 88

Anexo A: Diagrama Unilineal Del SIC 89

Anexo B: Formulación Problema despacho hidrotérmico (Pereira y Pinto, 1991) 96

Anexo C: Listado de Centrales Térmicas y factores de emisión 99

Anexo D: Valores de daño marginal evitado 102

Anexo E: Demostración ecuación (3.6) 103

INDICE DE TABLAS

Pág.

TABLA 2-1: CLASIFICACIÓN DE MODELOS DE DESPACHO ELÉCTRICO 6

TABLA 3-1: FACTOR DE CORRELACIÓN ENTRE LOS FACTORES DE EMISIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS..... 22

TABLA 3-2: ELEMENTOS MODELADOS CON EL SOFTWARE OSE2000 30

TABLA 3-3: LÍNEAS SELECCIONADAS PARA LA EXPANSIÓN 31

TABLA 3-4: NIVEL DE CONGESTIÓN DE LAS LÍNEAS SELECCIONADAS..... 32

TABLA 3-5: NUEVOS VALORES DE LAS LÍNEAS SELECCIONADAS PARA LA EXPANSIÓN..... 33

TABLA 3-6: CARACTERIZACIÓN DE CASOS DE LA SEGUNDA ETAPA..... 34

TABLA 3-7: SENSIBILIDADES DESARROLLADAS..... 35

TABLA 3-8: VALORES COSTO DE FALLA DE LARGO PLAZO, SEGÚN PROFUNDIDAD DE FALLA 36

TABLA 3-9: RESULTADOS DE LA PRIMERA ETAPA DE LA METODOLOGÍA, CON EL HORIZONTE EXTENDIDO 39

TABLA 3-10: RESULTADOS DE LA PRIMERA ETAPA DE LA METODOLOGÍA, HASTA EL AÑO 2024 (FIN DE LA SIMULACIÓN)..... 39

TABLA 3-11: RESULTADOS DE LA SEGUNDA ETAPA DE LA METODOLOGÍA, CON EL HORIZONTE EXTENDIDO 40

TABLA 3-12: RESULTADOS DE LA TERCERA ETAPA DE LA METODOLOGÍA, CON EL HORIZONTE EXTENDIDO..... 41

TABLA 3-13: COMPARACIÓN ENTRE EL VAN DE LOS CONTAMINANTES CON EL DELTA DEL BENEFICIO OPERACIONAL..... 43

TABLA 3-14: COMPARACIÓN ENTRE VAN DE LOS CONTAMINANTES CON EL DELTA DE LAS EMISIONES..... 48

TABLA 3-15: COMPARACIÓN ENTRE EL DELTA DE LA ENERGÍA GENERADA CON EL DELTA DE LAS EMISIONES. 52

TABLA 3-16: COMPARACIÓN ENTRE EL DELTA DEL ÍNDICE DE CONGESTIÓN DE LA RED CON EL DELTA DE LAS ENERGÍA GENERADA. 55

TABLA 3-17: TABLA EXPLICATIVA DEL SIGNIFICADO DE LOS DELTAS DE NCI Y DE ENERGÍA GENERADA 58

TABLA 3-18: COMPARACIÓN ENTRE EL DELTA DEL ÍNDICE DE CONGESTIÓN CON EL DELTA DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA..... 58

TABLA 3-19: COMPARACIÓN ENTRE EL DELTA DE ENERGÍA GENERADA CON EL DELTA DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA..... 61

TABLA 3-20: PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA SOBRE LA GENERADA. 63

TABLA 3-21: TABLA CON LOS DELTAS DE LAS PÉRDIDAS ENTRE LOS CASOS MODIFICADOS CON EL CASO BASE. 63

TABLA 3-22: TABLA DE RESULTADOS DE SENSIBILIDADES DEL CRITERIO N-1..... 69

TABLA 3-23: TABLA DE RESULTADOS DE VARIACIONES EN LA DEMANDA..... 71

TABLA 3-24: TABLA DE RESULTADOS SENSIBILIDADES DE LAS CONDICIONES HIDROLÓGICAS..... 73

TABLA 3-25: TABLA DE RESULTADOS SENSIBILIDADES SOBRE EL COSTO DE FALLA..... 77

INDICE DE FIGURAS

Pág.

FIGURA 2-1: GRÁFICO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA VS. COSTO ANUAL....11

FIGURA 2-2: EFECTOS AMBIENTALES DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN....14

FIGURA 2-3: EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL SIC ENTRE LOS AÑOS 1996-2013....16

FIGURA 2-4: EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA DEL SING ENTRE LOS AÑOS 1999-2013....16

FIGURA 3-1: HORIZONTE DE EVALUACIÓN DEL ESTUDIO....24

FIGURA 3-2: PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL DAÑO MARGINAL EVITADO....26

FIGURA 3-3: PRECIO DE LOS FUTUROS EUA DE CO_2....26

FIGURA 3-4: PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA HASTA MARZO DE 2025....35

FIGURA 3-5: ENERGÍA CAUDAL AFLUENTE DE CENTRALES DE PASADA, SEGÚN HIDROLOGÍA....37

FIGURA 3-6: EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA EN EL CASO BASE, SIN CRITERIO N-1....38

FIGURA 3-7: DELTAS DE ENERGÍA ENTRE CASOS CON TODAS LAS LÍNEAS Y BASE, SEGÚN FUENTE ENERGÉTICA....45

FIGURA 3-8: DESCOMPOSICIÓN DEL VAN AMBIENTAL SEGÚN LA CONTRIBUCIÓN DE CADA CONTAMINANTE....51

FIGURA 3-9: DELTA DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE (TÉRMICA, HIDRÁULICA, ERNC)....54

FIGURA 3-10: GRÁFICO DE COMPARACIÓN ENTRE LOS DELTAS DE NCI Y ENERGÍA GENERADA....57

FIGURA 3-11: GRÁFICO DE COMPARACIÓN ENTRE LOS DELTAS DE NCI Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA....60

FIGURA 3-12: GRÁFICO DE COMPARACIÓN ENTRE LOS DELTAS DE ENERGÍA GENERADA Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA....62

FIGURA 3-13: GRÁFICO DE COMPARACIÓN ENTRE LOS DELTAS DE ENERGÍA GENERADA Y PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN....64

FIGURA 4-1: ORDEN DE MÉRITO DE LAS CENTRALES TÉRMICAS PARA UN DESPACHO PURAMENTE ECONÓMICO Y UNO AMBIENTAL/ECONÓMICO....82

RESUMEN

La planificación de la transmisión eléctrica frecuentemente se ha fundamentado en la búsqueda de la alternativa óptima desde el punto de vista económico y de la seguridad del sistema eléctrico. En Chile, esta concepción no es diferente y el agente planificador realiza los estudios de expansión, como el Estudio de Transmisión Troncal, con los objetivos mencionados como su foco principal, sin focalizarse en las repercusiones ambientales que traerán la incorporación de las líneas de transmisión determinadas debido a las variaciones en el despacho de las centrales eléctricas.

En la presente investigación, se estudian los efectos ambientales derivados de la incorporación de nuevos circuitos de transmisión a corredores ya existentes y su interrelación con los costos económicos y las variaciones de la confiabilidad en el sistema, ante distintos escenarios de expansión de la red.

Se plantea una metodología que permite analizar el impacto de contaminantes globales y locales, cuantificando la variación de las emisiones mediante el concepto del daño marginal evitado para los contaminantes locales y del precio del futuro de los bonos de carbono para los contaminantes globales.

Para la obtención del despacho hidrotérmico óptimo y de los costos del sistema, es utilizado el software OSE2000, el cual es capaz de resolver problemas de despacho eléctrico considerando múltiples embalses y nodos del sistema eléctrico.

De los resultados obtenidos se concluye que la variable ambiental presenta una importante relación con la estructura de la red y el nivel de confiabilidad deseado del sistema eléctrico. Además, existen una serie de fenómenos que implican que los análisis entre las variables no son tan evidentes, y requieren de una simulación detallada de la operación del sistema para cuantificar los diversos efectos.

Palabras Claves: Emisiones del Sistema de Transmisión, Congestión en Redes de Transmisión, Criterio de Seguridad N-1, Contaminantes Globales y Locales en el Sistema Eléctrico.

ABSTRACT

Transmission Network Planning has frequently been based in the pursuit of the optimal network expansion for the power system from economical and reliability viewpoints. Chile isn't different in this conception and the planning agent does the expansion studies, like Trunk Transmission Study, with the mentioned targets as his main focus, without focusing on the environmental implications of the incorporation of the determined transmission lines due the variations in electric power plants dispatch.

In this research, it is studied the environmental effects derived from the incorporation of new transmission circuits in existing corridors, and its interrelationship with the economic costs and the system's reliability variations, under different network expansion scenarios.

A methodology that allows analyzing the impact of local and global pollutants is proposed, quantifying the emission variations through the concept of the avoided marginal damage for local pollutants and carbon credit futures price for global pollutants.

For the attainment of the optimal hydrothermal dispatch and the system costs, OSE2000 software is used, which allows to solve electric dispatch problems considering multiple reservoirs and system nodes.

From the obtained results, it is concluded that environmental variables show an important relationship with the network structure and the desired reliability level for the electric system. Furthermore, there are a series of phenomena that imply that the analysis among the variables are not obvious, and require a detailed simulation of the operation of the power system to quantify the various effects.

Keywords: Transmission System Emissions, Congestion in Transmission Networks, N-1 Security Criterion, Global and Local Pollutants in Electric Power Systems.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

El sector energía en Chile se compone en la actualidad de tres actividades principales: Generación, Transmisión y Distribución. La primera de ellas se encarga de obtener la energía que es utilizada en el día a día en las diversas actividades industriales y domésticas. La transmisión se encarga de llevar la energía desde los centros de generación a los distintos centros de consumo y finalmente la distribución se encarga de repartir esta energía entre los distintos consumidores regulados y pequeños consumidores industriales. La presente investigación se enfoca en la transmisión, la cual cumple un rol fundamental en el abastecimiento energético de los distintos consumidores, permitiendo que esta sea transportada y suministrada de la manera más confiable y económica posible. Su proceso de planificación debe llevarse a cabo con bastante anticipación dados los mayores plazos de construcción de las líneas (por asuntos regulatorios: permisos y servidumbres), para lo cual se utilizan sólo criterios de confiabilidad y económicos, de manera de determinar la expansión óptima del sistema de transmisión.

Por otro lado, en la última década, un tema que ha presentado un gran auge corresponde a asuntos ambientales y al cambio climático, llegando incluso a crearse mercados para las transacciones de permisos de emisión del dióxido de carbono, principal contaminante emitido por las centrales eléctricas. Estas también generan diversos contaminantes locales que sólo afectan a una determinada población ubicada en un lugar determinado. Estas emisiones representan externalidades que deben ser consideradas en las distintas etapas del proceso de planificación del sistema eléctrico, en cuanto afectan directa o indirectamente a la calidad de vida de la población, y son susceptibles de ser valorizadas.

En la presente tesis, se estudia la interrelación existente entre estos dos aspectos: la transmisión y los contaminantes ambientales, para lo cual se utilizó el software de operación del sistema eléctrico OSE2000, que simula el despacho eléctrico para los sistemas eléctricos, en este caso del Sistema Interconectado Central (SIC).

1.2 Hipótesis de Trabajo y Objetivos de la Tesis

No existen muchos estudios que relacionen las emisiones contaminantes en el sistema eléctrico con la capacidad de las líneas de transmisión, y los que existen carecen un enfoque *bottom-up*, utilizando en cambio un enfoque *top-down*, el cual entrega conclusiones muy generalizadas y poco aplicables por su falta de especificidad.

Básicamente, la idea que se pretende probar es que el análisis de las emisiones contaminantes en un sistema eléctrico presenta una estrecha relación con la estructura de la red de transmisión eléctrica y el nivel de confiabilidad deseado de la misma. Para esto se necesita desarrollar una metodología que permita incluir distintas variables que usualmente no son consideradas en la operación del sistema eléctrico, como por ejemplo las emisiones.

En la presente tesis de magister se pretende estudiar y cuantificar el impacto causado por las líneas de transmisión en las emisiones contaminantes del sistema eléctrico, buscando formas de incorporar este impacto en los análisis económicos asociados mediante su valoración. La cuantificación de este impacto está centrada en el concepto de desplazamiento de emisiones en el sistema, causado por cambios en las líneas de transmisión. Además, se pretende analizar la relación existente entre confiabilidad, emisiones, costos operacionales del sistema y uso de un sistema de transmisión, mediante una aplicación en el sistema eléctrico chileno SIC.

Todo este análisis a realizar, se enmarca dentro de un contexto de generación de metodologías que permitan cuantificar a priori, impactos en las emisiones del sistema producto de las inversiones en transmisión determinadas en la planificación de la red. Se espera que la metodología propuesta y los resultados obtenidos puedan posteriormente ser considerados en los procesos de planificación de la transmisión, al incorporar criterios ambientales en los mismos, utilizándolos en el desarrollo de políticas de fomento a las ERNC y el desarrollo de programas de reducción de la demanda.

1.3 Estructura de la Tesis

La tesis se estructura en 4 capítulos con sus correspondientes secciones y subsecciones. En el primer capítulo introductorio, se explica la problemática a analizar, la hipótesis y propósito de la tesis, y algunos conceptos básicos que son transversales al tema. A continuación, se expone un pequeño marco teórico de distintos aspectos del sector eléctrico, que tocan tangencialmente el tema de la tesis. El siguiente capítulo, corresponde al capítulo principal de la presente investigación y en él se desarrolla toda la problemática a analizar: la metodología a seguir, los resultados obtenidos y sus análisis y sensibilidades. Y finalmente un capítulo concluyente, donde se revisan los principales resultados obtenidos y sus implicancias, así como posibles aplicaciones de la metodología y líneas de investigación para desarrollos futuros.

Algunas indicaciones referentes al formato y convenciones utilizadas que facilitarán la lectura y entendimiento de la tesis se explicitan a continuación:

- Durante todo el transcurso de la tesis serán utilizados los puntos para separar los decimales y las comas para separar los miles.
- Al hablar de años durante la investigación (Ej.: Año 2045) se hace referencia al año hidrológico en cuestión, salvo que se exprese lo contrario o se especifique un

determinado mes. Un año hidrológico se comprende entre los meses de abril y de marzo del año cronológico siguiente. Estos años hidrológicos se componen de dos periodos: entre abril y septiembre que comprenden el periodo de lluvias, y entre octubre y marzo que comprenden el periodo de deshielos.

- Cuando se presenten resultados en forma de tablas, los colores azules representan beneficios para las variables monetarias o disminución para las variables no-monetarias. Los colores rojos, representan costos para las variables monetarias o aumento para las variables no-monetarias.
- Es preciso mencionar, que el enfoque que se utiliza en los resultados es incremental, y por lo tanto los resultados se expresan en variaciones (deltas).

2 MARCO TEÓRICO

La relación existente entre la transmisión eléctrica y las consideraciones ambientales en los sistemas eléctricos, ha sido escasamente estudiada en la literatura. Debido a esto, a continuación se procede a explicar distintos aspectos relevantes para la tesis desde 5 ejes: Modelos de Despacho Eléctrico y Operación del Sistema Eléctrico, Modelos de Planificación de Expansión de la Transmisión y de la Generación, Consideraciones Ambientales y de Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos, Emisiones de Contaminantes Globales y Locales y finalmente la Operación del Sistema Eléctrico Chileno.

2.1 Modelos de Despacho Eléctrico y Operación del Sistema Eléctrico

Los modelos de despacho eléctrico corresponden a modelos o algoritmos de optimización mediante los cuales se pretende obtener el despacho eléctrico óptimo para alguna característica (por ej.: Mínimo costo, mínimas emisiones, etc.). Usualmente su formulación corresponde al estándar utilizado para modelos de optimización donde se tiene una función objetivo, y restricciones que acotan las posibles soluciones del sistema.

Existen diversas clasificaciones para estos modelos según objetivo, horizonte y restricciones, formulación del problema, método de solución y tipo de sistema a optimizar. La Tabla 2-1 refleja las clasificaciones que pueden tener estos modelos (Chowdhury y Ragman, 1990; Xia y Elaiw, 2011; Ciornei y Kyriakides, 2012).

Tabla 2-1: Clasificación de Modelos de Despacho Eléctrico

Clasificación	**Ejemplo**
Según Objetivo	Minimización de Costos, Emisiones, Pérdidas. Maximización de Utilidades Optimización Multi-objetivo
Según Horizonte y Restricciones	Corto y Largo Plazo => Estáticos (Sin restricciones de rampas de generación) Corto Plazo => Dinámicos (Con restricciones de rampas de generación)
Según Formulación	Enfoques basados en Control Óptimo Enfoques Dinámicos Económicos
Según Método de Solución	Métodos basados en programación matemática Métodos basados en Heurísticas Métodos Híbridos
Según Sistema a Optimizar	Sistemas Térmicos, Sistemas Hidráulicos, Sistemas Hidrotérmicos, etc.

Mientras los modelos basados en programación matemática son los clásicos, los nuevos descubrimientos en redes neuronales, inteligencia artificial y otros, han permitido el desarrollo de nuevos algoritmos de manera de aprovechar de mejor manera las ventajas computacionales actuales, de manera de encontrar buenas soluciones con mucho menor costo/esfuerzo.

El tema ambiental ha ido creciendo en importancia dentro de las consideraciones del despacho eléctrico durante las últimas dos décadas, soliendo ser incluido el tema de las emisiones como una restricción adicional y/o incorporado en la función objetivo. Talaq et al. (1994) realizan una síntesis de algoritmos de despacho económico y ambiental en los sistemas eléctricos. En (Natemeyer et al., 2011) se estudian los efectos derivados del plan de expansión de la transmisión europeo a través de un despacho que

incluye la variable ecológica (emisiones de CO_2), y más aún plantean que sucedería en caso de resolver el despacho óptimo mediante un flujo óptimo de potencia (OPF, de sus siglas en inglés) cuya función objetivo fuese puramente ecológica (EOPF).

Actualmente para el sistema eléctrico chileno, la esencia de los modelos de despacho eléctrico utilizados radica en la minimización de costos variables de generación (costos variables combustibles y no combustibles). Al ser el SIC, un sistema hidrotérmico con grandes embalses, se necesita contar con un modelo de despacho que sea capaz de representar adecuadamente el uso de los mismos. El modelo de programación dinámica dual estocástica (SDDP, por sus siglas en inglés) representa las bases de los modelos utilizados actualmente en Chile, y su ventaja recae en poder reducir los tiempos de cómputo derivados de la gran extensión del problema, mediante la utilización de variables duales (Pereira y Pinto, 1991). Esto representa una ventaja sobre el modelo previo denominado programación dinámica estocástica (SDP, de sus siglas en inglés), donde era necesario discretizar el rango de las variables de estado (niveles de los embalses), para poder solucionar el problema, con el consiguiente costo computacional.

Otros modelos que han sido utilizados en algún momento para programar la operación del SIC corresponden al modelo GOL (Gestión Óptima del Laja), OMSIC (Operación Mensual del SIC), PLP y PCP (Programación de Largo y Corto Plazo, respectivamente), y el modelo utilizado actualmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) que es el OSE2000, que es el utilizado en la presente investigación y del cual se hablará con más detalle en el capítulo 3.

2.2 Modelos de Planificación de Expansión de la Transmisión y de la Generación.

Los modelos de planificación del sistema eléctrico funcionan de manera muy similar a los modelos de despacho eléctrico óptimo, y básicamente buscan determinar las inversiones óptimas que permitirán seguir haciendo frente al crecimiento de la demanda de la manera más óptima definida.

Al igual que para los modelos de despacho eléctrico, existe una amplia variedad de algoritmos que permiten determinar tanto la expansión de la generación (*Generation Expansion Planning*, GEP) como la expansión de la transmisión (*Transmission Network Planning*, TNP), siendo ambos problemas muy similares entre ellos por lo cual a veces son resueltos de manera conjunta. Para el primer caso, Zhu y Chow (1997) realizan una revisión de diversos algoritmos empleados para determinar la expansión de la generación, en tanto que para la transmisión los estudios son vastos y son recopilados en (Latorre et al., 2003; Lee et al., 2006; Molina y Rudnick, 2010; Hemmati et al., 2013). Sauma y Oren (2006) estudian la relación entre ambos problemas (GEP y TNP) y proponen el uso de una expansión proactiva de la transmisión. Esta idea se desarrolla en más detalle en otros *papers* (Sauma y Oren, 2007; Pozo et al., 2013a; Pozo et al., 2013b).

El tema ambiental, ha adquirido relevancia durante el último periodo tanto para la planificación de la generación, donde por ejemplo, Karaki et al. (2001) desarrollan un método de planificación de la generación con consideraciones ambientales – CO_2, NO_2, SO_2 y MP - para el Líbano), como para la planificación de la transmisión. En esta última destacan las recientes publicaciones de Sadegheih (2009), Kazerooni y Mutale (2010), Pappaemmanouil y Andersson (2008), donde los aspectos ambientales son centrales en la modelación. En Sadegheih (2009) y Kazerooni y Mutale (2010) se incluye la variable ambiental dentro de la función objetivo, difiriendo en el algoritmo de solución (Sadegheih utiliza métodos de programación entera mixta, algoritmos genéticos y

algoritmos de "recocido simulado"; Kazerooni y Mutale utilizan métodos de programación entera, incorporando restricciones de seguridad e incertidumbre en el precio del CO_2). En tanto, en Pappaemmanouil y Andersson (2008) se desarrolla un método para internalizar costos ambientales en el análisis del beneficio social derivado de la expansión de la transmisión.

Finalmente, otras áreas relevantes en lo que respecta a la planificación de la transmisión eléctrica corresponden a la incorporación de los criterios probabilísticos de confiabilidad en los algoritmos, al diseño de metodologías de expansión robusta, que buscan minimizar los "daños" del peor escenario (por ejemplo, a través del criterio Minimax o de mínimo máximo arrepentimiento) y a la incorporación de sistemas de información geográfica (GIS, de sus siglas en inglés) en las decisiones.

2.3 Consideraciones Ambientales y de Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos

Algunos autores han realizado análisis acerca de los impactos en las emisiones de determinados factores determinantes del despacho eléctrico. Esta área ha comenzado a ser muy estudiada al analizar los conceptos de intensidad marginal de carbono (MCI, de sus siglas en inglés), e "intensidad-sombra" de carbono (SCI, de sus siglas en inglés) de una restricción. Ellas determinan la variación infinitesimal de emisiones de dióxido de carbono[1] ante cambios en la demanda y ante relajaciones de una restricción del sistema (Por ejemplo la capacidad de transmisión). *Papers* seminales que estudian esto son los de Ruiz y Rudkevich (2010) y Ruiz et al. (2011), en los cuales se estudian los efectos locacionales en las redes eléctricas de las emisiones de carbono, y sus implicancias en la determinación de la huella de carbono y las políticas de portafolio de renovables.

[1] Comúnmente se usan para el Dióxido de Carbono, aunque también son aplicables para otros contaminantes distintos, cambiando al nombre respectivo.

Este enfoque si bien es interesante para el estudio de las interacciones entre las distintas variables, no sirve para la planificación de grandes sistemas en cuanto estos analizan el efecto de cambios continuos (infinitesimales), y la expansión de la transmisión se desarrolla en etapas discretas (Por ejemplo, la ampliación de una línea no se lleva a cabo aumentándola en 1 MW, sino que se expande en un valor significativo, por ejemplo 50 MW), sin embargo es importante la relevancia que otorgan a la congestión de las redes de transmisión en cuanto estás limitan la inyección de energías que ambientalmente pueden ser importantes para el sistema. En Aguado et al. (2012) se utilizan algunas métricas para medir la eficiencia de una expansión de la transmisión, entre las que destaca el índice de congestión de la red (NCI, de sus siglas en inglés), en el contexto del desarrollo de un modelo de planificación de la transmisión. Esta métrica será tratada más a fondo en el capítulo 3.

Otra observación relevante de los autores, corresponde a lo similar que resulta este enfoque marginal sobre las emisiones, con la teoría de los precios marginales por locación (LMP, de sus siglas en inglés), la cual se basa en alcanzar el despacho óptimo económico y poder reconocer de manera instantánea el costo marginal de corto plazo de suministrar una unidad de demanda en cada nodo del sistema (Hausman et al., 2006). *Papers* relevantes en este tema, y que derivan propiedades y aplicaciones corresponden a los trabajos de Conejo et al. (2005), quienes derivan expresiones para calcular distintas sensibilidades de los LMP; Fu y Li (2006), los cuales presentan diferentes modelos para el cálculo de los LMP; Cheng y Overbye (2006), que presentan un método de descomposición de los LMP en sus componentes de energía, pérdidas y congestión, independiente del nodo de referencia seleccionado; y finalmente, Bo y Li (2011), los cuales aplican sensibilidades sobre la unidad marginal de generación del sistema para predecir la congestión en la transmisión y el cálculo de los LMP.

Otro aspecto muy relevante en los sistemas eléctricos corresponde a las consideraciones de seguridad que deben tener las redes de transmisión cuando son

expandidas. Existen dos enfoques utilizados para incluir la seguridad de servicio en la expansión de la transmisión: determinísticos y probabilísticos. Los primeros usualmente consideran criterios del tipo "N-k", en los cuales el sistema se modela con la introducción de redundancia en líneas de transmisión y transformadores para protegerse de contingencias. Los segundos funcionan a través de índices de confiabilidad de la red, sin embargo sus cálculos para las líneas candidatas a expandirse resultan en un proceso más caro en tiempo de cómputo. (da Silva et al., 2010; Choi et al., 2005).

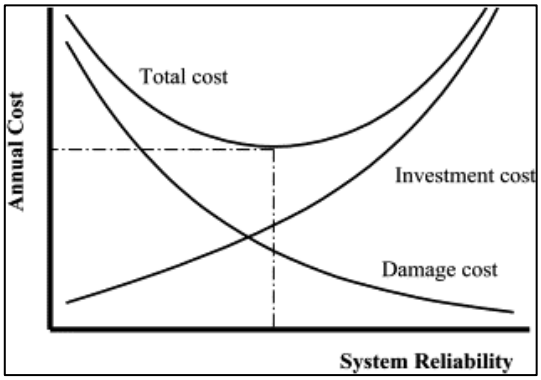


Figura 2-1: Gráfico de Confiabilidad del sistema vs. Costo Anual
Fuente: Billinton y Zhang (2001)

Otro *paper* que engloba los criterios ambientales y de confiabilidad en las redes eléctricas, con énfasis en estos últimos, corresponde al de Pappaemanouil et al. (2011), en el que realizan un análisis costo-beneficio de la expansión de la transmisión, considerando los beneficios derivados de las emisiones evitadas, congestión evitada y energía no suministrada evitada, como mecanismo de soporte para la toma de decisiones.

2.4 Emisiones de Contaminantes Globales y Locales

En esta tesis se considera emisiones tanto de contaminantes globales, como locales. Los contaminantes globales también son conocidos como gases de efecto invernadero donde el más relevante es el CO_2, aunque también se encuentran el N_2O, CH_4, SF_6, entre otros; y usualmente suelen expresarse en toneladas de CO_2 equivalentes en base a su potencial de cambio climático (GWP, *Global Warming Potential*). Sin embargo, en los sistemas eléctricos no solamente se emiten contaminantes globales, sino que también hay contaminantes que afectan solamente a una población determinada. Estos también son conocidos como *Health Damaging Pollutants*[2], como por ejemplo el SO_x, NO_x y el material particulado, entre otros, los cuales tienen efectos en la mortalidad prematura, admisiones hospitalarias, ausentismo y días de restricción laboral de las personas. En (MMA, 2011) estos efectos son evaluados desde diferentes perspectivas, obteniéndose un valor monetario para cada contaminante según, el daño marginal evitado ante una reducción de ellos. Este estudio será utilizado en el capítulo 3, donde se ahondará un poco más en él.

Numerosos estudios se han realizado en lo que respecta a las emisiones provocadas por las distintas tecnologías de generación, por ejemplo en (Hondo, 2005; Bergerson y Lave, 2002). En el primero, el autor realiza una evaluación del ciclo de vida[3] de las emisiones de los gases de efecto invernadero CO_2 y CH_4, para diversas tecnologías de generación en Japón. Además para tecnologías en desarrollo (como la solar y la eólica, y las fuentes renovables en general), realiza un análisis para distintos escenarios de eficiencia debido las incertidumbres a las cuales están sujetas. En la misma línea, en el segundo, se realizan evaluaciones del ciclo de vida de diversos combustibles fósiles y para distintas tecnologías en Estados Unidos. En el estudio

[2] Esto no implica que los gases de efecto invernadero no tenga efectos en la salud, sino que hace referencia a que comúnmente estos se miden en cuánto a los efectos de salud que tienen en la población.
[3] La evaluación del ciclo de vida corresponde a una técnica para análisis ambientales, donde se estudian todas las emisiones derivadas de un cierto producto o proyecto, desde su construcción, hasta su desmantelamiento.

considera diversos contaminantes como el CO_2, CH_4, NO_x, SO_x, Material Particulado (MP), Hidrocarburos y Otros. Este último estudio se enfoca principalmente en el ciclo del carbón, en cuanto es el combustible más utilizado en EEUU (y en Chile también).

En lo que respecta a la transmisión no se ha tratado suficientemente el tema de las emisiones de contaminantes, y los que hay se han centrado en las emisiones derivadas del dióxido de carbono. En esta línea, Harrison et al. (2010) hacen una evaluación del ciclo de vida de la red de transmisión inglesa desde la perspectiva de las emisiones de carbono, enfocándose en los aspectos constructivos y operativos de la línea (pérdidas de transmisión).

En (Madrigal y Spalding-Fecher, 2010) se hace una revisión de las metodologías existentes para el cálculo de emisiones derivadas de proyectos de transmisión y distribución eléctrica, proponiendo un enfoque para abordar el cálculo de las emisiones derivados de ellos. Además, se busca desarrollar y testear métodos para analizar riesgos climáticos y emisiones de gases de efecto invernadero a nivel de proyecto (por lo tanto representan metodologías ex-ante). La contabilidad de las emisiones se realiza bajo un enfoque de 'emisiones netas', para el cual se comparan escenarios con y sin proyecto realizado. Estas herramientas se encuentran caracterizadas por ser simples, rápidas y modulares, pues los impactos de la transmisión se clasifican en tres ejes: Efectos directos no ligados a la generación, efectos directos ligados a la generación y Efectos indirectos ligados a la generación. En la Figura 2-2, se pueden ver los distintos tipos de efectos señalados. Dentro de los efectos indirectos ligados a la generación, se encuentra el denominado desplazamiento de emisiones, el cual describe los cambios que se dan en las emisiones producto de alguna modificación en la estructura del sistema eléctrico, situación mencionada también en (Keith et al., 2004).

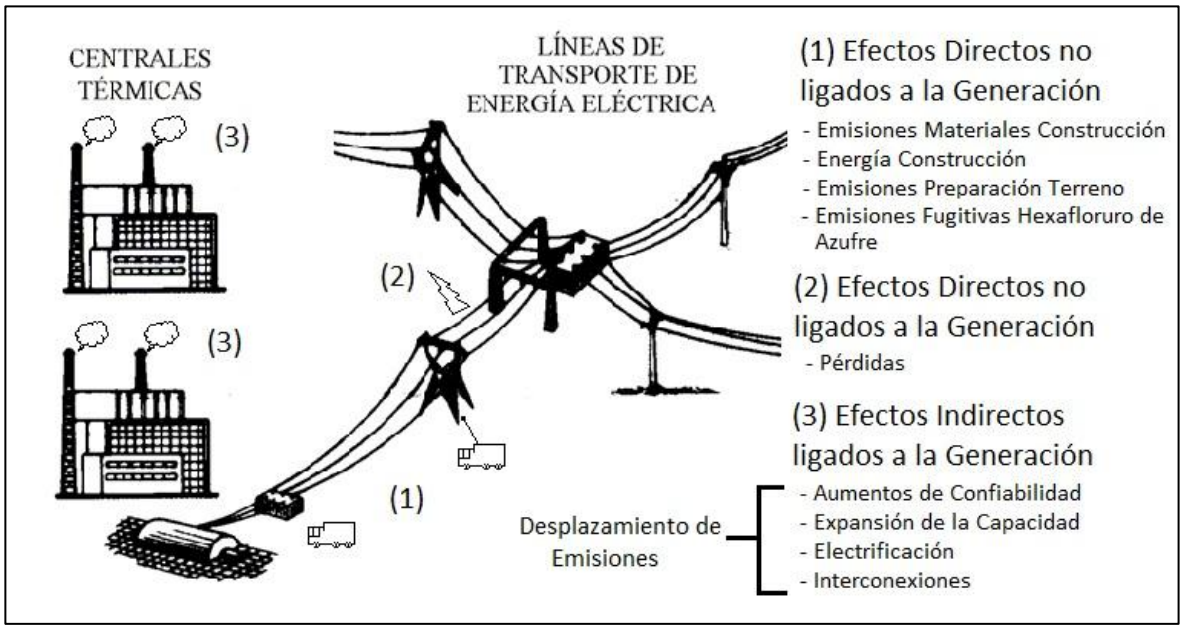


Figura 2-2: Efectos Ambientales de la Expansión de la Transmisión
Fuente: Basada en imagen de la web: http://www.tuveras.com/lineas/sistemaelectrico.htm

Los cambios en las estructuras del sistema de transmisión, implican un cambio en el despacho óptimo de las centrales, el cuál variará aunque sea mínimamente. Es más, gracias a la incorporación de nuevas líneas se abren las puertas a nuevos proyectos que pueden contribuir a reducir o aumentar aún más las emisiones. Algunos ejemplos de situaciones dónde el desplazamiento de emisiones puede alcanzar magnitudes relevantes corresponde a cuando ocurre una interconexión entre sistemas (por ejemplo, una eventual interconexión SIC-SING) o cuando se está ante la presencia de alguna línea que opera congestionada (pues desacopla el sistema eléctrico en subsistemas menores, con distintas unidades de generación marginales). Un ejemplo de esto se encuentra en el trabajo de (Sauma et al. 2010), donde se evalúa desde varias perspectivas una interconexión entre países andinos, siendo una de las variables evaluadas, las emisiones desplazadas.

2.5 Operación del Sistema Eléctrico Chileno

El sistema eléctrico chileno está compuesto por 4 subsistemas principales: 2 grandes y 2 de mediano tamaño, los cuales totalizan 17.600 MW aproximadamente. Los dos mayores corresponden al Sistema Interconectado Central (SIC), que sitúa entre la II y la X Región del país, y al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), ubicado en las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta; y que totalizan un 75,6% y un 23,5% de la capacidad instalada total respectivamente, mientras que menos de un 1% viene dado por los sistemas autónomos de Aysén, Magallanes, Los Lagos e Isla de Pascua, siendo los últimos dos de muy pequeño tamaño. Mientras que el SING se caracteriza por ser un sistema basado casi en su totalidad por combustibles fósiles y con fuerte consumo industrial producto de las empresas mineras, el SIC corresponde a un sistema de naturaleza hidrotérmica donde las condiciones hidrológicas determinan la operación del sistema mismo, y donde el consumo regulado (residencial mayormente) representa un importante 60%.

Si se analiza la evolución de la matriz energética que siguió el SIC y el SING, visible en las Figura 2-3 y Figura 2-4 desde fines de los 90' a la fecha, se puede ver en el caso del SIC, el gran aporte de las fuentes de energía hidráulica, donde históricamente entre embalses y centrales de pasada, otorgan al menos un 40% de la energía del total, aún en los años más secos, y también la aparición del gas en la matriz (producto de la apertura del Gasoducto Andino) y unos años después, el declive de su uso, producto de los cortes del gas Argentino, teniendo que sustituirse esta generación con petróleo diesel, bastante más caro. Éste diesel, los últimos años ha sido sustituido con carbón y gas natural licuado, producto de la apertura del terminal de regasificación en Quintero. Para el caso del SING, es relevante observar que la generación en sus principios se realizaba mediante gas natural, situación que cambió con los cortes de suministro de gas argentino, y que provocaron que debiese utilizarse diesel y carbón (mucho más contaminantes) para reemplazarlo en la generación. Durante los últimos años, el petróleo

diesel ha sido reemplazo por centrales carboníferas, concentrando estas últimas cerca de un 80% de la energía total generada.

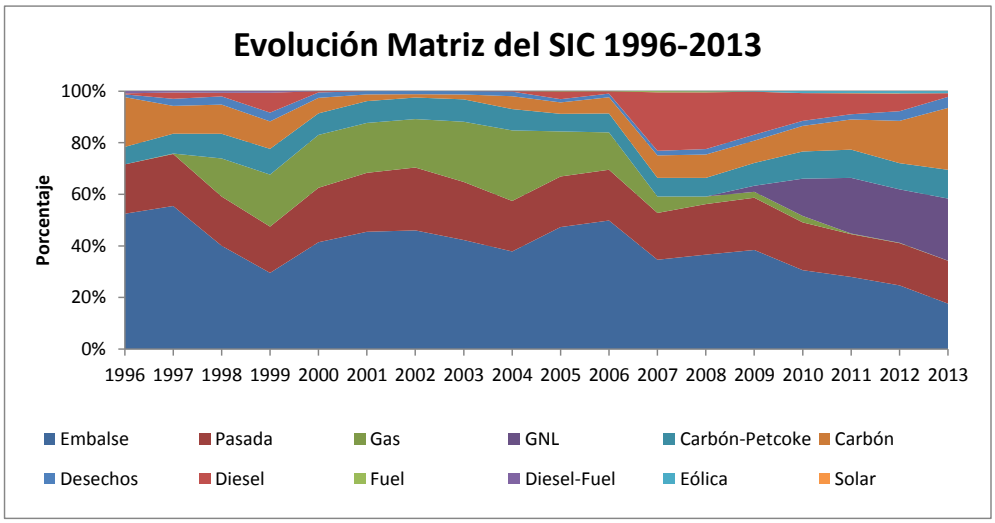


Figura 2-3: Evolución de la Matriz Energética del SIC entre los años 1996-2013

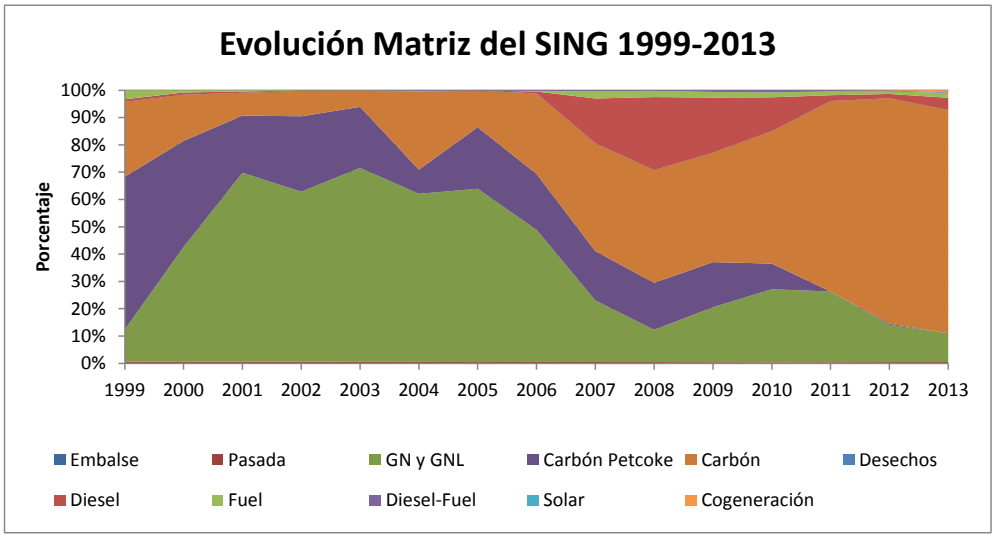


Figura 2-4: Evolución de la Matriz Energética del SING entre los años 1999-2013

En el sector eléctrico chileno operan 3 actores principales: Generación, Transmisión y Distribución. La generación en el SIC se caracteriza por estar conformada por 15 empresas que cuentan con al menos 1% de la capacidad instalada del sistema, siendo las tres principales: Endesa, Colbún y Gener, que acaparan un 60% de la capacidad de generación del sistema. Por otro lado, la transmisión se caracteriza por estar dominada por una gran empresa, Transelec, bajo la condición de monopolio natural. La extensión de sus líneas de transmisión es de 3168 kilómetros y por ella fluye el 98% de la energía del sistema. Finalmente, la distribución se caracteriza por presentar monopolios geográficos, también conocidos como economías de ámbito o densidad, y sus principales actores en el SIC son las empresas distribuidoras: Chilectra S.A, CGE Distribución S.A, Chilquinta Energía S.A e Inversiones Eléctricas del Sur S.A (Grupo SAESA).

Son dos los organismos principales que intervienen en lo que corresponde la planificación y operación del sistema eléctrico en Chile. Por un lado, la Comisión Nacional de Energía (CNE) que se encarga de analizar precios, tarifas y normas asociadas a los distintos servicios eléctricos (Generación, Transmisión y Distribución), así como determinar y proyectar el funcionamiento esperado del sector eléctrico a través de la elaboración de los informes de precios de nudo, estudios de transmisión troncal y estudios de subtransmisión. Y por otro lado, están los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), del SIC y del SING, organismos independientes destinados a la coordinación de la operación diaria del sistema eléctrico, de manera de alcanzar un suministro confiable y a mínimo costo variable[4]. Esta operación se basa en la utilización de modelos que ordenan de manera creciente las centrales eléctricas en base a su costo marginal, y en base a las distintas restricciones técnicas (flujos por las líneas, rampas de generación, reserva en giro, etc.) del problema determinan cuándo y qué centrales deben operar en un determinado momento. Finalmente el precio de la energía en el sistema se

[4] Para las centrales térmicas este se calcula como la suma de los costos de combustible, con los costos variables no de combustible. $Cos.Var._{Térmico} = \eta_{Térmico} \cdot Cos.Combustible + Cos.Var.No\ Comb.$

fija como el costo de suplir una unidad de energía más en los nodos del sistema. Esta situación, en redes sin congestión, la determina una unidad generadora denominada la unidad marginal del sistema (que usualmente es una). Sin embargo, al haber redes expuestas a condiciones de congestión, los sistemas se comportan de manera desacoplada aumentando el número de generadores marginales, pues en cada "subsistema" la forma de abastecer una unidad de demanda más es diferente, lo cual también conlleva a distintos costos marginales en cada nodo.

3 CASOS DE ESTUDIO

A continuación se procede a describir el modelo utilizado para la simulación y evaluación de los distintos casos en estudio. El modelo utilizado corresponde al OSE2000, desarrollado por KAS Ingeniería el año 2000, con el objetivo de determinar la operación del sistema eléctrico óptima. Este software se caracteriza por ser un modelo de despacho hidrotérmico de alta complejidad de carácter multinodal y multiembalse, es decir, con él es posible programar la operación de los diferentes embalses del SIC, con un desglose mensual para un horizonte de tiempo definido, el cual suele abarcar varios años. Su función objetivo busca minimizar el valor esperado del costo total del sistema, compuesto por los costos de operación (que incluye los de mantenimiento) y falla del sistema, de esta manera determinar la combinación óptima de centrales necesarias que permitan abastecer la demanda al menor costo de operación del sistema posible.

3.1 Descripción del Modelo

Las bases del modelo OSE2000 se encuentran en el modelo de programación dinámica dual estocástica (SDDP) desarrollado por Pereira y Pinto a principios de la década de los 90', el cual utiliza el algoritmo de descomposición de Benders aplicándolo al problema de optimización multietapa y multiembalse. Este algoritmo aprovecha las características estructurales del problema, descomponiéndolo en subproblemas de menor complejidad y más fáciles de resolver, reduciendo el esfuerzo computacional necesario. Esto lo logra a través de variables de acoplamiento que reflejan el estado de los embalses a través del tiempo (i.e volumen embalsado en el tiempo). De esta forma, el algoritmo de descomposición Benders logra lidiar con la conocida "maldición de la dimensionalidad" de los problemas de despacho hidrotérmico y que eleva notoriamente los tiempos de cómputo.

Una de las ventajas del modelo OSE2000 es su completitud que permite la incorporación de varios aspectos importantes como lo es la variabilidad horaria de la demanda industrial y vegetativa (residencial), los convenios de riego y la modelación de centrales serie (es decir que presentan conectividad hidráulica). Si bien el modelo es muy completo, presenta como desventaja su compleja utilización y la gran cantidad de datos o *inputs* requeridos para grandes sistemas eléctricos como el SIC. Esto es con el objetivo de no comprometer la precisión de los resultados.

Para grandes sistemas hidrotérmicos como el SIC y de forma de reducir los tiempos de cómputo es que el programa realiza todo el proceso en dos etapas computacionales o fases: En primer lugar hay una fase de optimización (comúnmente llamada Opt), la cual se encuentra destinada a obtener la función de costos futuros, dada por el valor del agua embalsada y las estrategias de uso de los embalses. Esta primera etapa computacional, por convención de la CNE, consta de 50 iteraciones en las cuáles se va perfeccionando la curva de costo futuro para cada etapa en el tiempo (mensuales en el horizonte de estudio), y hace uso de una red de transmisión eléctrica reducida, con el objetivo de disminuir el esfuerzo computacional a valores razonables (aproximadamente 4 minutos por iteración).

Posteriormente está la segunda fase (comúnmente llamada Ope) que se desarrolla con el sistema de transmisión completo y la cual recibe como *inputs* las curvas de costo futuro estimadas en la fase anterior. En esta fase se desarrolla el proceso de simulación en el cual se sortea la hidrología que corresponde a una cierta etapa mediante un proceso de sorteo histórico, seleccionando una de las 53 hidrologías equiprobables con que cuenta el programa (50 históricas desde 1960, más 3 hidrologías extremas determinadas por la CNE, dos muy secas y una muy húmeda). Finalmente, luego de desarrollar diversas simulaciones de la operación del sistema ante diferentes secuencias hidrológicas, se obtiene un valor esperado para los costos marginales de la energía para

cada nodo (barra) del sistema, y la política óptima de operación del sistema que minimiza el costo total esperado.

En lo que respecta a la transmisión, el OSE2000 la modela mediante la utilización de flujos DC, los cuáles son calculados como el cuociente de la diferencia de los ángulos de la tensión entre las barras emisora y receptora, sobre la reactancia de la línea. Posteriormente las pérdidas producto de las líneas son aproximadas por una función lineal por tramos, cuyo número depende de la importancia relativa de la línea (usualmente 3 o 5 tramos). Luego, se considera que estas pérdidas son repartidas equitativamente entre las barras emisora y receptora del flujo eléctrico, y consideradas como una carga más en la barra en cuestión. Es posible configurar el modelo de tal forma que considere que las pérdidas se dan exclusivamente en el extremo emisor o receptor de la línea.

Como base de cálculo del modelo fueron utilizadas las dispuestas por la CNE en su página web, correspondientes al Informe de Precio de Nudos Definitivo de Abril de 2012.

En lo que respecta a la valoración de los resultados del modelo, la literatura ve el efecto del sistema eléctrico en las emisiones de CO_2, sin embargo también existe un impacto asociado a las emisiones de contaminantes locales (*Health damaging pollutants*). Es por esta razón que se encuentran contenidos dentro de la evaluación, en cuanto la emisión de dióxido de carbono no está perfectamente correlacionada con ninguno de los otros contaminantes a evaluar.

Tabla 3-1: Factor de correlación entre los factores de emisión de las centrales térmicas

Correlación ρ (n = 125)	$CO_{2,equiv.}$ [Ton/GWh]	$MP_{2.5}$ [Ton/GWh]	NO_x [Ton/GWh]	SO_2 [Ton/GWh]
$CO_{2,equiv.}$ [Ton/GWh]	1	0.471	0.025	0.197
$MP_{2.5}$ [Ton/GWh]	0.471	1	0.377	0.593
NO_x [Ton/GWh]	0.025	0.377	1	0.576
SO_2 [Ton/GWh]	0.197	0.593	0.576	1

En la presente investigación se analiza el impacto provocado por la introducción de nuevos circuitos a las líneas de transmisión existentes, en términos ambientales, económicos y de confiabilidad, considerando no sólo el impacto de los contaminantes globales (Gases de efecto invernadero), sino que también incorporando contaminantes locales, producidos debido al desplazamiento de emisiones contaminantes ocurrido al modificar alguna parte en estructura del sistema eléctrico (en este caso, la red de transmisión). Para esto, primero se simulan varios escenarios sin considerar la aplicación del criterio N-1 en ninguna parte de la red y ampliando sólo una línea de manera de caracterizar el efecto individual de la ampliación de su capacidad, para luego simular la incorporación de todos los circuitos anteriores en su conjunto. Posteriormente se simula el sistema aplicando el criterio N-1 en los tramos definidos según las bases de la CNE y sin considerar ninguna expansión, y es comparado con un escenario donde el criterio N-1 se aplica a los tramos definidos por la CNE y se agregan todas las expansiones con criterio N-1 incluido, de manera de lograr caracterizar exclusivamente el impacto de la incorporación del criterio N-1 sobre el sistema. La razón de realizar un análisis sin criterio N-1 y luego con N-1, es puesto que es un criterio de confiabilidad ampliamente utilizado, sin embargo su aplicación en Chile no es perfecta y se encuentra en discusión

como debe ser su aplicación. Finalmente sobre el escenario con expansiones y con criterio N-1, se simularán variaciones en la demanda, costo de falla y un análisis sobre la condición hidrológica imperante, con el objetivo de comprender el efecto que tienen estos factores sobre las emisiones contaminantes, la confiabilidad del sistema y el costo total de operación y falla, en el horizonte de estudio.

3.2 Metodología, Escenarios, Datos y Parámetros Utilizados

Se procede a explicar los distintos parámetros y configuraciones relevantes del modelo. El horizonte de evaluación fue considerado entre Abril de 2012 y Marzo de 2046, el cual se compone por un conjunto de 15 años simulados con el modelo OSE2000, de los cuales los últimos 2 años fueron de relleno con el objetivo de la correcta utilización de las aguas de los embalses (Los cuales serían utilizados completamente de no agregarse estos años). De manera de considerar el tiempo de construcción de las líneas, se consideró que su entrada en operación ocurre en Abril de 2016 y posteriormente para efectos de la evaluación de las líneas durante todo el transcurso de su vida útil de 30 años, se repitieron las resultados de las simulaciones[5] del último año –no de relleno- de la simulación (Año hidrológico 2024) hasta Marzo de 2046. Si bien la repetición del último año simulado no es lo más adecuado, es el mejor *proxy* que se puede obtener dado el alto grado de incertidumbre de las inversiones pasado el horizonte considerado por el plan de obras. Esto puede observarse en la Figura 3-1.

[5] Las variables repetidas corresponden a la generación de las centrales, los flujos por las líneas, la energía de falla y el costo del sistema.

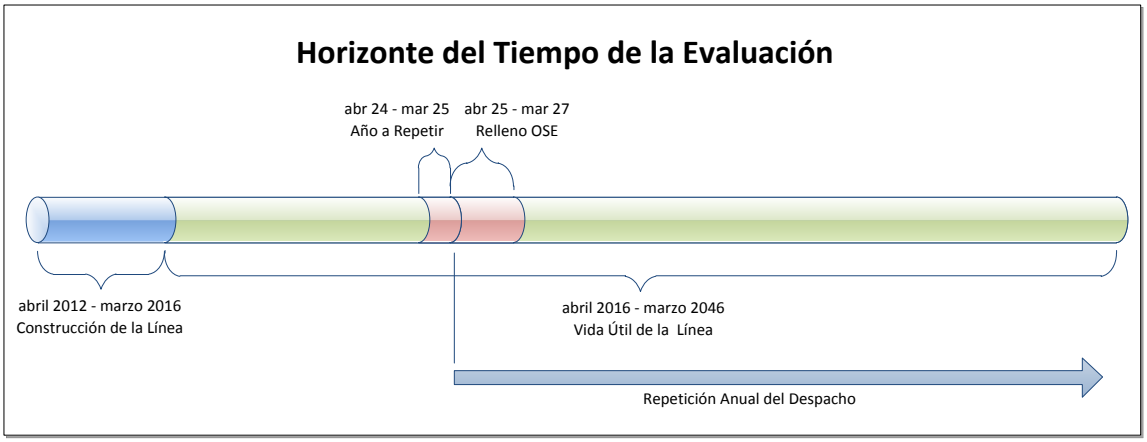


Figura 3-1: Horizonte de Evaluación del Estudio

Posteriormente con los resultados de generación para cada central y cada mes en el intervalo de simulación, se calcularon los deltas de energía entre los casos de estudio, y fueron multiplicados por los factores de emisión, de tal forma de obtener las emisiones evitadas del contaminante en análisis, en toneladas.

Los factores de emisión para el Dióxido de Carbono, Material Particulado, Óxidos de Nitrógeno y Dióxido de Azufre corresponden a los existentes en las bases de datos de KAS, a la fecha de Abril 2012. Para las centrales del plan de obras, se utilizaron factores aproximados (también especificados en la base de datos de KAS), en base a centrales de similares características (potencia, combustible utilizado) y ubicada en un nodo cercano.

Luego, con la cantidad de toneladas del contaminante local emitidas mensualmente hasta Marzo de 2025, se procedió a valorar los contaminantes emitidos por las centrales según su ubicación, utilizando el valor del daño marginal evitado de cada provincia actualizado al mes y año correspondiente (MMA, 2011)[6]. A modo de resumen del procedimiento seguido por GreenLabUC en el citado estudio, para la

[6] En el informe en cuestión se muestran dos valores por contaminante, por provincia a Diciembre de 2010. Estos representan dos escenarios distintos de co-beneficios de mitigación de GEI. Para más detalles, referirse a (MMA, 2011). Se utiliza el menor valor de ellos, por representar un escenario más conservador.

obtención del valor del daño marginal evitado (precio de los contaminantes locales en el modelo) véase la Figura 3-2. En ella se observa que un cambio en las emisiones, genera cambios en la salud de las personas, alterando la mortalidad prematura, admisiones hospitalarias, ausentismo y días de restricción laboral. Estos se cuantifican a través de las funciones de exposición-respuesta, las cuáles relacionan los cambios en un determinado efecto con los cambios de concentración de un contaminante determinado sobre un determinado conjunto de personas. Finalmente estos "efectos evitados" son valorados desde 3 perspectivas: el costo del tratamiento, productividad perdida y pérdida del bienestar. Los dos primeros corresponden a costos de la enfermedad (*Cost of illness*) y el último es igual a la disposición a pagar por no estar enfermo (*Willingness to pay*). Para más detalles del procedimiento de valoración del daño marginal referirse a (MMA, 2011).

Para valorar el valor de daño marginal evitado del CO_2 se utilizó el precio de cierre de los futuros de permisos de emisión de dióxido de carbono (EUA, de sus siglas *European Union Allowances*) para el mercado europeo a Abril de 2012. La razón de la elección de esta medida es porque refleja el valor esperado que tenga el papel por parte del mercado en un largo plazo. Este valor fue interpolado cuadráticamente para obtener valores mensuales del permiso, y poder así evaluar mensualmente el valor de las emisiones de CO_2, como lo muestra la Figura 3-3.

Finalmente, se obtuvieron valores actualizados netos (VAN) ambientales para cada contaminante para cada caso (escenario). Esto permitió obtener un VAN ambiental total para cada escenario analizado.

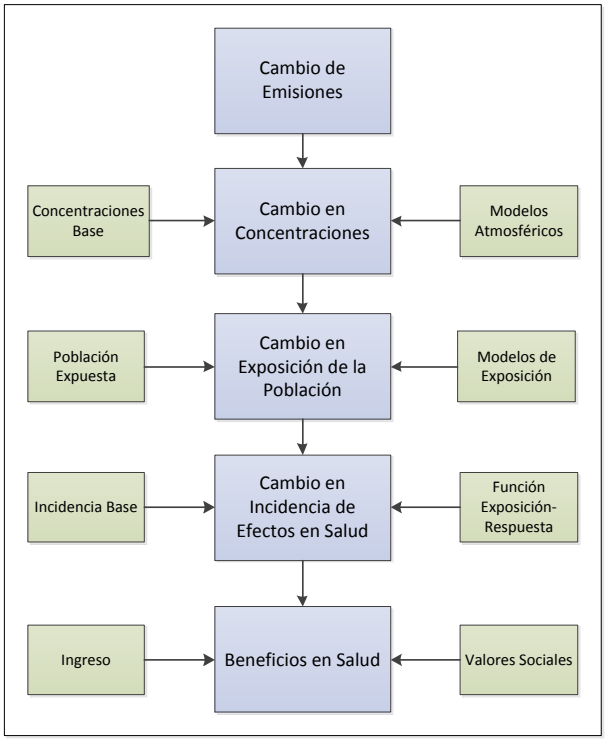


Figura 3-2: Procedimiento para determinar el Daño Marginal Evitado.
Fuente: MMA (2011)

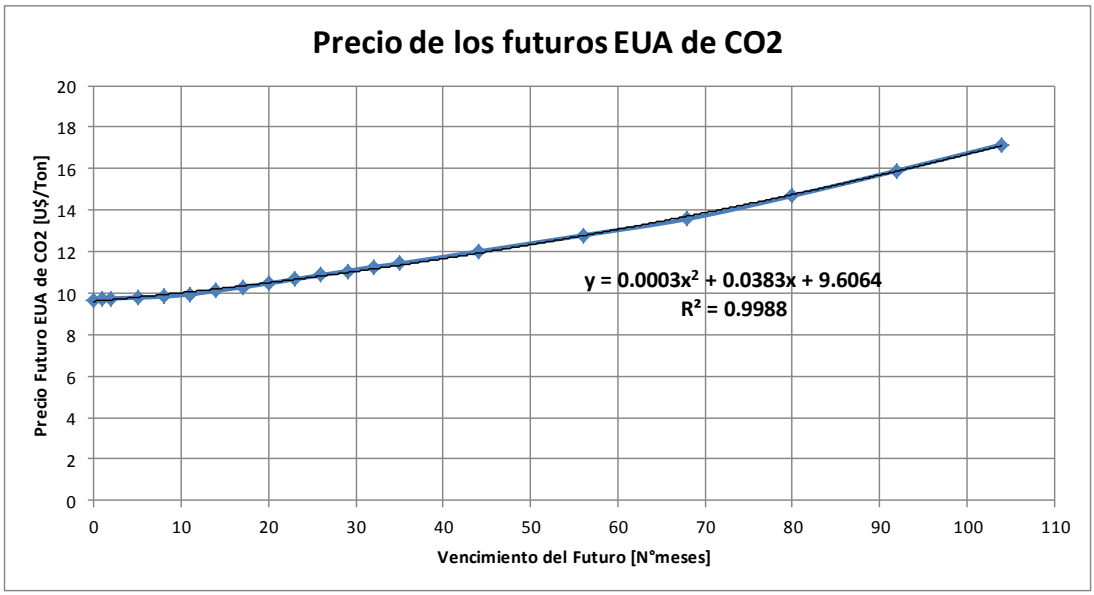


Figura 3-3: Precio de los futuros EUA de CO_2

La formulación general de la metodología seguida puede observarse en las ecuaciones (3.1) – (3.4)

$$\Delta ET_{c,k,t} = \sum_{b} FE_{c,k} \cdot \Delta GE_{c,t,b} \qquad \forall\ c,k,t \qquad (3.1)$$

$$VAN_k = \sum_{t}\sum_{c} \frac{\left(DME_{k,t,p(c)} \cdot \Delta ET_{c,k,t}\right)}{(1+r)^t} \qquad k = \{MP_{2.5}, NO_x, SO_2\} \qquad (3.2)$$

$$VAN_k = \sum_{t}\sum_{c} \frac{\left(PF_t \cdot \Delta ET_{c,k,t}\right)}{(1+r)^t} \qquad k = \{CO_2\} \qquad (3.3)$$

$$VAN_{Total} = \sum_{k} VAN_k \qquad (3.4)$$

$$k \in \{CO_2, MP_{2.5}, NO_x, SO_2\}$$
$$t \in \{Abril-2012, Marzo-2046\}$$
$$b \in \{Bloque\ Valle, Bloque\ Punta\}$$
$$c \in \{Centrales\ del\ SIC\}$$
$$p(c) \in \{Provincias\ de\ Chile\}\ /\ c \in Provincia\ p(c)$$

Donde,

$FE_{c,k}$: Corresponde al factor de emisión de una central c, para un contaminante k en [Ton/GWh].

$\Delta GE_{c,t,b}$: Corresponde a la diferencia entre un caso modificado y el caso base, de la generación esperada de una central c en [GWh], para el mes t, en el bloque de demanda b.

$\Delta ET_{c,k,t}$: Corresponde a la diferencia entre un caso modificado y el caso base, de las emisiones totales del contaminante k en [Ton] de una central c para el mes t.

$DME_{k,t,p(c)}$: Corresponde al daño marginal evitado por un contaminante k, en el mes t, para la provincia p donde se ubica la central c.

PF_t: Corresponde al precio del futuro de CO_2, en un mes t.

VAN_k : Corresponde al Valor Actualizado Neto derivado del cambio de emisiones en un contaminante k.

r : Corresponde a la tasa de actualización, definida como un 10% según el DFL N°4/2006.

VAN_{Total} : Corresponde al Valor Actualizado Neto derivado del cambio de emisiones contaminantes globales o locales.

Otros indicadores que resultan relevantes para el análisis son los flujos en las líneas, energía de falla y costo total del sistema. Los flujos por las líneas son utilizados para calcular el índice de congestión de la red (NCI, por sus siglas en inglés) que se define como una magnitud adimensional que refleja el nivel de uso máximo de la red de transmisión, durante un intervalo de tiempo determinado (Aguado et al., 2011). En este caso se analizó el valor del NCI para todo el horizonte de la evaluación es decir, desde Abril del 2012 hasta Marzo de 2046. La fórmula (3.5) representa el cálculo del NCI.

$$NCI = \frac{\sum_t \sum_{L.i} \left| f_{L,i,t}^{max_{b,h}} \right|}{\sum_t \sum_{L,i} cap_{L,i,t} \cdot w_{L,i,t}} \qquad (3.5)$$

Donde,

$f_{L,i,t}^{max_{b,h}}$: Corresponde al flujo máximo entre las 53 hidrologías h y 2 bloques de demanda b, para el circuito i de la línea L en el mes t.

$cap_{L,i,t}$: Corresponde a la capacidad del circuito i de la línea L en el mes t.[7]

$w_{L,i,t}$: Variable binaria que indica la existencia del circuito i de la Línea L en el mes t.

[7] Recordar que se ha supuesto que la expansión de la línea de transmisión se lleva a cabo agregando un nuevo circuito. De esta forma y al ser también el n° del circuito un subíndice de la variable, la capacidad resultante del circuito i de la línea L se ha considerado constante para todo tiempo t. Para casos de cambios de conductor, el valor de esta capacidad variaría con t.

La energía de falla y el costo del sistema, son utilizados directamente para contrastarlo con los demás indicadores. La primera representa la generación de las centrales de falla, la cual utiliza como costo de operación el costo de falla de largo plazo, dependiendo de la profundidad de la misma. La elección del costo de falla de largo plazo se fundamenta básicamente en el problema de expansión de la transmisión que es por naturaleza un problema de largo plazo. Este valor es inferior al costo de falla de corto plazo, y a Abril de 2012 su valor representativo (también llamado costo de racionamiento) es de 517,99 U$/MWh. Por otra parte, el costo del sistema refleja la totalidad de los costos privados asociados a operación (incluyendo mantenimiento) y falla en el sistema. El disponer de él permite comparar la magnitud de los beneficios ambientales asociados a la reducción de emisiones con respecto a los deltas de costo del sistema incurridos.

Como caso base para la primera parte se utilizan las bases de cálculo para el desarrollo del Informe de Precios de Nudo Definitivo de Abril de 2012, proporcionadas por la CNE en su sitio web, a las cuáles se les realizaron unas pequeñas modificaciones para adecuarlas a nuestros propósitos. Se procede a detallar las modificaciones realizadas inicialmente, y que definirán el caso base inicial:

1) Se ha extendido el horizonte de simulación[8] de 13 a 15 años (manteniendo los 2 años de relleno). Esto con el objetivo de que todas las centrales del plan de obras proyectadas entren en operación y se observen sus efectos, en especial las distintas fases del proyecto de Hidroaysén.
2) Se ha extendido el pronóstico de la demanda vegetativa e industrial en 2 años, hasta el año 2024, de tal forma de ser consistentes con el punto anterior. La tasa de crecimiento

[8] Se recuerda al lector que horizonte de simulación es distinto de horizonte de evaluación. El de simulación comprende el tiempo simulado con el programa OSE para el despacho hidrotérmico, incluyendo los años de relleno, mientras que el de evaluación incluye también el tiempo que se extendió para abarcar toda la vida útil de la línea a expandir.

en la demanda utilizada en los años agregados es la misma de los últimos dos años (2021-2022). El número de bloques se mantuvo en 2, bloque valle y bloque punta.

3) En una primera etapa, se ha desactivado la utilización del criterio N-1 en todas las líneas del sistema, puesto que esto será parte de un análisis posterior.

4) Se ha activado el *flag* (variable binaria) que activa los límites de transmisión para cada línea del sistema, de forma de considerar las congestiones que puedan darse en cualquiera de ellas.

5) Se han modificado los parámetros de escritura de archivos, de forma que sea más fácil la consulta de los mismos (Por ej. Datos que serán escritos en los archivos, años abarcados por cada archivo, etc.). La razón de estas modificaciones es para mayor comodidad en el despliegue y análisis de los resultados.

En términos generales, la siguiente tabla-resumen muestra los elementos modelados en las simulaciones con el OSE2000.[9]

Tabla 3-2: Elementos Modelados con el software OSE2000

N° de Barras del Sistema	203
N° Barras de Generación	72
N° Barras de Consumo	114
N° Barras de Consumo Vegetativo	23
N° de Barras de Consumo Industrial	21
N° Barras de Consumo Industrial y Vegetativo	70
N° Tramos del Sistema de Transmisión	262
N° Centrales Generadoras	218
N° Centrales Térmicas	129[10]

[9] Para más detalles de la modelación y las bases de cálculo, referirse al informe de precios de nudo definitivo de Abril de 2012, disponible en la página web de la CNE.

[10] Considera Operaciones Duales, Tramos de Operación, Cambios en Combustibles y Centrales Geotérmicas.

N° Centrales Eólicas	15
N° Centrales de Pasada	53
N° Centrales de Embalse	10
N° Centrales en Serie Hidráulica	11

Un aspecto fundamental corresponde a la definición de las líneas que serán objeto de las expansiones en su capacidad, para lo cual es necesario correr el caso base y determinar el nivel de congestión de las líneas en el sistema. La elección de las líneas se basó en tres criterios principales: alto nivel de congestión, dispersión geográfica y diversidad del tipo de línea (Líneas de transmisión troncal, Líneas de subtransmisión). Los transformadores de línea no fueron considerados entre las posibles expansiones. Las líneas que fueron seleccionadas se muestran en la Tabla 3-3, con sus respectivas especificaciones técnicas relevantes.

Tabla 3-3: Líneas seleccionadas para la expansión

CASO	Línea	Nodo1	Nodo2	N° de circuitos	Capacidad [MW]	Capacidad N-1 [MW]	Voltaje [kV]	R [Ω]	X [Ω]
1	Cerro Navia - Lampa	Cerro Navia 220	Lampa 220	2	620	460	220	0.678	2.662
2	Alto Jahuel-Santa Rosa	Alto Jahuel 110	Santa Rosa 110	2	142	71	110	0.962	3.08
3	Puerto Varas-Puerto Montt	Puerto Varas 66	Puerto Montt 66	2	18	18	66	4.447	3.252
4	Cerro Navia-Pudahuel	Cerro Navia 110	Pudahuel 110	2	188	94	110	0.012	0.048
5	Araña-Rapel	Araña 66	Rapel 66	1	15	15	66	8.533	8.699
6	Macul-Florida	Macul 110	Florida 110	2	136	68	110	0.399	1.198

7	Temuco-Padre de las Casas	Temuco 66	Padre de las Casas 66	2	56	28	66	1.745	1.895
8	Lampa-Polpaico	Lampa 220	Polpaico 220	2	620	620	220	0.847	3.364

Se procede a detallar el nivel de congestión de las líneas elegidas respecto al total de simulaciones relevantes[11] en el caso base, lo cual permitió definir las líneas a elegir.

Tabla 3-4: Nivel de congestión de las líneas seleccionadas

Línea	% de simulaciones congestionadas	Tipo de Línea	Zona
Cerro Navia- Lampa	6.38%	Transmisión Troncal	Centro
Alto Jahuel- Santa Rosa	96.529%	Subtransmisión	Centro
Puerto Varas- Puerto Montt	85.795%	Subtransmisión	Sur
Cerro Navia-Pudahuel	85.129%	Subtransmisión	Centro
Araña- Rapel	100%	Subtransmisión	Centro
Macul- Florida	82.747%	Subtransmisión	Centro
Temuco- Padre de Las Casas	81.955%	Subtransmisión	Sur
Lampa- Polpaico	6.241%	Transmisión Troncal	Centro

Para esta primera parte, cada caso a contrastar con el caso base, consistió en agregar un circuito a cada una línea de las anteriormente especificadas. Si bien se observa que el porcentaje de simulaciones congestionadas de las líneas de transmisión troncal es bajo, los tramos seleccionados corresponden a donde más se produce congestión en este tipo de líneas. Los nuevos datos para cada una de las líneas en cada caso correspondiente, pueden observarse en la Tabla 3-5. Finalizando esta primera parte

[11] N° simulaciones relevantes = N° de años no de relleno x N° de Meses x N° de Hidrologías x N° de Bloques.
N° simulaciones relevantes = 13 x 12 x 53 x 2 = 16536 para aquellas líneas que están desde el principio del horizonte.

se incorporaron todas las expansiones al mismo tiempo para estudiar su efecto conjunto sobre el sistema.

Tabla 3-5: Nuevos valores de las líneas seleccionadas para la expansión

CASO	Línea	Nodo1	Nodo2	N° de circuitos	Capacidad [MW]	Capacidad N-1 [MW]	Voltaje [kV]	R [Ω]	X [Ω]
1	Cerro Navia - Lampa	Cerro Navia 220	Lampa 220	3	930	690	220	0.452	1.775
2	Alto Jahuel-Santa Rosa	Alto Jahuel 110	Santa Rosa 110	3	213	142	110	0.641	2.053
3	Puerto Varas-Puerto Montt	Puerto Varas 66	Puerto Montt 66	3	27	27	66	2.965	2.168
4	Cerro Navia-Pudahuel	Cerro Navia 110	Pudahuel 110	3	282	188	110	0.008	0.032
5	Araña-Rapel	Araña 66	Rapel 66	2	30	15	66	4.267	4.35
6	Macul-Florida	Macul 110	Florida 110	3	204	136	110	0.266	0.799
7	Temuco-Padre de las Casas	Temuco 66	Padre de las Casas 66	3	84	56	66	1.163	1.263
8	Lampa-Polpaico	Lampa 220	Polpaico 220	3	930	930	220	0.565	2.242

En esta primera etapa, puesto que el criterio N-1 está desactivado, el campo detallado como “capacidad” en la Tabla 3-5 es el que define cual es el límite de transferencia de potencia a través de la línea de transmisión, y el campo “capacidad N-1” se encuentra inactivo.

En una segunda etapa del proyecto se analiza el efecto de la introducción del criterio de seguridad N-1 sobre los tramos relevantes del sistema, definidos por el informe de precio de nudos definitivo de Abril de 2012 como los tramos troncales y

algunos otros seleccionados, y sobre las expansiones antes señaladas para el análisis, realizadas en conjunto.

Tabla 3-6: Caracterización de casos de la segunda etapa

Caso	Criterio N-1 Sistema Sin Expansiones	Expansiones Propuestas Presentes	Criterio N-1 en Expansiones Propuestas
A	✗	✗	✗
B	✓	✗	✗
C	✓	✓	✓

Como se puede observar, el caso que en la Tabla 3-6 es denominado como caso A, corresponde al mismo caso base de la primera parte, y en él no se ha llevado a cabo ninguna expansión, y aún no se le ha aplicado el criterio N-1. El orden de comparación de estos casos es que el caso B será comparado con respecto al caso A, y posteriormente el caso C será comparado con respecto al caso B. La razón de llevar a cabo este análisis es que permite estudiar independientemente el efecto que tiene la aplicación del criterio N-1 en el sistema, de los cambios introducidos en el sistema producto de las expansiones seleccionadas. Un paso fundamental al introducir el criterio N-1 en el sistema corresponde a la definición de las potencias N-1 en los distintos tramos de la red. En el caso de los tramos que no son modificados, la potencia N-1 se mantiene intacta a la que ha definido la CNE, puesto que según ella señala es la que mantiene el sistema eléctrico económicamente adaptado. Para el caso de las expansiones propuestas se estimó la capacidad N-1 que tendrían en caso de ser expandidas, en base a proporciones y a cálculos basados en el diagrama unilineal (En Anexo A: Diagrama Unilineal Del SIC). La obtención de un valor exacto para esta capacidad, requeriría de un análisis de estabilidad dinámica, a desarrollarse con DigSilent PowerFactory, lo cual escapa de los alcances de esta tesis, puesto que el foco está en mostrar lo que sucede cuando existe una restricción que limita aún más la red de transmisión por sobre sus capacidades nominales de operación.

Finalmente en una tercera etapa, se analiza cómo se comporta el sistema al operar con criterio de seguridad N-1 en los tramos definidos por la CNE y en las expansiones propuestas, ante distintas situaciones o "sensibilidades". Se considera como caso base para esta etapa al caso C de la etapa anterior, puesto que representa el caso más adaptado a la realidad chilena, donde el criterio N-1 es utilizado sólo en algunas líneas del sistema. Las sensibilidades desarrolladas pueden verse en la Tabla 3-7.

Tabla 3-7: Sensibilidades Desarrolladas

Caso	Sensibilidad
C	Introducción del Criterio N-1
D	Disminución de un 10% de la demanda
E	Aumento de un 10% de la demanda
F	Condición Húmeda Preponderante
G	Condición Seca Preponderante
H	Aumento en un 50% del costo de falla
I	Aumento en un 100% del costo de falla

En primer lugar, se analiza qué sucede al realizar variaciones en toda la demanda, aumentándola y disminuyéndola en un 10%, como puede observarse en la Figura 3-4.

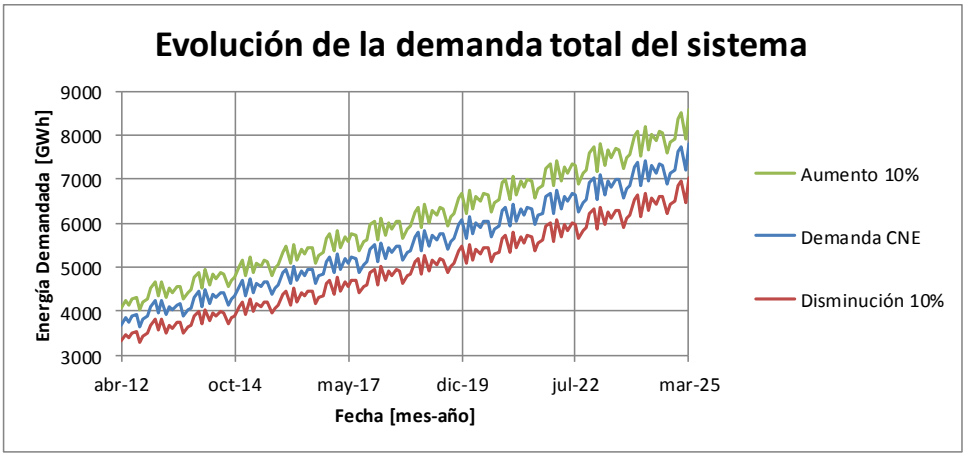


Figura 3-4: Pronóstico de la Demanda Energética hasta Marzo de 2025

También se observará como varían los resultados, al realizar un proceso de filtrado entre las 53 hidrologías al retirar las 6 más secas y en un caso aparte, las 6 más húmedas. Esto permitirá dimensionar el impacto que tienen estos escenarios extremos sobre los resultados que se han obtenido. Para la selección de estas hidrologías, se decidió utilizar la energía potencialmente utilizable derivada de los caudales afluentes de las centrales de pasada. Esto pues, se consideró que representan un buen *proxy* de cómo se encuentra la condición hidrológica imperante para un determinado año hidrológico. Las hidrologías a retirar seleccionadas se encuentran especificadas en la Figura 3-5.

Por último se estudia que sucede al aumentar el valor del costo de falla de largo plazo en un 50% y en un 100% sobre su valor actual, de manera de acercarse a valores utilizados a nivel internacional. Los valores utilizados se detallan en la Tabla 3-8.

Tabla 3-8: Valores Costo de Falla de Largo Plazo, según Profundidad de Falla

Profundidad [%]	Costo Falla, Valor CNE [U$/MWh]	Costo Falla, Valor CNE +50% [U$/MWh]	Costo Falla, Valor CNE +100% [U$/MWh]
0-5	517.99	776.985	1035.98
5-10	540.88	811.32	1081.76
10-20	576.25	864.375	1152.5
20-100	624.51	936.765	1249.02

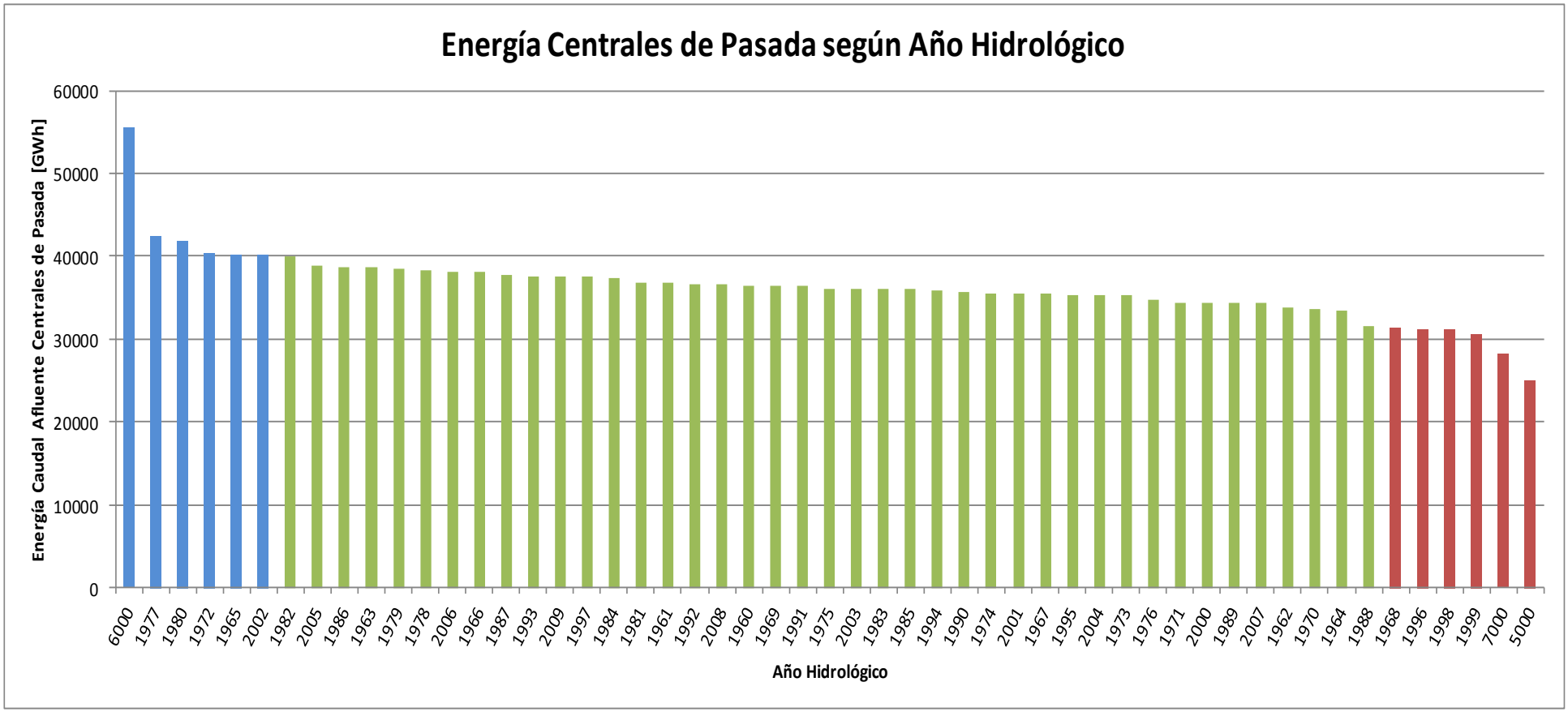


Figura 3-5: Energía Caudal Afluente de Centrales de Pasada, según Hidrología

3.3 Resultados Obtenidos

A continuación se presentan los resultados para las tres etapas, descritas anteriormente en la metodología. En las secciones 3.4 y 3.5 se procederá a analizar estos resultados y ver sus implicancias.

1era Etapa[12]: Resultados de la expansión de cada línea y todas juntas. Sin criterio N-1.

Energía Base: 2,560,964.96 [GWh]
NCI Base: 45.499 %
CO_2 Base: 900,373,472.903 [Ton]
$MP_{2.5}$ Base: 94,131.091 [Ton]
NO_x Base: 930,993.576 [Ton]
SO_2 Base: 609,553.059 [Ton]
ENS Base: 205,928.214 [GWh]
Beneficios Operacionales Base: -67,341.648 [MU$]

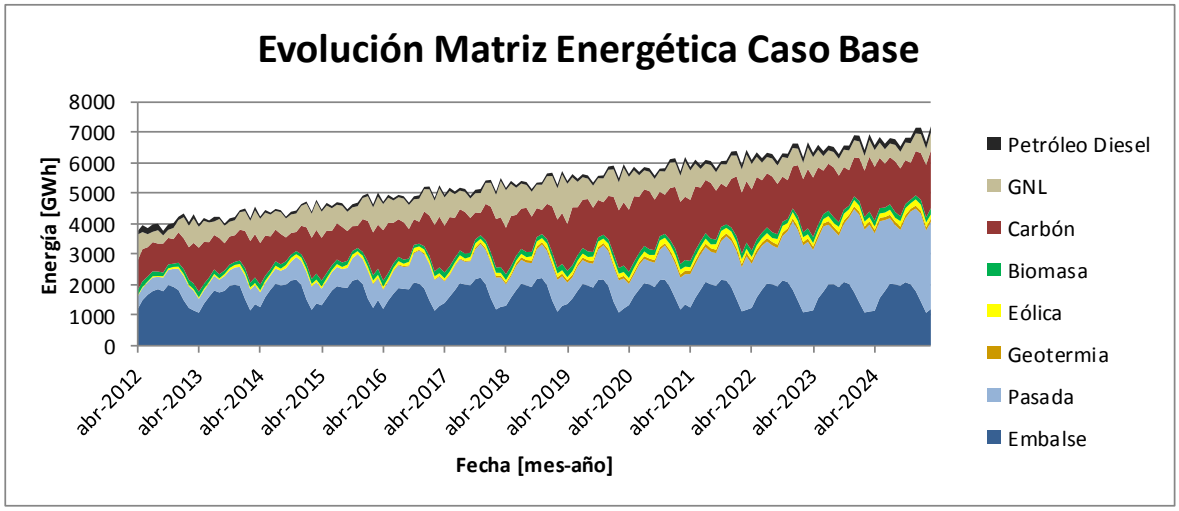


Figura 3-6: Evolución de la Matriz Energética en el Caso Base, sin criterio N-1

[12] Los valores base aquí presentados consideran la extensión del horizonte de tiempo.

Tabla 3-9: Resultados de la Primera Etapa de la Metodología, con el horizonte extendido

CASO	VAN CO_2 [x 10^3 U$]	VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	VAN NO_x [x 10^3 U$]	VAN SO_2 [x 10^3 U$]	VAN Total [x 10^3 U$]	Delta Energía [GWh]
1	-$ 17,477.19	-$ 2,191.71	-$ 2,001.02	-$ 209.18	-$ 21,879.10	-478.85
2	-$ 51,577.99	$ 1,914.08	-$ 4,071.66	$ 656.07	-$ 53,079.49	18,812.16
3	-$ 11,251.98	-$ 2,140.70	-$ 1,741.03	-$ 954.92	-$ 16,088.63	2,793.16
4	-$ 5,910.16	-$ 1,464.93	-$ 5,110.15	$ 5,396.88	-$ 7,088.36	9,963.91
5	-$ 28,829.96	-$ 6,383.79	-$ 4,153.42	-$ 2,662.57	-$ 42,029.75	6,358.15
6	$ 2,632.49	$ 39.63	-$ 940.98	$ 369.11	$ 2,100.26	1,900.06
7	-$ 28,949.28	-$ 3,740.65	-$ 5,010.74	-$ 303.11	-$ 38,003.79	3,971.25
8	-$ 6,346.68	-$ 154.73	-$ 677.40	-$ 48.16	-$ 7,226.96	-158.34
Todas	-$ 93,410.96	-$ 121.67	-$ 11,216.03	$ 9,594.93	-$ 95,153.74	42,793.47

Delta NCI [%]	Delta CO_2 [Ton]	Delta $MP_{2.5}$[Ton]	Delta NO_x [Ton]	Delta SO_2 [Ton]	Delta ENS [GWh]	D.B.O [x 10^6 U$]
0.361%	2,606,556.26	117.11	1,876.71	433.23	19.05	-$ 54.82
0.774%	7,462,604.99	498.83	5,920.53	2,716.14	-20,025.62	$ 4,387.90
0.005%	1,674,015.01	176.06	1,853.37	1,298.78	-2,675.40	$ 507.58
-0.107%	821,406.61	-936.43	-5,576.98	-8,484.09	-9,068.01	$ 1,196.95
0.027%	4,210,097.59	465.82	4,653.19	3,355.51	-5,893.95	$ 1,149.88
0.077%	-347,357.31	38.08	219.18	583.06	-2,332.71	$ 590.47
0.018%	4,173,106.39	594.81	5,917.29	534.72	-3,692.00	$ 708.22
-0.111%	943,452.10	55.72	666.67	298.85	-20.95	-$ 13.41
1.350%	13,566,644.84	-265.46	3,898.08	-9,471.74	-42,944.13	$ 8,483.24

Tabla 3-10: Resultados de la Primera Etapa de la Metodología, hasta el Año 2024 (Fin de la Simulación)

CASO	VAN CO_2 [x 10^3 U$]	VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	VAN NO_x [x 10^3 U$]	VAN SO_2 [x 10^3 U$]	VAN Total [x 10^3 U$]	Delta Energía [GWh]
1	$ 460.90	$ 56.78	$ 137.40	$ 114.32	$ 769.41	-63.64
2	-$ 20,249.83	$ 70.92	-$ 1,400.58	$ 6.41	-$ 21,573.08	5,148.26
3	-$ 1,768.97	-$ 359.04	-$ 374.15	-$ 127.43	-$ 2,629.58	716.66
4	-$ 5,378.73	-$ 2,771.83	-$ 2,784.24	$ 186.90	-$ 10,747.90	2,084.24
5	-$ 7,287.35	-$ 1,278.24	-$ 1,117.53	-$ 565.25	-$ 10,248.36	1,762.78
6	$ 1,726.66	-$ 369.70	$ 20.09	$ 111.15	$ 1,488.20	282.29
7	-$ 9,266.76	-$ 969.56	-$ 1,578.76	$ 36.97	-$ 11,778.10	1,180.14
8	-$ 337.68	$ 35.80	$ 115.50	$ 19.49	-$ 166.89	-42.56
Todas	-$ 32,974.71	-$ 2,390.94	-$ 4,239.50	$ 1,010.17	-$ 38,594.98	11,197.65

Delta NCI [%]	Delta CO_2 [Ton]	Delta $MP_{2.5}$[Ton]	Delta NO_x [Ton]	Delta SO_2 [Ton]	Delta ENS [GWh]	D.B.O [x 10^6 U$]
0.054%	-76,491.67	-21.92	-175.64	-180.49	7.34	$ 0.35
0.848%	2,796,911.58	207.36	2,581.04	1,124.74	-5,433.24	$ 1,529.67
0.049%	265,007.98	23.16	343.64	155.49	-670.50	$ 160.06
-0.172%	751,632.61	-69.36	-108.90	-597.79	-1,950.30	$ 328.06
0.081%	1,002,522.29	108.32	1,126.52	758.99	-1,630.84	$ 408.15
0.112%	-217,395.09	-14.70	-207.87	-2.84	-444.85	$ 157.49
0.064%	1,242,712.50	166.37	1,731.16	5.95	-1,082.40	$ 247.42
-0.110%	36,346.16	-2.96	-48.08	-15.86	-7.81	-$ 0.92
0.995%	4,571,301.46	208.42	3,280.55	-287.32	-11,233.76	$ 2,914.83

2da Etapa[13,14]: Resultados Comparación Efecto Criterio N-1 vs. Expansiones.

Energía $Base_C$: 2,464,253.510 [GWh]
NCI $Base_C$: 52.148 %
CO_2 $Base_C$: 859,003,445.629 [Ton]
$MP_{2.5}$ $Base_C$: 90,886.222 [Ton]
NO_x $Base_C$: 897,045.826 [Ton]
SO_2 $Base_C$: 590,939.950 [Ton]
ENS $Base_C$: 310,901.684 [GWh]
Beneficios Operacionales $Base_C$: -92,334.399 [MU$]

Tabla 3-11: Resultados de la Segunda Etapa de la Metodología, con el horizonte extendido

CASO	VAN CO_2 [x 10^3 U$]	VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	VAN NO_x [x 10^3 U$]	VAN SO_2 [x 10^3 U$]	VAN Total [x 10^3 U$]	Delta Energía [GWh]
B	$ 296,248.26	$ 30,148.65	$ 41,318.36	$ 5,622.61	$ 373,337.88	-96,711.45
C	-$ 247,635.12	-$ 34,284.25	-$ 39,185.84	-$ 6,944.99	-$ 328,050.20	74,796.66

Delta NCI [%]	Delta CO_2 [Ton]	Delta $MP_{2.5}$[Ton]	Delta NO_x [Ton]	Delta SO_2 [Ton]	Delta ENS [GWh]	D.B.O [x 10^6 U$]
6.649%	-41,370,027.27	-3,244.87	-33,947.75	-18,613.11	104,973.47	-$ 24,992.75
3.139%	35,396,947.67	2,721.48	28,890.05	15,764.99	-83,263.89	$ 17,279.42

[13] Recordar que para el caso B, su caso base es el mismo de la 1era etapa donde no se considera N-1. Para el caso C, al considerar N-1, cambia la situación base la cual se detalla a continuación.
[14] Los resultados de cada situación se muestran en las tablas con respecto a su correspondiente caso base.

3ra Etapa[15]: Resultados Sensibilidades Criterio N-1, Demanda, Hidrología, Costo Falla.

Energía Base: 2,539,050.168 [GWh]
NCI Base: 55.287 %
CO_2 Base: 894,400,393.303 [Ton]
$MP_{2.5}$ Base: 93,607.698 [Ton]
NO_x Base: 925,935.879 [Ton]
SO_2 Base: 606,704.938 [Ton]
ENS Base: 227,637.798 [GWh]
Beneficios Operacionales Base: -75,054.976 [MU$]

Tabla 3-12: Resultados de la Tercera Etapa de la Metodología, con el horizonte extendido

CASO	VAN CO_2 [x 10^3 U$]	VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	VAN NO_x [x 10^3 U$]	VAN SO_2 [x 10^3 U$]	VAN Total [x 10^3 U$]	Delta Energía [GWh]
C	-$ 247,635.12	-$ 34,284.25	-$ 39,185.84	-$ 6,944.99	-$ 328,050.20	74,796.66
D	$ 1,146,256.40	$ 159,051.76	$ 178,605.31	$ 78,596.89	$ 1,562,510.35	-199,155.47
E	-$ 976,600.67	-$ 121,183.43	-$ 145,972.52	-$ 53,501.16	-$ 1,297,257.78	188,154.70
F	$ 206,979.19	$ 23,334.25	$ 28,928.26	$ 11,424.04	$ 270,665.74	2,678.79
G	-$ 154,016.95	-$ 22,062.13	-$ 21,186.01	-$ 10,811.04	-$ 208,076.12	-2,225.18
H	-$ 58,657.79	-$ 3,298.24	-$ 11,504.80	-$ 5,874.99	-$ 79,335.82	6,210.19
I	-$ 170,030.37	-$ 9,105.76	-$ 25,017.20	-$ 12,083.00	-$ 216,236.34	13,904.41

Delta NCI [%]	Delta CO_2 [Ton]	Delta $MP_{2.5}$[Ton]	Delta NO_x [Ton]	Delta SO_2 [Ton]	Delta ENS [GWh]	D.B.O [x 10^6 U$]
3.139%	35,396,947.67	2,721.48	28,890.05	15,764.99	-83,263.89	$ 17,279.42
-1.609%	-162,751,508.21	-16,896.19	-187,111.06	-120,866.57	-69,978.01	$ 20,661.49
1.488%	138,223,733.05	12,534.86	150,923.80	83,590.05	81,967.00	-$ 23,668.35
-1.454%	-28,925,055.03	-2,806.26	-29,720.69	-18,510.83	-1,303.44	$ 1,148.03
-0.547%	21,633,035.34	2,280.48	22,753.12	16,038.68	600.98	-$ 655.87
-0.585%	7,693,640.33	1,169.80	14,723.27	9,150.49	-2,425.86	-$ 23,935.79
-0.419%	23,227,200.12	2,788.69	32,944.50	19,082.07	-4,790.44	-$ 47,586.21

[15] Recordar que para las sensibilidades en la demanda, hidrología y falla (Casos D-I), el caso base corresponde al caso C, en el cual se aplica el criterio N-1 y las expansiones definidas. Para el caso C, su situación base es el caso B, que se presentó en la 2da etapa.

3.4 Análisis de Resultados

Se procede a detallar los resultados de las simulaciones y evaluaciones. Es importante destacar que si bien las expansiones de las líneas se llevan a cabo el año 2016, el impacto de ellas puede percibirse mucho antes, en el principio del horizonte, producto de la re-optimización del uso de los embalses en el sistema. Esto es particularmente visible en los casos 1 y 8, donde la línea a expandir forma parte de la OPT[16] por ser líneas del sistema troncal, y por lo tanto sus modificaciones conllevan a cambios en la función de costos futuros, alterando finalmente el funcionamiento del sistema aún antes de la entrada en operación del nuevo circuito.

A continuación se analizan como se ven afectados distintos aspectos del sistema eléctrico producto de la incorporación de cada nuevo circuito, y cómo los resultados obtenidos no son necesariamente evidentes. De esta forma se obtienen resultados que no son obvios en un análisis preliminar, y que son relevantes para la toma de decisiones. Por ejemplo, las emisiones totales de un contaminante en todo el horizonte pueden disminuir al incorporar un nuevo circuito y sin embargo el VAN correspondiente a los beneficios ambientales ser negativo.

Todos los resultados, salvo los resultados que se expresan en valores monetarios, se encuentran calculados de la forma: $X_{Resultado} = X_{Caso\ i} - X_{Caso\ Base}$
Donde X representa un determinado aspecto que se está analizando (por ejemplo, Emisiones contaminantes, NCI, Energía de falla, etc.)

Los resultados que se expresan en valores monetarios, se encuentran calculados como el negativo de la diferencia de los costos incurridos, de manera que un valor positivo refleje un beneficio obtenido por la expansión del sistema. Esto es:

$$X_{\$} = -\left(X_{Caso\ i,\$} - X_{Caso\ Base,\$}\right)$$

[16] Para una explicación de los procesos Opt y Ope, remitirse a la sección 3.1: Descripción del Modelo.

3.4.1 VAN Ambiental vs. Costo Sistema

Tabla 3-13: Comparación entre el VAN de los contaminantes con el delta del Beneficio Operacional.

CASO	VAN CO_2 [x 10^3 U$]	VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	VAN NO_x [x 10^3 U$]	VAN SO_2 [x 10^3 U$]	VAN Total [x 10^3 U$]	D.B.O [x 10^6 U$]
1	-$ 17,477.19	-$ 2,191.71	-$ 2,001.02	-$ 209.18	-$ 21,879.10	-$ 54.82
2	-$ 51,577.99	$ 1,914.08	-$ 4,071.66	$ 656.07	-$ 53,079.49	$ 4,387.90
3	-$ 11,251.98	-$ 2,140.70	-$ 1,741.03	-$ 954.92	-$ 16,088.63	$ 507.58
4	-$ 5,910.16	-$ 1,464.93	-$ 5,110.15	$ 5,396.88	-$ 7,088.36	$ 1,196.95
5	-$ 28,829.96	-$ 6,383.79	-$ 4,153.42	-$ 2,662.57	-$ 42,029.75	$ 1,149.88
6	$ 2,632.49	$ 39.63	-$ 940.98	$ 369.11	$ 2,100.26	$ 590.47
7	-$ 28,949.28	-$ 3,740.65	-$ 5,010.74	-$ 303.11	-$ 38,003.79	$ 708.22
8	-$ 6,346.68	-$ 154.73	-$ 677.40	-$ 48.16	-$ 7,226.96	-$ 13.41
Todas	-$ 93,410.96	-$ 121.67	-$ 11,216.03	$ 9,594.93	-$ 95,153.74	$ 8,483.24

En primer lugar se analiza que sucede cuando se relacionan los beneficios/costos ambientales obtenidos de la expansión con respecto al cambio en los beneficios operacionales del sistema (o equivalentemente, al negativo de los costos de operación).

Cuando uno se encuentra ante una expansión de las capacidades de transmisión en alguna de las líneas del sistema, podría esperarse que el costo óptimo de operación del sistema mejorase o al menos se mantuviese igual, tal cual ocurre en un problema de optimización al relajarse una determinada restricción permitiendo que el conjunto de soluciones factibles (más no óptimas) se haga más amplio. Sin embargo, este análisis tan directo no aplica al problema de despacho óptimo de las centrales pues los flujos a través de las líneas se encuentran determinados por las leyes de Kirchhoff[17], que básicamente establecen como se conserva la carga (Ley de Corrientes de Kirchhoff) y la energía en el sistema (Ley de Voltajes de Kirchoff), y la Ley de Ohm que establece que la diferencia de voltaje entre dos nodos de un circuito es directamente proporcional a la corriente que los atraviesa. De estas relaciones, es posible derivar los denominados Factores de Distribución para Transferencia de Potencia (PTDF, de sus siglas en inglés), que

[17] En Sistemas Eléctricos de Potencia, las leyes de Kirchhoff se utilizan a través del denominado "Teorema de Tellegen" que representa las ecuaciones de balance de potencia en el sistema, i.e Potencia Generada es igual a Potencia Demandada + Pérdidas.

establecen como cambian los flujos por una línea ante cambios en la inyección neta en un determinado nodo. Estos PTDF son exclusivamente dependientes de la estructura de la red y las impedancias del sistema, y por lo tanto cualquier cambio que haya en la red los alterará.

En definitiva, una expansión en la red de transmisión en un sistema enmallado no necesariamente conlleva a un menor costo del sistema, como podría suponerse. Para el caso de un sistema puramente radial, si se cumple que una expansión en la transmisión conlleva a un menor costo en la operación del mismo. Esto también ha sido demostrado en (Sauma y Oren, 2006).

En la mayoría de los casos (Casos 2-7) se observa que las inversiones en transmisión disminuyen los costos de operación, sin embargo en algunos otros casos como los casos 1 y 8 ocurre lo contrario y su costo de operación y falla es algo superior al del caso base. Ha de mencionarse, que ambas líneas como se vio en la sección 3.2 corresponden a líneas de transmisión troncal, y ambas forman parte de la optimización de los embalses desarrollada en los procesos OPT. Esto ciertamente tiene un impacto, el cual es más relevante en estos casos, pues las diferencias de generación ("Deltas de energía"), se dan aún antes del inicio de operación de la línea, no así en los demás casos donde la expansión no se da en líneas de transmisión troncal.

Respecto a los contaminantes atmosféricos (globales y locales) se puede notar que sólo en un caso se logran disminuir los impactos en la población y en el cambio climático en términos generales (VAN total ambiental positivo). La razón de esto puede corresponder a que un aumento en la capacidad de la línea permite reemplazar generación más cara y limpia, por generación de menor costo variable, pero por lo general más sucia, ensuciando de esta manera el parque generador costo eficiente. Es posible también que se haya reemplazado energía menos sucia en el corto plazo (por ejemplo, recursos hídricos embalsados), por energía más sucia, utilizándose los recursos

más limpios más adelante, y producto de la utilización de flujos descontados para el cálculo del VAN, se hayan privilegiado situaciones ambientales más costosas que la del caso base, siendo descontadas un menor número de periodos. Esto se podría resumir en dos posibles motivos: el primero, que será llamado "Efecto Reemplazo de Fuente de Generación", hace referencia a la utilización de otras fuentes energéticas con distinto factor de emisión o al cambio en el lugar físico (provincia) donde las emisiones son producidas; y un segundo motivo, que será llamado "Efecto Desplazamiento Temporal", en el cuál se privilegiaría el uso de un cierto tipo de recursos en el corto plazo (situación dada principalmente por el acoplamiento temporal de los embalses). De esta forma un VAN Ambiental positivo puede entenderse como la utilización de una matriz energética más limpia/menos dañina, o como la obtención de beneficios ambientales en el presente a cambio de mayores costos ambientales en el futuro. Una matriz más limpia ocurriría al cambiar las fuentes de generación por otras menos contaminantes, y una menos dañina, al desplazar las centrales contaminantes a lugares donde el daño sería menor (por ejemplo, lugares menos poblados). Un ejemplo puede observarse en la Figura 3-7, donde al agregarse todas las líneas propuestas, se ve que hacia fines del año 2024 comienza a reemplazarse carbón por GNL principalmente. Nótese que se está analizando el VAN derivado de los cambios en las emisiones contaminantes, y no las emisiones contaminantes en sí. Esta es una diferencia importante como se verá en la subsección 3.4.2, pues ambos no necesariamente se mueven en la misma dirección.

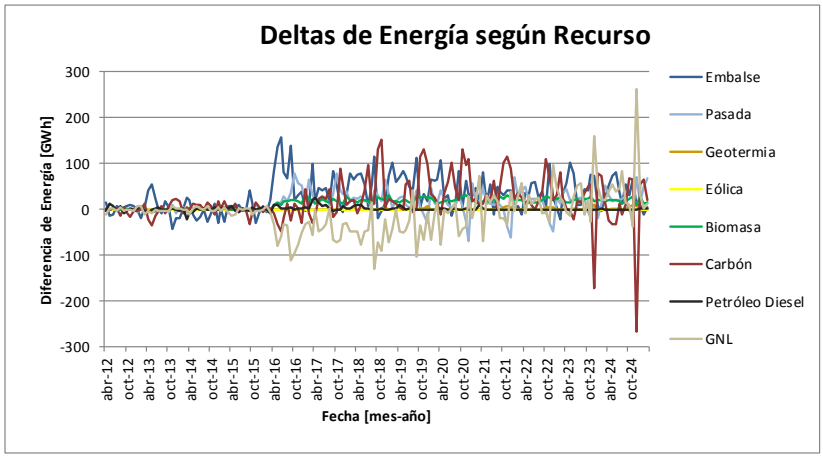


Figura 3-7: Deltas de Energía entre casos con todas las líneas y base, según Fuente Energética

Hablando en términos de magnitudes es posible observar que el VAN Ambiental en comparación con los cambios para el costo del sistema, por lo general no es tan relevante, representando un porcentaje inferior a un 5.5%, en 6 de los 8 casos donde se agrega una sola línea. Para los casos 1 y 8, donde las líneas expandidas son las troncales, el porcentaje es más relevante (entre un 40% y 50%), principalmente debido a la menor variación en el costo del sistema, más que por obtenerse un cambio significativamente diferente en la magnitud del VAN Ambiental.

El caso 2, donde la línea expandida corresponde a la línea de subtransmisión Alto Jahuel- Santa Rosa 110 kV, resulta bien llamativo, en cuanto una línea relativamente pequeña en comparación con las líneas troncales de los casos 1 y 8, presenta un mayor impacto desde ambos puntos de vista ambiental y puramente económico (la magnitud de los cambios son mayores). Esto nos señala básicamente que aun cuando una línea sea pequeña, la expansión de ella puede generar impactos más relevantes que otras líneas más grandes (en tamaño y capacidad).

Llama la atención como el impacto del NO_x no es posible de reducirlo con las expansiones propuestas. Esto puede explicarse de que el objetivo de las inversiones en transmisión en la actualidad no es el reducir las emisiones de NO_x, sino que disminuir la congestión en los puntos congestionados del sistema, y por lo tanto la expansión propuesta no tendría por qué resultar en beneficios ambientales derivados de cambios en las emisiones de NO_x. Esto no resulta igual para el resto de los contaminantes. En el caso del CO_2 existe un plan de expansión que permitiría la obtención de beneficios ambientales para el cambio climático. En tanto, los contaminantes locales $MP_{2.5}$ y SO_2, es posible reducirlos con al menos dos casos de expansión.

Finalmente, refiriéndonos al caso cuando todas las líneas son agregadas en conjunto, es posible observar como los impactos ambientales y netamente económicos son notoriamente mayores en magnitud. Esto resulta fácil de explicar en cuanto se están

agregando 8 nuevos circuitos en el sistema (uno en cada línea), y por lo tanto es altamente probable que las consecuencias sobre el sistema se vean incrementadas sobre expandir solo una línea en su capacidad. Referente a este punto, es importante mencionar que el impacto de la expansión conjunto no corresponde a la suma directa de los impactos de cada línea por separado, debido a que los flujos de energía deben respetar las leyes físicas de la electricidad. Esto es fácil de observar, por ejemplo, en los casos 2, 5 y 7, cuyo VAN Ambiental sumado representa un costo aún mayor que el VAN Ambiental de la expansión conjunta. Finalmente respecto a este último caso donde se agregan todas las líneas de manera simultánea, resulta interesante, que si bien el VAN Ambiental es negativo, resulta que el dióxido de azufre SO_2 tiene un VAN positivo que es significativamente superior al VAN de los casos donde se agrega sólo una línea, en los cuáles hay varios casos donde el VAN resulta ser negativo. La razón de esto corresponde a que las expansiones de líneas permiten una mayor utilización del GNL hacia fines del horizonte, el cual si bien es más limpio en todos los contaminantes, en el SO_2 ésta diferencia es muy grande[18]. De esta forma aunque la mayor utilización de GNL no alcanza a compensar los cambios en los otros contaminantes dadas por centrales térmicas con carbón o petróleo, en el SO_2 sí genera un cambio muy notorio que se refleja en el VAN del SO_2 al agregar todas las expansiones. Esto es observable en la Figura 3-7, donde generación a carbón es reemplazada mayormente con GNL hacia fines de 2024 (y por consiguiente, en el resto del horizonte de evaluación).

De esta parte de los resultados básicamente la conclusión que se obtiene es que un determinado impacto ambiental no se encuentra directamente correlacionado con el costo. Esto se debe a tres factores principales: Centrales generadoras más económicas no siempre resultan ser las más limpias, Carácter localizado del valor del daño marginal evitado vs. Carácter no localizado de los costos económicos, Acoplamiento Hidrológico-

[18] Hablando en términos generales, en el CO_2, $MP_{2.5}$ y NO_x, las centrales a GNL emiten 2 a 3 veces menos contaminantes por GWh generado que las centrales a carbón o petróleo. Para el SO_2 esto es entre 40 y 80 veces menos por GWh generado.

temporal del problema de optimización que permite la adecuación del mix de generación en el tiempo tomando en consideración posibles situaciones futuras.

3.4.2 VAN Ambiental vs. Emisiones Totales

Tabla 3-14: Comparación entre VAN de los contaminantes con el delta de las emisiones.

CASO	VAN CO_2 [x 10^3 U$]	VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	VAN NO_x [x 10^3 U$]	VAN SO_2 [x 10^3 U$]	VAN Total [x 10^3 U$]
1	-$ 17,477.19	-$ 2,191.71	-$ 2,001.02	-$ 209.18	-$ 21,879.10
2	-$ 51,577.99	$ 1,914.08	-$ 4,071.66	$ 656.07	-$ 53,079.49
3	-$ 11,251.98	-$ 2,140.70	-$ 1,741.03	-$ 954.92	-$ 16,088.63
4	-$ 5,910.16	-$ 1,464.93	-$ 5,110.15	$ 5,396.88	-$ 7,088.36
5	-$ 28,829.96	-$ 6,383.79	-$ 4,153.42	-$ 2,662.57	-$ 42,029.75
6	$ 2,632.49	$ 39.63	-$ 940.98	$ 369.11	$ 2,100.26
7	-$ 28,949.28	-$ 3,740.65	-$ 5,010.74	-$ 303.11	-$ 38,003.79
8	-$ 6,346.68	-$ 154.73	-$ 677.40	-$ 48.16	-$ 7,226.96
Todas	-$ 93,410.96	-$ 121.67	-$ 11,216.03	$ 9,594.93	-$ 95,153.74

Delta CO_2 [Ton]	Delta $MP_{2.5}$[Ton]	Delta NO_x [Ton]	Delta SO_2 [Ton]
2,606,556.26	117.11	1,876.71	433.23
7,462,604.99	498.83	5,920.53	2,716.14
1,674,015.01	176.06	1,853.37	1,298.78
821,406.61	-936.43	-5,576.98	-8,484.09
4,210,097.59	465.82	4,653.19	3,355.51
-347,357.31	38.08	219.18	583.06
4,173,106.39	594.81	5,917.29	534.72
943,452.10	55.72	666.67	298.85
13,566,644.84	-265.46	3,898.08	-9,471.74

Se procede a analizar la relación existente entre el valor actualizado neto de las emisiones con la cantidad de contaminante emitida. Al observar la Tabla 3-14 se puede ver que usualmente ambos indicadores se mueven en la misma dirección, sin embargo como se señaló anteriormente, esto no es algo que se pueda aseverar a priori con el puro valor de las emisiones. No es difícil darse cuenta que son cuatro las situaciones que pueden darse, considerando que el delta de emisiones puede ser positivo y negativo, al igual que el VAN ambiental. De esta forma un delta negativo en los contaminantes emitidos (se contamina menos), al tener un VAN positivo asociado básicamente implica

que la matriz energética es más limpia/menos dañina, reduciéndose la energía generada proveniente de centrales térmicas y aumentando la generación hídrica y con energías renovables. El mismo cambio, de presentar un VAN negativo, quiere decir que el "Efecto Desplazamiento Temporal" es muy relevante, y básicamente está causando que se emita con fuentes más contaminantes ó más dañinas para la población en el corto plazo, mientras que en el largo plazo se estén privilegiando fuentes más limpias[19]. Por otro lado, tener un delta positivo en los contaminantes emitidos, con un VAN positivo implica también la importancia del "Efecto Desplazamiento Temporal", pero en el caso inverso al anterior, es decir se privilegia el uso de fuentes más limpias en el corto plazo, y en largo plazo se emite con fuentes más contaminantes ó más dañinas para la población. Finalmente, la última combinación, ocurre al tener VAN negativo y a la vez un delta positivo en los contaminantes, es decir se está utilizando una matriz energética más sucia/más dañina, donde la energía de centrales con combustibles fósiles predominan sobre la generación hídrica y las energías renovables no convencionales. Estas combinaciones es posible observarlas respectivamente, en el caso 4 para el SO_2, en el caso 2 para el $MP_{2.5}$, en el caso 4 para el NO_x y la última combinación se puede ver en el caso 1 para todos los contaminantes, por ejemplo.

Estas situaciones se materializan en el proceso de internalización de las externalidades ambientales en el análisis. Es en este proceso de internalización de las toneladas de emisiones a costos/beneficios ambientales donde las emisiones adquieren el carácter temporal, que sumado al carácter localizado del "daño marginal evitado", da lugar a que cambios en las emisiones no conlleven un VAN ambiental que vaya en la misma dirección.

[19] Notar que se habla de MÁS limpias, lo cual no necesariamente quiere decir con emisiones nulas como las fuentes hidroeléctricas. Esto se refiere a una central que, por ejemplo, emite X cantidad de contaminantes en la situación base, pasa a emitir la mitad de esos contaminantes al agregar todas las líneas.

Dada la situación expuesta, y el que las centrales eléctricas presentan distintos factores de emisión no perfectamente correlacionados, es que se necesita de un análisis individual por contaminante, pudiendo las líneas de transmisión cumplir distintas funciones según cada contaminante analizado. Así es como se ve que existen líneas con un delta de emisiones de algún contaminante positivo, y otros negativos. Esto es relevante en el sentido, que puede darse el caso que se tengan líneas que emitan pocos contaminantes globales, pero muchos locales, o viceversa. Así, no todas las emisiones contaminantes en el sistema se mueven en conjunto y esto puede marcar en cierta forma una pauta para el desarrollo de políticas públicas que apunten a priorizar la emisión de algunos contaminantes sobre otros en algún tiempo y lugar determinado del territorio nacional. Ejemplos de esto puede observarse en los casos 4 y 6, donde se reducen las emisiones de los contaminantes locales y globales respectivamente.

Otro análisis interesante que puede realizarse corresponde a comparar el peso relativo de cada contaminante dentro del total de los contaminantes, en lo que respecta al VAN Ambiental y en lo que respecta al peso total de la diferencia de contaminantes emitidos (en toneladas). No es difícil observar que desde un punto de vista de las emisiones a la atmósfera, el CO_2 es por mucho el que más cambia, en su cantidad de emisiones a la atmósfera, contabilizando en todos los casos entre un 99.7 y un 101.7% [20] del cambio total de los contaminantes emitidos. El porcentaje restante lo entrega el cambio en la cantidad de emisiones de los contaminantes locales, y si se observa es un valor muy menor que varía entre un 0 y un 1%, para todos los contaminantes. La principal razón de esto, corresponde a que en promedio, el factor de emisión del CO_2 es muchísimo mayor que el de los contaminantes locales para las centrales térmicas, por lo tanto, cualquier cambio en cada GWh generado, se ve reflejado en mucho mayor manera en la cantidad de CO_2 emitido a la atmósfera, que en el $MP_{2.5}$, NO_x y el SO_2.

[20] Puede ser un porcentaje superior a un 100%, pues el delta de emisiones al igual que el beneficio/costo ambiental es un valor signado, es decir puede haber un aumento o reducción respecto al caso base. Un porcentaje negativo se refiere a que el sentido del cambio en el contaminante determinado fue el contrario que el sentido del cambio total de contaminantes.

En tanto, como puede verse en la Figura 3-8, el VAN Ambiental es bastante más disperso en los valores que toma, debido básicamente a lo señalado anteriormente, donde el carácter localizado y temporal de la emisión, hacen variar el impacto relativo de cada contaminante en la población y en el cambio climático. Mientras para el CO_2, los porcentajes varían de un [68.6% a un 125.3%]; para el $MP_{2.5}$, NO_x y SO_2, los intervalos de variación corresponden a [-3.6% a un 20.7%], [-44,8% a un 72,1%] y [-76.1% a un 17.6%], respectivamente. Llama la atención, como en el caso 4 se presentan las mayores variaciones entre los contaminantes, lo que demuestra que el efecto de la incorporación de una línea puede generar un gran impacto de los contaminantes locales y no sólo del CO_2, y corrobora la importancia de la incorporación de éstos en el análisis.

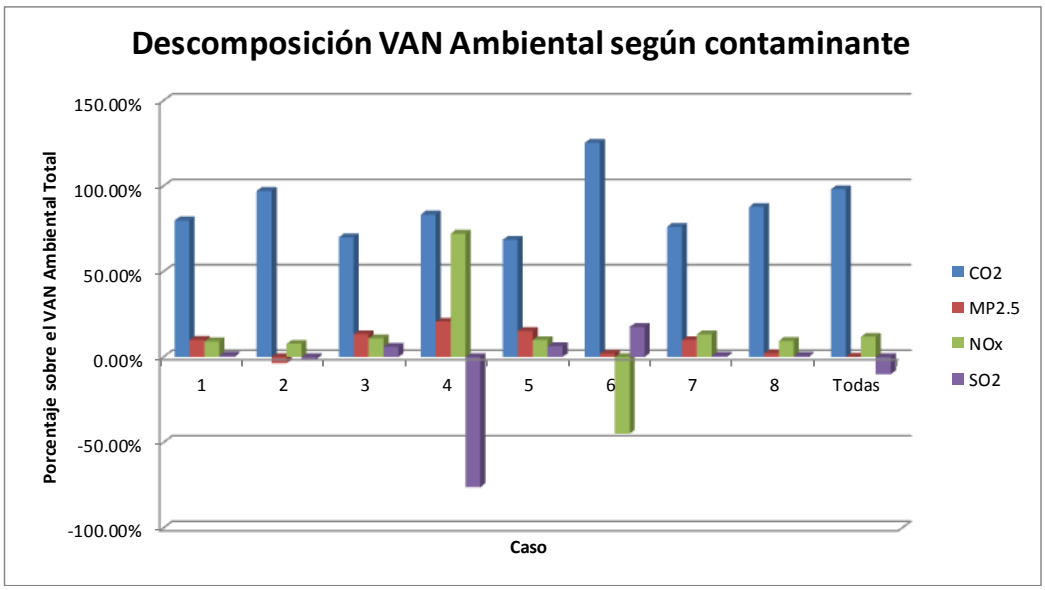


Figura 3-8: Descomposición del VAN ambiental según la contribución de cada contaminante

3.4.3 Energía Generada vs. Emisiones Totales

Tabla 3-15: Comparación entre el delta de la energía generada con el delta de las emisiones.

CASO	Delta Energía [GWh]	Delta CO_2 [Ton]	Delta $MP_{2.5}$[Ton]	Delta NO_x [Ton]	Delta SO_2 [Ton]
1	-478.85	2,606,556.26	117.11	1,876.71	433.23
2	18,812.16	7,462,604.99	498.83	5,920.53	2,716.14
3	2,793.16	1,674,015.01	176.06	1,853.37	1,298.78
4	9,963.91	821,406.61	-936.43	-5,576.98	-8,484.09
5	6,358.15	4,210,097.59	465.82	4,653.19	3,355.51
6	1,900.06	-347,357.31	38.08	219.18	583.06
7	3,971.25	4,173,106.39	594.81	5,917.29	534.72
8	-158.34	943,452.10	55.72	666.67	298.85
Todas	42,793.47	13,566,644.84	-265.46	3,898.08	-9,471.74

Este análisis es el más directo que se puede realizar, al tener los valores de generación por central. Esto pues simplemente basta multiplicar los deltas de generación de cada central con los factores de emisión de las diversas centrales. Es bueno recalcar que al ser el factor de emisión de una central un valor positivo, el delta de generación eléctrica y el delta de emisiones eléctricas, para cada central térmica, sí tendrán la misma dirección. Las diferencias de signo entre los deltas de generación totales y los deltas de emisiones totales, se producen al analizar el sistema en conjunto, donde distintas centrales presentan distintos factores de emisión causando que algunas centrales contrarresten el efecto causado por otras. El desarrollo de este análisis preliminar puede ser bueno para el estudio de la aparición/operación de polos de generación/contaminación dentro del sistema, y así definir políticas públicas preliminares en cada uno de ellos, producto de su rapidez, poca complejidad y aceptable nivel de información que entrega.

El anteriormente mencionado, en la subsección 3.4.1, "Efecto Reemplazo de Fuente de Generación", es el importante al realizar este análisis, donde se observa con mayor facilidad como una matriz energética más limpia, se reemplaza con una más sucia más barata, o viceversa. Un análisis detallado permite establecer como una mayor

generación eléctrica, no implica una matriz más sucia, así como una menor generación no implica una matriz más limpia. Esto debido a la naturaleza sin emisiones de la energía hidráulica y las energías renovables no convencionales[21], y que presentan factores de emisión nulos para todos los contaminantes. Así el disminuir la generación total, puede explicarse por la disminución de la generación proveniente de fuentes hídricas sin contribuir a un mejoramiento de la calidad del aire, lo cual puede incluso llegar a ensuciar la matriz al intercambiar generación hídrica de los embalses por generación térmica (producto del aumento del valor del agua embalsada). A diferencia de los análisis de las subsecciones anteriores, aquí las variables deltas de energía y deltas de emisiones no son descontadas a ninguna tasa, por lo tanto todos los deltas tienen el mismo peso, independiente del tiempo en donde ocurran, eliminando así el "Efecto Desplazamiento Temporal" que se explicó en la subsección 3.4.1.

Resulta relevante mencionar la importancia que pueden generar las disparidades causadas por lo que es la energía no suministrada, o energía de falla. Esto es claramente visible en el caso donde se agregan todas las líneas, donde la energía generada aumenta notoriamente, lo que implica una importante disminución de la energía de falla en el sistema, obteniéndose una red más económicamente adaptada[22]. Las mayores posibilidades otorgadas por la red expandida, permiten disminuir el costo total del sistema, que incluye el costo de falla de largo plazo. Esto pues, parte de la demanda que no se satisfacía a un alto costo económico, ahora sí es satisfecha a un menor costo.

La Figura 3-9 muestra los delta de energía según fuentes térmicas/hidráulicas/energías renovables no convencionales, entre el caso con todas las líneas y el caso base, y se observa como hacia fines del horizonte de simulación (entre

[21] Por ERNC, se están considerando centrales eólicas, geotérmicas y de biomasa/desechos forestales. Estas últimas sólo presentan factor de emisión nulo para los contaminantes locales, más no para el CO_2.

[22] Según la legislación chilena, una instalación económicamente adaptada corresponde a: "Aquella instalación que permite producir una cantidad determinada a un menor costo". Mejor descripción del concepto lo entrega la legislación peruana que define un sistema económicamente adaptado como: "Aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio".

2020 y 2024), existe una diferencia positiva de energía en la mayor parte del tiempo, lo que se explica como la capacidad del sistema de abastecer más demanda, que en el caso base no ha sido satisfecha (Energía no Suministrada). Al extender el horizonte hasta Marzo de 2046, todos estos deltas de energía positivos se van acumulando y son los causantes del gran valor que tiene el delta de energía total para este caso. Si bien, se usa más energía hidráulica, también se utiliza más energía térmica, lo cual explica el delta de emisiones del CO_2 y del NO_x. Para el caso del SO_2 y el $MP_{2.5}$, la disminución de la totalidad de emisiones se debe a la posibilidad de abastecer la demanda utilizando GNL en vez de carbón, combustible mucho más limpio en ambos contaminantes, lo cual puede observarse en la Figura 3-7, de la subsección 3.4.1.

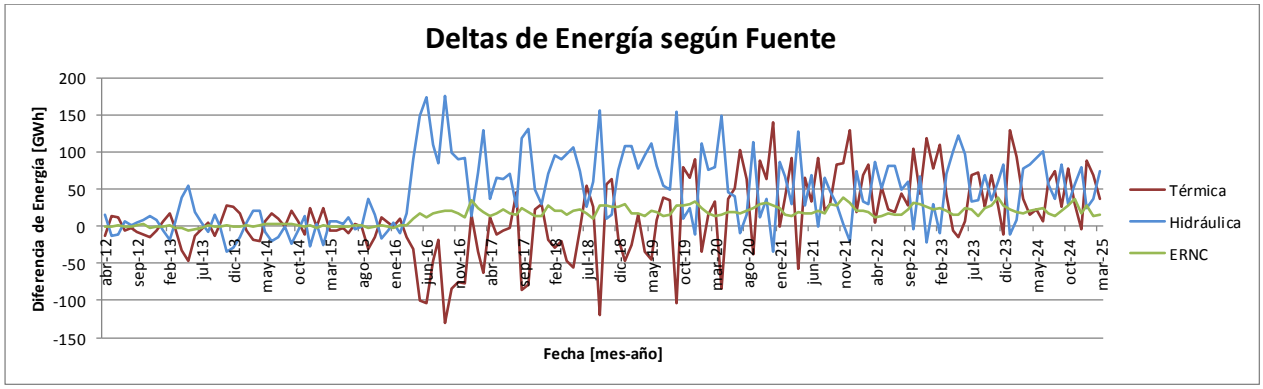


Figura 3-9: Delta de Energía según fuente (Térmica, Hidráulica, ERNC)

3.4.4 NCI vs. Energía Generada

Tabla 3-16: Comparación entre el delta del índice de congestión de la red con el delta de las energía generada.

CASO	Delta NCI [%]	Delta Energía [GWh]
1	0.361%	-478.85
2	0.774%	18,812.16
3	0.005%	2,793.16
4	-0.107%	9,963.91
5	0.027%	6,358.15
6	0.077%	1,900.06
7	0.018%	3,971.25
8	-0.111%	-158.34
Todas	1.350%	42,793.47

Al realizar el análisis que compara el índice de congestión de la red[23] con las variaciones en la energía generada, lo que se busca es analizar si el sistema al ser expandido, ha logrado evacuar la energía desde los puntos de generación a los puntos de consumo de mejor manera, o dicho de otra forma, si se han logrado desatascar los cuellos de botella del sistema de transmisión permitiendo un mayor flujo de energía a través de las líneas. El actual procedimiento para determinar las líneas que se han de expandir corresponde a determinar los puntos de mayor congestión del sistema, y aquellas líneas son licitadas a empresas privadas para su construcción, lo cual se refleja en los resultados que en su mayoría reflejan un mayor uso de la red de transmisión en el horizonte de estudio (resultados resaltados en rojo) producto de su expansión. Estos valores no son muy significativos respecto al tamaño del sistema eléctrico, y una línea no hará mayor diferencia, ya que probablemente lo que haga es trasladar el cuello de botella de una línea a otra. Al agregar más líneas sí es posible observar como el porcentaje de uso de la red de transmisión aumenta, lo cual resulta lógico pues se están expandiendo varios puntos de congestión del sistema, permitiendo que demanda que originalmente en el caso base no era abastecida, ahora sea satisfecha.

[23] Recordar que el índice de congestión de la red se encuentra definido en la sección 3.2 Metodología, y refleja el uso máximo de la red, sobre las capacidades máximas de la misma.

Para explicar las diferentes cuatro combinaciones delta NCI/ delta Energía generada, se puede recurrir a la siguiente expresión[24] derivada de la ecuación de Balance de Potencia para cada nodo i del sistema eléctrico, y cuya obtención se muestra en el Anexo E: Demostración ecuación (3.6).

$$\Delta \sum_i GeneraciónReal_i = \Delta \sum_i Pérdidas_i - \Delta \sum_i ENS_i \qquad \forall t \qquad (3.6)$$

Esta relación muestra que, ante casos de demanda constante, los deltas de generación en el sistema, pueden explicarse como un cambio en las pérdidas de las redes de transmisión, o por un cambio en la energía no suministrada. Así un cambio positivo en la generación real del sistema, implica un aumento de las pérdidas en el sistema y/o una disminución de la energía no suministrada, y un cambio negativo de la generación real del sistema, implica todo lo contrario. Nótese como la ecuación (3.6), no muestra una dependencia directa de los flujos por las redes de transmisión, lo cual permite analizar los efectos de los cambios en la energía y en el uso de la red, de manera independiente.

En primer lugar, la combinación más común, es presentar ambos deltas positivos, es decir, que al expandir la línea se desatasque un poco el sistema, permitiendo liberar más energía en total, para abastecer demanda no satisfecha, como es visible en los casos 2,3,5,6,7 y con todas las líneas puestas. Otra combinación posible es obtener un delta de energía positivo, pero con un delta de NCI negativo, que indicaría mayor generación cerca de los centros de consumo, como se puede ver en el caso 4. Al contrario del caso 4, se tiene la situación del caso 1, donde el delta de generación es negativo y el delta de NCI es positivo, lo cual indicaría que se está generando menos energía a nivel local y más de manera "remota", lo cual implica un mayor uso de las redes de transmisión (aunque esto significa un leve aumento en el costo del sistema producto de un aumento

[24] Nótese que ésta ecuación está escrita de manera de que las variables no se encuentran signadas, es decir son todas positivas. Los deltas en sí, si pueden dar valores negativos.

en la energía no suministrada). Finalmente, la última combinación puede verse en el caso 8, donde se genera menos energía en total y a la vez el uso de la red es menor. Esto indicaría que esta energía se está desarrollando de manera más "localizada", y el sistema de transmisión está operando de manera más eficiente, reduciendo las pérdidas que se dan en las líneas, lo cual es acorde a lo visto en la Tabla 3-5, pues si se nota el caso 8, la resistencia equivalente de línea troncal modificada presenta un valor bastante inferior.

La Figura 3-10, donde se grafica cada par de datos Delta NCI- Delta Energía, nos corrobora que los cambios más usuales al expandir una red congestionada es que aumente el nivel de generación eléctrica en el sistema lo cuál va acompañado de un aumento del uso de la red de transmisión. También se puede observar que ante cambios de menor magnitud, las pérdidas de transmisión adquieren mayor importancia relativa, y los resultados son más dispersos.

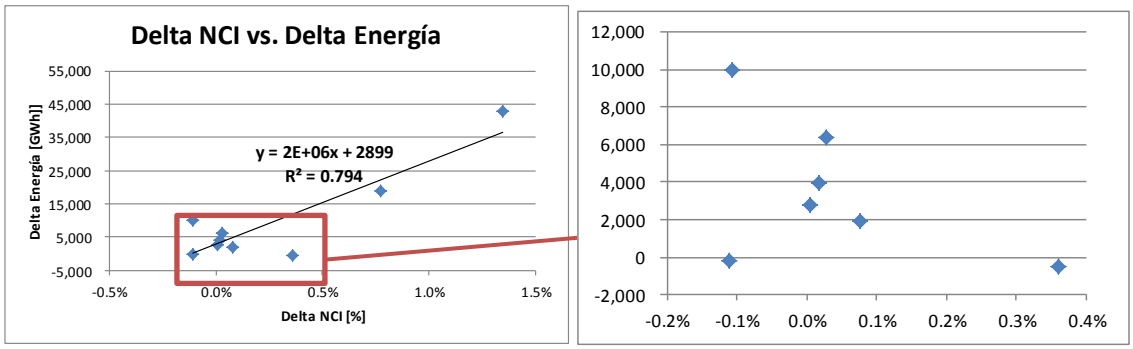


Figura 3-10: Gráfico de comparación entre los deltas de NCI y Energía Generada.

A manera de resumen, cuando se tienen condiciones de demanda que no varían según caso, la Tabla 3-17 explica las diferentes situaciones posibles de encontrar:

Tabla 3-17: Tabla Explicativa del significado de los deltas de NCI y de Energía Generada

Situación	Explicación
Delta NCI Positivo	Mayor uso de las redes. Generación de energía más remota.
Delta NCI Negativo	Menor uso de las redes. Generación de energía más localizada.
Delta Energía Positivo	Aumento de las pérdidas en el sistema o disminución de la energía no suministrada.
Delta Energía Negativo	Disminución de las pérdidas en el sistema o aumento de la energía no suministrada.

3.4.5 NCI vs. Energía de Falla

Tabla 3-18: Comparación entre el delta del índice de congestión con el delta de la energía no suministrada.

CASO	Delta NCI [%]	Delta ENS [GWh]
1	0.361%	19.05
2	0.774%	-20,025.62
3	0.005%	-2,675.40
4	-0.107%	-9,068.01
5	0.027%	-5,893.95
6	0.077%	-2,332.71
7	0.018%	-3,692.00
8	-0.111%	-20.95
Todas	1.350%	-42,944.13

En el siguiente análisis, muy ligado al presentado en la subsección anterior, se contrasta la variación del índice de congestión de la red, con la variación en la energía no suministrada. Usualmente, un aumento del uso de la red va acompañada con la disminución de la energía no suministrada en cuanto y es precisamente lo que se observa en la Tabla 3-18, al observar los casos 2,3,5,6,7 y con todas las líneas. Sin embargo también es posible obtener situaciones diferentes, como las observables en los casos 1, 4

y 8. Para explicar lo que sucede con estos, se remitirá a la ecuación (3.6), presentada en la subsección anterior, y que se repite a continuación:

$$\Delta \sum_i GeneraciónReal_i = \Delta \sum_i Pérdidas_i - \Delta \sum_i ENS_i \qquad \forall t \qquad (3.6)$$

El caso 1, establece como el uso de la red aumenta y también lo hace la energía no suministrada. Al ser, el delta de NCI positivo, se observa que se está priorizando la generación remota sobre la local, haciendo un mayor uso del sistema de transmisión, y aun así, producto de la distancia de transmisión, y de las pérdidas que se dan en los tramos, es que la energía no suministrada aumenta. Esto se condice con lo visto en la subsección 3.4.4, donde se observó que el delta de generación es negativo. Es decir, gracias a la expansión, se genera menos energía en el sistema, las pérdidas en las líneas disminuyen de manera notoria (Aún más que el cambio del delta de generación!) y aumenta un poco la energía no suministrada.

En los casos 4 y 8, se observa que ambos deltas (NCI y ENS) son negativos. Sin embargo, fijándose en el delta de energía en la subsección 3.4.4, ambos casos presentan distinto signo. Para el caso 4, la explicación radica en que se genera más energía localizada, la cual se destina a satisfacer más demanda, disminuyendo la ENS. Además, en este caso, el delta de pérdidas para que la ecuación (3.6) se cumpla, debe ser positivo. Para el caso 8, se genera menos energía destinada a satisfacer la demanda, y esta resulta encontrarse más localizada que en el caso base. La demanda es más abastecida que en el caso base, lo cual implica disminución de la energía de falla y disminución de las pérdidas, de manera de cumplir la ecuación (3.6).

Un caso que no se presentó entre los resultados corresponde a tener un delta de NCI negativo y un delta de energía no suministrada positivo, es decir situaciones donde

aumente el uso del sistema de transmisión y hubo más demanda insatisfecha, y que también sería posible de obtener, a pesar de no ser muy frecuente.

Es interesante, y se condice con los resultados expuestos, que para el caso de todas las expansiones de líneas, la magnitud de cambios de todos los deltas es mucho mayor. Esto pues en cuánto se realizan más cambios en el sistema, más cuellos de botella son eliminados, y es posible re-optimizar el uso del sistema. Así, mucha energía no suministrada es abastecida, a la par que aumenta la generación de las centrales eléctricas y aumenta el uso del sistema de transmisión notablemente.

La Figura 3-11, muestra que existe una fuerte correlación entre los cambios en el índice de congestión de la red y los cambios en la energía no suministrada, y comúnmente ocurre que en una expansión en la red de transmisión permite una disminución de la energía no suministrada a la vez de un mayor uso de la red. Cuando uno se encuentra ante menores variaciones en cualquiera de las variables, los cambios son más inciertos pues los cambios en las pérdidas del sistema toman una mayor importancia relativa.

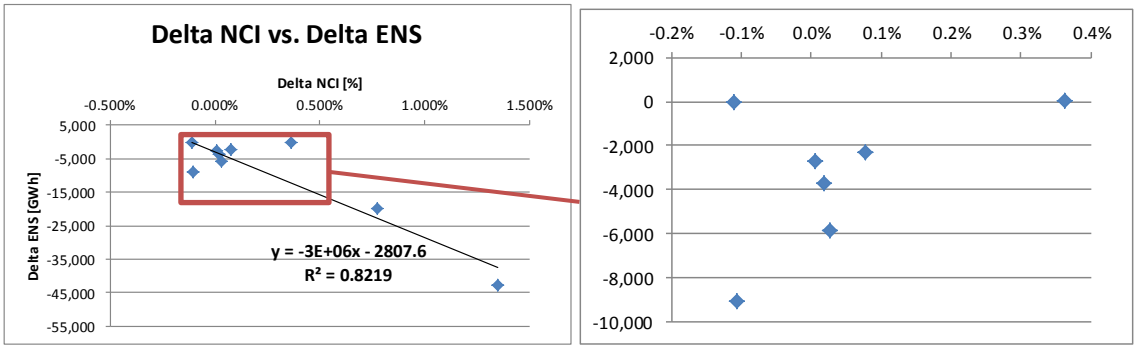


Figura 3-11: Gráfico de comparación entre los deltas de NCI y Energía no Suministrada.

3.4.6 Energía Generada vs. Energía de Falla

Tabla 3-19: Comparación entre el delta de energía generada con el delta de la energía no suministrada.

CASO	Delta Energía [GWh]	Delta ENS [GWh]
1	-478.85	19.05
2	18,812.16	-20,025.62
3	2,793.16	-2,675.40
4	9,963.91	-9,068.01
5	6,358.15	-5,893.95
6	1,900.06	-2,332.71
7	3,971.25	-3,692.00
8	-158.34	-20.95
Todas	42,793.47	-42,944.13

Ahora se procede a analizar la relación existente entre la energía generada y la energía no suministrada (energía de falla). Tal como se ha visto en las últimas dos subsecciones, la ecuación que describe la dependencia entre ambas variables, reordenándola, se muestra a continuación.

$$\Delta \sum_i GeneraciónReal_i + \Delta \sum_i ENS_i = \Delta \sum_i Pérdidas_i \qquad \forall t \qquad (3.6)$$

De esta ecuación es posible observar que existe una dependencia directa entre la generación esperada de las centrales y la energía no suministrada, al contrario de las subsecciones anteriores donde la relación de las variables con el NCI era indirecta. Aquí se puede ver que en situaciones donde las pérdidas de transmisión son pequeñas, existirá una relación inversa entre ambos deltas, de generación y de energía no suministrada, la cuál es la situación más común como es posible observar en la Tabla 3-19. Esto se observa en los casos (1-7) y el con todas las líneas, en el cual ambos deltas presentan distinto signo. Cabe destacarse el caso 1, en el cual existe un delta positivo de energía y por consiguiente, un delta negativo de energía no suministrada y de órdenes de magnitud bastante distintos. Esto señala que en este caso, las pérdidas resultan relativamente más importantes respecto a la energía generada. Por otro lado, el caso 8 resulta bastante

particular en cuanto ambos deltas presentan el mismo signo, pero al igual que en el caso 1 difieren bastante en el orden de magnitud. En este caso también se da que las pérdidas son relativamente más importantes respecto a la energía generada.

Graficando cada punto, se obtiene la Figura 3-12, en la cual se muestra que existe una relación prácticamente lineal entre los deltas de energía generada y los deltas de ENS. Mirando la regresión lineal sobre los puntos determinados, es posible observar que las rectas presentan un valor de R^2 casi igual a uno. Esto NO quiere decir que las pérdidas son poco relevantes, sino que los cambios en la energía no suministrada (variable dependiente) se explican principalmente por los cambios de la energía generada (variable independiente). Las desviaciones que se dan y no permiten un ajuste perfecto, son introducidas por las pérdidas, las cuales según cada caso pueden o no resultar ser relevantes.

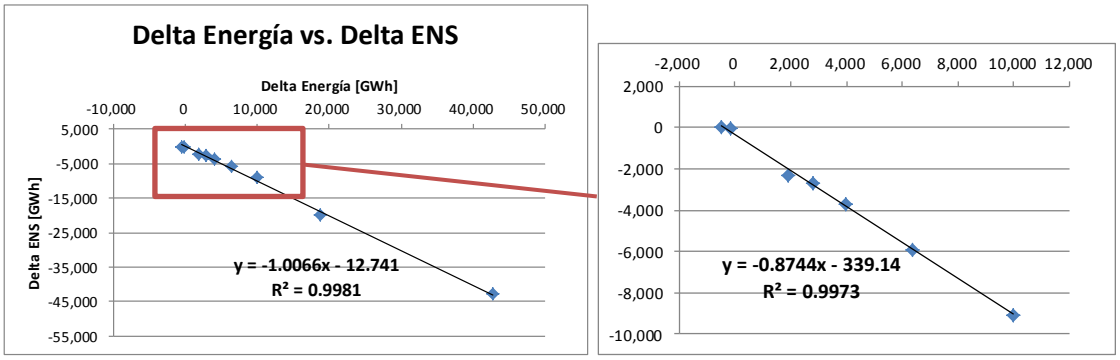


Figura 3-12: Gráfico de comparación entre los deltas de Energía generada y Energía no Suministrada.

En términos porcentuales, en la Tabla 3-20, se refleja qué porcentaje representan la energía no suministrada sobre el total generado[25]. Se puede ver como por lo general es un porcentaje bastante alto, salvo los casos 1 y 8, que se explicaron anteriormente.

[25] Un signo negativo para el cuociente, representa que los deltas se mueven en distinto sentido.

Tabla 3-20: Porcentaje que representa la energía no suministrada sobre la generada.

CASO	Delta ENS/ Delta Energía
1	-3.978%
2	-106.450%
3	-95.784%
4	-91.009%
5	-92.699%
6	-122.770%
7	-92.968%
8	13.231%
Todas	-100.352%

Reordenando la ecuación (3.6), se obtiene lo siguiente:

$$1 + \frac{\Delta \sum_i ENS_i}{\Delta \sum_i GeneraciónReal_i} = \frac{\Delta \sum_i Pérdidas_i}{\Delta \sum_i GeneraciónReal_i} \qquad \forall t \qquad (3.7)$$

De la cual se puede desprender qué fracción de la generación total representan las pérdidas de transmisión del sistema, y cuyos valores se presentan a continuación:

Tabla 3-21: Tabla con los deltas de las pérdidas entre los casos modificados con el caso base.

CASO	Delta Pérdidas	Delta Pérdidas/Delta Energía
1	-459.80	96.022%
2	-1,213.46	-6.450%
3	117.76	4.216%
4	895.90	8.991%
5	464.19	7.301%
6	-432.65	-22.770%
7	279.25	7.032%
8	-179.29	113.231%
Todas	-150.66	-0.352%
Promedio	-75.42	

La Tabla 3-21, resulta relevante en cuanto nos muestra que las pérdidas pueden alcanzar valores bastante significativos comparándolas con la energía generada, según sea el caso. Por ejemplo esto sucede en los casos 1 y 8, donde se alcanzan valores superiores a un 95%. Es importante notar que estos casos presentan deltas de energía de menor orden de magnitud que los demás casos, y por lo tanto cada GWh de pérdida es más relevante en términos porcentuales.

En la Figura 3-13, se han graficado los pares (Delta de Energía, Delta de Pérdidas) para los distintos casos. Se puede observar que existe una tendencia lineal, a pesar que también existen puntos que se alejan de esta tendencia y son los que se ven encerrados en azul. Estos últimos representan los casos 2 y con Todas las líneas, y sus diferencias son muy notorias de los demás casos, principalmente en cuanto a los deltas de energía se refiere.

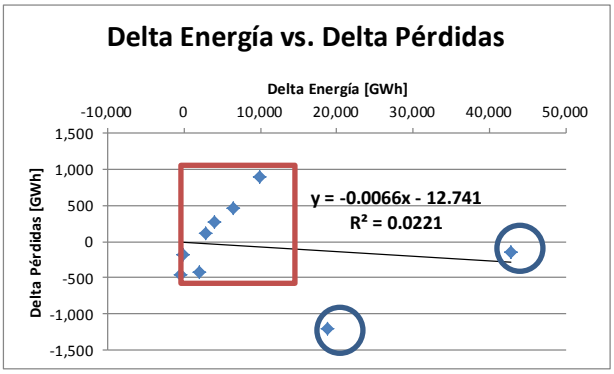


Figura 3-13: Gráfico de comparación entre los deltas de Energía generada y Pérdidas de Transmisión.

Es así, como en base a la Tabla 3-21 y la Figura 3-13, queda demostrado que las pérdidas son variables que si bien pueden ser relevantes según el caso, no son bien explicadas a partir del delta de energía (Bajo R^2). Por consiguiente los efectos de un cambio en la energía se manifiestan principalmente en los deltas en la energía no suministrada, pudiendo haber alteraciones independientes, producto de las pérdidas de transmisión.

3.4.7 Efectos de la extensión del Horizonte de Estudio

Un análisis especial a llevarse a cabo corresponde a estudiar los efectos derivados de la extensión del horizonte de evaluación, desde abril de 2025 a marzo de 2046, tiempo no contemplado por el plan de obras actualmente.

En primer lugar es relevante resaltar la importancia que adquiere el último año al utilizar esta metodología, puesto que éste es repetido hasta completar el horizonte total de vida útil de la línea de transmisión. Señalar esto resulta fundamental pues algunas líneas que disminuían las emisiones en el horizonte de simulación, al extenderlo al horizonte de evaluación aumentaban las emisiones y viceversa. La justificación de este procedimiento se basa en que dada la incertidumbre de las inversiones del plan de obras no es posible obtener un mejor *proxy* que el señalado, entonces la mejor opción es repetir el último año de manera de ver cuál es la tendencia predominante en la matriz, ya que posiblemente esta cambie poco y lentamente, manteniendo cierta estacionalidad, como puede observarse en los últimos años de la Figura 3-6 de la sección 3.3 (Gráfico de evolución de la matriz energética en el caso base).

Al observar la Tabla 3-9 y la Tabla 3-10, se puede dar cuenta que la mayoría de los cambios de signos para cualquier delta, se dan en las variables ambientales. Por otro lado, variables como los deltas de energía, los deltas de congestión de la red (delta NCI), y los deltas de beneficios operacionales mantienen una cierta tendencia, cambiando solo en orden de magnitud por la extensión del horizonte. La explicación a esto radica en el procedimiento de transformación de deltas de energía a deltas de emisiones evitadas y finalmente a valoraciones ambientales (VAN) donde, como se ha visto en subsecciones anteriores, cada cambio de los deltas en una determinada dirección, no implica un cambio en la misma dirección para los deltas que lo proceden (por ejemplo, un cambio positivo en las emisiones no implica un cambio positivo en el VAN respectivo). De esta forma, y sumado al hecho de que se utilizan flujos descontados para el cálculo del VAN,

el cambio en los deltas ambientales tiende a ser más incierto que los cambios a darse en la demás variables no ambientales. Un caso particular ocurre cuando en la expansión del sistema de transmisión se encuentra contemplada alguna línea del sistema troncal, u otra muy importante para el sistema (Casos 1, 8 y con todas las líneas). Estos casos, al tratarse de la expansión de líneas de tal grado de importancia, requieren que se corran nuevamente los procesos OPT[26], calculándose así nuevas curvas de costos futuros, i.e distintos valores del agua embalsada. Así con una expansión de la red, el valor del agua disminuye en el corto plazo (hacia el año 2012) y aumenta a mayor plazo (hacia el año 2024). Esto último implica que el uso de fuentes térmicas aumenta porcentualmente hacia fines del horizonte de simulación, por sobre el de las aguas embalsadas. Así, el año 2024 resulta un año más "sucio" en el caso modificado que en el caso base, y como tal, al repetirse este último año hasta marzo de 2046, el VAN es más propenso a disminuir al extender el horizonte.

Un ejemplo donde esto se observa claramente es en el caso 1, donde se pasó claramente de tener un VAN positivo para todos los contaminantes, a un VAN negativo para todos los mismos. Esto es en particular visible en este caso en cuanto el orden de magnitud del VAN es menor que en buena parte de los demás casos. Por lo tanto es más factible observar cambios de signo en los deltas con la extensión del horizonte hasta marzo de 2046. Algo similar ocurre con la cantidad de cada contaminante para este caso y se observa como todos los deltas pasan de ser positivos a negativos. Otra diferencia puede observarse en los beneficios operacionales donde estos pasan de ser levemente positivos a levemente negativos. Por lo demás este caso también destaca porque en él los beneficios ambientales son mayores que los beneficios operacionales, alcanzando un 200% de los mismos y siendo la única situación donde se da esto. En tanto, las demás variables como energía no suministrada, NCI, varían manteniendo el signo del delta, pero aumentando en magnitud.

[26] Se remite al lector a la sección 3.1: Descripción del Modelo, donde se explicaba más de estos procesos.

Otra situación que llama la atención corresponde a que, como se vio en la subsección 3.4.1 al considerar el horizonte completo, no se observa ningún caso donde hubiesen deltas de NO_x positivos (en cantidad de emisiones y VAN). Al observar hasta el año 2024, esta situación se da en los casos 1,6 y 8 para el VAN de NO_x, y para los casos 1, 4, 6 y 8 para la cantidad de contaminantes emitidos. La razón de esto es que el año 2024 representa un año más sucio en emisiones de NO_x que el caso base y por consiguiente al extenderse el horizonte, este cambia su signo a negativo.

Es posible observar que de esta manera, la extensión del horizonte puede introducir variaciones en el signo de los deltas, las cuales son más factibles de observar en situaciones donde los deltas de las variables son de menor magnitud. Por lo mismo es de gran importancia definir a priori cuáles serán los alcances en términos del horizonte abarcado por el estudio, de manera de recabar la mayor información posible, y así, reducir la incertidumbre del procedimiento lo más posible.

3.5 Análisis de Sensibilidad

Sobre los resultados presentados anteriormente es necesario realizar un análisis de sensibilidad que permita establecer la validez de los resultados obtenidos anteriormente ante distintas variaciones de los parámetros que determinan el despacho de las centrales eléctricas, y los efectos que estas tendrían por separado sobre los valores obtenidos.

En la presente evaluación se consideró como una sensibilidad posible, en primer lugar la utilización del criterio de seguridad N-1, muy utilizado en las distintas redes de transmisión a nivel mundial. A través de esta se pretende comprender el efecto de una restricción que limita aún más la capacidad de transmisión de una línea, que su límite térmico de operación.

Adicionalmente se analizó que ocurre ante variaciones positivas y negativas de la demanda industrial y vegetativa en un 10%. También se estableció como una sensibilidad posible, analizar el impacto de considerar menos hidrologías posibles sobre los resultados derivados de la operación del sistema. Aquí lo que se realiza es determinar entre las 53 hidrologías posibles, las 6 más húmedas y las 6 más secas, las cuales son retiradas en un proceso de filtrado de resultados, para determinar la relevancia de una hidrología muy seca o muy húmeda sobre los resultados obtenidos anteriormente. Finalmente, una última sensibilidad que se realiza corresponde a una variación del costo de falla, el cual se aumentó en un 50% y un 100%. Es importante recalcar, que estas tres últimas sensibilidades se encuentran realizadas considerando además el criterio de seguridad N-1, de manera de adaptarse lo más posible al sistema de transmisión chileno.

Otras sensibilidades pueden hacerse, como por ejemplo sobre la tasa de descuento, pero no se consideraron puesto que esta está fijada en el DFL-N°4, del año 2007.

3.5.1 Efectos de la Introducción del Criterio N-1

Tabla 3-22: Tabla de Resultados de Sensibilidades del Criterio N-1

SENSIBILIDAD	Valores Base$_{Todas,B}$	Valor Caso Todas*	Delta Caso Todas*	Valor Caso B	Delta Caso B	Valores Base$_{C}$	Valor Caso C	Delta Caso C
VAN CO_2 [x 10^3 U$]	-	-	-$ 93,410.96	-	$ 296,248.258	-	-	-$ 247,635.122
VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	-	-	-$ 121.67	-	$ 30,148.649	-	-	-$ 34,284.252
VAN NO_x [x 10^3 U$]	-	-	-$ 11,216.03	-	$ 41,318.363	-	-	-$ 39,185.837
VAN SO_2 [x 10^3 U$]	-	-	$ 9,594.93	-	$ 5,622.612	-	-	-$ 6,944.989
VAN Total [x 10^3 U$]	-	-	-$ 95,153.74	-	$ 373,337.881	-	-	-$ 328,050.200
Energía [GWh]	2,560,964.960	2,603,758.426	42,793.47	2,464,253.510	-96,711.450	2,464,253.510	2,539,050.168	74,796.658
NCI [%]	45.499%	46.849%	1.350%	52.148%	6.649%	52.148%	55.287%	3.139%
CO_2 [Ton]	900,373,472.903	913,940,117.746	13,566,644.84	859,003,445.629	-41,370,027.274	859,003,445.629	894,400,393.303	35,396,947.674
$MP_{2.5}$[Ton]	94,131.091	93,865.632	-265.46	90,886.222	-3,244.869	90,886.222	93,607.698	2,721.477
NO_x [Ton]	930,993.576	934,891.654	3,898.08	897,045.826	-33,947.750	897,045.826	925,935.879	28,890.053
SO_2 [Ton]	609,553.059	600,081.321	-9,471.74	590,939.950	-18,613.109	590,939.950	606,704.938	15,764.987
ENS [GWh]	205,928.214	162,984.087	-42,944.13	310,901.684	104,973.470	310,901.684	227,637.798	-83,263.885
Ben. Op. [x 10^6 U$]	-$ 67,341.648	-58,858.406	$ 8,483.24	-$ 92,334.399	-$ 24,992.751	-$ 92,334.399	-$ 75,054.976	$ 17,279.422

*Se agregó la columna del caso sin criterio N-1 y con todas las expansiones propuestas, con propósitos comparativos.

La aplicación del criterio de seguridad N-1 sobre los distintos componentes del sistema, busca garantizar el funcionamiento del sistema siempre ante una contingencia simple sobre un elemento del sistema de transmisión, ya sean circuitos o transformadores.

Su funcionamiento base consiste en la no-utilización a plena capacidad de los elementos de trasmisión del sistema, de manera que de ocurrir la contingencia simple, estos tengan un margen para ajustar su operación sin sobrepasar los límites técnicos del elemento en cuestión y de estabilidad del sistema. Dicho de otra forma, las líneas serán operadas normalmente con un límite de potencia transmitida menor o igual a su capacidad nominal.

En la Tabla 3-22 se muestran los valores de los casos base y como varían ante distintos cambios, observándose las posibilidades con/sin criterio N-1 y con/sin expansiones propuestas. Lo primero que se puede ver es como la incorporación del criterio N-1, afecta directamente la energía generada disminuyéndola de manera significativa en el tiempo pues dificulta la evacuación de energía desde las fuentes de generación a los puntos de consumo. De esta forma al disminuir los límites de

transmisión de determinadas líneas, algunos otros flujos deben redistribuirse en el sistema para suplir la demanda de energía, aumentando el NCI. También es posible observar como la energía no suministrada aumenta significativamente, en cuanto menos energía es generada, lo cual conlleva a mayores costos de operación (debido al elevado valor del costo de falla respecto a las centrales térmicas). Por otro lado, la aplicación del criterio, implica una reducción importante en las emisiones, acompañada de valores positivos para el VAN, situación derivada de la reducción en la energía generada.

Con la incorporación de las expansiones propuestas, en el caso C, se está posibilitando volver a abastecer algunos consumos, en cuanto la energía puede nuevamente ser evacuada a través de la red de transmisión. Es así como existe un aumento importante en la energía generada, mientras la ENS disminuye en un monto similar (con la consiguiente disminución en los costos totales de operación). El incremento en el NCI es consistente con esta observación, y mayor energía generada resulta en mayor uso de las capacidades de transmisión. En términos ambientales, el incremento de generación está principalmente dado por fuentes térmicas, ensuciando la matriz energética y causando que los contaminantes emitidos aumenten, junto con una disminución del VAN ambiental.

Un resultado que es llamativo, es que el NCI aumenta con la incorporación del criterio N-1, a pesar de la disminución en la energía generada. Esto se explica en cuanto la disminución de la capacidad de operación de las líneas obliga a la operación de otras centrales, las cuales terminan haciendo un uso más intensivo de otras partes del sistema de transmisión. Posteriormente, con la incorporación de los nuevos circuitos, el sistema de transmisión es aún más utilizado, con el objetivo de abastecer demanda que había dejado de suministrarse con la introducción del criterio N-1.

Es bueno recalcar que, independiente de la utilización del criterio N-1, el NCI se sigue calculando de igual forma y el término de capacidad, que se observa en la

fórmula (3.5), sigue siendo la capacidad máxima de la línea. Esto se debe a que la aplicación del criterio N-1 representa una política de operación y no una limitación física propiamente tal.

$$NCI = \frac{\sum_t \sum_{L.i} \left| f_{L,i,t}^{max_{b,h}} \right|}{\sum_t \sum_{L,i} cap_{L,i,t} \cdot w_{L,i,t}} \qquad (3.5)$$

3.5.2 Efectos de Variaciones en la Demanda

Tabla 3-23: Tabla de Resultados de Variaciones en la Demanda

SENSIBILIDAD	Valores Base	Valor Caso D	Delta Caso D	Valor Caso E	Delta Caso E
VAN CO_2 [x 10^3 U$]	-	-	$ 1,146,256.401	-	-$ 976,600.671
VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	-	-	$ 159,051.759	-	-$ 121,183.434
VAN NO_x [x 10^3 U$]	-	-	$ 178,605.309	-	-$ 145,972.516
VAN SO_2 [x 10^3 U$]	-	-	$ 78,596.885	-	-$ 53,501.159
VAN Total [x 10^3 U$]	-	-	$ 1,562,510.355	-	-$ 1,297,257.780
Energía [GWh]	2,539,050.168	2,339,894.694	-199,155.474	2,727,204.872	188,154.704
NCI [%]	55.287%	53.678%	-1.609%	56.774%	1.488%
CO_2 [Ton]	894,400,393.303	731,648,885.088	-162,751,508.215	1,032,624,126.357	138,223,733.054
$MP_{2.5}$[Ton]	93,607.698	76,711.510	-16,896.189	106,142.560	12,534.862
NO_x [Ton]	925,935.879	738,824.817	-187,111.062	1,076,859.683	150,923.804
SO_2 [Ton]	606,704.938	485,838.371	-120,866.567	690,294.984	83,590.047
ENS [GWh]	227,637.798	157,659.792	-69,978.007	309,604.803	81,967.005
Ben. Op. [x 10^6 U$]	-$ 75,054.976	-$ 54,393.483	$ 20,661.493	-$ 98,723.32	-$ 23,668.348

Las variaciones en la demanda (industrial y vegetativa) pueden conllevar a importantes diferencias en los resultados obtenidos, en cuanto sus variaciones implican un cambio directo en la energía generada por el parque generador en su totalidad, con tal de suministrarla de la forma más eficiente posible.

Existen dos posibles variaciones que puede experimentar la demanda: un aumento de ella, lo cual podría acontecer ante diversas situaciones como un gran crecimiento industrial, olas de frío o calor, cambios en el precio de la energía (elasticidad de la demanda), las cuales en definitiva actuarían como catalizadores del crecimiento normal de la demanda energética; o al contrario, una disminución de ella, la

cual podría ocurrir en casos de menor crecimiento industrial al proyectado, estancamiento de proyectos, cambios del precio de la energía (elasticidad de la demanda) y a la proliferación de diversas políticas de eficiencia y ahorro energético. Por lo general los cambios que se pueden producir en la demanda no son instantáneos, sino que responden a procesos paulatinos. En la presente investigación, se han considerado variaciones positivas y negativas de la demanda energética de una magnitud de un 10% desde el inicio del horizonte de estudio, de manera de que las variaciones se manifiesten en los resultados de manera relevante, y se pueda identificar claramente en los resultados el impacto derivado de las variaciones en las demanda.

Teniendo en claro esto, es que se procede a analizar el efecto de ambas variaciones. En una primera observación de la Tabla 3-23, se observa como un aumento de la demanda conlleva a mayores costos y a un uso más intensivo del sistema de transmisión; y por contraparte, una disminución de ella conlleva a todo lo contrario. Esto se observa sin mayores dificultades, al fijarse en el color de los deltas en la tabla: mientras que para una disminución de la demanda se obtienen beneficios sobre el caso base (colores azules), para un aumento de la demanda se obtienen costos sobre el caso base (colores rojos).

Una segunda observación se obtiene de comparar la magnitud de los cambios en los resultados para ambas variaciones de la demanda, positiva y negativa. No es difícil ver, que existe una asimetría en los distintos deltas, debido a la no uniformidad de la generación (distintos costos variables de operación y factores de emisión) y a la topología de la red. De esta manera el efecto de cada unidad de energía GWh generada, es distinta según dónde y cuándo se genera, y por lo tanto una reducción de la demanda a abastecer implica aumentar/reducir la generación de unidades diferentes. En efecto, se puede percibir como, por ejemplo, la reducción de la demanda implica un aumento de los beneficios operacionales menor que la disminución de beneficios operacionales dada por el caso donde se aumenta la demanda en igual porcentaje. Lo anterior se atribuye

básicamente al problema del despacho hidrotérmico, donde lo que se busca es minimizar los costos variables. Al aumentar la demanda en un 10%, entran en operación centrales con cierto costo de generación mayor que el costo de generación de otras centrales eléctricas que salen de operación al reducir la demanda energética en un 10%. Dicho de una manera simple cada GWh a suministrar de la demanda es más caro que el anterior. Esto conlleva a que, al ser cada GWh a suministrar relativamente más caro que el anterior, menor sea el cambio de energía y más la energía no suministrada pues se prefiere "fallar" antes que generar la energía. Finalmente de aquí deriva el mayor delta de beneficios ambientales obtenidos con la reducción de la demanda en comparación a cuando se aumenta la misma, donde el delta de beneficios es de menor magnitud. La misma explicación aplica para la diferencia de la energía no suministrada, donde con el aumento de la demanda, esta presenta un mayor delta que con la reducción de la demanda. Finalmente el NCI, disminuye en mayor grado al disminuir la demanda, que lo que aumenta al aumentar la misma, condiciéndose con las observaciones ya mencionadas.

3.5.3 Sensibilidad en las Condiciones Hidrológicas

Tabla 3-24: Tabla de Resultados Sensibilidades de las Condiciones Hidrológicas

SENSIBILIDAD	Valores Base	Valor Caso F	Delta Caso F	Valor Caso G	Delta Caso G
VAN CO_2 [x 10^3 U$]	-	-	$ 206,979.192	-	-$ 154,016.947
VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	-	-	$ 23,334.252	-	-$ 22,062.128
VAN NO_x [x 10^3 U$]	-	-	$ 28,928.258	-	-$ 21,186.012
VAN SO_2 [x 10^3 U$]	-	-	$ 11,424.040	-	-$ 10,811.036
VAN Total [x 10^3 U$]	-	-	$ 270,665.743	-	-$ 208,076.123
Energía [GWh]	2,539,050.168	2,541,728.961	2,678.793	2,536,824.989	-2,225.179
NCI [%]	55.287%	53.833%	-1.454%	54.739%	-0.547%
CO_2 [Ton]	894,400,393.303	865,475,338.269	-28,925,055.034	916,033,428.645	21,633,035.341
$MP_{2.5}$[Ton]	93,607.698	90,801.443	-2,806.256	95,888.179	2,280.481
NO_x [Ton]	925,935.879	896,215.189	-29,720.690	948,688.996	22,753.117
SO_2 [Ton]	606,704.938	588,194.110	-18,510.827	622,743.621	16,038.683
ENS [GWh]	227,637.798	226,334.356	-1,303.443	228,238.783	600.984
Ben. Op. [x 10^6 U$]	-75,054.976	-$ 73,906.945	$ 1,148.031	-$ 75,710.85	-$ 655.875

El comportamiento hidrológico representa un factor fundamental a la hora de determinar el despacho hidrotérmico óptimo pues de ella dependen la forma que son utilizados los recursos hidráulicos del sistema. Esta dependencia queda reflejada en la función de costos futuros, que relaciona el costo esperado de la generación térmica a futuro con el volumen final de agua disponible en los embalses. Esta es una función decreciente pues de utilizarse una menor cantidad de agua en la etapa t, quedará más agua para generar en el futuro, y por consiguiente, disminuye el costo futuro.

Las hidrologías no sólo afectan a la forma en que se utilizan los recursos embalsados, sino que también determinan los caudales afluentes para las distintas cuencas hidrológicas, y en definitiva, la generación obtenible directamente por las centrales de pasada.

Al realizar este análisis no se pretende propiamente ver como cambiarían los resultados de darse otras condiciones hidrológicas (lo cual requeriría el re-cálculo de la función de costos futuros y la reescritura de los archivos de hidrologías del programa, eliminando aquellas "no deseadas"), sino que lo que busca es comprender la influencia que tiene una hidrología más seca o una más húmeda sobre los resultados presentados anteriormente en la sección 3.4, para lo cual basta seleccionar determinadas hidrologías que no serán consideradas y filtrarlas de los resultados previos. Para la determinación de las hidrologías que serían filtradas se llevó a cabo el proceso explicado en la sección 3.2, y se determinaron las 6 más húmedas y las 6 más secas, las cuáles fueron retiradas por separado en un análisis. De esta forma al retirarse las 6 hidrologías más secas, se estudió la relevancia de los años hidrológicos más húmedos sobre los resultados de la sección 3.4; y de igual forma, al retirarse las 6 hidrologías más húmedas, se analizó la relevancia de los años hidrológicos[27] más secos sobre los resultados de la sección 3.4.

[27] Se recalca que al hablar de una determinado hidrología, se hace referencia al año hidrológico donde se dio la hidrología señalada.

Considerando lo anterior, al filtrar hidrologías secas, los recursos hidráulicos, con costo variable de combustible nulo, son más abundantes y por lo tanto el costo de operación del sistema y las emisiones del mismo disminuyen. Inversamente, al ser filtradas hidrologías húmedas, se hace uso de centrales térmicas, más caras y contaminantes, de manera de poder abastecer la demanda ante la escasez relativa de aguas (en comparación al caso con el que se está contrastando). Esto explica básicamente el VAN ambiental y los deltas de beneficios operacionales obtenidos. A la vez, la energía no suministrada, para una condición húmeda preponderante disminuye, por la alta disponibilidad de recursos de bajo costo; y en contraparte para una condición seca preponderante aumenta, por el mayor uso de combustibles fósiles. Esto se condice con la realidad, y es fácil de verlo con el hecho que las situaciones de racionamiento ocurren en los períodos de sequía. Además, es posible notar como las variaciones en la energía generada van acorde a estos valores, y ante condiciones húmedas existe un delta positivo destinado a abastecer demanda que anteriormente no era abastecida, y para la situación inversa, el delta negativo refleja como hay demanda que deja de ser suministrada en condiciones más secas debido al mayor costo de las centrales térmicas que, debiendo reemplazar energía hídrica, hace en ocasiones preferible no suministrar energía (“fallar”) antes que abastecer más demanda.

Una situación especial, ocurre al analizar el NCI obtenido, y se puede ver que en ambos casos, se obtiene una reducción en el uso del sistema de transmisión. Esto podría explicarse en base a que ante hidrologías más extremas, sería menos intensivo el uso de la red de transmisión. Así al quitar hidrologías secas (condición húmeda preponderante), se utilizarían más sólo unas pocas líneas, mientras que bastantes otras líneas bajarían su uso en un mayor grado, debido al carácter más “puntual” de la generación hidráulica en comparación a la generación térmica; y al quitar hidrologías húmedas (condición seca preponderante), el sistema en su totalidad se utilizaría menos, producto a la menor demanda abastecida y al mayor grado de distribución de las centrales térmicas en el territorio. Todas estas observaciones, se condicen con los deltas de pérdidas que se dan en cada caso: mientras para la condición húmeda preponderante, el delta resulta positivo

pues algunas pocas líneas más importantes aumentan su flujo, aumentando las pérdidas que dependen cuadráticamente de la potencia transmitida[28]. En la situación contraria, al quitar las hidrologías secas, el delta resulta negativo, debido al menor uso generalizado de la red de transmisión, y a que la generación abastece consumos menos remotos.

Una observación que se repite al igual que en la subsección 3.5.2, corresponde a la asimetría de los deltas entre ambas sensibilidades. Esta se explica básicamente en la naturaleza propia del problema de despacho hidrotérmico, donde a mayor disponibilidades de recursos hidráulicos, estos son privilegiados para abastecer los distintos consumos; y en caso de menor disponibilidad hidráulica, los recursos térmicos no son reemplazantes directos de los recursos hídricos, sino que también entra en competencia la "generación de falla", en una especie de *trade-off* entre ambas.

Se ve así, como los análisis de los efectos de las hidrologías, resultan similares a los análisis de la demanda, donde las hidrologías húmedas son análogas a una reducción de la demanda, y las secas a un aumento de la demanda, pero teniendo especial cuidado con los deltas que se dan en la energía generada y el NCI.

[28]La dependencia cuadrática de las pérdidas se expresa en la ecuación: $Pérdidas = R \cdot P^2/V^2$

3.5.4 Efectos de Variaciones en el Costo de Falla

Tabla 3-25: Tabla de Resultados Sensibilidades sobre el Costo de Falla

SENSIBILIDAD	Valores Base	Valor Caso H	Delta Caso H	Valor Caso I	Delta Caso I
VAN CO_2 [x 10^3 U$]	-	-	-$ 58,657.790	-	-$ 170,030.368
VAN $MP_{2.5}$ [x 10^3 U$]	-	-	-$ 3,298.243	-	-$ 9,105.762
VAN NO_x [x 10^3 U$]	-	-	-$ 11,504.797	-	-$ 25,017.203
VAN SO_2 [x 10^3 U$]	-	-	-$ 5,874.987	-	-$ 12,083.004
VAN Total [x 10^3 U$]	-	-	-$ 79,335.817	-	-$ 216,236.337
Energía [GWh]	2,539,050.168	2,545,260.362	6,210.194	2,552,954.577	13,904.409
NCI [%]	55.287%	54.702%	-0.585%	54.867%	-0.419%
CO_2 [Ton]	894,400,393.303	902,094,033.635	7,693,640.332	917,627,593.420	23,227,200.117
$MP_{2.5}$[Ton]	93,607.698	94,777.503	1,169.804	96,396.392	2,788.694
NO_x [Ton]	925,935.879	940,659.151	14,723.272	958,880.382	32,944.503
SO_2 [Ton]	606,704.938	615,855.426	9,150.488	625,787.006	19,082.069
ENS [GWh]	227,637.798	225,211.935	-2,425.863	222,847.362	-4,790.436
Ben. Op. [x 10^6 U$]	-75,054.976	-$ 98,990.763	-$ 23,935.787	-$ 122,641.188	-$ 47,586.211

El costo de falla de largo plazo, o también conocido como costo de racionamiento, se encuentra estrechamente relacionado con el concepto de energía no suministrada, en cuanto establece el valor con el que se cuantifica la energía que no es abastecida a los clientes (libres o regulados). Es una medida representativa de cuánto dinero se pierde de no generarse la suficiente energía para abastecer la demanda energética total. Es de esperarse que ante una mayor crecimiento socio-económico, el valor de este aumente, en cuanto crece la población y el PIB del país. Por esta razón, se consideraron dos sensibilidades de aumento del costo de falla en un 50% y en un 100%, alcanzando niveles de países más desarrollados.

Si el costo de falla aumentase, la cantidad de energía no suministrada en el sistema debiese disminuir. Esto puede explicarse en base al balance entre oferta y demanda. Si se considera la energía no suministrada como un mal, su curva de demanda (de pendiente positiva) se desplaza verticalmente, llevando a un equilibrio donde la

cantidad demandada es menor[29], y por consiguiente la energía que es abastecida debiese ser mayor.

Respecto a lo anterior, se observa cómo el aumento de precio conlleva a una disminución de la energía no suministrada. Si bien esta disminuyó, esta disminución no fue tan significativa considerado el fuerte aumento del costo de falla que se propuso (50% y 100%). El que estos deltas no sean muy significativos hace referencia a que hay más limitaciones de carácter técnico (por ej. Topología de la red, capacidad de transmisión del sistema, etc.), que limitaciones derivadas de la minimización de costos ("limitaciones económicas").

Para conseguir esta disminución de la energía que no se abastece, se genera una mayor cantidad de energía, a un mayor costo y más contaminante, como se observa en la Tabla 3-25. Parte de esta energía extra se pierde en la transmisión (lo cual se condice con el hecho que exista un delta de pérdidas de transmisión positivo), y sin embargo el índice de congestión de la red disminuye, lo cual sólo podría explicarse como una mayor utilización de una pocas líneas (probablemente troncales), y un menor uso de una gran parte de la red, de manera análoga a lo que sucedía al presentarse una condición preponderante húmeda en la subsección 3.5.3. Aquí la diferencia con ésta, radica en que en ambos casos, se encuentran la misma cantidad de recursos hidráulicos y por lo tanto también se usan los recursos térmicos existentes para cumplir el abastecimiento, ensuciándose la matriz y haciendo un menor uso del sistema de transmisión; pero no tan significativo como al quitar las hidrologías secas[30].

Una última observación radica en que al realizar esta sensibilidad se ve que existe una cierta linealidad en las variaciones de los resultados, salvo en el VAN ambiental y la energía no suministrada en menor grado, y en el NCI en mayor grado.

[29] Esto considerando una oferta del mal en cuestión, constante.
[30] Referirse a la subsección 3.5.3 para contrastar los deltas de NCI de la condición preponderante húmeda con estos. (-0.5% vs -1.5%).

Para el caso del VAN ambiental, esto se puede explicar parcialmente por el "efecto desplazamiento en el tiempo", mientras que la leve "asimetría" en la ENS señalaría la creciente dificultad que implica suministrar la demanda en su totalidad. Finalmente, el que el delta de NCI sea prácticamente el mismo se explica por el mayor uso de unas pocas líneas importantes, lo que se ve equilibrado con el menor uso del resto de la capacidad de transmisión.

4 CONCLUSIONES

En la investigación desarrollada en la presente tesis de Magíster, se muestra una metodología que permite evaluar el impacto ambiental de la expansión de la transmisión eléctrica, y que es aplicable a distintos sistemas eléctricos donde existan centrales que emitan contaminantes a la atmósfera[31]. Esta metodología facilita además analizar la relación existente entre emisiones, confiabilidad y costo del sistema, de una manera que entrega conclusiones, incluso antes del desarrollo de las distintas inversiones en el sistema, anticipándose a los potenciales efectos sobre el calentamiento global y sobre las personas en diferentes escenarios de expansión.

El sistema también resulta aplicable para determinar los impactos de una expansión realizada sobre nuevos corredores no existentes; para determinar el impacto de líneas ya existentes evaluando la sustracción de un circuito ya en operación y para el adelanto o retraso en proyectos de transmisión.

Es importante señalar que esta metodología basa su funcionamiento en la determinación de las señales de localización y de tiempo de donde se ubican las emisiones de manera de poder valorizarlas. Las señales de localización corresponden a valores del daño marginal y al costo de los futuros de bonos de carbono, mientras que las señales temporales la otorgan la generación mensual de las distintas centrales, resultantes de la modelación con el OSE2000.

Al aplicar la metodología señalada en el Sistema Interconectado Central chileno, fue posible observar la importancia de realizar un análisis en detalle, pues se obtuvieron algunos resultados que pueden resultar contra-intuitivos de realizarse un análisis superficial del sistema, el cual puede llevar a conclusiones erróneas.

[31] También es aplicable a sistemas con puras centrales de generación limpia, sin embargo, la metodología pierde bastante de su atractivo que es la evaluación de los contaminantes en los sistemas.

Dentro de las distintas situaciones analizadas fue posible observar que las emisiones al expandir las líneas difieren notoriamente y esta diferencia es valorizable mediante el método propuesto. Es destacable como esta valorización ambiental no necesariamente va en la misma dirección de las emisiones mismas, debido a lo que se denominó como "Efecto Reemplazo de Fuente de Generación" y "Efecto Desplazamiento Temporal". También, variaciones ambientales relevantes pueden obtenerse de cambios sobre la energía no suministrada, en cuanto mayores valores de ella posiblemente se vean muy reflejados como variaciones en la energía generada del sistema.

Una manera de apreciar sustancialmente como se manifiesta el desplazamiento de las emisiones en el sistema, es analizar líneas que operan con un mayor grado de congestión, las cuales al ser expandidas, descongestionan el sistema permitiendo que la energía fluya por las redes sin violar la restricción de capacidad de la línea. Así, dos sistemas que operan independientemente producto de una congestión, con la expansión, se reacoplan y pasan a funcionar como uno sólo, y por consiguiente pueden variar el despacho de manera importante. Lo mismo aplica al evaluar una línea ya existente, la cual al restársele un circuito pasa de una situación sin congestión a una con congestión. La forma en que impacte ambientalmente vendrá dada por la topología del sistema y la ubicación de la línea que es modificada, pudiendo así haber impactos ambientales positivos o negativos.

Otras variables que reflejan el cambio del despacho en el sistema ante cambios en la transmisión, corresponden a la variación de energía generada en el sistema, la energía de falla y el índice de congestión de la red. Las dos primeras variables presentan una alta relación entre ellas, en cuanto variaciones en la energía generada, van destinadas a suministrar demanda que hasta el momento no ha sido abastecida (con un pequeño efecto de las pérdidas de transmisión). Por otro lado, para el caso del SIC, un aumento en el NCI por lo general va acompañado de un aumento de la energía generada

y una disminución de la energía no generada, sin embargo, esta conclusión, no es extrapolable a todas las redes de transmisión y depende mucho de cómo se encuentren distribuidos los recursos para la generación.

La confiabilidad de la red, introducida en el modelo a través del criterio N-1, resulta ser una restricción que limita la operación de las líneas, y como tal el sistema debe operar como si se tratase de líneas de menor capacidad, aumentando el costo de operación, pues se busca una seguridad ante contingencias imprevistas. Esta visión de seguridad en el corto plazo (interrupciones imprevistas) suele conllevar a situaciones más óptimas desde el punto de vista ambiental, pero a costa de un gran aumento en los costos de operación del sistema (debido al costo de falla).

Con todo lo expuesto en la investigación, se ve así, que la transmisión representa un pilar fundamental a la hora de enfrentarse a planes que directa o indirectamente tienen alguna incidencia en el medio ambiente. La interacción entre las restricciones de capacidad de transmisión del sistema con la curva que internaliza las variables ambientales y representa el orden de mérito de las centrales[32], es visible en la Figura 4-1 y determina el despacho óptimo de las centrales eléctricas, lo cual finalmente se verá reflejado en la calidad de vida de las personas y en el cambio climático.

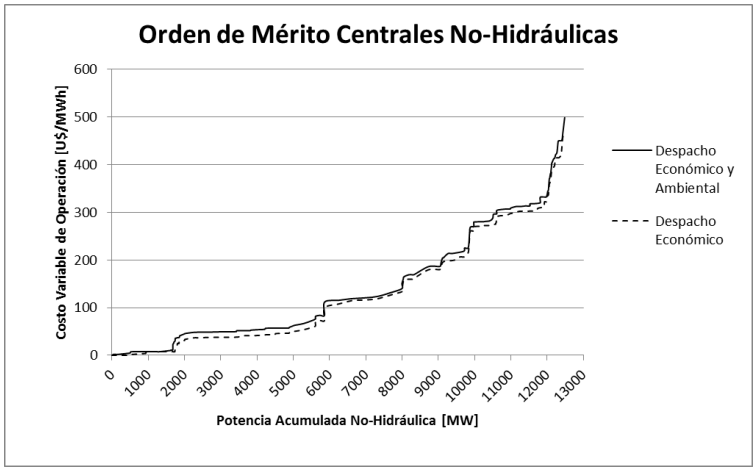


Figura 4-1: Orden de Mérito de las Centrales Térmicas para un despacho puramente económico y uno ambiental/económico.

[32] La curva de orden de mérito ordena la potencia de las centrales de menor a mayor costo de operación de las centrales.

Esto tiene una interesante aplicación en lo que a políticas de fomento de las ERNC y de eficiencia energética se refiere. Esto pues ambas situaciones, la introducción de energías limpias y la reducción de la demanda, se pueden entender como un cambio en la inyección neta de energía en una barra del sistema, y que sean capaces de cumplir su objetivo adecuadamente depende de que el sistema de transmisión sea el adecuado para trasladar las energías de manera más económica y ambientalmente eficiente. La creación y manejo de políticas públicas que apunten a desarrollar incentivos para las líneas ambientalmente eficientes, podrían permitir alcanzar equilibrios donde la variable medioambiental se encuentre considerada.

Otro punto donde la metodología resulta de interés, corresponde a situaciones en discusión actualmente en Chile, en las cuales existe un cambio significativo a la topología del sistema, como por ejemplo la introducción de una central nuclear (caracterizada por tener bajos costos de operación, bajas emisiones y alta potencia), o la interconexión entre el SIC y el SING, donde una realidad hidrotérmica se uniría a una realidad puramente térmica. En dichos casos, la metodología propuesta permitiría evaluar de manera más precisa el impacto ambiental de las expansiones del sistema eléctrico.

Un aspecto donde es posible mejorar la metodología corresponde a desarrollar mejores mecanismos para la predicción de los valores del daño marginal evitado, de manera que este sea capaz de irse actualizando en el tiempo y a la vez considere el crecimiento socioeconómico de los distintos lugares donde se evalúa, y a generar formas para cuantificar cada uno de los efectos encontrados por separado.

Finalmente, el análisis realizado sugiere la necesidad de una visión integral del sistema eléctrico chileno, donde las diversas políticas sean transversales a los tres principales sectores del mercado: Generación, Transmisión y Distribución.

BIBLIOGRAFIA

Aguado, J. A., De la Torre, S., Contreras, J., Conejo, A. J., & Martínez, A. (2012). Market-driven dynamic transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, *82*(1), 88-94.

Bergerson, J., Lave, L., & Center, C. M. E. I. (2002). A life cycle analysis of electricity generation technologies. Disponible en: http://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/pdfs/ CEIC_03_05.pdf

Billinton, R., & Zhang, W. (2001). Cost related reliability evaluation of bulk power systems. *International journal of electrical power & energy systems*,*23*(2), 99-112.

Bo, R., & Li, F. (2011, March). Marginal unit generation sensitivity and its applications in transmission congestion prediction and LMP calculation. In *Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES* (pp. 1-9). IEEE.

Central Energía: Central de Información y discusión de energía en Chile. (s.f). Actores del Mercado Eléctrico. Sitio Web consultado: http://www.centralenergia.cl/actores/

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

Choi, J., Tran, T., El-Keib, A. A., Thomas, R., Oh, H., & Billinton, R. (2005). A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria. *Power Systems, IEEE Transactions on*, *20*(3), 1606-1615.

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

Ciornei, I., & Kyriakides, E. (2012). Recent methodologies and approaches for the economic dispatch of generation in power systems. *European Transactions on Electrical Power*, Doi: 10.1002/etep.1635

CNE. (2013). *Electricidad: Capacidad instalada de Generación.* Disponible en: http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad

CNE. (2013). *Electricidad: Capacidad instalada de Transmisión*. Disponible en: http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad

CNE. (2011). *Fijación de precios de Nudo Octubre de 2011 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Preliminar*. Santiago, Chile. Disponible en: http://www.cne.gov.cl/ web_cne/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo

CNE. (2012). *Fijación de precios de Nudo Abril de 2012 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo*. Santiago, Chile. Disponible en: http://www.cne.gov.cl/ web_cne/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo

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

da Silva, A. M. L., Rezende, L. S., Manso, L. A., & Anders, G. J. (2010, June). Transmission expansion planning: A discussion on reliability and "N− 1" security criteria. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on* (pp. 244-251). IEEE.

Decreto con Fuerza de Ley N°4. (2007) Texto Refundido del DFL-1 "Ley General de los Servicios Eléctricos" con las leyes 20.220 y 20.257 del Estado de Chile. *Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*. Disponible en: http://www.cne.cl/ images/stories/normativas/

Decreto Ley N°25844 de Perú. (2007). Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento, actualizada a Marzo de 2007. Disponible en: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFE/ Normativa/1_NormativaElectricaGeneral.html

Fu, Y., & Li, Z. (2006). Different models and properties on LMP calculations. In *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE* (pp. 11-pp). IEEE.

Harrison, G. P., Maclean, E. N. J., Karamanlis, S., & Ochoa, L. F. (2010). Life cycle assessment of the transmission network in Great Britain. *Energy policy*,*38*(7), 3622-3631.

Hausman, E. (2007). *LMP electricity markets: Market operations, market power, and value for consumers*. American Power Association. Disponible en: http://www.publicpower.org/ files/PDFs/SynapseLMPElectricityMarkets013107.pdf

Hemmati, R., Hooshmand, R. A., & Khodabakhshian, A. (2013). State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *23*, 312-319.

Hondo, H. (2005). Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy*, *30*(11), 2042-2056.

ICE Report Center. (2012). 20 April 2012: *Daily Volumes for ICE EUA Futures*. Recuperado el 23 de Abril de 2013 del sitio web: https://www.theice.com/marketdata/reports/ ReportCenter.shtml?reportId=10&contractKey=20#report/10/reportId=10&contractKey=20

Karaki, S. H., Chaaban, F. B., Al-Nakhl, N., & Tarhini, K. A. (2002). Power generation expansion planning with environmental consideration for Lebanon. *International journal of electrical power & energy systems*, *24*(8), 611-619.

KAS Ingeniería S.A. (Octubre, 2007a). *Modelo Multinodal Hidrotérmico OSE2000: Manual de Archivos de Datos.* Santiago, Chile.

KAS Ingeniería S.A. (Octubre, 2007b). *Modelo Multinodal Hidrotérmico OSE2000: Manual de Conceptos.* Santiago, Chile.

Kazerooni, A. K., & Mutale, J. (2010). Transmission network planning under security and environmental constraints. *Power Systems, IEEE Transactions on*,*25*(2), 1169-1178.

Keith, G., Biewald, B., White, D., & Economics, S. E. (2004). Evaluating Simplified Methods of Estimating Displaced Emissions in Electric Power Systems: What Works and What Doesn't. *Synapse Energy Economics*. Disponible en: http://www.cec.org/Storage/ 56/4891_Displacement-Paper-FinalDraft_en.pdf

Latorre, G., Cruz, R. D., Areiza, J. M., & Villegas, A. (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, *18*(2), 938-946.

Lee, C. W., Ng, S. K., Zhong, J., & Wu, F. F. (2006, October). Transmission expansion planning from past to future. In *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE'06. 2006 IEEE PES* (pp. 257-265). IEEE.

Madrigal, M., & Spalding-Fecher, R. (2010). Impacts of Transmission and Distribution Projects on Greenhouse Gas Emissions. The World Bank report – paper 21. Disponible en: http://siteresources.worldbank.org/EXTENERGY2/Resources/4114199-1292347235985/ GHGImpactofTDFullReport.pdf

Ministerio del Medio Ambiente (Marzo, 2011). *Evaluación económica y social de los co-beneficios generados por la mitigación de GEI en Chile*. Santiago, Chile. Disponible en el sitio web de GreenLabUC: http:// www.greenlabuc.cl/?page_ id=30

Molina, J. D., & Rudnick, H. (2010). Transmission of electric energy: A Bibliographic review. *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, *8*(3), 245-258.

Muñoz, C. (2011). "Apuntes del curso IEE3332 Planificación de Sistemas Eléctricos". *Pontificia Universidad Católica de Chile*

Natemeyer, H., Scheufen, M., Winter, S., Dederichs, T., & Schnettler, A. (2011, June). Identification of environmentally relevant network hotspots. In *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim* (pp. 1-6). IEEE.

Papaemmanouil, A., & Andersson, G. (2009). Optimal Electric Power Transmission Planning Taking Environmental Constraints into Account. IAEE report. Disponible en: http://www.researchgate.net/publication/228755540_Optimal_Electric_Power_Transmission_Planning_Taking_Environmental_Constraints_into_Account/file/9fcfd510534c2d193c.pdf

Papaemmanouil, A., Andersson, G., Bertling, L., & Johnsson, F. (2010, July). A cost-benefit analysis of transmission network reinforcement driven by generation capacity expansion. In *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE* (pp. 1-8). IEEE.

Pereira, M. V. F., & Pinto, L. M. (1991). Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, *52*(1-3), 359-375.

Pozo, D., Contreras, J., & Sauma, E. (2013a). If you build it, he will come: Anticipative power transmission planning. *Energy Economics* 36, 135-146.

Pozo, D., Sauma, E. & Contreras, J. (2013b). A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(1): 202-210.

Rudkevich, A. (2009). Economics of CO2 Emissions in Power Systems. *CRA International, February, 15*.

Rudkevich, A., Ruiz, P. A., & Carroll, R. C. (2011, January). 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* (pp. 1-12). IEEE.

Rudnick, H. (2010). "Apuntes del curso IEE3322 Operación Económica de Sistemas Eléctricos". *Pontificia Universidad Católica de Chile*.

Ruiz, P. A., & Rudkevich, A. (2010, January). Analysis of marginal carbon intensities in constrained power networks. In *System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on* (pp. 1-9). IEEE.

Sadegheih, A. (2010). A novel formulation of carbon emissions costs for optimal design configuration of system transmission planning. *Renewable Energy*,*35*(5), 1091-1097.

Sauma, E. E., & Oren, S. S. (2006). Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, *30*(3), 358-387.

Sauma, E. E., & Oren, S. S. (2007). Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets. *Power Systems, IEEE Transactions on*, *22*(4), 1394-1405.

Sauma, E., Jerardino, S., Barria, C., Marambio, R., Brugman, A., & Mejía, J. (2011). Electric-systems integration in the Andes community: Opportunities and threats. *Energy Policy*, *39*(2), 936-949.

Talaq, J. H., El-Hawary, F., & El-Hawary, M. E. (1994). A summary of environmental/economic dispatch algorithms. *Power Systems, IEEE Transactions on*, *9*(3), 1508-1516.

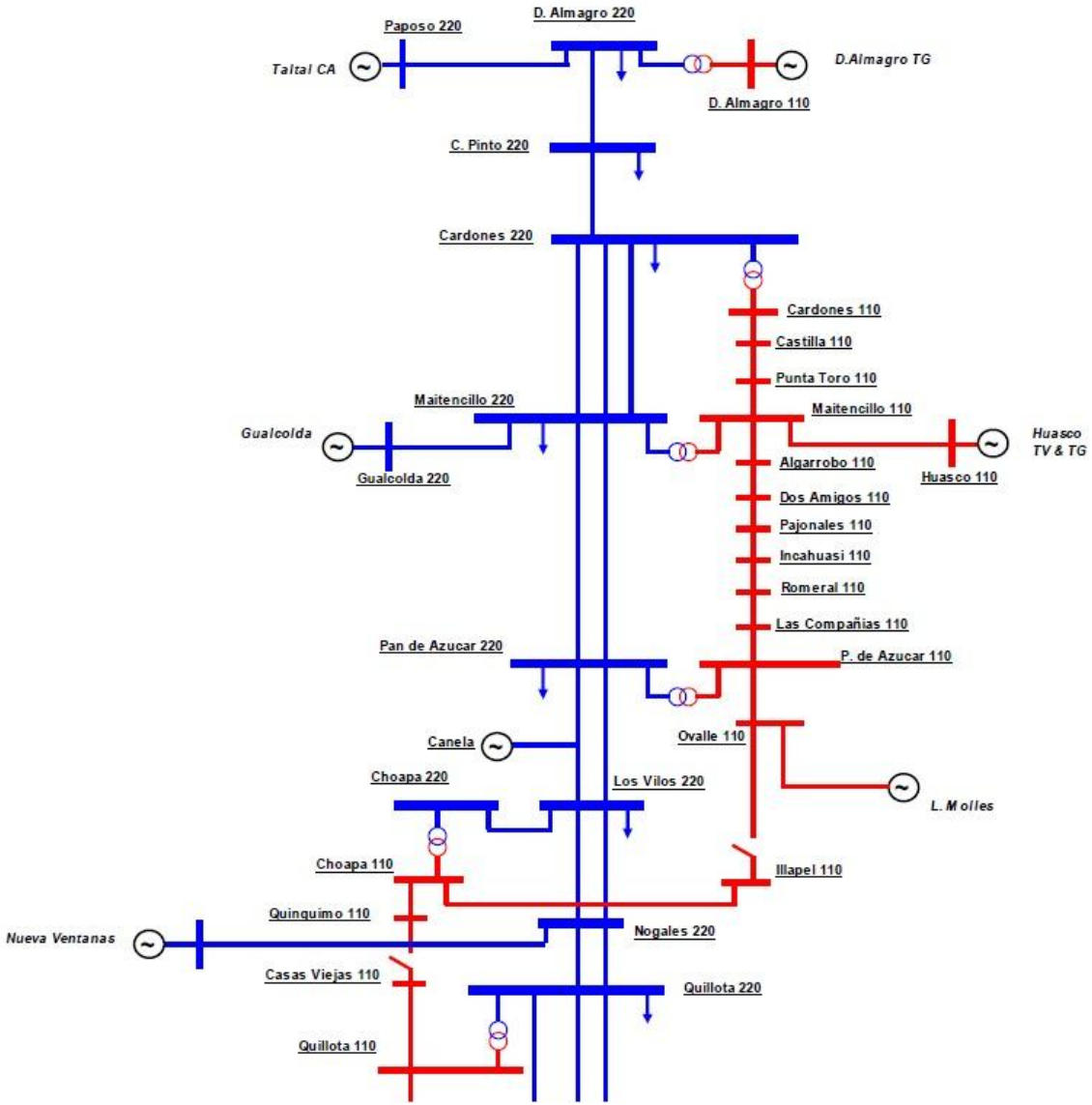
Wood, A. J., & Wollenberg, B. F. (1996). Power Generation, Operation and Control, 2° edición. John Wiley & Sons, Inc.

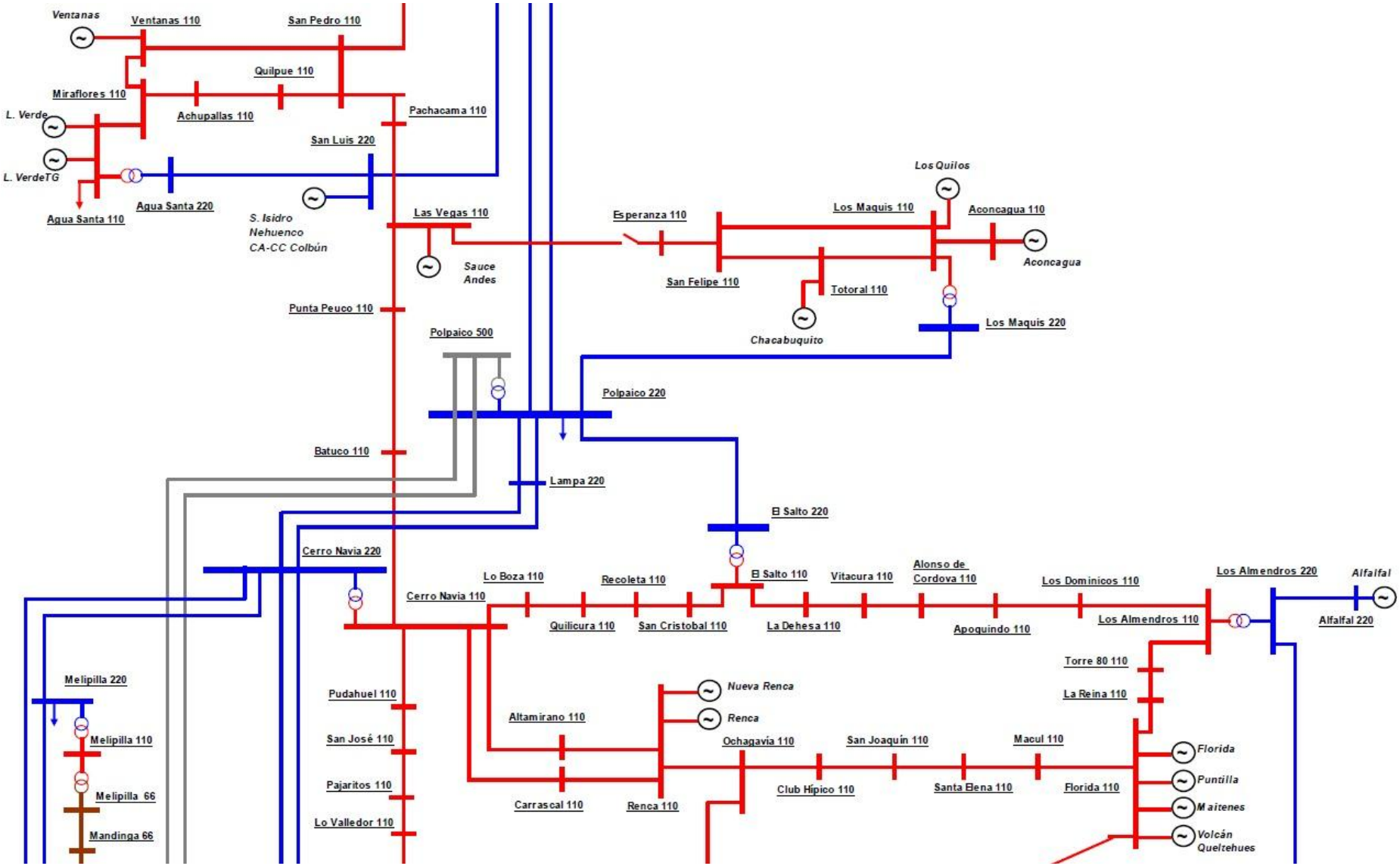
Xia, X., & Elaiw, A. M. (2010). Optimal dynamic economic dispatch of generation: a review. *Electric Power Systems Research*, *80*(8), 975-986.

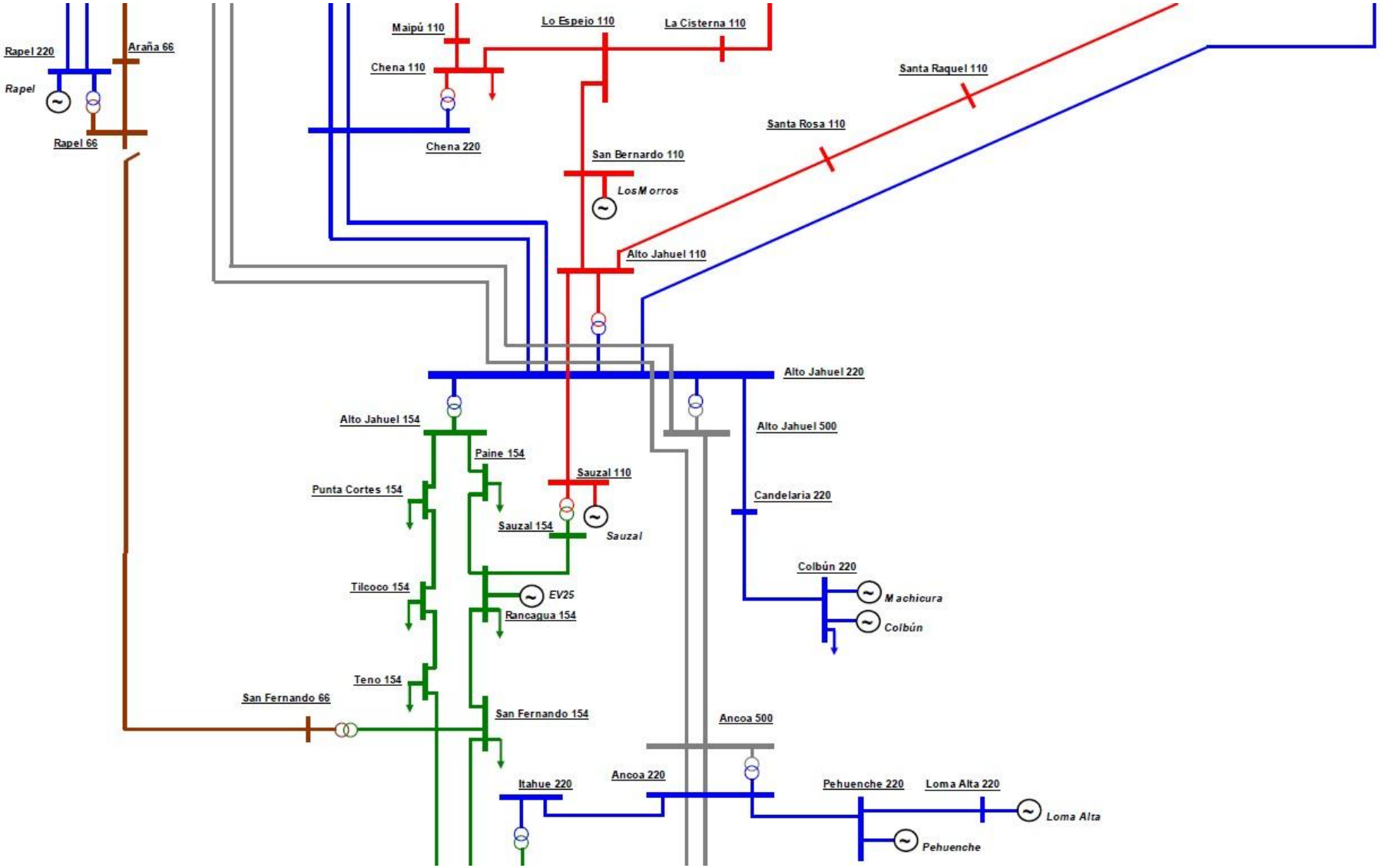
Zhu, J., & Chow, M. Y. (1997). A review of emerging techniques on generation expansion planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*, *12*(4), 1722-1728.

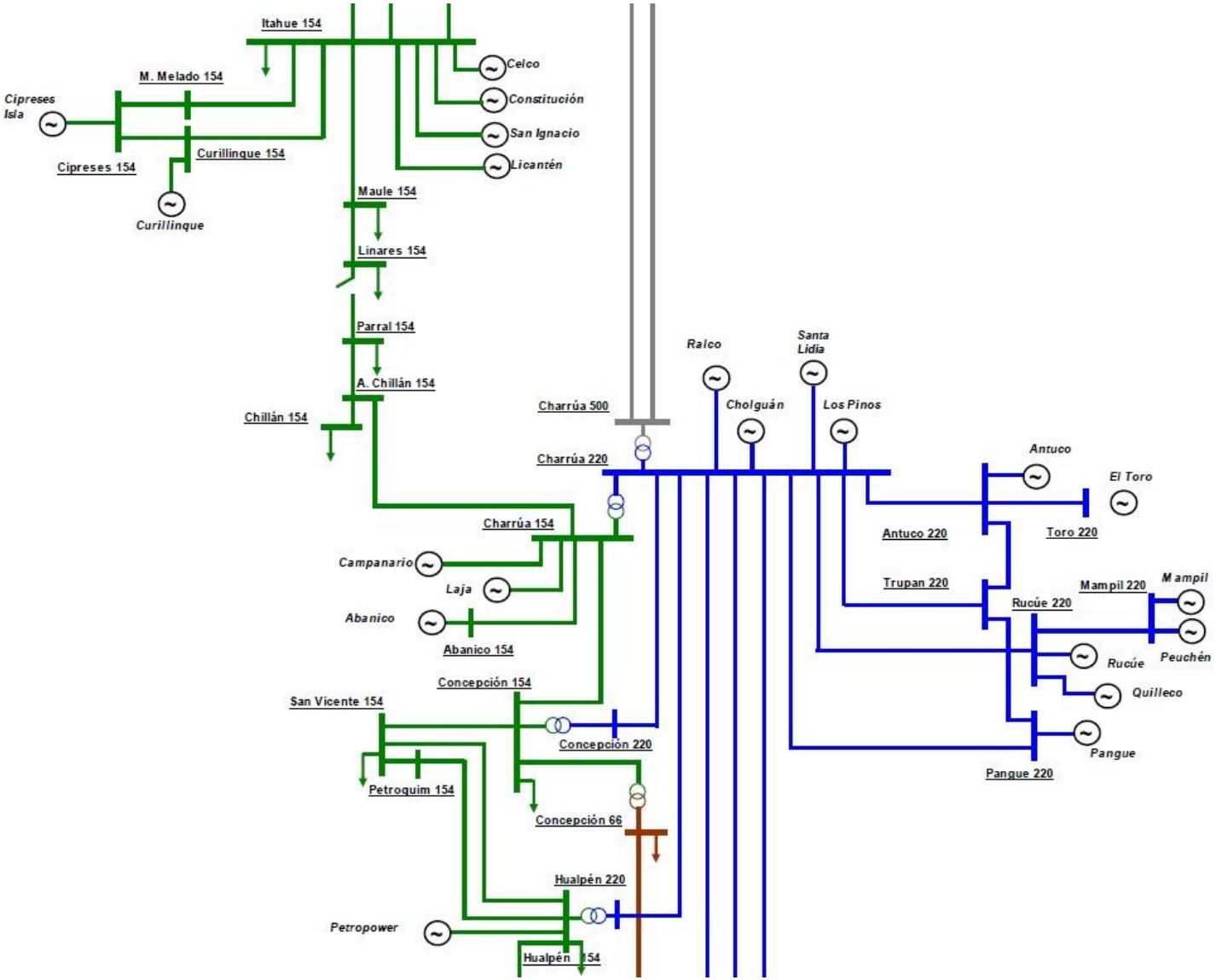
A N E X O S

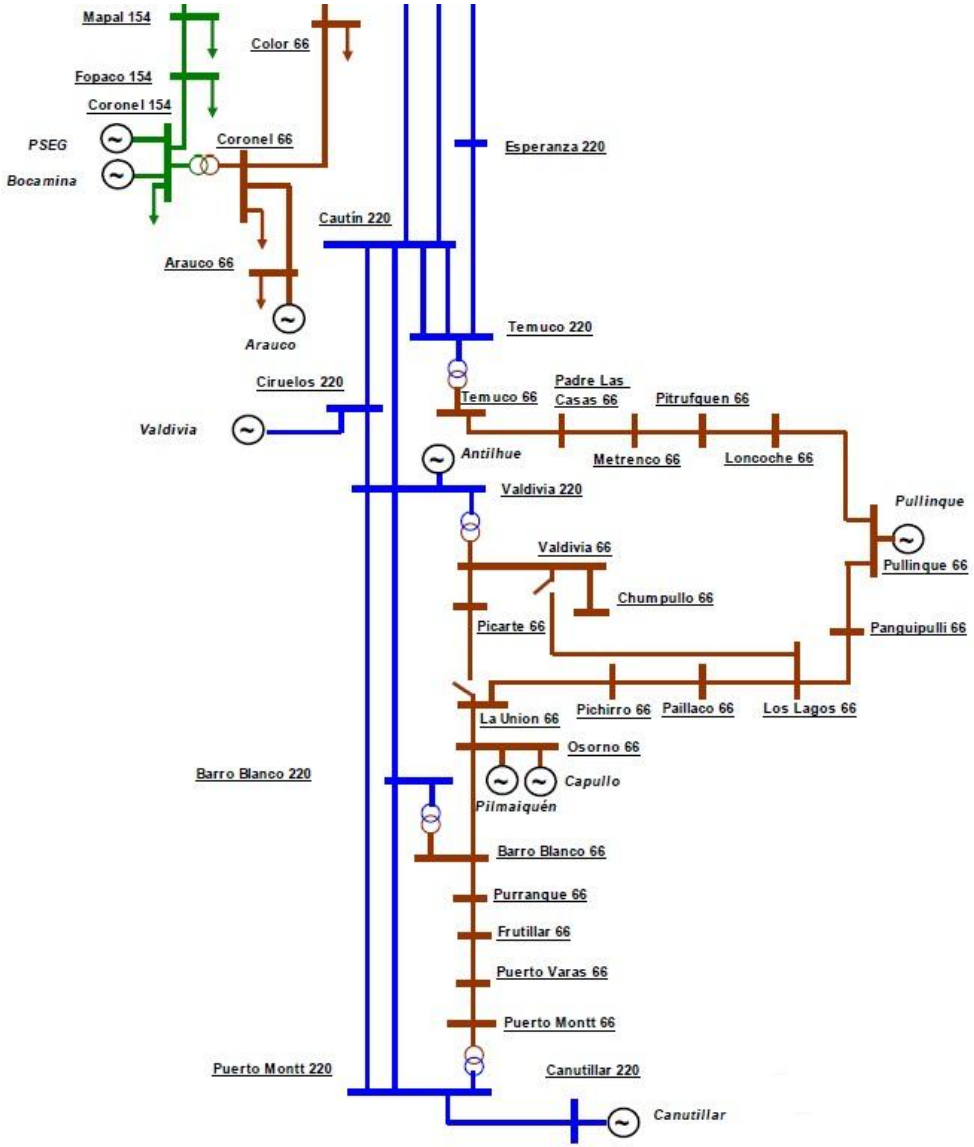
ANEXO A: DIAGRAMA UNILINEAL DEL SIC


Paposo 220
D. Almagro 220
Taltal CA
D.Almagro TG
D. Almagro 110
C. Pinto 220
Cardones 220
Cardones 110
Castilla 110
Punta Toro 110
Maitencillo 220
Maitencillo 110
Gualcolda
Huasco TV & TG
Algarrobo 110
Gualcolda 220
Huasco 110
Dos Amigos 110
Pajonales 110
Incahuasi 110
Romeral 110
Las Compañias 110
Pan de Azucar 220
P. de Azucar 110
Ovalle 110
Canela
Choapa 220
Los Vilos 220
L. Molles
Choapa 110
Illapel 110
Quinquimo 110
Nueva Ventanas
Nogales 220
Casas Viejas 110
Quillota 220
Quillota 110

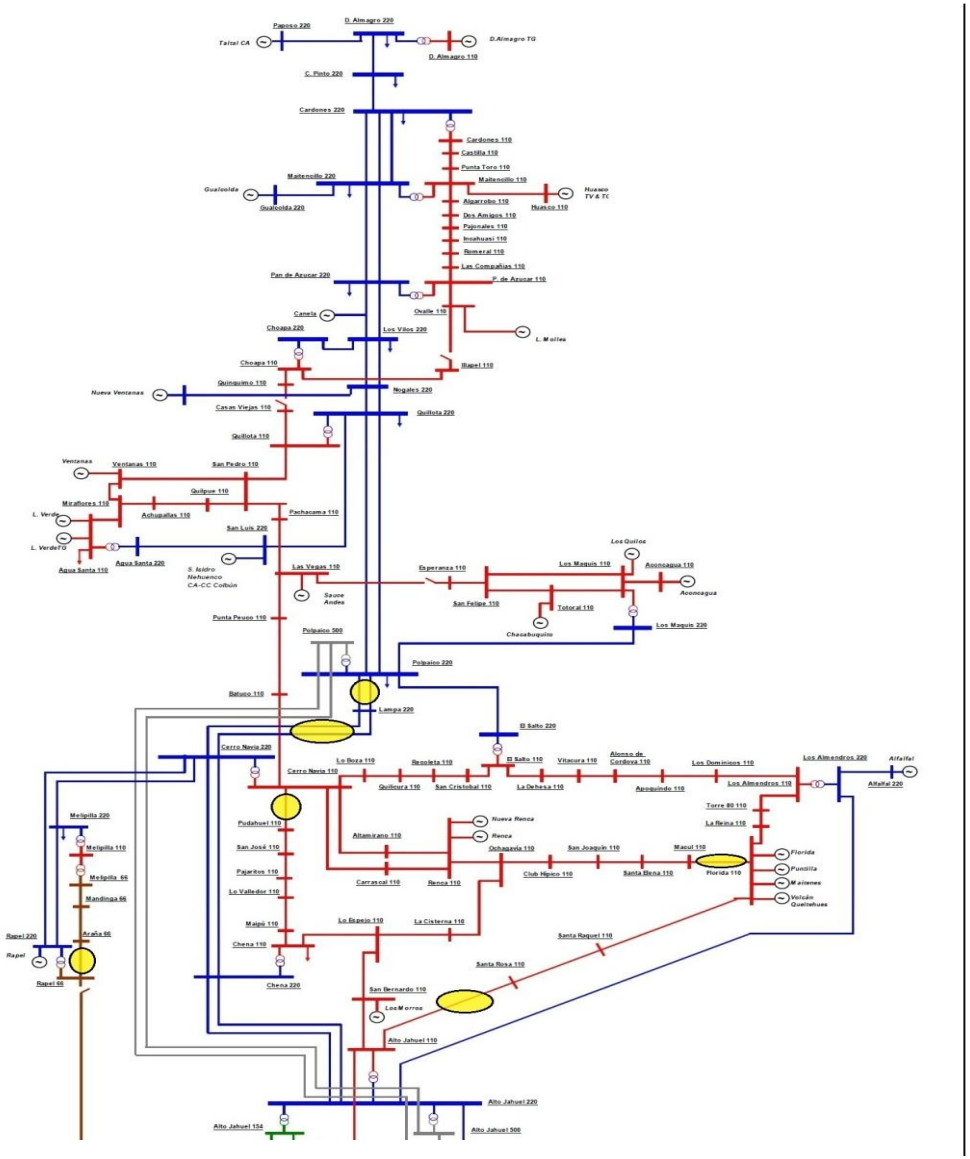

Ventanas
Ventanas 110
San Pedro 110
Quilpue 110
Miraflores 110
Achupallas 110
Pachacama 110
L. Verde
San Luis 220
L. VerdeTG
Agua Santa 220
Agua Santa 110
S. Isidro
Nehuenco
CA-CC Colbún
Las Vegas 110
Sauce
Andes
Esperanza 110
Los Quilos
Los Maquis 110
Aconcagua 110
Aconcagua
San Felipe 110
Totoral 110
Chacabuquito
Los Maquis 220
Punta Peuco 110
Polpaico 500
Polpaico 220
Batuco 110
Lampa 220
El Salto 220
Cerro Navia 220
Lo Boza 110
Recoleta 110
El Salto 110
Vitacura 110
Alonso de
Cordova 110
Los Dominicos 110
Los Almendros 220
Alfalfal
Cerro Navia 110
Quilicura 110
San Cristobal 110
La Dehesa 110
Apoquindo 110
Los Almendros 110
Alfalfal 220
Torre 80 110
La Reina 110
Melipilla 220
Pudahuel 110
Nueva Renca
Renca
Altamirano 110
Melipilla 110
San José 110
Ochagavia 110
San Joaquín 110
Macul 110
Florida
Pajaritos 110
Puntilla
Melipilla 66
Carrascal 110
Renca 110
Club Hípico 110
Santa Elena 110
Florida 110
Maitenes
Mandinga 66
Lo Valledor 110
Volcán
Quelltehues

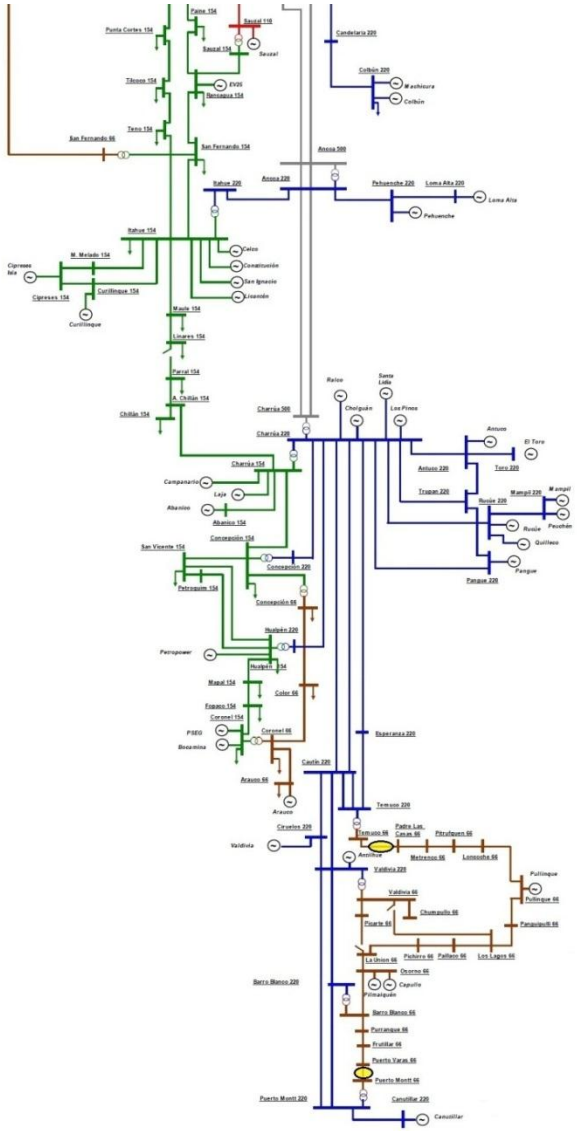

Rapel 220
Araña 66
Rapel
Rapel 66
Maipú 110
Lo Espejo 110
La Cisterna 110
Chena 110
Chena 220
Santa Raquel 110
Santa Rosa 110
San Bernardo 110
LosMorros
Alto Jahuel 110
Alto Jahuel 220
Alto Jahuel 154
Alto Jahuel 500
Paine 154
Sauzal 110
Punta Cortes 154
Candelaria 220
Sauzal 154
Sauzal
Colbún 220
Machicura
Colbún
Tilcoco 154
EV25
Rancagua 154
Teno 154
San Fernando 66
San Fernando 154
Ancoa 500
Itahue 220
Ancoa 220
Pehuenche 220
Loma Alta 220
Loma Alta
Pehuenche


Itahue 154
M. Melado 154
Cipreses Isla
Cipreses 154
Curillinque 154
Curillinque
Celco
Constitución
San Ignacio
Licantén
Maule 154
Linares 154
Parral 154
A. Chillán 154
Chillán 154
Charrúa 154
Campanario
Laja
Abanico
Abanico 154
Concepción 154
San Vicente 154
Petroquim 154
Concepción 220
Concepción 66
Hualpén 220
Petropower
Hualpén 154
Charrúa 500
Charrúa 220
Ralco
Cholguán
Santa Lidia
Los Pinos
Antuco
El Toro
Antuco 220
Toro 220
Trupan 220
Mampil 220
Mampil
Rucúe 220
Rucúe
Peuchén
Quilleco
Pangue
Pangue 220



Fuente: CNE (2011)


Paposo 220
D. Almagro 220
Taltal CA
D.Almagro TG
D. Almagro 110
C. Pinto 220
Cardones 220
Cardones 110
Castilla 110
Punta Toro 110
Maitencillo 220
Maitencillo 110
Gualcolda
Gualcolda 220
Huasco TV & TG
Huasco 110
Algarrobo 110
Dos Amigos 110
Pajonales 110
Incahuasi 110
Romeral 110
Las Compañías 110
Pan de Azucar 220
P. de Azucar 110
Canela
Ovalle 110
Choapa 220
Los Vilos 220
L. Molles
Choapa 110
Illapel 110
Quinquimo 110
Nueva Ventanas
Nogales 220
Casas Viejas 110
Quillota 220
Quillota 110
Ventanas
Ventanas 110
San Pedro 110
Quilpue 110
Miraflores 110
L. Verde
Achupallas 110
Pachacama 110
San Luis 220
L. VerdeTG
Agua Santa 220
Agua Santa 110
S. Isidro
Nehuenco
CA-CC Colbún
Las Vegas 110
Sauce
Andes
Esperanza 110
Los Maquis 110
Los Quilos
Aconcagua 110
Aconcagua
San Felipe 110
Totoral 110
Chacabuquito
Los Maquis 220
Punta Peuco 110
Polpaico 500
Polpaico 220
Batuco 110
Lampa 220
El Salto 220
Cerro Navia 220
Cerro Navia 110
Lo Boza 110
Recoleta 110
El Salto 110
Vitacura 110
Alonso de Cordova 110
Los Dominicos 110
Los Almendros 220
Alfalfal
Alfalfal 220
Quilicura 110
San Cristobal 110
La Dehesa 110
Apoquindo 110
Los Almendros 110
Torre 80 110
La Reina 110
Melipilla 220
Melipilla 110
Melipilla 66
Mandinga 66
Pudahuel 110
Nueva Renca
Renca
Altamirano 110
San José 110
Ochagavía 110
San Joaquín 110
Macul 110
Florida
Puntilla
Maitenes
Volcán
Queltehues
Pajaritos 110
Carrascal 110
Renca 110
Club Hípico 110
Santa Elena 110
Florida 110
Lo Valledor 110
Maipú 110
Lo Espejo 110
La Cisterna 110
Santa Raquel 110
Rapel 220
Araña 66
Rapel
Rapel 66
Chena 110
Chena 220
Santa Rosa 110
San Bernardo 110
Los Morros
Alto Jahuel 110
Alto Jahuel 220
Alto Jahuel 154
Alto Jahuel 500


Paine 154
Sauzal 110
Sauzal
Punta Cortes 154
Candelaria 220
Colbún 220
Machicura
Colbún
Tiltoco 154
EVOS
Rancagua 154
Teno 154
San Fernando 66
San Fernando 154
Ancoa 500
Rahue 220
Ancoa 220
Pehuenche 220
Loma Alta 220
Loma Alta
Pehuenche
Rahue 154
Celco
Constitución
San Ignacio
Licantén
M. Melado 154
Cipreses Isla
Cipreses 154
Curillinque 154
Curillinque
Maule 154
Linares 154
Parral 154
A. Chillán 154
Chillán 154
Charrúa 500
Charrúa 220
Charrúa 154
Raico
Santa Lidia
Cholguán
Los Pinos
Antuco
El Toro
Antuco 220
Toro 220
Trupan 220
Mampil 220
Mampil
Rucúe 220
Rucúe
Peuchén
Quillaco
Pangue
Pangue 220
Campanario
Laja
Abanico
Abanico 154
Concepción 154
San Vicente 154
Concepción 220
Petroquim 154
Concepción 66
Huelpén 220
Petropower
Huelpén 154
Mapal 154
Color 66
Fogaco 154
Coronel 154
PSEG
Becamina
Coronel 66
Esperanza 220
Arauco 66
Arauco
Cautín 220
Temuco 220
Cirueles 220
Valdivia
Temuco 66
Padre Las Casas 66
Petrofquen 66
Antilhue
Metrenco 66
Loncoche 66
Valdivia 220
Pullinque
Valdivia 66
Pullinque 66
Chumpullo 66
Picarte 66
Panguipulli 66
La Unión 66
Pichero 66
Pallaco 66
Los Lagos 66
Osorno 66
Capullo
Pilmaiquén
Barro Blanco 220
Barro Blanco 66
Purranque 66
Frutillar 66
Puerto Varas 66
Puerto Montt 66
Puerto Montt 220
Canutillar 220
Canutillar

ANEXO B: FORMULACIÓN PROBLEMA DESPACHO HIDROTÉRMICO (PEREIRA Y PINTO, 1991)

Problema Genérico:

$$\alpha_t(x_t) = E_{a_t|x_t}\left\{\min_{u_t} \; c_t(u_t) + \beta\alpha_{t+1}(x_{t+1})\right\}$$

Sujeto a:

- Ecuación de transición: $x_{t+1} = f_t(x_t, a_t, u_t)$
- Restricciones del vector de estados: $g_{t+1}(x_{t+1}) \geq 0$
- Restricciones del vector de decisiones: $h_t(u_t) \geq 0$

$$\forall t = T, T-1, \ldots, 1; \; \forall \; x_t$$

Aplicación al problema de despacho hidrotérmico:

La función objetivo que representa los costos actuales de generación[33] equivale a:

$$c_t(q_t, s_t) = min \sum_{k \in K} \sum_{j \in T_k} c_j(g_{tj})$$

Sujeto a:

$$\sum_{i \in H_k} \rho_i q_{ti} + \sum_{j \in T_k} g_{tj} + \sum_{l \in \Omega_k} (f_{tlk} - f_{tkl}) = d_{tk} \quad \forall k \in \text{K}$$

$$g_t \leq \bar{g}$$

$$|f_t| \leq \bar{f}$$

[33]Esto considera las centrales de falla, con su respectivo costo operativo (costo de falla de largo plazo).

La ecuación de transición corresponde a las restricciones de balance hidráulico en los embalses:

$$v_{t+1} = v_t + a_t + M(q_t + s_t)$$

Las restricciones del vector de estados corresponden a las restricciones de límite de almacenamiento de los embalses:

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

Las restricciones del vector de decisiones corresponden a los límites para el caudal turbinado y una cota inferior para agua utilizada (turbinada y vertida):

$$q_t \leq \bar{q}$$

$$q_t + s_t \geq \underline{q}$$

Donde,

$t = 1 \ldots \ldots T$: Indica el número de la etapa.

$x_t = [v_t; a_{t-1}, a_{t-2}, \ldots a_1]$: Indica el vector de estado que incluye el nivel de embalse v_t y los caudales afluentes de la serie hidrológica $a_{t-1}, a_{t-2}, etc.$

$\alpha_t(x_t)$: Indica el costo esperado de operación del sistema del estado x_t

$\alpha_t | x_t$: Indica la distribución de probabilidades de α_t, dado un estado x_t

$E\{\cdot\}$: Valor esperado

$u_t = [q_t; s_t]$: Indica el vector de decisión, consistente en el caudal turbinado, y volumen vertido.

$c_t(\cdot)$: Costo inmediato asociado a la decisión u_t

β: Factor de descuento

k : Indicador de subsistemas o regiones. (K es el conjunto de subsistemas)

j: Indicador de plantas térmicas. (T_k es el conjunto de plantas térmicas en el subsistema k)

i: Indicador de plantas hidroeléctrica. (H_k es el conjunto de plantas hidroeléctricas en el subsistema k)

g_{tj}: Generación de la planta térmica j, en la etapa t.

c_j: Costo de generación de la planta térmica j.

ρ_i: Coeficiente de producción de la planta hidroeléctrica i, expresado en unidades de energía sobre volumen. En estricto rigor, es dependiente del volumen inicial v_t, volumen final v_{t+1} y los flujos salientes (turbinados q_t y vertidos s_t).

d_{tk}: Demanda eléctrica del subsistema k, en la etapa t.

f_{tkl}: Flujo de la línea k a la línea l, en la etapa t.

$\bar{f}$: Vector con capacidad de las líneas

Ω_k: Conjunto de subsistemas conectados con k.

M: Matriz de incidencia de plantas hidroeléctricas.

$\bar{q}$: Cota superior de volumen turbinado

$\underline{q}$: Cota inferior de volumen saliente del embalse

Para más detalles de cómo aborda el problema del despacho hidrotérmico el algoritmo SDDP, referirse a (Pereira y Pinto, 1991).

ANEXO C: LISTADO DE CENTRALES TÉRMICAS Y FACTORES DE EMISIÓN

								Factores Emisión			
Nombre de la Central	Provincia	Nodo Inyección	Potencia Máxima	CVC	CVNC	C.O	Tipo/Combustible	CO2eq	MP2.5	Nox	Sox
Los Colorados 2	Chacabuco	Punta Peuco 110	9.380	0.000	16.950	16.950	Biomasa	1143	0	0	0
Santa Fe 01	Biobío	Charrua 220	20.240	7.800	6.600	14.400	Biomasa	1143	0	0	0
Santa Fe 02	Biobío	Charrua 220	16.560	23.030	6.600	29.630	Biomasa	1143	0	0	0
Santa Fe 03	Biobío	Charrua 220	23.000	39.010	6.600	45.610	Biomasa	1143	0	0	0
Masisa	Biobío	Charrua 154	9.700	37.727	3.400	41.127	Biomasa	1143	0.03	0.3	0.08
Escuadron	Concepción	Hualpen 154	14.200	44.800	2.400	47.200	Biomasa	1143	0.03	0.3	0.08
Celco 01	Talca	Itahue 154	3.000	10.000	0.000	10.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.4
Celco 02	Talca	Itahue 154	2.000	137.260	0.000	137.260	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.4
Celco 03	Talca	Itahue 154	3.000	291.030	0.000	291.030	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.4
licanten 00	Curicó	Itahue 154	1.000	29.000	0.000	29.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.04
licanten 01	Curicó	Itahue 154	3.000	389.710	0.000	389.710	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.04
Viñales	Talca	Itahue 154	32.000	40.000	0.000	40.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.03	0.3	0.05
Nueva Aldea 01	Ñuble	Chillan 154	14.000	25.000	0.000	25.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.05
Arauco 01	Arauco	Arauco 066	3.000	40.000	0.000	40.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.36
Arauco 02	Arauco	Arauco 066	6.000	70.000	0.000	70.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.36
Arauco 03	Arauco	Arauco 066	5.000	100.000	0.000	100.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.36
Lautaro	Cautín	Temuco 066	25.000	39.100	10.480	49.580	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.17	1.65	0.08
valdivia 01	Valdivia	Ciruelos 220	11.000	0.000	0.000	0.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.05
valdivia 02	Valdivia	Ciruelos 220	26.000	18.000	0.000	18.000	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.05
valdivia 03	Valdivia	Ciruelos 220	24.000	274.860	0.000	274.860	Biomasa-Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.05
cholguan 00	Ñuble	Charrua 220	9.000	33.460	0.000	33.460	Biomasa-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.4
cholguan 01	Ñuble	Charrua 220	4.000	311.340	0.000	311.340	Biomasa-Petróleo N°6	1143	0.05	0.5	0.4
Guacolda 01	Huasco	Guacolda 220	142.900	42.487	1.000	43.487	Carbón	905	0.16	1.42	1.25
Guacolda 02	Huasco	Guacolda 220	142.900	42.487	1.000	43.487	Carbón	905	0.16	1.42	1.25
Guacolda 03	Huasco	Guacolda 220	137.104	29.299	2.100	31.399	Carbón	945	0.15	1.42	1.21
Guacolda 04	Huasco	Guacolda 220	139.000	37.779	2.000	39.779	Carbón	945	0.15	1.42	1.21
Ventanas 01	Valparaíso	Ventanas 110	113.400	59.425	2.180	61.605	Carbón	1043	0.18	1.79	1.44
Ventanas 02	Valparaíso	Ventanas 110	208.600	56.847	1.380	58.227	Carbón	998	0.17	1.72	1.37
Nueva Ventanas	Valparaíso	Nogales 220	249.000	48.137	5.550	53.687	Carbón	945	0.16	1.42	1.31
Bocamina	Concepción	Coronel 154	122.200	49.485	1.000	50.485	Carbón	955	0.16	1.64	1.31
Santa Maria	Concepción	Charrua 220	343.000	35.000	3.000	38.000	Carbón	945	0.09	0.91	0.61
Bocamina 02	Concepción	Hualpen 220	342.000	35.200	6.260	41.460	Carbón	920	0.09	0.91	0.61
Campiche	Valparaíso	Nogales 220	242.000	40.500	2.500	43.000	Carbón	945	0.1	0.97	0.65
Carbón Pan de Azucar 01	Elqui	Pan de Azucar 220	250.000	33.878	3.000	36.878	Carbón	945	0.09	0.91	0.61
Carbón VIII Region 01	Biobío	Charrua 220	343.000	35.200	3.000	38.200	Carbón	945	0.09	0.91	0.61
Carbón Maitencillo 01	Huasco	Maitencillo 220	342.000	31.535	6.300	37.835	Carbón	945	0.09	0.91	0.61
Carbón Maitencillo 02	Huasco	Maitencillo 220	135.000	33.878	3.000	36.878	Carbón	945	0.09	0.91	0.61
Energía Pacífico	Cachapoal	Rancagua 154	14.305	38.500	2.100	40.600	Desechos Forestales	1143	0	0	0
Constitucion	Talca	Itahue 154	7.000	0.000	0.000	0.000	Desechos Forestales	1143	0	0	0
Laja	Biobío	Charrua 154	7.000	0.000	0.000	0.000	Desechos Forestales	1143	0	0	0
Central Des.For. VII Region 01	Curicó	Itahue 154	10.000	25.000	0.000	25.000	Desechos Forestales	1143	0	0	0
Central Des.For. VIII Region 01	Arauco	Arauco 066	9.000	25.000	0.000	25.000	Desechos Forestales	1143	0	0	0
Central Des.For. VII Region 02	Curicó	Itahue 154	15.000	25.000	0.000	25.000	Desechos Forestales	1143	0	0	0
Central Des.For. VII Region 03	Curicó	Itahue 154	10.000	25.000	0.000	25.000	Desechos Forestales	1143	0	0	0

Eolica Punta Colorada	Elqui	Punta Colorada 220	20.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica Canela 01	Choapa	Las Palmas 220	18.150	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica Canela 02	Choapa	Las Palmas 220	60.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Monte Redondo	Limarí	Las Palmas 220	48.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica Totoral	Choapa	Las Palmas 220	46.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Talinay Oriente	Limarí	Los Vilos 220	99.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
El Arrayán	Limarí	Pan de Azucar 220	115.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica IV Region 03	Choapa	Los Vilos 220	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica Concepcion 02	Concepción	Concepcion 220	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica IV Region 04	Choapa	Los Vilos 220	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica IV Region 01	Elqui	Pan de Azucar 110	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica Concepcion 01	Concepción	Concepcion 220	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica IV Region 02	Elqui	Pan de Azucar 110	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica IV Region 05	Elqui	Pan de Azucar 110	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Eolica Concepcion 03	Concepción	Concepcion 220	50.000	0.000	7.700	7.700	Eolica	0	0	0	0
Geotermica Calabozo 01	Curicó	Calabozo 220	40.000	0.000	2.000	2.000	Geotermia	0	0	0	0
Geotermica Potrerillos 01	Linares	Colbun 220	40.000	0.000	2.000	2.000	Geotermia	0	0	0	0
Geotermica Calabozo 02	Curicó	Calabozo 220	40.000	0.000	2.000	2.000	Geotermia	0	0	0	0
Geotermica Calabozo 03	Curicó	Calabozo 220	40.000	0.000	2.000	2.000	Geotermia	0	0	0	0
Taltal 01 GNL	Antofagasta	Paposo 220	121.500	70.014	3.185	73.199	GNL	701	0.04	1.73	0.01
Taltal 02 GNL	Antofagasta	Paposo 220	123.400	70.014	3.185	73.199	GNL	701	0.04	1.73	0.01
Taltal CC GNL	Antofagasta	Paposo 220	360.000	43.257	3.190	46.447	GNL	701	0.04	1.73	0.01
Nehuenco 01 GNL	Quillota	San Luis 220	340.051	126.462	0.000	126.462	GNL	487	0.02	0.1	0.01
Nehuenco 01 FA GNL	Quillota	San Luis 220	21.393	158.638	0.000	158.638	GNL	598	0.02	0.1	0.01
Nehuenco 01 GNL TP	Quillota	San Luis 220	340.051	0.000	0.000	0.000	GNL	487	0.02	0.1	0.01
Nehuenco 02 GNL	Quillota	San Luis 220	384.200	116.142	0.000	116.142	GNL	438	0.02	0.11	0.01
San Isidro GNL	Quillota	San Luis 220	350.000	115.132	3.870	119.002	GNL	463	0.02	0.22	0.01
San Isidro FA GNL	Quillota	San Luis 220	20.000	190.847	2.820	193.667	GNL	814	0.02	0.22	0.01
San Isidro 02 GNL	Quillota	San Luis 220	392.000	104.129	3.710	107.839	GNL	757	0.02	0.22	0.01
Quintero 01 CA GNL	Valparaíso	San Luis 220	128.000	156.436	3.220	159.656	GNL	868	0.03	0.57	0
Quintero 02 CA GNL	Valparaíso	San Luis 220	129.000	156.436	3.220	159.656	GNL	868	0.03	0.57	0
Quintero CC FA GNL	Valparaíso	San Luis 220	35.000	151.144	2.500	153.644	GNL	546	0.01	0.25	0.01
Quintero CC GNL	Valparaíso	San Luis 220	350.000	112.160	2.500	114.660	GNL	405	0.01	0.25	0.01
Nueva Renca GNL TP	Santiago	Renca 110	312.000	0.000	3.800	3.800	GNL	470	0.01	0.25	0.01
Nueva Renca GNL	Santiago	Renca 110	312.000	129.603	3.850	133.452	GNL	470	0.01	0.25	0.01
Nueva Renca Int GNL	Santiago	Renca 110	30.000	161.843	0.000	161.843	GNL	607	0.01	0.25	0.01
Candelaria CA 01 GNL	Cachapoal	Candelaria 220	125.300	206.198	0.000	206.198	GNL	713	0.03	0.57	0
Candelaria CA 02 GNL	Cachapoal	Candelaria 220	128.560	206.198	0.000	206.198	GNL	713	0.03	0.37	0
Nueva Aldea 03	Ñuble	Chillan 154	37.000	0.000	0.000	0.000	Licor Negro-Petróleo N°6	1143	0	0	0
Taltal 01 Diesel	Antofagasta	Paposo 220	121.500	287.213	6.000	293.213	Petróleo Diesel	881	0.06	1.5	0.56
Taltal 02 Diesel	Antofagasta	Paposo 220	123.400	287.213	6.000	293.213	Petróleo Diesel	881	0.06	1.5	0.56
Diego de Almagro TG	Chañaral	Diego de Almagro 110	23.000	378.000	6.630	384.630	Petróleo Diesel	1064	0.11	2	0.91
San Lorenzo 01	Chañaral	Diego de Almagro 110	28.500	388.075	24.900	412.975	Petróleo Diesel	713	0.06	1.99	0.56
San Lorenzo 02	Chañaral	Diego de Almagro 110	26.000	431.648	24.900	456.548	Petróleo Diesel	713	0.06	2.29	0.56
Emelda 01	Chañaral	Diego de Almagro 110	33.250	322.626	14.000	336.626	Petróleo Diesel	713	0.06	1.7	0.56
Emelda 02	Chañaral	Diego de Almagro 110	36.000	403.283	14.000	417.283	Petróleo Diesel	713	0.06	2.13	0.56
El Salvador TG	Chañaral	Diego de Almagro 110	23.800	376.114	41.645	417.759	Petróleo Diesel	2356	0.11	2	0.91
Cardones	Copiapó	Cardones 220	153.040	288.161	22.831	310.992	Petróleo Diesel	757	0.06	1.41	0.56
Cenizas	Copiapó	Cardones 110	13.900	182.875	13.811	196.686	Petróleo Diesel	645	0.06	1.36	0.56
Termopacífico	Copiapó	Cardones 220	80.600	249.908	22.430	272.338	Petróleo Diesel	757	0.06	1.33	0.56

El Peñón	Elqui	Pan de Azucar 110	81.000	244.002	28.400	272.402	Petróleo Diesel	713	0.06	1.29	0.56
Espinos	Choapa	Los Vilos 220	122.000	251.945	45.300	297.245	Petróleo Diesel	713	0.06	1.31	0.56
Olivos	Choapa	Choapa 110	115.200	256.509	43.100	299.609	Petróleo Diesel	3158	0.06	1.33	0.56
Los Vientos	n Felipe de Aconcag	Las Vegas 110	132.000	299.470	2.950	302.420	Petróleo Diesel	805	0.06	1.58	0.56
Las Vegas	n Felipe de Aconcag	Las Vegas 110	2.127	254.970	26.840	281.810	Petróleo Diesel	855	0.06	1.68	0.56
Nehuenco 01 Diesel	Quillota	San Luis 220	310.000	174.508	5.210	179.718	Petróleo Diesel	599	0.04	0.76	0.01
Nehuenco 02 Diesel	Quillota	San Luis 220	391.500	174.272	5.210	179.482	Petróleo Diesel	598	0.04	0.67	0.01
Nehuenco 9B 01 Diesel	Quillota	San Luis 220	92.000	301.248	4.300	305.548	Petróleo Diesel	1033	0.06	1.94	0.56
Nehuenco 9B 02 Diesel	Quillota	San Luis 220	16.000	312.175	21.500	333.675	Petróleo Diesel	1071	0.06	2.01	0.56
Quintero 01 CA Diesel	Valparaíso	San Luis 220	128.000	265.532	5.140	270.672	Petróleo Diesel	868	0.04	0.67	0.01
Quintero 02 CA Diesel	Valparaíso	San Luis 220	129.000	265.532	5.140	270.672	Petróleo Diesel	868	0.04	0.67	0.01
Con Con	Valparaíso	Ventanas 110	2.269	254.052	27.480	281.532	Petróleo Diesel	845	0.06	1.68	0.56
Colmito	Valparaíso	Miraflores 110	58.000	302.211	20.000	322.211	Petróleo Diesel	823	0.06	1.76	0.56
Laguna Verde	Valparaíso	Agua Santa 110	52.700	462.659	7.860	470.519	Petróleo Diesel	2137	0.28	2.78	2.23
Laguna Verde TG	Valparaíso	Agua Santa 110	18.000	296.461	1.000	297.461	Petróleo Diesel	834	0.16	1.56	0.35
Placilla	Valparaíso	Agua Santa 110	3.000	249.294	21.960	271.254	Petróleo Diesel	2137	0.11	1.65	0.91
Quintay	Valparaíso	Agua Santa 110	3.000	249.397	22.680	272.077	Petróleo Diesel	2137	0.16	0.77	0.05
Totoral	San Antonio	Agua Santa 110	3.000	250.845	26.170	277.015	Petróleo Diesel	2137	0.11	1.65	0.91
Nueva Renca FA GLP	Santiago	Renca 110	30.000	185.020	0.095	185.115	Petróleo Diesel	580	0.01	0.25	0.01
Nueva Renca Diesel	Santiago	Renca 110	312.000	192.472	7.474	199.946	Petróleo Diesel	540	0.08	1.01	0.39
Renca	Santiago	Renca 110	92.000	410.831	3.640	414.471	Petróleo Diesel	1153	0.18	2.16	0.07
San Francisco TG	Cachapoal	Rancagua 154	25.700	357.882	1.000	358.882	Petróleo Diesel	976	0.06	1.83	0.56
Esperanza 01	Cachapoal	Sauzal 110	18.800	427.713	7.050	434.763	Petróleo Diesel	1283	0.06	2.41	0.56
Esperanza 02	Cachapoal	Sauzal 110	1.800	295.837	26.150	321.987	Petróleo Diesel	821	0.06	1.54	0.56
Esperanza 03	Cachapoal	Sauzal 110	1.600	283.811	23.670	307.481	Petróleo Diesel	851	0.06	1.6	0.56
Colihues	Cachapoal	Sauzal 110	22.000	179.636	15.300	194.936	Petróleo Diesel	757	0.11	1.27	0.91
Candelaria CA 01 Diesel	Cachapoal	Candelaria 220	125.300	299.475	2.800	302.275	Petróleo Diesel	1016	0.09	0.6	0
Candelaria CA 02 Diesel	Cachapoal	Candelaria 220	128.560	299.475	2.800	302.275	Petróleo Diesel	1016	0.1	0.49	0.03
Teno	Curicó	Teno 154	59.000	246.425	28.400	274.825	Petróleo Diesel	713	0.06	1.31	0.56
Maule	Talca	Itahue 154	6.000	334.607	33.620	368.227	Petróleo Diesel	940	0.06	1.67	0.56
Constitución Elektragen	Talca	Itahue 154	9.000	334.553	33.620	368.173	Petróleo Diesel	940	0.06	1.67	0.56
Linares	Linares	Itahue 154	0.400	243.688	26.170	269.858	Petróleo Diesel	691	0.11	1.56	0.91
San Gregorio	Ñuble	Itahue 154	0.400	243.688	26.170	269.858	Petróleo Diesel	691	0.11	1.56	0.91
Los Pinos	Biobío	Charrua 220	104.194	211.533	4.500	216.033	Petróleo Diesel	823	0.06	1.34	0.56
Santa Lidia	Biobío	Charrua 220	139.000	299.269	3.530	302.799	Petróleo Diesel	713	0.06	1.53	0.56
Petropower	Concepción	Hualpen 154	54.200	0.000	3.900	3.900	Petróleo Diesel	3158	0.59	0.97	0.61
Newen	Concepción	San Vicente 154	13.070	357.810	5.000	362.810	Petróleo Diesel	715	0.11	5.92	0.91
Coronel TG Diesel	Concepción	Coronel 154	46.700	249.884	9.800	259.684	Petróleo Diesel	715	0.07	0.28	1.02
Horcones TG Diesel	Arauco	Arauco 066	24.300	395.294	3.000	398.294	Petróleo Diesel	1209	0.07	2.47	1.86
Antilhue TG 01	Valdivia	Valdivia 220	51.600	258.265	2.900	261.165	Petróleo Diesel	726	0.03	1.62	0.17
Antilhue TG 02	Valdivia	Valdivia 220	50.900	258.265	2.900	261.165	Petróleo Diesel	726	0.03	1.62	0.17
Calle-Calle	Valdivia	Valdivia 066	13.000	255.273	15.000	270.273	Petróleo Diesel	691	0.11	5.92	0.91
Chuyaca	Osorno	Barro Blanco 066	15.000	264.918	13.577	278.496	Petróleo Diesel	691	0.11	1.31	0.91
Degañ	Chiloé	Puerto Montt 220	36.000	294.092	15.000	309.092	Petróleo Diesel	691	0.06	1.3	0.56
Quellon 02	Chiloé	Puerto Montt 220	10.000	273.671	13.577	287.248	Petróleo Diesel	691	0.06	1.31	0.56
Trapen	Llanquihue	Puerto Montt 220	81.000	245.391	28.400	273.791	Petróleo Diesel	2137	0.06	1.29	0.56
Chiloé	Chiloé	Puerto Montt 220	9.000	327.510	33.620	361.130	Petróleo Diesel	691	0.11	1.59	0.91
Huasco TG	Huasco	Huasco 110	58.000	386.875	7.860	394.735	Petróleo IFO-180	1143	0.2	2.01	1.61
Punta Colorada 01 Fuel	Elqui	Pan de Azucar 110	17.000	189.718	18.100	207.818	Petróleo IFO-180	1143	0.11	5.56	0.91
Cementos Bio Bio	Curicó	Teno 154	13.600	170.873	12.830	183.703	Petróleo IFO-180	757	0.11	5.56	0.91

Fuente: CNE (2012)

ANEXO D: VALORES DE DAÑO MARGINAL EVITADO

A continuación se detalla los valores del Daño Marginal Evitado (DME) utilizados según provincia, fechados en Diciembre de 2010.

	CONTAMINANTES LOCALES		
PROVINCIA	$MP_{2.5}$ (USD/Ton)	SO_X (USD/Ton)	NO_X (USD/Ton)
Arica	12942	935	863
Parinacota	877	45	36
Iquique	17630	1273	1176
Tamarugal	-	-	-
Tocopilla	2369	7	21
El Loa	21714	1123	879
Antofagasta	22798	1646	1521
Chañaral	3439	248	229
Copiapó	9122	472	369
Huasco	15482	801	627
Elqui	10316	745	688
Limarí	18686	966	757
Choapa	11764	608	476
Petorca	1274	73	103
San Felipe de Aconcagua	7983	461	643
Los Andes	6133	354	494
Quillota	6509	498	769
Valparaíso	8194	627	968
Marga Marga	-	-	-
San Antonio	2890	221	341
Isla de Pascua	-	-	-
Chacabuco	8495	490	685
Santiago	85699	4554	3080
Cordillera	13043	753	1051
Maipo	9728	561	784
Talagante	8981	518	724
Melipilla	9352	540	754
Cachapoal	7809	451	629
Cardenal Caro	1842	141	218
Colchagua	4554	263	367
Curicó	8758	505	706
Talca	14548	840	1173
Cauquenes	4055	310	479
Linares	7809	451	629
Ñuble	9805	596	692
Concepción	2130	321	1024
Bio bio	10242	623	723
Arauco	5457	417	645
Malleco	9912	603	700
Cautín	5552	603*	700*
Ranco	-	-	-
Valdivia	7233	553	854
Osorno	12448	757	879
Llanquihue	7579	580	895
Chiloé	7996	612	944
Palena	3849	294	455
Aisén	3352	256	396
Coihaique	9241	562	652
General Carrera	3358	204	237
Capitán Prat	1705	104	120
Última Esperanza	-	-	-
Magallanes	7574	579	895
Tierra del Fuego	4042	309	477
Antártica Chilena	781	60	92

Fuente: MMA (2011)

Consideraciones:

1) Como valor del DME para el SO_2 fue utilizado el valor del SO_x de la tabla.
2) Para la provincia de Cautín, se utilizó el valor del NO_x y SO_x, de la provincia vecina de Malleco.
3) Para las provincias cuyo valor sale como (-), no se consideró valor, en cuanto sólo se ubicaban centrales con factores de emisión nulos en ellas.

ANEXO E: DEMOSTRACIÓN ECUACIÓN (3.6)

Demostración de la relación:

$$\Delta \sum_i GeneraciónReal_i = \Delta \sum_i Pérdidas_i - \Delta \sum_i ENS_i \qquad \forall t$$

Para un caso k, para cualquier etapa t, para un nodo i de la ecuación de balance de potencia, se cumple la siguiente relación[34]:

$$GF_{k,i} + GR_{k,i} + FlujosIn_{k,i} = DA_{k,i} + ENS_{k,i} + PT_{k,i} + FlujosOut_{k,i}$$

Donde,

$$GF_{k,i} = Generación\ Centrales\ de\ Falla\ en\ el\ nodo\ i, para\ el\ caso\ k.$$
$$GR_{k,i} = Generación\ Real\ Centrales\ Eléctricas\ en\ el\ nodo\ i, para\ el\ caso\ k.$$
$$FlujosIn_{k,i} = Flujos\ Entrantes\ en\ el\ nodo\ i, para\ el\ caso\ k.$$
$$DA_{k,i} = Demanda\ Abastecida\ en\ el\ nodo\ i, para\ el\ caso\ k$$
$$ENS_{k,i} = Energía\ no\ Suministrada\ en\ el\ nodo\ i, para\ el\ caso\ k.$$
$$PT_{k,i} = Pérdidas\ de\ Transmisión\ asignadas\ al\ nodo\ i, para\ el\ caso\ k.$$
$$FlujosOut_{k,i} = Flujos\ Salientes\ en\ el\ nodo\ i, para\ el\ caso\ k.$$

Sumando sobre todo el sistema, se cumple lo siguiente:

$$\sum_i GF_{k,i} + \sum_i GR_{k,i} = \sum_i DA_{k,i} + \sum_i ENS_{k,i} + \sum_i PT_{k,i} \qquad \forall t$$

Pues: $\sum_i FlujosIn_{k,i} = \sum_i FlujosOut_{k,i}$

[34] Suponiendo que las pérdidas de asignación son asignadas a algún nodo determinado.

Ahora analizando la situación para dos casos distintos k_1 y k_2, entre los cuáles no existe diferencia en la demanda total a suministrar, se cumple que:

$$\Delta_k \sum_i GF_{k,i} + \Delta_k \sum_i GR_{k,i} = \Delta_k \sum_i PT_{k,i} \qquad \forall t$$

Pues, $\sum_i DA_{k,i} + \sum_i ENS_{k,i} = K\ constante$

Finalmente, despejando y considerando que para cada barra se cumple que:
$GF_{k,i} = ENS_{k,i}$

Se obtiene la relación deseada:

$$\Delta \sum_i GeneraciónReal_i = \Delta \sum_i Pérdidas_i - \Delta \sum_i ENS_i \qquad \forall t$$