PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

PODER DE MERCADO Y MECANISMOS DE REGULACIÓN MEDIOAMBIENTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

VICENTE ALBERTO CAMINO VALDIVIA

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, agosto, 2013

© 2013, Vicente Alberto Camino Valdivia

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

PODER DE MERCADO Y MECANISMOS DE REGULACIÓN MEDIOAMBIENTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

VICENTE ALBERTO CAMINO VALDIVIA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

JUAN PABLO MONTERO

DAVID WATTS CASIMIS

CÉSAR SAÉZ NAVARRETE

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

Santiago de Chile, agosto, 2013

A mis Padres,

AGRADECIMIENTOS

Quisiera primeramente agradecer a todas las personas que me han apoyado a lo largo de esta investigación, en particular a mi profesor guía Dr. Ing. Hugh Rudnick por su constante soporte y dedicación, siempre complementando y alegrando las reuniones con sus anécdotas, historias y sentido del humor.

Por su aporte mediante consejos y orientación a Juan Pablo Molina y al profesor Jacek Krawczyk de la Victoria University of Wellington por facilitarme el programa NIRA para la implementación de la metodología de esta tesis.

Agradezco también a mi familia, en especial a mis padres quienes me apoyaron en momentos de intenso trabajo a lo largo de esta tesis con su constante presencia, consejos y cariño. A todos mis amigos, los cuales siguieron el transcurso de mi investigación y me apoyaron con consejos y datos útiles.

Por último, quiero agradecer especialmente a mi novia, Aintzane, por su paciencia y amor incondicional, sin ella esta tesis todavía se estaría modelando.

INDICE GENERAL

Pág.

AGRADECIMIENTOS iii

INDICE DE TABLAS vii

INDICE DE FIGURAS viii

RESUMEN xi

ABSTRACT xii

1. Introducción 1
   - 1.1. Poder de Mercado 3
     - 1.1.1 Definición 3
     - 1.1.2 Mecanismos de estudio de los oligopolios 4
   - 1.2 El Dilema Medioambiental 6
     - 1.2.1 Consideraciones Generales 6
     - 1.2.2 Mecanismos de Regulación Medioambiental 7
   - 1.3 El Sector Eléctrico Chileno 9
     - 1.3.1 Breve resumen del mercado eléctrico chileno 9
     - 1.3.2 Normativa Medioambiental 11
   - 1.4 El sector eléctrico y el calentamiento global 13
     - 1.4.1 Prácticas Implementadas 13
     - 1.4.2 Resultados de estas prácticas 14
   - 1.5 El sector eléctrico y medioambiente: situación actual en Chile 16

2 Estado del arte 19
   - 2.1 Poder de mercado en el sector eléctrico 19
   - 2.2 Poder de mercado y restricciones medioambientales 21
   - 2.3 Estudios en el sector eléctrico chileno 25

3 Modelos de Nash-Cournot 27
   - 3.1 Definiciones y conceptos 27
   - 3.2 Función de Nikaido-Isoda 29
   - 3.3 Algoritmo de relajación 31

3.4 Condiciones de concavidad 32
3.5 Ejemplo aplicado al sector eléctrico 34
3.6 Medición del Poder de Mercado 38

4 Sistema Interconectado Central (SIC) 40
4.1 Aspectos Generales 40
4.2 Sistema Interconectado Central 41
4.3 Empresas Generadoras 42
4.4 Emisiones 47

5 Modelación del SIC como mercado oligopólico tipo Bolsa 49
5.1 Función Objetivo 50
5.2 Centrales de Embalse 51
5.3 Función de costos 53
5.4 Función de demanda 57
5.5 Agrupación de centrales 64
5.6 Sistema de transmisión 67

6 Resultados 70
6.1 Estudio del Poder de Mercado por holdings, empresas y unidades 71
6.1.1. Sin restricciones de transmisión 71
6.1.2. Con restricciones de transmisión 82
6.2 Efectos de la Regulación Medioambiental por escenario 87
6.2.1. Regulación Medioambiental por holdings 87
6.2.2. Regulación Medioambiental por empresas 94
6.2.3. Regulación Medioambiental por unidades 98
6.3 Análisis de los mecanismos de Regulación Medioambiental 101
6.4 Análisis del poder de mercado 108

7 Conclusiones 112
7.1 Efecto de las líneas de transmisión en el poder de mercado 112
7.2 Efectos de la regulación medioambiental por escenario 113
7.3 Impuestos vs. Cap 114
7.4 Impuestos y caps vs. Poder de mercado 115
7.5 Discusión: ¿Impuestos o caps? 117
7.6 Desarrollos futuros 118

BIBLIOGRAFIA 120

A N E X O S 123

Anexo A: Flujos horarios por las líneas de transmisión 124

Anexo B: Parámetros de la demanda del sic 128

Anexo C: Precios de nudo 129

Anexo D: Discusión sobre los modelos de Nash-Cournot 131

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 3-1: Proceso paso a paso para el desarrollo iterativo del equilibrio de Nash-Cournot 37
Tabla 4-1. Cuadro resumen de los principales sistemas eléctricos del país 41
Tabla 4-2: Generación anual (GWh) según tipo de tecnología por empresa 43
Tabla 4-3: Generación anual (GWh) por holding 2012 45
Tabla 4-4: Potencia Instalada (MW) por Holding a principios del 2012 46
Tabla 4-5: Factores de emisión y eficiencias consideradas según tecnología 47
Tabla 4-6: Emisiones (ton CO_2) según fuente de generación térmica para el año 2012 48
Tabla 5-1. Conjunto de centrales consideradas con sus respectivos constantes de costos lineales y cuadráticos 56
Tabla 5-2: Lista de mérito de las centrales del SIC 63
Tabla 5-3: Distribución de la demanda total según puntos los puntos de consumo asignados 64
Tabla 5-4: Centrales de embalse equivalentes agrupadas 66
Tabla 5-5: Holdings, empresas y centrales consideradas en la construcción del modelo 67
Tabla 5-6: Parámetros y capacidades de las líneas para el modelo de transmisión considerado 69
Tabla 5-7: Matriz de admitancia Y 69
Tabla 6-1: (1) Repartición porcentual de beneficios por holding y escenario 81
Tabla 6-2: Variación porcentual de la generación total según escenario: (1) impuesto (2) cap 104
Tabla 6-3: Variación porcentual de las emisiones de CO_2 total según escenario: (1) impuesto (2) cap 106
Tabla 6-4: Participación (%) del total de generación según escenario para: (1) impuestos y (2) cap 110

INDICE DE FIGURAS

Pág.

Ilustración 4-1. Generación por tecnología 2012 42
Ilustración 4-2: Generación (%) por Empresa 2012 44
Ilustración 4-3: Generación (%) por Holding 2012 45
Ilustración 4-4: Potencia Instalada (%) por Holding a principios del 2012 46
Ilustración 5-1: Generación diaria (MWh) por tecnología para el año 2012 59
Ilustración 5-2: Generación diaria (MWh) excluyendo la generación eólica, de pasada y empresas tomadoras de precio 60
Ilustración 5-3: Curva de demanda residual (MWh) considerando distribución eficiente del recurso embalsado 61
Ilustración 5-4: Versión simplificada del SIC para efectos de la modelación 68
Ilustración 6-1: Generación (MWh) para los casos de holding (1), empresas (2) y unidades (3) 72
Ilustración 6-2: Generación Hidráulica (MWh) para los escenarios de holdings, empresas y unidades 74
Ilustración 6-3: Repartición de la generación para los casos de holding (1), empresa (2) y unidades (3) 75
Ilustración 6-4: Precios (US$/MWh) obtenidos para los casos de holdings, empresas y unidades 77
Ilustración 6-5: Generación según tecnología (MWh) para los casos de holdings (1), empresas (2), y unidades (3). 78
Ilustración 6-6: Emisiones (ton CO_2) para los casos de holdings (1), empresas (2) y unidades (3) 80
Ilustración 6-7 : Beneficios (MUS$) para los casos de holdings, empresas y unidades 81
Ilustración 6-8: Generación (MWh) sin considerar y considerando las líneas de transmisión para los casos de holdings, empresas y unidades 83
Ilustración 6-9: Precios US$/MWh para los casos de holdings (1), empresas (2) y unidades (3) 85
Ilustración 6-10: Emisiones (ton CO_2) sin considerar y considerando las líneas de transmisión para los casos de holdings, empresas y unidades 85
Ilustración 6-11: Beneficios (MUS$) sin considerar y considerando las líneas de transmisión para los casos de holdings, empresas y unidades 86

Ilustración 6-12: Generación (MWh) con respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) en impuestos y cap para caso holdings 88
Ilustración 6-13: Precios (US$/MWh) con respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) en impuestos y cap caso holdings 89
Ilustración 6-14: Beneficios totales (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso holdings 91
Ilustración 6-15: Beneficios totales más recaudaciones (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) impuestos y cap caso holdings..... 92
Ilustración 6-16: Beneficios totales (MUS$) con un 5% en la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap en caso holdings 93
Ilustración 6-17: Beneficios totales más recaudaciones impuestos (MUS$) con un 5% en la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap en caso holdings..... 93
Ilustración 6-18: Generación (MWh) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas 94
Ilustración 6-19: Precios (US$/MWh) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas 95
Ilustración 6-20: Beneficios (MUS$) con respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas..... 96
Ilustración 6-21: Beneficios más recaudaciones (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas 96
Ilustración 6-22: Beneficios (MUS$) con un 10% de reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas..... 97
Ilustración 6-23: Beneficios totales más recaudaciones (MUS$) con un 10% de reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas 97
Ilustración 6-24: Generación (MWh) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades..... 98
Ilustración 6-25: Precios US$/MWh respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades..... 99
Ilustración 6-26: Beneficios (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades..... 100
Ilustración 6-27: Beneficios más recaudaciones (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades..... 101

Ilustración 6-28: Generación (MWh) para holdings, empresas y unidades en (1) impuestos y (2) cap 103
Ilustración 6-29: Mitigación (tonCO_2) para holdings, empresas y unidades en impuestos y cap 105
Ilustración 6-30: Precios (US$/ton$CO_2$) para holdings, empresas y unidades en (1) impuestos y (2) cap 108
Ilustración 6-31: Participación (%) del total de generación según escenario para: (1) impuestos y (2) cap 111

RESUMEN

El presente trabajo titulado “Poder de Mercado y Mecanismos de Regulación Medioambiental en el Sector Eléctrico Chileno” tiene como objetivo identificar los efectos de la regulación ambiental en el sector eléctrico chileno, en presencia de poder de mercado. El trabajo se centra en dos puntos de interés. En primer lugar, en la comparación de los dos mecanismos principales de la reducción de CO2: la aplicación de los impuestos en la cantidad de material contaminado emitido a la atmósfera y la imposición de un techo de percepción a las emisiones totales mundiales considerando un escenario base. Y, en segundo lugar, estudiar los efectos de la regulación ambiental sobre la competencia y los índices de concentración del mercado. De esta manera, se estudian las ventajas de cada mecanismo de regulación medioambiental por sobre el otro, además de la utilización alternativa de la normativa como una herramienta disuasoria de poder de mercado.

Se utiliza un modelo de equilibrios de Nash-Cournot a través de la función de Nikaido-Isoda y un algoritmo de relajación, para el horizonte de un día dividido en bloques de 24 horas. Restricciones de generación térmica e hidroeléctrica, y de transmisión se consideran en el proceso de optimización, limitando también a las unidades de hidroeléctricas por la cantidad de agua asignada para el día de estudio. Se evalúa el impacto sobre el principal sistema interconectado chileno, que se caracteriza por un *mix* de generación hidrotérmico y con un creciente aumento en las emisiones de carbono a la atmósfera. Los principales resultados del estudio muestran que la eficacia en la reducción de emisiones y su relación con el nivel de impuestos se correlaciona negativamente con los escenarios de concentración de mercado analizados.

Palabras Claves: poder de mercado, equilibrios de Nash-Cournot, regulación medioambiental, cambio climático

ABSTRACT

The present work aims at identifying the effects of environmental regulation in the Chilean electricity sector in presence of market power. The work focuses on two points of interest. First, in comparing the two main mechanisms of CO_2 reduction: the application of taxes in the amount of polluted material emitted to the atmosphere and the imposition of a perceptual roof to global total emissions considering a base case scenario. And, secondly, to study the effects of the environmental regulation over the competition and market concentration indexes. In this way, the advantages of each mechanism over the other are studied, plus the alternative use of the normative as a dissuasive tool of market power.

A model using Nash-Cournot equilibrium across the Nikaido-Isoda function and a relaxation algorithm is used, for the horizon of a day divided in 24 hour blocks. Thermal and hydro generation and transmission restrictions are considered in the optimization process, limiting also de hydro units by the amount of water available throughout the day. The impact on the main Chilean interconnected system is evaluated, which is characterized by a hydrothermal mix generation and an increasing carbon emission ratio. The study results show that the efficiency of emission reductions and its relation with the level of taxes is negatively correlated with the concentration of the market scenarios.

Keywords: market power, Nash-Cournot Equilibrium, environmental regulation, climate change

1. INTRODUCCIÓN

El estudio del poder de mercado en el sector eléctrico ha sido ampliamente cubierto en la literatura a través del desarrollo de modelos matemáticos-computacionales que buscan dar respuestas a las problemáticas del mercado (Kamiński, 2011; Linares, Javier Santos, Ventosa, & Lapiedra, 2008; Lise et al., 2006; López de Haro, Sánchez Martín, de la Hoz Ardiz, & Fernández Caro, 2007; Tanaka & Chen, 2011).

De forma paralela, la discusión sobre el efecto del calentamiento global en el desarrollo y las acciones a tomar para mitigar el impacto de los daños también han encontrado cabida en el sector energético, en el cual investigadores han medido y estudiado los efectos de diversas políticas medioambientales (Chen & Hobbs, 2005a; Hagem & Westskog, 1996; Nordhaus, 2008; Richard S J Tol, Downing, Fankhauser, Richels, & Smith, 2001). A pesar de ello, no existe un gran número de estudios mixtos que midan el efecto de aplicar normativas medioambientales en mercados donde exista poder de mercado, especialmente en un sistema del tipo hidrotérmico como es el principal sistema eléctrico chileno.

Este trabajo desarrolla un modelo matemático-computacional que permita simular el sector eléctrico chileno en presencia de poder de mercado y regulación medioambiental. Con este fin, mediante equilibrios de Nash-Cournot, se desarrolla un modelo que permite despejar precios en un mercado de intercambio eléctrico del tipo hidro-térmico donde existen tres grandes agentes generadores. La implementación se realizará en

referencia al paquete NIRA-3 (Krawczyk & Zuccollo, 2006) en MATLAB y al estudio efectuado por Molina (Molina, Zolezzi, Contreras, Rudnick, & Reveco, 2011) donde se analiza un modelo simplificado del sistema eléctrico chileno en presencia de poder de mercado. Con ello, se aplicarán los dos principales mecanismos de regulación medioambiental: el primero corresponde a la implementación de un impuesto específico a la emisión de contaminantes globales y, el segundo, a la restricción de un nivel máximo de emisiones tolerables para cada firma generadora, pero que son a su vez transables entre las empresas.

El uso de de equilibrios de Nash-Cournot para modelar el Sistema Interconectado Chileno se justifica de dos formas. En primer lugar, se puede utilizar los modelos de Nash-Cournot para modelar la estructura de los contratos de largo plazo de suministro eléctrico que realizan las empresas generadoras tanto con los clientes libres y regulados. Los contratos con clientes libres se realizan directamente con grandes empresas que requieren establecer acuerdos de suministro (empresas mineras, grandes industrias, etc.), mientras que los contratos con clientes regulados (hogares residenciales, comercio de medio y pequeño tamaño, etc.) se realizan a través de procesos de licitación de suministro eléctrico con las empresas de distribución de electricidad de cada zona de concesión. La posible presencia de poder de mercado en los contratos y licitaciones de suministro permite abordar el problema mediante juegos de Nash-Cournot.

En segundo lugar, la finalidad de esta tesis es simular el SIC considerando una estructura de un mercado tipo bolsa, donde los agentes realizan ofertas de generación despejando

un precio de mercado de acuerdo a las cantidades ofertadas. Bajo este supuesto de modelación se aborda el problema mediante equilibrios de Nash-Cournot.

1.1. Poder de Mercado

1.1.1 Definición

Una definición de poder de mercado dada en la literatura es "la capacidad de los agentes del sistema (tales como los consumidores, generadores, etc.) de unilateral o colectivamente manipular el mercado a su favor" (Chen & Hobbs, 2005b). También se puede hallar otra interpretación como "la habilidad de rentar al alterar los precios lejos de sus puntos de competitividad" (Mas-Collel, Whinston & Green, 1995). Las fuentes por las cuales se puede ejercer poder de mercado recaen principalmente en: la elasticidad de la demanda, la relación entre las empresas, el número de empresas y la segmentación del mercado mismo.

Las vías de aparición de poder de mercado se concentran en 4 mecanismos: trust, cartel, fusiones y tratados de control (Pindyck & Rubinfeld, 2001). El término trust refiere a un grupo de empresas cuyas actividades son dirigidas por un tercero. De esta forma, se trata de una estructura de holding enfocada generalmente a un mismo sector. El trust puede ser vertical u horizontal, en el primero las empresas realizan actividades de forma complementaria; mientras que en el segundo las empresas producen los mismos bienes o servicios. El cartel se caracteriza por el

acuerdo entre empresas del mismo sector, cuyo fin es eliminar toda competencia. La fusión o adquisición de empresas incrementa el valor de una compañía, además de obtener ventajas comparativas y un mayor control del mercado. Finalmente, los tratados de control son acuerdos por los cuales un conjunto de comerciantes reciben el monopolio de una ruta comercial o de un producto.

1.1.2 Mecanismos de estudio de los oligopolios

Las consecuencias del poder de mercado pueden incluir distorsiones en los precios, ineficiencias de producción, y la redistribución de riqueza entre la oferta y demanda. Su forma de estudio se realiza comúnmente a través de la Teoría de Juegos. En la literatura se utilizan dos metodologías principalmente para modelar la problemática oligopólica: del tipo Nash-Cournot y Equilibrios de Función de Oferta (*Supply Function Equilibrium*).

El equilibrio de Cournot es un modelo económico en el cual las industrias se ven enfrentadas por distintas estrategias de producción, las cuales son decididas de manera independiente y simultánea entre cada empresa. En esta metodología además, los productos deben ser homogéneos, las firmas no presentan grados de colusión entre ellas, existe poder de mercado, el número de empresas es fijo y, finalmente, las firmas actúan de manera racional y estratégica buscando maximizar el beneficio propio.

A través de una modelación duopólica Cournot, por ejemplo, la producción es mayor a la monopólica pero menor a la competencia perfecta. Además, el precio resultante es menor al monopolio, pero como así también es mayor a un mercado perfectamente competitivo. Cabe destacar que a través de esta modelación, las firmas tienen un incentivo a formar carteles o coludirse, de tal forma de reducir la cantidad producida y así subir el precio, incrementando los beneficios para todas las empresas involucradas.

En cambio, en los Equilibrios de Función de Oferta, los participantes son caracterizados a través de una curva de costos por la cual encuentran el equilibrio de curva de oferta. Esta técnica fue introducida por Klemperer (Klemperer & Meyer, 1989). El concepto de equilibrio asume que los productores entregan funciones de oferta simultáneamente en un solo juego. En un equilibrio de Nash, los participantes buscan lograr una curva de oferta que maximice sus beneficios, dadas las ofertas de los competidores y una demanda incierta. Esta herramienta es comúnmente usada en la práctica para modelar licitaciones en subastas del mercado eléctrico.

1.2 El Dilema Medioambiental

1.2.1 Consideraciones Generales

Los problemas involucrados en entender el calentamiento global y tomar acciones para mitigar el impacto de los daños son los desafíos medioambientales más importantes en la era moderna. Las consecuencias arraigadas producto del cambio climático afectan la manera en la cual las personas interactúan con el mundo. Este tema ha pasado a ser un eje central en las discusiones medioambientales durante los últimos 20 años.

A pesar de los esfuerzos involucrados, no existen certezas sobre la manera en cual el cambio climático afectará la economía ni el desarrollo social. Por lo demás, tampoco hay luces claras sobre qué tan rápido los países deben moverse para disminuir este impacto (Nordhaus, 2008).

El calentamiento global se produce por los gases derivados de la producción y consumo, tales como el dióxido de carbono, metano y oxido nitroso, llamados gases de efecto invernadero (GHG por sus siglas en inglés). Estos gases permanecen un largo tiempo acumulado en la atmósfera hasta su desintegración. Altas concentraciones conllevan a un calentamiento de las aguas y superficies terrestres, provocando variaciones en las temperaturas, vientos y lluvia. Estos

efectos son vistos en el derretimiento de los glaciares, altas oscilaciones de temperaturas, mayores periodos de sequía, entre otros.

En la literatura hay varios economistas que se han dedicado a realizar formulaciones sobre la problemática medioambiental. William Nordhaus hace mención al balance que debe existir entre el daño presente y el futuro, de tal forma que el desarrollo económico presente no provoque estragos climáticos y sociales en los próximos 100 años (Nordhaus, 2008).

Tol, por su parte, establece que el principal factor a considerar corresponde a la tasa de descuento a ocupar para la modelación del equilibrio del cambio climático, permitiendo encontrar distintos pagos por emisiones dependiendo de la tasa considerada (Tol et al. 2001). El autor define que el costo marginal de las emisiones de gases de efecto invernadero varía entre los 9 a 23 US$ la tonelada de carbono si se ocupa una tasa de descuento entre 3% y 5%.

1.2.2 Mecanismos de Regulación Medioambiental

Existen dos aproximaciones principalmente usadas como mecanismos de regulación medioambiental: la primera, a través de la fijación de la cantidad a producir; y la segunda, mediante la fijación del precio de un producto. El estudio de mecanismos de regulación ambiental es un tema que ya lleva varios años en la literatura. Ya Weitzman (Weitzman, 1974) realiza un amplio estudio de comparación de las dos formas principales de regulación cuando existe incerteza

sobre la forma de las curvas de oferta y/o demanda, hallando que se preferirá un mecanismo por sobre el otro dependiendo de la convexidad de éstas. El autor incluso va más allá planteando que en situaciones de planificación económica, donde existe incerteza y variabilidad, el establecer sistemas mixtos de precios-cuotas entrega la recompensa óptima para los agentes de mercado (Weitzman, 1978).

En la práctica, el sistema Cap-and-Trade es el mecanismo usado para la regulación mediante cuotas. Esta política lo que hace es controlar un mercado al establecer un límite o cap a la cantidad de contaminantes emitidos. Este límite es normalmente establecido por algún organismo gubernamental. Existen básicamente dos sistemas para la distribución de permisos de emisión; uno es la distribución gratuita y el otro es asignaciones en base a subastas. Dentro de la asignación gratuita se distinguen dos maneras de distribuir las asignaciones a los distintos sectores económicos: mediante *grandfathering*, el cual asigna mediante emisiones históricas, y la otra de acuerdo a los niveles de producción. Mediante la distribución de permisos por subastas, el Estado percibe un ingreso que, por lo general, es reinvertido promoviendo energías renovables, compensaciones a los clientes, etc. Mediante estos permisos de emisión una empresa no podrá superar sus emisiones más allá de lo adjudicado, sin superar en ninguna instancia el cap establecido.

En cuanto a la regulación por precio, el sistema comúnmente usado corresponde a la aplicación de un impuesto sobre las emisiones realizadas. Ello se aplica

principalmente sobre la emisión de dióxido de carbono, principal gas del fenómeno de efecto invernadero.

Cabe también destacar la inclusión de las llamadas Energías Renovables no Convencionales (ERNC) como mecanismos de regulación medioambiental. Estas son fuentes no masivas de generación eléctrica, las cuales se entienden por centrales hidroeléctricas de pequeña escala (hasta 40 MW) y a proyectos que aprovechen la energía de la biomasa, hidráulica, geotérmica, solar, eólica, de los mares, entre otras. Ellas se caracterizan por su bajo impacto medioambiental y por ser consideradas como alternativas de diversificación de la matriz de generación eléctrica. Generalmente son incorporadas mediante subsidios (dados sus altos costos) u obligaciones (porcentaje de generación por sobre el total de demanda).

1.3 El Sector Eléctrico Chileno

1.3.1 Breve resumen del mercado eléctrico chileno

En el sector eléctrico chileno se distinguen 3 actividades básicas, con especificaciones y funcionamientos propios e independientes entre sí.

En primer lugar se encuentra el sector de generación, el cual produce la energía eléctrica mediante el uso de diversas tecnologías y combustibles. Se caracteriza por sus proyectos de inversión a largo plazo (nivel hidro), es intensivo en capital,

posee retornos constantes a escala, es de libre competencia y existen restricciones tecnológicas para el almacenamiento de energía.

En segundo lugar se distingue el área de transmisión. Su labor recae en ser el troncal de transporte de la energía entre los centros de despacho y consumo. Existen economías de escala, por lo cual tiende a comportarse como un monopolio natural. Su acceso al negocio se realiza mediante la otorgación de licencias o permisos de concesión.

Finalmente, se distingue el sector de la distribución, el cual recibe la energía desde la transmisión troncal y la entrega a los consumidores finales. Se caracteriza por su desarrollo en compartimientos geográficos, donde se presentan economías de ámbito. Posee un gran número de usuarios pequeños, con baja elasticidad en su consumo.

Tanto las actividades de generación como de transporte de la energía eléctrica son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados. De esta forma, el Estado toma la función de agente regulador, fiscalizador y planificador del mercado eléctrico. En el país, el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE), son los organismos representantes del Estado, coordinando el desarrollo de políticas, planes y normativas necesarias para el funcionamiento óptimo y eficiente del sector.

A nivel país, el sector eléctrico se divide principalmente en 2 grandes sistemas. El Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a cerca del 90% de la población.

1.3.2 Normativa Medioambiental

A partir del año 2008, se promulga la ley 20.257 la cual introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Las empresas con una capacidad instalada superior a 200 MW deberán comercializar, a partir del 1 de Enero del año 2010, un 10% de su energía proveniente de fuentes renovables no convencionales o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40 MW.

La incorporación de este sistema será de forma gradual, partiendo desde un 5% de obligación entre los años 2010 y 2014, aumentando un 0.5% al año para alcanzar el 10% el año 2024.

Las energías que se encuentran dentro del espectro de renovables no convencionales son las siguientes:

a) Centrales hidroeléctricas con potencia máxima a 40 MW, la que se corrige con un factor proporcional que se calcula de la siguiente manera:

$$\mathbf{FP = 1 - \frac{Pot.maxima - 20\ MW}{20\ MW}} \quad (1\text{-}1)$$

b) Instalaciones de cogeneración eficiente, donde con un mismo proceso se genere calor y energía eléctrica, con una potencia inferior a 20 MW.
c) Instalaciones de energía Solar
d) Instalaciones de energía eólica on-shore y off-shore
e) Instalaciones de energía mareomotriz
f) Instalaciones de energía geotérmica
g) Otras.

Para el cumplimiento de esta ley se estipula que el no cumplimiento tendrá un cargo de 0,4 UTM por cada MWh (33 USD/MWh de febrero 2012) de déficit respecto a la obligación. Si dentro de los 3 años posteriormente a un incumplimiento la empresa vuelve a fallar a su compromiso, la multa aumenta a 0,6 UTM por cada MWh de déficit (49,7 USD/MWh de febrero 2012).

Finalmente, esta ley será aplicable a todos los contratos de energía firmados a partir del 31 de Agosto del 2007 y las empresas eléctricas deberán acreditar que al menos el 50% del incremento anual de la obligación ha sido cumplido con inyecciones de energía propios o contratados, mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique discriminación arbitraria.

1.4 El sector eléctrico y el calentamiento global

1.4.1 Prácticas Implementadas

Especial interés ha tomado en los últimos años el uso de mecanismos de regulación ambiental para la emisión Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el sector eléctrico para mitigar el efecto del denominado cambio climático.

El uso del sistema *Cap-and-Trade* (C&T) como mecanismo de regulación ha encontrado diversas aplicaciones en países desarrollados. Ejemplos como del programa *Emission Trading Scheme* (ETS) de la Unión Europea o del Regional *Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) de algunos estados de EEUU, son instancias en las cuales se ha visto en práctica esta política.

El uso de impuestos también ha encontrado favor en los países desarrollados. Desde el 2009, Dinamarca, Finlandia, Noruega, Suecia, y Canadá aplican impuestos sobre las emisiones del carbón. Francia también ha estudiado la aplicación de este tipo de políticas, implementando un gravamen sobre el petróleo, gas y carbón. Ha de tomar en cuenta, eso sí, que el 80% de energía generada por Francia corresponde a plantas nucleares y sus emisiones están incluidas en el sistema europeo ETS.

En cuanto a la promoción de políticas para las energías renovables, las dos opciones más utilizadas son: sistemas de precios (*premiums*) y cuotas (certificados verdes). Combinaciones de ambas políticas existen en Gran Bretaña e Italia, las cuales incorporan certificados transables verdes y el sistema de certificados transables de carbono de la Unión Europea (ETS).

1.4.2 Resultados de estas prácticas

Un análisis empírico en el estado de California durante el periodo 2000-2001, el cual se vio envuelto en una severa crisis energética, sugiere de que un gran agente de mercado dio señales de costos agregados en otras empresas al consumir más permisos medioambientales de los necesarios, incrementando el costo de los permisos percibidos por otras compañías (Kolstad & Wolak, 2008).

El caso más reciente de aplicación de impuestos fue el efectuado por Australia en 2011. El impuesto fijado es de US$ 24,7 por tonelada de dióxido de carbono emitida. Estudios privados en ese país indican que el precio de la electricidad se elevará en torno a un 10% por efectos del impuesto.

Cabe destacar que Australia ha tenido un panorama complejo. Hasta el año 2010, el gobierno de aquel entonces propuso el sistema *Carbon Pollution Reduction Scheme* (CPRS), mecanismos de *Cap-and-Trade* apuntando a reducciones del orden del 60% al 2050 y 15% al 2020 con respecto al año 2000. Las críticas a las

metas además de la preocupación de la industria por el impacto en los costos, terminaron en 2009 por derogar el proyecto de ley. Francia entre el 2009-2010 ha tenido que realizar varias revisiones a su proyecto de impuesto sobre las emisiones de CO2, debido a correcciones por parte del Consejo Constitucional de dicho país por el efecto que tendría en la competitividad de las grandes industrias.

Por otro lado, España, la cual se ha destacado por su gran incentivo a las energías renovables, cuenta en los últimos años entre los precios de electricidad más altos de Europa, tanto para consumidores domésticos como industriales. El déficit generado que se ha acumulado es hasta un 2% del PIB del país. No es debate que este déficit lo haya creado la desproporcionada inversión en infraestructura verde. Solamente entre 2008 y 2012 los subsidios renovables han crecido un 25%, transmitiendo todo este costo a los privados.

Japón por su parte debido a su severa crisis energética ha descartado la implementación de un impuesto o sistema de transacción de emisiones en el futuro cercano. Esta crisis está basada en los efectos del terremoto y tsunami del 2011, lo cual implicó forzar el cierre de varias de sus centrales nucleares.

En Gran Bretaña en cambio, medidas complementarias también se han incluido. El *CRC Energy Efficiency Scheme* (antes conocido como *Carbon Reduction Commitment*) es un esquema obligatorio de reportes y pagos para empresas que consumen más de 6000 MWh al año. El programa CRC entró en vigencia en Abril

del 2010 apuntando a reducir las emisiones de carbono que no son cubiertas por otras regulaciones. Su foco principal recae en las emisiones de los sectores no intensivos en energía. De esta forma, actúa de forma complementaria a los programas ETS de la Unión Europea, los cuales son dirigidos a sectores intensivos en el uso de la energía.

1.5 El sector eléctrico y medioambiente: situación actual en Chile

En cuanto a política energética, en el año 2010 el presidente Sebastián Piñera forma la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), la cual debe realizar un diagnóstico claro de los problemas actuales del sistema eléctrico, además de evaluar distintas políticas y recomendaciones a implementarse en el sector. En su informe del año 2011, la CADE contribuye con un elaborado análisis de escenarios energéticos posibles para la matriz energética para el periodo 2012-2030. Junto con analizar las diversas problemáticas del sector, la modelación toma en cuenta la variabilidad de políticas ambientales a considerar. De esta forma, el estudio considera el incorporar cuotas por tecnologías ERNC y el imponer impuestos a las emisiones de dióxido de carbono a 20 US$/ton CO_2. El costo agregado del sistema por un esquema 20/20 incrementa los costos del Sistema Interconectado Central (SIC) en un 8,8%. Por lo demás, la comisión hace especial énfasis en la generación hidráulica de gran escala, además de la geotérmica y mini hidráulica como alternativas de generación predominantes.

No conforme con la participación de privados en la comisión asesora formada por el gobierno, un grupo de parlamentarios crea la Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria (CCTP). La comisión, de la misma forma a la CADE, realiza un diagnóstico similar del sector eléctrico mencionando puntos como la alta concentración y falta de competencia, el independizar al operador del sistema, crear mecanismos de participación ciudadana y asignar al Estado como actor estratégico en la planificación y expansión entre otros.

Existen diferencias en cuanto a la forma de abordar los temas relacionados, explicadas básicamente en la consideración política-económica de cada comisión. Además, la CCTP propone la formulación de un eco-impuesto para "sincerar los costos de las diversas opciones de generación eléctrica en Chile", siendo este impuesto solventado por los que más generan y consumen (grandes generadoras y mineras). Los valores de este eco- impuesto sería de 60 US$/MWh (aproximadamente 66,6 US$/ton$CO_2$) en el caso de la generación mediante carbón y petróleo, y de 20 US$/MWh (aproximadamente 50,9 US$/ton$CO_2$) en el caso del gas natural. Además, con este impuesto se permitiría modificar las prioridades en los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), dando prioridad a la energía generada a través de tecnologías limpias.

De esta forma, y en consideración a lo elaborado por ambos informes, el gobierno establece en Febrero del 2012 seis pilares para el desarrollo eléctrico del país. En cuanto a la normativa ambiental, se hace un especial énfasis al desarrollo de las

ERNC y un aumento en la eficiencia energética a órdenes del 12% para la tasa de crecimiento al 2020. Además, se da cabida a la incorporación de un impuesto a las emisiones de CO2, el cual entrará en etapa de estudio para su implementación.

Con respecto a la implementación de la ley ERNC, en la práctica se ha visto que el porcentaje real de generación es de un 3%. Esto se debe a que la ley impone la exigencia de generación por sobre los contratos efectuados post 2007, por lo que no se aplica aún por sobre la globalidad del mercado eléctrico.

Finalmente, cabe destacar que el modelo de programación de la operación a largo plazo utilizado en Chile corresponde a un modelo cuya base teórica es la programación dinámica dual estocástica, el cual considera las características del sistema de transmisión (multi-nodal) y de modelación de distintas cuencas hidrológicas (multi-embalse) llamado OSE2000 (Gorenstin, Campodonico, Costa, & PereiraM.V.F, 1992).

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Poder de mercado en el sector eléctrico

La existencia de poder de mercado en Chile ha sido estudiada en la literatura especializada (Arellano, 2004; Moreno, Moreno, Rudnick, & Mocarquer, 2012). En particular, Arrellano comenta la potencial utilización de los recursos hídricos no sólo por la vía de restringir la producción total sino también distorsionandola asignación intertemporal del agua de los embalses. Por su parte Moreno et al. Identifica dos problemáticas que rigen el sistema de licitaciones de suministro eléctrico actual: la falta de flexibilidad para enfrentar la incertidumbre futura, y la ausencia de criterios para enfrentar la falta de competencia.

En la práctica, la metodología más utilizada para estudiar poder de mercado es la presentada por Cournot por al menos dos razones: primeramente, la formulación matemática y flexibilidad permiten variar niveles de detalle como diseño de política, tecnología y operación de mercado. En segundo lugar, estudios empíricos han mostrado que los resultados arrojados por Nash-Cournot son una buena aproximación de las condiciones de mercado actuales (Tanaka & Chen, 2011).

Cabe destacar que la limitación de esta modelación se encuentra en que las estrategias de los participantes son expresadas en términos de cantidades y no en curvas de oferta. Esta dificultad puede ser superada mediante la introducción de

Variaciones Conjeturales. Estos factores permiten que los generadores cambien sus estimaciones sobre las decisiones estratégicas de sus competidores, ante posibles reacciones futuras. En cierta forma, capturan el grado en el cual una firma reacciona ante los cambios de las variables estratégicas (precio, cantidad, localización, marketing, etc.) hecho por otras firmas. Este enfoque ya ha sido introducido en otros estudios basados en modelos de Cournot en el sector eléctrico (Kamiński, 2011; Linares et al. 2008; López de Haro et al. 2007).

Diversos autores han desarrollado modelos que simulan el comportamiento de las empresas en presencia de poder de mercado. A continuación se mencionan algunos de los más relevantes. Kahn (Kahn, 1998) realiza un recorrido de las técnicas numéricas para analizar el poder de mercado en el sector eléctrico a la fecha, considerando esquemas de equilibrio Nash-Cournot y funciones de oferta. Kahn toma inclinación por el uso de modelos que simulen la producción y concentración de mercado, dado que la demanda y oferta cambian a través del tiempo, y así no quedarse con una única curva de demanda o de oferta.

Nuevas variantes de Cournot son introducidas por Hobbs (Hobbs, 2001). El autor desarrolla estructuras de competencia imperfecta entre los productores a través de una modelación lineal mixta complementaria (LCPs por sus siglas en inglés), la cual simula mercados bilaterales. Los modelos permiten la inclusión de restricciones en transmisión y un coordinador permitiendo un sistema del tipo POOLCO.

Lise (Lise et al., 2006) desarrolla un modelo computacional, EMELIE (*Electricity Market Liberalization in Europe*). El estudio busca ilustrar resultados de liberalizar el mercado noroeste eléctrico europeo a través de la interconectividad de 8 países, los cuales dependen del grado de poder de mercado asignado. Este modelo es una versión extendida de trabajos previos de Kemfert (1999), Kemfert y Tol (2000) y Lise (2003). El estudio muestra que la reducción del poder de mercado depende de la estructura del mercado en sí misma (como es el caso de Francia, por ejemplo). Además, una reducción en el poder de mercado en grandes productores beneficia tanto a los consumidores bajando el precio de la electricidad como al medio ambiente reduciendo el precio de los permisos de emisión. Por último, Kaminski (Kamiński, 2011) presenta el análisis del poder de mercado en el sector eléctrico de generación de Polonia. El *PolMarket Model* diseñado por el autor consiste en un modelo de Cournot el cual incorpora Variaciones Conjeturales. Su estudio demuestra que el potencial de ejercer poder de mercado en el sector de generación polaco puede influenciar tanto el precio como la cantidad de electricidad finalmente producida.

2.2 Poder de mercado y restricciones medioambientales

En conjunto al estudio del poder de mercado, varios autores han tomado en consideración el efecto de los juegos oligopólicos en el sector eléctrico al

considerar normativas medioambientales y/o mercados de certificaciones de emisiones.

Por ejemplo, Hahn (Hahn, 1984) estudia la situación donde existe solamente un agente con poder de mercado, mientras que el resto de los agentes son tomadores de precio. Él demuestra que la pérdida de eficiencia en este mercado depende de la asignación inicial de cuotas de emisión otorgados a las empresas. El autor de esta forma ilustra que el precio del permiso de emisión medioambiental es una función incremental dependiente de la asignación de permisos a la empresa dominante. Liski & Montero (Liski & Montero, 2011) extienden este resultado mostrando que el poder mercado se puede reducir a cero según la asignación de permisos dada. Siguiendo esta línea de trabajo, Westskog (Westskog, 1996) estima esta pérdida de eficiencia, a través de un modelo de Cournot de múltiple empresas, en un mercado eléctrico con cuotas de CO_2 incorporando distintas bases de asignación. El estudio muestra también que el ejercicio de poder de mercado puede resultar en grandes ineficiencias en el mercado de las cuotas.

Chen y Hobbs (Chen & Hobbs, 2005b) a su vez estudian la interacción entre los mercados de permisos medioambientales y el eléctrico, considerando contratos futuros y un mercado de reservas operacionales, para las emisiones de NO_x en algunos estados de EEUU. El sistema eléctrico es modelado según un juego de Cournot, mientras que el de permisos, en un modelo conjeturado de precios. Los

resultados muestran que el uso de contratos futuros mitigan el poder de mercado. Estos resultados

De la misma forma, Tanaka (Tanaka & Chen, 2011) realizan una continuación del estudio anterior, introduciendo un modelo en el cual las firmas modeladas por Cournot pueden manipular el precio de los permisos de emisiones de CO_2 en mercados locales a través de empresas marginales (*fringe firms* en inglés). El estudio establece dos hallazgos relevantes. El primero es que desviando la adjudicación de permisos de las firmas Cournot a las marginales siempre reduce el precio de la energía y de los permisos. Y, en segundo lugar, cuando la emisión de los productores marginales es baja, desviar la asignación de permisos desde los productores de Cournot más contaminantes hacia los más limpios conlleva a una reducción de los precios de la energía y permisos.

Linares (Linares et al., 2008) y He (He, Wang, & Wang, 2011) presentan modelos de expansión en la generación del sector eléctrico. El primero estudia el comportamiento oligopólico de las firmas, considerando un mercado de certificados verdes y de carbono. Linares presenta a su modelo (GEPAC) como una competencia de Cournot en el largo plazo, con la incorporación de Variaciones Conjeturales. Ello resulta en varias optimizaciones simultáneas para cada firma existente, la cual busca maximizar sus beneficios según sus restricciones particulares. En cambio, el segundo compara la efectividad y eficiencia del uso del cap-and-trade e impuestos de carbono como mecanismos de regulación. Los

autores usan criterios de precio de emisiones, portfolio de generación renovable, generación total, beneficio de las generadoras, entre otros como factores de análisis.

El modelo utilizado corresponde a una versión modificada al usado por Hobbs (Hobbs, 2001) aplicada a un sistema de 30 barras. Los resultados muestran que la efectividad política cap-and-trade en relación al uso de impuestos dependerá de la intensidad de estos últimos y su uniformidad a lo largo de todas las barras. Bode (Bode, 2006) analiza la pregunta de cómo localizar los derechos de emisión a través del tiempo. De esta forma analiza distintas opciones de asignación a través de múltiples etapas. El autor haya que el precio de la electricidad se ve aumentando debido al costo de oportunidad de considerar los derechos. Finalmente, con respecto a las distintas opciones de asignación, el autor encuentra distintas preferencias dependiendo del tipo de combustible usado.

A pesar de la gran cantidad de trabajos efectuados en estas áreas de estudio, no existe un gran número de estudios mixtos que midan el efecto de aplicar normativas medioambientales en mercados donde existe poder de mercado, especialmente en un sistema del tipo hidrotérmico como es el sector energético chileno. El análisis mixto permite cuantificar el impacto en la reducción de emisiones por efecto de la reducción de generación a través del poder de mercado y por efecto de la regulación medioambiental (impuestos o cap).

2.3 Estudios en el sector eléctrico chileno

En la literatura, el estudio del poder de mercado también ha sido un tema de análisis en el país. Mediante equilibrios de Nash-Cournot, Molina (Molina et al. , 2011) presenta una metodología que permite hallar los precios de despeje en un mercado de intercambio eléctrico del tipo hidro-térmico, el cual considera restricciones en las líneas de transmisión. Otro caso es el estudio efectuado por M. Soledad Arellano (Arellano, 2004), la cual muestra que el uso de reservas hídricas son una efectiva herramienta para ejercer poder de mercado. La metodología de análisis es mediante un modelo duopólico de Cournot para industrias eléctricas hidro-térmicas.

A su vez Villar & Rudnick (Villar & Rudnick, 2003), construyen un modelo que simula un mercado hidroeléctrico donde los agentes participan mediante subastas simples de energía. Mediante la metodología de Cournot, los autores estudian el comportamiento en el corto plazo de los agentes en distintas configuraciones de mercado; primeramente mediante actores puramente térmicos, y luego, incorporando actores hidroeléctricos con dependencia temporal en uso del agua disponible. La investigación concluye demostrando que el uso de contratos bilaterales mitiga el poder de mercado simulado en el modelo.

Otros estudios, como el realizado por POCH Ambiental en Junio del 2011 para el Ministerio de Energía, analizan la factibilidad de implementar un sistema de

transacción de emisiones en Chile. En el análisis, la consultora realiza un análisis de las ventajas del uso de un sistema cap-and-trade por sobre el de impuestos. Estas ventajas corresponderían a la mayor eficiencia en la reducción de emisiones y aplicación al sector eléctrico. Finalmente, el estudio desarrolla un plan de ejecución para esta política en Chile, el cual busca homologar el sistema de transacciones europeo (ETS). Ello se complementa a lo realizado por Cifuentes en su estudio de co-beneficios de la mitigación de gases de efecto invernadero (Cifuentes, 2011). En el trabajo se realiza un balance entre los costos de mitigación y los beneficios asociados a la reducción de contaminantes atmosféricos locales, aplicados a los sectores de transporte, industria, forestal, comercial, residencial y eléctrico.

Investigaciones ligadas a la aplicación del sistema cap-and-trade también han sido estudiadas para el sector energético en Chile. Coria (Coria et al. , 2009) analiza los factores que afectan el rendimiento de un programa de intercambio de emisiones y las ventajas de aplicarlos en países en vías de desarrollo, destacando en especial las ventajas que tendría Chile para su implementación. Por su parte, Montero *et al.* (Montero, Sánchez, & Katz, 2002), analizaron el programa de Compensación de Emisiones que se estableció en 1992 para controlar emisiones de material particulado en Santiago, mostrando que las rentas de escasez creadas por la asignación de derechos de emisión (basada en criterios históricos) han demostrado ser una herramienta importante en la realización del inventario de emisiones.

3 MODELOS DE NASH-COURNOT

3.1 Definiciones y conceptos

Un juego de 'n' personas es una representación formal o un modelo matemático de una situación en la cual un número de jugadores (que pueden ser compañías eléctricas) interactúan en un marco de estrategias independientes. Ello significa que el beneficio de cada jugador depende de sus propias acciones y las acciones de los otros jugadores. Formalmente, un juego de 'n' personas se define como:

$$\{\boldsymbol{N}, (\boldsymbol{X_i}), (\emptyset_{\boldsymbol{i}}), \boldsymbol{i} \in \boldsymbol{N}\} \tag{3-1}$$

donde N es el conjunto de jugadores; N = {1,2...n}, X_i es el conjunto de estrategias o espacio de estrategias del jugador i; y, finalmente, $\emptyset_i, i \in N$ es el valor de la función de pago del jugador i, asociada al conjunto de estrategias en el espacio de acciones definidas.

Un agente juega a través de acciones. Una acción es la elección que hace un jugador de acuerdo a sus propias estrategias. Dado que un juego define un marco de estrategias posibles, los participantes debieran ser capaces de contar con la cantidad de información suficiente sobre las acciones pasadas tanto propias como del resto. A estos datos se le llama conjunto de información. Por lo demás, una estrategia es una regla que le indica al jugador cual(es) acción(es) debiera tomar,

de acuerdo a su conjunto de información, en cualquier instancia del juego. Finalmente, la función de pago corresponde al beneficio que un jugador obtiene dada una estrategia.

De manera más formal, se asume que hay $i = 1 \dots n$ jugadores participando de un juego. Cada jugador puede tomar una acción individual representada por el vector de acciones x_i. Todos los jugadores cuando actúan en conjunto pueden tomar una acción colectiva, representada por el vector $x = (x_1, \dots., x_n)$. De esta forma, se define a X_i como el conjunto de acciones del jugador i, donde $\emptyset_i : X_i \rightarrow \Re$ es su función de pago, y X es el conjunto de acciones colectivas.

Luego, si $x = (x_1, \dots., x_n)$ e $y = (y_1, \dots., y_n)$ son elementos del conjunto de acciones colectivas, un elemento:

$$(y_i|x) = (x_1, \dots, x_{i-1}, y_i, x_{i+1}, \dots, x_n) \tag{3-2}$$

del conjunto de acción colectivo puede ser leído como el conjunto de acciones donde el jugador i-ésimo realiza la acción (o juega) y_i, mientras el resto de los jugadores realizan (o juegan) $x_j, j = 1,2, \dots, i-1, i+1, \dots, n$. Un punto $x^* = (x_1^*, \dots., x_n^*)$ se define como punto de equilibrio de Nash si, para cada i:

$$\emptyset_i(x^*) = \max_{(x_i|x^*) \in X} \emptyset_i(x_i|x) \tag{3-3}$$

Cabe notar que x^* soluciona el juego $\{N, (X_i), (\emptyset_i), i \in N\}$ en tanto que en x^* ningún jugador puede mejorar unilateralmente su acción (situación actual).

3.2 Función de Nikaido-Isoda

Una forma de poder computar los equilibrios de Nash es mediante la función de Nikaido Isoda[1] (Isoda & Nikaido, 1953). Esta función permite transformar un problema de equilibrio en uno de optimización. Sea $\emptyset_i$ la función de pago del jugador i, entonces la función de Nikaido-Isoda $\psi(x, y)$ se define como:

$$\psi(x, y) = \sum_{i=1}^{n} [\emptyset_i(y_i\,|x) - \emptyset_i(x)] \tag{3-4}$$

De la ecuación anterior es inmediato que $\psi(x, x) = 0$. Cada sumando de la función de Nikaido Isoda representa la mejora en el pago que cada jugar recibirá al cambiar sus acciones desde x_i a y_i, mientras el resto de los jugadores se mantienen de acuerdo a la estrategia x. Ello significa que cada jugador cambia su estrategia mientras el resto de los actores mantienen sus estrategias intactas. Cabe destacar que la función representa la suma de estos cambios para el total de agentes dentro del juego; donde el máximo valor que ésta puede tomar es siempre no negativo para un x dado.

[1] Hukukane Nikaidô and Kazuo Isoda fueron destacados investigadores de la Tokyo College of Science y Tokyo Institute of Technology respectivamente

Además, la función en x^* es siempre cero para cualquier y, dado que ningún jugador puede mejorar su estrategia y valor de su función de beneficio en el equilibrio.

Por lo tanto, si la función cumple las condiciones de concavidad (Contreras, Klusch, & Krawczyk, 2004) y no puede ser sustancialmente mejorada para un y dado, se puede decir que se ha hallado el punto de equilibrio de Nash de forma aproximada. Las condiciones de concavidad se analizan en mayor detalle en la sección a continuación. En términos computacionales, se establece una tolerancia ε, de tal forma que se obtiene el punto de equilibrio de Nash cuando:

$$max_{y \in \Re^n} \psi(x^t, y) < \varepsilon, \tag{3-5}$$

donde t representa el t-ésimo paso de iteración.

Finalmente, se define la función de óptima respuesta. Ella corresponde al resultado de maximizar la función de Nikaido Isoda, donde todos los jugadores intentan mejorar sus beneficios. La función óptima de respuesta en el punto x es:

$$Z(x) = argmax_{y \in X} \psi(x, y), \qquad x, Z(x) \epsilon X \tag{3-6}$$

La función entrega el conjunto de acciones de los jugadores donde todos unilateralmente maximizan sus respectivas funciones de pago. Entonces, al realizar

acciones Z(x), en vez de x, los jugadores se aproximan al equilibrio. Para un mayor desarrollo en detalle de la metodología de Nikaido Isoda se puede revisar lo efectuado por Contreras (Contreras et al., 2004).

3.3 Algoritmo de relajación

Para poder encontrar un equilibrio de Nash en un juego dado, se requiere primeramente un estimador inicial x^0 como punto de partida. Luego, siempre y cuando se cumplan las respectivas condiciones de concavidad, el algoritmo de relajación es:

$$x^{s+1} = (1 - \alpha_s)x^s + \alpha_s Z(x^s), \qquad s = 0,1,2, \ldots. \tag{3-7}$$

En donde $0 < \alpha_s < 1$. Pasos iterativos $s + 1$ son construidos como un promedio ponderado del punto perfeccionado $Z(x^s)$ y el punto actual (x^s). La función óptima de respuesta es calculada después de resolver el problema de optimización (definición de $Z(x)$). El proceso iterativo asegura convergencia para ciertas condiciones de concavidad explicitadas en la sección siguiente.

En cada etapa, la función óptima de respuesta de cada jugador es despejada, asumiendo que el resto de los jugadores mantendrán las mismas estrategias de la iteración anterior. Además, al considerar un número suficiente de etapas, el algoritmo converge a un punto de equilibrio de Nash x^*. De esta forma, el

problema puede ser visto como el cálculo sucesivo de acciones efectuadas por jugadores en cada etapa, donde los jugadores escogen su función óptima de respuesta dada las acciones del resto de los jugadores en el escenario anterior.

3.4 Condiciones de concavidad

A continuación se presentan una serie de definiciones y notas de la literatura matemática respecto a la convergencia del algoritmo de relajación de la función de Nikaido Isoda. Para que el algoritmo de relajación alcance un único punto de equilibrio se requiere que la función de Nikaido Isoda sea débilmente cóncava-convexa. Este tipo de funciones incluyen aquellas que tienen comportamientos "suaves" (derivadas en todos los órdenes son continuas) como también aquellas no diferenciables.

a) Débilmente convexa

Sea X un conjunto convexo de $\Re^m$. Una función continua $f: X \to \Re$ es débilmente convexa en X si para todo $x \in X, y \in X, 0 < \alpha < 1$ se cumple la siguiente desigualdad:

$$\alpha f(x) + (1-\alpha) f(y) \geq f(\alpha x + (1-\alpha) y) + \alpha(1-\alpha) r(x,y), \quad \text{y}$$
$$\frac{r(x,y)}{||x-y||} \to 0 \text{ a medida que } \big||x-y|\big| \to 0 \; para\; todo\; x \in X \tag{3-8}$$

b) Débilmente cóncava

Una función $f(x)$ es débilmente cóncava en X si la función $-f(x)$es débilmente convexa en X si para todo $x \in X, y \in X, 0 < \alpha < 1$ se cumple la siguiente desigualdad:

$$\alpha f(x) + (1-\alpha) f(y) \leq f(\alpha x + (1-\alpha) y) + \alpha(1-\alpha) \mu(x,y), \quad \text{y}$$

$\frac{\mu(x,y)}{||x-y||} \rightarrow 0$ a medida que $\left||x-y|\right| \rightarrow 0 \; para \; todo \; x \; \in X$ (3-9)

c) Débilmente cóncava-convexa

Una función $f(x,y)$ es débilmente cóncava-convexa si para $z \; \in X, 0 < \alpha < 1$:

$$\alpha f(x,z) + (1-\alpha) f(y,z) \geq f(\alpha x + (1-\alpha)y, z) + \alpha(1-\alpha) r(x,y;z), \quad \text{y}$$
$$\frac{r(x,y;z)}{||x-y||} \rightarrow 0 \text{ a medida que } \left||x-y|\right| \rightarrow 0 \; para \; todo \; x,y \; \in X$$

Y también,

$$\alpha f(z,x) + (1-\alpha) f(z,y) \leq f(,\alpha x + (1-\alpha)y) + \alpha(1-\alpha)\mu(x,y;z), \quad \text{y}$$
$$\frac{\mu(x,y;z)}{||x-y||} \rightarrow 0 \text{ a medida que } \left||x-y|\right| \rightarrow 0 \; para \; todo \; x,y \; \in X \quad (3\text{-}10)$$

donde $r(x,y;z), \mu(y,x;z)$ son términos residuales.

Existe un punto de equilibrio de Nash en el cual el algoritmo de relajación converge si:

a) X es un subconjunto compacto de $\Re^m$
b) La función Nikaido Isoda: $\Psi: X \; x \; X \rightarrow \Re$ es una función débilmente cóncava convexa y $\Psi(x,x) = 0$ para todo $x \; \epsilon \; X$
c) La función de respuesta óptima $Z(x)$ entrega un valor único y es continua en X
d) El término residual $r(x,y,z)$ es uniformemente continuo en X
e) El término residual $r(x,y,z)$ satisface:
f) $r(x,y;y) - \mu(y,x;x) \geq \beta\left(\left||x-y|\right|\right), \quad x,y \in X,$ donde β es una función estrictamente creciente

g) El parámetro de relajación α_s satisface:
   a. $\alpha_s > 0$
   b. $\sum_{s=0}^{\infty} \alpha_s = \infty$
   c. $\alpha_s \rightarrow 0$, a medida que $s \rightarrow \infty$

Para el efecto de esta tesis, la generación de electricidad, funciones de utilidad y restricciones tanto de generación como transmisión definen un conjunto convexo

X. Por lo demás, la elección de α_s es fija (tomando valores de 0,7; 0,5; y 0,2 para los juegos de holding, empresa y unidades respectivamente). De esta forma la condición c. del punto 6 es reemplazada según lo definido por (18), de tal forma que se cumplan los criterios de convergencia.

3.5 Ejemplo aplicado al sector eléctrico

Se presenta un ejemplo de forma ilustrativa el que considera dos empresas en un mercado duopólico de energía. Cada firma produce una cantidad x_i de tal forma que maximiza su función de beneficios. Sean $\alpha, \rho \; y \; c$ constantes de intercepto de precio de la función de demanda, elasticidad inversa y costo de cada central respectivamente.

Considerando una función inversa de demanda, el precio despejado por este mercado es:

$$p(x) = \alpha - \rho(x_1 + x_2) \tag{3-11}$$

Dado que el valor de c es igual para ambas empresas el beneficio (función de pago) para cada central será:

$$\emptyset_i = p(x)x_i - cx_i \qquad i = 1,2$$

$$\emptyset_i = (\alpha - \rho(x_1 + x_2) - c)x_i \qquad i = 1,2$$

(3-12)

De esta forma, la función de Nikaido Isoda se transforma en:

$$\psi(x,y) = \ (\alpha - \rho(y_1 + x_2) - c)y_1 - (\alpha - \rho(x_1 + x_2) - c)x_1 + (\alpha - \rho(x_1 + y_2) - c)y_2 - \ (\alpha - \rho(x_1 + x_2) - c)x_2 \tag{3-13}$$

La función de mejor respuesta $Z(x)$ se obtiene tomando la primera derivada de la función Nikaido Isoda, igualándola a cero y despejando para los nuevos valores y_1 e y_2 :

$$Z(x) = arg\ max_{y\,\in X}\ \psi(x,y) = \frac{(\alpha-c)}{2\rho} - \frac{1}{2}\begin{bmatrix} x_2 \\ x_1 \end{bmatrix} \tag{3-14}$$

$$y_1 = x_1^*(x_1) = \frac{(\alpha - c)}{2\rho} - \frac{1}{2}x_1$$

$$y_2 = x_2^*(x_2) = \frac{(\alpha - c)}{2\rho} - \frac{1}{2}x_2 \tag{3-15}$$

La función $Z(x)$, por lo tanto, entrega los puntos optimizados para y_1 e y_2, dados los puntos actuales x_1 e x_2 (los que pueden ser puntos de partida o de una iteración anterior). Una vez que los puntos y_1 e y_2 son conocidos, estos se vuelven los nuevos valores actuales y se reitera el proceso encontrando nuevos puntos optimizados. Las etapas se reiteran hasta la convergencia. La existencia de una única solución que permite evitar la presencia de una multiplicidad de soluciones

se resuelve considerando una función objetivo no-lineal (curva convexa) que cumpla criterios de convexidad estricta.

Si se resuelve el problema directamente, basta entonces con considerar que los valores de y_1 e y_2, corresponden efectivamente al valor final de x_1 e x_2. Por lo tanto, el sistema de ecuaciones (funciones de mejores respuestas) quedará:

$$x_1 = \frac{(\alpha - c)}{2\rho} - \frac{1}{2}x_2$$

$$x_2 = \frac{(\alpha - c)}{2\rho} - \frac{1}{2}x_1$$

(3-16)

Intersecando ambas ecuaciones se encuentra un punto y valor óptimo:

$$x_1^* \; e \; x_2^* = \frac{(\alpha - c)}{3\rho} \quad \emptyset(x_1^*) \; e \; \emptyset(x_2^*) = \frac{(\alpha - c)^2}{9\rho}$$

(3-17)

Ahora, considerando los valores de $\alpha = 20, \rho = 1 \; y \; c = 4$, se puede resolver iterativamente el problema. En la Tabla 3-1se muestra la serie de pasos realizados hasta llegar a la convergencia.

Tabla 3-1: Proceso paso a paso para el desarrollo iterativo del equilibrio de Nash-Cournot

Iteración	y1	y2	x1	x2	$\psi(x,y)$
1	8	8	0	0	128
2	4	4	8	8	32
3	6	6	4	4	8
4	5	5	6	6	2
5	5,5	5,5	5	5	0,5
6	5,25	5,25	5,5	5,5	0,125
7	5,375	5,375	5,25	5,25	0,03125
8	5,3125	5,3125	5,375	5,375	0,0078125
9	5,34375	5,34375	5,3125	5,3125	0,00195313
10	5,328125	5,328125	5,34375	5,34375	0,00048828
...					

Se procede a finalizar las iteraciones cuando se llega un valor $\psi(x,y)$< 0,001. Es importante dar cuenta que a través de este proceso se llega prácticamente al mismo resultado que del método directo:

$$x_1^* \; e \; x_2^* \; = \frac{(\alpha - c)}{3\rho} \; = \frac{(20-4)}{3*1} \; = 5{,}333 \ldots \tag{3-18}$$

Es también importante destacar que este tipo de algoritmo permite fácilmente integrar un mayor número de actores, incorporar restricciones que pueden ser tanto de cantidad, flujo por líneas de transmisión, incluso de emisiones de contaminantes (CO_2, por ejemplo) y, también, para diversas curvas de demanda y costos de centrales.

3.6 Medición del Poder de Mercado

Dentro de la literatura se han desarrollado numerosas técnicas o índices que pretenden medir el poder de mercado, y dentro de los más usados en el análisis de mercados eléctricos se encuentran el índice de Lerner y el HHI (*Herfindahl-Hirschman Index*).

El Índice de Lerner se define de la siguiente manera:

$$L_i = \frac{P - CMg_i}{P} \tag{3-19}$$

donde P es el precio del mercado y CMgi es el costo marginal del producto i.

También esta definición se puede extender a un modelo oligopólico del tipo Cournot:

$$L_i = \frac{s}{\epsilon}, \quad \text{donde } s = \frac{q_i}{Q} \tag{3-20}$$

siendo Q la cantidad total generada, qi la cantidad generada por el agente i y, ϵ la elasticidad considerada en la demanda.

El índice HHI es el más usado dentro de los mercados eléctricos, donde originalmente fue usado para medir concentraciones de mercado indicando posibles ejercicios de colusión. Su definición es:

$$HHI = \sum_{i=1}^{n} (s_i)^2 \quad i = 1 \ldots . n \tag{3-21}$$

donde s_i es porcentaje de participación multiplicado por 100 del agente i.

Un índice HHI bajo 100 indica un mercado altamente competitivo. Un valor intermedio que va entre 100 y 1500 indica un mercado que es poco concentrado. Luego, si el índice toma un valor que va desde los 1500 hasta los 2500, se puede concluir que se está en presencia de un mercado moderadamente concentrado. Finalmente, un valor mayor o igual a 2500 indica una alta concentración del mercado.

4 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)

En este capítulo se entregarán antecedentes respecto al Sistema Interconectado Central (SIC), en el que se analizan los aspectos generales del SIC, las empresas generadoras que lo componen y emisiones totales de CO_2.

4.1 Aspectos Generales

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 24,06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 75,05% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,61% de la capacidad instalada.

En la Tabla 4-1 se muestra la capacidad instalada, generación horaria, generación bruta y ventas al 31 de diciembre del 2011 de los cuatro sistemas. La información es considerada a lo presentado por el CDEC SIC en su memoria del año 2012.

Tabla 4-1. Cuadro resumen de los principales sistemas eléctricos del país

	Capacidad Instalada MW	Generación Horaria MW	Generación Bruta GWh	Ventas GWh
SING	3.964	2.162	15.881	14.263
SIC	12.365	6.881	46.052	43.804
Aysén	47	24	146	144
Magallanes	100	51	276	267
Total	16.475	9.118	62.355	58.479

4.2 Sistema Interconectado Central

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país. Tiene una capacidad instalada de 12.715 MW con una demanda máxima de 6881,4MW a fines de 2012, perteneciente a un total de más de 20 empresas de generación. La presencia de la generación hidráulica en el sistema fue de un 40,5%, con un aporte de la generación eólica de tan sólo un 0,78%. A pesar de ser el 2012 un año relativamente seco, se puede apreciar cómo la energía proveniente de fuentes hidráulicas es trascendente como recurso para el país. Los precios de nudo de las distintas barras que componen el SIC son altamente dependientes de las hidrologías y cotas de los embalses.

A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (69,3% del total). La importancia del tipo de clientes, cuando la energía es transada en un mercado tipo bolsa (como es el caso de esta tesis), es la elasticidad que posee cada tipo de cliente ante un cambio en el precio. De esta

forma, los clientes industriales tienen una mayor capacidad de reacción y de negociación ante un cambio en el precio de la energía, por ello se dice que tienen un comportamiento más elástico al de los clientes regulados.

En la Ilustración 4-1 se muestra generación total del SIC para el año 2012 en términos porcentuales según sus alternativas tecnológicas de generación.

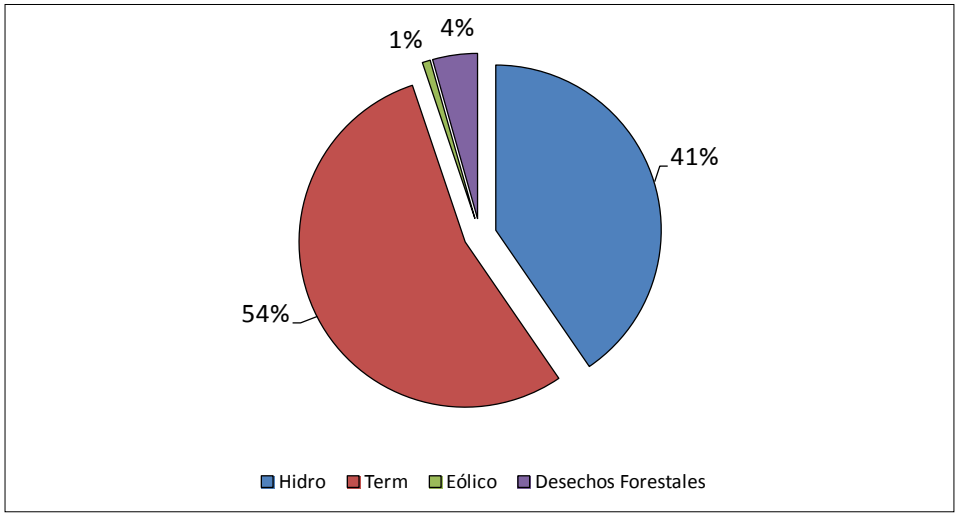


Ilustración 4-1. Generación por tecnología 2012

4.3 Empresas Generadoras

Aproximadamente un 58,9% del mercado, medido en términos de generación de energía el 2012, se centra en las tres empresas más importantes del sector: Endesa (27,09%), Colbún (19,74%) y AES Gener (12,14%). En la Tabla 4-2 se muestra el

total de generación para el año 2012 según sea la fuente hidráulica, térmica o eólica y la empresa propietaria.

Tabla 4-2: Generación anual (GWh) según tipo de tecnología por empresa

Empresa	Hidro	Térmico	Eólico	Total
Endesa	8.333	4.887	0	13.221
Gener	1.202	4.724	0	5.926
Pehuenche	2.670	0	0	2.670
Arauco	0	836	0	836
Guacolda	0	4.422	0	4.422
Eléctrica Santiago	0	1.859	0	1.859
Pangue	1.369	0	0	1.369
Colbún	3.434	6.199	0	9.633
San Isidro	0	3.049	0	3.049
Ibener	301	0	0	301
Puyehue	0	0	0	0
Duke (ex Campanario)	0	2	0	2
Potencia	0	7	0	7
PacificHydro	80	511	0	591
Otros	2.357	2.171	383	4.912
Total	19.745	28.668	383	48.796

En la Ilustración 4-2 se muestra la repartición de la generación efectuada durante el año 2012. Cabe destacar, además, la gran concentración de generación hidráulica entre Endesa y Colbún, con un 60% de la generación hidráulica total. El índice de Herfindahl–Hirschman (HHI por sus siglas en inglés), resulta en:

$$HHI = 1.551 \tag{4-1}$$

Este valor indica que se trata de un mercado moderadamente concentrado. Luego, si se considera y agrupa a las empresas por sus respectivos holdings, el índice HHI

cambia en gran medida puesto que Endesa y AES Gener son dueños de otras empresas del sector.

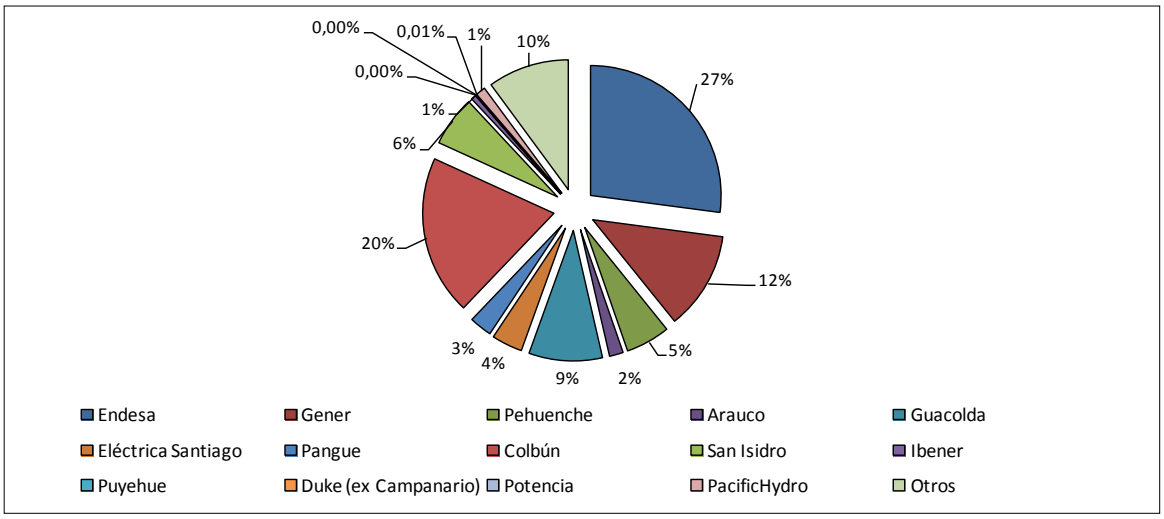


Ilustración 4-2: Generación (%) por Empresa 2012

El nuevo valor para el índice HHI asciende a 2.854. Es relevante destacar que como holdings, la participación de Endesa, Colbún y Gener en el año 2012 suben a 41,62%, 19,74% y 25,02% respectivamente (86,4% del mercado). Esto se explica por la suma de la participación de San Isidro, Pangue y Pehuenche a Endesa y de Eléctrica de Santiago y Guacolda a Gener. En la Tabla 4-3 se ve la generación anual por tecnología según holdings.

Tabla 4-3: Generación anual (GWh) por holding 2012

Empresa	Hidro	Térmico	Eólico	Total
Endesa	12.372	7.937	0	20.308
Gener	1.202	11.005	0	12.207
Arauco	0	836	0	836
Colbún	3.434	6.199	0	9.633
Ibener	301	0	0	301
Puyehue	0	0	0	0
Duke (ex Campanario)	0	2	0	2
Potencia	0	7	0	7
PacificHydro	80	511	0	591
Otros	2.357	2.171	383	4.912
Total	19.745	28.668	383	48.796

El nuevo valor HHI índice un alto grado de concentración que podría condicionar el efecto de la implementación de mecanismos de regulación del mercado eléctrico. En la Ilustración 4-3 se muestra la composición de generación según holdings para el año 2012.

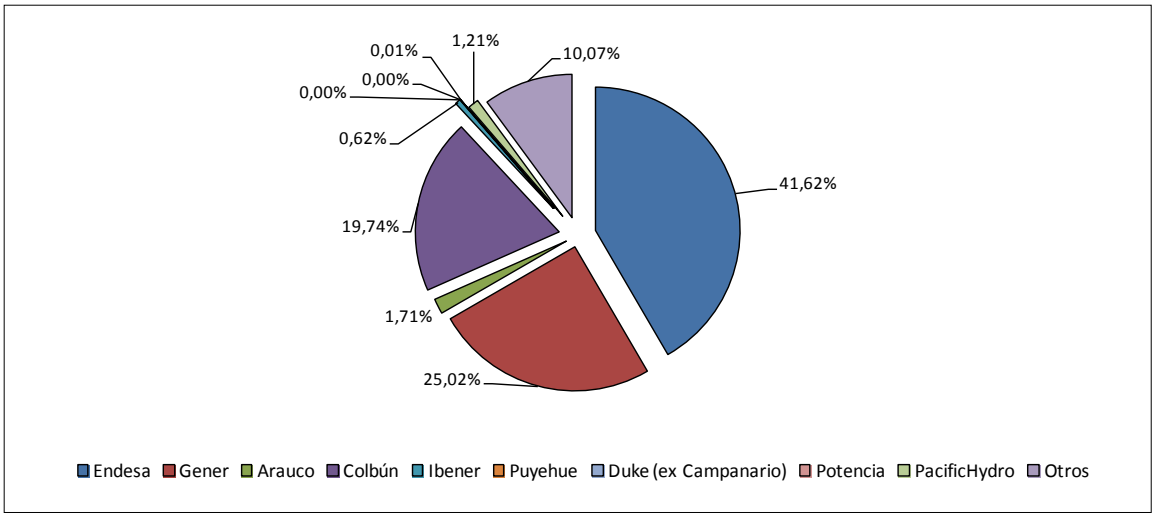


Ilustración 4-3: Generación (%) por Holding 2012

En términos de potencia instalada (MW) a inicios del año 2012, los valores HHI son de 2.504 y 1.766 de para la agrupación por holdings y empresas respectivamente. Estos valores indican una concentración moderada tendiendo a

alta de mercado. En la Ilustración 4-4 y Tabla 4-4 se presentan la potencia total instalada por holding a inicios del año 2012. La central Duke debido a que comienza sus operaciones a mediados de año, se muestra sin ninguna potencia instalada.

Tabla 4-4: Potencia Instalada (MW) por Holding a principios del 2012

Empresa	Potencia Instalada (MW)
Endesa	4.417
Gener	1.886
Arauco	521
Colbún	2.370
Ibener	100
Duke (ex Campanario)	0
PacificHydro	29
Otros	3.431
Total	12.753

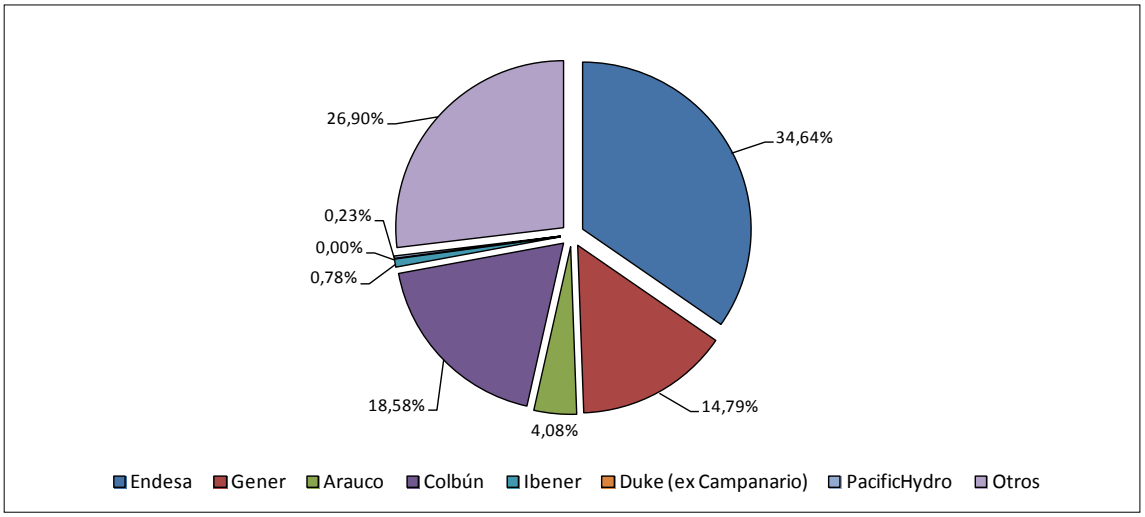


Ilustración 4-4: Potencia Instalada (%) por Holding a principios del 2012

4.4 Emisiones

A partir de las tablas de generación mostradas anteriormente se calculan los índices de emisiones de CO_2 para el SIC. En la Tabla 4-5 se muestran las eficiencias de las centrales consideradas y factores de conversión tonCO_2/MWh calculados.

El cálculo de los factores de conversión se realiza tomando la razón de Mg de emisiones a partir de los kg de insumos usados (diesel, GNL o carbón) y el poder calorífico de estas materias primas (en MWh/kgr).

Tabla 4-5: Factores de emisión y eficiencias consideradas según tecnología

Item/Tecnología	Carbón	Diesel	GNL
Factores (tonCO2/MWh)	0,901	0,840	0,393
Eficiencia considerada	35%	30%	45%

La generación a carbón destaca por su alto factor de emisiones de CO_2, con una relación casi de 1:1 en términos de la cantidad de MWh generados y ton CO_2 emitidas. Mientras que el GNL, por el contrario, muestra una tasa de emisión mucho menor.

Finalmente, en la Tabla 4-6 se muestran las emisiones de CO_2 para el año 2012 según la tecnología de generación. Para la formación de la tabla fueron agrupados algunos medios de generación con una menor presencia en el mercado energético (como el petcoke, fuel, entre otros).

Tabla 4-6: Emisiones (ton CO_2) según fuente de generación térmica para el año 2012

Tecnología	Emisiones (ton CO2)
GNL	10.923
Carbón	31.898
Diesel	7.824
Total	50.645

5 MODELACIÓN DEL SIC COMO MERCADO OLIGOPÓLICO TIPO BOLSA

En el presente capítulo se formula el modelo del SIC, introduciendo los distintos factores que inciden en la maximización del beneficio de cada uno de los agentes (holdings) participantes del juego modelado. En ello destacan: los actores involucrados en el estudio, las funciones objetivo de cada uno, la respectiva función de demanda horaria diaria considerada, las restricciones tanto de capacidad de generación como de las líneas de transmisión.Se describen los supuestos utilizados para modelar el SIC como un mercado tipo bolsa de energía y de qué forma se estimaron los distintos parámetros utilizados en este estudio.

La formulación del modelo está efectuada de tal forma que se puedan realizar estudios de competencia a niveles de holdings, empresas y unidades. Es decir, en una primera instancia compiten entre sí los 3 grandes actores donde sus estrategias cubren todas las centrales generadoras que poseen. Luego, a nivel de empresas se compite por las filiales que posee cada holding, abriendo el mercado a una mayor competencia. Finalmente, al competir a nivel de unidades, se busca reproducir una dinámica similar a la competencia perfecta donde todas las centrales deben maximizar sus respectivas funciones de beneficios, siguiendo la metodología presentada por Villar & Rudnick (Villar & Rudnick, 2003).

5.1 Función Objetivo

En trabajos anteriores los modelos utilizados, por lo general, son del tipo uninodal con una función de demanda agregada equivalente, por lo que la decisión de las empresas consiste en decidir la cantidad de energía a producir para maximizar sus beneficios. En esta tesis se considera diversos puntos de demanda, donde los agentes son capaces de distribuir su energía generada en base a las restricciones impuestas (capacidad máxima de generación, restricciones en líneas), considerando también las estrategias del resto de los competidores.

A lo anteriormente expuesto, también hay que sumar la participación de las centrales de embalse. Estas unidades generadoras tienen capacidad de regulación horaria, es decir, son aptas de traspasar bloques de energía de un período a otro. Por lo tanto, los agentes deben decidir cuánto han de generar en base a la producción de estas centrales.

Luego, cada holding, empresa o unidad, según sea el escenario modelado, debe ser capaz de maximizar sus beneficios considerando: cuánta energía genera por cada central, la distribución del despacho de energía para los puntos de demanda considerados y, cuánto debe generar con sus centrales de embalse de forma eficiente para cada bloque horario.

Para efectos del estudio se consideran los holdings estratégicos Endesa, Colbún y Gener, los cuales tienen una participación mayor al 80% del SIC. Y es, además, a la gran presencia de estos holdings que se puede omitir a empresas más pequeñas sin cometer un gran error en la obtención de precios.

5.2 Centrales de Embalse

La existencia de centrales de embalse en el mercado exige la utilización de herramientas que permitan simular las estrategias temporales de estas unidades. Generalmente, se utiliza la programación dinámica para tratar esta situación con un gran esfuerzo computacional para la obtención de resultados.

El desarrollo de una modelación dinámica exige tiempos excesivos de simulación, con la posibilidad además, de presentar problemas de convergencia al forzar la generación de las centrales de embalse (Molina et al., 2011). Una solución posible es mediante el uso de los coeficientes de LaGrange que entrega cada período horario (los cuales van del 1 al 24) en las respectivas restricciones de generación de cada embalse.

La metodología de los coeficientes de LaGrange se describe en los siguientes pasos:

a) Se fija la potencia máxima de cada central de embalse a su valor mínimo (generación mínima).

b) Se realiza el proceso de optimización para los 24 períodos, donde luego se compara el valor del múltiplo de Lagrange para cada central de embalse durante el transcurso del día. Así, para el bloque horario que presenta un mayor valor por la unidad extra de energía producida por el embalse se le aumenta en 100 MW su capacidad de generación, la cual estaba anteriormente acotada por su generación mínima. De esta forma, se vuelve a realizar el proceso de optimización para la hora en cuestión y se recalcula el múltiplo de LaGrange. El orden en cual se realiza la asignación de agua por cada embalse se realiza en base a sus costos (costos cuadráticos asociados a las pérdidas). Por lo que el embalse más económico tiene prioridad de reasignación horaria y así sucesivamente con el resto de las centrales hidro modeladas como embalses.

c) Nuevamente se comparan los coeficientes de LaGrange y se otorgan nuevamente bloques de 100 MW al que presente el mayor múltiplo.

d) Se continúa iterativamente hasta agotar el total de cantidad de agua almacenada disponible por día de cada central. Cabe destacar que las restricciones de capacidad máxima impiden que se sobre asignen recursos para algunas horas.

La tesis presente se diferencia a lo efectuado por Molina, al considerar un total de 4 embalses y no únicamente uno solo. Ello permite, dependiendo del nivel de energía embalsada, que todos los actores sean capaces de asignar eficientemente sus recursos hídricos para simular una mejor competencia.

5.3 Función de costos

Los costos considerados asociados a cada unidad generadora provienen de lo informado por la CNE en su informe de precio de nudo para abril del 2012, en el cual se muestran los costos variables de cada central.

Para una mejor representación y para evitar problemas de convergencia (múltiples soluciones debidas a singularidades en la matriz de coeficientes cuadráticos) se considera el costo asociado a las pérdidas de energía que existen tanto en el transformador de la central como en el mismo generador. Se asume que las centrales pierden un 5% de su potencia generada para efectos de la simulación. Las pérdidas de energía que existen antes de llegar al sistema de transmisión se traducen en costos asociados a cada central, por lo que deben ser considerados en las funciones de beneficios respectivas.

El cálculo de las pérdidas se traduce en:

$$P_{pérdidas} = RI^2 \tag{5-1}$$

y considerando que la potencia se puede calcular como:

$$P = VI \tag{5-2}$$

la corriente se puede expresar en un función del voltaje:

$$I = \frac{P}{V} \tag{5-3}$$

Intersecando las ecuaciones anteriores se puede expresar las pérdidas en función de la potencia y voltaje:

$$P_{pérdidas} = R\left(\frac{P}{V}\right)^2 \tag{5-4}$$

Luego, la expresión anterior es una aproximación de las pérdidas en el transformador y en el generador, en función del cuadrado de la potencia generada.

De forma ilustrativa se muestra un ejemplo para el cálculo del coeficiente cuadrático de costos, el cual es extraído del estudio efectuado por Molina (Molina, 2005).

Ejemplo

Sea una central cuya potencia nominal es 350 MW, considerando un costo de la energía de 30US$/MWh, se desea estimar el factor cuadrático de las pérdidas.

Utilizando la ecuación de pérdidas despejada y una relación directamente proporcional se puede establecer que:

$$\left(\frac{350}{P_{instalada}}\right)^2 = \frac{350 * 5\%}{X}$$

$$X = \frac{17{,}5 * {P_{instalada}}^2}{350^2} = 0{,}000143 P_{instalada}^2 \ [MW] \tag{5-5}$$

Si estas pérdidas se registran de manera sostenida en el transcurso de una hora, se puede dar un valor monetario, determinando así la función de costo asociada a la producción de energía perdida:

$$C = 30\left[\frac{US\$}{MWh}\right] * 0{,}000143P_{instalada}^{2} = 0{,}00429P_{instalada}^{2}\ [\frac{US\$}{MWh}] \quad (5\text{-}6)$$

Para efectos de las centrales térmicas se tomará como precio de la energía el costo dado por la CNE, mientras que para las centrales de pasada y embalse se tomará el costo de la energía con un valor constante e igual a 2 [US$/MWh]. La tabla de costos final se muestra en la Tabla 5-1. La tabla muestra el conjunto de centrales consideradas en una primera etapa, éstas fueron obtenidas de acuerdo al listado de centrales por dueño definido por el CDEC-SIC a fines del año 2012.

Tabla 5-1. Conjunto de centrales consideradas con sus respectivos constantes de costos lineales y cuadráticos

Propietario	Nombre Central	Tipo de Unidades	Combustible	Potencia Bruta [MW]	Costo Variable Total (US$/MWh) di	Costo Variable Cuadrático (US$/MWh)^2 ci	Punto de Conexión para efectos del Modelo
CANELA	Canela 2	Eólica			15,4	0,012833333	Maitencillo
ENDESA	Canela	Eólica			15,4	0,042307692	Maitencillo
ENDESA	Cipreses	Hidráulica Embalse		106,00	0	0,000993049	Itahue
ENDESA	El Toro	Hidráulica Embalse		450,00	0	0,000233918	Charrúa
ENDESA	Ralco	Hidráulica Embalse		690,00	0	0,000152555	Charrúa
ENDESA	Rapel	Hidráulica Embalse		377,00	0	0,000279213	Cerro Navia
SAN ISIDRO	Pangue	Hidráulica Embalse		467,00	0	0,000225403	Charrúa
PEHUENCHE	Pehuenche	Hidráulica Embalse		570,00	0	0,000184672	Ancoa
COLBUN	Canutillar	Hidráulica Embalse		172,00	0	0,000611995	Temuco
COLBUN	Chiburgo	Hidráulica Embalse		19,00	0	0,005847953	Alto Jahuel
COLBUN	Colbún	Hidráulica Embalse		474,00	0	0,000222074	Alto Jahuel
COLBUN	Machicura	Hidráulica Embalse		90,00	0	0,001169591	Alto Jahuel
ENDESA	Abanico	Hidráulica Pasada		136,00	0	0,000735294	Charrúa
ENDESA	Antuco	Hidráulica Pasada		320,00	0	0,000328947	Charrúa
ENDESA	Isla	Hidráulica Pasada		68,00	0	0,001547988	Itahue
ENDESA	Los Molles	Hidráulica Pasada		18,00	0	0,006944444	Maitencillo
ENDESA	Palmucho	Hidráulica Pasada		32,00	0	0,003289474	Charrúa
ENDESA	Sauzal	Hidráulica Pasada		76,80	0	0,001627604	Rancagua
ENDESA	Sauzalito	Hidráulica Pasada		12,00	0	0,010416667	Alto Jahuel
PEHUENCHE	Curillinque	Hidráulica Pasada		89,00	0	0,001182732	Itahue
PEHUENCHE	Loma Alta	Hidráulica Pasada		40,00	0	0,002631579	Itahue
COLBUN	Quilleco	Hidráulica Pasada		95,00	0	0,001108033	Charrúa
COLBUN	Rucúe	Hidráulica Pasada		178,00	0	0,000591366	Charrúa
COLBUN	San Clemente	Hidráulica Pasada		5,60	0	0,018796992	Alto Jahuel
COLBUN	San Ignacio	Hidráulica Pasada		37,00	0	0,00284495	Itahue
EMPRESA ELECTRICA INDUSTRIAL	Carena	Hidráulica Pasada		9,00	0	0,013888889	Alto Jahuel
AES GENER	Alfalfal	Hidráulica Pasada		178,00	0	0,000660939	Alto Jahuel
AES GENER	Maitenes	Hidráulica Pasada		30,80	0	0,003607504	Alto Jahuel
AES GENER	Queltehues	Hidráulica Pasada		48,90	0	0,002272211	Alto Jahuel
AES GENER	Volcán	Hidráulica Pasada		13,00	0	0,008547009	Alto Jahuel
ENERGIA VERDE	Constitución	Térmica	Desecho Forestal	9,35	0	0,014285714	Itahue
ENERGIA VERDE	Laja	Térmica	Desecho Forestal	12,60	0	0,014285714	Charrúa
COLBUN	Santa Maria	Térmica	Carbón	370,00	41	0,005976676	Charrúa
GUACOLDA	Guacolda	Térmica	Carbón	300,00	41,72	0,003712614	Maitencillo
ENDESA	Bocamina	Térmica	Carbón	127,00	51,48	0,02106383	Concepción
AES GENER	Ventanas	Térmica	Carbón	335,00	59,10	0,005175087	Quillota
ENDESA	Taltal	Térmica	Gas Natural	240,00	76,39	0,015596162	Maitencillo
ENDESA	San Isidro II	Térmica	Gas Natural	406,00	111,55	0,014228316	Quillota
SAN ISIDRO	San Isidro I	Térmica	Gas Natural	381,00	122,87	0,017552857	Quillota
S.E. SANTIAGO S.A.	Nueva Renca	Térmica	Gas Natural	380,00	137,3	0,022003205	Cerro Navia
COLBUN	Nehuenco I	Térmica	Diesel	381,00	184,93	0,013181041	Quillota
COLBUN	Los Pinos	Térmica	Diesel	92,00	220,53	0,105820537	Charrúa
COLBUN	Antilhue	Térmica	Diesel	51,00	264,07	0,128814634	Temuco
ENDESA	Quintero	Térmica	Diesel	290,00	275,81	0,053659533	Quillota
COLBUN	Candelaria	Térmica	Diesel	272,00	305,07	0,060076802	Alto Jahuel
AES GENER	Los Vientos	Térmica	Diesel	125,00	305,37	0,115670455	Cerro Navia
AES GENER	Santa Lidia	Térmica	Diesel	132,00	306,33	0,110190647	Charrúa
COLBUN	Nehuenco 9B	Térmica	Diesel	103,00	355,18	0,164435185	Quillota
ENDESA	Diego de Almagro	Térmica	Diesel	23,80	391,26	0,850565217	Maitencillo
ENDESA	Huasco TG	Térmica	Petroleo IFO-180	16,00	402,59	0,347060345	Maitencillo
S.E. SANTIAGO S.A.	Renca	Térmica	Diesel	100,00	418,11	0,227233696	Cerro Navia
AES GENER	Laguna Verde	Térmica	Diesel	47,50	478,38	0,453870968	Quillota

5.4 Función de demanda

El mercado eléctrico, frecuentemente ha sido considerado inelástico, es decir, un cambio en el precio no afecta mayormente el consumo. Esto está cambiando dada la creciente percepción que la demanda puede contribuir al desarrollo y operación de los sistemas eléctricos. Con este objetivo se incorporan tarifas diferenciadas a lo largo del día. A través de ello, una persona podría modificar sus horarios de consumo en función del precio de la energía, permitiendo despejar curvas de demanda más elásticas para el mercado eléctrico. Para determinar el parámetro de elasticidad se debe conocer las respuestas de los clientes a un cambio en la tarifa, con un largo tiempo de estudio y análisis.

Autores como Montero (Montero & Rudnick, 2001), y Muñoz (Galetovic & Muñoz, 2009) han realizado ejercicios en el sector eléctrico chileno donde identifican elasticidad en la demanda. Paralelamente, Muñoz establece que para periodos cortos de un año la elasticidad puede variar desde -0,13 a -0,89; por su parte Montero cita a varios autores donde la elasticidad de corto plazo varía desde -0,11 y -1,01.

Para efectos de la construcción de las curvas de demandas en esta tesis se considera un valor de elasticidad de -0,55 de acuerdo a lo utilizado por Montero. Tomando la definición de elasticidad:

$$\varepsilon = \frac{\Delta q/q_0}{\Delta p/p_0} \tag{5-7}$$

donde ε es la elasticidad u q_0 y p_0 son puntos conocidos para el caso de competencia perfecta, se puede expresar el precio de la energía como:

$$p = p_0\left(1 - \frac{1}{\varepsilon}\right) + \left(\frac{1}{\varepsilon}\frac{p_0}{q_0}\right)q$$

$$\leftrightarrow\ p = \alpha + \rho q \tag{5-8}$$

donde p es el precio de la energía, q es la cantidad de energía producida, α es el intercepto por el eje vertical y ρ es la pendiente de la curva.

Para fijar el precio de una determinada cantidad de energía bajo supuestos de competencia perfecta, se asumirá que el funcionamiento del mercado es a mínimo costo de operación. Considerando que la industria eléctrica dispone de una cierta cantidad de agua para generar energía, la cual es distribuida durante el día para que el costo en el transcurso de éste sea mínimo ello responde al comportamiento de un mercado ideal.

La solución del despacho del agua de embalse, en el caso de competencia perfecta, se encuentra cuando el costo marginal de los periodos estudiados es el mismo. De otra forma, la cantidad de energía térmica es la misma en todas las etapas. En este equilibrio no existe ningún beneficio de trasladar bloques de agua entre un periodo

a otro, dado que el beneficio por el uso extra del agua es el mismo a lo largo del día.

La media diaria de consumo del SIC para el año 2012 fue de 133,41 GWh según lo informado por el CDEC-SIC en su balance anual. Este consumo se distribuye a lo largo del día como muestra la Ilustración 5-1. Es posible observar como existe una combinación esencialmente térmica-hidroeléctrica con pequeñas puntas de generación eólica.

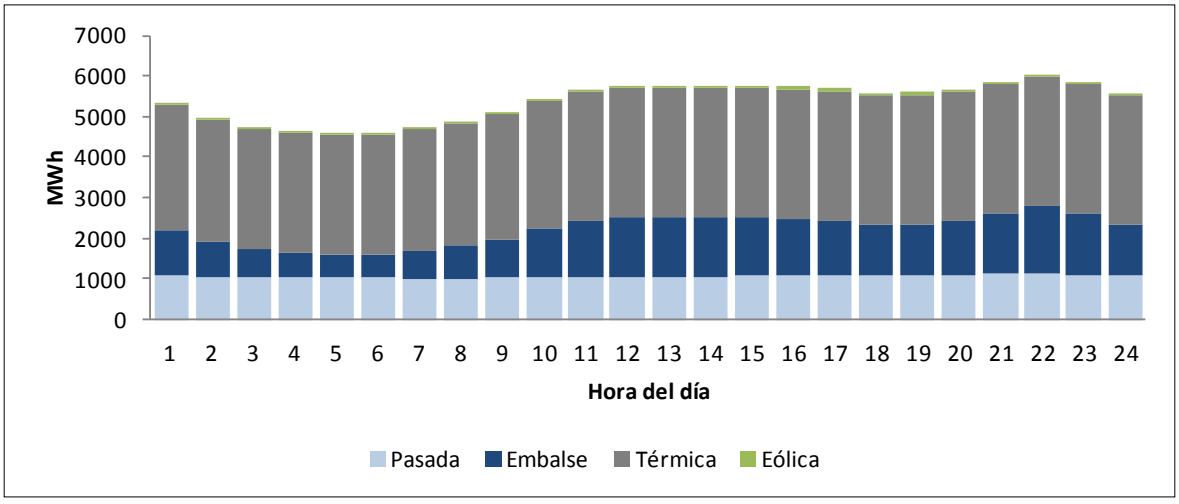


Ilustración 5-1: Generación diaria (MWh) por tecnología para el año 2012

Para identificar las necesidades de generación despachable, primeramente se debe restar la generación de las centrales de pasada y eólica, la cuales se estimaron en 21,02 GWh y 1,05 GWh respectivamente a lo largo del día. Esta exclusión se debe a que la generación de pasada y eólica, en su gran mayoría, no tienen capacidad de regulación horaria de grandes bloques de energía.

En el presente trabajo, se asume que todos los otros actores a excepción de los holdings de Endesa, Colbún y Gener son tomadores de precio, por lo tanto, su generación media es sustraída de la función de demanda total, logrando así una función de demanda residual que deben enfrentar las empresas estratégicas.

La razón de esta exclusión recae en el modelo utilizado para el despacho y en la incorporación del sistema de transmisión. Un tomador de precio decide la cantidad a generar cuando el precio ya ha sido despejado, lo que no es modelable con la estructura utilizada, menos cuando intervienen restricciones de transmisión. Así, la nueva demanda residual a la cual se descuenta la generación eólica, de pasada y empresas tomadoras de precio se muestra en la Ilustración 5-2.

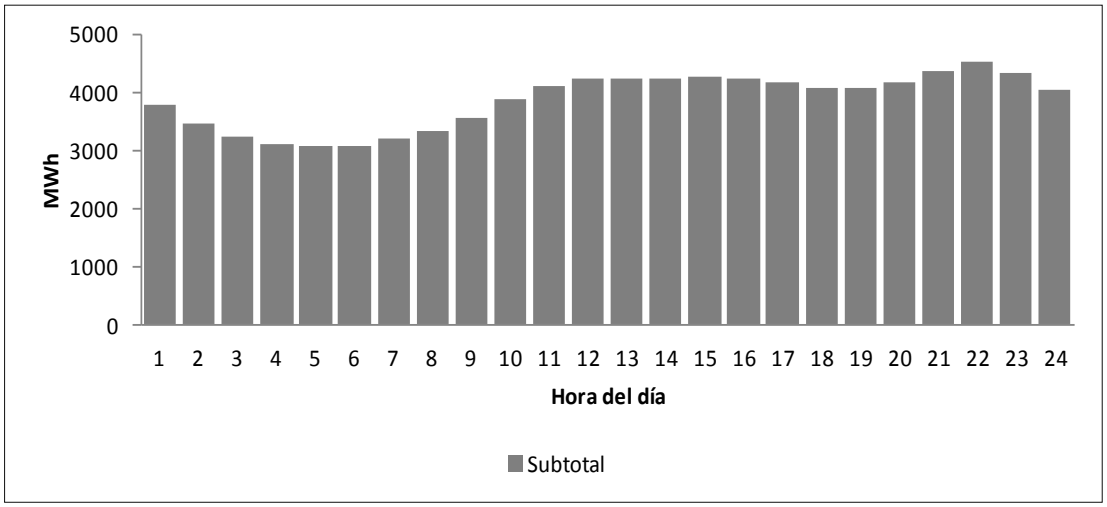


Ilustración 5-2: Generación diaria (MWh) excluyendo la generación eólica, de pasada y empresas tomadoras de precio

Para obtener la generación al mínimo costo, se debe distribuir la energía de las centrales de embalse para suministrar la demanda residual del sistema. Para ello, en cada etapa, se debe generar con la menor cantidad posible de centrales térmicas. De esta forma, se busca que la generación térmica sea igual en todas las etapas y sólo se ocupe para generar en las puntas de los bloques. Para evitar distorsiones de años secos y húmedos en los precios, se considera un promedio de los últimos 8 años de generación de embalse, dando un valor de 41 GWh diarios.

Distribuyendo eficientemente la energía embalsada, resulta en el despacho indicado en la Ilustración 5-3, donde se observa la generación competitiva de unidades hidráulicas de embalse y térmicas.

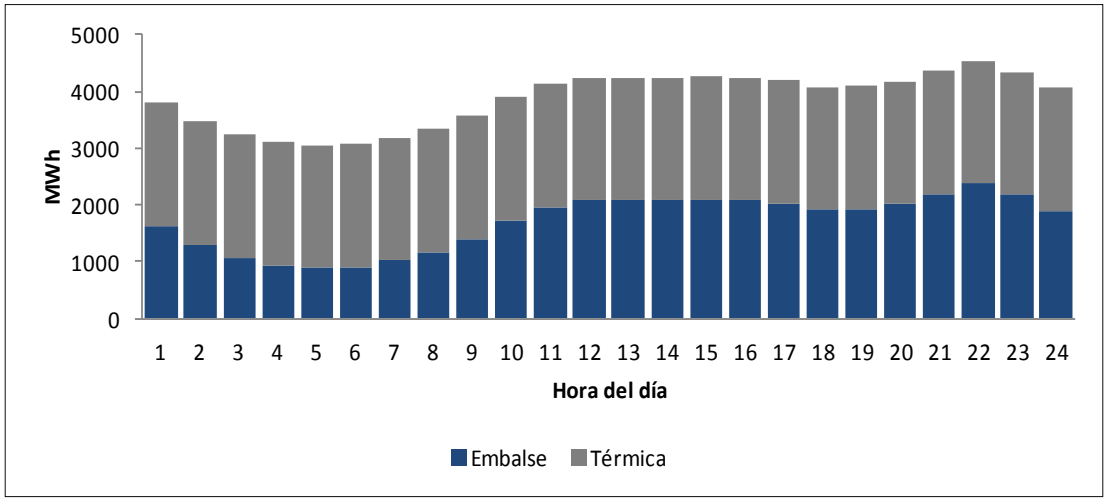


Ilustración 5-3: Curva de demanda residual (MWh) considerando distribución eficiente del recurso embalsado

Además, se corrobora que la cantidad de agua distribuida no exceda en ningún bloque el máximo posible de generación de este recurso, cumpliendo así con las restricciones de capacidad.

A través de esta metodología se obtiene una curva de demanda en un escenario de competencia ideal, sin considerar distorsiones como puede ser el sistema de transmisión o estrategias de generación por parte de los holdings. La cantidad de energía térmica horaria es de 2.165 MWh. Comparando esta cantidad con la lista de mérito mostrada en la Tabla 5-2. Se obtiene un precio competitivo de 73,2 US$/MWh, a través de la central de GNL Taltal cuyo propietario es Endesa.

Para efectos de las centrales consideradas en la modelación, se omiten las centrales desde Los Vientos hacia abajo, las cuales debido a sus altos costos y poca capacidad de generación, son excluidas del estudio.

Tabla 5-2: Lista de mérito de las centrales del SIC

Propietario	Nombre Central	Tipo de Unidades	Combustible	Potencia Neta [MW]	Costo Variable Total (US$/MWh) di	Punto de Conexión	Potencia Agregada [MW]
COLBUN	Santa Maria	Térmica	Carbón	343	38	Charrúa	343,0
GUACOLDA	Guacolda	Térmica	Carbón	561,9	41,72	Maitencillo	904,9
ENDESA	Bocamina	Térmica	Carbón	464,2	50,48	Concepción	1369,1
AES GENER	Ventanas	Térmica	Carbón	571	59,10	Quillota	1940,1
ENDESA	Taltal	Térmica	Gas Natural	244,9	73,2	Maitencillo	2185,0
ENDESA	San Isidro II	Térmica	Gas Natural	392	107,84	Quillota	2577,0
SAN ISIDRO	San Isidro I	Térmica	Gas Natural	370	119	Quillota	2947,0
S.E. SANTIAGO S.A.	Nueva Renca	Térmica	Gas Natural	312	137,3	Cerro Navia	3259,0
COLBUN	Nehuenco I	Térmica	Diesel	701,5	184,93	Quillota	3960,5
COLBUN	Los Pinos	Térmica	Diesel	104,2	220,53	Charrúa	4064,7
COLBUN	Antilhue	Térmica	Diesel	102,5	264,07	Temuco	4167,2
ENDESA	Quintero	Térmica	Diesel	257	275,81	Quillota	4424,2
COLBUN	Candelaria	Térmica	Diesel	253,9	305,07	Alto Jahuel	4678,1
AES GENER	Los Vientos	Térmica	Diesel	132	305,37	Cerro Navia	4810,1
AES GENER	Santa Lidia	Térmica	Diesel	139	306,33	Charrúa	4949,1
COLBUN	Nehuenco 9B	Térmica	Diesel	108	355,18	Quillota	5057,1
ENERGIA VERDE	San Francisco de Mostazal	Térmica	Diesel	25,7	359,88	Alto Jahuel	5082,8
ENDESA	Diego de Almagro	Térmica	Diesel	23	391,26	Maitencillo	5105,8
ENDESA	Huasco TG	Térmica	Petroleo IFO-180	58	402,59	Maitencillo	5163,8
S.E. SANTIAGO S.A.	Renca	Térmica	Diesel	92	418,11	Cerro Navia	5255,8
AES GENER	Laguna Verde	Térmica	Diesel	52,7	478,38	Quillota	5308,5

Luego, con el precio encontrado de la energía y dada la distribución de la demanda presentada anteriormente, se forma para cada hora la función de demanda agregada del SIC. A modo ilustrativo en el Anexo C se muestran Factores de penalización y precios de nudo (US$/MW) calculados por CNE en su informe de precio de nudo de abril del 2012.

A partir de esta demanda global de generación, se construyen las demandas locales en 5 puntos de consumo específicos. La distribución de la demanda se realiza de acuerdo lo presentado por la Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Distribución de la demanda total según puntos los puntos de consumo asignados

Punto de Consumo	% del total
Quillota	20%
Santiago	40%
Rancagua	10%
Concepción	25%
Temuco	5%
Total	100%

La relación que existe entre la función lineal de demanda agregada y las funciones de demandas de cada centro de consumo o no, las cuales poseen características similares, es tal que:

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = q_{total} \tag{5-9}$$

El detalle de los valores de los parámetros de la curva de generación se puede apreciar en el Anexo B.

5.5 Agrupación de centrales

Se requiere hacer simplificaciones a la cantidad de centrales consideradas para efectos de programación y eficiencia del modelo propuesto. Para ello, se agrupan centrales equivalentes mediante criterios de tecnología, ubicación y propietario.

Así, se realiza la suma de las potencias individuales tanto para la potencia máxima como mínima, además de la cantidad de recurso hídrico disponible para el día.

En la Tabla 5-4 se muestran las agrupaciones de las centrales de embalse. Se recalculan los costos cuadráticos según la nueva potencia total de cada complejo. Además, se destacan las centrales que para efectos de este estudio serán consideradas como unidades de embalse con capacidad de regulación horaria.

La agrupación de embalses se realiza a partir de similitudes por zona geográfica y propietario. De esta forma, por ejemplo, se realiza la agrupación de las centrales Chiburgo, Colbún y Machicura, las tres pertenecientes al holding Colbún, con un mismo punto de inyección localizado en la barra de Alto Jahuel.

Las centrales hidráulicas con regulación horaria se definen comparando la cantidad de energía total (MWh) de cada una durante el año 2012 respecto a su generación mínima anual suponiendo un despacho continúo. Para aquellas centrales con una cantidad total de generación considerablemente superior respecto a su generación total mínima anual se las modela con regulación horaria con una cantidad de energía destruible a lo largo del día equivalente a la media diaria durante el año menos su generación mínima diaria.

Para las restantes centrales de embalse se asume una potencia máxima igual a la generación horaria media del año 2012. De esta forma, la estrategia de estas

centrales resulta similar a la ocupada por las centrales térmicas, pero con costos muy pequeños.

Tabla 5-4: Centrales de embalse equivalentes agrupadas

Propietario	Nombre Central	Unidad	Tipo de Unidades	Potencia Neta	Potencia Mínima	Costo Variable Cuadrático	Punto de Conexión para efectos del Modelo	¿Regulación horaria?	Hidro Utilizable
				[MW]	[MW]	(US$/MWh)^2			[GWh]
ENDESA	Abanico/Antuco/El Toro/Ralco/Cipreses	1 a 6	Hidráulica Embalse	1623,7	272,8	0,000306141	Charrúa	SI	15495
ENDESA	Rapel	1 a 5	Hidráulica Embalse	107,26	30,0	0,000279213	Cerro Navia		
SAN ISIDRO	Pangue	1 a 2	Hidráulica Embalse	155,81	90,0	0,000225403	Charrúa		
PEHUENCHE	Pehuenche	1 y 2	Hidráulica Embalse	232,63	120,0	0,000184672	Ancoa		
COLBUN	Chiburgo/Colbún/ Machicura	1 a 2	Hidráulica Embalse	524,7	224,0	0,000551694	Alto Jahuel	SI	5771
COLBUN	Canutillar/Rucué	1 a 2	Hidráulica Embalse	332,5	140,0	0,000636886	Charrúa	SI	5343
AES GENER	Alfalfal	1 y 2	Hidráulica Pasada	151,3	40,0	0,000660939	Alto Jahuel	SI	2195

Finalmente, en la Tabla 5-5 se muestran el resumen de las centrales consideradas en el modelo, donde destacan los respectivos holdings, con sus filiales y unidades generadoras.

Tabla 5-5: Holdings, empresas y centrales consideradas en la construcción del modelo

#	Holding	Empresa	Nombre Central	Tipo de Unidades	Combustible	Potencia Neta [MW]	Punto de Conexión
1	Gener	AES GENER	Ventanas	Térmica	Carbón	571,0	Quillota
2	Gener	AES GENER	Los Vientos	Térmica	Diesel	132,0	Cerro Navia
3	Gener	AES GENER	Alfalfal	Hidráulica Pasada		151,3	Alto Jahuel
4	Gener	GUACOLDA	Guacolda	Térmica	Carbón	561,9	Maitencillo
5	Gener	S.E. SANTIAGO S.A.	Nueva Renca	Térmica	Gas Natural	312,0	Cerro Navia
6	Colbún	COLBUN	Santa Maria	Térmica	Carbón	343,0	Charrúa
7	Colbún	COLBUN	Nehuenco I	Térmica	Diesel	701,5	Quillota
8	Colbún	COLBUN	Los Pinos	Térmica	Diesel	104,2	Charrúa
9	Colbún	COLBUN	Antilhue	Térmica	Diesel	102,5	Temuco
10	Colbún	COLBUN	Candelaria	Térmica	Diesel	253,9	Alto Jahuel
11	Colbún	COLBUN	Chiburgo/Colbún/Machicura	Hidráulica Embalse		524,7	Alto Jahuel
12	Colbún	COLBUN	Canutillar/Rucúe	Hidráulica Embalse		332,5	Charrúa
13	Endesa	ENDESA	Bocamina	Térmica	Carbón	464,2	Concepción
14	Endesa	ENDESA	Taltal	Térmica	Gas Natural	244,9	Maitencillo
15	Endesa	ENDESA	San Isidro II	Térmica	Gas Natural	392,0	Quillota
16	Endesa	ENDESA	Quintero	Térmica	Diesel	257,0	Quillota
17	Endesa	ENDESA	Abanico/Antuco/El Toro/Ralco/Cipreses	Hidráulica Pasada		1623,7	Charrúa
18	Endesa	ENDESA	Rapel	Hidráulica Embalse		107,3	Cerro Navia
19	Endesa	PEHUENCHE	Pehuenche	Hidráulica Embalse		232,6	Ancoa
20	Endesa	SAN ISIDRO	San Isidro I	Térmica	Gas Natural	370,0	Quillota
21	Endesa	SAN ISIDRO	Pangue	Hidráulica Embalse		155,8	Charrúa

5.6 Sistema de transmisión

El presente trabajo utiliza la metodología de flujos de potencia lineales con flujos de potencia activa para la simulación de la inyección y retiro de energía a través de líneas de transmisión.

En la Ilustración 5-4 se muestra un diagrama simplificado del SIC con sus respectivas barras, en las cuales se destacan los puntos de inyección de energía y de consumo.

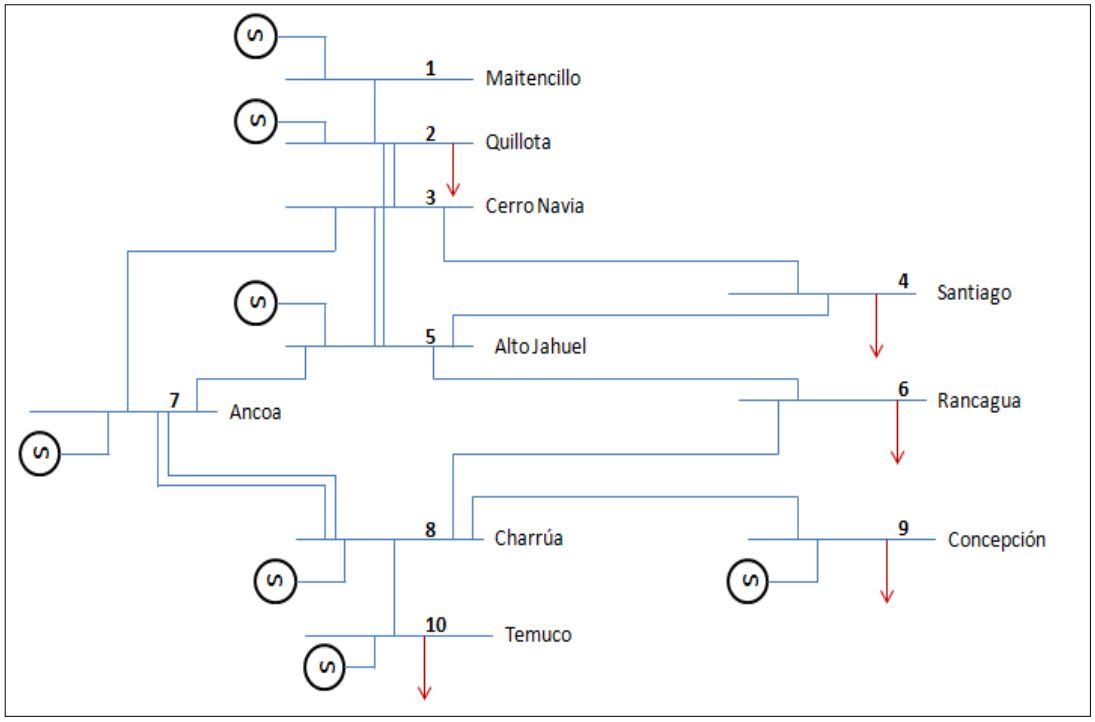


Ilustración 5-4: Versión simplificada del SIC para efectos de la modelación

Así también, en la Tabla 5-6 y Tabla 5-7 se indican los parámetros y capacidades de las líneas y matriz de admitancia Y. Para simular el efecto real de congestión en el SIC, se considera límites en los tramos que unen Maitencillo con Quillota y Charrúa con Temuco.

Tabla 5-6: Parámetros y capacidades de las líneas para el modelo de transmisión considerado

Origen	Destino	Capacidad (MW)	R (p.u)	X (p.u)
Maitencillo	Quillota	110	0,0239	0,0950
Quillota	Cerro Navia	-	0,0028	0,0158
Cerro Navia	Santiago	-	0,0324	0,0275
Cerro Navia	Ancoa	-	0,0026	0,0170
Cerro Navia	Alto Jahuel	-	0,0024	0,0131
Alto Jahuel	Santiago	-	0,0094	0,0644
Alto Jahuel	Ancoa	-	0,0026	0,0133
Alto Jahuel	Rancagua	-	0,0210	0,0985
Ancoa	Charrúa	-	0,0039	0,0339
Rancagua	Charrúa	-	0,0307	0,1115
Charrúa	Concepción	-	0,0274	0,0911
Charrúa	Temuco	120	0,0156	0,0800

Tabla 5-7: Matriz de admitancia Y

$$Y := \begin{bmatrix} 73.81745503 & -63.29113924 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -63.29113924 & 562.0869101 & -363.6363636 & -58.82352941 & 0 & -76.33587786 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -363.6363636 & 379.1643139 & -15.52795031 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -58.82352941 & -15.52795031 & 159.6917339 & -75.18796992 & -10.15228426 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -75.18796992 & 104.6864950 & 0 & -29.49852507 & 0 & 0 \\ 0 & -76.33587786 & 0 & -10.15228426 & 0 & 95.45677198 & -8.968609865 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -29.49852507 & -8.968609865 & 61.94408335 & -10.97694841 & -12.50000000 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -10.97694841 & 10.97694841 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -12.50000000 & 0 & 12.50000000 \end{bmatrix}$$

6 RESULTADOS

El capítulo a continuación expone y analiza los resultados obtenidos de las simulaciones efectuadas por el modelo implementado, considerando escenarios de competencia por holding, empresas y unidades. Estos casos corresponden al estudio de los holdings de Endesa, Colbún y Gener, haciéndolas competir con todas sus empresas filiales relacionadas, para luego hacer competir a las empresas filiales entre sí y, por último, a todas las unidades generadoras consideradas en este estudio.

El resto de este capítulo se divide en tres secciones: en una primera parte se muestran los resultados obtenidos considerando los tres escenarios mencionados sin y con un sistema de líneas de transmisión que reproduce, de forma simplificada, el Sistema Interconectado Central (SIC), en donde se analiza el efecto del poder de mercado en la generación, precios y beneficios totales. Luego, se incorpora a la modelación restricciones por regulación medioambiental, tanto en la utilización de impuestos como límites de emisiones a la expulsión de dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera.

En esta segunda sección se comparan los efectos en el mercado al utilizar un mecanismo regulatorio con respecto al otro para los tres escenarios de competencia presentados. Finalmente, en la última parte del presente capítulo, se compara el efecto en los índices de competencia al implementar estos mecanismos en el mercado simulado.

6.1 Estudio del Poder de Mercado por holdings, empresas y unidades

6.1.1. Sin restricciones de transmisión

La generación de cada empresa por hora, en base a las simulaciones efectuadas, se puede revisar en la Ilustración 6-1. En las gráficas de generación por empresa y unidades se agrupan las filiales y unidades según su holding respectivo para efecto de las comparaciones.

A medida que se van desglosando las filiales y las unidades, se puede apreciar un aumento de la cantidad de energía total generada. Este aumento es particularmente mayor en la generación de Endesa. Por lo demás, este holding es el primer productor de energía en todos los escenarios.

Cabe destacar que las curvas de generación se adecuan a la forma de la demanda horaria utilizada en la modelación, mostrando que los actores realizan juegos que permiten maximizar su propio beneficio en base a las condiciones presentes en el mercado.

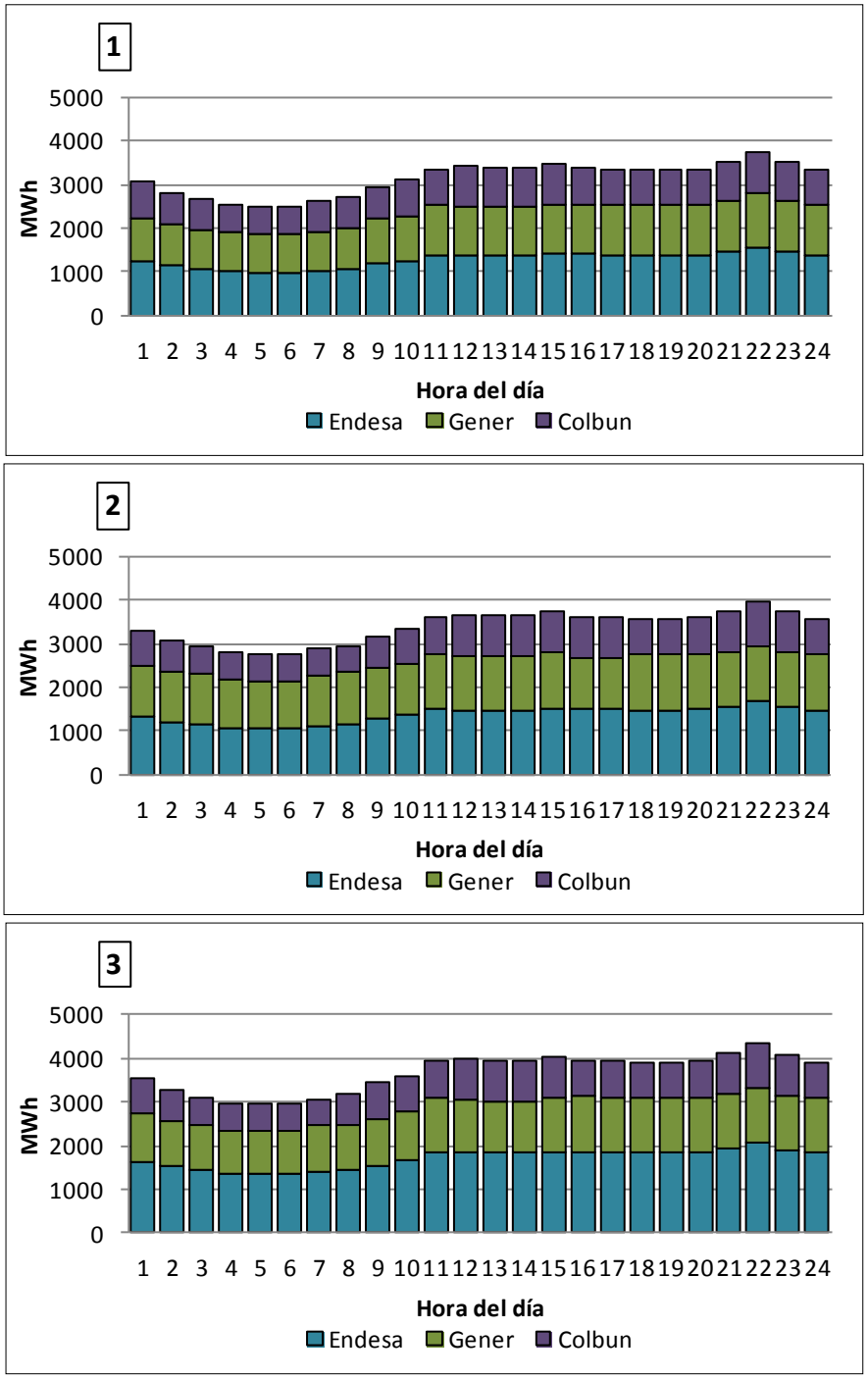


Ilustración 6-1: Generación (MWh) para los casos de holding (1), empresas (2) y unidades (3)

En cuanto a la generación de energía hidráulica por firma, ésta se muestra en la Ilustración 6-2. Como es de esperar para los casos sin restricción en las líneas de transmisión, y dado sus bajos costos, esta permanece invariante para los tres escenarios.

La repartición porcentual, para cada caso, se muestra en la Ilustración 6-3. Tal como anteriormente se mencionó, la participación de Endesa es la dominante, con aproximadamente un 40% del mercado en el caso holding, el cual crece hasta un 47% en el caso por unidades. Colbún, por su parte, mantiene en un mismo nivel su generación promediando un 25% de participación. No obstante, se observa que Gener ve disminuida su participación, reduciendo su nivel de producción de energía desde un 36% a un 31%. De esta forma, se puede ver que la participación de Gener va cayendo al ir aumentando la competencia.

Con ello, es posible concluir que la estructura (como holding, empresa o por central) con la cual cada agente maximiza su beneficio es esencial para su nivel de participación en el mercado. En este sentido, Gener se ve favorecido en cuanto al total de sus beneficios para un mercado concentrado, mientras que Endesa en uno más competitivo.

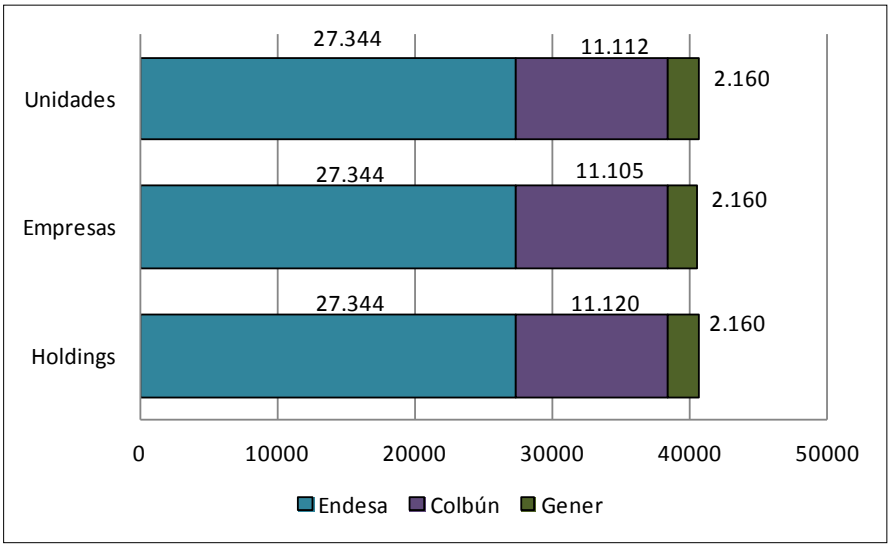


Ilustración 6-2: Generación Hidráulica (MWh) para los escenarios de holdings, empresas y unidades

Utilizando la ecuación del índice de Herfindahl–Hirschman (HHI por sus siglas en inglés) se obtienen valores de concentración de mercado de: 3.448, 2.187 y 1.132 para los casos de holdings, empresas y unidades respectivamente.

Primeramente, se obtiene que efectivamente el aumento en la competencia disminuye el índice de concentración del mercado. Por lo demás, el aumento en la competencia permite despejar precios menores al haber una mayor cantidad de energía siendo producida. En el caso particular del escenario de holdings, se muestra un índice de mercado altamente concentrado.

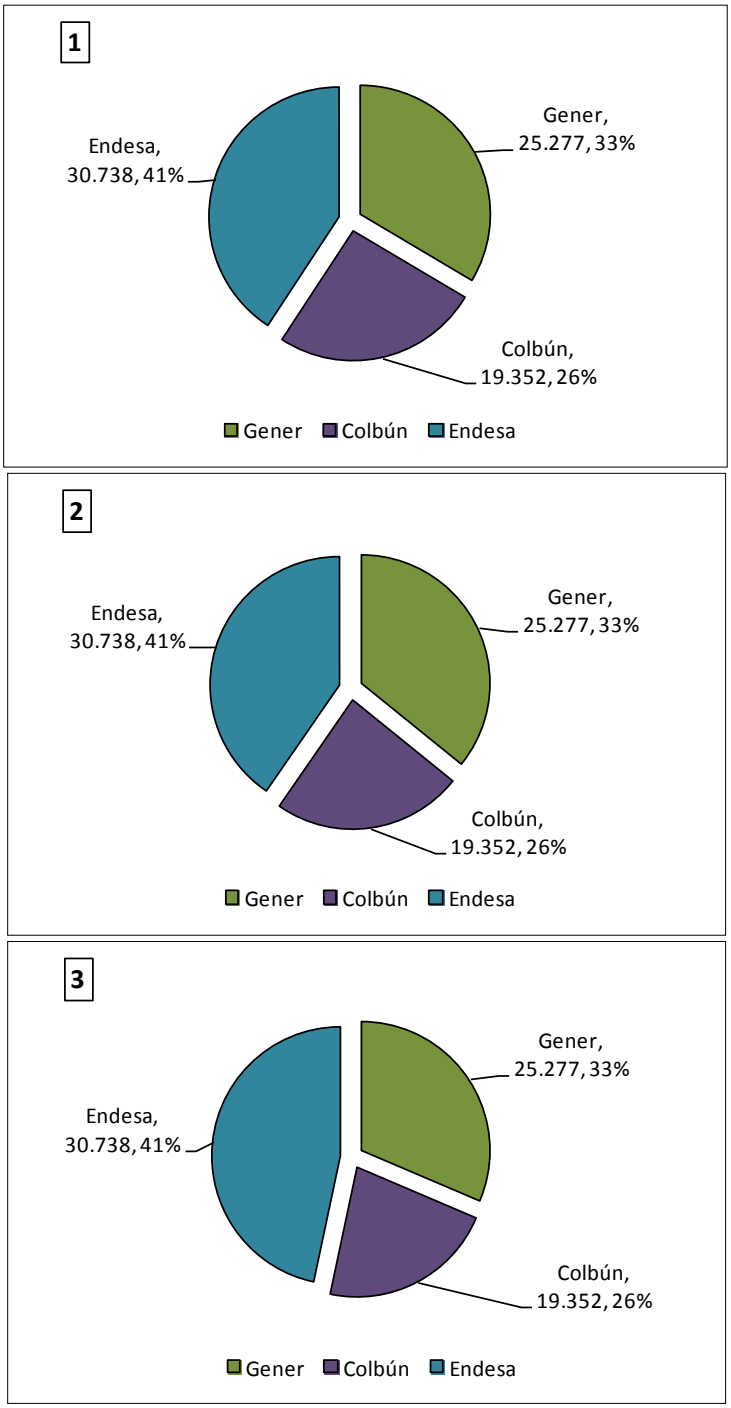


Ilustración 6-3: Repartición de la generación para los casos de holding (1), empresa (2) y unidades (3)

Los precios despejados para cada escenario se observan en la Ilustración 6-4. Los precios medios diarios son de 97, 89 y 79 US$/MWh aproximadamente para los casos de holdings (3 jugadores), empresas (7 jugadores) y unidades (21 jugadores) respectivamente. La variación de precio es considerable, destacando la capacidad de poder de mercado de los agentes para llevar los precios fuera de sus puntos de competitividad. Los puntos de consumo despejan los mismos precios debido a que no existen limitaciones físicas (capacidad de líneas o ángulo en las barras) que desacople el sistema de transmisión en uno o varios nudos. Por ello, en los gráficos se presentan la curva del precio medio.

La gráfica también destaca mostrar un precio bastante plano durante el día. Ello se debe fundamentalmente a que el modelo utilizado busca que la generación hidráulica sea eficiente a lo largo del día, por lo que la asignación de agua embalsada pretende que el costo marginal de generación horaria sea el mismo. Esto conlleva a una producción prácticamente igual durante el día de energía térmica, obteniéndose así precios similares.

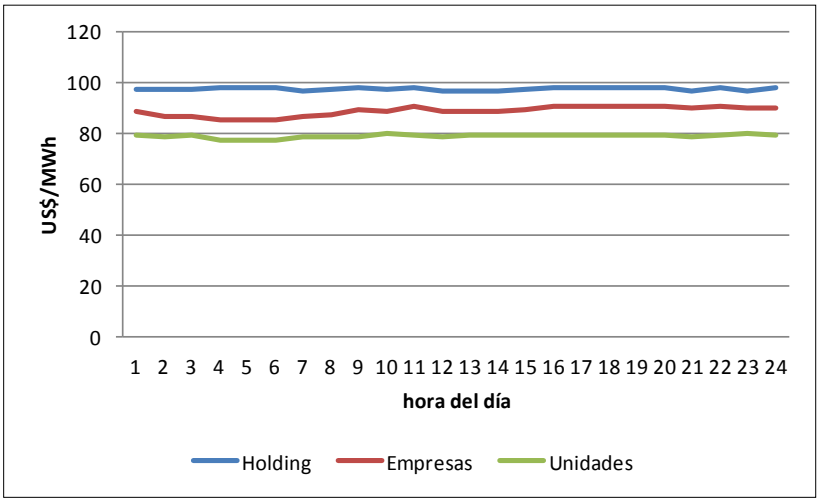


Ilustración 6-4: Precios (US$/MWh) obtenidos para los casos de holdings, empresas y unidades

La generación por tipo de tecnología se observa en la Ilustración 6-5. La cantidad de energía producida por los embalses estratégicos se distribuye de forma eficiente a lo largo de las horas. Tal como se mencionó anteriormente, la generación hidráulica se asigna de tal forma que el despacho sea maximizando las utilidades de su dueño, mostrando una mayor producción de agua embalsada en las horas con un mayor beneficio marginal de producción y viceversa.

A medida que el nivel de competencia aumenta, se observa la aparición de energía producida por GNL (Gas Natural Licuado) en las puntas de demanda horarias. Al haber mayor competencia y baja en los precios, la demanda elástica requiere más energía, la que es suministrada parcialmente por GNL.

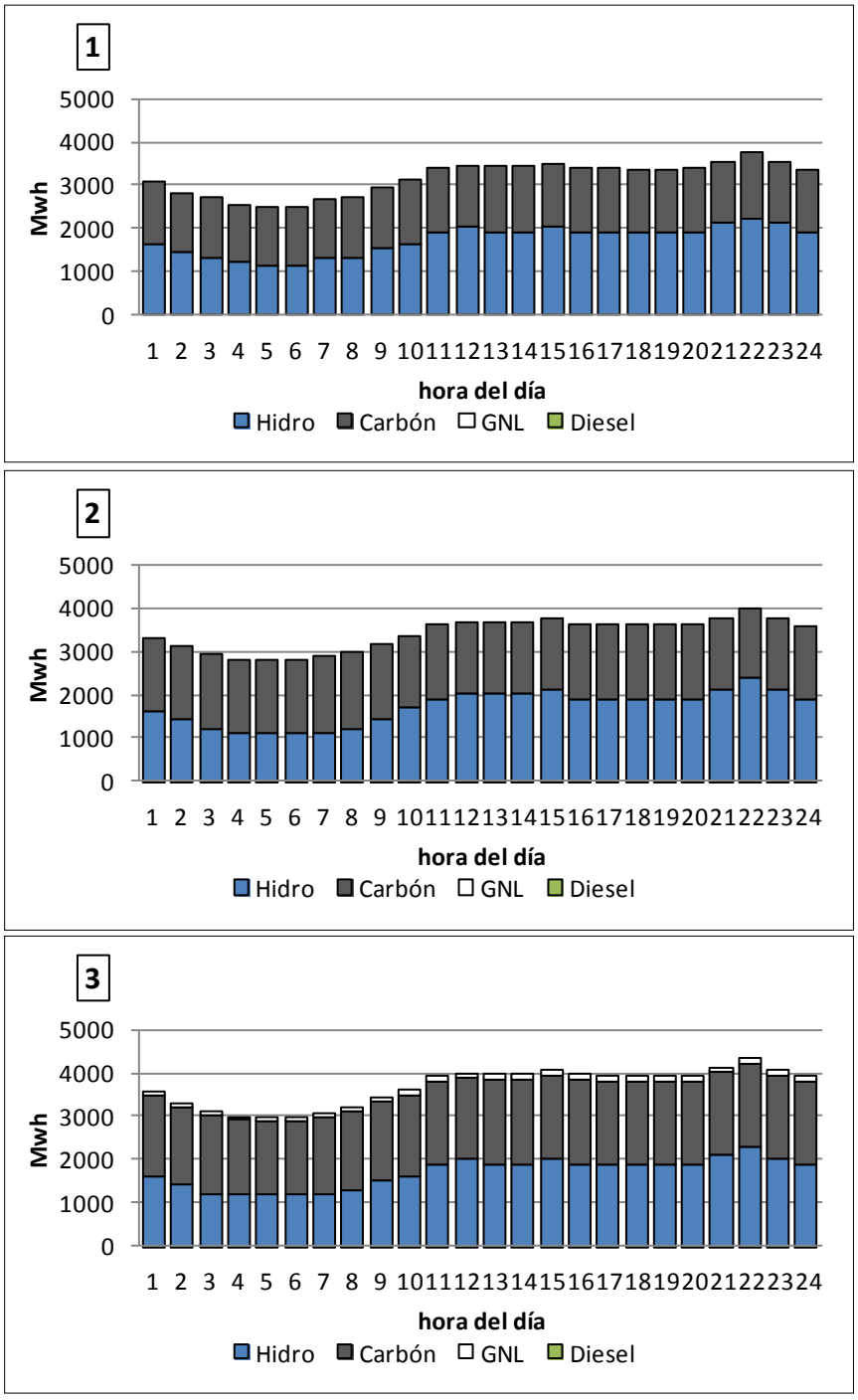
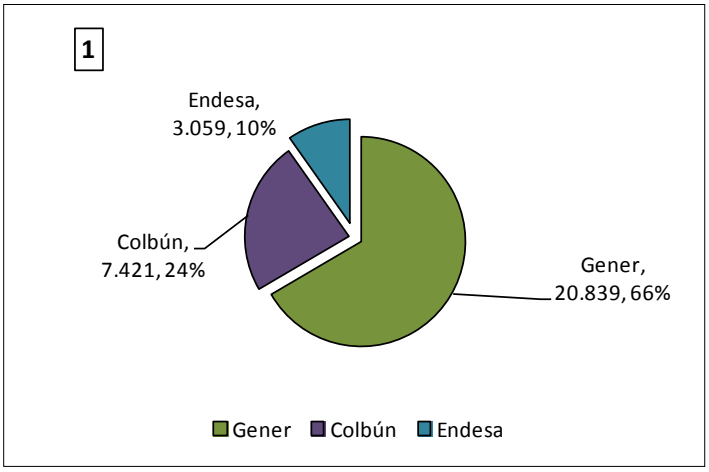
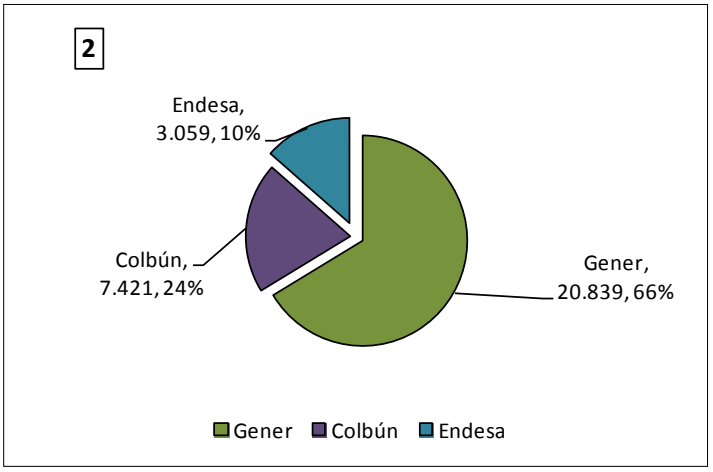


Ilustración 6-5: Generación según tecnología (MWh) para los casos de holdings (1), empresas (2), y unidades (3).

En cuanto a las emisiones de CO_2, se puede ver que en los casos de holdings y empresas éstas se basan puramente en generación por centrales de carbón. En cambio, para el caso de unidades, a ello se incorpora un 3% de GNL (1109 ton de CO_2). En la Ilustración 6-6, se presentan las emisiones según holding para cada caso analizado. Gener es el actor más contaminante del mercado, con emisiones que varían entre el 55% y 66% según el escenario.





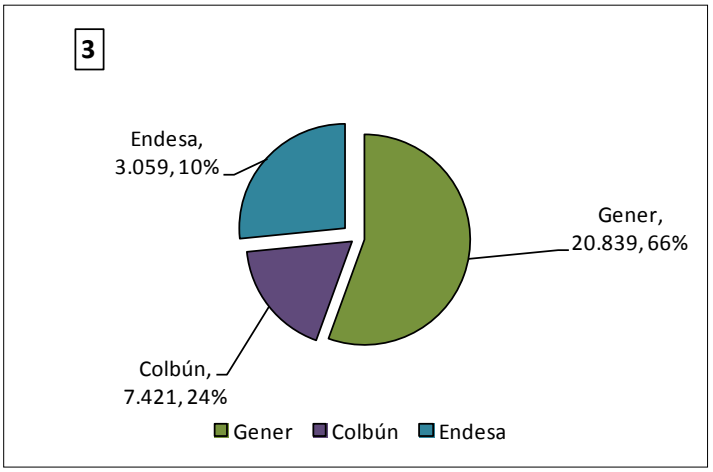


Ilustración 6-6: Emisiones (ton CO_2) para los casos de holdings (1), empresas (2) y unidades (3)

Finalmente en la Ilustración 6-7 y Tabla 6-1, se muestran los beneficios totales y porcentuales de cada agente para las simulaciones efectuadas. Se aprecia inmediatamente que al ir aumentando la competencia a través de los escenarios de estudio, el beneficio total que se lleva cada uno de éstos va disminuyendo, a pesar de que proporcionalmente el beneficio total entre los generadores se mantiene constante en los escenarios holdings y empresas.

Cabe destacar que, por un lado, dada su gran capacidad hidráulica y bajos costos de operación, Endesa se lleva la mayor cantidad de beneficios (entre un 50% y 54%), mientras que Gener, por el otro, recibe la menor cuantía (entre un 20 y 23%). La mayor caída de beneficios se produce en el salto del escenario de empresas a unidades debido a la mayor competencia que se produce al declarar a todas las centrales generadores como agentes propietarios de su generación.

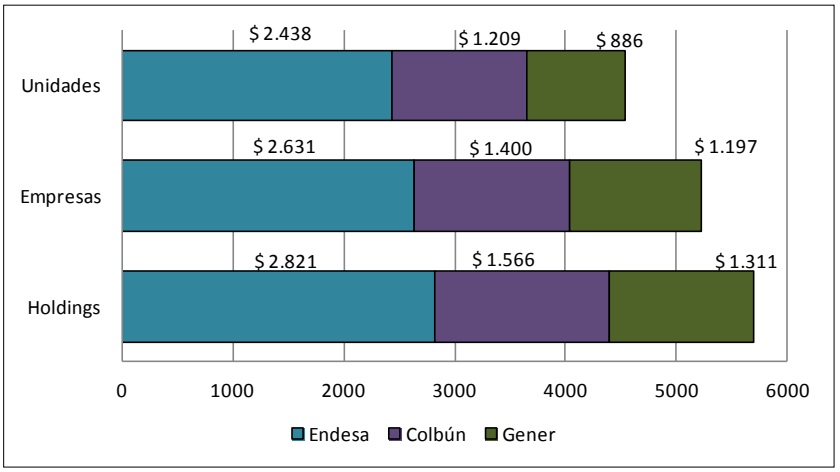


Ilustración 6-7 : Beneficios (MUS$) para los casos de holdings, empresas y unidades

Tabla 6-1: (1) Repartición porcentual de beneficios por holding y escenario

(2) Variación porcentual de los beneficios entre un escenario y otro

(1)

Holding/Escenario	Holdings	Empresas	Unidades
Gener	23%	23%	20%
Colbún	27%	27%	27%
Endesa	50%	50%	54%
Total	**100%**	**100%**	**100%**

(2)

Holding/Variación	Holdings a Empresas	Empresas a Unidades
Gener	-9%	-26%
Colbún	-11%	-14%
Endesa	-7%	-7%
Total	**-8%**	**-13%**

6.1.2. Con restricciones de transmisión

Una vez efectuadas las modelaciones anteriormente descritas, se integra el sistema de transmisión eléctrico mostrado anteriormente en la Ilustración 5-4, siendo una versión simplificada del SIC el cual indica los puntos físicos de consumo, despacho y capacidades de las líneas. Para efecto de la modelación se utiliza el método DC, explicado anteriormente y en mayor detalle en el capítulo 5 para la descripción de los flujos a través de las líneas y las capacidades de éstas. Sólo se considera restricciones de capacidad de transmisión en las líneas de Maitencillo-Quillota (línea 1-2) y de Charrúa-Temuco (línea 8-10), centrando en ellas la simulación del fenómeno de congestión.

En la Ilustración 6-8 se muestra la comparación en la generación sin considerar y considerando las líneas de transmisión. Se puede ver que la generación para cada escenario decae en 6%, 9% y 13% aproximadamente para los casos de holding, empresas y unidades respectivamente, siendo la más perjudicada Gener, la cual decae en promedio 30% para los tres escenarios. La justificación se debe al límite de capacidad de la línea 1-2 que conecta Maitencillo con Quillota, donde en Maitencillo se encuentra la central carbonera Guacolda con un techo de 110 MW dada la restricción en la capacidad de la línea. La energía no generada es aprovechada totalmente por Endesa, la cual aumenta su generación en 5% promedio a través de su central de carbón Bocamina ubicada en la barra de Concepción.

Se calculan los nuevos Índices de Herfindahl–Hirschman, obteniendo valores de 3604, 2403 y 1276 para los casos de holdings, empresas y unidades respectivamente. Para todos los escenarios estos valores tuvieron una leve alza. La razón se encuentra en que el sistema de transmisión introduce imperfecciones y nuevas condiciones al juego de Nash-Cournot entre los agentes, conllevando a una nueva redistribución de la generación. La mayor concentración radica en el aumento de participación de mercado de Endesa al ver incrementada su generación eléctrica.

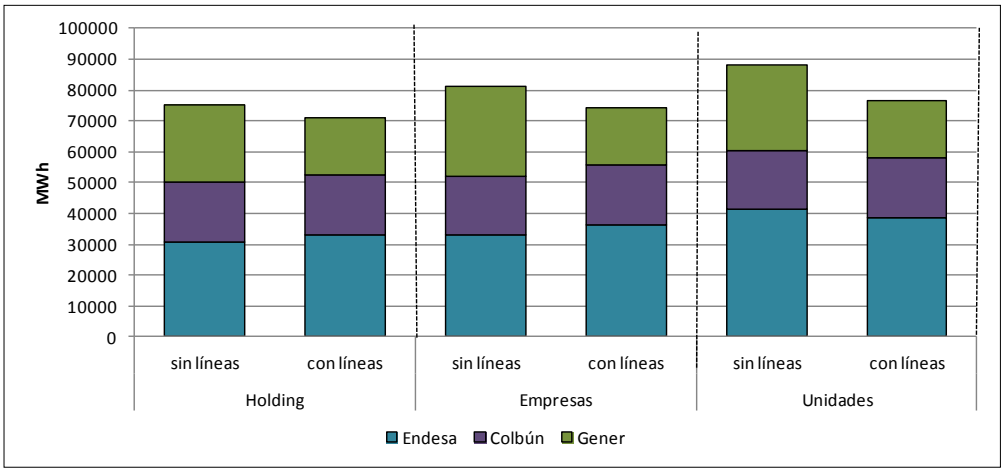
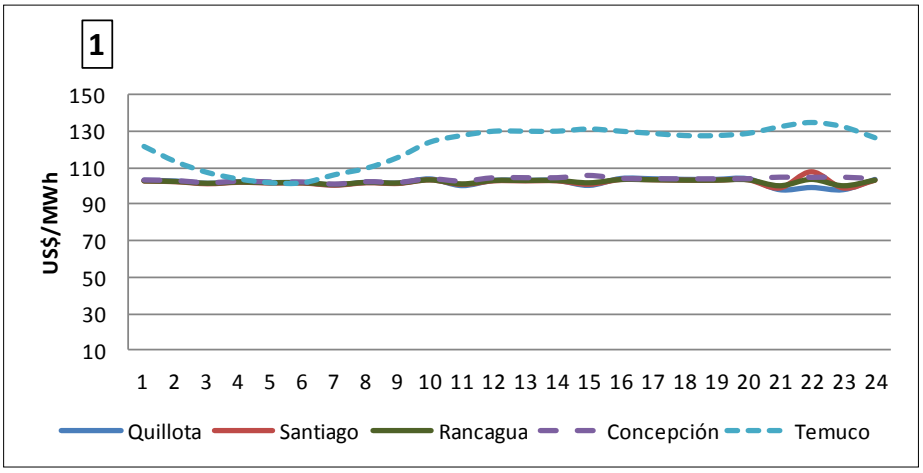
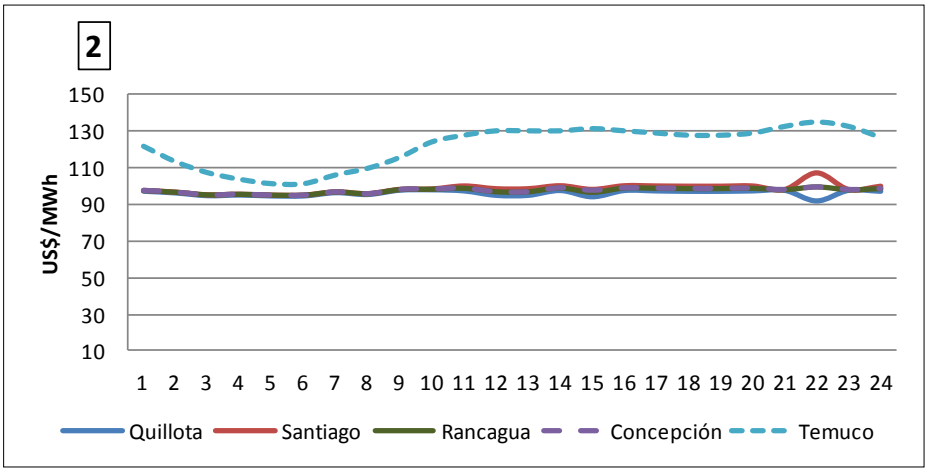


Ilustración 6-8: Generación (MWh) sin considerar y considerando las líneas de transmisión para los casos de holdings, empresas y unidades

La generación hidráulica se mantiene constante en todas las situaciones modeladas, ello se debe a que no se ve afectada por la capacidades de las líneas (ninguna central hidráulica se modela en las barras de Maitencillo o Temuco).

Los nuevos precios medios son de 104, 98 y 95 US$/MWh para los casos de holdings, empresas y unidades respectivamente. En la Ilustración 6-9 se muestra el desacople del precio que se produce en el punto de consumo de Temuco producto de la congestión de las línea 8-10 que une Charrúa con Temuco. Las fluctuaciones de precio que se producen en el resto de las líneas corresponden a las restricciones angulares impuestas en el modelo.





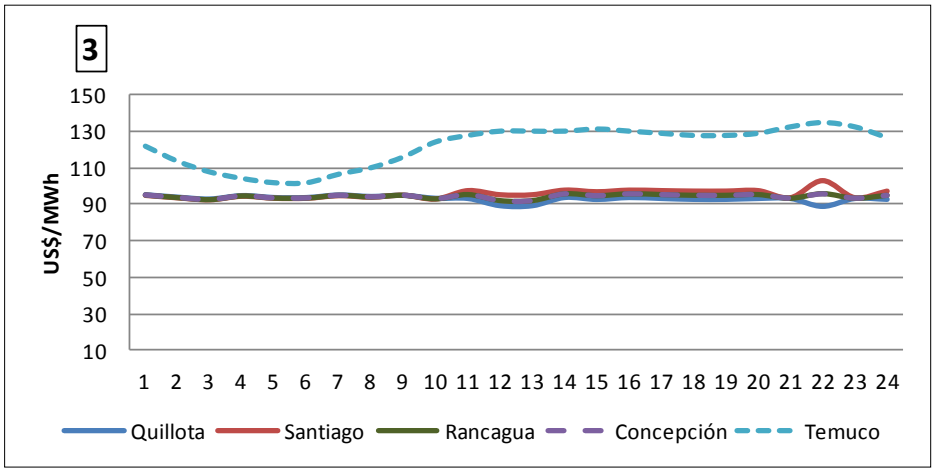


Ilustración 6-9: Precios US$/MWh para los casos de holdings (1), empresas (2) y unidades (3)

Las variaciones en las emisiones de toneladas de CO_2 se muestran en la Ilustración 6-10 . A partir de ella, al igual que en el caso de la generación, se puede ver como Gener disminuye notoriamente su nivel de emisiones, mientras que Endesa aumenta, dejando a Colbún prácticamente invariable.

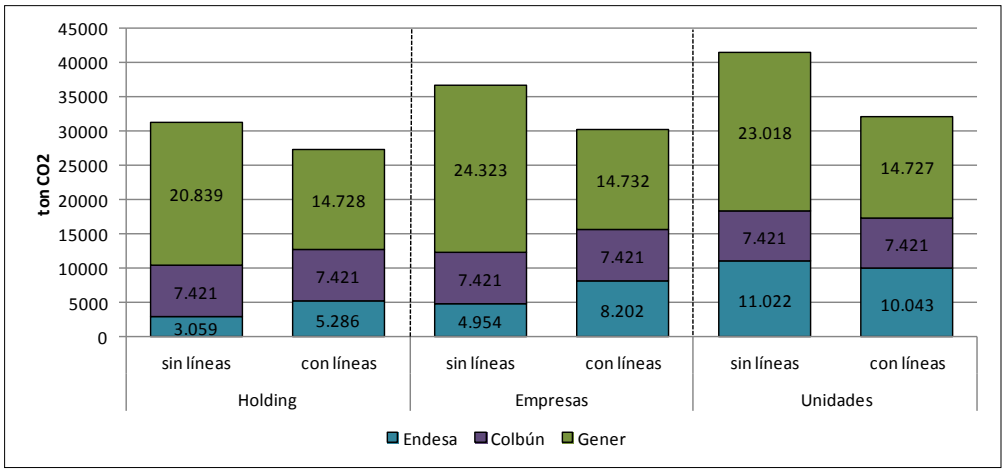


Ilustración 6-10: Emisiones (ton CO_2) sin considerar y considerando las líneas de transmisión para los casos de holdings, empresas y unidades

Al realizar la comparación de los beneficios en cada simulación, se obtiene que las utilidades aumenten levemente en cada escenario al incluir el sistema de transmisión. En la Ilustración 6-11, se comprueba cómo varía el beneficio total para cada escenario.

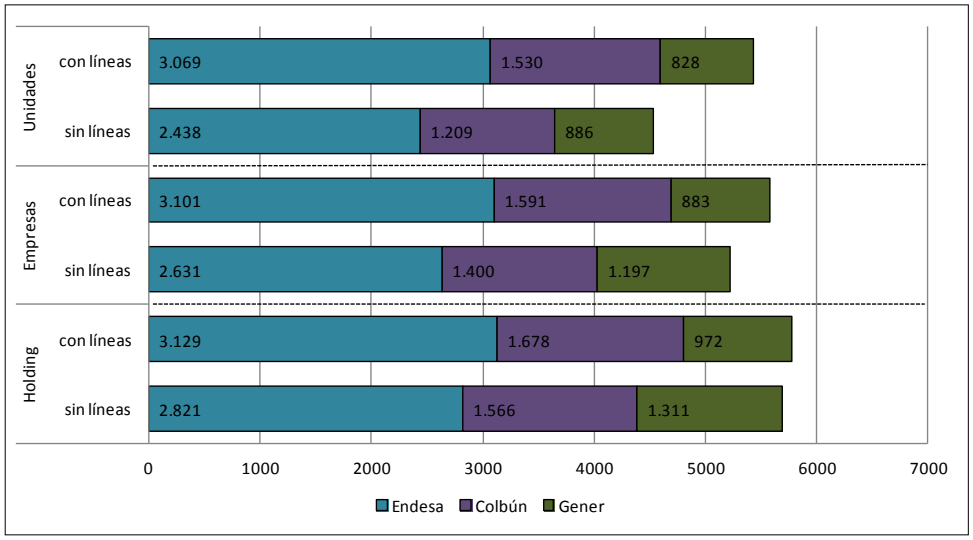


Ilustración 6-11: Beneficios (MUS$) sin considerar y considerando las líneas de transmisión para los casos de holdings, empresas y unidades

En particular Endesa y Colbún ven aumentados sus beneficios, mientras que en Gener éstos se reducen. El imponer restricciones de líneas que afectan principalmente a Gener, conlleva a que el resto de los agentes, produciendo la misma cantidad de energía, perciban un precio de despeje mayor. Esto produce que sus utilidades se vean incrementadas.

Finalmente, en el Anexo A se presenta el flujo por las líneas del sistema de transmisión considerado para los escenarios de holdings, empresas y unidades mostrando cómo se mueve la generación por las líneas de forma horaria.

6.2 Efectos de la Regulación Medioambiental por escenario

En esta sección se presentarán los resultados y análisis de la incorporación de impuestos y límites de emisiones como medida de regulación medioambiental para la disminución de la contaminación de CO_2 en la atmósfera. Se entregan los resultados de aplicar regulación medioambiental a los escenarios de holdings, de empresa y de unidades, mostrando el comportamiento de éstas al implementar impuestos o límites a sus niveles de emisiones de dióxido de carbono (CO_2).

6.2.1. Regulación Medioambiental por holdings

En la Ilustración 6-12 se aprecia la generación en MWh respecto a diversos casos de análisis donde se limitan las emisiones de CO_2 o aplican impuestos. En el uso de impuestos se utilizaron valores de 4, 8, 12, 16, 20 y 24 US$/ton$CO_2$ que resultan en reducciones en las emisiones de 1,9%, 3,5%, 5%, 8,3%, 12,6% y 17% respectivamente. Estos cargos se ingresan directamente a la función objetivo de cada holding como un costo extra a la generación de cada central.

De la misma forma, se limita como una restricción adicional al problema de Nash-Cournot, las emisiones de CO_2 para el caso de caps (techo de emisiones) con reducciones globales establecidas del 3%, 5%, 10%, 15%, 20% y 23%. Es interesante revisar cómo el comportamiento de la generación sigue una tendencia idéntica, independiente del mecanismo de regulación establecido. Ello implica que sin importar el mecanismo de regulación utilizado, la exigencia medioambiental impuesta afecta por igual a los holdings, donde ellos son capaces de responder a las demandas establecidas siguiendo una misma estrategia tanto para la regulación de impuestos como de caps.

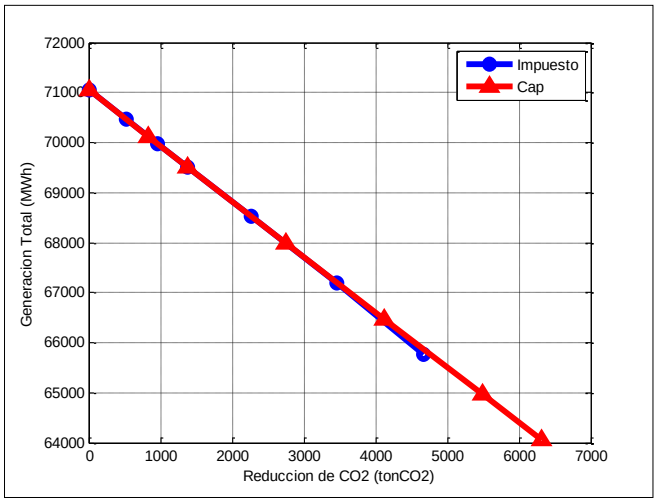


Ilustración 6-12: Generación (MWh) con respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) en impuestos y cap para caso holdings

Luego, dada una estrategia única para la generación, el comportamiento de los precios no es distinto. En la Ilustración 6-13 se presenta cómo los precios, con tendencia al alza, siguen también una misma línea.

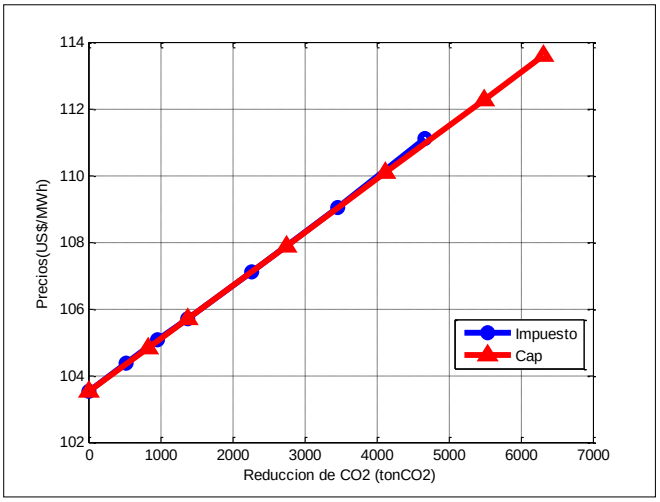


Ilustración 6-13: Precios (US$/MWh) con respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) en impuestos y cap caso holdings

Del análisis del gráfico de generación y precios medios, se desprende que por cada tonelada de CO_2 mitigada se reducen -1,1065 MWh de la producción total, con un aumento en el precio medio despejado de 0,0016US$/MWh. La tasa de conversión constante de 1,1065 MWh/tonCO_2 se explica porque fueron solamente las centrales térmicas a carbón las despachadas en la serie de simulaciones, conllevando a que la reducción de CO_2 esté definida solamente por la tasa de emisión del carbón (tonCO_2/MWh).

A pesar de observar comportamientos prácticamente iguales tanto en generación como en el despeje de precios (pequeñas diferencias por iteración numérica), los beneficios netos entre los tres holdings no siguen una misma curva. En la

Ilustración 6-14 se muestran las curvas de beneficios para los niveles de mitigación logrados.

Las curvas distintas surgen de la modelación no lineal de la función objetivo. Por un lado, cuando se aplican impuestos estos afectan directamente a los costos de todas las centrales térmicas que se encuentran operando, donde independiente del nivel de generación o tasa de emisión, los holdings asumen dicho cargo extra para cada central térmica operando. Este costo extra aumenta a medida que el nivel del impuesto es cada vez más alto.

Es por esta razón que los beneficios totales disminuyen a medida que aumentan los impuestos. Ahora, por el otro lado, la aplicación de caps afecta solamente a las centrales más contaminantes y caras, por lo que puede ver afectadas sus operaciones una o dos centrales solamente (Bocamina y Ventanas en particular). Por esto, algunos holdings que mantienen su mismo nivel de generación total, debido a que sus centrales no se ven particularmente afectadas, se ven favorecidos al ver incrementado el precio medio del mercado producto de la elasticidad cantidad-precio, al verse reducida la generación total. Luego, como la función objetivo modelada es no lineal el beneficio total de las centrales que se ven favorecidas es mayor al de las centrales que se ven perjudicadas, por lo que el beneficio total entre los holdings para el uso de caps muestra una curva creciente a medida que aumenta el nivel de exigencia de reducción de emisiones.

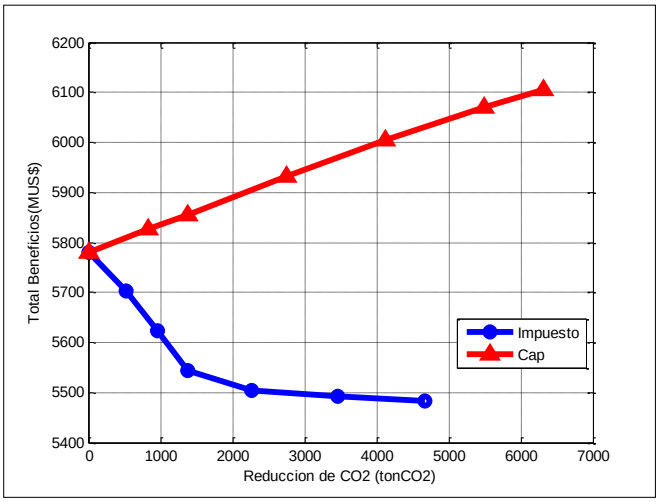


Ilustración 6-14: Beneficios totales (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso holdings

Cabe mencionar que si a la curva de beneficios totales mediante impuestos se le suman las recaudaciones obtenidas por la aplicación de impuestos (por parte de algún organismo del Estado), se obtiene una misma curva de beneficio total. En la Ilustración 6-15 se muestran estos resultados. El incremento sostenido de los beneficios se explica en la forma no lineal en cual fueron modeladas las utilidades, explicando la tendencia al alza.

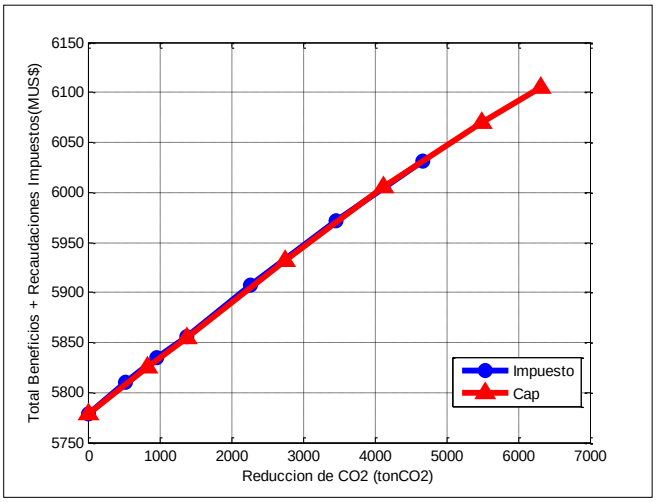


Ilustración 6-15: Beneficios totales más recaudaciones (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) impuestos y cap caso holdings

Para analizar el efecto a nivel de cada holding (Endesa, Colbún y Gener), se analiza un caso entre las corridas efectuadas donde se logra un igual nivel de mitigación de CO_2 tanto para el uso de impuestos como cap. Con ello se puede realizar una comparación más detallada de la repartición de beneficios por cada holding. En la Ilustración 6-16 es posible observar el beneficio neto de cada central, para una reducción total de emisiones del 5%. Se destaca como la utilización de límites de emisiones tiene un menor impacto en las utilidades de cada holding. Ello puede llevar a pensar erróneamente que el cap es un mejor mecanismo regulatorio en términos de eficiencia económica. Sin embargo, en la Ilustración 6-17 se puede ver que, si se considera el cobro por impuestos y permisos medioambientales, el beneficio total es el mismo.

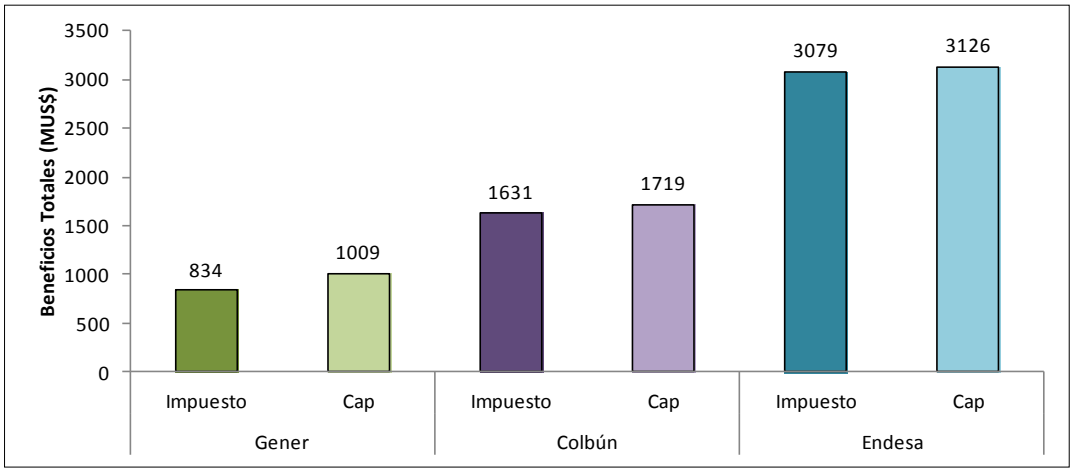


Ilustración 6-16: Beneficios totales (MUS$) con un 5% en la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap en caso holdings

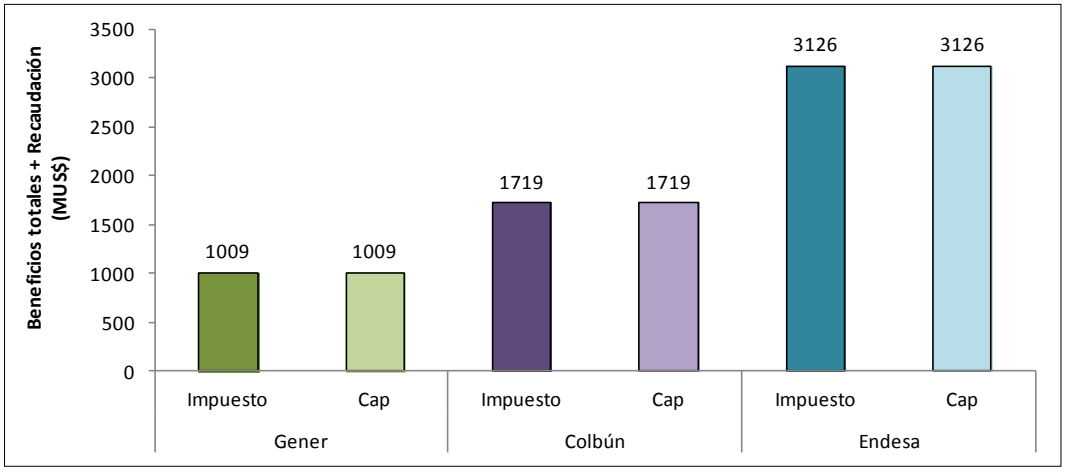


Ilustración 6-17: Beneficios totales más recaudaciones impuestos (MUS$) con un 5% en la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap en caso holdings

6.2.2. Regulación Medioambiental por empresas

De la misma forma que para el estudio del escenario de holdings, se analiza la generación, precios despejados y beneficios con respecto a la reducción de CO_2 para el escenario de empresas.

En la Ilustración 6-18 se muestra la generación respecto a la reducción de emisiones para la imposición de impuestos y caps. De manera análoga a lo ocurrido en el escenario de holdings, existe prácticamente una misma curva que define la estrategia de generación.

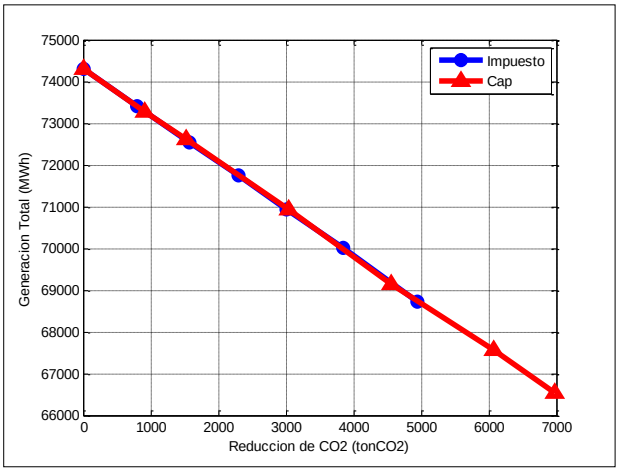


Ilustración 6-18: Generación (MWh) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas

Luego, en la Ilustración 6-19 se puede apreciar la evolución de los precios respecto a las reducciones de emisiones efectuadas. La gráfica, al igual que en el caso de holdings, muestra una misma curva para ambas prácticas de regulación.

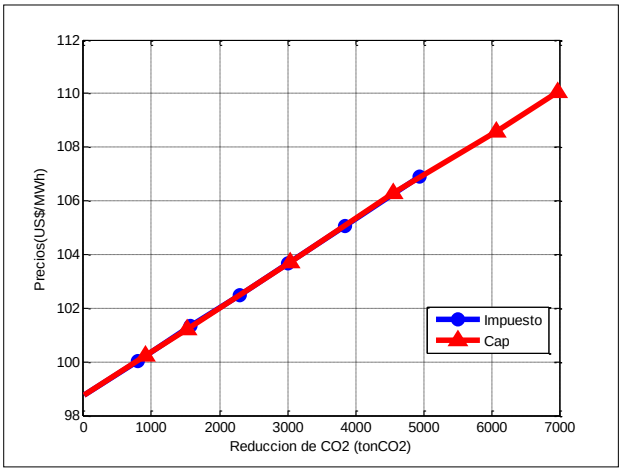


Ilustración 6-19: Precios (US$/MWh) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas

Del análisis del gráfico de generación y precios medios se observa nuevamente que por cada tonelada de CO_2 mitigada se reduce la producción en -1,1120 MWh, con un aumento en el precio medio despejado de 0,0016US$/MWh. Dado que en este escenario la mitigación de emisiones se realiza a través de centrales a carbón, se obtienen tasas de reducción de generación e incremento en los precios similares al escenario anterior.

El mismo comportamiento para las curvas de beneficios se observa en la Ilustración 6-20. Tal como se explicó anteriormente, el aumento de costos debido al cargo de impuestos genera un margen de ganancias entre una política medioambiental y la otra. Pero, al sumar las recaudaciones obtenidas, se obtiene una misma curva de beneficios la cual se muestra en la Ilustración 6-21.

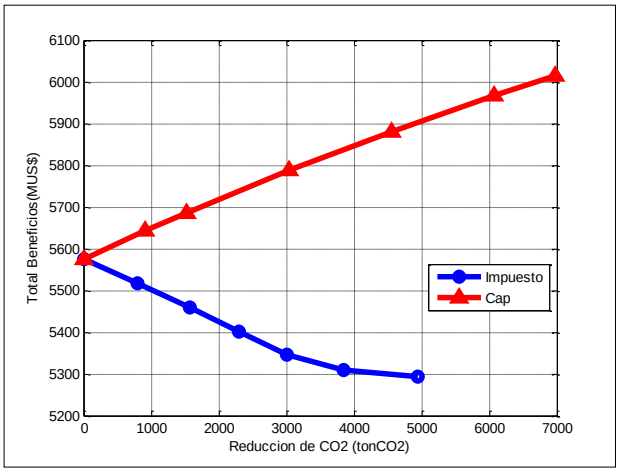


Ilustración 6-20: Beneficios (MUS$) con respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas

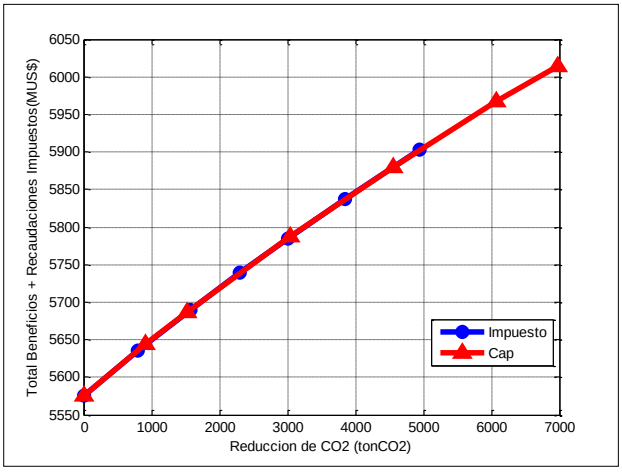


Ilustración 6-21: Beneficios más recaudaciones (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas

En este escenario también se puede comparar en un caso del 10% de reducción de CO_2 los beneficios totales mediante cada regulación medioambiental. En la Ilustración 6-22 se muestra dichos beneficios totales. Se presenta nuevamente a Gener como el holding que se ve menos favorecido por el uso de impuestos, al

concentrar una gran producción térmica, especialmente a carbón, el cual posee una alta tasa de emisión de CO_2.

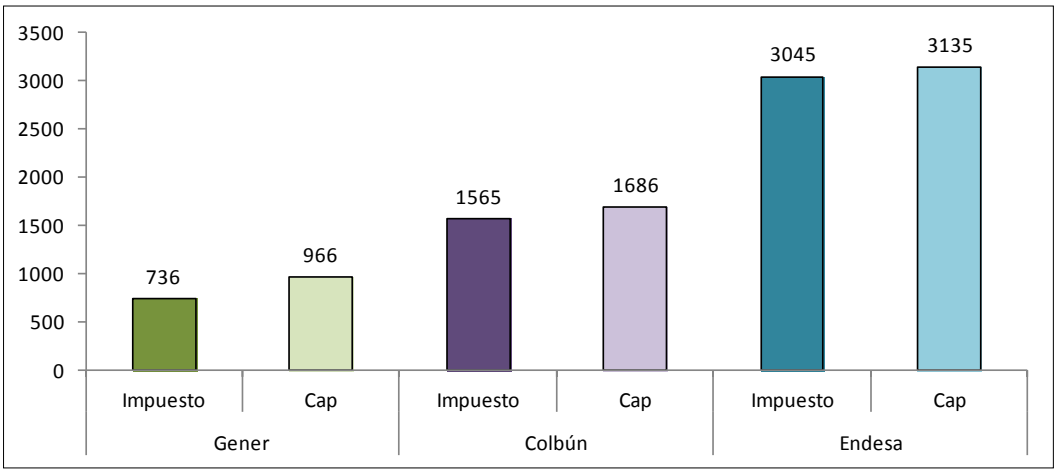


Ilustración 6-22: Beneficios (MUS$) con un 10% de reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas

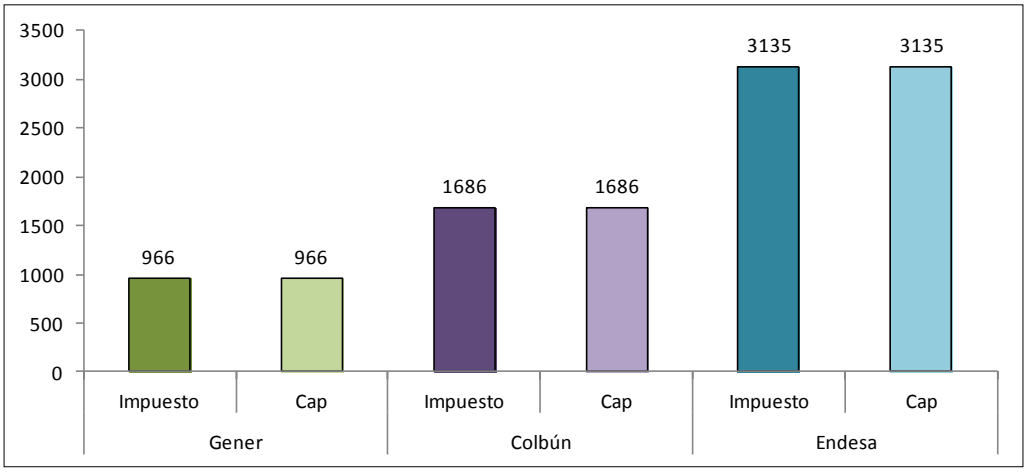


Ilustración 6-23: Beneficios totales más recaudaciones (MUS$) con un 10% de reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso empresas

6.2.3. Regulación Medioambiental por unidades

Finalmente, al igual que en el caso de holdings y empresas, se analizan los efectos de la regulación medioambiental sobre el escenario de competencia a nivel de unidades. Se toma en cuenta, al igual que en los casos de estudio anteriores, los niveles de generación, precios, emisiones y beneficios.

En la Ilustración 6-24 se muestran las gráficas de generación para la utilización de impuestos y techo de emisiones. Siguiendo a los casos anteriores, para un mismo nivel de mitigación la reducción de producción de energía es la misma. De esta manera, se puede apreciar que el efecto de distintas configuraciones de mercado, de mayor a menor competencia, no incide en los niveles de reducción de emisiones logrados, ya sea vía la utilización de impuestos o cap.

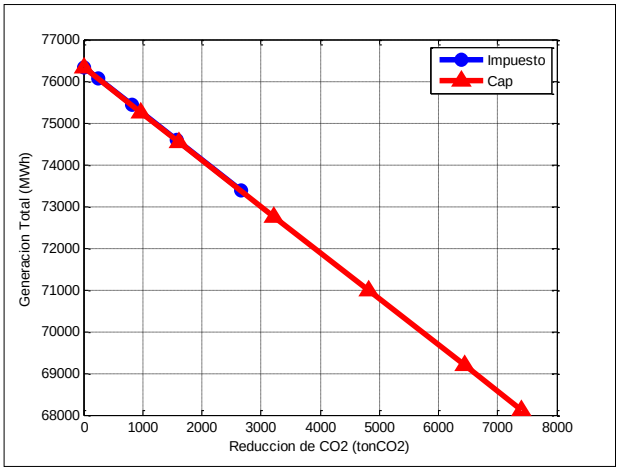


Ilustración 6-24: Generación (MWh) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades

De la misma manera, la curva de precios mostrada en la Ilustración 6-25 y en la de beneficios representada en la Ilustración 6-26 para los dos mecanismos estudiados, siguen una misma tendencia. Las curvas de precios para mercados sujetos a niveles de mayor competencia muestran menores valores respecto a los casos menos competitivos, como los escenarios de interacción a nivel de holdings y empresas.

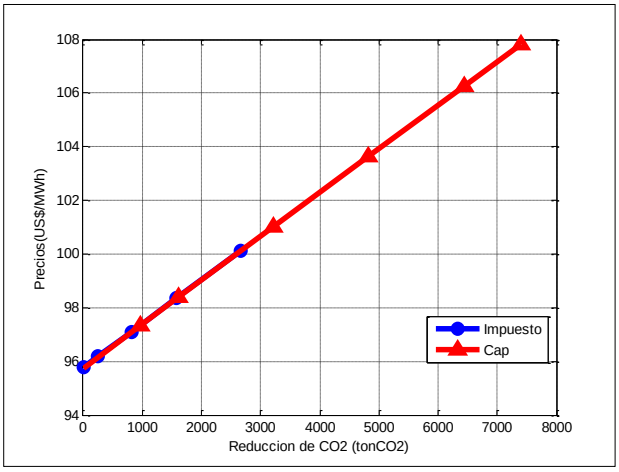


Ilustración 6-25: Precios US$/MWh respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades

Del análisis gráfico de la generación y de los precios medios, se observa que la reducción de emisiones sigue siendo a través de la disminución de generación de las centrales a carbón con una tasa de -1,1093MWh/tonCO_2, manteniéndose prácticamente constante a través de los escenarios presentados. El incremento en el precio medio de mercado se mantiene en 0,0016 US$/ton$CO_2$.

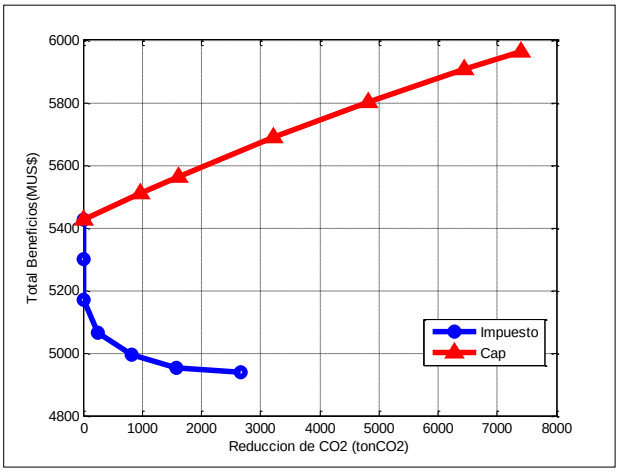


Ilustración 6-26: Beneficios (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades

Por último, una dinámica de mayor competencia tampoco afecta la estrategia única de beneficios que siguen los actores frente a impuestos o cap. En la

, se presentan los beneficios más las recaudaciones respecto a la reducción de contaminantes.

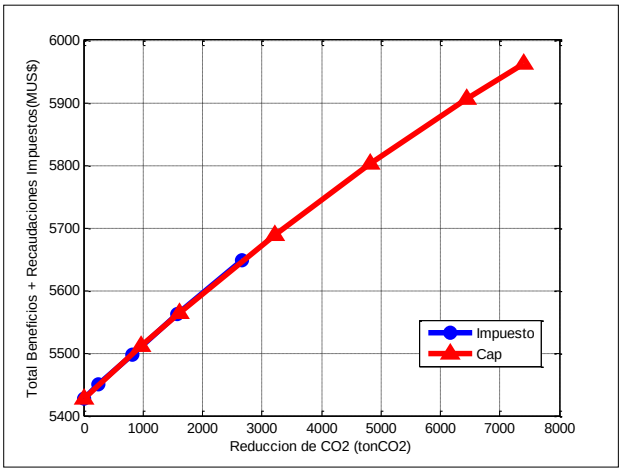


Ilustración 6-27: Beneficios más recaudaciones (MUS$) respecto a la reducción de emisiones (ton CO_2) para impuestos y cap caso unidades

6.3 Análisis de los mecanismos de Regulación Medioambiental

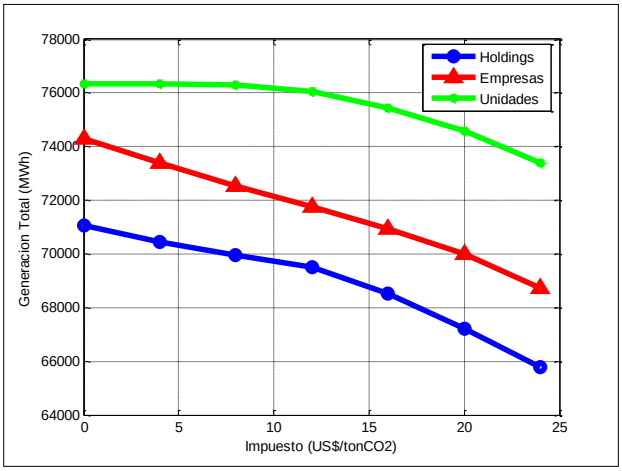
En esta sección se comparan los resultados de cada escenario según la regulación medioambiental utilizada. A partir de ello, se desglosa la efectividad en la reducción de CO_2 que tiene la aplicación de impuestos y límites a las emisiones según la estructura de mercado simulada.

En la Ilustración 6-28 se presentan las curvas de generación por escenario. Se observa una misma tendencia descendente a medida que se aumenta la exigencia medioambiental. Además, se aprecia que la serie de cap alcanza una mayor reducción de emisiones con respecto al uso de impuestos. Ello se debe a que por un lado la utilización de caps establece una exigencia en la reducción de emisiones,

mientras que el otro lado el uso de impuestos entrega una señal de precio la cual no impone necesariamente una obligación en la reducción de CO_2.

La curva de la Ilustración 6-28 del escenario de unidades para la aplicación de impuestos permanece prácticamente la misma hasta los 12 US$/MWh, punto desde el cual comienza a presentar reducciones efectivas en las emisiones de CO_2. Luego, en el escenario de unidades las centrales productores de electricidad prefieren asumir el cargo de los impuestos antes de ceder en sus niveles de generación, hasta llegar a un precio tal que comienzan a reducir paulatinamente sus emisiones globales. Esto se debe a que en escenarios donde existe una mayor competencia los agentes están menos dispuestos a sacrificar generación, por el menor volumen de energía que administran al haber una mayor cantidad de actores.

(1)



(2)

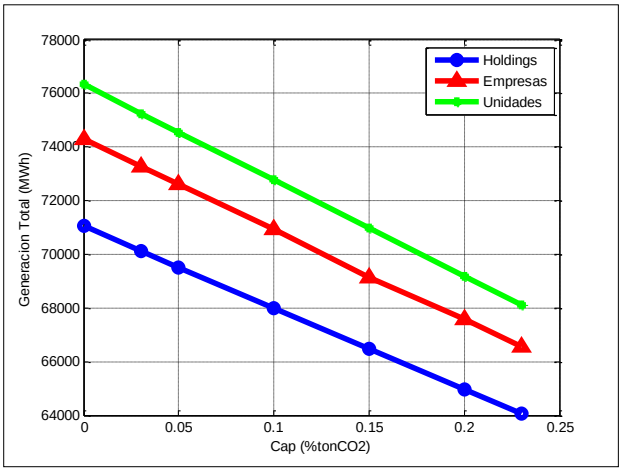


Ilustración 6-28: Generación (MWh) para holdings, empresas y unidades en (1) impuestos y (2) cap

En la Tabla 6-2 se presentan las variaciones porcentuales de generación para el uso de impuestos y cap según cada escenario. Para la utilización de techos a las emisiones, las variaciones porcentuales de generación son similares a través de los distintos escenarios, con una disminución promedio aproximada del 0,45% por cada 1% de incremento en la exigencia de reducción de CO_2.

En cambio, existen diferencias porcentuales importantes cuando se comparan los escenarios de generación para diversos impuestos. La efectividad de los impuestos para la reducción de generación se ve comprometida en el escenario de mayor competencia, logrando apenas un 4% de reducción total de emisiones cuando se aplica un impuesto de 20 US$/ton$CO_2$. Como se explicó anteriormente, para escenarios competitivos donde hay una mayor cantidad de actores involucrados

estos están menos dispuestos a sacrificar parte de su generación debido al menor volumen de energía que pueden administrar.

Tabla 6-2: Variación porcentual de la generación total según escenario: (1) impuesto (2) cap

(1)

Imp. US$/MWh / Escenario	Holdings	Empresas	Unidades
0	-	-	-
4	-0,8%	-1,2%	0,0%
8	-1,5%	-2,4%	0,0%
12	-2,2%	-3,5%	-0,4%
16	-3,6%	-4,7%	-1,2%
20	-5,6%	-6,1%	-2,3%
24	-7,8%	-8,0%	-4,0%

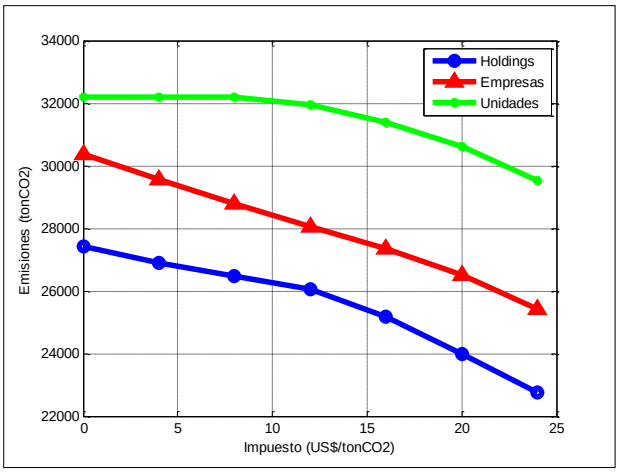
(2)

Cap (%) / Escenario	Holdings	Empresas	Unidades
0%	-	-	-
3%	-1,3%	-1,4%	-1,4%
5%	-2,2%	-2,3%	-2,3%
10%	-4,3%	-4,5%	-4,7%
15%	-6,4%	-6,9%	-7,0%
20%	-8,6%	-9,1%	-9,4%
23%	-9,8%	-10,4%	-10,8%

La situación anteriormente descrita también se muestra en la Ilustración 6-29 para la contaminación de CO_2, donde nuevamente se ve que el nivel de emisiones permanece invariante hasta un impuesto de 16 US$/MWh Por el lado del cap, se

mantiene una tendencia lineal decreciente similar en los tres escenarios de competencia.

(1)



(2)

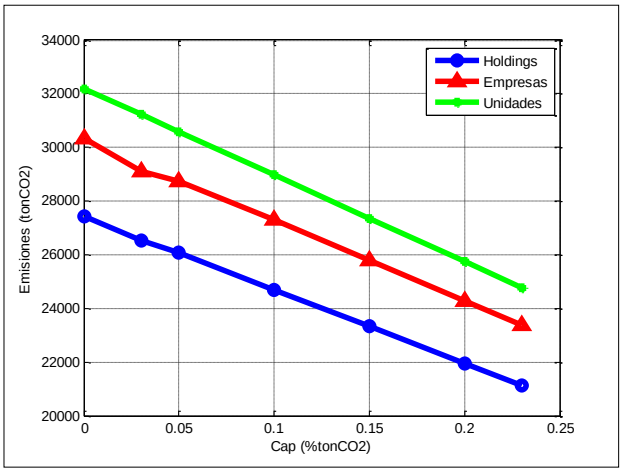


Ilustración 6-29: Mitigación ($tonCO_2$) para holdings, empresas y unidades en impuestos y cap

La variación porcentual de las emisiones de CO_2 se muestran en la Tabla 6-3. Para el uso de caps se observa que se mitiga prácticamente lo mínimo requerido por la restricción, mostrando un mismo porcentaje de reducción global de emisiones para los escenarios de competencia. La efectividad de los impuestos en la reducción de emisiones disminuye en escenarios de mayor competencia, logrando apenas un 8,3% de mitigación en el escenario de unidades en comparación a los 17% que se obtienen en el caso holdings cuando se aplica un impuesto de 24 US$/ton$CO_2$.

Tabla 6-3: Variación porcentual de las emisiones de CO_2 total según escenario: (1) impuesto (2) cap

(1)

Imp. US$/MWh / Escenario	Holdings	Empresas	Unidades
0	27.434	30.354	32.190
4	26.912	29.558	32.189
8	26.468	28.777	32.176
12	26.058	28.051	31.940
16	25.166	27.350	31.378
20	23.967	26.502	30.608
24	22.766	25.411	29.528

Imp. US$/MWh / Escenario	Holdings	Empresas	Unidades
0	-	-	-
4	-1,9%	-2,6%	0,0%
8	-3,5%	-5,2%	0,0%
12	-5,0%	-7,6%	-0,8%
16	-8,3%	-9,9%	-2,5%
20	-12,6%	-12,7%	-4,9%
24	-17,0%	-16,3%	-8,3%

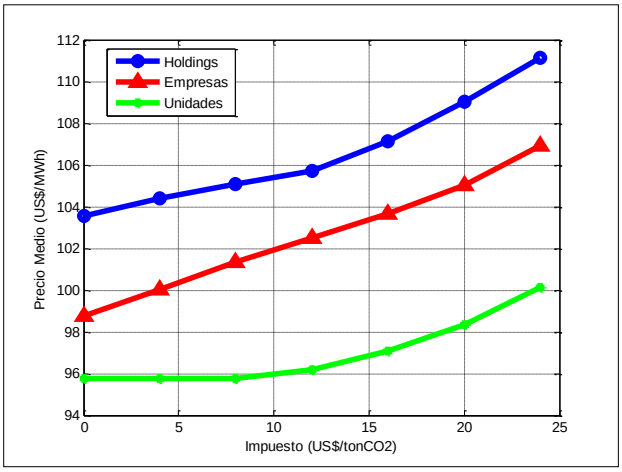
(2)

Cap (%) / Escenario	Holdings	Empresas	Unidades
0%	27.434	30.354	32.190
3%	26.611	29.442	31.219
5%	26.062	28.836	30.581
10%	24.691	27.319	28.971
15%	23.319	25.801	27.362
20%	21.947	24.283	25.752
23%	21.124	23.373	24.787

Cap (%) / Escenario	Holdings	Empresas	Unidades
0%	-	-	-
3%	-3,3%	-4,1%	-3,0%
5%	-5,0%	-5,3%	-5,0%
10%	-10,0%	-10,0%	-10,0%
15%	-15,0%	-15,0%	-15,0%
20%	-20,0%	-20,0%	-20,0%
23%	-23,0%	-23,0%	-23,0%

En la Ilustración 6-30 se muestra la evolución de los precios. El comportamiento de la curva de precios esta correlacionado al nivel de generación para cada tramo de regulación y escenario, por lo que es normal esperar un nivel parejo de precios en el escenario de unidades hasta los 12 US$/MWh de impuesto.

(1)



(2)

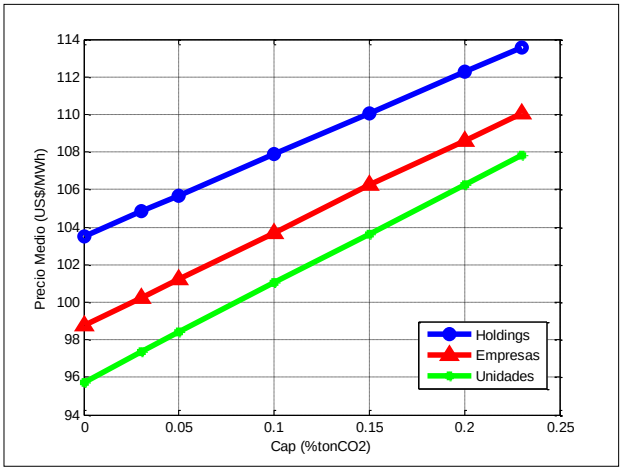


Ilustración 6-30: Precios (US$/ton$CO_2$) para holdings, empresas y unidades en (1) impuestos y (2) cap

6.4 Análisis del poder de mercado

La participación porcentual del total de generación para Endesa, Colbún y Gener según cada escenario se presenta en la Tabla 6-4. Sin considerar regulación

medioambiental y para los escenarios de competencia de holdings, empresas y unidades, Endesa es quien posee la mayor presencia de mercado con un 46,7%, 49% y 50,4% de la generación total respectivamente, seguida de Colbún con un 27,2%, 26,0% y 25,4%. Finalmente, Gener tiene el menor aporte con un 26%, 24,9% y 24,2% de la generación total para cada escenario. Se observa que a medida que aumenta la competencia entre los actores, la participación total de Endesa se incrementa levemente mientras que la de Gener y Colbún bajan sutilmente.

El efecto de incorporar regulación medioambiental en el análisis no incide en el dominio de participación en la generación total que tiene Endesa. En efecto, Endesa promedia un 46%, 47,5% y 50,9% para los escenarios de holdings, empresas y unidades respectivamente. Pero, su participación se ve disminuida para los escenarios de holdings y empresas a medida que aumenta la exigencia medioambiental, mientras que ésta se ve aumentada para el caso de unidades. Colbún, por su parte, se ve favorecido por los mecanismos de regulación medioambientales aumentando su participación en todos los escenarios llegando a un máximo del 30,2% de la generación total. Por último, Gener se ve en casi todos los casos desfavorecido disminuyendo su participación hasta un mínimo de 18,1%.

Tabla 6-4: Participación (%) del total de generación según escenario para: (1) impuestos y (2) cap

(1)

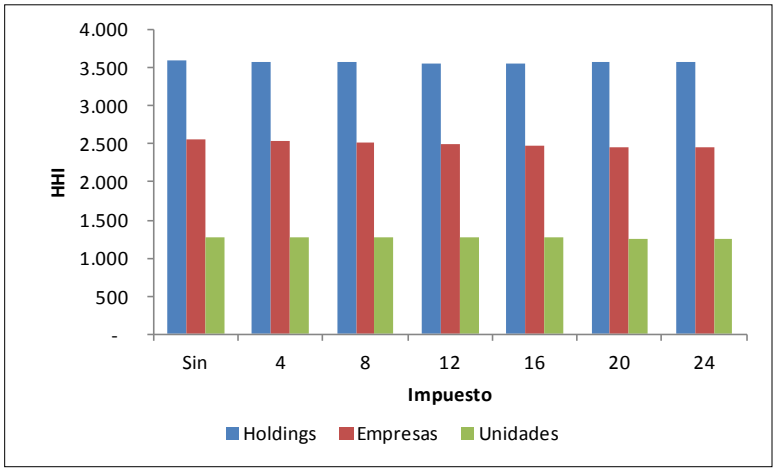
	Holdings			Empresas			Unidades		
Impuesto	Gener	Colbun	Endesa	Gener	Colbun	Endesa	Gener	Colbun	Endesa
Sin	26,0%	27,2%	46,7%	24,9%	26,0%	49,0%	24,2%	25,4%	50,4%
4	26,3%	27,4%	46,3%	25,2%	26,4%	48,4%	24,2%	25,4%	50,4%
8	26,4%	27,6%	45,9%	25,5%	26,7%	47,8%	24,2%	25,4%	50,4%
12	26,5%	27,8%	45,7%	25,8%	27,0%	47,2%	24,0%	25,4%	50,6%
16	26,1%	28,2%	45,6%	25,9%	27,2%	46,8%	23,3%	25,7%	51,0%
20	25,4%	28,8%	45,8%	25,7%	27,6%	46,6%	22,5%	25,9%	51,5%
24	24,6%	29,4%	46,0%	25,1%	28,2%	46,7%	21,5%	26,4%	52,1%

(2)

	Holdings			Empresas			Unidades		
Cap	Gener	Colbun	Endesa	Gener	Colbun	Endesa	Gener	Colbun	Endesa
Sin	26,0%	27,2%	46,7%	24,9%	26,0%	49,0%	24,2%	25,4%	50,4%
3%	26,4%	27,6%	46,1%	25,2%	26,4%	48,3%	23,1%	25,7%	51,1%
5%	26,5%	27,8%	45,7%	25,5%	26,7%	47,9%	22,4%	26,0%	51,6%
10%	25,9%	28,4%	45,7%	25,8%	27,3%	46,9%	20,7%	26,6%	52,7%
15%	25,0%	29,1%	45,9%	25,3%	28,0%	46,7%	19,7%	27,3%	53,0%
20%	24,1%	29,8%	46,1%	24,4%	28,6%	46,9%	18,7%	28,0%	53,3%
23%	23,5%	30,2%	46,3%	23,9%	29,1%	47,0%	18,1%	28,4%	53,5%

En la Ilustración 6-31 se muestra el índice de concentración de mercado HHI (Índice de Herfindahl-Hirschman) para cada escenario de competencia. A pesar de que disminuye el total de generación y existen leves cambios porcentuales de participación en la generación total cuando se aumenta la exigencia medioambiental, de la Ilustración 6-31se verifica que los índices de concentración de mercado HHI no varían mayormente. Es así como para el escenario de holdings se obtiene un valor HHI de 3.578 el cual indica un mercado altamente concentrado. Luego, para el caso de empresas se obtiene 2.498, el cual refleja un mercado moderadamente concentrado. Y, finalmente, se presenta un valor de 1.267 para el escenario de unidades, indicando un mercado poco concentrado.

(1)



(2)

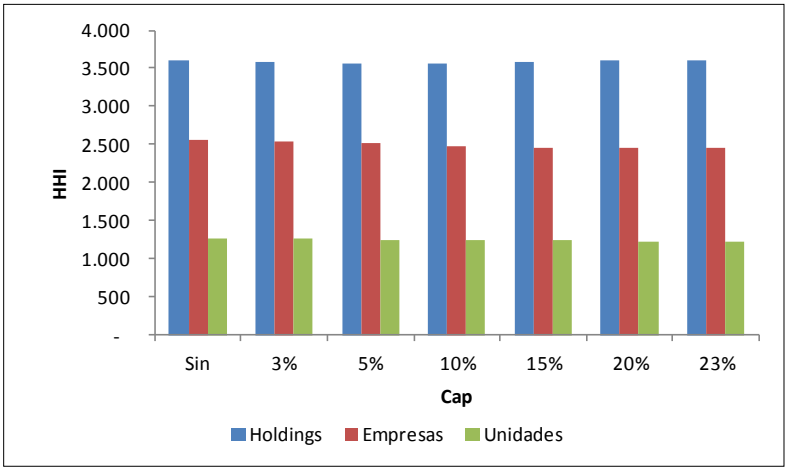


Ilustración 6-31: Participación (%) del total de generación según escenario para:

(1) impuestos y (2) cap

7 CONCLUSIONES

7.1 Efecto de las líneas de transmisión en el poder de mercado

Las simulaciones efectuadas demuestran que la congestión en las líneas de transmisión tiene impactos importantes en la generación total, precios, beneficios y, por último, emisiones de CO_2.

El desacople de las líneas del sur y norte provocaron que algunas centrales y puntos de consumo estuvieran limitados en la cantidad de generación que podían despachar y recibir respectivamente, reduciendo la generación total sistema con respecto al escenario uninodal e incrementando así los precios en las zonas aisladas por la congestión, reduciendo por lo demás, el excedente total de los productores.

El efecto de la mayor competencia acentúa los impactos identificados aunque los escenarios con una estructura de mercado más competitiva despachan una mayor cantidad de energía, por lo cual las restricciones físicas de las líneas de transmisión limitan en mayor medida el funcionamiento del mercado.

El modelo desarrollado destaca por ser capaz de integrar dichas restricciones y resolver el despacho de las centrales de forma óptima, considerando además la asignación eficiente de las centrales de embalse con regulación horaria.

7.2 Efectos de la regulación medioambiental por escenario

En escenarios de estudio donde no existen variables estocásticas y todos los parámetros que definen las condiciones del juego se conocen previamente, tanto la utilización de un mecanismo regulatorio tipo impuesto como uno tipo cap generan las mismas reacciones del mercado en cuanto a producción de electricidad y precios finalmente despejados. Cabe destacar que mientras el impuesto afecta los costos de todas las centrales que se encuentra operando, el uso de cap afecta particularmente a aquellas centrales que son más contaminantes y caras, al tener estas últimas la mayor tasa y costo de emisiones de CO_2.

A pesar de que a igual nivel de mitigación los resultados sean los mismos, la certeza de mitigación y recaudación de las partes (regulador/mercado) son distintas. La utilización de impuestos asegura una mayor recaudación por parte del regulador respecto a la utilización de cap. Ello no es menor si se ocupa esta recaudación con miras a políticas y acciones que hacen frente al cambio climático. Por otra parte el cap logra con mayor certeza las metas propuestas de mitigación. A ello se refiere que al establecer una meta del 10% en las reducciones de contaminantes atmosféricos, se conoce con seguridad que los agentes cumplirán dicha restricción. Mientras que la aplicación de impuestos no asegura necesariamente una meta de reducción.

Cabe destacar que, a pesar que se generen curvas de utilidades distintas, al sumar la recaudación se obtiene una misma curva total de beneficios, la cual es coherente con una misma estrategia de generación y precios para un mismo nivel de mitigación, sea a través del uso de impuestos o caps.

En cuanto a las tecnologías en operación, la inclusión de regulación medioambiental no genera cambios en las alternativas de generación. La producción hidroeléctrica permanece invariable independiente de la norma. Además, tampoco se ven cambios tecnológicos de producción, como podría ser el de producción mediante carbón a GNL, al tener este último una menor tasa de emisión de CO_2. Ello se debe a que el mayor costo de generación por la regulación medioambiental no alcanza a justificar el cambio de tecnología, a pesar de que la generación a GNL tenga una menor tasa de emisiones de CO_2. La generación a través de GNL es entre 20 a 30 US$/MWh aproximadamente más cara que la de carbón, pero con un factor de emisiones (tonCO_2/MWh) 2,29 veces menor.

7.3 Impuestos vs. Cap

Respecto a la efectividad en la reducción de emisiones, el uso de impuestos está limitado a las condiciones de competencia del mercado. En el escenario de competencia por unidades se requiere un impuesto de al menos 12 US$/ton$CO_2$ para recién comenzar a reducir significativamente los niveles de emisión de CO_2. Paralelamente, el uso de la regulación ambiental mediante caps entrega un

resultado eficiente en la reducción de CO_2 para todos los escenarios, debido a que la mitigación total de cada caso se ajusta al *target* mínimo de reducción porcentual establecido.

Los precios medios despejados siguen una tendencia al alza para ambos mecanismos de regulación, pero no siguen una misma pendiente a través del uso de impuestos. A medida que aumentan los impuestos se observa una separación entre las curvas de escenarios, diferencia que parte desde los 2 US$/MWh y llega hasta los 7 US$/MWh entre los escenarios unidades-empresas y de 2,5 US$/MWh hasta 4 US$/MWh para el escenario empresas-holdings. Ello no ocurre en el caso de los caps donde existe una diferencia constante de 2 y 5 US$/MWh entre los escenarios unidades-empresas y holdings-unidades respectivamente.

7.4 Impuestos y caps vs. Poder de mercado

En cuanto a la relación que existe entre el poder de mercado y la aplicación de mecanismos de regulación medioambiental se observa que, a pesar que se producen cambios en cuanto a la repartición porcentual entre Endesa, Colbún y Gener de la generación total, a medida que se integra y se va aumentando la regulación medioambiental, el índice de concentración de mercado HHI muestra ser prácticamente constante en los escenarios de estudio. Por lo demás, el índice HHI también se mantiene prácticamente invariante en el uso de impuestos o caps.

Es importante mencionar la capacidad que tendría el poder de mercado como mecanismo para reducir el nivel de emisiones. Como se presentó anteriormente, para el escenario de holdings se obtienen resultados con un menor nivel de emisiones globales respecto al escenario por competencia a nivel de unidades generadoras. La razón por la cual se produce esto se debe a que en presencia de mercados más concentrados la cantidad de energía total generada es menor a la obtenida en mercados competitivos, conllevando a menores emisiones de CO_2. Cabe destacar que dicha medida tiene sus reparos, en efecto, las consecuencias económicas de los mercados concentrados corresponde al despeje de precios medios más altos. De esta forma, dichos cargos extras se ven reflejados directamente en las tarifas eléctricas de los consumidores finales.

Considerando una política de impuestos donde el daño marginal es de 20 US$/ton$CO_2$ (Nordhaus, 2008; Richard S.J. Tol, 2005), se puede realizar una comparación del efecto en la reducción de emisiones producto del poder de mercado en los distintos escenarios. De esta forma, considerando la aplicación de 20 US$/ton$CO_2$ para el escenario de competencia a nivel de unidades, se logra un mismo nivel de emisiones cuando se aplican solamente 2 US$/ton$CO_2$ en escenario por empresas. A su vez, se deben aplicar solamente 8 US$/ton$CO_2$ en el caso a nivel de holdings para lograr el mismo nivel de emisiones cuando se aplica un impuesto de 20 US$/ton$CO_2$ en el escenario de empresas. En este último análisis el cambio de siete a tres jugadores implican una diferencia de aproximadamente 12

US$/ton$CO_2$ en la política de impuestos. Dado lo anterior, se observa la incidencia que tiene el poder de mercado en las políticas de control de emisiones.

7.5 Discusión: ¿Impuestos o caps?

A pesar de que el modelo entrega firmes conclusiones respecto al impacto de los mecanismos de regulación medioambiental para efectos disuasivos del fenómeno del cambio climático, hay que tener en cuenta que las simulaciones consideran la capacidad de los agentes de manejar el precio de acuerdo a las exigencias planteadas, por lo que éstos naturalmente se adaptarán a dichas requerimientos y no se verán seriamente perjudicados. Esta inclusión es necesaria de tal forma que se puede formular un juego de Cournot, donde se puede modelar el efecto del poder de mercado.

La recaudación que se obtiene mediante el uso de impuestos y cap es de especial interés si ésta se utiliza para el fomento de políticas medioambientales tales como la inclusión de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), capturadores de CO_2, fortalecimiento de instituciones medioambiental, abatidores, entre otras herramientas y mecanismos de acción.

El uso de impuestos presentaría ser una mejor herramienta de acción si se considera que este puede ser fácilmente implementado y regulado en el mercado. Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) pueden hacer seguimiento

del nivel de emisiones de cada central y el tipo de combustible que éstas utilizan. Además, el valor del impuesto puede ser controlado fácilmente dependiente del año hidrológico en el cual se esté presente y de esta forma sirve útilmente para complementar las reducciones de emisiones en conjunto con la generación hidrológica de base.

En cambio, el uso de cap tiene el gran problema de la definición del escenario base por la cual se seguirá la reducción de las emisiones. Ello es especialmente relevante en mercados que tienen alta variabilidad hidrológica, como es el caso chileno. Por ejemplo, si se considera un año con un alto componente de generación hidráulica como base, que es seguido por varios años secos, puede ocurrir que la exigencia medioambiental conlleve a precios que sean insostenibles económicamente. La meta del cap también debe ser seguida en un horizonte de largo plazo, por lo que se debe realizar un seguimiento constante en el tiempo ya que esta debe ser paulatina y no impuesta de forma abrupta.

7.6 Desarrollos futuros

Sería interesante verificar el impacto en la generación hidráulica, precios y otros elementos de interés al incorporar congestión en líneas que suministran grandes cantidad de generación producida por esta tecnología. Así, se podría estudiar el cambio en las estrategias de generación y despacho horario mediante estas nuevas exigencias. Por lo demás, también se podría medir el cambio en la concentración del

mercado al afectar a las centrales con mayor una mayor participación dependiente del abastecimiento hidrológico.

Se puede seguir ampliando el tema de esta investigación al incorporar variables estocásticas respecto a la cantidad de agua que poseen las unidades de embalse y ver de qué forma la variabilidad hidráulica afecta el poder de mercado. Este elemento añade un alto nivel de complejidad al problema, ya que requiere que los agentes tomen decisiones del uso del agua previo conocimiento de la cantidad con la que efectivamente contarán. Ello también incide en las políticas medioambientales ya que no se puede exigir una normativa que conlleve a precios muy elevados en el mercado.

BIBLIOGRAFIA

Arellano, M. S. (2004). Market Power in Mixed Hydro-Thermal Electric. *Energy Economics*, (May), 1–29.

Bode, S. (2006). Multi-period emissions trading in the electricity sector—winners and losers. *Energy Policy*, *34*(6), 680–691. doi:10.1016/j.enpol.2004.06.017

Contreras, J., Klusch, M., & Krawczyk, J. B. (2004). Numerical Solutions to Nash–Cournot Equilibria in Coupled Constraint Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, *19*(1), 195–206. doi:10.1109/TPWRS.2003.820692

Coria, J., Lofgren, A., & Sterner Thom as. (2009). To Trade or Not to Trade, Firm-level Analysis of Emissions Trading in Santiago, Chile. *Environment for Development*, (November).

Chen, Y., & Hobbs, B. F. (2005a). An Oligopolistic Power Market Model With Tradable NO x Permits. *IEEE Transactions on Power Systems*, *20*(1), 119–129.

Chen, Y., & Hobbs, B. F. (2005b). An Oligopolistic Power Market Model With Tradable NO x Permits. *Power*, *20*(1), 119–129.

Galetovic, A., & Muñoz, C. M. (2009). Estimating deficit probabilities with price-responsive demand in contract-based electricity markets. *Energy Policy*, *37*(2), 560–569. doi:10.1016/j.enpol.2008.09.079

Gorenstin, B. G., Campodonico, N. ., Costa, J. ., & PereiraM.V.F. (1992). Stochastic Optimizations of a HydroThermal System Including Network Constraints. *Transactions on Power Systems*, *7*(2), 791–797.

Hagem, C., & Westskog, H. (1996). The Design of a Tradeable CO2-quota System under Market Imperfections. *Center for International Climate and Environmental Research - Oslo*.

Hahn, R. (1984). Market Power and Transferable Property Rights. *Quarterly Journal of Economics*, *99*(4), 753–765.

He, Y., Wang, L., & Wang, J. (2011). Cap-and-trade vs. carbon taxes: A quantitative comparison from a generation expansion planning perspective. *Computers & Industrial Engineering*. doi:10.1016/j.cie.2011.10.005

Hobbs, B. F. (2001). Linear Complementarity Models of Nash – Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets. *Power*, *16*(2), 194–202.

Isoda, K., & Nikaido, H. (1953). Note on noncooperative convex games.

Kahn, E. P. (1998). Numerical Techniques for Analyzing Market Power in. *Science*, *6190*(98).

Kamiński, J. (2011). Market power in a coal-based power generation sector: The case of Poland. *Energy*, *36*(11), 6634–6644. doi:10.1016/j.energy.2011.08.048

Klemperer, P. D., & Meyer, M. A. (1989). Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty Author. *Econometrica*, *57*(6), 1243–1277. Retrieved from http://www.jstor.org/stable/1913707

Kolstad, J. T., & Wolak, F. (2008). Using Environmental Emissions Permit Prices to Raise Electricity Prices : Evidence from the California Electricity Market by. *Energy*, (August).

Linares, P., Javier Santos, F., Ventosa, M., & Lapiedra, L. (2008). Incorporating oligopoly, CO2 emissions trading and green certificates into a power generation expansion model. *Automatica*, *44*(6), 1608–1620. doi:10.1016/j.automatica.2008.03.006

Lise, W., Linderhof, V., Kuik, O., Kemfert, C., Ostling, R., & Heinzow, T. (2006). A game theoretic model of the Northwestern European electricity market—market power and the environment. *Energy Policy*, *34*(15), 2123–2136. doi:10.1016/j.enpol.2005.03.003

Liski, M., & Montero, J. (2011). Market power in an exhaustible resource market : The case of storable pollution permits. *The Economic Journal*, *121*(557), 1–317.

López de Haro, S., Sánchez Martín, P., De la Hoz Ardiz, J. E., & Fernández Caro, J. (2007). Estimating conjectural variations for electricity market models. *European Journal of Operational Research*, *181*(3), 1322–1338. doi:10.1016/j.ejor.2005.12.039

Molina, J. P. (2005). Equilibrios de Nash-Cournot en Mercados Eléctricos. *Universidad de Santiago de Chile*, *FacultadIn*, 1–117.

Molina, J. P., Zolezzi, J. M., Contreras, J., Rudnick, H., & Reveco, M. J. (2011). Nash-Cournot Equilibria in Hydrothermal Electricity Markets. *Power*, *26*(3), 1089–1101.

Montero, J. P., & Rudnick, H. (2001). Precios Electricos Flexibles. *Cuadernos de Economía*, *109*(abril), 91–109.

Montero, J. P., Sánchez, J. M., & Katz, R. (2002). Análisis del mercado de emisiones de material particulado en Santiago. *Centro de Estudios Públicos*, *81*.

Moreno, J., Moreno, R., Rudnick, R., & Mocarquer, S. (2012). Licitaciones para el abastecimiento eléctrico de clientes regulados en Chile: Dificultades y oportunidades. *Centro de Estudios Públicos*, *125*.

Nordhaus, W. (2008). *A question of Balance* (1st ed.). Yale University Press.

Tanaka, M., & Chen, Y. (2011). Market power in emissions trading : Strategically manipulating permit price through fringe firms. *Applied Energy*. doi:10.1016/j.apenergy.2011.08.049

Tol, Richard S J, Downing, T. E., Fankhauser, S., Richels, R. G., & Smith, J. B. (2001). Progress in estimating the marginal costs of greenhouse gas emissions. *Research Unit Sustainability and Global Change Centre for Marine and Climate Research, Hamburg University*, (January).

Tol, Richard S.J. (2005). The marginal damage costs of carbon dioxide emissions: an assessment of the uncertainties. *Energy Policy*, *33*(16), 2064–2074. doi:10.1016/j.enpol.2004.04.002

Villar, J., & Rudnick, H. (2003). Hydrothermal market simulator using game theory: assessment of market power. *IEEE Transactions on Power Systems*, *18*(1), 91–98. doi:10.1109/TPWRS.2002.807061

Weitzman, M. L. (1974). Prices vs. Quantities. *Review Literature And Arts Of The Americas*, *41*(4), 477–491. Retrieved from http://www.jstor.org/stable/2296698 .

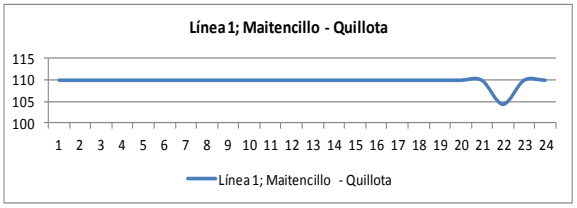
Weitzman, M. L. (1978). Optimal Rewards for Economic Regulation. *The American Economic Review*, *68*(4), 683–691. Retrieved from http://www.jstor.org/stable/1808935 .

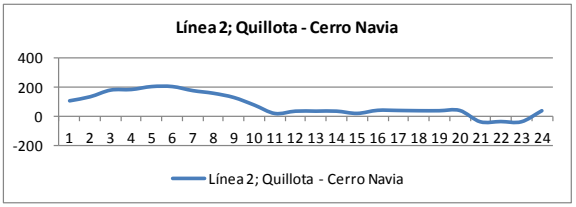
A N E X O S

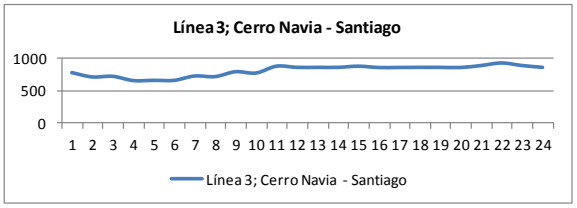
ANEXO A: FLUJOS HORARIOS POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

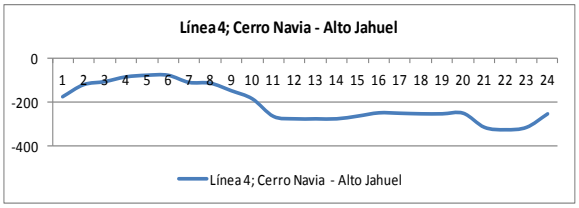
Tabla A - 1: Flujos horarios por las líneas de transmisión (caso Holdings, Empresas y Unidades)

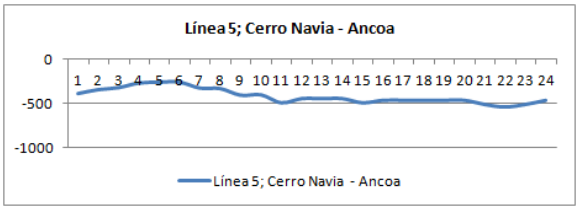
1. Holdings

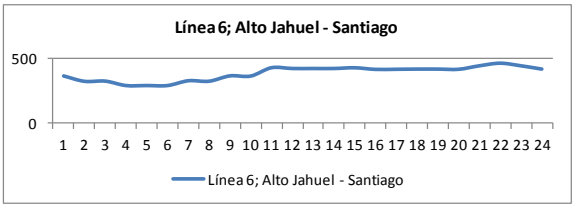


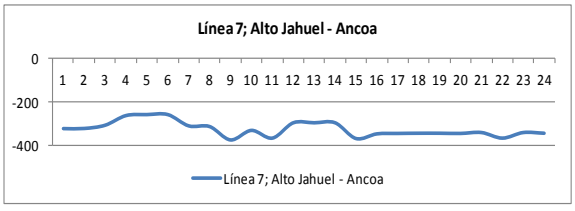


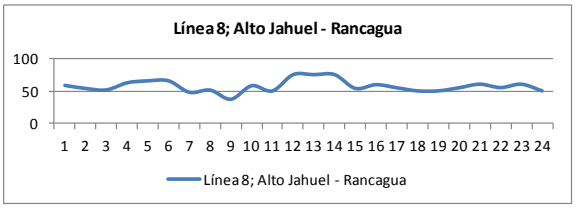


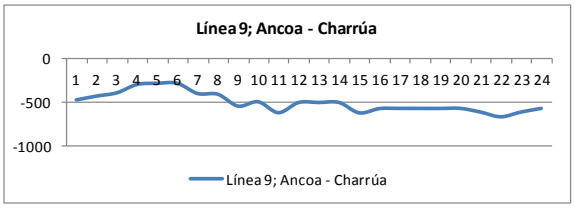


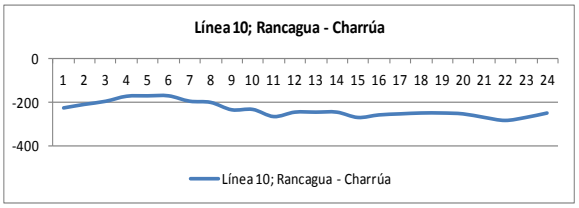


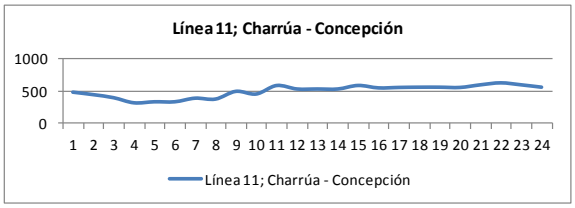


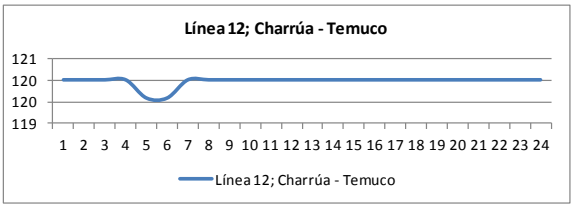




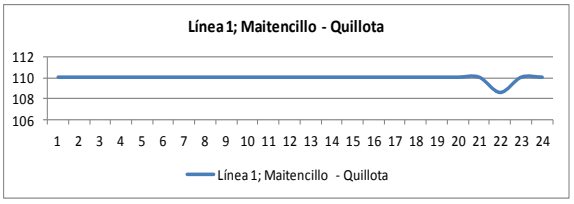

Línea 9; Ancoa - Charrúa
0
-500
-1000
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 9; Ancoa - Charrúa

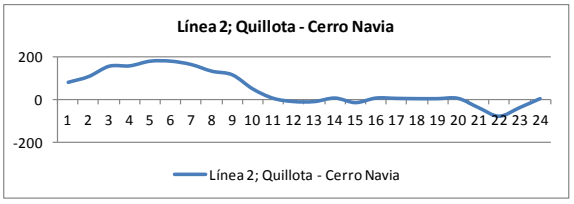

Línea 10; Rancagua - Charrúa
0
-200
-400
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 10; Rancagua - Charrúa

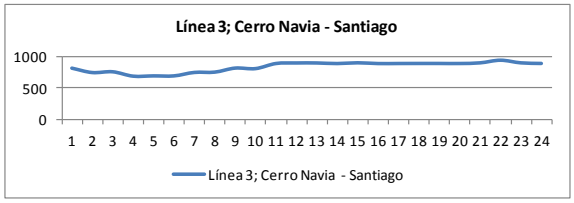

Línea 11; Charrúa - Concepción
1000
500
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 11; Charrúa - Concepción

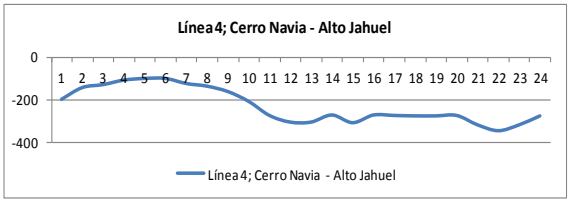

Línea 12; Charrúa - Temuco
121
120
120
119
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 12; Charrúa - Temuco

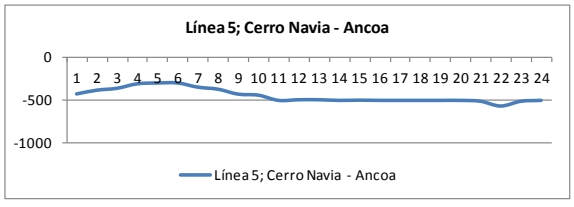
2. Empresas

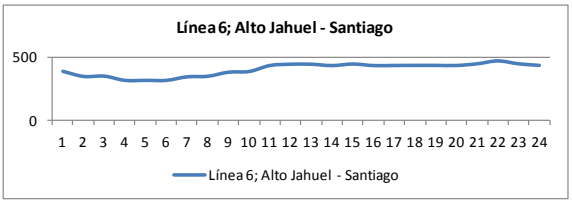

Línea 1; Maitencillo - Quillota
112
110
108
106
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 1; Maitencillo - Quillota

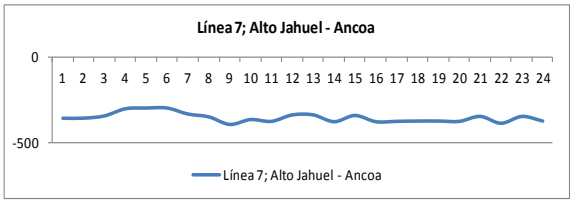

Línea 2; Quillota - Cerro Navia
200
0
-200
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 2; Quillota - Cerro Navia

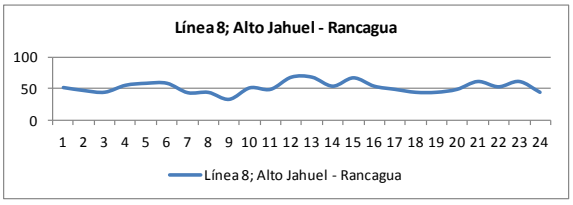

Línea 3; Cerro Navia - Santiago
1000
500
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 3; Cerro Navia - Santiago

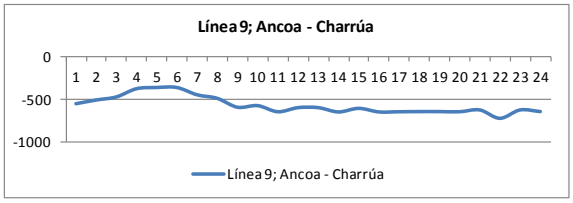

Línea 4; Cerro Navia - Alto Jahuel
0
-200
-400
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 4; Cerro Navia - Alto Jahuel

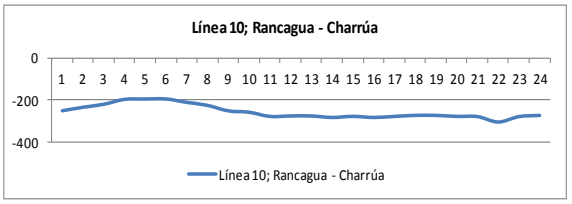

Línea 5; Cerro Navia - Ancoa
0
-500
-1000
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 5; Cerro Navia - Ancoa

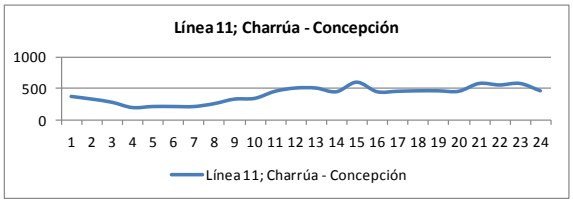

Línea 6; Alto Jahuel - Santiago
500
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 6; Alto Jahuel - Santiago

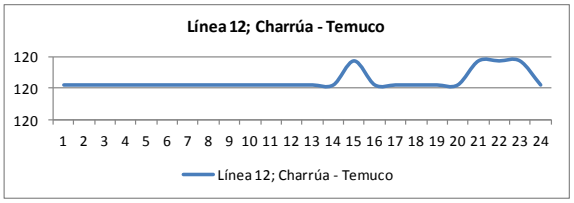

Línea 7; Alto Jahuel - Ancoa
0
-500
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 7; Alto Jahuel - Ancoa


Línea 8; Alto Jahuel - Rancagua
100
50
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 8; Alto Jahuel - Rancagua

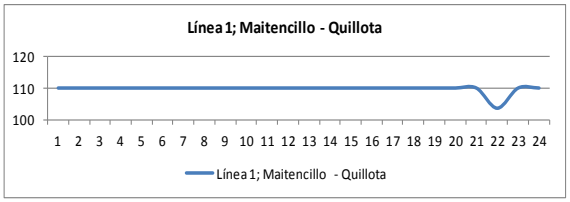

Línea 9; Ancoa - Charrúa
0
-500
-1000
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 9; Ancoa - Charrúa

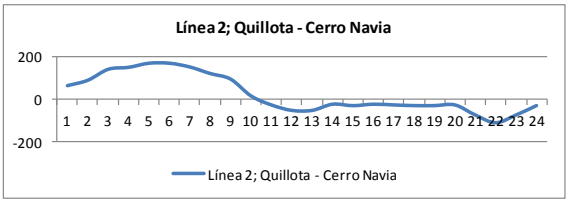

Línea 10; Rancagua - Charrúa
0
-200
-400
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 10; Rancagua - Charrúa

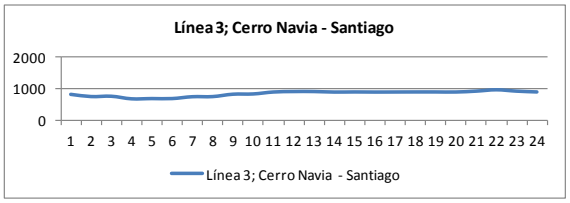

Línea 11; Charrúa - Concepción
1000
500
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 11; Charrúa - Concepción

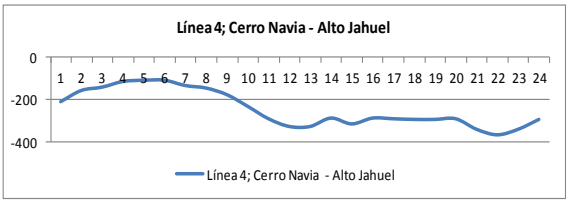

Línea 12; Charrúa - Temuco
120
120
120
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 12; Charrúa - Temuco

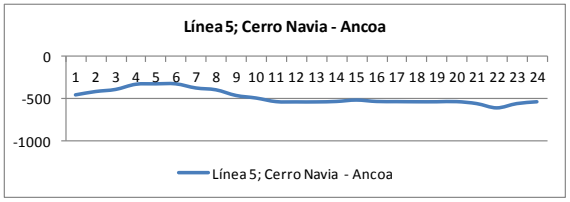
3. Unidades

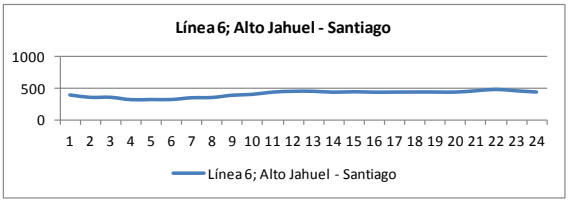

Línea 1; Maitencillo - Quillota
120
110
100
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 1; Maitencillo - Quillota

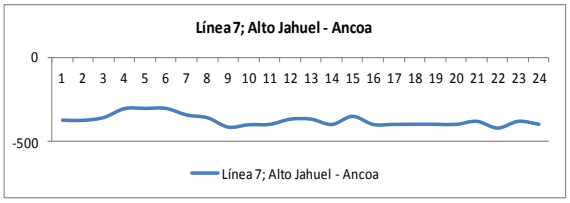

Línea 2; Quillota - Cerro Navia
200
0
-200
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 2; Quillota - Cerro Navia

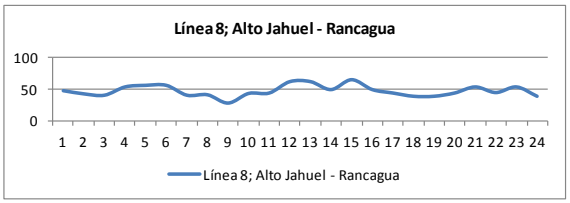

Línea 3; Cerro Navia - Santiago
2000
1000
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 3; Cerro Navia - Santiago

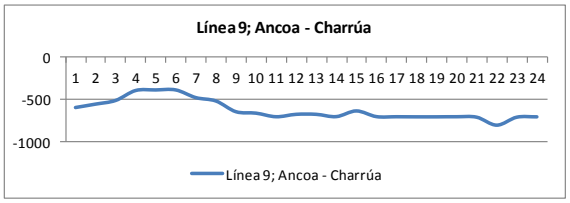

Línea 4; Cerro Navia - Alto Jahuel
0
-200
-400
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 4; Cerro Navia - Alto Jahuel

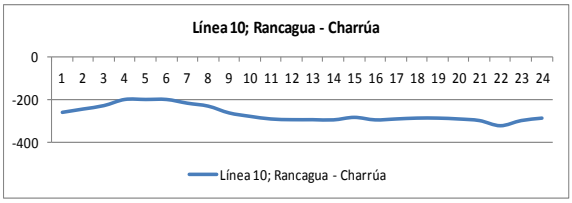

Línea 5; Cerro Navia - Ancoa
0
-500
-1000
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 5; Cerro Navia - Ancoa

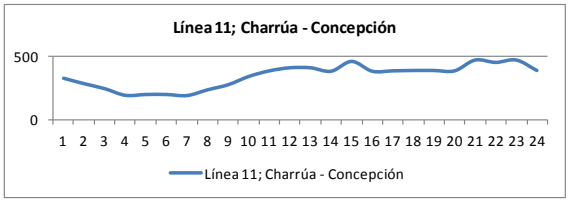

Línea 6; Alto Jahuel - Santiago
1000
500
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 6; Alto Jahuel - Santiago

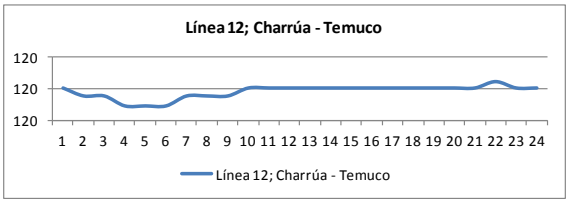

Línea 7; Alto Jahuel - Ancoa
0
-500
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 7; Alto Jahuel - Ancoa


Línea 8; Alto Jahuel - Rancagua
100
50
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 8; Alto Jahuel - Rancagua


Línea 9; Ancoa - Charrúa
0
-500
-1000
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 9; Ancoa - Charrúa


Línea 10; Rancagua - Charrúa
0
-200
-400
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 10; Rancagua - Charrúa


Línea 11; Charrúa - Concepción
500
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 11; Charrúa - Concepción


Línea 12; Charrúa - Temuco
120
120
120
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Línea 12; Charrúa - Temuco

ANEXO B: PARÁMETROS DE LA DEMANDA DEL SIC

Tabla A - 2: Parámetros de la demanda del SIC

Demanda Total por Bloque

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dda (MWh)	3801	3467	3236	3115	3060	3074	3194	3342	3561	3893	4124	4242	4251	4244	4266	4239	4187	4084	4091	4173	4361	4542	4349	4058

Curva de Demanda Total por Bloque

Elasticidad	-0,55
Precio CP	73,2

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
alpha	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
ro	-0,035	-0,038	-0,041	-0,043	-0,043	-0,043	-0,042	-0,040	-0,037	-0,034	-0,032	-0,031	-0,031	-0,031	-0,031	-0,031	-0,032	-0,033	-0,033	-0,032	-0,031	-0,029	-0,031	-0,033

Curva de Demanda por punto de Consumo

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ro	-0,035	-0,038	-0,041	-0,043	-0,043	-0,043	-0,042	-0,040	-0,037	-0,034	-0,032	-0,031	-0,031	-0,031	-0,031	-0,031	-0,032	-0,033	-0,033	-0,032	-0,031	-0,029	-0,031	-0,033
alpha																								
Hora	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**
1	-0,18	-0,19	-0,21	-0,21	-0,22	-0,22	-0,21	-0,20	-0,19	-0,17	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,15	-0,15	-0,15	-0,16
2	-0,09	-0,10	-0,10	-0,11	-0,11	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,09	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,07	-0,08	-0,08
3	-0,35	-0,38	-0,41	-0,43	-0,43	-0,43	-0,42	-0,40	-0,37	-0,34	-0,32	-0,31	-0,31	-0,31	-0,31	-0,31	-0,32	-0,33	-0,33	-0,32	-0,31	-0,29	-0,31	-0,33
4	-0,14	-0,15	-0,16	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,16	-0,15	-0,14	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,12	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,13	-0,12	-0,12	-0,12	-0,13
5	-0,70	-0,77	-0,82	-0,85	-0,87	-0,87	-0,83	-0,80	-0,75	-0,68	-0,65	-0,63	-0,63	-0,63	-0,62	-0,63	-0,64	-0,65	-0,65	-0,64	-0,61	-0,59	-0,61	-0,66

ANEXO C: PRECIOS DE NUDO

En la Tabla A - 3 se muestran los factores de penalización y precios de nudo correspondientes a lo ilustrado por la CNE en su informe técnico de abril 2012.
En la barra de Quillota, donde el factor de penalización de la energía es 1, el precio de la energía es de 87,56 US$/MWh. Este valor es característico para una generación que tiene un alto componente térmico donde se enfatiza la generación a carbón con una menor proporción de GNL.

De acuerdo a lo informado por la CNE es posible apreciar como los precios van disminuyendo a medida que se recorren las barras en dirección sur. Ello se debe a dos razones: la primera corresponde a la alta congestión en las líneas que conectan los nudos al norte del SIC, provocando que dichos nudos se desacoplen del resto del sistema, siendo abastecidos por generación más cara. Luego, en segundo lugar, los precios al sur del sistema son más baratos debido a la mayor presencia de generación hidroeléctrica producto de las cuencas y embalses característicos de la zona sur del país.

Tabla A - 3: Factores de penalización y precios de nudo (US$/MW) para abril 2012

Nudo	Factores de Penalización	Precios de Nudo
	Energía	Energía [US$/MWh]
D. De Almagro	1,2151	106,40
Carrera Pinto	1,1990	104,99
Cardones	1,1749	102,88
Maitencillo	1,1458	100,33
Pan de Azucar	1,1783	103,17
Los Vilos	1,0332	90,47
Nogales	1,0034	87,86
Quillota	1,0000	87,56
Polpaico	0,9955	87,17
Lampa	1,0450	91,50
Cerro Navia	1,0473	91,70
Chena	1,0481	91,77
Candelaria	1,0102	88,46
Colbún	0,9679	84,75
Alto Jahuel	1,0323	90,39
Melipilla	1,0361	90,72
Rapel	1,0249	89,74
Itahue	0,9937	87,01
Ancoa	0,9773	85,57
Charrua	0,8809	77,13
Hualpen	0,8718	76,34
Temuco	0,9019	78,97
Los Ciruelos	0,8726	76,41
Valdivia	0,9390	82,22
Barro Blanco	0,9332	81,71
Puerto Montt	0,9355	81,92

ANEXO D: DISCUSIÓN SOBRE LOS MODELOS DE NASH-COURNOT

Juegos de Nash-Cournot

El propósito de la Teoría de juegos es el estudio de cualquier situación en que los individuos hacen elecciones en un contexto de interacción y en un marco definido previamente. Por lo tanto, su ámbito de aplicación es extremadamente amplio, pudiéndose utilizar en diversas áreas de estudio.

El concepto de la existencia de un punto de equilibrio para un juego de n-jugadores fue introducido por Nash (1950), quien demostró la existencia de tales puntos bajo ciertas condiciones en el espacio de acción de cada jugador. Particularmente mostró que si cada jugador está limitado por su propio espacio de acción y además las funciones de beneficio son funciones dependientes de estas acciones, entonces un punto de equilibrio existe.

Este resultado fue generalizado por Arrow y Debreu (1954) y McKenzie (1959), donde el espacio de acción de cada jugador puede depender de la estrategia del resto de los jugadores. Sin embargo, es Rosen (1965) quien demuestra la existencia y unicidad de los puntos de equilibrio para un juego de n-actores en un espacio de acción cóncavo. El autor demuestra, primeramente, que para la existencia y unicidad del equilibrio es solamente necesario que el espacio de acción conjunto de los jugadores, representado como el producto de los espacios de cada jugador,

definan una región convexa y cerrada en $\Re$ y además se cumplan otros criterios de concavidad respecto a la función de beneficios de cada jugador.

Con lo anterior, el autor generaliza aún más este resultado demostrando la existencia de una solución única cuando restricciones conjuntas son consideradas[2] (o como Rosen define a estas restricciones: *coupled constraints restrictions*). La existencia una única solución para un juego conjuntamente restringido de n-jugadores se establece cuando se cumple lo que el autor define como condición estricta de concavidad en la diagonal[3]. Finalmente, el autor presenta un algoritmo de búsqueda a través del método del gradiente para la programación computacional del problema.

Aplicación a sistemas eléctricos

Un juego de Nash-Cournot aplicado al sistema eléctrico está compuesto por un conjunto de jugadores que interactúan entre sí en condiciones de mercado, donde cada uno de ellos tiene distintas opciones o cursos de acción posibles (generación eléctrica por parte de centrales cuyos dueños son actores del mercado), y cada acción tiene asociada un resultado (un beneficio económico) para cada jugador. Como se tratan de juegos con información completa, tanto las alternativas como los resultados asociados son conocidos por todos los jugadores. Este supuesto en

[2] Las restricciones conjuntas corresponden aquellas que limitan globalmente el espacio de acción de los jugadores. En un sistema eléctrico, por ejemplo, correspondería al uso de restricciones a los flujos en las líneas de transmisión.

[3] Diagonally Strictly Concavity (DSC)

sistemas eléctricos es válido considerando que los generadores en un mercado eléctrico tienen a lo largo del tiempo un conocimiento histórico de las estrategias de sus competidores. Un juego de Nash-Cournot se resuelve en un equilibrio de Nash cuando la elección de cada jugador es óptima, dada la elección de los demás jugadores.

Respecto a la racionalidad económica de los modelos de Nash – Cournot aplicado a sistemas eléctricos, es necesario considerar los siguientes supuestos:

- Variables estratégica es la cantidad: los jugadores sólo deben decidir cuánto producir. De esta forma, el precio es determinado por la intersección entre la curva de oferta agregada y la curva de demanda del mercado.
- Producto homogéneo: quiere decir que todas las firmas participantes del juego producen un bien idéntico.
- Todos los jugadores tienen el mismo set de información: conocimiento de la curva de demanda del mercado y las funciones de costos de producción de todos los otros jugadores. Esto se basa en el supuesto, de que a lo largo del tiempo, los jugadores tienen conocimiento histórico del sistema y del resto de los jugadores.

El uso de la función de Nikaido-Isoda (1953) permite la modelación de sistemas eléctricos través de la minimización de una función objetivo multivariable donde puede existir una multiplicidad de restricciones. Esta función permite transformar

un problema de equilibrio en uno de optimización. Sea $\emptyset_i$ la función de beneficios del jugadori, entonces la función de Nikaido-Isoda $\psi(x, y)$ para un total de n jugadores se puede definir como:

$$\psi(x, y) = \sum_{i=1}^{n} [\emptyset_i(y_i | x) - \emptyset_i(x)] \qquad \text{(A - 1)}$$

De la ecuación anterior es inmediato que $\psi(x, x) = 0$. Cada sumando de la función de Nikaido Isoda representa la mejora en el beneficio que cada jugador i recibirá al cambiar sus acciones desde x_i a y_i, mientras el resto de los jugadores se mantienen de acuerdo a la estrategiax. Esto se puede entender como que cada jugador cambia su estrategia mientras el resto de los actores mantienen sus estrategias intactas. De esta forma, la función de Nikaido-Isoda representa la suma de los cambios en la función de beneficio para cada jugador; donde el máximo valor que ésta función puede tomar es siempre no negativo para un x dado. En el punto optimo x^*, el valor de la función es siempre cero para cualquier y. Esto se debe a que ningún jugador puede mejorar su estrategia (y así el valor de su función de beneficio) sin perjudicar a otro jugador.

La función de respuesta óptima se define como el resultado de maximizar la función de Nikaido-Isoda para cada jugador i. La función óptima de respuesta en el punto x es:

$$Z(x) = argmax_{y \in X}\, \psi(x, y), \qquad x, Z(x) \in X \qquad \text{(A - 2)}$$

La función entrega el conjunto de acciones de los jugadores donde todos unilateralmente maximizan sus respectivas funciones de beneficio. De esta forma, al realizar las acciones definidas por $Z(x)$, en vez de x, los jugadores se aproximan a la solución de equilibrio óptima.

La construcción de pasos iterativos para la búsqueda del equilibrio permite asegurar convergencia bajo condiciones de concavidad las cuales son explicitadas en la sección 3.4 del cuerpo de la Tesis. El algoritmo de relajación que permite el uso de pasos iterativos se define como:

$$x^{s+1} = (1 - \alpha_s)x^s + \alpha_s Z(x^s), \qquad s = 0,1,2, \ldots. \qquad \text{(A - 3)}$$

En donde $0 < \alpha_s < 1$. Pasos iterativos $s + 1$ son construidos como un promedio ponderado del punto optimizado $Z(x^s)$ y el punto actual (x^s). Por lo tanto, el proceso de iteración que permite converger hasta el punto de equilibrio se define como:

1. Se define un conjunto de estrategias x^0 como punto de partida
2. Se calcula el punto de mejor respuesta $Z(x^{s+1})$ para todos los jugadores a partir del punto de estrategias actuales.
3. El nuevo set de estrategias x^{s+1} es calculado y se despeja el valor de la función de Nikaido-Isoda $\psi(x^s, x^{s+1})$.

4. Realizando un número suficiente de iteraciones el algoritmo converge al punto de equilibrio de Nash, x^*.

La metodología anterior permite simular juegos de Nash-Cournot con restricciones conjuntas en el espacio de acción de los jugadores. Estas restricciones son de particular interés en la simulación de sistemas eléctricos al permitir modelar imponiendo restricciones a las capacidades de las líneas de transmisión (se imponen restricciones a los flujos de potencia y se imponen las condiciones de leyes de Kirchhoff).

La condición 5) del teorema que asegura convergencia para la función de Nikaido-Isoda a través de pasos iterativos (Krawczyk & Uryasev (2000)), es de especial importancia para la solución de juegos donde el espacio de estrategias de los jugadores se encuentra conjuntamente restringido. Esta condición establece que el juego de Nash-Cournot cumpla con la condición de concavidad estricta en la diagonal . Para efectos de la función Nikaido-Isoda la condición 5) establece que para una función la cual es débilmente convexa-cóncava la diferencia de los residuos de la función débilmente convexa, $r(x,y)$, y la función débilmente cóncava, $\mu(y,x)$, definen una función estrictictamente creciente, $\beta(||x-y||)$) (ver sección 3.4). Rosen demuestra que $\beta(||x-y||)$ también se puede calcular como la diferencia entre la matriz hessiana de la función de Nikaido-Isoda respecto a la primera variable (x) y la matriz hessiana de la función Nikaido-Isoda respecto a la

segunda variable (y). Siempre y cuando la matriz resultante sea positiva definida, existe una solución única para un juego de Nash conjuntamente restringido. Contreras *et al.* explica, en otras palabras, que esta condición también se puede entender como que se exige que cada jugador tenga un mayor control sobre su propia función de beneficio que la de otros jugadores sobre ella.

El uso de restricciones conjuntas implica que el espacio de acciones posibles para cada jugador dependa de las decisiones de los otros jugadores. Esto vale decir que para el caso de un sistema eléctrico, la generación de una central podría depender de la generación de otras centrales cuando existe una capacidad máxima de potencia que puede ser transmitida a través de una línea.

Si todos los agentes actúan de forma simultánea, los juegos no cooperativos Nash-Cournot tradicionales no entregan una solución al problema. Sin embargo, considerando el equilibrio normalizado definido por Rosen y el método del gradiente a través de pasos iterativos de convergencia (Rosen, 1965, Contreras *et al*., 2004), se pueden resolver juegos donde el espacio de acción se encuentra conjuntamente restringido. La tesis desarrollada sigue la metodología presentada por Rosen (1965) y su aplicación a la modelación de sistemas eléctricos propuesta por Contreras *et al*. (2004).

El algoritmo desarrollado por Rosen (*normalized equilibrium for coupled constraint restrictions via a gradient projection algorithm*) se ha aplicado

ampliamente en la literatura especializada con diversas aplicaciones económicas, donde el espacio de acción se encuentra conjuntamente restringido, incluyendo sistemas eléctricos: Contreras *et al.* (2004), Molina et al. (2011) y Krawczyk & Tiball (2011).

Ejemplo ilustrativo sin y con líneas de transmisión

En un sistema existen 3 barras, i =1, 2, y 3, donde cada una cuenta con una demanda de energía dada. Las unidades de generación se encuentran conectadas en las barras 1 y 2, y cada bus está conectado con el otro mediante una línea de transmisión. Las funciones de demanda son: $p_i(x_i) = 40 - 0{,}08x_i$ par las barras i=1,2, y $p_3(x_3) = 32 - 0{,}0516x_3$. La unidad generadora de la firma 1 se encuentra ubicada en la barra 1, mientras que la unidad generadora de la firma 2 se ubica en la barra 2. Ambos generadores tienen capacidad ilimitada y los costos marginales de producción son de 15 US$/MWh para la firma 1 y de 20 US$/MWh para la firma 2.

Caso a): Sin líneas de transmisión

Las funciones objetivos son: (A - 4)

Firma 1:

$$\max \{[40 - 0{,}08(x_{11}+x_{21})]x_{11} + [40 - 0{,}08(x_{12}+x_{22})]x_{12} + [32 - 0{,}0516(x_{13}+x_{23})]x_{13} - 15(x_{11} + x_{12} + x_{13})$$

Firma 2:

$$\max \{[40 - 0{,}08(x_{11}+x_{21})]x_{21} + [40 - 0{,}08(x_{12}+x_{22})]x_{22} + [32 - 0{,}0516(x_{13}+x_{23})]x_{23} - 20(x_{21} + x_{22} + x_{23})$$

sujeto a:

$q_1 = x_{11} + x_{21}$

$$q_2 = x_{12} + x_{22}$$
$$q_3 = x_{13} + x_{23}$$
$$(x_{11} + x_{12} + x_{13}) + S_{base}\frac{(\theta_2 - \theta_1)}{s_{12}} + S_{base}\frac{(\theta_3 - \theta_1)}{s_{13}} = q_1$$
$$(x_{21} + x_{22} + x_{23}) + S_{base}\frac{(\theta_1 - \theta_2)}{s_{12}} + S_{base}\frac{(\theta_3 - \theta_2)}{s_{23}} = q_2$$
$$S_{base}\frac{(\theta_1 - \theta_3)}{s_{13}} + S_{base}\frac{(\theta_2 - \theta_3)}{s_{23}} = q_3$$
$$x_{11,}x_{12}, x_{13}, x_{21}, x_{22}, x_{23} \geq 0$$
$$\theta_{min} \geq \theta_1, \theta_2, \theta_3 \geq \theta_{max}$$

Donde $\theta_1, \theta_2, \theta_3$ son los ángulos de las barras en radianes, y el ángulo del bus de referencia $\theta_3 = 0$ y s_{ij} es la reactancia por unidad. Se considera un valor de 0,2 p.u de reactancia para todas las líneas. $S_{base} = 100\text{MVA}$, y el límite de los ángulos se establece en $\pm 0{,}35$. Construyendo la función de Nikaido-Isoda, luego calculando la función de máxima respuesta, Z(x), y realizando los pasos iterativos ilustrados en el ejemplo anterior, se obtiene:

Tabla A - 4: Solución sin restricción conjunta

Generación firma 1 (MWh)			Generación firma 2(MWh)		
x_{11}	x_{12}	x_{13}	x_{21}	x_{22}	x_{23}
125	125	142,1	62,5	62,5	42,5

Donde (A - 5)
$q_1 = 187{,}5$; $q_2 = 187{,}5$; $q_3 = 187{,}3$ y Precios en las barras 1;2;3 = 25,0 ; 25,0 ; 22,3 US$/MWh.

Caso b): Con líneas de transmisión

Se incorpora la siguiente restricción para la línea entre las barras 1 y 2 (límite al flujo de 25 MW).

$$\left|\frac{(\theta_1-\theta_2)}{s_{12}}\right| \leq \frac{25}{S_{base}} \qquad \text{(A - 6)}$$

Como se explicó anteriormente, este es un juego con restricciones conjuntas en el espacio de los jugadores. Esto quiere decir, que la solución de equilibrio será una combinación conjunta de las variables de decisión que satisfacen dicha restricción y además ningún jugador es capaz de mejorar su función objetivo unilateralmente. Utilizando el algoritmo de relajación se obtiene:

$$q_1 = 199{,}1\ ;\ \ q_2 = 175{,}9\ \ ;\ \ q_3 = 187{,}3 \qquad \text{(A - 7)}$$

Y los precios en las barras son 1 ; 2 ; 3 = 24,1 ; 25,9 ; 22,3 US$/MWh.

Tabla A - 5: Solución con restricción conjunta

Generación firma 1 (MWh)			Generación firma 2(MWh)		
$x_{11,}$	x_{12}	x_{13}	x_{21}	x_{22}	x_{23}
113,4	101,8	115,1	85,7	74,1	72,2

Los pasos iterativos y convergencia se presentan a continuación. El criterio de finalización es considerando un margen de 0,00001.

Tabla A - 6: Pasos iterativos con restricción conjunta

Iteración	$x_{11,}$	x_{12}	x_{13}	x_{21}	x_{22}	x_{23}
1	0	0	0	0	0	0
2	78,1	74,9	79,9	65,7	62,5	60,6
3	100,7	94,4	102,9	81,3	75	72,8
4	108,2	99,7	110,2	84,9	76,4	74,2
5	112,2	101,6	114,1	85,7	75,1	73,1
…	…	…	…	…	…	…

10	113,3	101,8	115,1	85,7	74,1	72,2
…	…	…	…	…	…	…
16	113,4	101,8	115,1	85,7	74,1	72,2