



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**ESTRATEGIAS DE INVERSIONES EN
CAPACIDAD FRENTE A ACUERDOS
COOPERATIVOS EN MERCADOS
ELÉCTRICOS OLIGOPÓLICOS**

GONZALO ANDRÉS CONTRERAS VERA

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

Profesor Supervisor:
RICARDO RAINERI BERNAIN

Santiago de Chile, Enero, 2009

© 2009, Gonzalo Andrés Contreras Vera



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**ESTRATEGIAS DE INVERSIONES EN
CAPACIDAD FRENTE A ACUERDOS
COOPERATIVOS EN MERCADOS
ELÉCTRICOS OLIGOPÓLICOS**

GONZALO ANDRÉS CONTRERAS VERA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

RICARDO RAINERI BERNAIN

SEBASTIÁN RIOS MARCUELLO

JOSÉ MALDIFASSI POHLHAMMER

ERNESTO CRUZ ZABALA

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

Santiago de Chile, Enero, 2009

A San Alberto Hurtado.

A mis padres Nelda y Jaime, a mi
hermanita Camila.

A mi amigo Beto.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en forma muy especial a mi profesor guía, Dr. Ricardo Raineri, por todo su apoyo, compromiso y disposición durante este proceso. No sólo confió en mí para poder realizar este trabajo, me dio también la posibilidad de desarrollarme como ayudante de cátedra en numerosos ramos de la escuela, mostrándome el sacrificado y motivante mundo de la docencia, formándome a la par como ingeniero y persona.

También me gustaría agradecer a los profesores miembros de la comisión, quienes con sus valiosos comentarios ayudaron a mejorar notablemente este trabajo.

Mención aparte merece mi familia, quienes incondicionalmente me han ayudado y respaldado en cada uno de los desafíos que me he impuesto en la vida.

El proceso de tesis es difícil, lleno de desafíos y pequeñas recompensas. Agradezco a tantos compañeros y amigos que estuvieron presentes animándome y aportando sus conocimientos e ideas. A Beto, por su generosa amistad y apoyo a la estructuración de esta tesis, a Pedro León y Hugo Mora por sus aportes en el entendimiento de Teoría de Juegos, a Luis Schmidt y Felipe Valdebenito, por sus valiosos conocimientos y apuntes en temas de Ingeniería Eléctrica, a Carolina Osses, Valeska Véliz y Alfonso Astudillo, por su simpatía y buena compañía en la oficina.

También me gustaría agradecer a mis compañeros y amigos de pregrado, Carlos Rojas, Álvaro Marín y Claudio Álvarez, por todos aquellos gratos momentos que pasamos estudiando, trabajando y compartiendo juntos.

Finalmente agradezco a todo el personal docente del Departamento de Industrias, en especial a nuestra secretaria Ana Adrian y a Carmen Fuentes, por su preocupación, sus consejos y la alegría con que realizan su trabajo.

A todos, gracias.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS.....	x
RESUMEN.....	xii
ABSTRACT	xiii
1. Introducción.....	1
1.1. Descripción de la Investigación	2
1.1.1. El Contexto de las Alianzas Estratégicas.....	2
1.1.2. Mercado Eléctrico Chileno	4
1.1.3. Proyecto HidroAysén.....	5
1.2. Estructura de la Tesis	5
2. Marco Teórico	7
2.1. Alianzas Estratégicas.....	7
2.1.1. Categorización	9
2.1.2. Jurisprudencia	12
2.2. Mercado Eléctrico Chileno.....	21
2.2.1. Segmentos	22
2.2.2. Tipos de Clientes	24
2.2.3. Sistema de Precios	25
2.2.4. Mercados.....	29
2.2.5. Centro de Despacho Económico de Carga	30
2.2.6. Conformación	33
2.3. Proyecto de HidroAysén	35
2.3.1. Generalidades del Proyecto	35
2.3.2. Efectos de la Alianza	37

2.3.3. Resolución del TDLC	40
2.4. Teoría de Juegos.....	41
2.4.1. Modelos que evalúan Poder de Mercado	41
2.5. Hipótesis.....	43
3. Metodología.....	44
3.1. Supuestos.....	44
3.2. Curva de Duración	44
3.3. Curva de Oferta y Costo Anualizado de Inversión	45
3.4. Acciones de los Agentes	46
3.5. Modelación de las Acciones de los Agentes	47
3.6. Modelación del Despacho Centralizado.....	48
3.7. Precio de Energía y de Potencia.....	48
3.8. Modelo de Mínimo Costo de Producción e Inversión.....	49
3.8.1. Costo por Concepto de Energía	53
3.8.2. Costo de Inversión	54
3.9. Modelo Oligopólico	55
3.9.1. Ingreso por Energía.....	59
3.9.2. Ingreso por Potencia	61
3.9.3. Costo de Inversión	63
3.10. Equilibrios de Nash	64
3.11. Limitaciones de la Metodología.....	65
4. Análisis de Resultados.....	67
4.1. Datos de Curva de Duración	67
4.2. Datos de Costos de Inversión y Derechos de Agua	68
4.3. Datos de Costos Marginales y Curva de Oferta	71
4.4. Datos de Capacidad Instalada por Agente.....	72
4.5. Modelo de Mínimo Costo de Producción e Inversión.....	73
4.5.1. Escenario 1: No realización del proyecto	73
4.5.2. Escenario 2: Realización del proyecto en forma conjunta.....	75
4.5.3. Escenario 3: Realización del proyecto en forma independiente	77
4.6. Modelo Oligopólico	80
4.6.1. Escenario 1: No realización del proyecto	80
4.6.2. Escenario 2: Realización del proyecto en forma conjunta.....	83
4.6.3. Escenario 3: Realización del proyecto en forma independiente	85

4.7. Comparación de Resultados	88
4.8. Sensibilidad	92
5. Conclusiones	94
BIBLIOGRAFIA	97
A N E X O S	102
Anexo A: Alianzas Estratégicas	103
A.1. Razones que explican el éxito de una Alianza Estratégica	103
A.2. Ciclo de vida de una Alianza Estratégica	104
A.3. Categorización de Alianzas Estratégicas con ejemplos	105
Anexo B: Datos del Mercado Eléctrico Chileno	113
Anexo C: Pago por capacidad en Mercado Eléctrico Chileno	119
Anexo D: Distintos valores de Entrada en el Modelo	127
Anexo E: Equilibrios de Nash y Unicidad	131
Anexo F: Calibración del Modelo	133
Anexo G: Lista de Acrónimos	137

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 1.1: Centrales que se planean construir en el Proyecto Hydro Aysen.	5
Tabla 2-1: Parque Generador y Participación de los Generadores en el SIC.....	34
Tabla 2.2: Centrales que se planean construir en el Proyecto Hydro Aysen.	36
Tabla 4.1: Tasa Costo de Capital Generadores SIC.....	69
Tabla 4.2: Datos de Inversión de las Tecnologías.....	69
Tabla 4.3: Derechos de Agua de Generadores SIC.....	70
Tabla 4.4: Datos de Producción de Tecnologías.....	72
Tabla 4.5: Capacidad Instalada Actual Generadores SIC.....	72
Tabla 4.6: Capacidad Invertida Planificador Social Escenario 1.....	74
Tabla 4.7: Capacidad Instalada Total Planificador Social Escenario 1.....	74
Tabla 4.8: Energía Generada Total Planificador Social Escenario 1.....	74
Tabla 4.9: Ingreso del Sistema Planificador Social Escenario 1.....	75
Tabla 4.10: Costo del Sistema Planificador Social Escenario 1.....	75
Tabla 4.11: Capacidad Invertida Planificador Social Escenario 2.....	76
Tabla 4.12: Capacidad Instalada Total Planificador Social Escenario 2.....	76
Tabla 4.13: Energía Generada Total Planificador Social Escenario 2.....	77
Tabla 4.14: Ingreso del Sistema Planificador Social Escenario 2.....	77
Tabla 4.15: Costo del Sistema Planificador Social Escenario 2.....	77
Tabla 4.16: Capacidad Invertida Planificador Social Escenario 3.....	78

Tabla 4.17: Capacidad Instalada Total Planificador Social Escenario 3.....	78
Tabla 4.18: Energía Generada Total Planificador Social Escenario 3.....	79
Tabla 4.19: Ingreso del Sistema Planificador Social Escenario 3.....	79
Tabla 4.20: Costo del Sistema Planificador Social Escenario 3.....	79
Tabla 4.21: Capacidad Invertida Modelo Oligopólico Escenario 1.....	81
Tabla 4.22: Capacidad Total Modelo Oligopólico Escenario 1.....	82
Tabla 4.23: Energía Generada Modelo Oligopólico Escenario 1.....	82
Tabla 4.24: Ingreso de Generadores Modelo Oligopólico Escenario 1.....	82
Tabla 4.25: Costo del Sistema Modelo Oligopólico Escenario 1.....	83
Tabla 4.26: Capacidad Invertida Modelo Oligopólico Escenario 2.....	84
Tabla 4.27: Capacidad Total Modelo Oligopólico Escenario 2.....	84
Tabla 4.28: Energía Generada Modelo Oligopólico Escenario 2.....	84
Tabla 4.29: Ingreso de Generadores Modelo Oligopólico Escenario 2.....	85
Tabla 4.30: Costo del Sistema Modelo Oligopólico Escenario 2.....	85
Tabla 4.31: Capacidad Invertida Modelo Oligopólico Escenario 3.....	86
Tabla 4.32: Capacidad Total Modelo Oligopólico Escenario 2.....	86
Tabla 4.33: Energía Generada Modelo Oligopólico Escenario 3.....	86
Tabla 4.34: Ingreso de Generadores Modelo Oligopólico Escenario 3.....	87
Tabla 4.35: Costo del Sistema Modelo Oligopólico Escenario 3.....	87
Tabla 4.36: Costo, Precio y Capacidad Instalada por Tecnología del Sistema.....	88
Tabla 4.38: Capacidad Total Instalada por Holding y Tecnología Modelo Cournot.....	89

Tabla 4.37: Beneficios distintos escenarios HidroAysén modelo Cournot.....	91
Tabla B.1: Bloques de Demanda Año 2007.....	113
Tabla B.2: Duración Bloques de Demanda Año 2007.....	114
Tabla B.3: Centrales Térmicas SIC al año 2007.....	115
Tabla B.4: Centrales Térmicas SIC al año 2007.....	117
Tabla D.1: Titularidad de derechos de aguas no consuntivos en Chile.....	127
Tabla D.2: Potencial Hidroeléctrico de Chile.....	128
Tabla D.3: Plan de Obras CNE.....	129
Tabla D.4: Promedios Costos Marginales de Producción por Tecnología.....	129
Tabla D.5: Costos de Inversión Unitarios por Tecnología.....	130
Tabla F.1: Tecnología Ejemplo Calibración.....	133
Tabla F.2: Costos Ejemplo Calibración.....	134
Tabla F.3: Recaudación Ejemplo Calibración.....	135
Tabla F.4: Recaudación Total Ejemplo Calibración.....	135

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1: Categorización de las Alianzas Estratégicas.....	10
Figura 2.2: Modelo de Tarificación de Demanda de Punta.	29
Figura 3.1: Curva de Duración de Carga.....	44
Figura 3.2: Parque Generador Planificador Social.....	50
Figura 3.3: Parque Generador Modelo Oligopólico.....	58
Figura 3.4: Algoritmo Solución Equilibrios de Nash.....	64
Figura 4.1: Curva de Duración de Carga 2007 y 2018.....	67
Figura 4.2: Curva de Costo Marginal del Sistema.	71
Figura 4.3: Configuración Parque Generador Planificador Social Escenario 1.....	73
Figura 4.4: Configuración Parque Generador Planificador Social Escenario 2.....	76
Figura 4.5: Configuración Parque Generador Planificador Social Escenario 3.....	78
Figura 4.6: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico Escenario 1.....	80
Figura 4.7: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico Escenario 2.....	83
Figura 4.8: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico Escenario 3.....	85
Figura 4.9: Configuración Parque Generador Modelo Planificador Social.	90
Figura 4.10: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico.....	90
Figura 4.11: Sensibilidad de Tasa Costo de Capital.	92
Figura A.1: Ciclo de Vida de una Alianza Estratégica.	104
Figura A.2: Categorización de las Alianzas Estratégicas.....	106

Figura C-1: Proceso Cálculo Potencia Firme.....	121
Figura F-1: Ejemplo Calibración Modelo.....	134
Figura F-2: Output Ejemplo Calibración Modelo.....	136

RESUMEN

Para un mercado con las características del segmento de generación de la industria eléctrica chilena, un sistema integrado con un operador independiente (ISO) con vasta autoridad para definir el despacho del sistema, en este trabajo se desarrolla un modelo para evaluar si una alianza estratégica de producción entre dos de los más grandes generadores del sistema puede ser juzgada como una estrategia anticompetitiva. Considerando 5 tecnologías de generación eléctrica para invertir; hidráulica, carbón, gas, diésel y una tecnología hidráulica ventajosa que puede ser construida sólo a gran escala para la alianza estratégica (HidroAysén), se utiliza un modelo oligopólico a la Cournot y un Planificador Social Benevolente, que minimiza el Costo de Producción Eléctrica y el Costo de Inversión, ambos calibrados con datos del Mercado Eléctrico Chileno, para evaluar la eficiencia de estrategias de inversión alternativas. Se exploran las condiciones en las cuales la alianza estratégica HidroAysén puede ser excluida de ser juzgada como anticompetitiva. El modelo de inversiones óptimas del Planificador Social Benevolente sugiere que HidroAysén como un proyecto conjunto es una inversión socialmente eficiente y un comportamiento procompetitivo de parte de los 2 mayores generadores. Otro resultado de la alianza estratégica es el beneficio que proporcionaría a los consumidores, quienes no deberían esperar alzas en los precios de la energía como resultado de esta tecnología hidráulica ventajosa. Se concluye que el hecho de emprender esta alianza estratégica con una tecnología de bajo costo de producción por parte de los 2 agentes más grandes del mercado no significa una conducta anticompetitiva.

Palabras Claves: Mercados Eléctricos, Teoría de Juegos, Cournot, Alianzas Estratégicas.

ABSTRACT

For a power market with the characteristics of the Chilean power supply industry, an integrated system with a System Operator (SO) with a vast authority to define the dispatch of the system, we develop a model to evaluate whether a joint power generator project between the two largest power generators can be judged as an anti-competitive strategy. Considering four investment technologies for power generation, hydro, coal, diesel, and for the joint venture an advantageous hydro technology which can only be built in a large scale (HidroAysén), we use an oligopolistic Cournot model and a Benevolent Social Planner, which minimizes the cost of electricity production and investment, both calibrated to Chilean power industry, to assess the efficiency of alternative investment strategies. We explore conditions whether the HidroAysén joint venture project of the two main power generators can be excluded to be judged as an anti-competitive strategy. The Benevolent Social Planner optimal investment model suggests that HidroAysén as a joint venture is a socially efficient investment and a pro-competitive behaviour on the part of the two largest power generators. Other result of the joint venture project is the benefit to consumers who should expect non increasing energy prices as a result of the advantageous hydro technology. We conclude that the fact of undertaking a joint production project with a low-cost technology by the two large agents does not mean an anticompetitive conduct.

Keywords: Electricity Markets, Game Theory, Cournot, Strategic Alliances.

1. INTRODUCCIÓN

El consumo y la disponibilidad de energía están estrechamente relacionados con el crecimiento económico de los países (Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2007; IEE Power Engineering Review, 1997). Hoy en día Chile enfrenta una disyuntiva energética. Para sostener un crecimiento económico acorde con la meta de llegar al desarrollo en el mediano plazo, es necesario poder acceder a una mayor disponibilidad energética que permita el funcionamiento actual y futuro de las unidades productivas con las cuales cuenta el país actualmente y el surgimiento de nuevos emprendimientos.

Por ello es menester analizar las distintas opciones con que Chile cuenta para autoabastecerse de energía en el mediano plazo. La opción más fácil es la de instalar unidades de generación térmicas, aunque esta tecnología tiene una dependencia importante en el valor del combustible (por ejemplo petróleo o gas natural) (Raineri, 2001). Otra opción a más largo plazo sería la de tecnología nuclear, pero Chile no cuenta con capital humano para poder emprender un proyecto de este tipo.

Este trabajo analiza la opción de invertir en tecnología hidráulica bajo la arista del proyecto conjunto de HidroAysén (proyecto de más de 4.000 millones de dólares de inversión en cinco Centrales hidráulicas en la región de Aysén (TDLC Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, 2006), el cual es catalogado como una alianza estratégica de producción entre Endesa y Colbún, dos de las empresas de generación eléctrica más grandes de Chile. El principal objetivo es estudiar el impacto que este proyecto tendrá en el mercado de generación eléctrico chileno, concluyendo si la conducta de asociación de las empresas generadoras mencionadas responde a una estrategia procompetitiva o anticompetitiva.

Entre las grandes aprehensiones que tiene la legislación internacional sobre acuerdos colaborativos está la posibilidad de ejercer poder de mercado por parte de los agentes que emprenden este tipo de acuerdos.

En el caso del proyecto de HidroAysén, el mercado relevante es el mercado de generación eléctrico chileno, un mercado regulado y controlado por un sistema central e independiente con vasta autoridad para definir el despacho de las Centrales generadoras de energía llamado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Sin embargo, la principal

forma en que se ha estudiado el ejercicio de poder de mercado ha sido en mercados eléctricos des-regulados tipo bolsas de energía, donde las empresas generadoras ofertan su energía a ciertos precios y por tanto tienen la potestad de definir la cantidad de energía que producirán. Ante la imposibilidad de tener esta conducta en un mercado eléctrico regulado como el chileno, el enfoque original que se le dará a este trabajo será el de estudiar las posibilidades de ejercer poder de mercado mediante las inversiones en capacidad de generación, enfocándose principalmente en cómo se debería catalogar un proyecto conjunto de inversión (si procompetitivo o anticompetitivo). Para este propósito se crearon 2 modelos, un Planificador Social y un Modelo Oligopólico Nash-Cournot, donde se estudiarán las estrategias de inversión que seguirían tanto el planificador social (que invierte minimizando el costo del sistema) y los 3 agentes más importantes de este mercado (los Holding Endesa, Colbún y AES Gener, los cuales maximizan su beneficio) enfrentados a los 3 distintos escenarios de inversión que podría tomar el proyecto conjunto HidroAysén (que sea realizado en forma conjunta por Endesa y Colbún, que sea realizado sólo por Endesa y por último que no sea realizado).

El aporte principal de este trabajo es analizar la problemática del ejercicio de poder de mercado en términos de inversión en capacidad de generación para el mercado eléctrico chileno, considerando una inversión conjunta por parte de dos agentes del mercado.

1.1. Descripción de la Investigación

1.1.1. El Contexto de las Alianzas Estratégicas

La globalización del conocimiento ha tenido un impacto importante en la forma de hacer negocios. Las empresas y organizaciones que antiguamente parecían entidades feudales, donde la independencia y la autosuficiencia eran un dogma en sus procesos productivos han dado paso a entidades completamente permeables, donde el conocimiento y la información fluyen en búsqueda de mayores eficiencias y competencias en un mercado cada vez más global y competitivo.

En esa búsqueda de un mejor posicionamiento las empresas empezaron a ver en sus rivales múltiples competencias y habilidades de las cuales carecían o dónde se podrían complementar y reforzar. Ante la dificultad de seguir compitiendo y desarrollar en forma

autónoma esas competencias, muchas empresas han decidido la asociación como una forma de acceder a ese conocimiento. Es así como nacen las alianzas estratégicas, acuerdos entre 2 o más empresas en pos de intercambio, complementos, nuevos conocimientos, etc. pero donde la componente principal en la relación es la cooperación.

En este trabajo se hace un exhaustivo análisis a las definiciones y clasificaciones que le ha dado la literatura a este tipo de acuerdos, distinguiendo las principales ventajas y riesgos que enfrentan las empresas que deciden aliarse, con el propósito de entender mejor las razones por las cuales Endesa y Colbún desean desarrollar un emprendimiento conjunto para realizar el proyecto HidroAysén.

En términos de la jurisprudencia a la cual están sometidos este tipo de acuerdos, existen básicamente dos legislaciones relevantes. La primera de éstas es la de Estados Unidos de América, donde las operaciones de este tipo se rigen con la Horizontal Mergers Guidelines (U.S. Department of Justice & Federal Trade Commission, 1992). El otro marco regulador referente es el de la Unión Europea, donde las alianzas de las empresas se rigen con el Tratado Constitutivo, reglamento que es comunitario

En Chile, cualquier acuerdo o asociación que pueda limitar la competencia en los mercados es sometido al arbitrio del Decreto de Ley 211 de 1973 que fija las normas para la defensa de la Libre Competencia. Para este propósito en Chile existe una la Fiscalía Nacional Económica (FNE), que es un servicio público, descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que investiga todo hecho, acto o convención que pueda impedir, eliminar o restringir la competencia en los mercados. En caso de estimarlo conveniente, la FNE somete el resultado de sus investigaciones a la Comisión Resolutiva o Preventiva del Tribunal en Defensa de la Libre Competencia (TDLC). Estas dos instituciones son por tanto las encargadas y las garantes de velar por la competitividad de los mercados, fiscalizando, denunciando y sancionando cualquier acuerdo que pueda ser perjudicial en términos de la competencia. En este trabajo se hará un estudio conciso de los principales artículos y normativas de éstas 3 legislaciones que atañen a las alianzas estratégicas, con el objetivo de poder entender de acuerdo a las distintas opciones cómo puede ser catalogado un acuerdo conjunto como el de HidroAysén.

1.1.2. Mercado Eléctrico Chileno

El sector eléctrico Chileno, consistente de 4 grandes sistemas (SING: Sistema Interconectado del Norte Grande, SIC: Sistema Interconectado Centra, Sistema de Aysén, Sistema de Magallanes), fue pionero en su reestructuración a partir del DFL N° 1 de 1982, en el cual se establecieron 3 segmentos, uno de distribución, uno de transmisión y otro de generación. En el segmento de distribución se identificaron economías de escala y ámbito estableciéndose un monopolio natural regulado, en el segmento de transmisión se estableció un régimen de acceso abierto donde todas las empresas generadoras tienen un uso no discriminatorio de la capacidad de transmisión disponible y en el segmento de generación se estableció un sistema de libre competencia, donde las empresas generadoras pueden acceder a 3 mercados: un mercado spot (donde se tranza energía y potencia al costo marginal de ésta), un mercado de grandes consumidores (negocian libremente el precio de la energía y potencia) y usuarios regulados (venta de energía y potencia por medio del segmento de distribución y a un precio regulado por la CNE¹). Actualmente existen 31 empresas generadoras, 5 transmisoras y 34 distribuidoras que suministran servicios eléctricos en los 4 sistemas antes mencionados.

Finalmente se creó un organismo para coordinar el despacho de energía y la operación de las empresas generadoras competitivas en una red de transmisión de acceso abierto, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), cuyo objetivo principal se estableció como minimizar costo global de oferta de electricidad, combinando diferentes formas de generación. El CDEC cumple básicamente 3 roles: Preservar la calidad del servicio, garantizar un sistema de operación menos costoso y garantizar los derechos de los principales sistemas de transmisión y sub.-transmisión a través de concesiones (Raineri, 1997; Raineri, 2001; Raineri, 2007). En este trabajo se hace una breve revisión de los principales aspectos de conformación, regulación y funcionamiento del mercado eléctrico chileno, a fin de entender qué aspectos de éste se verán afectados por el proyecto HidroAysén.

¹ Comisión Nacional de Energía.

1.1.3. Proyecto HidroAysén

El Proyecto HidroAysén es una alianza estratégica de producción entre Endesa y Colbún, dos de las empresas generadoras más grandes del sistema eléctrico chileno (Endesa tiene una participación de mercado de 49% y Colbún tiene una participación de 27,1%, compartiendo una afinidad hidráulica de alrededor de un 60% de su parque generador) (S. Arellano, 2004). Contempla el desarrollo conjunto de todas las tareas vinculadas a financiar, construir y operar 5 Centrales en la región de Aysén. Esta operación se haría mediante una nueva sociedad anónima (HidroAysén), que será sometida a la normativa de sociedades anónimas abiertas para tener mayor transparencia en su operación. En esta sociedad, Endesa tendrá un 51% de la participación, mientras que Colbún tendrá el restante 49%, siendo ambos los únicos accionistas. La capacidad total aproximada del proyecto es de 2.750 MW de potencia. El costo aproximado del proyecto incluyendo la línea de transmisión en corriente continua supera los US\$ 4.000 millones (TDLC Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, 2006). En la Tabla 1-1 se muestra el itinerario de construcción de las Centrales con la potencia respectiva de cada una:

Tabla 1-1: Centrales que se planean construir en el Proyecto HidroAysén. (Tabla 1)

Río	Nombre Central	Potencia [MW]	Superficie Inundada [Ha]	Año Entrada
Salto	Salto	25	0	2.011
Baker	Baker 1	660	710	2.012
Pascua	Pascua 2	1.270	1.100	2.014
Pascua	Pascua 1	460	500	2.016
Baker	Baker 2	360	3.600	2.018

Fuente: Página en Internet de HidroAysén, www.hidroaysen.cl

1.2. Estructura de la Tesis

Este trabajo se estructura en 4 secciones aparte de la introducción. En la segunda sección se incluye el marco teórico, donde se realiza todo el análisis a las alianzas estratégicas, el mercado eléctrico chileno, el proyecto HidroAysén, el estado del arte en el estudio de ejercicio de poder de mercado en mercados eléctricos, la teoría de juegos y la hipótesis de este trabajo. En la tercera sección se construyen dos modelos que permite evaluar si el

proyecto conjunto HidroAysén nace de una estrategia procompetitiva o anticompetitiva por parte de los agentes Endesa y Colbún en un mercado eléctrico regulado con un operador central e independiente que define el despacho en estricto orden de mérito, como es el caso chileno. El primer modelo es un Planificador Social que minimiza el costo de generación de energía y el costo de inversión del sistema. El segundo modelo es un juego a la Cournot, resuelto con equilibrios de Nash donde los 3 agentes más grandes del mercado eléctrico chileno (Endesa, Colbún y AESGener) realizan sus inversiones en distintas tecnologías maximizando sus márgenes de explotación (ingresos por energía más ingreso por potencia menos costo de inversión anualizado). La cuarta sección expone los resultados más relevantes de los modelos tomando en consideración distintos escenarios posibles del proyecto HidroAysén (realización conjunta entre Endesa y Colbún, realización sólo por parte de Endesa y no realización del proyecto). Para finalizar se presentan las conclusiones de este trabajo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Alianzas Estratégicas

La globalización del conocimiento ha impactado la forma de hacer negocios. Antiguamente las empresas eran vistas como “entidades feudales”, donde el conocimiento fluía solamente hacia fuera, construyendo una verdadera ciudadela protectora de los ámbitos administrativos, financieros, sociales y contractuales. Hoy en día, la empresa se muestra con límites desdibujados, donde el conocimiento fluye con facilidad, tal cual lo hacen múltiples sustancias químicas por medio de las membranas de una célula (Badaracco, cop. 1992). Es justamente esta interacción la que ha llevado a distintas compañías de múltiples ámbitos a asociarse en pos de aumentar su eficiencia y competitividad. Entre 1995 y 1996 iban registros de aproximadamente 20.000 formaciones de alianzas estratégicas al año sólo en Estados Unidos (Lambe, Spekman, & Hunt, 2002).

Las principales razones que tienen las empresas para aliarse es la posibilidad de bajar los riesgos, disminuir la cantidad de recursos comprometidos, entrar en mercados donde no tienen la posibilidad de entrar (ya sea por barreras legales o por desconocimiento de la cultura e idiosincrasia de la población) y el beneficiarse de la experiencia, conocimiento tecnológico y redes de distribución de las empresas socias (Burgers, Hill, & Kim, 1993; Doz, 1996; Dussauge, Garrette, & Mitchell, 2000; Gulati, 1998).

A pesar que las Alianzas Estratégicas son relativamente nuevas y altamente emergentes, han recibido múltiples definiciones, destacando las siguientes:

- “Acuerdos voluntarios entre empresas involucrando intercambio, cooperación, desarrollo conjunto de productos, tecnologías o servicios” (Gulati, 1998).
- “Acuerdos cooperativos entre 2 o más empresas para mejorar su posición competitiva y su desempeño compartiendo sus recursos” (Ireland, Hitt, & Vaidyanath, 2002).
- “Relación Formal entre 2 o más partes para buscar un conjunto de acuerdos en pos de metas, o para satisfacer un negocio crítico manteniendo organizaciones independientes” (Mowery, Oxley, & Silverman, 1996).

- “Esfuerzos colaborativos entre dos o más empresas en los cuales las empresas agrupan recursos en un esfuerzo para alcanzar mutuamente metas compatibles que no podrían ser alcanzadas fácilmente en forma autónoma” (Sivadas & Dwyer, 2000).
- “Aquellos acuerdos que poseen simultáneamente las siguientes 3 características necesarias y suficientes:
 - Dos o más empresas que se unen en busca de un grupo de acuerdos pero que más allá de las metas permanecen como entes independientes después de la formación de la alianza.
 - Los socios comparten los beneficios y el control sobre el funcionamiento de la alianza.
 - Los socios contribuyen en forma continua en una o más áreas estratégicas.” (Yoshino & Rangan, 1995)

No obstante los múltiples enfoques que dan en sus definiciones los autores, es importante destacar el fuerte énfasis cooperativo de este tipo de relaciones, siendo sinceros en que la finalidad última es aumentar las potencialidades competitivas de la empresa, ya sea superando barreras de entrada, compartiendo riesgos o aunando recursos y habilidades complementarias (Ardiles, 1995).

Sin embargo, la cooperación e interacción acarrea también una serie de desventajas en la relación, como fallas para entender y adaptar distintos modelos de gestión y culturas organizacionales, faltas de compromiso, metas estratégicas divergentes o expectativas irrealistas, entendiéndose justamente que la rivalidad que existe entre las empresas y la complejidad de la gestión de la alianza son factores claves para entender los fracasos de éstas, dado que las alianzas fallan por los riesgos de maximizar el interés personal por sobre el interés cooperativo (Park & Ungson, 2001). Estas razones justifican en parte la alta tasa de fracasos de este tipo de acuerdos, las cuales eran de alrededor de un 70% a mediados de la década de los 90 (Day, 1995; Lambe et al., 2002).

Hay otros dos tópicos importantes en la interacción que se establece en una alianza estratégica, la transferencia de conocimiento y la transferencia de precio.

La transferencia de conocimiento (Knowledge Transfer) concierne a cómo las empresas participantes en una alianza adquieren conocimiento y tecnología de sus socios debido a la interacción conjunta. Hay autores que sostienen el uso de la colaboración entre las empresas sólo como un instrumento para obtener capacidad tecnológica y otros conocimientos desde los socios. El punto es como salvaguardar las capacidades principales y estratégicas de una firma dentro de la alianza. Mowery establece que en aquellas alianzas donde hay aportes en capital hay un mayor traslape de conocimiento tecnológico con respecto a alianzas donde sólo hay una relación contractual (Mowery et al., 1996).

El segundo tópico es transferencia de precios (price transfer), que se refiere a cómo fijar precios óptimos de bienes o servicios que se tranzan entre los socios y la alianza (precios que no se rigen con la teoría de libre mercado, pues son los socios quienes los fijan). Esto podría crear diferencias en los ingresos de una entidad u otra y a la vez ser usado como un mecanismo para evadir impuestos por empresas transnacionales, las que podrían traspasar ingresos desde un país a otro, declarando menores ingresos en el país con mayor carga impositiva con el fin de reducir impuestos. Ante esto, la tendencia de la jurisprudencia en el mundo norma este aspecto con el precio de transferencia denominado “Precio de Independencia” (arm’s-length price transfer), que establece que en una transacción el precio cobrado por una parte relaciona a otra debiese ser el mismo si es que las partes fuesen independientes (Diewert, 1985). De esta forma el precio óptimo debiese ser el precio de mercado y si aún es difícil definir éste, debiese adoptarse el costo marginal de producción.

2.1.1. Categorización

No hay un consenso entre los académicos al momento de clasificar los distintos tipos de alianzas estratégicas. La tendencia es analizar este tema de acuerdo a la posición de las empresas en la industria, al tipo de contrato o relación que establezcan y a la forma en que aportan los recursos. Tomando esto en cuenta, en este trabajo tomaremos un conjunto de distintos enfoques al momento de clasificar a las alianzas estratégicas a modo de representar cada una de las ideas antes mencionadas. Éstos enfoques son: un enfoque

Estructural (Santillán, 1996), un enfoque Contractual y un enfoque Patrimonial (Yoshino & Rangan, 1995). La Figura 2-1 resume los anteriores planteamientos.

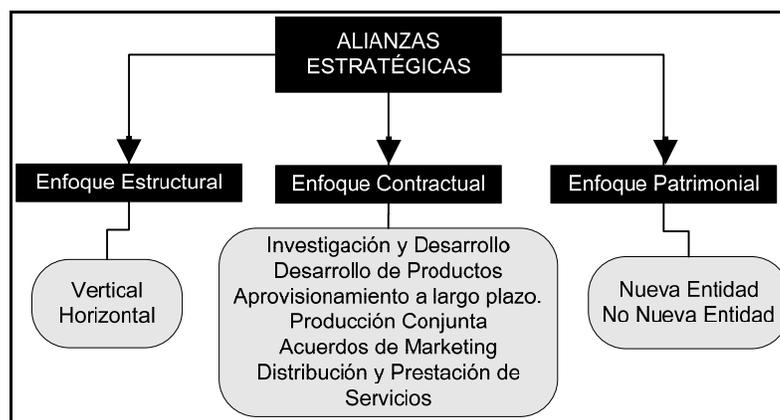


Figura 2-1: Categorización de las Alianzas Estratégicas. (Figura 1)

a. Enfoque Estructural

El Enfoque Estructural analiza la relación de acuerdo a como está estructurada la industria. La forma de clasificar a las alianzas estratégicas radica en el trabajo realizado por Michael Porter en su libro *Competitive Strategy* (Porter, 1980), donde propone que la distribución de valor agregado en la cadena de valor es el resultado del poder de negociación de los participantes. Tomando esto en cuenta se propone analizar a las alianzas entre aquellas que se efectúan entre una empresa y sus clientes o proveedores (Integración Vertical) y aquellas entre competidores dentro de la misma industria (Integración Horizontal) (Burgers et al., 1993; Harrigan, 1988).

b. Enfoque Contractual

El Enfoque Contractual analiza a la alianza de acuerdo al contrato que establecen entre ellas, clasificándolas como:

- Investigación y Desarrollo: Acuerdos destinados a combinar conocimiento tecnológico e investigación y desarrollo.
- Desarrollo de Productos: Acuerdos en que las empresas socias buscan desarrollar nuevos productos en los cuales ninguna de éstas posee la tecnología o el

conocimiento para desarrollarlo en forma independiente. Subsecuentemente las actividades de producción y ventas se realizarán en forma separada.

- **Aprovisionamiento de Largo Plazo:** Acuerdos donde una empresa se compromete a abastecer de determinados insumos o productos a otra compañía en un periodo determinado de tiempo manteniendo sus otras funciones en forma independiente.
- **Producción Conjunta:** Acuerdos donde una o más empresas realizan un proyecto conjunto que les permita producir los bienes aprovechando economías de escala o ámbito, pero manteniendo en forma independiente la comercialización de los productos.
- **Acuerdos en Marketing:** Acuerdos en los cuales las empresas realizan investigaciones de mercado y campañas en forma conjunta para potenciar sus marcas y aumentar sus ventas. Otra actividad característica es compartir la cartera de clientes entre empresas con el fin de segmentar clientes y hacer marketing directo.
- **Distribución y Prestación de servicios:** Acuerdos donde las empresas ponen a disposición de sus socios distintos servicios y equipos logísticos para proveer un tipo de servicio común.

Las clasificaciones antes expuestas se denominan “No Tradicionales”. Existe también una denominación llamada “Tradicional”, que abarca a los acuerdos como Licencias, Colaboraciones y Franquicias². Sin embargo actualmente existe un fuerte cuestionamiento a si estos últimos acuerdos son Alianzas Estratégicas, dado que sólo presentan rasgos cooperativos pero no competitivos, en cambio, en los acuerdos “No Tradicionales”, ambos rasgos están presentes. Por esta razón no se incluyó a los acuerdos “Tradicional” en la Figura 2-2.

² Revisar “Anexo A.3. Categorización de Alianzas Estratégicas con ejemplos” para tener una definición más precisa de estos acuerdos.

c. Enfoque Patrimonial

El Enfoque Patrimonial analiza cómo las empresas aporten en capital y patrimonio para formar una alianza estratégica. Se distinguen básicamente dos tipos;

- Creación de una Nueva Entidad: Cuando las empresas al aliarse forman una nueva entidad, la cual puede ser una empresa independiente de las operaciones de las empresas socias formantes.
- No creación de una Nueva Entidad: En esta categoría entran los convenios que no forman nuevas empresas, los cuales se basan simplemente en aportes en capital como los “equity swaps”.

En el Anexo A: Alianzas Estratégicas se encuentra un análisis más acabado de distintos tópicos referentes a estos acuerdos (como el ciclo de vida de una alianza y los factores que explican su éxito o fracaso) además de numerosos ejemplos de las distintas clasificaciones expuestas anteriormente.

2.1.2. Jurisprudencia

A la luz de lo expuesto en los puntos anteriores, son innegable las ventajas que entregan las alianzas estratégicas a las empresas o agentes que las formalicen. El problema está en que el fortalecimiento de un posicionamiento competitivo puede acarrear perjuicios para otros agentes, para el mercado y para la sociedad. A raíz de esto, las alianzas conjuntas son sometidas a legislación antimonopolio de acuerdo a los diferentes países o comunidades económicas. En este trabajo se analizarán las dos principales corrientes reguladoras, la de Estados Unidos, la de la Unión Europea y obviamente se incluirá un análisis a la de Chile por ser la regulación concerniente al proyecto HidroAysén.

a. Jurisprudencia en Estados Unidos

Los acuerdos relacionados con interacción entre empresas son analizados conforme al Antitrust Guidelines for Collaborations Among Competitors. Se reconoce explícitamente que las alianzas nacen como una respuesta de las empresas ante el aumento de la competencia para lograr nuevas metas, que éstas pueden tener una serie de ventajas para los consumidores (como menores precios, mejor servicio, etc.) y para las compañías (mayores eficiencias y capacidades), aunque considera también que éstas pueden atentar

contra la libre competencia, por medio de colusiones que permitan entregar información entre las compañías para concentrar el mercado, subir el precio o reducir la producción. Las agencias evalúan cada caso a la luz de sus propios hechos, considerando tanto los beneficios procompetitivos como los daños anticompetitivos. Se deriva básicamente en 2 tipos de análisis:

- Acuerdos catalogados “Per se” ilegales: Hay ciertos acuerdos que tienen tan pocos beneficios procompetitivos y es tan probable que dañen la competencia que no vale la pena gastar tiempo analizándolos. Estos acuerdos son principalmente aquellos que tienden a subir el precio de mercado o reducir la producción. Las cortes presumen a aquellos acuerdos como ilegales, sin entrar en detalles de sus posibles beneficios competitivos.
- Acuerdos analizados conforme a la Regla de la razón: aquellos acuerdos que no son catalogados como Per se ilegales son analizados con la regla de la razón (rule of reason). Esta regla se enfoca en contrastar cómo sería la competencia en el mercado relevante con y sin el acuerdo. El estudio del caso parte con un análisis preliminar, donde definen el mercado relevante, calculan las participaciones de mercado y la concentración de éste, abarcando una serie de otros indicadores y efectos como son la entrada al mercado o los incentivos que tienen los participantes para seguir compitiendo con el acuerdo. Luego de todo este análisis, si las agencias encuentran que el acuerdo contiene mayores beneficios procompetitivos y no dañará la competencia del mercado, deciden no demandar legalmente el acuerdo. Por el contrario, si hay evidencia de perjuicio a la competencia, las agencias comienzan un análisis más detallado, donde buscan cuáles serían los eventuales beneficios y si éstos compensarían los perjuicios que causaría el acuerdo a la competencia. Las principales directrices que siguen las agencias en su análisis son:
 - La naturaleza del acuerdo: las agencias hacen inferencias sobre los propósitos del acuerdo en base a los objetivos que éste busca y los posibles daños que éstos pueden provocar, catalogándolos como:
 - i. Acuerdos que limitan la toma independiente de decisiones, combinan el control o los intereses financieros.
 - ii. Acuerdos que pueden facilitar la colusión.

En ambos puntos anteriores, se analizan los pros y contra de acuerdos en producción, marketing, abastecimiento e investigación y desarrollo. En lo concerniente a este trabajo, cabe recalcar que la mayor aprehensión a un acuerdo de producción es la posible disminución de la cantidad producida en el mercado relevante y el precio de transferencia de los productos que puede darse entre las empresas o desde las empresas a clientes distribuidoras, precio que podría ser “inflado” por medio de los costos de transacción y de esta forma perjudicar la competencia del mercado.

- El mercado relevante afectado: incluye todos los mercados que podrían verse afectados, en especial aquellos donde operan las empresas involucradas en el acuerdo. Se catalogan de la siguiente forma:
 - i. Mercado de bienes: es el mercado más relevante y se determina mediante la sección 1 del Horizontal Merger Guidelines.
 - ii. Mercado tecnológico: consiste en el mercado de propiedad intelectual (que es licenciado) y sus productos sustitutos. Se cataloga cuando los derechos de propiedad intelectual son comercializados en forma independiente de los productos en los cuales éstos son usados. Se determina mediante la sección 3.2.2 del Intellectual Property Guidelines.
 - iii. Mercado de la Innovación: consiste de la investigación y el desarrollo de nuevos productos o el mejoramiento de productos existentes. Se define conforme a la sección 3.2.3 del Intellectual Property Guidelines.
- La participación de Mercado y la Concentración: las agencias entienden que una mayor concentración podría ser un incentivo para reducir la producción y subir los precios. Para esto calculan las participaciones de mercado ex post al acuerdo, reconociendo que esto es sólo un punto inicial del análisis.
- Factores relevantes que determinan los incentivos a competir por parte de las compañías: cuando la naturaleza del acuerdo y los datos de concentración y participación del mercado revelan un posible daño anticompetitivo, las agencias miran hasta qué punto los participantes del

acuerdo tienen incentivos para seguir compitiendo independientemente, fijándose en los siguientes factores:

- i. Exclusividad: de qué manera el acuerdo permite que los participantes tengan incentivos para seguir compitiendo en el mercado relevante.
 - ii. Control sobre los activos: las agencias se preguntan si el acuerdo necesita que los participantes incurran en aportes significados de activos los cuales les habrían permitido ser competidores independientes en el mercado relevante.
 - iii. Intereses financieros en el acuerdo y en los otros participantes: las agencias evalúan los intereses que tienen los participantes en el acuerdo y cómo éste afectaría los intereses financieros de los participantes sin el acuerdo, asumiendo que mientras más grandes son los intereses financieros, menos probable es tener incentivos para competir con el acuerdo.
 - iv. Control sobre el proceso de toma de decisiones de la colaboración: las agencias se preguntan la manera en la cual la colaboración es gobernada y organizada de forma tal que los participantes tengan incentivos para competir independientemente en el mercado relevante.
 - v. Probabilidad de compartir información anticompetitiva: las agencias evalúan qué tipo de información podrían compartir los participantes que pueda dañar los incentivos que éstos tienen para competir en forma independiente.
 - vi. Duración de la colaboración: las agencias consideran la duración de la colaboración tomando como hecho que en general mientras más corta la duración, mayores son los incentivos de los agentes a seguir compitiendo.
- Entrada al mercado: las agencias consideran que bajas barreras a la entrada favorecen la competencia. Si es que el acuerdo resulta no ser dañino en base

a los puntos anteriormente señalados, las agencias determinan el grado en que el acuerdo afectaría la entrada al mercado.

- Identificación de los posibles beneficios procompetitivos del acuerdo: se analizan todos los posibles beneficios que el acuerdo podría tener para los consumidores y en qué manera elevaría el grado de competencia entre los participantes. Las eficiencias que se reconocen son básicamente precios más bajos, mejoramiento de la calidad y del servicio y la invención de nuevos productos.
- Efectos competitivos en forma global: Las agencias evalúan la magnitud y la probabilidad de los posibles beneficios y daños que produciría el acuerdo, analizando si es que los posibles beneficios del acuerdo compensarían los posibles perjuicios que éste ocasionaría.

b. Jurisprudencia en la Unión Europea

La regulación de acuerdos conjuntos en la Unión Europea se rige según el Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea. Específicamente en el Título VI. (Normas Comunes sobre Competencia, Fiscalidad y Aproximación de las Legislaciones), Capítulo I. (Normas sobre Competencia) Sección I. (Disposiciones Aplicables a las Empresas). Comprende desde el artículo 81 hasta el artículo 89.

Los dos artículos más relevantes son el 81 y el 82, que se refieren a acuerdos entre empresas. En éstos se abarca el concepto de operación de concentración, definiéndolo como:

- Dos o más empresas anteriormente independientes se fusionan.
- Una o más personas (que ya controlan al menos una empresa) o una o más empresas adquieren el control de otra o varias empresas.

El artículo 81 establece que "serán incompatibles con el mercado común y quedarán prohibidos todos los acuerdos entre empresas, las decisiones de asociaciones de empresas y las prácticas concertadas que puedan afectar al comercio entre los Estados miembros y que tengan por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del mercado común".

El artículo 82 establece que “será incompatible con el mercado común y quedará prohibida, en la medida en que pueda afectar al comercio entre los Estados miembros, la explotación abusiva, por parte de una o más empresas, de una posición dominante en el mercado común o en una parte sustancial del mismo”.

Las acciones que sancionan estos artículos son la fijación de precios de compra o venta, las limitaciones a la producción, la repartición de los mercados, la aplicación a terceros de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes y la subordinación de la celebración de un contrato a prestaciones suplementarias que no guarden relación con el objeto de dicho contrato.

El apartado 3 del artículo 81 establece una excepción a “cualquier práctica concertada o categoría de prácticas concertadas, que contribuyan a mejorar la producción o la distribución de los productos o a fomentar el progreso técnico o económico, y reserven al mismo tiempo a los usuarios una participación equitativa en el beneficio resultante”. De esta forma, cualquier acuerdo que produzca mejoras en el bienestar social, ya sea en términos de producción, de innovación tecnológica o de menores precios para los consumidores, puede acogerse a esta medida.

Los artículos siguientes tratan básicamente de la forma de aplicación de los artículos 81 y 82, donde la comisión estaba facultada para evaluar sólo a posteriori las consecuencias en el mercado de cualquier tipo de acuerdo que pudiera reforzar una posición dominante. Esto cambió en 1989 con el reglamento (CEE) N° 4064/89, desde donde se empezó a evaluar las consecuencias a priori de la formalización del acuerdo. El criterio fundamental que se utilizó para evaluar estos acuerdos fue el “criterio de posición dominante”, entendiendo que una o varias empresas se supone que ostentan tal posición si poseen poder económico para influir en los parámetros de la competencia (los precios, la producción, la calidad de la producción, la distribución, la innovación) y de restringir sensiblemente la competencia. No se sancionaba la posición dominante en si, si no el abuso de ésta y su aplicación era extensible sólo a situaciones de duopolio.

En el año 2001 se publicó el “Libro Verde”, cuyo objetivo fue lanzar un debate de gran amplitud sobre la reforma del régimen de control de las concentraciones, fomentando un proceso de revisión al reglamento (CEE) N° 4064/89.

En el año 2004 se aprueba el nuevo reglamento sobre control de concentraciones (CE) N° 139/2004, donde se da énfasis a la adopción del “criterio de disminución sustancial de la competencia”, según el cual las autoridades deben comprobar si una fusión causa una reducción sustancial de la competencia.

El ámbito de aplicación del reglamento es sobre todas las "concentraciones" de "dimensión comunitaria", donde una "concentración" se considera realizada cuando un cambio duradero del control resulta:

- De la fusión de dos o más empresas o partes de empresas anteriormente independientes;
- De la adquisición directa o indirecta, por una o más personas (que ya tengan el control de una empresa al menos) o por varias empresas que adquieran el control de una o de otras varias empresas.

Se considera que las operaciones de concentración múltiples, supeditadas una a otra o estrechamente vinculadas, constituyen una única concentración. Una concentración adquiere una "dimensión comunitaria":

- Cuando el volumen de negocios total realizado a nivel mundial por el conjunto de las empresas en cuestión es superior a cinco mil millones de euros, y
- Cuando el volumen de negocios total realizado individualmente en la UE por al menos dos de las empresas en cuestión es superior a 250 millones de euros, a menos que cada una de las empresas en cuestión realice más de dos tercios de su volumen de negocios total en la UE dentro un mismo estado miembro.

Sin embargo, la comisión hace una distinción entre una operación de concentración y una de cooperación, donde se catalogan como compatibles a las operaciones de concentración que no creen ni reesfuercen una posición dominante. En ese sentido, se consideran que aquellas empresas comunes (empresas controladas conjuntamente por dos o más empresas) con plenas funciones (es decir que ejerza en forma permanente todas las funciones de una entidad económicamente independiente) tienen como objetivo el coordinar su comportamiento en el mercado, por lo tanto se consideran como una operación de concentración.

c. Jurisprudencia en Chile

Todos los acuerdos de asociación pueden ser sometidos al arbitrio del Decreto de Ley 211 de 1973, el cual fija las normas para la defensa de la Libre Competencia en Chile. Hay dos instituciones encargadas de velar por el cumplimiento de este decreto. La primera es la Fiscalía Nacional Económica (FNE), que es un servicio público, descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que investiga todo hecho, acto o convención que pueda impedir, eliminar o restringir la competencia en los mercados. En caso de estimarlo conveniente, la FNE somete el resultado de sus investigaciones a una segunda institución, el Tribunal en Defensa de la Libre Competencia (TDLC). Estas dos instituciones son por tanto las encargadas y las garantes de velar por la competitividad de los mercados, fiscalizando, denunciando y sancionando cualquier acuerdo que pueda ser perjudicial en términos de la competencia.

Para la legislación chilena, los acuerdos de concentración son “las fusiones, las adquisiciones de acciones, las adquisiciones de activos, las asociaciones y, en general, los actos y convenciones que tienen por objeto o efecto que dos o más empresas económicamente independientes entre sí pasen a conformar una sola empresa o a formar parte de un mismo grupo empresarial”.

El efecto propio de una actividad de concentración es aumentar la participación de mercado y eventualmente aumentar las posibilidades de abuso de poder de mercado, ante lo cual la legislación chilena ha adoptado medidas correctivas, prohibitivas y preventivas.

La Fiscalía Nacional Económica está constantemente pendiente de los movimientos en todos los mercados. Puede por tanto tomar conocimiento de una operación de concentración de cualquier fuente de información. Ante esto, se requerirá instruir una investigación preliminar, donde se recibirán antecedentes de las partes involucradas y el fiscal tendrá la misión de elaborar un informe con medidas preventivas o con la interposición de acciones ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

El informe que prepara el fiscal se basa en un análisis del acuerdo y las posibles consecuencias en la competitividad del mercado, basándose en los siguientes puntos:

- Concepto de Operación de Concentración: La FNE caracteriza primeramente el acuerdo, evaluando si puede ser catalogado como de concentración (según la

definición antes dada) y luego viendo si es de carácter horizontal (entre competidores) o vertical (entre proveedor y cliente).

- Mercado Relevante: La FNE define el mercado relevante, entendiéndolo como un “área geográfica en que se produce, compra o vende un producto o un grupo de productos, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”, y luego mediante estudios de elasticidades trata de determinar cómo afectará el acuerdo a las conductas de consumidores y a los precios.
- Concentración y Umbrales: la FNE determinará a las empresas participantes en el mercado relevante, estimando sus participaciones de mercado y la concentración de la industria mediante el índice de Herfindahl Hirschman (HHI)³, donde descartará un mayor análisis si este índice es menor a 1000.
- Condiciones de Entrada al Mercado: en este punto la FNE evalúa las barreras a la entrada (considerando principalmente las barreras legales y los costos hundidos), el tiempo y suficiencia de la entrada (es decir cuánto tarda una empresa en convertirse en un real competidor) y el comportamiento estratégico (como lo son las políticas de precios, la inversión en capacidad instalada y en publicidad, etc.).
- Riesgos para la Competencia: ante un aumento de la concentración y por tanto de ejercicio de poder de mercado, la FNE evalúa los riesgos de abusos unilaterales (como las características del producto, el comportamiento histórico de las partes, la rentabilidad de las partes, las características de la empresa concentrada, etc.) y los riesgos de coordinación (ante una disminución del número de competidores, se analizan los posibles riesgos de coordinación entre los participantes que quedarían en el mercado).
- Contrapeso de Riesgos: La FNE también considera los posibles beneficios que tendría el acuerdo, los cuales clasifica en eficiencias (como los ahorros asociados al acuerdo, las economías de planta y ámbito que puede producir el acuerdo, la introducción de nuevos productos, etc.) y empresa en crisis y concentraciones en el exterior (como los posibles beneficios que puede tener la fusión o adquisición de

una empresa en quiebra o insolvencia, como así los beneficios que puede traer una asociación de empresas en el extranjero que puede tener efectos en Chile).

2.2. Mercado Eléctrico Chileno

El sector eléctrico Chileno fue el primero en ser reformado mediante la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) (en el año 1978) y la promulgación del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería (en 1982) (Raineri, 2007). Antiguamente la mayoría de los países del mundo tenía un monopolio verticalmente integrado como organización de la industria eléctrica, el cual aprovechaba las economías de escala y ámbito que se producían en la transmisión y distribución. La reforma en Chile detectó 3 etapas en las funciones de este monopolio y por tanto definió 3 segmentos, generación (producción de potencia y energía), transmisión de potencia (tanto en alta tensión como en baja tensión) y distribución (venta de potencia y energía). El objetivo del DFL N° 1 fue darle un impulso competitivo a la Generación y regulador a la Transmisión y Distribución. A la vez se creó un sistema independiente de estos segmentos encargado de coordinar las operaciones de los generadores en una red de transmisión de acceso abierto, llamado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). En 1998 entró en vigencia el Reglamento Eléctrico de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual especificó mucho de los puntos del DFL N° 1 y cambió la reglamentación del CDEC. En 1999 se modificó el DFL N° 1 como una forma de solucionar una crisis energética vivida en ese periodo, eliminando el concepto de fuerza mayor⁴ y aumentando las multas por incumplimiento por contratos de suministro, todo esto contenido en el artículo 99 bis.

³ El índice de Herfindahl Hirschman (HHI) corresponde a la sumatoria al cuadrado de las participaciones de mercado de las empresas participantes.

⁴ El origen de este concepto se introdujo en 1990 en el artículo 99 bis y establecía que las empresas de generación debían garantizar el suministro eléctrico cuando las condiciones hidrológicas estuvieran dentro del rango utilizado para calcular los Precios de Nudo.

2.2.1. Segmentos

Las principales consideraciones con respecto a los segmentos mencionados anteriormente son:

- **Generación:** en este segmento se promueve la competencia y la entrada de inversiones competitivas con una modalidad de libre acceso. No se encuentra evidencia de economías de escala o ámbito que pudieran justificar la no introducción de competencia.
- **Transmisión:** este segmento fue cambiado por un régimen de acceso abierto, permitiendo a todos los generadores un uso no discriminatorio de la capacidad de transmisión a la cual tuviera acceso. Se reconoce la existencia de fuertes economías de escala ex antes en la construcción de las líneas y economías de ámbito dadas por las interconexiones de los sistemas eléctricos. En algunos casos se presentan problemas de facilidad esencial.
- **Distribución:** este segmento fue cambiado por un monopolio natural regulado, pues se reconocieron fuertes economías de escala y ámbito que hacían inviable la introducción de competencia. Por medio de la distribución se comercializa y vende la energía y potencia generada.

En términos de regulación para estos tres segmentos, las principales características son:

- **Generación:** Se requiere de una concesión para instalar una central hidroeléctrica y gran parte del funcionamiento de las Centrales generadores se encuentra regulada atendiendo al carácter de servicio de utilidad pública esencial. De esta forma, la regulación apunta a:
 - Realizar una operación coordinada a mínimo costo de las Centrales interconectadas.
 - Incentivar inversiones en generación eficientes.
 - Poner un límite al precio que pagan las empresas distribuidoras por la electricidad que va destinada a clientes regulados.

A la vez la Ley Eléctrica obliga a la interconexión de los sistemas de generación para:

- Preservar la seguridad del sistema.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones.
- Asegurar a las generadoras el régimen de acceso abierto al sistema de sub-transmisión y transmisión troncal.

De esta forma, las principales regulaciones hechas al segmento fueron:

- Operación Coordinada: toda la operación del sistema está a cargo del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), el cual determina las Centrales a ser despachadas cada hora de acuerdo a la información de costos de operación declarada por cada una de las empresas de generación integrantes.
- Precio Regulado para Transferencias Forzosas: todas las transferencias que se tengan que realizar por la condición de superávit o deficitaria en que se encuentren las empresas se valorizarán al costo marginal de operación determinado por el CDEC.
- Acceso abierto a los Sistemas de Transmisión: todos los generadores podrán tener acceso a las redes de transmisión de su área de influencia.
- Rol Indicativo de la Autoridad: Las inversiones en capacidad son decididas en forma libre por los agentes, aunque la autoridad confecciona un plan de inversiones recomendadas en generación y determina los precios de potencia. Ambas acciones son las principales señales que tienen los inversionistas para evaluar las inversiones en este segmento.
- Obligatoriedad de Servicio: las empresas generadoras no están obligadas a dar servicios, pero hay un sistema de multas en caso de falla de generadoras que deriven en racionamiento eléctrico, el cual incentiva a las empresas a producir.
- Precio límite para venta de potencia a empresas distribuidoras: todas las transferencias de potencia a las empresas distribuidoras se realizarán al Precio Nudo de Potencia (el cual se explicará más adelante) determinado por la Comisión Nacional de Energía.

- Transmisión: Este segmento es un monopolio natural por las fuertes economías de escala. Sus principales funciones son las de transportar la energía, sustituir la potencia instalada y aumentar la competencia en el mercado (J. P. Arellano, 2004).
- Distribución: Se establece que las tarifas asignadas al segmento de distribución sean obtenidas de un proceso de competencia por comparación con una empresa modelo eficiente de referencia, proceso comúnmente conocido como “yard stick competition”. Este proceso se realiza cada 4 años en conjunto para todas las empresas de distribución, en contraste a los sectores sanitarios y de telecomunicaciones, donde este proceso se realiza para cada empresa en forma particular (Rudnick & Raineri, 1997).

2.2.2. Tipos de Clientes

Se definieron 2 tipos de clientes, los clientes regulados y los clientes libres, clasificados de acuerdo a su nivel de consumo.

- Clientes Regulados: son los usuarios finales cuyos precios están regulados por la autoridad y cuya potencia conectada es mayor a 500 KV y menor a 2000 KV. (Art. 90 DFL N° 1).
- Clientes Libres: son los usuarios finales que pueden establecer contratos tanto con las empresas pertenecientes a los segmento de generación o distribución, donde el precio pagado por la energía y potencia no está regulado por la autoridad, si no que se negocia libremente y cuya potencia conectada sobrepasa los 2000 KW. (Art. 91 DFL N° 1).

Cabe consignar que en el año 2004 se promulgó la ley N° 19.940, conocida como “Ley Corta I”, la cual estableció entre otras cosas un Sistema Intermedio de Libertad Restringida en el cual los clientes cuya potencia conectada estuviera entre los 500 KW y los 2000 KW podían optar a pertenecer al segmento de clientes libres o al segmento de clientes Regulados, con una permanencia mínima de 4 años luego de hecha la elección (Silva & Zolezzi, 2002).

2.2.3. Sistema de Precios

En relación a los precios en este mercado, está bien diferenciado en la ley eléctrica que los productos son la energía y la potencia, por lo cual hay un precio para cada uno. Estos dos precios dan origen a dos señales, una de corto plazo, reflejada en los Precios Spot y una de largo plazo, reflejada en los Precios de Nudo (orientadas a consumidores finales regulados).

- Precio Spot: es el costo marginal instantáneo de la producción de energía, definido en función del costo marginal de la última unidad que esté operando en el sistema. Este precio es determinado por el CDEC y ajustado cada hora en base a costos marginales declarados por cada una de las empresas integrantes. Son orientados a los intercambios de energía entre empresas generadoras (Art. 91 DFL N° 1).
- Precios de Nudo: es aquel al cual las empresas distribuidoras le compran potencia y energía a las empresas generadoras y representa casi un 60% del precio total que pagan los consumidores por este producto. Se cobra a nivel generación-transporte y se podría definir como el valor esperado del promedio de los costos marginales de generación para los siguientes 16 trimestres. Es determinado por la CNE (Comisión Nacional de Energía) cada 6 meses (en Abril y Octubre) utilizando un modelo de programación dinámica dual estocástica conocido como OSE 2000⁵. Tiene 2 componentes, un precio por la energía (que refleja el promedio de los costos marginales de suministro a nivel de generación y transporte por los próximos 3 años incluyendo un costo de falla en caso que el modelo prediga racionamiento eléctrico) y un precio por la potencia de punta (que refleja el costo anual de incrementar la capacidad instalada con la tecnología más barata que provea potencia durante los periodos de mayor demanda anual) (Art. 97 DFL N° 1). El Precio de Nudo es definido para todas las subestaciones de generación – transporte desde las cuales se realice suministro.

⁵ El Modelo OSE 2000 utiliza proyecciones de demanda de energía y potencia de punta para los próximos 10 años y un set de 40 hidrologías “equiprobables” que representa la variabilidad hidrológica, minimizando el costo esperado de abastecimiento y falla y encontrando un uso eficiente del agua de los embalses más importantes del sistema.

Cabe notar que también existe un precio a nivel de transmisión, referente a un sistema de peajes que incentivan la generación de un mercado competitivo para la comercialización de energía entre empresas generadoras y entre empresas generadoras y consumidores libres.

Estos se dividen en 2 tipos:

- Peaje Básico: corresponde al pago por inyección directa de potencia en su área de influencia. Faculta también al generador a retirar potencia y energía de cualquier nodo de su zona de influencia.
- Peaje Adicional: pago extra en que debe incurrir un generador por inyectar potencia en zonas fuera de su área de influencia.

También existe un precio a nivel de distribución, el cual es agregado al precio de nudo en el punto de conexión de las instalaciones de distribución con las de transmisión. Este precio es un valor agregado por el concepto de distribución (llamado VAD⁶, valor agregado de distribución) y un peaje por el concepto del uso de sistema de transmisión troncal.

Muchas críticas han sido hechas a este sistema de tarificación, basadas principalmente en la poca coincidencia de los precios de nudo con los precios spot y en su poca flexibilidad para reflejar problemas de escasez de suministro dados por la alta variabilidad en la oferta de un sistema eléctrico que depende fuertemente de impredecibles cambios hidrológicos.

Además se alega su poca eficiencia en el uso de la capacidad instalada, argumentándose que por ejemplo el actual sistema requiere más de un 30% de capacidad instalada en comparación a la capacidad instalada requerida por un esquema más flexible de precios. Además una tarificación flexible permitiría postergar la inversión de nueva capacidad de generación (Montero & Rudnick, 2001).

Como un ejemplo del negativo impacto de esta inflexibilidad tarifaria ponemos el caso de la crisis que sufrió el SIC en el periodo 1998-1999, donde se comprobó que los precios de nudo son insensibles a las restricciones de oferta que se pueden producir en el corto plazo.

⁶ VAD corresponde al costo medio de entregar el servicio de distribución y es determinado por medio de la simulación de una empresa modelo (empresa teórica eficiente en su política de inversión y gestión) para distintas zonas con estructuras de costo similares. Este proceso se realiza cada 4 años por la CNE y las empresas distribuidoras tienen la opción de realizar un estudio en forma paralela, el cual (en caso de no

En este periodo Chile vivió la sequía más extrema de la cual se tenga registro, lo que sumado al retraso en la puesta en marcha de la Central Nehuenco llevaron a la autoridad a promulgar 3 decretos de Racionamiento Eléctrico, los cuales derivaron en restricciones de suministro en los meses de marzo, abril y mayo del año 1999. Por otro lado surgieron diversas controversias entre las empresas eléctricas, relacionadas principalmente con el pago del Costo de Falla al valorizar las transferencias de energía entre las empresas generadoras que pertenecían al CDEC. El conflicto se politizó a tal punto que fueron presentadas diversas querellas en contra de compañías generadoras por incumplimiento de contratos de suministro, que obligaron a la autoridad a modificar el artículo 99 bis⁷ relacionado con las causales de fuerza mayor que determinan la obligación en el pago de compensaciones ante fallas en el suministro eléctrico (Raineri, 2001).

En la Figura 2-2 se muestra la tarificación de demanda de punta (Joskow, 1976), en la cual se basa el sistema eléctrico chileno. Esta figura es una adaptación del trabajo de Oren (Oren, 2003), donde se expone que el despacho ha de hacerse en un estricto orden de mérito según el costo marginal del generador más barato que sea necesario para abastecer la demanda de punta en un momento dado. Con este mecanismo, el costo total del sistema estará dado por la curva envolvente de las funciones de costo de cada tecnología en función del tiempo de operación, que puede ser interpretada como el costo del sistema de proveer cualquier lonja o rebanada de carga bajo la curva de duración (Figura 2-3 en la esquina inferior izquierda). Los dos gráficos de la izquierda ilustran el costo que tendría proveer energía durante un tiempo igual a $T_1+T_2+T_3$ con 1 MW de potencia, mientras en los dos gráficos de la derecha se puede ver las ganancias que entregaría al generador el producir esa cantidad de energía.

Si se consideraran tres tecnologías, en el gráfico superior izquierdo se aprecia que el costo de proveer energía con ese MW de potencia remarcado hasta la hora $T_1+T_2+T_3$ sería igual

coincidir con el estudio de la CNE) tiene una incidencia de 1/3 en los valores finales del VAD, versus 2/3 del resultado del estudio de la CNE.

⁷ Los cambios establecidos fueron básicamente la eliminación de las causas de fuerza mayor, el establecimiento de compensaciones a todo evento, la socialización del racionamiento eléctrico entre todos los clientes de las empresas reguladas y el no reconocimiento en los precios de nudo del mayor riesgo que las medidas señaladas anteriormente significaban a los generadores. Todo esto derivó en una baja en la tasa de

a la instalación de un MW de potencia de tecnología 3 (F_3) más el costo marginal de la tecnología 3 (C_3) multiplicado por la suma de los tiempos en que está en punta cada tecnología para proveer dicha cantidad de energía ($T_1+T_2+T_3$). Por otro lado, el gráfico inferior izquierdo ilustra el costo de proveer esa cantidad de energía utilizando la curva envolvente de tecnologías. Para llegar a proveer energía con 1 MW de potencia durante $T_1+T_2+T_3$ horas, se necesitaría costear el costo fijo de la tecnología más barata (F_1) y sumarle el costo marginal en punta durante cada uno de los tiempos en que está en punta cada tecnología, es decir C_1 durante el tiempo T_1 , C_2 durante el tiempo T_2 y C_3 durante el tiempo T_3 , lo cual equivale a un costo de producción de $C_1*T_1+C_2*T_2+C_3*T_3$.

Por lo tanto en términos de costo de proveer esa cantidad de energía para este sistema hay una equivalencia de $F_3+C_3*(T_1+T_2+T_3)=F_1+C_1*T_1+C_2*T_2+C_3*T_3$. La ecuación inferior izquierda representa la generalización de estas dos formas de ver el costo para j tecnologías.

En el gráfico superior derecho, se aprecia el ingreso por energía que tendría el generador con estas 3 tecnologías, donde se le pagaría C_1 por el tiempo T_1 en que está en punta la tecnología 1, C_2 por el tiempo T_2 en que está en punta la tecnología 2 y C_3 por el tiempo T_3 que es hasta la hora en que se usa ese MW de potencia y que está en punta la tecnología 3. El ingreso es por tanto igual a $C_1*T_1+C_2*T_2+C_3*T_3$. La generalización del ingreso para j tecnologías está representada por la ecuación inferior derecha.

Al comparar las ecuaciones de costos e ingresos, la componente derecha del costo de proveer energía usando la curva envolvente, es igual al ingreso que percibe el generador, por tanto se llega a la relación $C^j = F_1 + I_j$ que sale más abajo en la figura. Esta ecuación refleja que las ganancias no alcanzan para cubrir los costos totales del generador, ya que queda deficitario en una unidad de F_1 (el costo fijo de la tecnología más barata en términos de inversión). Este hecho justifica el pago que se realiza por concepto de potencia.

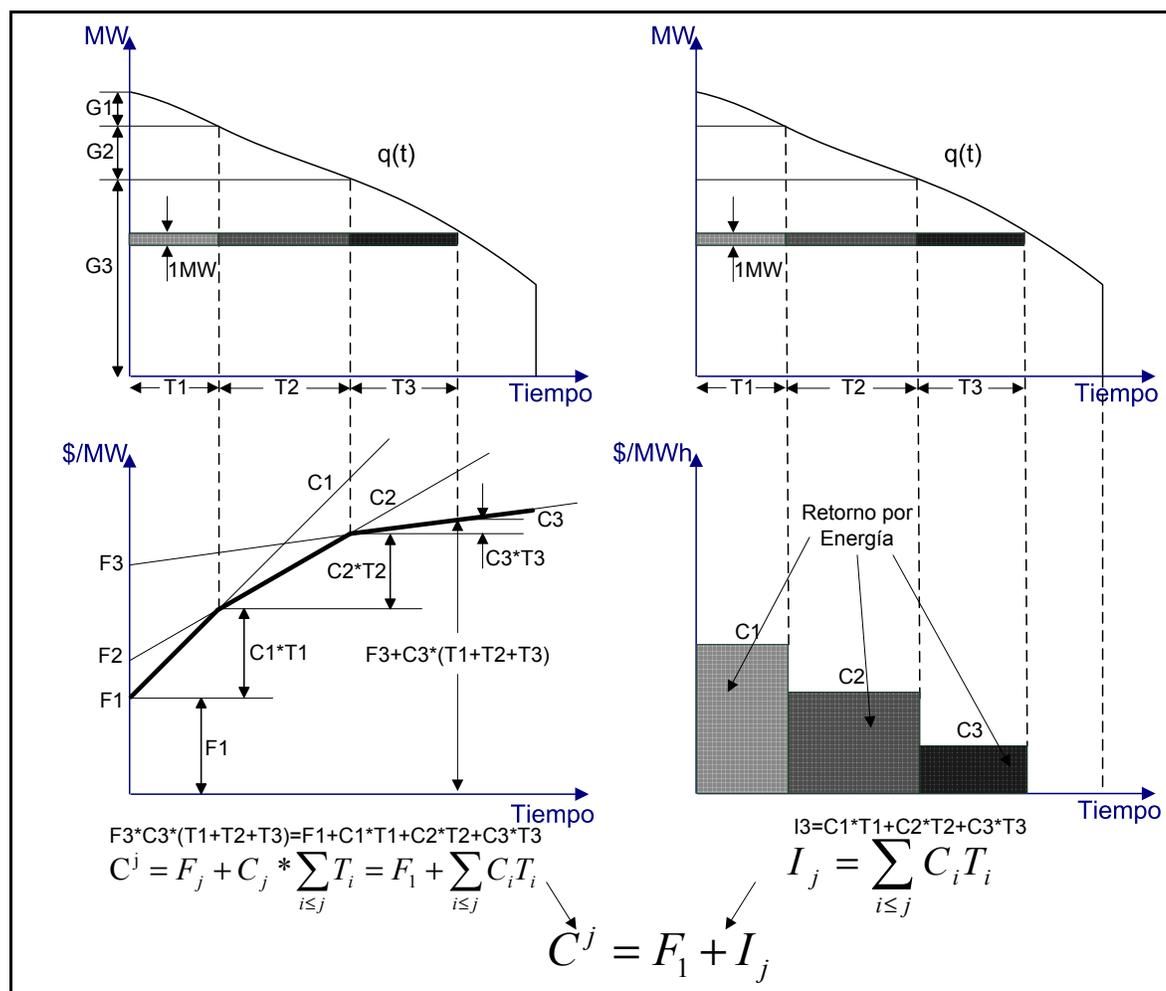


Figura 2-2: Modelo de Tarificación de Demanda de Punta. (Figura 3)

2.2.4. Mercados

Los precios antes mencionados tienen incidencia en los 3 mercados para la venta de Energía y Potencia establecidos por la reforma:

- Mercado Regulado: en este mercado interactúan empresas generadoras y compañías de distribución. Las distribuidoras compran energía a las generadoras con contratos de mediano y largo plazo a Precio de Nudo, para abastecer a consumidores pequeños que pagan precios regulados. Además es en este mercado donde se adiciona el valor agregado de distribución (VAD) al Precio de Nudo, por lo cual las tarifas por electricidad que pueden cobrar las distribuidoras y que deben pagar los consumidores finales están dadas por:

$$\text{PrecioFinal} = \text{Precio_Nudo} + \text{VAD} + \text{Carg o_Único_Uso_Sistema_Troncal}$$

- Mercado Libre: en este mercado los grandes consumidores (cuya potencia instalada es mayor a 2 MW) acuerdan libremente sus contratos de suministro con las empresas generadoras y distribuidoras, sin tener restricciones de precio ni calidad de suministro. Los contratos básicamente establecen una cantidad de potencia, una cantidad de energía y un precio o fórmula para tarifificar la potencia y energía entregada. La tendencia ha sido que los grandes consumidores liciten sus contratos de suministro eléctrico pudiendo así obtener mejores condiciones de parte de los proveedores de electricidad.
- Mercado Spot o de Intercambios Instantáneos: en este mercado los generadores comercializan energía y potencia para cumplir sus contratos eléctricos de abastecimiento. El precio utilizado para estas transacciones es el Precio Spot y el precio de potencia de punta es determinado por la CNE en el Plan Indicativo de Obras a Nivel de Generación.

2.2.5. Centro de Despacho Económico de Carga

En Chile se establecieron 4 sistemas interconectados⁸, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes. Para cada uno de estos sistemas se estableció por ley un centro independiente encargado de coordinar sus operaciones con independencia de los contratos y compromisos que pudieran tener las empresas generadoras, resguardando y garantizando la calidad del suministro eléctrico, siendo la autoridad la encargada de crear y modificar la normativa para entregar incentivos que vayan en mejora del servicio. Es el CDEC de cada sistema el que determina qué empresa debe producir, en qué cantidad y cuándo debe hacerlo, con el fin de que las empresas no puedan limitar su producción para interferir en los precios. En el caso del SIC, el CDEC fue constituido en 1985 y en el caso del SING fue constituido en 1993.

Se constituye por:

⁸ El objetivo de los Sistemas Interconectados es unir diferentes centros de consumos de forma tal de aprovechar los excesos de oferta en ciertos nodos para ser aprovechados en otros nodos dentro de la misma red.

- Directorio: está integrado por 1 representante de cada empresa miembro del CDEC, quien tiene derecho a 1 voto en las decisiones que toma el organismo (las cuales se adoptan prescindiendo de las participaciones de mercado de las empresas miembros). Su presidencia es rotativa y sus principales funciones son las de normal y controlar el CDEC.
- Dirección de Operación y de Peajes: entidad netamente técnica y ejecutiva, cuyas funciones son las de planificar y ejecutar a lo que determine el directorio del CDEC. (Art. 180, 181 y 182).

Las principales obligaciones del CDEC según el artículo 81 del DFL N° 1 de 1982 son:

- Preservar la seguridad del servicio.
- Garantizar la operación más económica del sistema.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos bajo concesión.

Las principales funciones del CDEC son:

- Planificación de la operación en un horizonte de:
 - Corto Plazo: diariamente se decide para cada una de las próximas 24 horas la producción de cada una de las Centrales.
 - Mediano Plazo: mensualmente se deciden rangos de producción para cada una de las próximas 4 semanas.
 - Largo Plazo: anualmente se elabora un programa mensual para los próximos 48 meses, el cual se va actualizando mes a mes de acuerdo a distintos parámetros de producción, como la demanda por electricidad, la hidrología, la disponibilidad de las Centrales y los costos de combustibles.
- Cálculo de los costos marginales instantáneos: se calcula para cada hora a las empresas que tienen los menores costos operaciones para que produzcan electricidad.
- Coordinación de las mantenciones preventivas a que son sometidas las Centrales generadoras.

- Fiscalizar el cumplimiento de los mandatos de operación y mantención que se hace sobre las Centrales generadoras.
- Determinación y Valorización de las transferencias entre los integrantes del CDEC: dentro de este punto es fundamental aclarar el significado de las Transferencias Forzosas. Cuando un generador queda en un estado de déficit con respecto a la capacidad de generación contratada que tiene, debe recurrir a un fondo común de energía perteneciente al CDEC. De esta forma, a este generador le son transferidos ciertas cantidades de energía y potencia que pertenecen a otro generador (que probablemente estaba en un estado de superávit). Estas son las transferencias forzosas, las cuales son valorizadas por el CDEC a costo marginal instantáneo.

Las entidades que integran el CDEC (según el artículo 171 y siguientes del DS N° 327) estarán obligadas a acatar las instrucciones de coordinación que éste imparta y son básicamente todas las Centrales cuya potencia instalada sea superior a 100 MW que pertenezcan a:

- Empresas Generadoras cuya capacidad instalada sea superior al 2% de la capacidad total instalada que el sistema tenía cuando se constituyó el CDEC.
- Empresas de Transmisión.
- Empresas de Distribución de acuerdo al reglamento del CDEC en la forma estipulada en el artículo 150 b de la Ley Corta I y II del 2004.
- Auto-Productores cuyo giro sea distinto al de generación o transmisión de electricidad y cuya potencia instalada sea mayor a su demanda anual y al 2% de la capacidad total instalada que el sistema tenía cuando se constituyó el CDEC. El objetivo de esto es que los auto-productores inyecten al sistema sólo el exceso de la potencia requerida para su propio consumo.

De esta forma, todas las entidades que tengan instalaciones susceptibles a coordinación, están obligadas a pertenecer a un CDEC, y en el caso de empresas Generadoras y Auto-Productores que quieran eximirse de aquella obligación, pueden hacerlo siempre y cuando realicen contratos con entidades que pertenezcan al CDEC y transfieran a éste toda su producción de electricidad. A la vez, según el artículo 169 del reglamento eléctrico, pueden

optar a pertenecer al CDEC todas las entidades que operen en el sistema y que se encuentren en las siguientes situaciones:

- Generadores cuya capacidad instalada sea mayor a 9 MW.
- Auto-Generadores⁹ cuya capacidad instalada sea mayor a 9 MW y también a su propia demanda máxima anual de potencia en el mismo sistema.

La ley establece también que todas las empresas generadoras que pertenezcan a un CDEC deberán certificar (entregando un balance de Potencia y Energía Firme) que están en condiciones de proveer su demanda en el escenario de una hidrología seca para las Centrales hidráulicas y su disponibilidad promedio para las Centrales térmicas, según el Art. 22 del Decreto Supremo N° 6. En el año 1998 se cambió la normativa y se empezó a exigir sólo un Balance de Potencia anual para cada generador según el Decreto Supremo N° 327.

2.2.6. Conformación

En Chile se distinguen 4 grandes bloques o sistemas eléctricos:

- Sistema interconectado norte grande (SING): Abastece los consumos eléctricos desde la Arica hasta Antofagasta. Casi el 90% de su consumo está compuesto por clientes no regulados, básicamente grandes empresas mineras. Hacia fines del 2002 su capacidad instalada alcanzaba los 3645 MW de potencia, su demanda máxima era de 1420 MW y su generación bruta de energía giró en torno a los 10.399 GWh, con un parque generados constituido principalmente de Centrales térmicas.
- Sistema interconectado central (SIC): es el principal sistema eléctrico en Chile, Abastece a casi el 90% de la población, donde más del 60% son clientes regulados. Se extiende desde Tal Tal hasta la isla de Chiloé. Su parque generador está principalmente constituido por generación hidráulica (aproximadamente 60%), con una capacidad instalada de 6732 MW, una demanda máxima de 4878 MW y una generación bruta de energía de alrededor de 31.971 GWh al año 2002.

⁹ Se entiende por Auto-Generadores a entidades productoras de energía cuyo giro principal sea distinto a la generación o transmisión de energía eléctrica. Pueden integrarse al sistema como cliente regulado sometido a fijación de precios o como cliente libre. Pueden también entregar sus excedentes de energía al sistema, optando pertenecer a un CDEC en caso de tener una capacidad instalada superior a 9MW, pero no reciben un trato distinto de un generador convencional.

- Sistema de Aysén: Abastece a la región de Aysén. Su capacidad instalada alcanzó los 23, 41 MW, con una demanda máxima de 15,2 MW y una generación bruta de energía de 85,9 GWh al 2002. Su parque generador es básicamente termoeléctrico.
- Sistema de Magallanes: es el sistema más austral, abasteciendo a la región de Magallanes. Su capacidad instalada alcanzó los 64,3 MW, con una demanda máxima de 35,1 MW y una generación bruta de energía de 176,5 GWh al 2002. Su parque generador es totalmente termoeléctrico.

Nos abocaremos principalmente al Sistema Interconectado Central, pues será en este sistema donde tendrá incidencia el proyecto de HidroAysén. A partir de estadísticas públicas, de los informes de precio nudo, de la página en Internet de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), se elaboró una tabla que agrupa en forma agregada las participaciones de las 3 empresas generadoras más grandes en las 4 principales tecnologías de generación al año 2007 para el SIC. Para calcular estas estadísticas se utilizó la lista de Centrales adjuntas en el Anexo A: Datos del Mercado Eléctrico Chileno. Desde ahora en adelante se trabajará con estas participaciones, configurando una “empresa modelo” de cada empresa generadora.

Tabla 2-1: Parque Generador y Participación de los Generadores en el SIC. (Tabla 2)

Tecnología	Potencia Nominal ENDESA [MW]	Potencia Nominal COLBÚN [MW]	Potencia Nominal GENER [MW]	Potencia Nominal CF¹⁰ [MW]	Total [MW]
Diésel	111,4	102,5	258,6	156,2	628,7
Gas Natural	614,9	1.136,3	379,0	203,1	2.333,3
Carbón	128,0	0,0	696,0	0,0	824,0
Hidráulica	3.401,8	1.323,3	271,1	271,1	5.267,3
Total [MW]	4.256,1	2.562,1	1.604,7	630,4	9053,3
	47%	28%	18%	7%	

Fuente: Elaboración Propia a partir de Informes de Precio Nudo de la CNE y Anuarios CDEC.

¹⁰ CF es la denotación de “Competitive Fringe” o “Segmento Competitivo”. Este concepto agrupa a todas las empresas que tienen un comportamiento tomador de precio en un mercado con rasgos oligopólicos. En este

A partir de la tabla anterior, podemos ver que la empresa generadora más grande es Endesa, seguida de Colbún. Además vemos que la tecnología que predomina es la Hidráulica, donde nuevamente Endesa es la mayor participante.

2.3. Proyecto de HidroAysén

2.3.1. Generalidades del Proyecto

El proyecto de HidroAysén se basa en una inversión en capacidad conjunta entre las dos empresas más grandes en el Mercado de Generación del Sistema Eléctrico Chileno, Endesa y Colbún, cuyas participaciones de mercado son 31% y 22% respectivamente (CDEC-SIC, 2007).

El 17 y 18 de mayo del año 2006, Endesa y Colbún presentaron consultas ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, adjuntando un Memorando de Entendimiento, el cual contiene las bases de acuerdo entre los miembros sobre el proyecto en cuestión, solicitando al tribunal declarar la operación como ajustada a las disposiciones sobre la libre competencia contempladas en el DFL. N° 211 de 1973 (TDLC Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, 2006).

En las presentaciones de ambos consultantes se sostiene que el Proyecto HidroAysén es “una participación en forma conjunta en el desarrollo, financiamiento y propiedad del proyecto y la posterior construcción y explotación también conjunta del mismo, que comprende hasta cinco Centrales hidroeléctricas en la XI región, con una capacidad estimada de 2.750 MW, que representan una unidad productiva común de Colbún y Endesa, para el desarrollo independiente en sus respectivos negocios”.

Se constituirá una nueva sociedad anónima cerrada para la operación del proyecto, la cual estará sujeta a la normativa de sociedades anónimas abiertas con fines de mayor transparencia. Por otro lado las Centrales del proyecto serán consideradas como unidades productivas que entregarán toda su producción de energía y potencia a Endesa y Colbún, para que sea comercializada en forma autónoma e independiente, a razón de sus participaciones accionarias en el proyecto, es decir 51% y 49%, descontando un 12,3% de

trabajo se utilizará para denotar al conjunto de todas las centrales que no pertenecen ni a Endesa, Colbún o Gener.

la energía por 30 años, como una forma de pago a Endesa por transferir al proyecto derechos de agua no consuntivos¹¹ que posee en la región.

La entrada en funcionamiento de las Centrales tendrá lugar entre los años 2012 y 2018, con un lapso de 2 años entre la entrada de cada central, representando para el 2018 entre un 13% o 15% de la capacidad total de generación instalada en el SIC (alrededor de 16.000 MW para esa fecha).

Las Centrales involucradas en el proyecto se pueden ver en la Tabla 2-2:

Tabla 2-2: Centrales que se planean construir en el Proyecto HidroAysén. (Tabla 3)

Río	Nombre Central	Potencia [MW]	Superficie Inundada [Ha]	Año Entrada
Salto	Salto	25	0	2.011
Baker	Baker 1	660	710	2.012
Pascua	Pascua 2	1.270	1.100	2.014
Pascua	Pascua 1	460	500	2.016
Baker	Baker 2	360	3.600	2.018

Fuente: Página en Internet de HidroAysén www.hidroaysen.cl

El costo aproximado del proyecto¹² asciende a US\$ 2.430 MM en la construcción de las Centrales y otros US\$ 2.500 MM en la construcción de un sistema de transmisión en corriente continua pionero en el país, que llevará la energía producida desde Aysén al SIC, mediante una línea con bipolo usando 70 metros de servidumbre a lo largo de su trazado, dos estaciones convertoras (una en Cochrane y otra en Pudahuel, Santiago) y la inyección al SIC en la nudo Alto Jahuel. Endesa y Colbún pretenden que esta nueva empresa sea sólo una unidad productiva.

¹¹ En Chile, la legislación clasifica los derechos de agua como “derechos de agua consuntivos y no consuntivos” de acuerdo a los artículos 13 y 14 del Código de Aguas. El artículo 13 establece que “Derecho de aprovechamiento de agua consuntivo es aquel que faculta a su titular para consumir las aguas en cualquier actividad”. Por su parte, el artículo 14 establece que “Derecho de aprovechamiento de agua no consuntivo es aquel que permite emplear el agua sin consumirla y obliga a restituirla en la forma que lo determine el acto de adquisición o de constitución del derecho”. Es decir, los usos consuntivos son los que extraen el recurso de su ubicación natural y lo usan para fines industriales, en cambio los usos no consuntivos no requieren sacar el agua de su lugar natural ni modifican el recurso ni en calidad ni en cantidad (como es el caso de la generación hidroeléctrica).

¹² www.hidroaysen.cl

Recordando el análisis de las alianzas estratégicas se puede catalogar a este proyecto de la siguiente forma: como una Integración Horizontal según un Enfoque Estructural (Endesa y Colbún son las dos compañías generadoras más grandes del sistema eléctrico chileno, compitiendo básicamente en el Sistema Interconectado Central), como un acuerdo de producción conjunta según un Enfoque Contractual (se unirán para crear Centrales de embalse de una potencia de 2750 MW que les permitirán producir energía por un monto superior a los 18.000 GWh, las cuales serán repartidas en proporción a sus participaciones en el proyecto) y como una Creación de una Nueva Entidad según un Enfoque Patrimonial (dado que ambas empresas crearán la empresa HidroAysén S.A. cuya operación será independiente de las estrategias de ambas compañías y sólo será utilizada como una unidad productiva).

2.3.2. Efectos de la Alianza

Hay grandes aprehensiones con respecto a este proyecto. Básicamente radican en el riesgo que genera una alianza entre justamente los dos mayores generadores en un mercado eléctrico de por sí altamente concentrado. Cabe preguntarse cuáles serían los mayores efectos que podría tener este acuerdo en el mercado eléctrico chileno.

En términos de los perjuicios que podría tener este acuerdos se plantea que:

- Acuerdo en la Transferencia de Precio: La forma en la cual se relacionarán las empresas matrices Endesa y Colbún con HidroAysén será por medio de contratos de compra de toda la energía y potencia producida por esta última, en la misma proporción a sus participaciones en el proyecto. La inyección de esta energía y potencia se hará en la barra Polpaico, donde Endesa y Colbún le pagarán a HidroAysén por términos de potencia y energía el costo marginal de esta barra. La aprensión de la autoridad es que el precio que se pague a HidroAysén por parte de Endesa y Colbún sea distinto a ese costo marginal, en cuyo caso se podría pensar que Endesa y Colbún están usando HidroAysén como una forma de influenciar los precios de generación del sistema. Por otro lado existe el riesgo de que los precios de comercialización que ofrezcan ambas empresas a licitaciones tiendan a

parecerse, al tener una componente de costo idéntica correspondiente a HidroAysén, pero hay que considerar que la auditoría de los costos de producción es abierta a todos los participantes del CDEC, por lo tanto hay fuertes incentivos a declarar en forma veraz los costos de producción de cada empresa.

- Línea de transmisión como barrera a la entrada: cabe consignar que la línea de transmisión que unirá las Centrales de Aysén con el SIC será en base a corriente continua (esta tecnología permite transportar grandes volúmenes de energía en largas distancias con una menor pérdida en la línea) siendo prácticamente una innovación tecnológica a nivel local (esta tecnología nunca ha sido usada en Chile). Con una longitud de 2000 Km. y una capacidad de casi los 3000 MW, su desarrollo será en base a un trazado óptimo, el cual impide un acoplamiento de tramos, por tanto si se quisiera aumentar la capacidad de transmisión, se debería necesariamente hacer otra línea. Ante esto el TDLC ha catalogado a la línea como una “Facilidad Esencial” (infraestructura sin la cual los competidores no pueden proveer sus servicios o productos en el mercado). Para la legislación eléctrica vigente, la línea corresponde a una “línea adicional”, por lo cual estará sujeta a un régimen de acceso abierto siempre que exista la capacidad técnica de transmisión (esto según el artículo 77 Inc. 2° de la LGSE). Una alternativa planteada para cumplir este punto sería calcular ex – antes de su construcción la capacidad que ésta debería tener para satisfacer los requerimientos de todos los agentes que quisieran transmitir por ésta, los cuales participarían en el costo de inversión de la línea de acuerdo a la proporción de capacidad que ocuparán. Sin embargo, la tecnología existente hasta ahora y los informes técnicos de Endesa y Colbún muestran que no es técnicamente posible este mecanismo.
- Concentración de los Derechos de Agua: A pesar que el proyecto implica una transferencia implícita de derechos de agua por parte de Endesa a Colbún, entre estas dos compañías seguirán teniendo la mayor cantidad de derechos de agua del sistema. Como se puede apreciar en la Tabla C.1: Titularidad de derechos de aguas no consuntivos en Chile del Anexo C: Distintos valores de Entrada en el modelo, entre ambas empresas poseen más del 50% de los derechos de agua, sin contar los derechos de Aysén.

- **Eventual Coordinación:** los principales riesgos de coordinación que podrían tener estas empresas son en términos de la planificación de sus inversiones. Se plantea que el sólo hecho de anunciar este proyecto, dada su magnitud, podría desincentivar el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos. No obstante, ambas empresas seguirán compitiendo en el resto del mercado y también el aplazamiento de inversiones eléctricas afecta por un lado la estabilidad del sistema pero por otro aumenta el riesgo de pago de compensaciones por parte de los generadores al no ser capaces de satisfacer la demanda.

En términos de los beneficios que podría tener este acuerdo se plantea que:

- **Baja en el Riesgo y en la tasa de Costo de Capital:** Dentro de los principales beneficios que los consultantes ven en la alianza está la posibilidad de compartir los riesgos en un proyecto cuya inversión (considerando las Centrales y la línea de generación) supera los US\$ 4.000 MM. Esto permitiría a Endesa la liberalización de recursos para la ejecución de otros proyectos en el mercado de generación. Aunque este argumento ha sido ampliamente cuestionado, otro beneficio importante que tendría Endesa para aliarse con Colbún, es tener a un socio confiable, de muy buena reputación en Chile tanto en términos de prestigio empresarial como de cuidado y respeto por el medio ambiente. Por tanto a Endesa le facilitaría una serie de trámites y costos políticos el tener un buen socio con una reputación sólida en el mercado Chileno para emprender este proyecto. A este punto se le podría catalogar como una ventaja en costos de transacción.
- **Liberalización de Derechos de Agua de Endesa:** como se mencionó anteriormente, los derechos de agua independiente de la realización de este proyecto seguirán concentrados, pero la realización de éste le permitiría a Colbún acceder a derechos de agua que antes le eran imposible de acceder y con eso a inversiones en tecnología de base.
- **Compartir vocación y experiencia en proyecto Hidroeléctricos:** otra de las razones que se esgrimen al tratar de explicar porqué Endesa invita a Colbún a participar de éste proyecto es que ambas empresas generadoras comparten una vocación común en proyectos de generación en base a hidroelectricidad. Como se aprecia en la

Tabla 2-1: Parque Generador y Participación de los Generadores en el SIC, ambas empresas tienen una participación superior al 50% en la tecnología hidráulica dentro de su portafolio de generación. El compartir un conocimiento tecnológico puede crear sinergias que permitan realizar de mejor forma un proyecto de esta envergadura y este nivel de complejidad.

2.3.3. Resolución del TDLC

El TDLC, en su resolución N° 22 2007 consideró que la aprobación lisa y llana del acuerdo de cooperación entre Endesa y Colbún aumentaría riesgos de colusión de las empresas, por tanto ha permitido la realización conjunta del proyecto Aysén con una serie de condiciones que a su juicio resguardarían la competitividad del mercado eléctrico chileno (TDLC Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, 2007).

Estas condiciones son básicamente que:

- Los contratos que celebre HidroAysén, Endesa y Colbún con alguna empresa de transmisión para elaborar la línea final deberá estipular un periodo de a lo menos 6 meses para recibir solicitudes de terceros que quisieran disponer de capacidad de transmisión, siendo estos contratos públicos y donde el precio por infraestructura y transporte de electricidad que deban pagar terceros que hubiesen contratado capacidad de transmisión deberá ser en base a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios respecto del precio pagado por HidroAysén.
- Endesa y Colbún deberán renunciar a los derechos de aprovechamiento de aguas que sean titulares en las cuencas de los ríos Palena y Aysén, así como en la subcuenca del río Ibáñez. A la vez las enajenaciones de dichos derechos no podrán efectuarse a persona naturales o jurídicas filiales, coligadas o relacionadas con Endesa y/o Colbún. También estas empresas deberán consultar al TDLC en forma previa a la adquisición o solicitud de nuevos derechos de aprovechamiento de aguas en las cuencas señaladas.
- Endesa y Colbún deberán presentar a la Fiscalía Nacional Económica los contratos definitivos de compra y venta de Energía y Potencia que definan el precio de transferencia entre éstas e HidroAysén, donde el precio deberá ser establecido

considerando a HidroAysén como un centro de costos (es decir que HidroAysén perciba solamente ingresos suficientes para cubrir los costos asociados a la generación de energía y potencia de sus Centrales).

2.4. Teoría de Juegos

La modelación de la interacción entre varios agentes ha sido abordada principalmente mediante Teoría de Juegos, una herramienta poderosa que ha permitido analizar cómo las decisiones de múltiples agentes afectan los pagos de cada uno de ellos. Los principales precursores de esta teoría fueron John Von Neumann y Oscar Morgenstern, donde expusieron los conceptos básicos que usamos hoy en día (Neumann & Morgenstern, 1944). Dentro de los muchos autores dedicados al tema y trabajos realizados al respecto, destaca lo hecho por John Nash sobre el concepto de Equilibrio (Nash, 1950), que le valió el Premio Nobel de Economía en 1994.

En este trabajo se analizará la conveniencia de inversión en distintas tecnologías de producción eléctrica mediante Equilibrios de Nash en un juego a la Cournot definido como no cooperativo, simultáneo y con información completa, donde la variable de decisión de los distintos agentes será la cantidad a invertir en las distintas tecnologías de generación.

2.4.1. Modelos que evalúan Poder de Mercado

El Ejercicio de Poder de Mercado en los Mercado Eléctricos ha sido ampliamente estudiado. El enfoque básico que se le ha dado ha sido en términos de la producción tomando como referencia un Mercado Eléctrico Des-regulado tipo bolsa de energía, con ofertas libres y contratos bilaterales de carácter físico, como el mercado californiano. Siguiendo esta línea, Borenstein, Bushnell y Knittel en 1999 realizan un modelo oligopólico donde cuestionan la validez de usar medidas de concentración de mercado proponiendo simulaciones para ver cómo se comportan los distintos agentes (Borenstein & Bushnell, 1999). Villar en el 2004 desarrolló modelos estáticos y dinámicos para representar la producción térmica e hidráulica del mercado, aplicándolos al mercado eléctrico chileno (Villar, 2004). Arellano en el 2004 desarrolla un modelo de duopolio con un segmento competitivo para representar el mercado eléctrico Chileno (M. S. Arellano,

2004). Cabe destacar que ninguno de estos modelos simula un mercado con despacho centralizado, como es el caso Chileno, donde se adoptó un modelo pool centralizado con un ISO (Operador Independiente del sistema) que realiza un despacho hidrotérmico en estricto orden de mérito en base a una declaración auditada de los costos de producción de cada uno de los generadores, existiendo también la posibilidad de realizar contratos bilaterales entre los participantes de los distintos segmentos del mercado.

El punto esencial del despacho centralizado es que no existe posibilidad por parte de los generadores de manipular la producción del sistema, la cual es realizada por el ISO. Además existen incentivos a declarar en forma veraz los costos de producción y los niveles de embalse por parte de los generadores. Ante este escenario, es cuestionable la validez de los modelos anteriores para estudiar el posible ejercicio de poder de mercado en mercados eléctricos regulados como el chileno. De todas formas es importante resaltar que las conclusiones comunes en estos trabajos es que en esquemas tipo bolsa, los agentes generadores pueden ejercer poder de mercado mediante el uso que le dan al agua embalsada, usando menos agua en los periodos de menor elasticidad de demanda y más agua en los periodos de mayor elasticidad de demanda. Mientras mayor sea la diferencia entre las elasticidades de los periodos de mayor demanda y menor demanda, mayor será el incentivo de los generadores de ejercer poder de mercado mediante el uso del agua. Una forma de mitigación de esta conducta es el nivel de contratación que tengan las empresas, pues mientras más contratos tengan, menor será el poder de mercado que éstas pueden ejercer.

Arellano y Serra en el 2005 desarrollaron un trabajo donde establecen la posibilidad de ejecutar poder de mercado mediante las inversiones en capacidad en un mercado eléctrico regulado en el precio, concluyendo que los agentes pueden ejercer poder de mercado sobre invirtiendo en tecnología de producción de punta y sub invirtiendo en tecnología de producción de base (M. S. Arellano & Serra, 2005). Otro trabajo interesante en términos de inversiones es el realizado por Botterud el 2005, donde desarrolla un modelo que calcula las inversiones óptimas en un esquema de bienestar centralizado y con objetivos de beneficios descentralizado, incluyendo variabilidad en la demanda mediante modelos markovianos (Botterud, Ilic, & Wangensteen, 2005).

2.5. Hipótesis

En este trabajo se propone una metodología para estudiar si la asociación de dos agentes en un mercado eléctrico oligopólico para realizar una inversión en tecnología de base debe ser considerada como una alianza procompetitiva o anticompetitiva. Hasta acá se ha realizado una exhaustiva revisión de las alianzas estratégicas, clasificándolas y viendo las razones que llevan a las empresas a aliarse. También se ha estudiado el mercado eléctrico chileno, su composición, tarificación y principales normativas vigentes.

En lo que resta de este trabajo se explicará la metodología a utilizar y se aplicará al estudio de la alianza estratégica HidroAysén. Se calibrarán los distintos parámetros del modelo propuesto con datos del sistema eléctrico chileno en base a información pública del CDEC y de la CNE.

De esta forma, las hipótesis de este trabajo establecen que:

i) Los agentes oligopólicos que realicen una inversión en forma conjunta en tecnología de generación de base buscando eficiencias en costo no estarán ejerciendo poder de mercado, Además, ii) en un escenario de eficiencia económica, un proyecto conjunto de estas características no podrá ser cuestionado como socialmente eficiente.

En forma concordante con las hipótesis planteadas, los objetivos de este trabajo son:

Desarrollar dos modelos que permitan evaluar el ejercicio de poder de mercado de los agentes oligopólicos en término de sus inversiones, estimando y contrastando cuánto invierten en distintas tecnologías de generación convencionales (hidráulica, carbón, gas y diésel) y una tecnología hidráulica ventajosa. A la vez se pretende modelar la interacción y las ventajas que tendrían dos de los agentes al realizar un proyecto conjunto en la tecnología hidráulica ventajosa, el impacto de este proyecto en la inversión que se realiza en las otras tecnologías, en el costo del sistema eléctrico y en la conformación del parque generador, todo lo cual incide directamente en el precio de la energía.

3. METODOLOGÍA

3.1. Supuestos

Los principales supuestos de éste modelo son:

- Demanda eléctrica se representará por medio de la curva de duración de carga de 1 año.
- Centrales producirán en promedio la multiplicación entre su potencia nominal y su factor de planta y podrán cambiar su nivel de producción sin costo alguno.
- Hay sólo pago por Potencia y Energía para las Centrales.
- El precio de Potencia es pagado en forma anual y está dado por la tecnología que satisface la demanda máxima.
- El precio de la Energía está dado por la tecnología que está en punta en cada hora del año.

3.2. Curva de Duración

La curva de duración representa el consumo de energía en cada hora de un año, ordenado de mayor a menor consumo. Es un reordenamiento de la curva de carga. En este trabajo será denotada por $q(t)$, como se muestra la Figura 3-1.

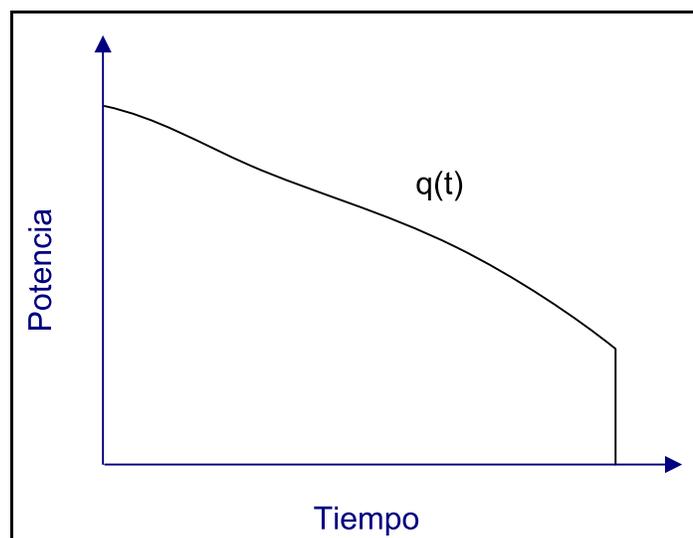


Figura 3-1: Curva de Duración de Carga. (Figura 3)

3.3. Curva de Oferta y Costo Anualizado de Inversión

El costo de Inversión Unitario consta de la suma entre costo unitario de la central de generación eléctrica y el costo unitario de la línea de interconexión al sistema. Este será representado como una anualidad equivalente que dependerá de las distintas tecnologías, de la vida útil de cada tecnología y de la tasa de costo de capital que será obtenida mediante el modelo CAPM de cada uno de los agentes.

$$Anualidad_t^i = \left[CU_t * \frac{r_t^i * (1 + r_t^i)^{n_t}}{(1 + r_t^i)^{n_t} - 1} \right] * K_t^i \quad (3.1)$$

- n_t : Vida útil de la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$.
- CU_t : Costo Unitario de la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$.
- K_t^i : Cantidad de MW invertidos en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$ o por el agente centralizado en el modelo de mínimo costo.
- r_t^i : Tasa de Costo de Capital.

El modelo usado para estimar cuales serán las tasas de costo de capital será el modelo CAPM (Brealey & Myers, 2000) que establece:

$$r_e = r_f + \beta * (r_m - r_f) \quad (3.2)$$

Donde:

- r_f : Tasa libre de riesgo.
- r_m : Tasa de mercado.
- β : Beta de la empresa.

Se consideró que en el caso del proyecto conjunto, esta tasa cambiará de acuerdo al escenario (será la ponderación de las tasas de acuerdo a las participaciones cuando el proyecto se haga en forma conjunta y será el CAPM de un solo agente cuando éste se haga en forma individual).

3.4. Acciones de los Agentes

Se realizará una comparación entre un Planificador Social que invierte minimizando el costo total de producción de energía y de inversión unitaria en las diferentes tecnologías versus un juego a la Cournot donde 3 agentes oligopólicos invierten maximizando sus beneficios. Estos tres agentes representan a los Holdings más grandes del mercado eléctrico chileno. Estarán disponibles 5 tecnologías:

- Diésel: Para esta tecnología, los agentes podrán invertir la cantidad que estimen conveniente, dado que es un combustible de libre acceso en el mercado internacional (commodity).
- Gas: se tratará de la misma forma que el combustible Diésel. A pesar que este combustible no es catalogado como un commodity, se supondrá que hay una oferta suficiente en el largo plazo dado principalmente por la planta GNL de Quinteros que permitiría que cualquier agente pueda instalar una central de esta tecnología si contara con el capital suficiente para ello.
- Carbón: se tratará de la misma forma que el combustible Diésel.
- Hidráulica: cada agente podrá invertir hasta agotar su stock de derechos de agua. En el caso del Planificador Social, éste podrá invertir hasta la suma de los derechos de agua que hay en total en el sistema.
- Proyecto Conjunto (HidroAysén): para esta tecnología se analizarán 3 posibles escenarios.
 - No se realiza el proyecto: la inversión en esta tecnología será de 0 MW.
 - Se realiza el proyecto en forma conjunta: En el modelo del Planificador Social, éste invertirá los 2750 MW del proyecto pero con una tasa de costo de capital menor con respecto cuando el proyecto se realiza en forma separada. En el caso del modelo de Cournot, dos de los agentes oligopólicos podrán invertir 1402 MW y 1348 MW en esta tecnología (representando una participación de 51% y 49%).
 - Se realiza el proyecto en forma separada: la diferencia con respecto al caso anterior radica en una mayor tasa de costo de capital aplicada al proyecto. De esta forma, en el modelo del Planificador Social, éste podrá invertir los

2750 MW en esta tecnología con esta tasa de costo de capital más alta. En el caso del modelo de Cournot, sólo uno de los agentes podrá invertir los 2750 MW con su respectiva tasa de costo de capital.

3.5. Modelación de las Acciones de los Agentes

A continuación se explica la forma en cómo se representará en el modelo las acciones de los agentes:

- Diésel: Para efectos de procesamiento computacional del problema, se asumirá una cantidad máxima a invertir (denota por Cap_Max) lo suficientemente grande para reflejar esta libre disponibilidad de combustible. De esta forma el rango de acción en esta tecnología irá desde 0 hasta Cap_Max .
- Gas: se tratará de la misma forma que el combustible Diésel.
- Carbón: se tratará de la misma forma que el combustible Diésel.
- Hidráulica: En el modelo del Planificador Social, sus acciones en esta tecnología estarán en un rango que va desde 0 hasta la suma de los derechos de agua disponibles en el sistema, tomando como supuesto que los derechos de agua del segmento competitivo son 0, en cambio, en el modelo de Cournot, las acciones de los agentes irán acotadas desde cero hasta sus derechos de agua propios.
- Proyecto Conjunto (HidroAysén): para esta tecnología que consta de 3 posibles escenarios, se utilizarán 3 variables Dummy.
 - No se realiza el proyecto: la inversión en esta tecnología será de 0 MW. Se representará con una variable Dummy Z_{HA} , la cual tomará el valor de 0.
 - Se realiza el proyecto en forma conjunta: La variable Dummy Z_{HA} tomará el valor 1 indicando que se realizará el proyecto, pero se utilizará otra variable Dummy Z_c , la cual tomará el valor de 1 para indicar que el proyecto se realizará en forma conjunta. En este caso la tasa de costo de capital que se aplicará al proyecto será r_c , que denota el promedio ponderado de los CAPM de la empresa modelo Endesa y la empresa

modelo Colbún de acuerdo a las participaciones en el proyecto, es decir

$$r_C = 0,51 * CAPM_{Endesa} + 0,49 * CAPM_{Colbún} .$$

- Se realiza el proyecto en forma separada: La variable Dummy Z_{HA} tomará el valor 1 indicando que se realizará el proyecto, pero la variable Dummy Z_c tomará el valor 0 indicando que el proyecto será emprendido sólo por Endesa. En este caso la tasa de costo de capital que se aplicará al proyecto será r_S , que denota sólo el CAPM de la empresa modelo Endesa, es decir

$$r_S = CAPM_{Endesa} .$$

3.6. Modelación del Despacho Centralizado

El despacho centralizado se modelará básicamente por el ordenamiento de las tecnologías en la curva de duración, poniendo a las tecnologías más baratas en términos de producción como base y a las más caras como punta. En este trabajo se consideran 4 bloques de energía, los cuales ordenados de mayor costo de producción a menor son: Diésel, Gas, Carbón e Hidráulica (la tecnología HidroAysén está dentro del bloque Hidráulico). De esta forma el ordenamiento se realizará siempre de esa forma. Se asumirá que las Centrales ajustarán su producción en forma instantánea y sin costo alguno.

3.7. Precio de Energía y de Potencia

En un mercado spot como el que se está modelando en este trabajo, el precio que determina los intercambios de energía se denomina precio spot, que corresponde al costo marginal instantáneo de energía. Siguiendo esta definición, para este trabajo el precio promedio que percibirán los consumidores de energía estará dado por la ecuación 3.3:

$$Precio_{Energía} = \frac{\left[Cmg^d * \int_0^{t_{dg}} q(t)dt + Cmg^g * \int_{t_{dg}}^{t_{gc}} q(t)dt + Cmg^c * \int_{t_{gc}}^{t_{ch}} q(t)dt + Cmg^h * \int_{t_{ch}}^{8760} q(t)dt \right]}{\int_0^{8760} q(t)dt} \quad (3.3)$$

Con respecto al precio que se le asignará a la potencia en este trabajo, se obligará a todos los agentes a satisfacer la demanda máxima, por tanto este modelo no considerará un

escenario de costo de falla. El pago por potencia se hará en forma simplificada a como lo hace la CNE:

$$Precio_{Potencia} = (1 + MRT) * \left[CU_d * \frac{r_d * (1 + r_d)^{n_d}}{(1 + r_d)^{n_d} - 1} \right] \quad (3.4)$$

- CU_d : Costo Unitario de Inversión en la tecnología diésel.
- MRT : Margen de Reserva Teórico del Sistema.
- r_d : Tasa de costo de capital de la tecnología diésel que es la tecnología que satisface la demanda máxima.
- n_d : Vida útil de la tecnología diésel.

Para ambos modelos se utilizará la forma expuesta de determinar el precio que deben pagar los consumidores en términos del pago por Energía y el pago por Potencia.

3.8. Modelo de Mínimo Costo de Producción e Inversión

En el caso del Planificador Social que realiza inversiones procurando que el costo del sistema sea el mínimo, sus acciones estarán dadas por invertir en:

- K_d^{ps} - Cap. Invertida en Tecnología Diésel: $[0, \dots, Cap_Max]$
- K_g^{ps} - Cap. Invertida en Tecnología Gas: $[0, \dots, Cap_Max]$
- K_c^{ps} - Cap. Invertida en Tecnología Carbón: $[0, \dots, Cap_Max]$
- K_h^{ps} - Cap. Invertida en Tecnología Hidráulica: $\left[0, \dots, \sum_{i=end, col, gen, cf} derechos_agua^i \right]$
- K_{HA}^{ps} - Cap. Invertida en Tecnología HidroAysén:
 $[0(Z_{HA} = 0), 2750(Z_{HA} = 1, Z_C = 1), 2750(Z_{HA} = 1, Z_C = 0)]$

La situación general del parque generador estará dada por la siguiente configuración:

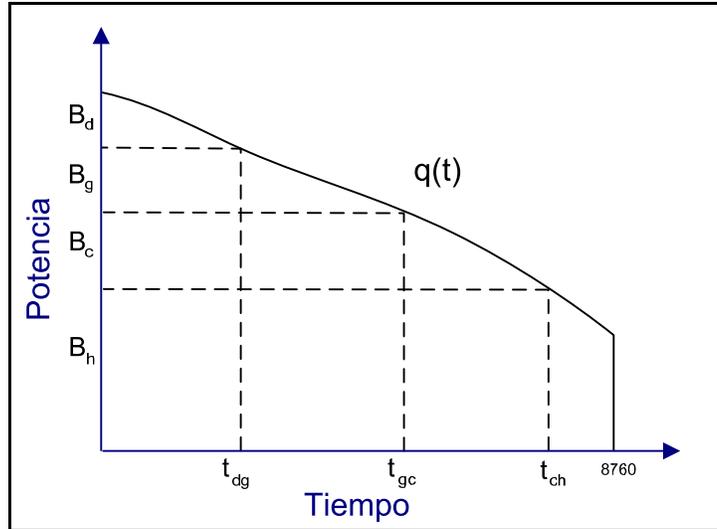


Figura 3-2: Parque Generador Planificador Social. (Figura 4)

Donde:

- B_d :Bloque de Energía generada con tecnología diésel.
- B_g :Bloque de Energía generada con tecnología gas.
- B_c :Bloque de Energía generada con tecnología carbón.
- B_h :Bloque de Energía generada con tecnología hidráulica.
- t_{dg} :Tiempo hasta el cual funciona la tecnología diésel.
- t_{gc} :Tiempo hasta el cual funciona la tecnología gas.
- t_{ch} :Tiempo hasta el cual funciona la tecnología carbón.

Definimos por tanto los 4 bloques de tecnología del sistema, de la siguiente forma:

- Bloque Diésel: $B_d = \left(\sum_{i=end,col,gen,cf} CapInst_d^i + K_d^{ps} \right) * fp_d$ (3.5)

- Bloque Gas: $B_g = \left(\sum_{i=end,col,gen,cf} CapInst_g^i + K_g^{ps} \right) * fp_g$ (3.6)

- Bloque Carbón: $B_c = \left(\sum_{i=end,col,gen,cf} CapInst_c^i + K_c^{ps} \right) * fp_c$ (3.7)

- Bloque Hidráulico: $B_h = \left(\sum_{i=end, col, gen, cf} CapInst_h^i + K_h^{ps} \right) * fp_h + K_{HA}^{ps} * fp_{HA}$ (3.8)

Donde:

- K_t^{ps} : Cantidad Invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el Planificador Social.
- $CapInst_t^i$: Capacidad Instalada en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ ¹³ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$ ¹⁴.
- fp_t : Factor de planta en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$. El factor de planta para efectos de esta investigación corresponde al cuociente entre la potencia media y la potencia máxima de una tecnología.

Definimos también los tiempos, los cuales dependen de las cantidades instaladas y las inversiones realizadas por los agentes en cada una de las tecnologías. Los tiempos están dados por el máximo entre 0 y la función inversa de la curva de duración de carga evaluada en la suma de los bloques. Se utiliza la función Max porque la evaluación de la suma de bloques en la curva inversa de carga podría dar un valor negativo, por tanto con la función Max los tiempos quedan acotados a valores positivos. Los tiempos quedan determinados por las siguientes ecuaciones:

- Tiempo hasta donde funciona tecnología diésel: $t_{dg} = Max(0, q^{-1}(B_h + B_c + B_g))$ (3.9)

- Tiempo hasta donde funciona tecnología gas: $t_{gc} = Max(0, q^{-1}(B_h + B_c))$ (3.10)

- Tiempo hasta donde funciona tecnología carbón: $t_{ch} = Max(0, q^{-1}(B_h))$ (3.11)

¹³ d denota a diésel, g a gas, c a carbón, h a hidráulica y HA a HidroAysén.

¹⁴ end denota a la Empresa Modelo Endesa, col denota a la Empresa Modelo Colbún, gen denota a la Empresa Modelo Gener y cf denota al resto de las Centrales pertenecientes a otras empresas.

El problema que resolverá el agente centralizado será:

$$\begin{aligned}
 \text{Min}_{K_t^{ps}} \quad & \text{Costo}_{\text{Energía}}(K_t^{ps}, \text{CapInst}_t^i) + \text{Costo}_{\text{Inversión}}(K_t^{ps}, \text{CapInst}_t^i) \\
 0 \leq K_h^{ps} \leq \quad & \sum_{i=\text{end, col, gen, cf}} \text{derechos}_{\text{agua}}^i \\
 K_{HA}^{ps} = Z_{HA} * 2750 \\
 r_{HA} = r_S + Z_C * (r_C - r_S) \\
 \sum_t B_t \geq q(0) \\
 0 \leq K_t^{ps} \\
 Z_{HA}, Z_C \in \{0,1\} \\
 t \in \{h, c, g, d, HA\} \\
 i \in \{\text{end, col, gen, cf}\}
 \end{aligned}
 \tag{3.12}$$

Donde:

- K_t^{ps} : Variable de decisión. Cantidad invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ ¹⁵ por el Planificador Social.
- CapInst_t^i : Capacidad Instalada en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el agente $i \in \{\text{end, col, gen, cf}\}$.
- $\text{derechos}_{\text{agua}}^i$: Cantidad de derechos de agua del agente $i \in \{\text{end, col, gen, cf}\}$.
- $r_C = 0,51 * \text{CAPM}_{\text{Endesa}} + 0,49 * \text{CAPM}_{\text{Colbún}}$: Tasa de costo de capital si el proyecto se hace en forma conjunta.
- $r_S = \text{CAPM}_{\text{Endesa}}$: Tasa de costos de capital si el proyecto lo hace sólo Endesa.

La función objetivo de este problema está compuesta por dos funciones, la función del costo de la energía y la función del costo de inversión. Ante la dificultad de escribirlas en el mismo problema se decidió la notación antes escrita. Se explicará a continuación en qué consiste cada una de estas funciones. Por otro lado la primera restricción es una restricción de derechos de agua, donde la planificador no puede invertir en capacidad hidráulica más allá de los derechos de agua disponibles en el sistema, la segunda es una restricción que modelo los escenarios que adopta el proyecto HidroAysén, la tercera modela el valor que

toma la tasa de costo de capital aplicada al proyecto HidroAysén de acuerdo al escenario, la cuarta establece que el planificador debe invertir de modo tal que se satisfaga la demanda máxima y finalmente la última restricción es de no negatividad.

3.8.1. Costo por Concepto de Energía

El costo por energía que deberá realizar el Planificador Social para tener inversiones óptimas estará dado por:

$$\begin{aligned} \text{Costo_Energía}(K_i^{ps}, \text{CapInst}_i^i) = & \left(\int_0^{t_{dg}} (q(t) - (B_g + B_c + B_h)) dt \right) * Cmg^d + \\ & \left(B_g * t_{dg} + \int_{t_{dg}}^{t_{gc}} (q(t) - (B_c + B_h)) dt \right) * Cmg^g + \left(B_c * t_{gc} + \int_{t_{gc}}^{t_{ch}} (q(t) - B_h) dt \right) * Cmg^c + \\ & \left(B_h * t_{ch} + \int_{t_{ch}}^{8760} q(t) dt \right) * Cmg^h \end{aligned} \quad (3.13)$$

Donde

$$t \in \{d, g, c, h, HA\}$$

$$i \in \{end, col, gen, cf\}$$

Cada uno de los sumandos define el costo de producción de cada bloque de tecnología, de forma tal que:

- $\left(\int_0^{t_{dg}} (q(t) - (B_g + B_c + B_h)) dt \right) * Cmg^d$: Costo de producción de Energía del Bloque a Tecnología Diésel.
- $\left(B_g * t_{dg} + \int_{t_{dg}}^{t_{gc}} (q(t) - (B_c + B_h)) dt \right) * Cmg^g$: Costo de producción de Energía del Bloque a Tecnología Gas.
- $\left(B_c * t_{gc} + \int_{t_{gc}}^{t_{ch}} (q(t) - B_h) dt \right) * Cmg^c$: Costo de producción de Energía del Bloque a Tecnología Carbón.

¹⁵ d denota a diésel, g a gas, c a carbón, h a hidráulica y HA a HidroAysén.

- $\left(B_h * t_{ch} + \int_{t_{ch}}^{8760} q(t)dt \right) * Cmg^h$: Costo de producción de Energía del Bloque a Tecnología Hidráulica

Cabe notar que los valores B_d, B_g, B_c, B_h definen la magnitud de cada bloque, la cantidad en potencia que el sistema reconoce instalada en cada tecnología, no el valor en el eje de Potencia que alcanza cada bloque.

3.8.2. Costo de Inversión

El costo de Inversión del sistema basado en el Planificador Social consiste básicamente en la sumatoria para todas las tecnologías y para todos los agentes (empresa modelo Endesa, empresa modelo Colbún, empresa modelo Gener y el resto de las empresas) de los costos anualizados de las instalaciones que tienen en MW en cada tecnología además de los costos anualizados de las inversiones que haga el planificador. De esta forma la función que define el costo de inversión está dado por:

$$Costo_Inversion(K_t^{ps}, CapInst_t^i) = \sum_{j \in \{i, ps\}} \sum_t \left[CU_t * \frac{r_t^j * (1 + r_t^j)^{n_t}}{(1 + r_t^j)^{n_t} - 1} \right] * (K_t^{ps} + CapInst_t^i) \quad (3.14)$$

Donde:

- K_t^{ps} : Variable de decisión. Cantidad invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ ¹⁶ por el Planificador Social.
- CU_t : Costo Unitario de la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$.
- $CapInst_t^i$: Capacidad Instalada en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$.

¹⁶ d denota a diésel, g a gas, c a carbón, h a hidráulica y HA a HidroAysén.

3.9. Modelo Oligopólico

En el caso del juego a la Cournot, se considera el pago a 4 agentes: un segmento competitivo (que agrupa a todas las otras compañías que pertenecen al sistema pero que no realizará nuevas inversiones) y 3 agentes que tienen opciones de realizar inversiones, que representan a la empresa modelo Endesa, empresa modelo Colbún y empresa modelo Gener. Las acciones de cada agente se muestran a continuación:

- Endesa:
 - Diésel: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Gas: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Carbón: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Hidráulica: $[0, \dots, derechos_agua^{end}]$
 - HidroAysén: $[0(Z_{HA} = 0), 1402(Z_{HA} = 1, Z_C = 1), 2750(Z_{HA} = 1, Z_C = 0)]$
- Colbún:
 - Diésel: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Gas: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Carbón: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Hidráulica: $[0, \dots, derechos_agua^{col}]$
 - HidroAysén: $[0(Z_{HA} = 0), 1348(Z_{HA} = 1, Z_C = 1), 0(Z_{HA} = 1, Z_C = 0)]$
- Gener:
 - Diésel: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Gas: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Carbón: $[0, \dots, Cap_Max]$
 - Hidráulica: $[0, \dots, derechos_agua^{gen}]$

Las acciones antes expuestas denotan que los 3 jugadores pueden invertir sin limitaciones en las 3 tecnologías de libre acceso (diésel, gas y carbón). Sin embargo en la tecnología hidráulica pueden invertir sólo hasta sus derechos de agua. Cabe notar también que sólo los agentes empresa modelo Endesa y empresa modelo Colbún podrán invertir en forma

conjunta en la tecnología HidroAysén. Así, el problema que resolverá cada agente estará dado por:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max}_{K_t^i} \text{Ingreso}_{energía}^i(K_t^i, \text{CapInst}_t^i, \overline{K_t^{-i}}) + \text{Ingreso}_{potencia}^i(K_t^i, \text{CapInst}_t^i, \overline{K_t^{-i}}) - \text{Costos}_{Inversión}^i(K_t^i, \text{CapInst}_t^i) \\
 & 0 \leq K_h^i \leq \text{derechos_agua}^i \\
 & K_{HA}^{end} = Z_{HA} * (2750 - Z_C * 1348) \\
 & K_{HA}^{col} = Z_{HA} * (Z_C * 1348) \\
 & K_{HA}^{gen} = 0 \\
 & r_{HA} = r_S + Z_C * (r_C - r_S) \\
 & K_t^{cf} = 0 \\
 & \sum_t B_t \geq q(0) \\
 & 0 \leq K_d^i, K_g^i, K_c^i, K_h^i \\
 & Z_{HA}, Z_C \in \{0,1\} \\
 & t \in \{d, g, c, h, HA\} \\
 & i \in \{end, col, gen, cf\}
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

Donde:

- K_t^i : Variable de decisión. Cantidad invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ ¹⁷ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$ ¹⁸.
- $\overline{K_t^{-i}}$: Conjetura que hace el agente i sobre la cantidad invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por los otros agentes.
- CapInst_t^i : Capacidad Instalada en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$.
- derechos_agua^i : Cantidad de derechos de agua del agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$.
- $r_C = 0,51 * \text{CAPM}_{Endesa} + 0,49 * \text{CAPM}_{Colbún}$: Tasa de costo de capital si el proyecto se hace en forma conjunta.
- $r_S = \text{CAPM}_{Endesa}$: Tasa de costos de capital si el proyecto lo hace sólo Endesa.

¹⁷ d denota a diésel, g a gas, c a carbón, h a hidráulica y HA a HidroAysén.

¹⁸ end denota a la Empresa Modelo Endesa, col denota a la Empresa Modelo Colbún, gen denota a la Empresa Modelo Gener y cf denota al resto de las Centrales pertenecientes a otras empresas.

Este es un juego a la Cournot, donde las variables de decisión son representadas por K_i^i y las conjeturas por $\overline{K_i^{-i}}$ (la notación -i se refiere a todos los agentes del modelo menos el agente i, siendo esta la forma tradicional de notación para las conjeturas). Estas conjeturas están agregadas de forma implícita en la construcción de los bloques de potencia (que determinan el ingreso por energía de los agentes) y en el cálculo de la potencia firme de cada agente (que determina el ingreso por potencia de los agentes). Al construir los bloques de potencia señalados a continuación, son agregadas para cada tecnología todas las inversiones hechas por los agentes además de su capacidad instalada. Lo mismo es realizado al calcular la potencia firme en el punto 3.9.2 donde el prorrateo depende de la capacidad instalada total de todos los agentes. No se incluyeron en forma explícita estas conjeturas, puesto que complicarían mucho la notación utilizada en este trabajo (habría que escribir 3 veces los bloques de potencia y el cálculo de potencia firme).

Al igual que en el caso del Planificador Social, el problema de maximización de cada empresa está compuesto por 3 funciones, las cuales se explicarán más adelante. Con respecto a las restricciones, la primera es de derechos de agua e indica que el agente no puede invertir en capacidad hidráulica más allá de sus derechos de agua, la segunda, tercera y cuarta modelan los 3 escenarios de HidroAysén, la quinta modela los valores que toma la tasa de costo de capital de HidroAysén en los 3 escenarios de inversión, la sexta indica que las empresas del segmento competitivo no realizan inversiones (pues no se modeló este tópico), la séptima indica que los generadores deben invertir satisfaciendo la demanda máxima y finalmente la última es de no negatividad. La situación general es casi idéntica al caso del Planificador Social. La única diferencia radica en la modelación del proyecto de HidroAysén. La configuración del parque generador será:

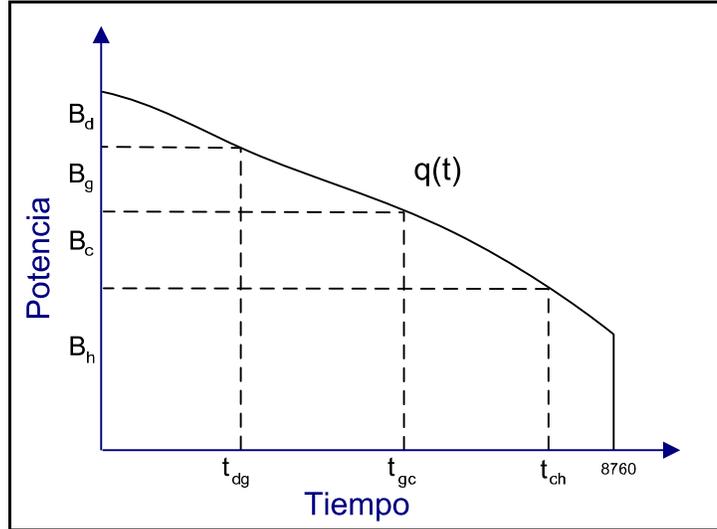


Figura 3-3: Parque Generador Modelo Oligopólico. (Figura 5)

Definimos por tanto los mismos bloques que en modelo de mínimo costo:

- B_d :Bloque de Energía generada con tecnología diésel.
- B_g :Bloque de Energía generada con tecnología gas.
- B_c :Bloque de Energía generada con tecnología carbón.
- B_h :Bloque de Energía generada con tecnología hidráulica.
- t_{dg} :Tiempo hasta el cual funciona la tecnología diésel.
- t_{gc} :Tiempo hasta el cual funciona la tecnología gas.
- t_{ch} :Tiempo hasta el cual funciona la tecnología carbón.

Los bloques de tecnología estarán definidos igual que en el caso del Planificador Social, salvo el bloque hidráulico que es definido ahora por la suma de lo que invierte Endesa y Colbún en esta tecnología:

- Bloque Diésel:
$$B_d = \sum_{i=end,col,gen,cf} (CapInst_d^i + K_d^i) * fp_d \quad (3.16)$$

- Bloque Gas:
$$B_g = \sum_{i=end,col,gen,cf} (CapInst_g^i + K_g^i) * fp_g \quad (3.17)$$

- Bloque Carbón:
$$B_c = \sum_{i=end,col,gen,cf} (CapInst_c^i + K_c^i) * fp_c \quad (3.18)$$

- Bloque Hidráulico: $B_h = \sum_{i=end,col,gen,cf} (CapInst_h^i + K_h^i) * fp_h + (K_{HA}^{end} + K_{HA}^{col}) * fp_{HA}$

$$(3.19)$$

Donde:

- K_t^i : Variable de decisión. Cantidad Invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$.
- $CapInst_t^i$: Capacidad Instalada en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ ¹⁹ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$ ²⁰.
- fp_t : Factor de planta en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$. El factor de planta para efectos de esta investigación corresponde al cuociente entre la potencia media y la potencia máxima de una tecnología.

Definimos también los tiempos, los cuales dependen de las cantidades instaladas y las inversiones realizadas por los agentes en cada una de las tecnologías.

- Tiempo hasta donde funciona tecnología diésel: $t_{dg} = Max(0, q^{-1}(B_h + B_c + B_g))$

$$(3.20)$$

- Tiempo hasta donde funciona tecnología gas: $t_{gc} = Max(0, q^{-1}(B_h + B_c))$

$$(3.21)$$

- Tiempo hasta donde funciona tecnología carbón: $t_{ch} = Max(0, q^{-1}(B_h))$

$$(3.22)$$

3.9.1. Ingreso por Energía

El ingreso para cada agente estará dado por el pago que recibe por energía desde el ISO menos los costos que tenga el generador para producir esa energía:

$$\begin{aligned} Ingreso_{energía}^i(K_t^i, CapInst_t^i, \overline{K}_t^{-i}) = & \\ & ((CapInst_h^i + K_h^i) * fp_h + K_{HA}^i * fp_{HA}) * [t_{dg} * (Cmg^d - Cmg^h) + \\ & (t_{gc} - t_{dg}) * (Cmg^g - Cmg^h) + (t_{ch} - t_{gc}) * (Cmg^c - Cmg^h)] + \end{aligned}$$

¹⁹ d denota a diésel, g a gas, c a carbón, h a hidráulica y HA a HidroAysén.

²⁰ end denota a la Empresa Modelo Endesa, col denota a la Empresa Modelo Colbún, gen denota a la Empresa Modelo Gener y cf denota al resto de las Centrales pertenecientes a otras empresas.

$$\begin{aligned} & (CapInst_c^i + K_c^i) * fp_c * [t_{dg} * (Cmg^d - Cmg^c) + (t_{gc} - t_{dg}) * (Cmg^g - Cmg^c)] + \\ & (CapInst_g^i + K_g^i) * fp_g * [t_{dg} * (Cmg^d - Cmg^g)] + 0 \end{aligned} \quad (3.23)$$

Donde cada uno de los términos definen los ingresos por energía que tendrá la firma en cada bloque de tecnología.

- **Bloque Hidráulico:** La expresión de la izquierda indica la capacidad que tiene instalado en tecnología hidráulica el agente i. Cabe notar que en este caso está considerada también la tecnología de HidroAysén. Entre la hora 0 y t_{dg} estará en punta la tecnología diésel, por lo cual el generador ganará la diferencia entre el costo marginal del diésel y el de la hidráulica, entre t_{dg} y t_{gc} estará en punta la tecnología de gas, el generador ganará la diferencia entre el costo marginal del gas y el de la hidráulica, entre t_{gc} y t_{ch} estará en punta la tecnología carbón, el generador ganará la diferencia entre el costo marginal del carbón y el de la hidráulica, y todas estas diferencias multiplicadas por la proporción que tenga instalado en tecnología hidráulica. Entre t_{ch} y 8760 estará en punta la tecnología hidráulica, por lo cual no recibirá renta.

$$\begin{aligned} & ((CapInst_h^i + K_h^i) * fp_h + K_{HA}^i * fp_{HA}) * \\ & [t_{dg} * (Cmg^d - Cmg^h) + (t_{gc} - t_{dg}) * (Cmg^g - Cmg^h) + (t_{ch} - t_{gc}) * (Cmg^c - Cmg^h)] \end{aligned}$$

- **Bloque Carbón:** En forma análoga al bloque hidráulico, la expresión de la izquierda refleja la capacidad instalada en tecnología a carbón que tiene instalado el agente i. Entre la hora 0 y t_{dg} estará en punta la tecnología diésel, por lo cual el generador ganará la diferencia entre el costo marginal del diésel y el del carbón, entre t_{dg} y t_{gc} estará en punta la tecnología de gas, el generador ganará la diferencia entre el costo marginal del gas y el del carbón, y todas estas diferencias multiplicadas por la proporción que tenga instalado en tecnología carbón. Entre t_{gc} y t_{ch} estará en punta la tecnología carbón, el generador por tanto no recibirá renta.

$$(CapInst_c^i + K_c^i) * fp_c * [t_{dg} * (Cmg^d - Cmg^c) + (t_{gc} - t_{dg}) * (Cmg^g - Cmg^c)]$$

- Bloque Gas: Análogamente, la fracción de la izquierda refleja la capacidad instalada en tecnología a gas que tiene instalado el agente i . Entre la hora 0 y t_{dg} estará en punta la tecnología diésel, por lo cual el generador ganará la diferencia entre el costo marginal del diésel y el del gas multiplicada por la proporción. Entre t_{dg} y t_{gc} estará en punta la tecnología de gas, el generador no recibirá renta.

$$(CapInst_g^i + K_g^i) * fp_g * [t_{dg} * (Cmg^d - Cmg^g)]$$

- Bloque Diésel: dado que esta tecnología si es que está presente en el parque generador será punta, el generador no recibirá renta por esta tecnología.

Cabe notar que las conjeturas están tácitamente agregadas en la construcción de los bloques de potencia, pues estos suman toda la capacidad instalada que hacen los agentes. De esta forma, la conjetura que hace un agente sobre el comportamiento de los otros impactará en el tamaño del bloque y eso hará cambiar el tiempo de funcionamiento de cada tecnología, lo cual tiene incidencia en los ingresos por energía de los agentes.

3.9.2. Ingreso por Potencia

El ingreso por Potencia para un agente depende de la cantidad invertida en las distintas tecnologías por ese agente, de la capacidad instalada en el sistema y de las conjeturas que haga ese holding sobre lo que harán los otros. Concretamente está definida como la sumatoria de la multiplicación del precio de la potencia del sistema y la potencia firme que se le reconoce a la capacidad total que tiene instalada en cada tecnología.

$$Ingreso_{potencia}^i(K_t^i, CapInst_t^i, \overline{K}_t^{-i}) = \sum_t PF_t^i * Precio_{Potencia}$$

(3.24)

La Potencia Firme que se le reconoce a un generador es la proporción con que éste aporta a la suficiencia con respecto a la suma de todas las Potencias Firmes Definitivas del sistema. La peculiaridad es que los generadores reciben el máximo de pago cuando tratan de adaptar la capacidad total instalada a la demanda máxima del sistema, es decir el regulador no paga más allá de la demanda máxima, promoviendo de esta forma una inversión eficiente en cantidad y no una sobreinversión del parque generador.

Cabe recordar que la potencia firme de suficiencia corresponde al prorrato con respecto a la demanda máxima de todas las potencias firmes de suficiencia preliminar del sistema.

La forma en cómo se distribuye el valor que el sistema le asigna a la potencia es equivalente a prorratar el monto dado por $Precio_{Potencia} * D_{max}$, con D_{max} igual a la demanda máxima del sistema en el año de estudio. El sistema de esta forma financia cada MW que ayuda a satisfacer la demanda máxima, pero también incentiva a la no sobreinversión en capacidad.

$$PFP_t^i = D_{max} * \left(\frac{PFP_t^i}{\sum_i \sum_t PFP_t^i} \right) \quad (3.25)$$

La potencia firme preliminar es simplemente un porcentaje de la potencia inicial o potencia nominal, que es la variable de decisión de los agentes.

$$PFP_t^i = \frac{(1 - LOLP_t^i)}{(1 - LOLP)} * \alpha_t^i * (K_t^i + CapInst_t^i) \quad (3.26)$$

Donde:

- PFP_t^i : Potencia Firme de Suficiencia Preliminar.
- K_t^i : Potencia Inicial invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ ²¹ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$ ²².
- $CapInst_t^i$: Capacidad Instalada en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$.
- $LOLP_t^i$: Probabilidad de pérdida de carga del sistema sin la unidad t del agente i.
- $LOLP$: Probabilidad de pérdida de carga del sistema con la unidad t del agente i.
- α_t^i : Tasa de disponibilidad de la unidad t del agente i.

El procedimiento que realiza la CNE para la determinación de este valor es bastante difícil de replicar, por lo cual se decidió utilizar promedios por tecnologías de acuerdo

²¹ d denota a diésel, g a gas, c a carbón, h a hidráulica y HA a HidroAysén.

²² end denota a la Empresa Modelo Endesa, col denota a la Empresa Modelo Colbún, gen denota a la Empresa Modelo Gener y cf denota al resto de las Centrales pertenecientes a otras empresas.

estadísticas del sistema para la expresión que acompaña a K_t^i en la ecuación 3.26 (denominándola % de Potencia Nominal), utilizando un valor de 100% para la tecnología diésel, 85% para la tecnología a gas y la tecnología a carbón, 60% para la tecnología hidráulica y 78% para la tecnología HidroAysén²³.

Para un mayor análisis y entendimiento de cómo se realiza el pago de la potencia en el mercado eléctrico chileno se recomienda leer el Anexo B: Pago por Capacidad en el Mercado Eléctrico Chileno.

3.9.3. Costo de Inversión

El costo de inversión para un holding consistirá de la sumatoria de la anualidad equivalente del total de MW instalado en cada tecnología. Como se aprecia en la fórmula, el costo de inversión depende por tanto de la cantidad instalada que tenía ese agente en las distintas tecnologías, así como de la nueva cantidad invertida para suplir la demanda máxima.

$$\text{Costos}_{\text{Inversión}}^i(K_t^i, \text{CapInst}_t^i) = \sum_t \left[\text{CU}_t * \frac{r_i * (1 + r_i)^{n_t}}{(1 + r_i)^{n_t} - 1} \right] * (K_t^i + \text{CapInst}_t^i) \quad (3.27)$$

Donde:

- CU_t : Costo Unitario de la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$.
- K_t^i : Variable de decisión. Cantidad invertida en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ ²⁴ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$.
- CapInst_t^i : Capacidad Instalada en la tecnología $t \in \{d, g, c, h, HA\}$ por el agente $i \in \{end, col, gen, cf\}$.

²³ Todos estos valores fueron obtenidos de estadísticas del CDEC, mediante sus informes de precio nudo, de pago de peajes y anuarios. El dato de HidroAysén fue obtenido de los estudios de impacto ambiental disponibles en la página en Internet de la compañía. www.hidroaysen.cl

²⁴ d denota a diésel, g a gas, c a carbón, h a hidráulica y HA a HidroAysén.

3.10. Equilibrios de Nash

Para encontrar el equilibrio se utiliza el algoritmo planteado por Borenstein en 1999 y usado por Villar el 2004 (Borenstein & Bushnell, 1999; Villar, 2004). A pesar que este algoritmo es iterativo y podría llevar a la confusión sobre la estructura del juego, cabe recalcar que éste es un juego simultáneo (Cournot) y con información completa. El hecho de que se encuentre una solución mediante un algoritmo iterativo no tiene que ver con el hecho de que el juego es simultáneo, es la estructura del juego, la forma en cómo éste está planteado el que lo hace simultáneo.

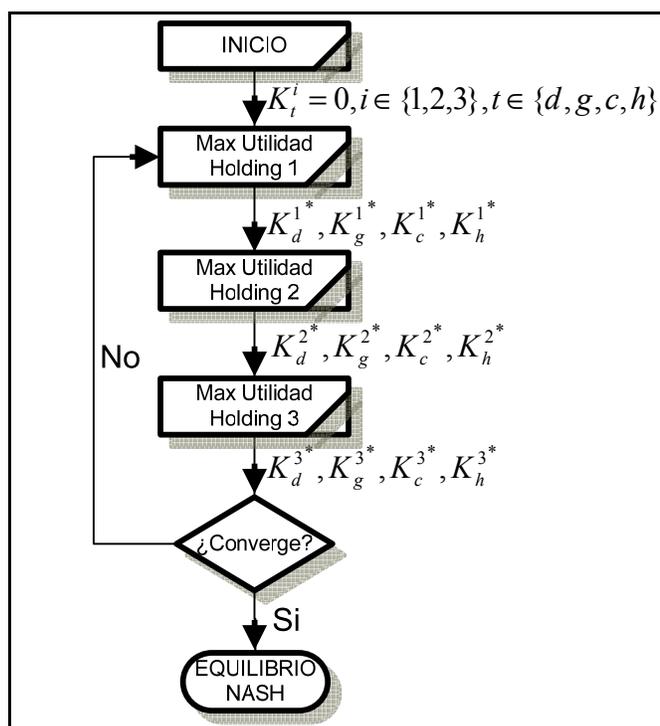


Figura 3-4: Algoritmo Solución Equilibrios de Nash. (Figura 6)

Inicialmente el algoritmo le asigna a cada agente una inversión de cero en cada tecnología. En la primera iteración, el holding 1 tiene la opción de satisfacer la demanda máxima maximizando su utilidad mediante sus inversiones. Luego, el holding 2 maximiza su utilidad tomando en consideración la inversión óptima que ya realizó el holding 1. Finalmente el holding 3 maximiza su utilidad tomando en consideración la inversión óptima que ya realizó el holding 1 y el holding 2. Si la cantidad invertida en las distintas

tecnologías por cada agente no difiera más allá de un ϵ con respecto a la iteración anterior, el algoritmo se detiene señalando que se encontró un equilibrio de Nash. De lo contrario, volverá a realizar las maximizaciones de utilidades, salvo que en este caso, el holding 1 tomará en cuenta inicialmente la inversión óptima realizada por el holding 2 y 3 en la iteración anterior.

La razón por la cual se justifica que mediante este algoritmo se encuentra un equilibrio de Nash radica en que por definición el equilibrio de Nash es la elección realizada en forma simultánea por cada uno de los agentes y dónde ninguno de ellos tiene incentivos para cambiar esa elección. En este algoritmo, si entre una iteración y la siguiente las cantidades invertidas por los Holdings no varían, quiere decir que ninguno de ellos tiene incentivos a cambiar su inversión, lo que por definición es un equilibrio de Nash.

3.11. Limitaciones de la Metodología

Las principales limitaciones de este trabajo son:

- Modelación de contratos: En este trabajo se modeló un mercado spot. Sin embargo una de las principales formas en que las empresas generadores obtienen ingresos en la realidad es por medio de contratos con los clientes libres y con las empresas distribuidoras. De hecho la legislación actual abrió en el año 2006 un proceso de licitación de bloques de energía mediante contratos. En este trabajo se asumió que toda la energía producida se demandaría en un mercado spot, sin la posibilidad de realizar contratos. Por lo tanto una limitación es no representar esa realidad y las posibles repercusiones que este hecho podría tener en las inversiones que se realizan en el sistema eléctrico.
- Uso intertemporal del agua: Este trabajo no considera la variabilidad hidrológica y por lo tanto los posibles escenarios de hidrología seca, normal y húmeda (los cuales dan posibilidades de manejo estratégico del agua para las Centrales hidroeléctricas). Este supuesto se asumió pensando que en un horizonte de largo plazo, es correcto analizar las tecnologías de acuerdo al promedio que han tenido en su funcionamiento en los últimos años. Además, realizar un modelo con teoría de juegos ya demanda un alto costo de procesamiento computacional, por tanto el

adicionar la modelación de un manejo hidrológico, además de agregar una complejidad desmedida a la modelación del problema (este tópico se aborda generalmente con técnicas de programación dinámica) agregaría una complejidad muy alta en términos de cómputo para encontrar una solución. Este hecho justifica también la exclusión de este tópico.

- Variabilidad de la demanda: El hecho de utilizar una curva de duración de carga implícitamente supone que la demanda eléctrica en el periodo de estudio es inelástica. Se ha estudiado ampliamente el tema de la elasticidad en la demanda de energía eléctrica (M. S. Arellano, 2004; Botterud et al., 2005; Montero & Rudnick, 2001). En estos trabajos se establece que la demanda eléctrica presenta rasgos elásticos, aunque los cambios en el consumo se reflejan en un horizonte de aproximadamente 2 a 3 años. Por tanto, el asumir que en un año la demanda eléctrica sea inelástica en un mercado regulado en el precio, a pesar de no ser lo óptimo, no invalida el análisis que arroja este trabajo.
- Modelar un segmento competitivo: En mercados oligopólicos, donde hay un agente dominante que puede influir en el precio y muchos agentes que son tomadores de precio, se utiliza el modelo del segmento competitivo, propuesto por Carlton y Perloff, donde en una primera etapa las empresas representadas en el segmento competitivo producen hasta igualar su curva de oferta con la demanda, dejando una demanda residual en la cual el agente oligopólico puede ejercer poder de mercado. (Carlton & Perloff, 2005). Este es un rasgo del mercado eléctrico chileno, pero agregar este efecto daría una complejidad muy alta en términos de modelación y cómputo para encontrar una solución, por lo cual se excluyó.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como ya se ha mencionado en este trabajo, el modelo expuesto en el punto anterior será aplicado a un caso real, la alianza estratégica HidroAysén. Por lo tanto, en este punto de análisis de resultados se explicará exhaustivamente cómo se aproximaron y estimaron todas los valores relevantes para el modelo de modo que refleje las posibles configuraciones que podría tener el mercado eléctrico con la ejecución de la alianza HidroAysén.

4.1. Datos de Curva de Duración

Se supondrá que la demanda crece linealmente en torno al 6%. De esta forma la curva de duración crecerá mucho más en las horas de mayor demanda, aumentando la pendiente de esta curva. Dado que se quiere evaluar la configuración del parque generador para la entrada del proyecto HidroAysén, se considerará la proyección de la curva de duración del año 2020 a partir de los datos de la curva de duración del 2007, expuestos en el Anexo A: Datos de Mercado Eléctrico Chileno.

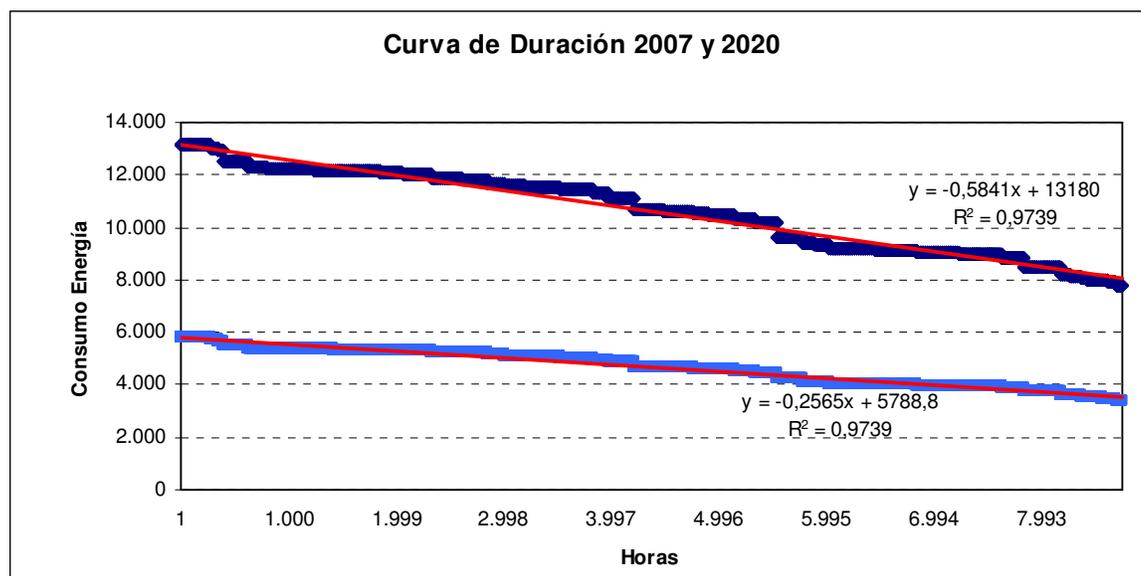


Figura 4-1: Curva de Duración de Carga 2007 y 2020. (Figura 7)

En base a esto se ha decidido utilizar una curva de duración lineal para el año 2020:

$$q(t) = -0,58 * t + 13.180 \quad (4.1)$$

4.2. Datos de Costos de Inversión y Derechos de Agua

La tasa de costo de capital r_e es estimada mediante el modelo CAPM, que establece:

$$r_e = r_f + \beta * (r_m - r_f) \quad (4.2)$$

Donde:

- r_f : Tasa libre de riesgo.
- r_m : Tasa de mercado.
- β : Beta de la empresa.

Una de las razones por las cuales se reafirma la alianza estratégica para realizar este proyecto es que la empresa Colbún se presenta en el mercado como menos riesgosa que Endesa, dado que tiene un β menor (esto se ve reflejado en la Tabla 4-1). El siguiente paso es obtener los costos de patrimonio para cada una de las empresas mediante el modelo CAPM (Brealey & Myers, 2000). Para este cálculo se tomaron los siguientes supuestos:

- Tasa libre de riesgo de 3,8%, basados en el Treasury Bond de EEUU agosto de 2008.
- Spread país Chile de 1,5%, basados en información financiera de consultoras de riesgo.
- Premio por riesgo de 7%, basados en los trabajos de Damodarán que estima que el premio por riesgo será la suma del premio por riesgo para USA y un premio país, el cual es estimado en 1,5% para países emergentes, pues el mercado accionario es aproximadamente 1,5% más volátil (Damodaran, 1999). De esta forma, asumiendo que la economía de USA tiene un premio por riesgo de aproximadamente 6%, el premio por riesgo para Chile es de un 7,5%.

De esta forma, la tasa de costo de capital para cada modelo de empresa queda:

Tabla 4-1: Tasa Costo de Capital Generadores SIC. (Tabla 4)

CAPM	re	rf	Beta ²⁵	rm	rf
Endesa	0,127	0,053	1,054	0,123	0,053
Colbún	0,106	0,053	0,753	0,123	0,053
Gener	0,130	0,053	1,100	0,123	0,053

Fuente: Elaboración Propia a partir de datos de la página en Internet www.bloomberg.com

Se consideró que cuando el proyecto HidroAysén fuera realizado en forma conjunta, la tasa de costo de capital que se utilizará en la anualidad equivalente de la inversión será con la ponderación de los r del CAPM de la empresa modelo Endesa y la empresa modelo Colbún de acuerdo a las participaciones que tengan esos holding en el proyecto HidroAysén, en cambio cuando el proyecto fuera realizado sólo por la empresa modelo Endesa, la anualidad equivalente será calculada sólo con su CAPM. Es decir, $r_C = 0,51 * CAPM_{Endesa} + 0,49 * CAPM_{Colbún}$ y $r_S = CAPM_{Endesa}$.

Los otros datos relevantes por tanto para el modelo son el costo unitario de inversión y los años de vida útil de cada tecnología. En la Tabla 4-2 se muestran los valores usados:

Tabla 4-2: Datos de Inversión de las Tecnologías. (Tabla 5)

Fuente de Energía	Costo Unitario [US\$/MW]	Vida Útil [años]
Diésel	450.000	25
Gas	500.000	25
Carbón	1.300.000	30
Hidroeléctrica	1.500.000	50
HidroAysén	1.792.727	50

Fuente: Elaboración Propia.

El costo unitario de inversión es la suma del costo unitario de la central generadora y del costo de la línea de interconexión. En el caso de la tecnología diésel, el costo de la línea es nulo, pues estas Centrales están ubicadas generalmente cerca de los centros de consumo. En el caso del Carbón, hay un costo asociado al puerto que se construye y a la línea de

²⁵ www.bloomberg.com

interconexión. En el caso de las hidráulicas, también hay un costo asociado a la línea de interconexión. Como último alcance, en el caso de Aysén, está incluido el costo de la línea de transmisión de corriente continua de 2000 Km. Se pueden ver las fuentes de costos de inversión en el Anexo C: Distintos valores de Entrada en el Modelo.

Con respecto a los derechos de agua que hay en el sistema, a nivel nacional hay un potencial por sobre los 20 GW de potencia. Sin embargo es irrealista pensar que esta cantidad pueda ser aprovechada de acá a los próximos 10 años. Para efectos de este estudio, lo más importante es reflejar que la cantidad de derechos de agua que posee la empresa modelo Endesa es mayor que la que posee la empresa modelo Colbún y mayor que la posee la empresa modelo Gener.

$$derechos_agua^{gen} < derechos_agua^{col} < derechos_agua^{end} \quad (4.3)$$

Por lo tanto se asumió que la cantidad máxima disponible a instalar en proyectos hidroeléctricos para cada agente será la siguiente:

Tabla 4-3: Derechos de Agua de Generadores SIC. (Tabla 6)

 Holding 	 Derechos de Agua [MW]
Endesa	2.000
Colbún	1.000
Gener	500
Cf.	0

Fuente: Elaboración Propia.

En el Anexo C: Distintos Valores de Entrada en el Sistema se pueden encontrar los datos sobre los derechos de agua no consuntivos asignados a cada agente en el mercado eléctrico chileno, así como el potencial estimado en generación hidroeléctrica de nuestro país. Es importante destacar que según el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía en su último informe de precio nudo de Abril del 2008, no prevé hacer más inversiones que por un monto de 2000 MW en tecnología hidráulica de acá al 2020, lo cual avala la magnitud de los derechos de agua a ser utilizados en este trabajo.

4.3. Datos de Costos Marginales y Curva de Oferta

El modelo considera 4 tipos de tecnologías de producción, cada una con un costo de producción constante, por tanto el Costo Marginal del sistema se asume como una curva escalonada.

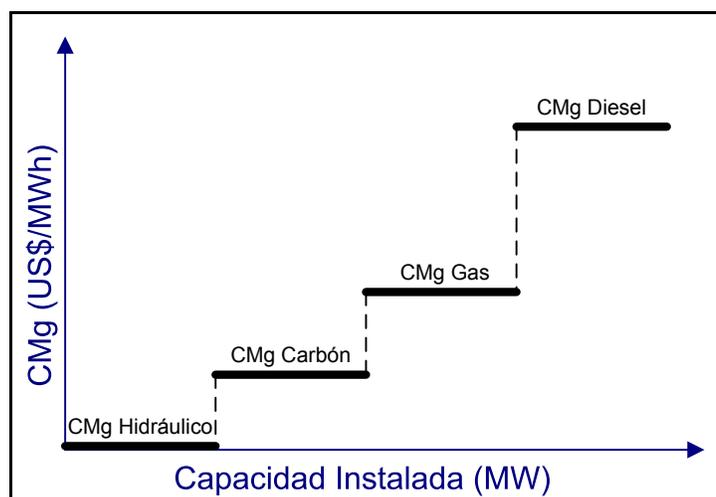


Figura 4-2: Curva de Costo Marginal del Sistema. (Figura 8)

Los datos para construir esta curva fueron obtenidos básicamente de los Informes de Precio Nudo de la Comisión Nacional de Energía entre los años 2004 y 2007. No se hará una diferencia entre las Centrales hidráulicas de embalse y de pasada, sólo se asumirá que es un tipo de tecnología de costo marginal 0 y que tiene un determinado factor de disponibilidad que será aproximado de acuerdo a los factores de planta de cada tecnología.

Los valores asumidos para los costos de producción de cada tecnología, junto con los factores de disponibilidad y los porcentajes de potencia inicial para el cálculo de potencia firme preliminar están en la Tabla 4-4. Cabe destacar que la ventaja de la tecnología de HidroAysén se ve reflejada en su factor de disponibilidad. Dado que el proyecto de Aysén tiene mejores niveles pluviométricos (básicamente por que los ríos Baker y Pascua son contra cíclicos en su régimen pluviométrico con respecto a los ríos ubicados en la zona central del SIC y a la vez nacen de los lagos O'Higgins y General Carrera, los cuales son alimentados por Glaciares en forma bastante estable, dando un caudal aproximado de $700\text{m}^3/\text{s}^{26}$ cada uno), se le asignó a la tecnología HidroAysén un factor de planta

²⁶ Fuente: www.HidroAysén.cl

aproximado de un 78%²⁷, valor más alto que el de tecnología hidráulica convencional, por lo tanto se asume que tendrán una mayor disponibilidad en promedio.

Tabla 4-4: Datos de Producción de Tecnologías. (Tabla 7)

Tecnología	Factor de Planta	% Potencia Nominal	CMg Prod [US\$/MWh]
Diésel	1,00	1,00	140,00
Gas	0,85	0,85	55,00
Carbón	0,85	0,85	35,00
Hidráulica	0,60	0,60	0,00
HidroAysén	0,78	0,78	0,00

Fuente: Elaboración Propia a partir de Informes de Precio Nudo de la CNE y Anuarios del CDEC.

4.4. Datos de Capacidad Instalada por Agente

Dado que en este trabajo se consideran 4 agentes, al año 2007 la capacidad instalada que tenía cada uno es la siguiente²⁸:

Tabla 4-5: Capacidad Instalada Actual Generadores SIC. (Tabla 8)

Tecnología	Potencia Nominal ENDESA [MW]	Potencia Nominal COLBÚN [MW]	Potencia Nominal GENER [MW]	Potencia Nominal CF [MW]	Total [MW]
Diésel	111,4	102,5	258,6	156,2	628,7
Gas Natural	614,9	1.136,3	379,0	203,1	2.333,3
Carbón	128,0	0,0	696,0	0,0	824,0
Hidráulica	3.401,8	1.323,3	271,1	271,1	5.267,3
Total [MW]	4.256,1	2.562,1	1.604,7	630,4	9053,3
	47%	28%	18%	7%	

Fuente: Elaboración Propia a partir de Informes de Precio Nudo de la CNE y Anuarios del CDEC.

²⁷ Fuente: www.HidroAysén.cl

²⁸ En el Anexo A: Datos del Mercado Eléctrico Chileno se puede encontrar qué Centrales se consideraron para el presente estudio, junto a su potencia estimado y su categorización de acuerdo a tecnología.

4.5. Modelo de Mínimo Costo de Producción e Inversión

En los dos puntos siguientes de esta tesis se analizarán los principales resultados obtenidos del modelo. Éste fue programado en el lenguaje de programación MATLAB, escogido por su versatilidad y facilidad de uso. En este punto se analizará cómo invertiría el Planificador Social al verse enfrentado a los 3 escenarios posibles de realización del proyecto HidroAysén.

4.5.1. Escenario 1: No realización del proyecto

En este escenario, no se realiza el proyecto de Aysén. El Planificador Social invierte minimizando el costo de producción y el costo de inversión en las otras tecnologías que tiene disponible según sus acciones. La configuración del parque generador queda reflejada en la Figura 4-3:

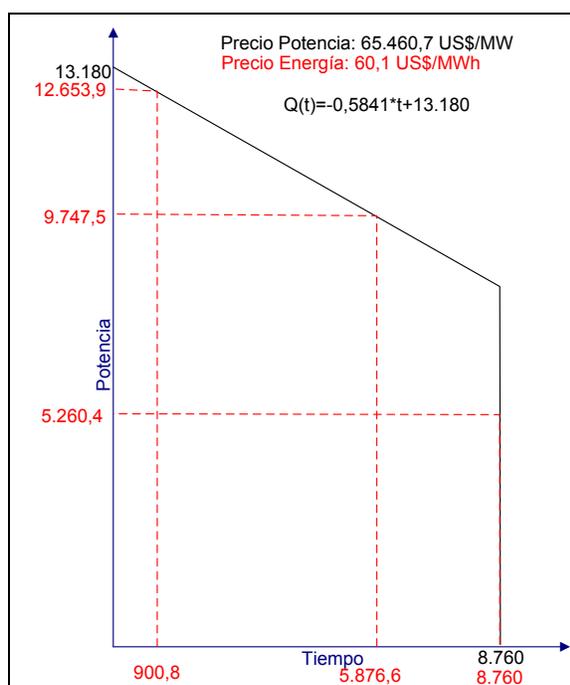


Figura 4-3: Configuración Parque Generador Planificador Social Escenario 1. (Figura 9)

La Tabla 4-6 muestra las inversiones del planificador en las distintas tecnologías. Cabe notar que éste invertiría en capacidad hidráulica hasta agotar los derechos de agua

disponibles en el sistema. Al no quedar más derechos de agua por invertir, la mayor inversión sería en tecnología a carbón.

Tabla 4-6: Capacidad Invertida Planificador Social Escenario 1. (Tabla 9)

Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
0,0	1.086,0	4.455,0	3.500,0	0,0

Fuente: Elaboración Propia.

Se ve por tanto que en una inversión eficiente, seguiría prevaleciendo la capacidad hidráulica por sobre las otras tecnologías. La Tabla 4-7 muestra cómo quedaría el parque generador si adicionamos las inversiones expuestas en la tabla anterior a la capacidad instalada actual.

Tabla 4-7: Capacidad Instalada Total Planificador Social Escenario 1. (Tabla 10)

Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
628,7	3.419,3	5.279,0	8.767,3	0,0

Fuente: Elaboración Propia.

Obviamente con este parque, la mayor cantidad de energía sería generada por tecnología hidráulica.

Tabla 4-8: Energía Generada Total Planificador Social Escenario 1. (Tabla 11)

Diésel [MWh]	Gas [MWh]	Carbón [MWh]	Hidráulica [MWh]	HidroAysén [MWh]
236.964,4	9.848.693,7	36.878.997,1	46.080.928,8	0,0

Fuente: Elaboración Propia.

El ingreso del sistema se refiere a los beneficios en totales que obtendría el segmento de generación por la generación de energía y potencia eléctrica, es decir, está compuesto por la ganancia que se produce en términos de la energía generada (pagada de acuerdo a la tarificación de demanda de punta), el ingreso por potencia (a cada MW de potencia instalado se le paga el costo de inversión unitario de la tecnología diésel)

Tabla 4-9: Ingreso del Sistema Planificador Social Escenario 1. (Tabla 12)

Ingreso Sistema [US\$]	Ingreso Energía [US\$]	Ingreso Potencia [US\$]
6.777.392.723,9	5.592.933.079,8	1.184.459.644,1

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, el costo del sistema estaría dado por la suma del costo que tendrían los generadores en producir la energía sumada al costo anualizado de la inversión. Se puede apreciar que el ingreso del sistema es mayor que el costo que tendrían los generadores de producir. Esto se debe a que a pesar de los fuertes incentivos que hay en la regulación para que la inversión sea realizada de forma tal de ajustar el sistema, de todas formas éste está desadaptado, por tanto el Planificador Social hace las inversiones tratando de invertir adaptando el sistema lo mejor que puede de acuerdo a las acciones que tiene. No obstante, éste queda desadaptado principalmente por la restricción de derechos de agua (si es que no hubiese esta restricción, el planificador seguiría invirtiendo en esta tecnología). De esta forma, el beneficio que se podría apreciar radica principalmente en esta desadaptación del sistema por la restricción de derechos de agua, que no permitiría instalar la cantidad óptima de agua que el sistema necesitaría.

Tabla 4-10: Costo del Sistema Planificador Social Escenario 1. (Tabla 13)

Costo Sistema [US\$]	Costo Energía [US\$]	Costo Inversión [US\$]
4.608.790.614,3	1.865.618.062,7	2.743.172.551,5

Fuente: Elaboración Propia.

4.5.2. Escenario 2: Realización del proyecto en forma conjunta

En este escenario el proyecto de HidroAysén es analizado como una inversión conjunta entre Endesa y Colbún. Por tanto el planificador percibe un proyecto que tiene una tasa conjunta de acuerdo a las participaciones de Endesa y Colbún. La Figura 4-4 muestra la composición del parque generador en este escenario:

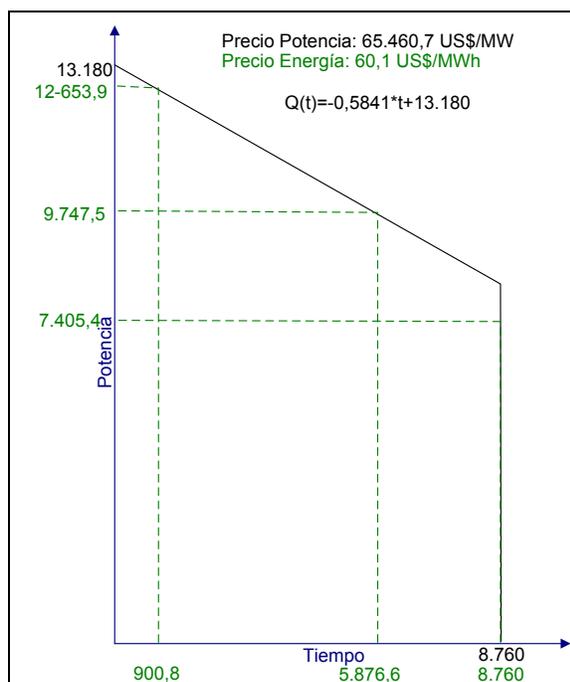


Figura 4-4: Configuración Parque Generador Planificador Social Escenario 2. (Figura 10)

En el caso en que se haga el proyecto de Aysén, lo más interesante que se puede apreciar es que el planificador al realizar sus inversiones reemplaza principalmente tecnología de generación a carbón por el proyecto de HidroAysén. A la vez la realización del proyecto no produce una alteración en el precio de la energía que perciben los consumidores.

Tabla 4-11: Capacidad Invertida Planificador Social Escenario 2. (Tabla 14)

Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
0,0	1.085,9	1.931,4	3.500,0	2.750,0

Fuente: Elaboración Propia.

Este reemplazo se ve reflejado en el parque generador total, donde la tecnología hidráulica sigue siendo la prevalente en el sistema.

Tabla 4-12: Capacidad Instalada Total Planificador Social Escenario 2. (Tabla 15)

Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
628,7	3.419,2	2.755,4	8.767,3	2.750,0

Fuente: Elaboración Propia.

En la Tabla 4-13 de la energía generada el programa muestra que la energía generada por HidroAysén alcanza una cantidad superior a los 18.000 GWh.

Tabla 4-13: Energía Generada Total Planificador Social Escenario 2. (Tabla 16)

Diésel [MWh]	Gas [MWh]	Carbón [MWh]	Hidráulica [MWh]	HidroAysén [MWh]
236.965,1	9.848.667,1	18.088.822,9	46.080.928,8	18.790.200,0

Fuente: Elaboración Propia.

Los ingresos que produciría se reflejan en la Tabla 4-14:

Tabla 4-14: Ingreso del Sistema Planificador Social Escenario 2. (Tabla 17)

Ingreso Sistema [US\$]	Ingreso Energía [US\$]	Ingreso Potencia [US\$]
6.792.217.580,4	5.592.933.064,3	1.199.284.516,1

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, los costos del sistema están en la Tabla 4-15. Se puede apreciar que el costo del sistema baja en relación al escenario anterior. Si bien el costo de inversión del sistema aumenta en el escenario que se hace HidroAysén (puesto que el costo anualizado de este proyecto es mayor que el costo anualizado de la tecnología de Carbón), es la baja en el costo marginal de la producción de energía la que hace bajar el costo del sistema, ahorro que asciende a los 500 millones de dólares aproximadamente.

Tabla 4-15: Costo del Sistema Planificador Social Escenario 2. (Tabla 18)

Costo Sistema [US\$]	Costo Energía [US\$]	Costo Inversión [US\$]
4.112.492.632,5	1.207.960.605,9	2.904.532.026,7

Fuente: Elaboración Propia.

4.5.3. Escenario 3: Realización del proyecto en forma independiente

En este escenario el proyecto de HidroAysén es analizado como si fuera realizado sólo por la empresa modelo Endesa. La tasa que percibe el planificador por este proyecto es igual a la tasa de costo de capital de esta empresa. La Figura 4-5 muestra la composición del parque generador que entregaría este escenario:

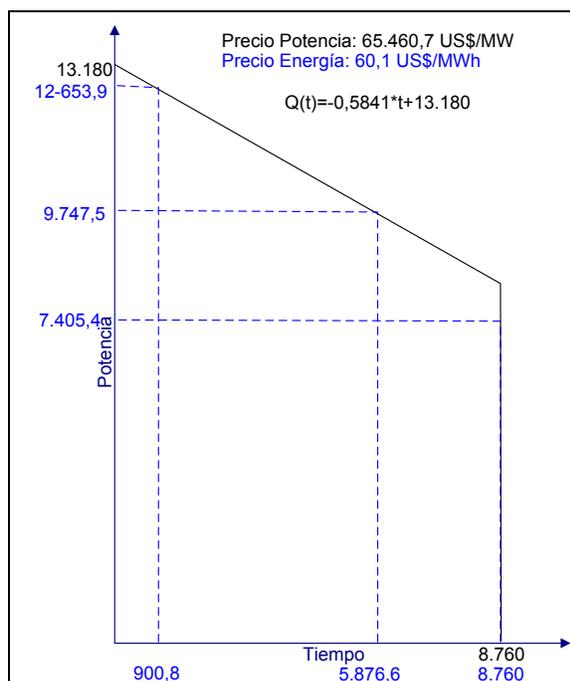


Figura 4-5: Configuración Parque Generador Planificador Social Escenario 3. (Figura 11)

En este caso la tasa de costo de capital aumenta de acuerdo al modelo construido en el punto anterior. El Planificador Social al igual que el caso anterior invierte agotando todos los derechos de agua y nuevamente el proyecto de HidroAysén reemplaza principalmente la tecnología a Carbón.

Tabla 4-16: Capacidad Invertida Planificador Social Escenario 3. (Tabla 19)

Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
0,0	1.085,9	1.931,4	3.500,0	2.750,0

Fuente: Elaboración Propia.

En términos de la capacidad instalada nuevamente que prevalece la tecnología hidráulica.

Tabla 4-17: Capacidad Instalada Total Planificador Social Escenario 3. (Tabla 20)

Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
628,7	3.419,2	2.755,4	8.767,3	2.750,0

Fuente: Elaboración Propia.

La energía generada por el proyecto HidroAysén es sobre los 18.000 GWh.

Tabla 4-18: Energía Generada Total Planificador Social Escenario 3. (Tabla 21)

Diésel [MWh]	Gas [MWh]	Carbón [MWh]	Hidráulica [MWh]	HidroAysén [MWh]
236.965,0	9.848.667,6	18.088.822,5	46.080.928,8	18.790.200,0

Fuente: Elaboración Propia.

El ingreso del sistema es similar al caso anterior.

Tabla 4-19: Ingreso del Sistema Planificador Social Escenario 3. (Tabla 22)

Ingreso Sistema [US\$]	Ingreso Energía [US\$]	Ingreso Potencia [US\$]
6.792.217.503,5	5.592.932.982,9	1.199.284.520,6

Fuente: Elaboración Propia.

Lo más importante de destacar de este escenario es que el costo del sistema aumenta en alrededor de 50 millones de dólares. Esto se debe básicamente en el aumento en la tasa de costo de capital cuando el proyecto sea hecho sólo por la empresa modelo Endesa. A la vez se reafirma que el costo ahorrado en términos de energía es un monto superior a los 500 millones de dólares, lo que se deba principalmente al reemplazo de tecnología de carbón por la tecnología de HidroAysén.

Tabla 4-20: Costo del Sistema Planificador Social Escenario 3. (Tabla 23)

Costo Sistema [US\$]	Costo Energía [US\$]	Costo Inversión [US\$]
4.162.497.254,4	1.207.960.610,2	2.954.536.644,2

Fuente: Elaboración Propia.

4.6. Modelo Oligopólico

En este punto se analizará el modelo a la Cournot, considerando los 3 escenarios posibles del proyecto HidroAysén.

4.6.1. Escenario 1: No realización del proyecto

En este escenario no se considera el proyecto HidroAysén, El parque generador que resulta del modelo se puede ver en la Figura 4-6:

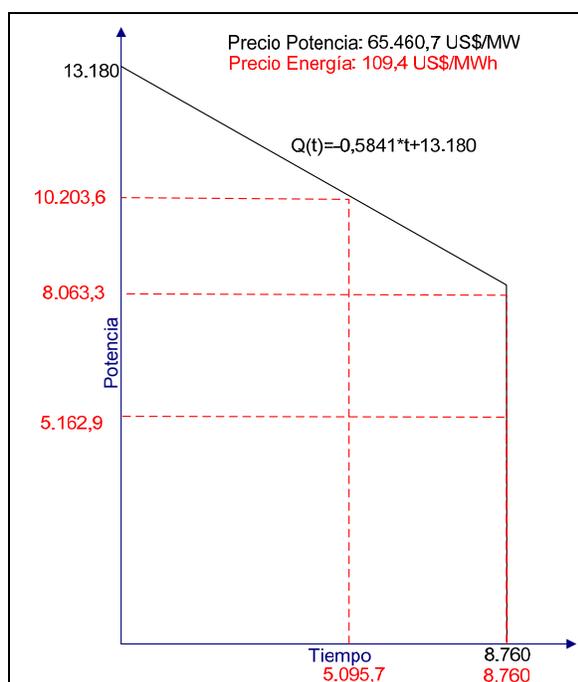


Figura 4-6: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico Escenario 1. (Figura 12)

Se puede apreciar que la capacidad invertida principalmente es en hidroelectricidad y en petróleo. Tanto la empresa modelo Colbún como la empresa modelo Gener invierten casi todos sus derechos de agua, siendo solamente la empresa modelo Endesa la que no ocupa todo sus derechos. La otra inversión importante se realiza en diésel. Se han considerado 3 valores idénticos para los 3 generadores en la cantidad invertida en esta tecnología, dado que esta cantidad variaba de acuerdo al orden en que fueran puestos los generadores en el algoritmo de solución de los equilibrios de Nash (es decir, si en el algoritmo se ponía el orden Endesa-Colbún-Gener, era la empresa modelo Endesa la que invertía la mayor cantidad, seguida de la empresa modelo Colbún y luego la empresa modelo Gener. Si se

cambiaba el orden, cambiaba obviamente la cantidad invertida en diésel de cada uno). Sin embargo, la suma de la cantidad invertida en diésel siempre era la misma, por lo cual se decidió dividirla en 3. A la vez esto no altera los ingresos de los generadores puesto que esta tecnología no tiene renta (es la tecnología que queda en punta, por lo cual el sistema le paga sólo para cubrir sus costos medios), dando igual quién instale esta tecnología. Lo importante es cuánto se instala y no quién la instale. Con respecto a las otras tecnologías, independiente del orden en el cual se ordenen las empresas generadoras en el algoritmo, estas cantidades eran idénticas.

La estrategias que tomarían las empresas al actuar en forma oligopólica sería por tanto sobre invertir en tecnología diésel e invertir la mayor cantidad posible en las tecnologías de base (invirtiendo la mayor cantidad en hidráulica luego en carbón y muy poco en gas natural), tratando de aumentar sus ingresos por la diferencia de márgenes que tienen el costo marginal del diésel versus el de las hidráulicas, carbón y gas. En este sentido, se aprecia que la empresa modelo Gener es la que invierte más en carbón, puesto que agota la totalidad de sus derechos de agua y luego la tecnología más barata que tiene disponible para invertir es carbón. Algo parecido pasa con Colbún, pero en una magnitud menor ya que ésta posee más derechos de agua.

Tabla 4-21: Capacidad Invertida Modelo Oligopólico Escenario 1. (Tabla 24)

HOLDING	Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
Endesa	782,6	0,0	0,0	1.837,7	0,0
Colbún	782,6	0,1	1.129,8	999,8	0,0
Gener	782,6	184,7	1.458,4	500,0	--

Fuente: Elaboración Propia.

La Tabla 4-22 muestra la capacidad instalada total. Prevalece la cantidad de potencia instalada en energía hidráulica, pero hay un fuerte aumento en tecnología diésel por la razón explicada en la tabla anterior (los generadores sobre invierten en esta tecnología para aumentar su margen de explotación).

Tabla 4-22: Capacidad Total Modelo Oligopólico Escenario 1. (Tabla 25)

HOLDING	Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
Endesa	894,0	614,9	128,0	5.239,5	0,0
Colbún	885,1	1.136,4	1.129,8	2.323,1	0,0
Gener	1.041,2	563,7	2.154,4	771,1	--
CF	156,2	203,1	0,0	271,1	--

Fuente: Elaboración Propia.

La cantidad de energía generada según cada generador se ve en la Tabla 4-23. Obviamente al no realizarse el proyecto de HidroAysén, en la tabla se aprecia un valor nulo de energía generada con esta tecnología.

Tabla 4-23: Energía Generada Modelo Oligopólico Escenario 1. (Tabla 26)

HOLDING	Diésel [MWh]	Gas [MWh]	Carbón [MWh]	Hidráulica [MWh]	HidroAysén [MWh]
Endesa	2.277.690,5	3.620.945,1	953.089,6	27.538.853,2	0,0
Colbún	2.255.014,6	6.691.606,6	8.412.608,6	12.210.271,0	0,0
Gener	2.652.733,7	3.319.263,6	16.041.741,2	4.052.901,6	--
CF	397.973,8	1.195.989,3	0,0	1.424.901,6	--

Fuente: Elaboración Propia.

En términos de los beneficios, los cuales están compuestos por la suma del ingreso por generación de energía más potencia menos el costo de inversión, vemos que la empresa que obtiene el mayor beneficio es la empresa modelo Endesa, seguido de la empresa modelo Colbún y por último la empresa modelo Gener.

Tabla 4-24: Ingreso de Generadores Modelo Oligopólico Escenario 1. (Tabla 27)

HOLDING	Beneficio [US\$]	Ingreso Energía [US\$]	Ingreso Potencia [US\$]	Costo Inversión [US\$]
Endesa	2.357.188.770,5	3.168.854.646,8	305.644.836,8	1.117.310.713,1
Colbún	1.906.281.118,7	2.277.870.681,4	275.273.671,2	646.863.233,9
Gener	1.367.802.846,0	1.744.838.145,0	249.679.747,8	626.715.046,8
CF	183.234.257,8	223.597.381,6	32.173.596,2	72.536.720,1

Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, el costo del sistema es la suma del costo que hay por la generación de energía, sumado al costo de inversión que deben afrontar los generadores.

Tabla 4-25: Costo del Sistema Modelo Oligopólico Escenario 1. (Tabla 28)

Costo Sistema [US\$]	Costo Energía [US\$]	Costo Inversión [US\$]
5.229.893.101,7	2.766.467.387,9	2.463.425.713,8

Fuente: Elaboración Propia.

4.6.2. Escenario 2: Realización del proyecto en forma conjunta

En este escenario el proyecto HidroAysén es realizado por las empresas modelo Endesa y Colbún de acuerdo a las participaciones de 51% y 49%. El parque generador de este escenario se aprecia en la Figura 4-7:

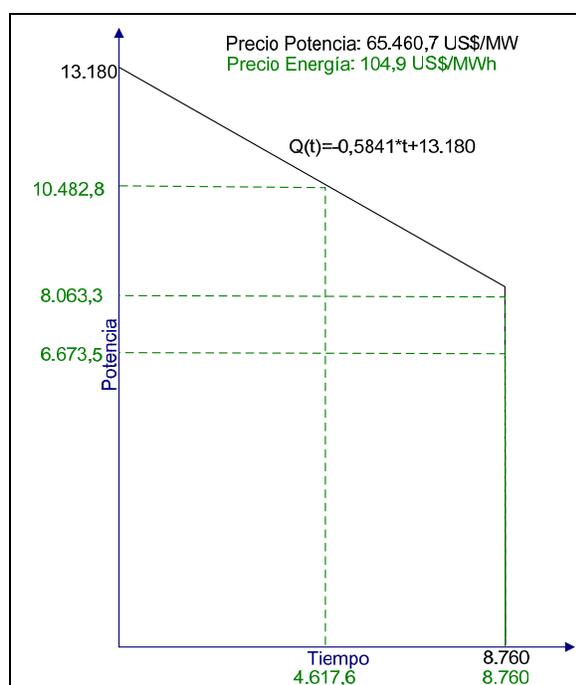


Figura 4-7: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico Escenario 2. (Figura 13)

El hecho de realizar el proyecto HidroAysén también implica una baja en el precio de la energía que percibirían los consumidores en contraste al escenario anterior donde no se realizaba el proyecto. Con respecto a la capacidad invertida se aprecia que el hecho de hacer HidroAysén hace que la empresa modelo Endesa no utilice sus recursos. A la vez se

aprecia que la empresa modelo Gener debe invertir en todas las tecnologías para aumentar sus beneficios.

Tabla 4-26: Capacidad Invertida Modelo Oligopólico Escenario 2. (Tabla 29)

HOLDING	Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
Endesa	689,5	0,0	0,0	780,1	1.402,0
Colbún	689,5	0,0	0,0	1.000,0	1.348,0
Gener	689,5	513,2	811,1	500,0	--

Fuente: Elaboración Propia.

La Tabla 4-27 muestra la capacidad instalada total de este escenario.

Tabla 4-27: Capacidad Total Modelo Oligopólico Escenario 2. (Tabla 30)

HOLDING	Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
Endesa	800,9	614,9	128,0	4.181,9	1.402,0
Colbún	792,0	1.136,3	0,0	2.323,3	1.348,0
Gener	948,1	892,2	1.507,1	771,1	--
CF	156,2	203,1	0,0	271,1	--

Fuente: Elaboración Propia.

Con respecto a la energía generada, se aprecia que los 18.000 GWh de HidroAysén son producidos por Endesa y Colbún en una proporción de 51% y 49%.

Tabla 4-28: Energía Generada Modelo Oligopólico Escenario 2. (Tabla 31)

HOLDING	Diésel [MWh]	Gas [MWh]	Carbón [MWh]	Hidráulica [MWh]	HidroAysén [MWh]
Endesa	1.849.104,6	3.496.014,7	953.088,0	21.980.155,4	9.579.585,6
Colbún	1.828.556,1	6.460.429,3	1,3	12.211.264,8	9.210.614,4
Gener	2.188.962,1	5.072.787,8	11.221.855,3	4.052.901,6	--
CF	360.636,9	1.154.724,3	0,0	1.424.901,6	--

Fuente: Elaboración Propia.

Los ingresos de los generadores en este escenario son:

Tabla 4-29: Ingreso de Generadores Modelo Oligopólico Escenario 2. (Tabla 32)

HOLDING	Beneficio [US\$]	Ingreso Energía [US\$]	Ingreso Potencia [US\$]	Costo Inversión [US\$]
Endesa	2.542.110.352,8	3.416.758.199,3	329.598.672,9	1.204.246.519,4
Colbún	2.030.692.116,5	2.517.126.257,5	275.148.461,8	761.582.602,7
Gener	1.124.119.589,5	1.429.415.817,8	225.851.128,9	531.147.357,2
CF	169.609.486,2	209.972.617,8	32.173.588,5	72.536.720,1

Fuente: Elaboración Propia.

El costo del sistema se muestra en la Tabla 4-30;

Tabla 4-30: Costo del Sistema Modelo Oligopólico Escenario 2. (Tabla 33)

Costo Sistema [US\$]	Costo Energía [US\$]	Costo Inversión [US\$]
4.757.570.210,9	2.188.057.011,6	2.569.513.199,3

Fuente: Elaboración Propia.

4.6.3. Escenario 3: Realización del proyecto en forma independiente

En este escenario se analiza cómo invertirían las empresas cuando el proyecto lo hace sólo la empresa modelo Endesa. La Figura 4-8 muestra el parque generador para este escenario:

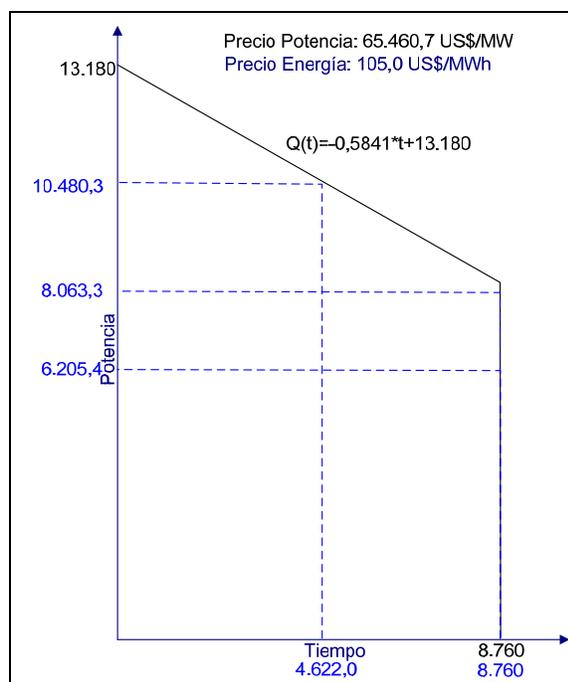


Figura 4-8: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico Escenario 3. (Figura 14)

El precio de la energía que deben pagar los consumidores es muy similar al escenario anterior y nuevamente menor en comparación al precio del escenario cuando no se realiza el proyecto. En términos de la capacidad invertida se aprecia que la empresa modelo Endesa sólo invierte en el proyecto HidroAysén.

Tabla 4-31: Capacidad Invertida Modelo Oligopólico Escenario 3. (Tabla 34)

HOLDING	Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
Endesa	690,3	0,0	0,0	0,0	2.750,0
Colbún	690,3	0,0	544,8	1.000,0	0,0
Gener	690,3	510,3	817,0	500,0	--

Fuente: Elaboración Propia.

La capacidad instalada total del sistema sería la siguiente:

Tabla 4-32: Capacidad Total Modelo Oligopólico Escenario 3. (Tabla 35)

HOLDING	Diésel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidráulica [MW]	HidroAysén [MW]
Endesa	801,7	614,9	128,0	3.401,8	2.750,0
Colbún	792,8	1.136,3	544,8	2.323,3	0,0
Gener	948,9	889,3	1.513,0	771,1	--
CF	156,2	203,1	0,0	271,1	--

Fuente: Elaboración Propia.

En este escenario se aprecia que la totalidad de la energía generada del proyecto HidroAysén sería producida por Endesa.

Tabla 4-33: Energía Generada Modelo Oligopólico Escenario 3. (Tabla 36)

HOLDING	Diésel [MWh]	Gas [MWh]	Carbón [MWh]	Hidráulica [MWh]	HidroAysén [MWh]
Endesa	1.852.789,2	3.497.144,0	953.089,2	17.879.863,2	18.790.200,0
Colbún	1.832.221,5	6.462.528,3	4.056.731,7	12.211.175,6	0,0
Gener	2.192.966,3	5.057.492,3	11.265.505,0	4.052.901,6	--
CF	360.976,0	1.155.098,3	0,0	1.424.901,6	--

Fuente: Elaboración Propia.

El resultado más preponderante de este escenario es el aumento en beneficio que tendría la empresa modelo Endesa al realizar este proyecto en forma independiente versus el hacerlo

con la empresa modelo Colbún. Esto demuestra que el proyecto HidroAysén es un proyecto por un lado muy grande, pero a la vez muy rentable, puesto que aprovecha derechos de agua de la mejor calidad a la cual se podría optar en nuestro sistema eléctrico. Sin embargo, hay una serie de otros costos intangible que en la realidad no le permitieron a Endesa hacer este proyecto en forma independiente.

Tabla 4-34: Ingreso de Generadores Modelo Oligopólico Escenario 3. (Tabla 37)

HOLDING	Beneficio [US\$]	Ingreso Energía [US\$]	Ingreso Potencia [US\$]	Costo Inversión [US\$]
Endesa	2.907.926.047,0	3.928.572.605,1	367.841.703,7	1.388.488.261,8
Colbún	1.541.108.585,9	1.861.784.185,4	236.689.750,6	557.365.350,1
Gener	1.126.227.650,5	1.432.173.445,1	226.066.797,5	532.012.592,1
CF	169.732.999,2	210.096.119,0	32.173.600,3	72.536.720,1

Fuente: Elaboración Propia.

El costo del sistema se muestra en la Tabla 4-35.

Tabla 4-35: Costo del Sistema Modelo Oligopólico Escenario 3. (Tabla 38)

Costo Sistema [US\$]	Costo Energía [US\$]	Costo Inversión [US\$]
4.882.967.217,4	2.332.564.293,3	2.550.402.924,0

Fuente: Elaboración Propia.

4.7. Comparación de Resultados

En esta sección se muestra un resumen con los resultados más importantes de los dos modelos a modo de comparación. La Tabla 4.36 muestra el costo del sistema, el precio por energía y la capacidad instalada por tecnología para los dos modelos anteriores:

Tabla 4.36: Costo, Precio y Capacidad Instalada por Tecnología del Sistema. (Tabla 39)

		Costo Total Sistema [Mills USD]	Precio Energía [USD/MWh]	Diesel [MW]	Gas [MW]	Coal [MW]	Hydro [MW]	Hidro Aysén [MW]	Total Hydro [MW]	Total [MW]
Planificador Social	Sin HidroAysén	4.609	60,1	629	3.419	5.279	8.767	0	8.767	18.094
	Con HidroAysén como Proyecto Conjunto	4.112	60,1	629	3.419	2.755	8.767	2.750	11.517	18.321
	Con HidroAysén como Proyecto Independiente	4.162	60,1	629	3.419	2.755	8.767	2.750	11.517	18.321
Cournot	Sin HidroAysén	5.230	109,4	2.977	2.518	3.412	8.605	0	8.605	17.512
	Con HidroAysén como Proyecto Conjunto	4.758	104,9	2.697	2.847	1.635	7.547	2.750	10.297	17.476
	Con HidroAysén como Proyecto Independiente	4.883	105,0	2.700	2.844	2.186	6.767	2.750	9.517	17.246

Cuando no se realiza el proyecto HidroAysén, el Planificador Social invierte la mayor cantidad de recursos en capacidad hidráulica y luego en carbón. Cuando se realiza el proyecto HidroAysén (tanto como un proyecto independiente como conjunto), el Planificador Social reemplaza inversión en tecnología térmica, principalmente carbón en aproximadamente US\$ 500 Mills. Esto no tiene impacto en el precio de la energía.

Con respecto al costo en el modelo a la Cournot, se aprecia que el costo del sistema es menor cuando se hace el proyecto HidroAysén (independiente de la forma en que se haga) con respecto a que no se haga. Ahora bien, cuando el proyecto se hace en forma conjunta, hay un ahorro de aproximadamente US\$ 50 Millones con respecto a una realización independiente, lo que se ve reflejado en el costo del sistema.

En la Tabla 4.37 se muestra la capacidad instalada por holding y tecnología para el modelo a la Cournot. En ésta se aprecia claramente cómo los agentes en un contexto completamente oligopólico sobre invierten en tecnología de diesel, aumentando de sobremanera el margen entre los costos marginales que rigen sus ingresos y por tanto el

costo y precio del sistema con respecto al Planificador Social. En la columna derecha se pueden ver los nuevos porcentajes de participación que tendrían los agentes en el mercado, mostrando que en el caso de una inversión conjunta del proyecto HidroAysén la concentración de éste bajaría con respecto a una realización independiente. De hecho, al calcular los índices de Herfindahl-Hirschman o HHI²⁹ para los 3 escenarios, estos serían de 3.202 cuando no se realiza HidroAysén, 3.259 cuando se realiza en forma conjunta y 3.350 cuando se realiza en forma independiente.

Tabla 4.37: Capacidad Total Instalada por Holding y Tecnología Modelo Cournot. (Tabla 40)

Escenarios	Holding	Diesel [MW]	Gas [MW]	Carbón [MW]	Hidro [MW]	Hidro Aysén [MW]	Total Hidro [MW]	Total [MW]	PM ³⁰ [%]
Cournot – Sin HidroAysén	Endesa	894	615	128	5.240	0	5.240	6.876	39,3%
	Colbún	885	1.136	1.130	2.323	0	2.323	5.474	31,3%
	Gener	1.041	564	2.154	771	0	771	4.530	25,9%
	CF	156	203	0	271	0	271	630	3,6%
	Total	2.977	2.518	3.412	8.605	0	8.605	17.512	
Cournot – Con HidroAysén como Proyecto Conjunto	Endesa	801	615	128	4.182	1.402	5.584	7.128	40,8%
	Colbún	792	1.136	0	2.323	1.348	3.671	5.600	32,0%
	Gener	948	892	1.507	771	0	771	4.119	23,6%
	CF	156	203	0	271	0	271	630	3,6%
	Total	2.697	2.847	1.635	7.547	2.750	10.297	17.476	
Cournot – Con HidroAysén como Proyecto Independiente	Endesa	802	615	128	3.402	2.750	6.152	7.696	44,6%
	Colbún	793	1.136	545	2.323	0	2.323	4.797	27,8%
	Gener	949	889	1.513	771	0	771	4.122	23,9%
	CF	156	203	0	271	0	271	630	3,7%
	Total	2.700	2.844	2.186	6.767	2.750	9.517	17.246	

²⁹ HHI es un índice para analizar la concentración de un mercado y se calcula como la sumatoria al cuadrado de las participaciones de mercado de todos los agentes. Cuando $HHI < 0.1$ se considera al mercado poco concentrado, cuando $0.1 < HHI < 0.18$ se considera al mercado medianamente concentrado y cuando $HHI > 0.18$ se considera al mercado altamente concentrado.

³⁰ PM equivale a Participación de Mercado.

Las Figuras 4-9 y 4-10 muestran los parques generadores para ambos modelos.

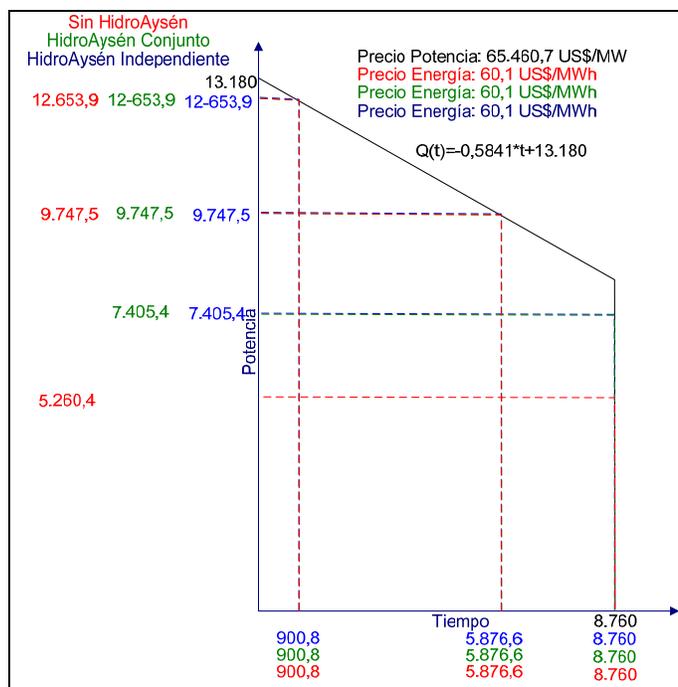


Figura 4-9: Configuración Parque Generador Modelo Planificador Social. (Figura 15)

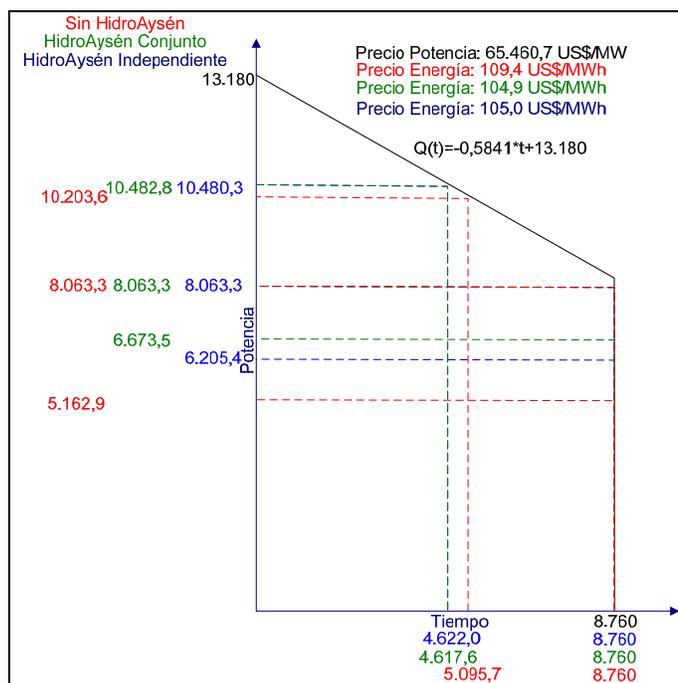


Figura 4-10: Configuración Parque Generador Modelo Oligopólico. (Figura 16)

La Tabla 4.38 muestra los beneficios de los generadores en el modelo a la Cournot, que en estricto rigor (en términos contables) equivalen al ítem de margen de explotación en un estado de resultados. El hecho más preponderante es el traspaso en beneficio que hay desde Endesa a Colbún al contrastar sus beneficios en una realización conjunta del proyecto versus una independiente. Esto muestra que el proyecto HidroAysén es un proyecto por un lado muy grande, pero a la vez muy rentable, puesto que aprovecha derechos de agua de la mejor calidad a la cual se podría optar en nuestro sistema eléctrico. No obstante, hay una serie de otros costos intangibles (como costos políticos y de imagen, los cuales no fueron modelados en este trabajo) que le habrían impedido hacer este proyecto sólo a Endesa.

Tabla 4.38: Beneficios distintos escenarios HidroAysén modelo Cournot. (Tabla 41)

HOLDING	Beneficio Sin HidroAysén [US\$]	Beneficio Con HidroAysén como Proyecto Conjunto [US\$]	Beneficio Con HidroAysén como Proyecto Independiente [US\$]
Endesa	2.357.188.771	2.542.110.353	2.907.926.047
Colbún	1.906.281.119	2.030.692.117	1.541.108.586
Gener	1.367.802.846	1.124.119.590	1.126.227.651
CF	183.234.258	169.609.486	169.732.999
Total	5.814.506.993	5.866.531.545	5.744.995.283

4.8. Sensibilidad

Se realizó una sensibilidad haciendo variar la tasa de costo de capital del proyecto en el escenario en que éste es realizado sólo por la empresa modelo Endesa en el modelo oligopólico. Este ejercicio se hizo pensando en estimar la tasa de costo de capital del proyecto en forma separada que haría indiferente a Endesa el realizar el proyecto en forma autónoma o asociada con la empresa modelo Colbún. Para esto se hizo crecer la tasa de la anualidad del costo de inversión del proyecto HidroAysén y se fue contrastando con el beneficio que obtiene Endesa al hacer el proyecto con Colbún. Esto se aprecia en la Figura 4-11.

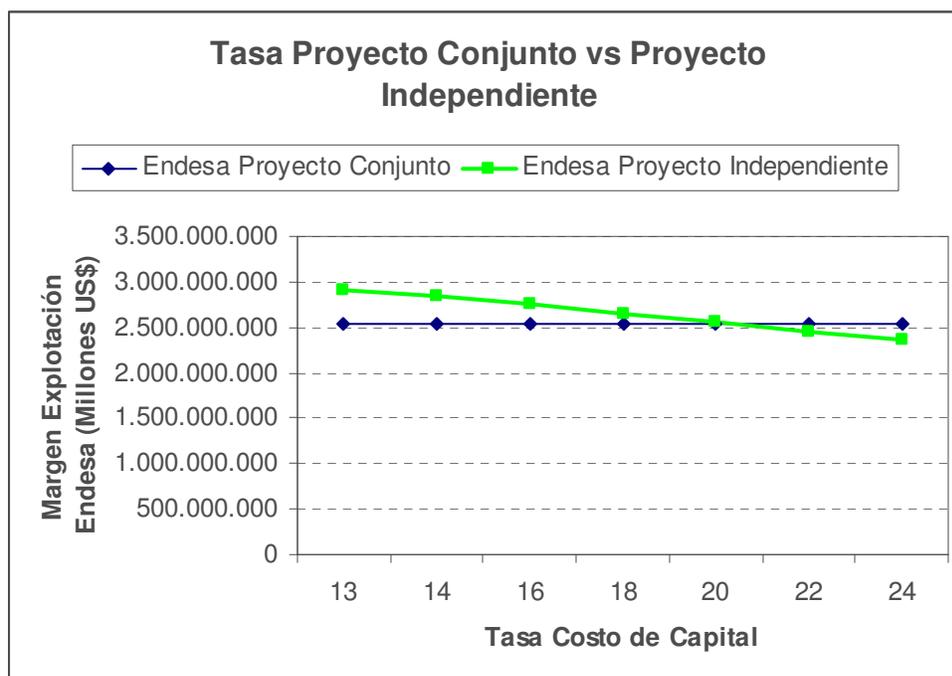


Figura 4-11: Sensibilidad de Tasa Costo de Capital. (Figura 17)

Esta figura refleja que Endesa valora hasta en un 21% de tasa de costo de capital el que el proyecto sea hecho en forma conjunta con la empresa modelo Colbún en vez de hacerlo en forma independiente. Esto es razonable también con los argumentos esgrimidos en el punto de revisión de las alianzas estratégicas, en el sentido de que una de las razones que han encontrado los investigadores por las cuales las empresas se alían es para enfrentar de mejor forma los costos tanto políticos, burocráticos, de imagen, etc., denominados en este trabajo como “costos de transacción” (Gulati, 1998; Kogut, 1988). El hecho de que Endesa

invite a Colbún responde un poco a estos conceptos, donde Colbún no sólo apoya el proyecto en términos financieros y por una mejor valoración bursátil (la cual se refleja en el menor beta que le asigna el mercado a esta empresa) si no que también contribuye a una mejor valoración política del proyecto, por ser Colbún una empresa nacional, con gran reputación empresarial, buenas prácticas de conservación medio ambiental y vocación hidráulica al igual que Endesa.

5. CONCLUSIONES

El principal logro de este trabajo fue crear e implementar dos modelos que permitieron estimar las inversiones óptimas en capacidad en un mercado eléctrico regulado tanto en un contexto de mayor eficiencia económica como en uno oligopólico, enfrentados a una inversión conjunta entre dos de los agentes del mercado, analizando si esta inversión buscaba ejercer poder de mercado. Se pudo establecer cómo la ejecución conjunta de este proyecto afectaba las inversiones en otras tecnologías y en indicadores relevantes como el costo del sistema, el beneficio de los agentes o el precio que percibirían los consumidores.

Ciertamente este trabajo es un aporte al estudio del ejercicio de poder de mercado en mercados eléctricos regulados, pues además de basarse en literatura existente, cuenta con elementos propios, como la representación de una inversión conjunta entre dos agentes, además de la implementación de un programa computacional para resolver el problema planteado, programa que es modificable y extensible para poder avanzar en el estudio del tema. Los resultados de esta tesis permitirían afianzar y respaldar decisiones tanto jurídicas como legislativas en lo referente a inversiones en capacidad.

Dentro de las principales conclusiones referentes a la aplicación del modelo al caso de HidroAysén y su impacto en el mercado eléctrico chileno, están las siguientes:

- El modelo de inversiones óptimas del Planificador Social benevolente sugiere que el proyecto HidroAysén no puede ser objetado como una inversión socialmente eficiente o una conducta procompetitiva de parte de los dos mayores generadores, puesto que hace bajar el costo del sistema y a la vez no eleva en ningún caso el precio de la energía que deben pagar los consumidores.
- La inclusión del proyecto HidroAysén reemplaza básicamente inversiones en capacidad en tecnología a carbón. El ahorro que produce este reemplazo en términos del costo de generación eléctrica alcanza aproximadamente los 500 millones de dólares.

- Cuando el proyecto HidroAysén es realizado en forma conjunta por los dos mayores generadores, la tasa de costo de capital es menor en comparación a cuando el proyecto es hecho sólo por un agente. Esta disminución de tasa se expresa en un ahorro en el costo de inversión anualizado del proyecto, monto que asciende a los 50 millones de dólares aproximadamente.
- Hay un traspaso directo de beneficio de la empresa modelo Endesa a la empresa modelo Colbún al contrastar la realización del proyecto en forma independiente versus el hacerlo en forma separada. Este traspaso se puede explicar básicamente en el valor que le da Endesa al contar con un socio que además de aportar eficiencias en la tasa de costo de capital del proyecto, aporta con una serie de eficiencias no tangibles, denominadas en este trabajo como costos de transacción. Colbún tiene una muy buena reputación medio ambiental y empresarial, lo cual obviamente tiene un valor al momento de tramitar los diversos permisos que requiere un proyecto de esta magnitud y validarlo ante la opinión pública.
- Al hacer una sensibilidad donde se hace variar la tasa de costo de capital de HidroAysén en caso de hacerlo separado y contrastar los ingresos con el escenario donde el proyecto se hace en forma conjunta, se puede apreciar que el valor que le da la empresa modelo Endesa a asociarse con la empresa modelo Colbún es equivalente a que la tasa de costo de capital del proyecto fuera de un 21% al hacerse en forma independiente.
- Este trabajo reafirma la postura tomada por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia con respecto al proyecto HidroAysén, caso ante el cual decidió aprobar el proyecto con una serie de condiciones, pero reconoció su carácter colaborativo y su motivación procompetitiva.

Con estos argumentos se puede concluir que el hecho de que dos generadores se alíen en una inversión conjunta en tecnología de generación de base en un mercado eléctrico regulado no significa ejercicio de poder de mercado, si no una conducta procompetitiva de parte de estos dos agentes, que buscan principalmente eficiencias en costos (tanto tangibles como no tangibles) y sinergias en términos de producción de electricidad y ejecución del proyecto.

Dadas las limitaciones de este trabajo, se plantean como desafíos futuros el poder modelar y caracterizar el comportamiento de un segmento competitivo en un mercado eléctrico regulado, que realice sus inversiones en forma competitiva y mitigue aún más las posibles conductas anticompetitivas de los agentes con rasgos oligopólicos. También está el desafío de agregar variabilidad a la demanda de corto plazo, la cual se vio reflejada en este trabajo en la curva de duración de carga. Sería interesante analizar esta situación haciendo variar la curva de duración de carga de acuerdo a las elasticidades que vaya adoptando la demanda, para lo cual sería necesario encontrar una relación entre la elasticidad de la demanda y la ecuación de la curva de duración de carga.

Por último, dentro de la aplicación al caso chileno, otro buen aporte sería la modelación del sistema de contratos entre las empresas generadoras y los clientes libres, dado que gran parte de los beneficios de las empresas generadoras vienen de estos acuerdos. Desde hace pocos años se implementó en Chile un mecanismo de licitaciones, donde los generadores deben ofrecer precios por ciertos bloques de energía. Una extensión importante sería modelar de qué forma estas licitaciones y los contratos que pueden establecer los generadores repercuten en sus decisiones de inversión.

BIBLIOGRAFIA

- Ahuja, G. (2000). Collaboration networks, structural holes, and innovation: A longitudinal study. *Administrative Science Quarterly*, 45(3), 425-455.
- Albers, S., Koch, B., & Ruff, C. (2005). Strategic alliances between airlines and airports—theoretical assessment and practical evidence. *Journal of Air Transport Management*, 11(2), 49-58.
- Ardiles, J. (1995, invierno). Alianzas estratégicas: Una alternativa de crecimiento con resultados promisorios. *Administración y Economía UC*, 22
- Arellano, J. P. (2004). Principios para tarifificar la transmisión eléctrica. *Cuadernos De Economía (Latin American Journal of Economics)*, 41(123), 231-253.
- Arellano, M. S. (2004). *Market power in mixed hydro-thermal electric systems* Econometric Society.
- Arellano, M. S., & Serra, P. (2005). *Market power in price-regulated power industries* Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile.
- Arellano, S. (2004). *Reformando el sector eléctrico chileno: Diga NO a la liberalización del mercado spot (reforming the chilean electricity sector: Just say NO to the liberation of the spot market)* Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile.
- Badaracco, J. (cop. 1992). *Alianzas estratégicas : El caso de general motors e IBM*. Madrid [etc.]: McGraw-Hill.
- Beamish, P., & Berdrow, I. (2003). Learning from IJVs: The unintended outcome. *Long Range Planning*, 36(3), 285-303.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (1999). Market power in electricity markets: Beyond concentration measures. *The Energy Journal*, 20(4)
- Botterud, A., Ilic, M. D., & Wangensteen, I. (2005). *Optimal investments in power generation under centralized and decentralized decision making*
- Brealey, R. A., & Myers, S. C. (2000). *Principles of corporate finance with cdrom* McGraw-Hill Higher Education.
- Bucklin, L., & Sengupta, S. (1993). Organizing successful co-marketing alliances. *Journal of Marketing*, 57(Apr 1993), 32-46.

- Burgers, W. P., Hill, C. W. L., & Kim, W. C. (1993). A theory of global strategic alliances: The case of the global auto industry. *Strategic Management Journal*, 14(6), 419-432.
- Cachon, G. P., & Netessine, S. (2003). Game theory in supply chain analysis. In D. Simchi-Levi, S. D. Wu & Z. (. Shen (Eds.), *Supply chain analysis in the eBusiness era* (). to appear: Kluwer.
- Carlton, D., & Perloff, J. (2005). *Modern industrial organization* (Fourth ed.) Addison-Wesley.
- CDEC-SIC. (2007). *Anuario 2007*. Santiago, Chile: Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Central. Retrieved from https://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=4&contenido_id=000034
- Chen, C. (June 2004). The effects of knowledge attribute, alliance characteristics, and absorptive capacity on knowledge transfer performance. *R&D Management*, 34(3), 311-321(11). doi:doi:10.1111/j.1467-9310.2004.00341.x
- Chen, H., & Tseng, C. (2005). The performance of marketing alliances between the tourism industry and credit card issuing banks in taiwan. *Tourism Management*, 26(1), 15-24.
- Chen, Z., & Ross, T. W. (2000). Strategic alliances, shared facilities, and entry deterrence. *The Rand Journal of Economics*, 31(2), 326-344.
- Damodaran, A. (1999). *Estimating equity risk premiums*New York University, Leonard N. Stern School of Business-
- Das, T. K., & Teng, B. (2000). A resource-based theory of strategic alliances. *Journal of Management*, 26(1), 31-61.
- Day, G. S. (1995). Advantageous alliances. *Journal of the Academy of Marketing Science*, 23(4), 297-300.
- Diewert, W. E. (1985). Transfer pricing and economic efficiency. In A. M. Rugman, & L. Eden (Eds.), *Multinationals and transfer pricing* (pp. 47-81)
- Doz, Y. L. (1996). The evolution of cooperation in strategic alliances: Initial conditions or learning processes? *Strategic Management Journal*, 17(Special Issue: Evolutionary Perspectives on Strategy), 55-83.
- Dussauge, P., Garrette, B., & Mitchell, W. (2000). Learning from competing partners: Outcomes and durations of scale and link alliances in europe, north america and asia. *Strategic Management Journal*, 21(2), 99-126.

- Echols, A., & Tsai, W. (2005). Niche and performance: The moderating role of network embeddedness. *Strategic Management Journal*, 26(3), 219-238.
- Emden, Z., Yaprak, A., & Cavusgil, S. T. (2005). Learning from experience in international alliances: Antecedents and firm performance implications. *Journal of Business Research*, 58(7), 883-892.
- Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. (2007). *International energy outlook* No. DOE/EIA-0484(2007) Retrieved from <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>
- Gulati, R. (1995). Does familiarity breed trust? the implications of repeated ties for contractual choice in alliances. *The Academy of Management Journal*, 38(1), 85-112.
- Gulati, R. (1998). Alliances and networks. *Strategic Management Journal*, 19(4, Special Issue: Editor's Choice), 293-317.
- Gulati, R., Nohria, N., & Zaheer, A. (2000). Strategic networks. *Strategic Management Journal*, 21(3, Special Issue: Strategic Networks), 203-215.
- Harrigan, K. R. (1988). Joint ventures and competitive strategy. *Strategic Management Journal*, 9(2), 141-158.
- IEE Power Engineering Review. (1997). World energy consumption. *IEE Power Engineering Review*, August
- Ireland, R. D., Hitt, M. A., & Vaidyanath, D. (2002). Alliance management as a source of competitive advantage. *Journal of Management*, 28(3), 413-446.
- Joskow, P. L. (1976). Contributions to the theory of marginal cost pricing. *Bell Journal of Economics*, 7(1), 197-206.
- Kogut, B. (1988). Joint ventures: Theoretical and empirical perspectives. *Strategic Management Journal*, 9(4), 319-332.
- Koza, M. P., & Lewin, A. Y. (1998). The co-evolution of strategic alliances. *Organization Science*, 9(3, Special Issue: Managing Partnerships and Strategic Alliances), 255-264.
- Lambe, C. J., Spekman, R. E., & Hunt, S. D. (2002). Alliance competence, resources, and alliance success: Conceptualization, measurement, and initial test. *Journal of the Academy of Marketing Science*, 30(2), 141-158.
- Lu, J. W., & Hébert, L. (2005). Equity control and the survival of international joint ventures: A contingency approach. *Journal of Business Research*, 58(6), 736-745.

- Montero, J. P., & Rudnick, H. (2001). Precios eléctricos flexibles. *Cuadernos De Economía (Latin American Journal of Economics)*, 38(113), 91-109.
- Mowery, D. C., Oxley, J. E., & Silverman, B. S. (1996). Strategic alliances and interfirm knowledge transfer. *Strategic Management Journal*, 17(Special Issue: Knowledge and the Firm), 77-91.
- Nash, J. F. (1950). Equilibrium points in N-person games. *36*, 48-49.
- Neumann, J. V., & Morgenstern, O. (1944). *Theory of games and economic behavior* Princeton University Press.
- Oren, S. (2003). *Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets*. Unpublished manuscript.
- Pangarkar, N. (2003). Determinants of alliance duration in uncertain environments: The case of the biotechnology sector. *Long Range Planning*, 36(3), 269-284.
- Park, S. H., & Ungson, G. R. (2001). Interfirm rivalry and managerial complexity: A conceptual framework of alliance failure. *Organization Science*, 12(1), 37-53.
- Porter, M. E., (1980). *Competitive strategy : Techniques for analyzing industries and competitors*. New York: Free Press.
- Raineri, R. (1997). Importance of entry barriers to the electrical generation industry. In F. Morandè, & R. Raineri (Eds.), *(De) regulation and competition: The electric industry in chile* (pp. 137-192). Ilades-Georgetown University:
- Raineri, R. (2001). *Mercados libres, regulados y simulados en el diagnóstico de las crisis eléctricas*. Unpublished manuscript.
- Raineri, R. (2007). Chile: Where it all started. In F. Sioshansi, & W. Pfaffenberger (Eds.), *Electricity market reform: An international perspective* (4th ed., pp. 77-108). Amsterdam: Elsevier.
- Reuer, J. J., & Zollo, M. (2005). Termination outcomes of research alliances. *Research Policy*, 34(1), 101-115.
- Rudnick, H., & Raineri, R. (1997). Chilean distribution tariffs: Incentive regulation. *(De)regulation and competition: The electric industry in chile. ilades-georgetown university* (pp. 223-257)
- Santillán, R. (1996, Verano). Las alianzas estratégicas internacionales: Una encuesta actualizada. *Administración y Economía UC*, 24, 21-25.

Silva, L., & Zolezzi, J. (2002). Análisis de situaciones de poder de mercado, ejercido por las generadoras en el mercado eléctrico: Aplicación al caso chileno. Universidad de Santiago de Chile (USACH), Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica).

Sivadas, E., & Dwyer, F. R. (2000). An examination of organizational factors influencing new product success in internal and alliance-based processes. *The Journal of Marketing*, 64(1), 31-49.

Song, M., Droge, C., Hanvanich, S., & Calantone, R. (2005). Marketing and technology resource complementarity: An analysis of their interaction effect in two environmental contexts. *Strategic Management Journal*, 26(3), 259-276.

Spekman, R. E. (1998). Alliance management: A view from the past and a look to the future. *Journal of Management Studies*, 35, 747-772(26).

Consulta De Endesa y Colbún Sobre Proyecto Aysén, NC 134-06, (2006). Retrieved from <http://www.tdlc.cl/Portal.Base/Web/VerContenido.aspx?ID=829>

Resolución Del Tribunal Sobre Consulta De Endesa y Colbún Sobre Proyecto Aysén, 22/2007, (2007). Retrieved from <http://www.tdlc.cl/Portal.Base/Web/VerContenido.aspx?ID=311&IDI=1292>

Horizontal Merger Guidelines, (1992).

Villar, J. (2004). In Rudnick H. (Ed.), *Closure on "hydrothermal market simulator using game theory: Assessment of market power"*

Yoshino, M. Y., & Rangan, U. S. (1995). *Strategic alliances : An entrepreneurial approach to globalization*. Boston, Mass.: Harvard Business School Press.

Zollo, M., Reuer, J. J., & Singh, H. (2002). Interorganizational routines and performance in strategic alliances. *Organization Science*, 13(6), 701-713.

ANEXOS

ANEXO A: ALIANZAS ESTRATÉGICAS

En este anexo se hace un análisis más exhaustivo y complementario a 1 punto 2.1 referente a las Alianzas Estratégicas.

A.1. Razones que explican el éxito de una Alianza Estratégica

Cabe preguntarse entonces qué caracteriza el éxito de una alianza. Numerosos autores han trabajado en este tópico y a partir de sus trabajos se pueden categorizar a los factores determinantes del éxito de una alianza estratégica en dos tipos: relativos al socio y relativos a la alianza.

Los objetivos relativos al socio se pueden categorizar en:

- Atributos del socio: se refiere a la experiencia previa en alianzas del socio y a su cultura corporativa (Reuer & Zollo, 2005).
- Selección del socio: se refiere a la confianza que se le tiene al socio previo al acuerdo y a los recursos y capacidades que aparenta tener (H. Chen & Tseng, 2005).
- Aprendizaje y conocimiento del socio: se refiere a la adquisición de habilidades, orientación al aprendizaje, capacidad de absorción de conocimiento, construcción de nuevo conocimiento y canales de adquisición de conocimiento que tiene el socio (Beamish & Berdrow, 2003).
- Lazos sociales del socio: se refiere a los contactos directos e indirectos del socio en la red social (Gulati, 1995; Gulati, Nohria, & Zaheer, 2000).

Los objetivos relativos a la alianza se pueden categorizar en:

- Atributos de la alianza: se refiere al número de socios, al manejo de los conflictos, la dependencia mutua entre éstos y los enfrentamientos de poder que puedan existir dentro de la alianza, así como a la cooperación y confianza que puedan desarrollar (Albers, Koch, & Ruff, 2005; Zollo, Reuer, & Singh, 2002).
- Aprendizaje y conocimiento de la alianza: se refiere tanto a la facilidad para adquirir habilidades por parte de la alianza como también el manejo del conocimiento, en términos de cómo adquirirlo y cómo crearlo (C. Chen, June 2004).

- Gestión de la alianza: se refiere a todas las funciones de administración de la alianza y al régimen de propiedad y control de ésta (Koza & Lewin, 1998; Lu & Hébert, 2005; Pangarkar, 2003).
- Redes sociales de la alianza: se refiere básicamente a todas las relaciones (tanto políticas como de negocios) que puede establecer la alianza (Ahuja, 2000; Echols & Tsai, 2005).
- Recursos y capacidades de la alianza: se refiere a la calidad de los recursos tangibles e intangibles con que cuenta la alianza (Song, Droge, Hanvanich, & Calantone, 2005).

A pesar que los factores antes expuestos tratan de explicar los motivos que llevan a una alianza a ser exitosa, resulta muy difícil señalar o medir su éxito. El mejor acercamiento a este punto se ha hecho midiendo el cumplimiento de los objetivos que se plantean en este tipo de acuerdos, como por ejemplo el incremento en las ventas de los participantes, el mejoramiento de sus participaciones de mercado, su mayor grado de innovación o un mejor desempeño financiero entre otras (Z. Chen & Ross, 2000; Emden, Yaprak, & Cavusgil, 2005).

A.2. Ciclo de vida de una Alianza Estratégica

Se puede resumir en las siguientes etapas (Spekman, 1998):

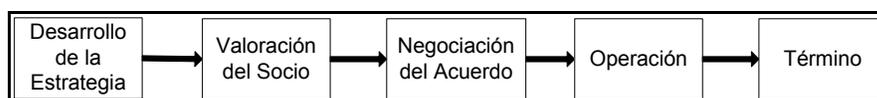


Figura A-1: Ciclo de Vida de una Alianza Estratégica. (Figura 18)

- Desarrollo de la Estrategia: en esta etapa es importante definir si la alianza es realmente estratégica, tratando de articular el propósito de la alianza y los resultados que se esperan obtener. Es necesario preguntarse si realmente se necesita a un socio para alcanzar las metas deseadas.
- Valoración del Socio: esta etapa involucra analizar y entender tanto las fortalezas como las debilidades del socio, considerando que la calidad del socio puede

predecir cuán buena será la alianza. Es importante evaluar si se comparten los mismos objetivos, valores y expectativas entre los socios, además de conocer su historia y su experiencia en alianzas. De acuerdo a esto es necesario crear estrategias que se ajusten a los estilos de gestión y características de cada uno de los socios.

- **Negociación del acuerdo y contratos:** esta etapa es sin duda la más difícil dentro de la conformación de la alianza. Involucra determinar claramente las contribuciones de cada socio, establecer los derechos, las responsabilidades, las medidas de desempeño, las cláusulas, las penalidades por bajo desempeño, las condiciones de solución de conflictos y las condiciones en caso de término de la alianza. Para estos propósitos generalmente las partes definen fuertes grupos negociadores, los cuales estampan cada uno de los puntos en un documento llamado “memorando de entendimiento”.
- **Operación de la Alianza:** en esta etapa ya se busca alcanzar la estabilidad del acuerdo. Involucra establecer la estructura y los procesos de la alianza, ejecutarlos uniendo los presupuestos y recursos con las prioridades estratégicas, de forma tal que la alianza comience a ser una prioridad organizacional para cada una de las partes, midiendo el rendimiento de la alianza y tratando de alcanzar las metas acordadas.
- **Término de la Alianza:** esta etapa se alcanza una vez que los objetivos propuestos para la alianza han sido alcanzados, los resultados y el desempeño de ésta no han sido satisfactorios o alguna de las partes quiere reajustar sus prioridades y recursos en otro proyecto o actividad.

A.3. Categorización de Alianzas Estratégicas con ejemplos

No hay un consenso entre los académicos al momento de clasificar los distintos tipos de alianzas estratégicas. La tendencia a analizar este tema de acuerdo a la posición de las empresas en la industria, al tipo de contrato o relación que establezcan y a la forma en que aportan los recursos. Tomando esto en cuenta, en este trabajo tomaremos un conjunto de distintos enfoques al momento de clasificar a las alianzas estratégicas a modo de

representar cada una de las ideas antes mencionadas. Éstos enfoques son: un enfoque Estructural (Santillán, 1996), un enfoque Contractual y un enfoque Patrimonial (Yoshino & Rangan, 1995). La Figura A-2 resume los anteriores planteamientos.

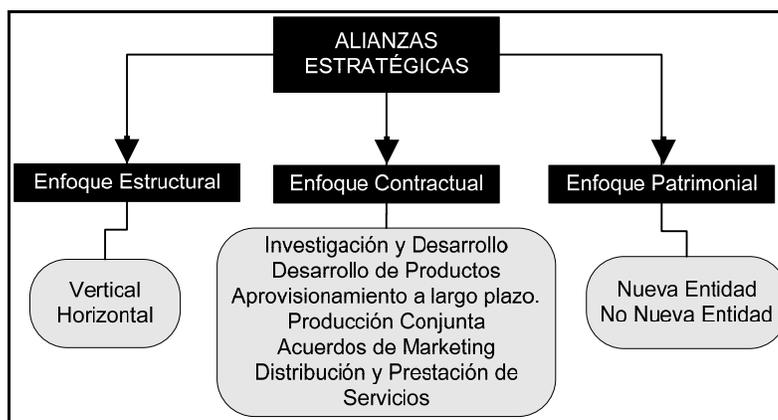


Figura A-2: Categorización de las Alianzas Estratégicas. (Figura 19)

a. Enfoque Estructural

El Enfoque Estructural analiza la relación de acuerdo a como está estructurada la industria. La forma de clasificar a las alianzas estratégicas radica en el trabajo realizado por Michael Porter en su libro *Competitive Strategy* (Porter, 1980), donde propone que la distribución de valor agregado en la cadena de valor es el resultado del poder de negociación de los participantes. Tomando esto en cuenta se propone analizar a las alianzas entre aquellas que se efectúan entre una empresa y sus clientes o proveedores (Integración Vertical) y aquellas entre competidores dentro de la misma industria (Integración Horizontal) (Burgers et al., 1993; Harrigan, 1988).

- Integración Vertical: denominaremos Alianzas de Integración Vertical a aquellas que se realizan con proveedores o clientes dentro de la misma cadena de valor. Cuando el socio es un proveedor, su subclasificación será “hacia atrás” y cuando sea un cliente o un distribuidor su subclasificación será “hacia adelante”. Generalmente estos acuerdos son de abastecimiento, donde una empresa se compromete a abastecer de insumos a la otra. Este tipo de acuerdo permite alcanzar beneficios equivalentes a los que proporcionaría un proceso de integración vertical (que es cuando dos empresas en la misma cadena de valor se unen o cuando una

empresa decide desarrollar capacidades productivas o de comercialización de las cuales carecía inicialmente), pero una alianza ahorra todos los costos de transacción, administrativos y rigidez de una unión (como por ejemplo una fusión). Como ejemplo, las empresas automotrices japonesas se alían con sus proveedores de partes y componentes. Dentro de las dificultades de estos acuerdos están los costos de coordinación de inversiones (por ejemplo convencer a un proveedor de realizar inversiones en maquinarias para tener un flujo de abastecimiento constante). La forma que han tenido las empresas aliadas para solucionar estos problemas ha sido por medio de contratos que permitan al proveedor recuperar la inversión dentro de plazos establecidos.

- Integración Horizontal: denominaremos Alianzas de Integración Horizontal a aquellos acuerdos entre empresas competidoras en la misma industria que se alían para realizar proyectos conjuntos en los cuales comparten riesgos, costos y beneficios de manera proporcional a sus aportes en la alianza sin dejar de ser competidores en otras actividades. Hay veces en que se establece una nueva entidad compuesta por participaciones en capital y otras en que se establecen contratos de largo plazo. Los principales riesgos en este tipo de acuerdo son compartir el beneficio del proyecto conjunto y transferir conocimiento y tecnología crítica. El resguardo que toman las empresas para estos problemas es por medio de contratos y cláusulas que limitan el uso de tecnologías propietarias además de cuidar no transferir conocimiento más allá del necesario para el funcionamiento de la alianza. Por ejemplo, General Motor suscribió acuerdos de cooperación con Ford el año 2002 para el desarrollo tecnológico de sus sistemas de transmisión.

b. Enfoque Contractual

El Enfoque Contractual analiza a la alianza de acuerdo al contrato que establecen entre ellas, clasificándolas como Tradicional en caso de ser una Licencia, una Colaboración o una Franquicia, y como No Tradicional en el caso de ser una alianza de investigación y desarrollo, de desarrollo de productos, de producción, de publicidad, de aprovisionamiento conjunto de largo plazo o de distribución y servicio. La distinción radica básicamente en que los acuerdos “Tradicionales” han sido las primeras formas en que las empresas

empezaron a interactuar. La literatura ha catalogado a estos acuerdos como alianzas estratégicas, pero hoy existe un cuestionamiento importante sobre este punto, puesto que en esos acuerdos se ve principalmente una componente colaborativa, pero no una componente competitiva, en contraste a los acuerdos “No Tradicionales”, donde ambas componentes están presentes (colaboración y competencia). La razón que da sentido a estudiar las alianzas radica en la dificultad de gestionar un acuerdo conjunto cuando a la vez ambas empresas siguen compitiendo, lo cual ha requerido el desarrollo de nuevas habilidades de gestión. De aquí nace el cuestionamiento a si las licencias, las colaboraciones y las franquicias son o no una alianza estratégica. De todas formas abarcaremos ambos tipos de acuerdos con el fin de hacer una revisión exhaustiva.

- Enfoque Tradicional: Dentro de este enfoque se encuentran las siguientes categorías:
 - Licencia: Contrato por el cual una persona recibe derecho de uso de varios de sus bienes, normalmente de carácter no tangible o intelectual, a cambio del pago de un monto determinado por el uso de los mismos. La industria del software es la más característica en usar este tipo de acuerdos, donde grandes corporaciones adquieren licencias de ciertos productos a cambio de un pago regular por el uso de éstos. La empresa de software Microsoft es la representante principal de este tipo de acuerdos.
 - Colaboración: Modo de integración estratégica en el cual 2 o más organizaciones cooperan en partes o en todas las etapas de producción. Puede ser acuerdo de corto o largo plazo, abarcando desde una fusión completa hasta transacciones de mercado. Ejemplo de esto fue el inicio de la relación entre las empresas automotrices Mazda y Ford, la cual partió en 1979 como una colaboración que sólo involucró el abastecimiento de piezas e incluso el ensamblado completo de los automóviles. Hoy es una de las relaciones más fructíferas, realizando una serie de proyectos conjuntos en el diseño, construcción e innovación de sus modelos (como lo fue el conjunto de modelos familiares medianos denominados “Capella” de Mazda, como el Mazda 616 y Motrose, basados en los modelos Telstar Sedan y Probe de Ford) y como plataforma para entrar a nuevos mercados.

- Franquicia: Es un tipo de acuerdo en el cual una empresa denominada franquiciador entrega a otra empresa denominada franquiciada el derecho a explotar una marca junto a todos sus métodos para hacer negocios a cambio de actuar acorde a un estándar y de una prestación financiera como un Royalty. La particularidad es que la marca que se entrega a concesión es reconocida y ya ha adquirido una ventaja competitiva destacable en el mercado. De esta forma la empresa franquiciada reduce el riesgo de incurrir en un negocio. Las industrias que más han adoptado este tipo de acuerdos son las alimenticias. El mayor ejemplo es la empresa McDonalds, cadena de comida rápida que cuenta con más de 31.000 restaurantes en todo el mundo, empleando a cerca de 1 millón y medio de personas.
- Enfoque No Tradicional:
 - Investigación y Desarrollo: Acuerdos destinados a combinar conocimiento tecnológico e investigación y desarrollo. Los principales ejemplos de este tipo se han dado en la industria de los Semiconductores como en la Industria Farmacéutica. En esta última, pequeñas empresas de biotecnología se han aliado a grandes empresas farmacéuticas (Das & Teng, 2000), desde que se produjo el fenómeno de desestructuración de la cadena de valor en esta industria a raíz de los avances en la computación, que han permitido replicar fácilmente compuestos químicos y disminuir los tiempos de patente por derecho de autor. La empresa farmacéutica inglesa Glaxo es uno de los principales ejemplos que ha establecido alianzas de este tipo (alianzas con Cellzone, Regulus Therapeutics, Mpex Pharmaceuticals, etc).
 - Desarrollo de Productos: Acuerdos en que las empresas socias buscan desarrollar nuevos productos en los cuales ninguna de éstas posee la tecnología o el conocimiento para desarrollarlo en forma independiente. Subsecuentemente las actividades de producción y ventas se realizarán en forma separada. Las actividades de desarrollo son bien definidas, involucrando sólo la interacción limitada a los investigadores de ambas compañías. Principalmente se da en industrias relacionadas con la tecnología. Ejemplo de este tipo de alianza es el acuerdo que sostuvieron la

- japonesa Sony con la holandesa Philips para desarrollar una memoria de almacenamiento óptico a fines de los 70, la cual derivó en el ya famoso CD.
- **Aprovisionamiento de Largo Plazo:** Acuerdos donde una empresa se compromete a abastecer de determinados insumos o productos a otra compañía en un periodo determinado de tiempo manteniendo independientes sus otras funciones, competencias y relaciones con otras empresas. Los principales acuerdos se han dado en la industria automotriz japonesa, donde las grandes empresas como Toyota o Nissan son proveídas de partes y piezas de autos por empresas especialistas o incluso competidores directos como Daihatsu y Daewoo. Esta tendencia también se ha dado en la industria de la electrónica. Por ejemplo, la estadounidense General Electric tiene contratos de aprovisionamiento con competidores como Mitsubishi, Toshiba e Hitachi (Yoshino & Rangan, 1995).
 - **Producción Conjunta:** Acuerdos donde una o más empresas realizan un proyecto conjunto que les permita producir los bienes aprovechando economías de escala o ámbito, pero manteniendo en forma independiente la comercialización de los productos. Ejemplos de este tipo de acuerdo es la relación que tiene General Motors y Toyota, donde ambas empresas utilizan la planta de Fremont ubicada en California para producir sus autos, los cuales comercializan en forma separada posteriormente. También está el caso de Ford con Nissan, las cuales producen el modelo Van juntas en Estados Unidos para comercializarlo en forma independiente. En la industria tecnológica, Motorola y Toshiba producen en forma conjunta sus microchips en Sendai, prefectura de Miyagi, Japón desde 1987 y Motorola junto a Siemens producen memorias DRAM (Dynamic Random Access Memories) en una planta en Richmond, Virginia, USA (Yoshino & Rangan, 1995).
 - **Acuerdos en Marketing:** Acuerdos en los cuales las empresas realizan investigaciones de mercado y campañas en forma conjuntas para potenciar sus marcas y aumentar sus ventas. Otra actividad característica es compartir la cartera de clientes entre empresas (principalmente en industria del retail y

banca) con el fin de segmentar clientes y hacer marketing directo. Ejemplo de esto fue el acuerdo que establecieron las gigantes de la computación IBM y Apple en 1991, donde Apple dio acceso a IBM a tecnología propietaria para que ésta pudiera alcanzar el mercado objetivo de computadores personales de Apple, e IBM permitió a Apple alcanzar a su segmento corporativo. Otros ejemplos son las alianzas estratégicas que realizó Coca Cola con Disney el 2001 ((Bucklin & Sengupta, 1993) donde Coca Cola empaquetó sus nuevos jugos en envase con dibujos de los personajes de Disney) y Coca Cola con Burger King (siendo Coca Cola el único distribuidor de bebidas en los locales de Burguer en todo el mundo).

- Distribución y Prestación de servicios: Acuerdos donde las empresas ponen a disposición de sus socios distintos servicios y equipos logísticos para proveer un tipo de servicio común. Las principales industrias donde se han dado estos acuerdos son la Industria Aérea y la Industria de Productos Masivos. En la industria aérea, la aerolínea titular (incumbente) entrega facilidades a la empresa entrante para aprovechar todo su sistema de puertos y embarque para ahorrar inversiones en infraestructura. Uno de los casos más cuestionados fue el acuerdo que firmaron United Airlines y British Airways para las rutas Londres – Chicago – Seattle (Z. Chen & Ross, 2000). En la industria de productos masivos, Procter & Gamble y Kimberly-Clark están dentro de las compañías más prominentes que han desarrollado acceso a sus canales de distribución como uno de sus negocios más importantes (Yoshino & Rangan, 1995).

c. Enfoque Patrimonial

El Enfoque Patrimonial analiza cómo las empresas aporten en capital y patrimonio para formar una alianza estratégica. Se distinguen básicamente dos tipos;

- Creación de una Nueva Entidad: Cuando las empresas al aliarse forman una nueva entidad, la cual puede ser una empresa independiente de las operaciones de las empresas socias formantes. Un ejemplo de esto es la formación de TrisStar Pictures, hoy una firma subsidiaria de Columbia Pictures que en sus inicios en 1982

fue concebida como una alianza estratégica entre las cadenas estadounidenses Columbia, HBO y CBS, donde las 3 empresas invirtieron recursos para producir películas en forma conjunta apaleando los crecientes costos cinematográficos (Harrigan, 1988).

- No creación de una Nueva Entidad: En esta categoría entran los convenios que no forman nuevas empresas, los cuales se basan simplemente en aportes en capital como los “equity swaps”. Varios de los ejemplos vistos anteriormente caen dentro de esta categoría, como los acuerdos de producción de Nissan con Toyota, o Sony con Philips.

ANEXO B: DATOS DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

Curva de duración del año 2007 fue construida a partir de los siguientes datos del CDEC.

Tabla B-1: Bloques de Demanda Año 2007. (Tabla 42)

Bloques de Demanda Año 2007	Demanda Media por Bloque [MWh]				
	BI1	BI2	BI3	BI4	BI5
Mes					
	Ene	5336,6	4963,8	4471,8	3894,3
Mar					
	May	5349,3	5016,4	4542,3	4020,9
Jul					
	Sep	5705,9	5287,2	4700,4	4040,8
Nov					
		5778,3	5200	4594,5	3949,5
Ene					
	Mar	5375	5069,4	4680,2	4034,9
Mar					
	May	5399,4	5135,4	4654,8	4117,6
May					
	Jul	5363	5084	4645,9	3982,1
Jul					
	Sep	5331,8	5042,1	4597,6	4108,7
Sep					
	Nov	5310,2	4860,6	4473,6	3960,3
Nov					
		5682,8	5217,6	4618,3	3929,6
Ene					
	Mar	5492,7	5067,6	4521,9	3997,1
Mar					
	May	5766,3	5383,3	4868,6	4232,9

Fuente: Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales y Proyección de los Ingresos Tarifarios, Dirección de Peajes CDEC-SIC 2007.

Tabla B-2: Duración Bloques de Demanda Año 2007. (Tabla 43)

Bloques de Demanda Año 2007	Duración de cada Bloque [horas]				
	B11	B12	B13	B14	B15
Mes					
Ene	216	143	117	208	60
	184	144	108	188	48
Mar	66	265	153	208	52
	80	236	129	194	81
May	167	174	118	222	63
	168	161	144	116	131
Jul	157	191	131	177	88
	213	161	110	131	129
Sep	213	137	90	208	72
	44	286	147	206	61
Nov	235	147	85	202	51
	200	122	109	231	82

Fuente: Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales y Proyección de los Ingresos Tarifarios, Dirección de Peajes CDEC-SIC 2007

Con respecto a las Centrales de generación térmica se asumió que éstas producirían con su combustible principal. En el caso de las Centrales de ciclo combinado, éstas producirían con gas natural licuado tomando como supuesto la disponibilidad de este combustible para cuando se instale la central de GNL Quinteros. No se consideraron las Centrales a Biomasa, por no poder clasificarlas en una tecnología de las consideradas en este trabajo y por no representar una cantidad considerable de potencia instalada.

Con respecto a las Centrales hidráulicas, no se hizo diferencia entre las Centrales de pasada y las de embalse. Este supuesto es fuerte, pero dado que se está viendo un horizonte de largo plazo, se consideró razonable el supuesto de que funcionarán de acuerdo a la estadística pasada, en particular su factor de planta en los últimos años. Ese dato refleja un comportamiento esperado para los próximos años.

Tabla B-3: Centrales Térmicas SIC al año 2007. (Tabla 44)

Holdig	Nombre	Año entrada	Potencia Máxima Neta [MW]	Clasificación Tipo Generación (Uso Modelo)
AESGENER	Renca	1962	97,00	petroleo diésel
AESGENER	Laguna Verde TG	1939	18,80	petroleo diésel
AESGENER	San Fco. de Mostazal	2002	25,00	petroleo diésel
AESGENER	Los Vientos TG	2005	117,80	petroleo diésel
COLBÚN	Antilhue I	2005	50,90	petroleo diésel
COLBÚN	Antilhue II	2005	51,60	petroleo diésel
ENDESA	Huasco T,G,	1977	63,90	petroleo diésel
ENDESA	Diego de Almagro T,G,	1981	47,50	petroleo diésel
ELEKTRAGEN	Júpiter 1	2007	8,60	petroleo diésel
ELEKTRAGEN	Júpiter 2	2007	5,70	petroleo diésel
ELEKTRAGEN	Montepatria	2007	8,60	petroleo diésel
ELEKTRAGEN	Punitaqui	2007	8,60	petroleo diésel
ELEKTRAGEN	Purranque	2007	8,60	petroleo diésel
ELEKTRAGEN	Quellon 2	2007	8,60	petroleo diésel
ELEKTRAGEN	Traiguen 2	2007	4,80	petroleo diésel
ENORCHILE	Enor	2007	18,80	petroleo diésel
PETROPOWER	Petropower	1998	75,00	petroleo diésel
TECNORED	Casablanca	2007	2,00	petroleo diésel
TECNORED	Concon	2007	3,80	petroleo diésel
TECNORED	Las Vegas	2007	3,10	petroleo diésel
AESGENER	Nueva Renca	1997	379,00	gas natural
ARAUCO	Nueva Aldea 2	2006	11,60	gas natural
ARAUCO	Horcones T,G,	2004	23,10	gas natural
CAMPANARIO	Campanario	2006	125,00	gas natural
COLBÚN	Nehuenco I	1998	368,40	gas natural
COLBÚN	Nehuenco 2	2003	390,40	gas natural
COLBÚN	Nehuenco III 9B	2002	108,00	gas natural
COLBÚN	Candelaria B1	2005	132,70	gas natural
COLBÚN	Candelaria B2	2005	136,80	gas natural
ENDESA	San Isidro	1998	370,00	gas natural
ENDESA	Taltal U-1	2000	123,40	gas natural
ENDESA	Taltal 2	2000	121,50	gas natural
PSEG	Coronel T,G,	2005	43,40	gas natural
AESGENER	Ventanas 1	1964	118,00	Carbón
AESGENER	Ventanas 2	1977	220,00	Carbón
AESGENER	Guacolda 1	1995	152,00	Carbón

AESGENER	Guacolda 2	1996	152,00	Carbón
AESGENER	Laguna Verde	1939	54,00	Carbón
ENDESA	Bocamina	1970	128,00	Carbón

Fuente: Elaboración Propia a partir de Informes de Precio Nudo de la CNE y Anuarios del CDEC años 2000-2007.

Tabla B-4: Centrales Hidráulicas SIC al año 2007. (Tabla 45)

Holdig	Nombre	Año entrada	Potencia Máxima Neta [MW]	Clasificación Tipo Generación (Uso Modelo)
COLBÚN	Colbún	1985	457,00	Embalse
COLBÚN	Machicura	1985	94,00	Embalse
COLBÚN	Canutillar	1990	170,20	Embalse
ENDESA	El Toro	1973	450,00	Embalse
ENDESA	Pehuenche	1991	560,00	Embalse
ENDESA	Rapel	1968	375,00	Embalse
ENDESA	Pangue	1996	450,00	Embalse
ENDESA	Ralco	2004	690,00	Embalse
ENDESA	Cipreses	1955	105,00	Embalse
AESGENER	Volcán- Queltehues	1928	62,00	Pasada
AESGENER	Maitenes	1923	31,00	Pasada
AESGENER	Alfalfal	1991	178,10	Pasada
LOS MORROS	Los Morros	1930	2,60	Pasada
COLBÚN	Los Quilos	1943	39,90	Pasada
COLBÚN	Rucúe	1998	178,40	Pasada
COLBÚN	Chacabuquito	2002	25,70	Pasada
COLBÚN	Quilleco	2007	70,00	Pasada
COLBÚN	Chiburgo	2007	19,40	Pasada
COLBÚN	Hornitos	2007	59,80	Pasada
COLBÚN	Blanco	1993	60,00	Pasada
COLBÚN	Juncal	1994	30,00	Pasada
COLBÚN	Aconcagua	1993	81,90	Pasada
COLBÚN	San Ignacio	1996	37,00	Pasada
E.E. CAPULLO	Capullo	1995	12,00	Pasada
E.E. PUNTILLA	Puntilla	1997	14,00	Pasada
ENDESA	Antuco	1981	320,00	Pasada
ENDESA	Abanico pas,	1948	136,00	Pasada
ENDESA	Isla	1963	69,00	Pasada
ENDESA	Palmucho	2007	32,00	Pasada
ENDESA	Curillinque	1993	87,00	Pasada
ENDESA	Loma Alta	1997	39,00	Pasada
ENDESA	Sauzal-Sauzalito	1948	88,80	Pasada
IBENER	Peuchén	2000	77,00	Pasada
IBENER	Mampil	2000	49,00	Pasada
GEN.S.ANDRES	Sauce Andes	1909	1,40	Pasada
PANGUIPULLI	Pullinque	1962	48,10	Pasada

PUYEHUE	Pilmaiquén	1944	39,00	Pasada
S.C. DEL MAIPO	Florida	1993	28,00	Pasada

Fuente: Elaboración Propia a partir de Informes de Precio Nudo de la CNE y Anuarios del CDEC años 2000-2007.

ANEXO C: PAGO POR CAPACIDAD EN MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

En Chile, antiguamente la potencia firme se calculaba tomando en consideración dos conceptos, el de seguridad y el de suficiencia. El concepto de seguridad está asociado a la capacidad que tiene el sistema para resistir perturbaciones o contingencias, para lo cual hay diversos organismos técnicos que se encargan de evaluar la estabilidad de aspectos operacionales en el corto plazo, preocupándose de los dispositivos de protección, de los estándares de operación, de efectuar el despacho centralizado y de que se cumplan los requerimientos de los servicios complementarios (regulación de frecuencia, control de voltaje, etc.). Por otro lado, el concepto de suficiencia está relacionado en cómo el sistema es capaz de satisfacer en el largo plazo la demanda del sistema, tomando en cuenta las variabilidades de la demanda y los plazos para poder expandir la potencia instalada (u oferta) que tiene el sistema.

La tendencia que han tomado los mercados eléctricos en el mundo ha sido básicamente valorar la suficiencia del sistema mediante un pago por potencia firme, en cambio la seguridad está siendo transada a través de los servicios complementarios. Se pueden catalogar principalmente en 3 grandes enfoques:

- Mercados de sólo energía: países como Australia y Nueva Zelanda, así como ciudades como Texas han adoptado éste mecanismo, el cual consiste en que las empresas ofertan precios por la energía, no existiendo un pago explícito por potencia ni una exigencia por capacidad instalada. La forma en cómo las empresas recuperan sus inversiones en capacidad es básicamente mediante la diferencia entre el precio de despeje del sistema y sus costos de operación, pero ha presentado problemas de déficit de inversiones, puesto que no todos los generadores pueden recuperar sus inversiones en capacidad.
- Mercados con pago por potencia y energía: este enfoque ha sido adoptado en varios países de Latinoamérica, como Chile, Argentina y Colombia, así como en España y el Reino Unido. Básicamente consta de un pago prorrateado por parte de los consumidores por cada MW de potencia, donde las diferencias radican en la forma de calcular el pago. Por ejemplo, en el Reino Unido el pago se hace de acuerdo al aporte en potencia que el generador le entrega en cada instante al sistema, debiendo

las compañías declarar su disponibilidad cada media hora, en cambio en Chile el pago se hace de acuerdo a la disponibilidad de las Centrales para abastecer la demanda máxima o condición de punta del sistema, independiente de si las Centrales son despachadas o no.

- Mercados con requerimientos de planificación de reservas: este enfoque ha sido adoptado principalmente en el Noreste de Estados Unidos y consiste en que las empresas generadoras deben contraer contratos donde se comprometen a abastecer una cierta capacidad de reserva por un periodo de tiempo. El objetivo principal de estos sistemas es establecer una relación entre el costo de aumentar la capacidad instalada y los costos de largo plazo de la energía, tal que la probabilidad de falla no sea mayor que una cierta probabilidad establecida por la autoridad, tal que el costo social de la energía no abastecida iguale el costo marginal de la capacidad incrementada, basándose en los modelos de “Probabilidad de Pérdida de Carga” (LOLP) y en estimaciones del “Valor de Pérdida de Carga” (VOLL).

Específicamente en el caso chileno, la autoridad energética representada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) fija un valor monetario para la potencia cada 6 meses en los informes de precio nudo, valor que equivale al costo de añadir una turbina a gas diésel y que se expresa de la siguiente forma:

$$W(\$/kW/año) = (C_{ig} * frc(r,T) + C_L * frc(r,T) + C_{op}) * (1+a) * (1+b) \quad (B.1)$$

Donde:

- C_{ig} : costo de inversión en la turbina y la línea de interconexión.
- $frc(r,T)$: factor de retorno de capital mensualizado a T=18 años y r=10%.
- C_L : Costo de conexión de la turbina a la red.
- C_{op} : Costo de Operación.
- a : factor asociado a un margen de reserva teórico para mantener un cierto nivel de confiabilidad.
- b : factor asociado a las pérdidas de transmisión.

Luego, el cálculo de pago por potencia que se realiza a cada generador se rige de acuerdo a la normativa del decreto supremo n° 62 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstitución, publicado en Junio del año 2006 en el diario oficial, donde se define básicamente el concepto de “Potencia de Suficiencia” y se establecen 3 etapas para su cálculo: Potencia Inicial, Potencia Firme de Suficiencia Preliminar y Potencia Firme de Suficiencia Definitiva. La Figura C-1 esquematiza este proceso:

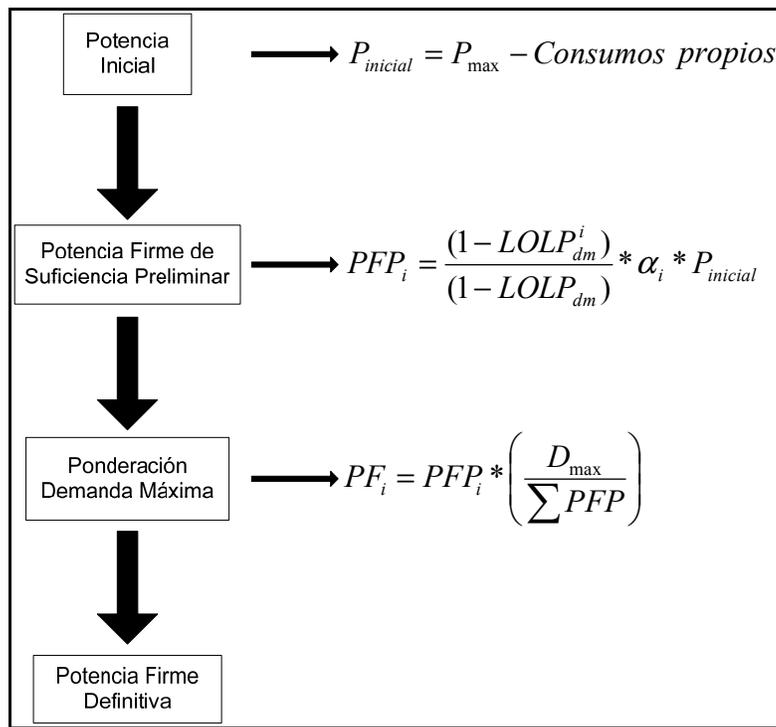


Figura C-1: Proceso Cálculo Potencia Firme. (Figura 20)

- PF_i = Potencia firme de la unidad i.
- D_{max} = Demanda máxima esperada para el período de punta.
- PFP_i = Potencia firme preliminar de la unidad i.
- $LOLP_{dm}$ = Probabilidad de pérdida de carga para el sistema, con la unidad i, en condición de demanda máxima, es decir $LOLP_{dm} = P(C < D_{max})$, donde C es la variable aleatoria de todos los estados de potencia posibles para el sistema, definidos por la disponibilidad de Centrales en el sistema con la unidad i.

- $LOLP_{dm}^i$ = Probabilidad de pérdida de carga para el sistema, sin la unidad i, en condición de demanda máxima, es decir $LOLP_{dm}^i = P(C^i < D_{\max} - P_i^{mi})$ donde C^i es la variable aleatoria de todos los estados de potencia posibles para el sistema, definidos por la disponibilidad de Centrales en el sistema sin la unidad i.
- α_i = es la tasa de disponibilidad de la unidad i. Es independiente del despacho y solo considera las desconexiones forzadas o programadas.
- P_i^{mi} = es la potencia inicial de la unidad i. Se calcula en términos de disponibilidad anual de la central considerando los consumos propios y usando un criterio del peor caso cuando hay incertidumbre energética.

Especificando un poco más cada uno de los pasos para calcular la potencia firme tenemos:

Potencia Inicial: es la potencia máxima que una unidad puede entregarla al sistema teniendo en cuenta los consumos propios y la variabilidad en la disponibilidad de su insumo para generación. Por esta última razón es que en la ley se hace diferencia de acuerdo al tipo de tecnología.

- a. Centrales Térmicas: Se rigen básicamente por los artículos 29, 30, 31, 32 y 33 del decreto supremo n° 62. Dado que no dependen de la variabilidad hidrológica, si no solamente del abastecimiento y disponibilidad de combustible. Los artículos 29, 30 y 31 se refieren al insumo principal y alternativo, Básicamente se establece que si el insumo principal es suministrado por redes o sistemas de transporte internacionales, la potencia máxima se determinará en base a la disponibilidad media anual observada del insumo en los últimos 5 años, y que si la unidad declara tener una capacidad de respaldo, ésta será representada como una unidad generadora equivalente con el insumo alternativo. Con respecto a las unidades que se incorporan al sistema, según el artículo 32 serán representadas el primer año considerando la disponibilidad media anual del insumo principal en las otras unidades generadoras existentes, sin embargo en los años siguientes será incorporada la disponibilidad media efectiva del insumo para la nueva unidad. Finalmente en el artículo 33 se establece que si el insumo principal

es transado en mercados internacionales que tienen más de un origen, entonces para ese insumo no deberá ser considerada incertidumbre en su disponibilidad y por tanto la potencia inicial será la potencia máxima de la unidad.

- b. Centrales Hidroeléctricas: el cálculo de su potencia inicial se rige desde los artículos 39 a 47, dando énfasis a su dependencia en la variabilidad hidrológica y su capacidad de regulación. Las hay principalmente de embalse, pasada y serie. A continuación se explicitan los artículos en mención:

Art 39. “En el caso de unidades generadoras hidroeléctricas, con o sin capacidad de regulación, se deberá utilizar la estadística de caudales afluentes correspondiente al promedio de los años hidrológicos de menor energía afluente de la estadística disponible con anterioridad al año de cálculo. Se entenderá como estadística disponible para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, la utilizada por el respectivo CDEC en la programación de la operación de las unidades generadoras hidroeléctricas”.

Art 40. “A las unidades generadoras pertenecientes a Centrales con capacidad de regulación diaria o superior se les considerará una energía inicial igual al promedio de la energía embalsada al 1 de abril, durante los últimos 20 años, incluido el año de cálculo”.

Art 41. “Las Centrales cuya capacidad de regulación sea insuficiente para generar su Potencia Máxima por al menos 24 horas, se denominarán Centrales con capacidad de regulación intradiaria. Se entenderá que una unidad generadora hidroeléctrica posee capacidad de regulación intradiaria cuando la capacidad máxima de su estanque más la potencia afluente promedio anual para la condición hidrológica establecida en el Artículo 39, es suficiente para que la unidad generadora opere por al menos 5 horas consecutivas con una potencia igual o menor a su potencia máxima”.

Art 42. “Para determinar la Potencia Inicial de unidades generadoras que no poseen capacidad de regulación intradiaria, diaria o superior, determinada

conforme a los artículos antes mencionados, pero que hacen uso de recursos hidroeléctricos de unidades generadoras con capacidad de regulación ubicadas aguas arriba, se les reconocerá capacidad de regulación en serie, por el porcentaje del caudal afluente equivalente que es aportado por las referidas Centrales con capacidad de regulación”.

Art 43. “La Potencia Inicial de las unidades generadoras hidroeléctricas sin capacidad de regulación será determinada en función de la potencia equivalente al caudal afluente generable promedio anual de la condición hidrológica indicada en el Artículo 39”.

Art 44. “A efectos de determinar la Potencia Inicial del conjunto de unidades generadoras que poseen capacidad de regulación se deberá colocar la Energía de Regulación del conjunto de dichas unidades en la curva de duración del a demanda, preliminar o definitiva, según corresponda”.

Art 45. “De la colocación de la Energía de Regulación de las unidades generadoras que poseen capacidad de regulación, incluidas las unidades con capacidad de regulación en serie, se obtendrá la Potencia Inicial del conjunto de dichas unidades, a distribuir entre las unidades que contribuyen con Energía de

Regulación. La señalada Potencia Inicial será prorrateada en función de la Energía de Regulación individual de cada unidad”.

Art 46. “Si como resultado de la prorrata indicada en el artículo precedente, la Potencia Inicial de alguna unidad fuese mayor a su Potencia Máxima, se computará una Potencia Inicial igual a la Potencia Máxima y el resto de las unidades generadoras aumentarán su Potencia Inicial de manera proporcional”.

Art 47. “A las unidades generadoras que se encuentren en serie hidráulica se les aplicarán los mismos procedimientos indicados en los artículos precedentes, correspondiéndoles como caudal regulado la Potencia Inicial de la unidad generadora respectiva que se encuentra aguas arriba, convertida a caudal equivalente promedio anual”.

- c. Centrales No Convencionales: Son las unidades tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas Centrales hidroeléctricas y cogeneración. En el artículo 35 se establece que su potencia inicial se determinará de la misma forma en cómo se determina la potencia inicial para las unidades térmicas.

Potencia Firme de Suficiencia Preliminar: Como se grafica en el segundo paso de la Figura anterior, en esta etapa considera la indisponibilidad, el periodo de mantenimiento y los consumos propios para cada unidad mediante un modelo probabilístico.

$$PFP_i = \frac{(1 - LOLP_{dm}^i)}{(1 - LOLP_{dm})} * \alpha_i * P_{inicial}$$

(B.2)

Primero se sustrae de la potencia inicial los consumos propios (porción de la potencia inicial usada para abastecer sus servicios auxiliares). Además se reduce en un factor proporcional al periodo proyectado o realizado de mantenimiento de la unidad generadora. De esta forma, la reducción de potencia inicial queda dada por la siguiente fórmula:

$$P_{IR}^i = P_I^i * (1 - Consumos_propios) * (1 - Indisponibilidad_Mantenimiento)$$

(B.3)

Donde:

- P_I^i : Potencia inicial de la unidad i.
- P_{IR}^i : Potencia reducida de la unidad i.

Además se debe determinar la tasa de indisponibilidad forzada α_i . Esta es calculada de acuerdo a la proporción de tiempo en que la unidad estuvo en operación e indisponible para una ventana móvil de 5 años, de acuerdo a la Fórmula B.4:

$$\alpha_i = \left(\frac{T_{Off}}{T_{Off} + T_{On}} \right)$$

(B.4)

Donde:

- T_{Off} : Tiempo medio acumulado donde la unidad está indisponible para una ventana móvil de 5 años, ya sea por desconexión forzada o programada.
- T_{On} : Tiempo medio acumulado donde la unidad está operando independiente del nivel de despacho para una ventana móvil de 5 años.

Potencia Firme Definitiva: Por último, a la potencia de suficiencia firme preliminar se la escala por un factor único para todas las unidades generadoras (llamado factor de escalamiento) de forma tal que la suma de todas las Potencias Firmes Definitivas igualen a la Demanda Máxima en cada sistema, de acuerdo a la Fórmula B.5 (toda la nomenclatura está debajo de la Figura que esquematiza el proceso de cálculo de la potencia firme):

$$PF_i = PFP_i * \left(\frac{D_{\max}}{\sum PFP} \right)$$

(B.5)

ANEXO D: DISTINTOS VALORES DE ENTRADA EN EL MODELO

Para establecer una cantidad razonable de derechos de agua en el análisis de resultados de este trabajo, se procedió a investigar distintas fuentes sobre los derechos de agua en Chile. Se buscó información principalmente en la Dirección General de Aguas (organización del estado que tiene el registro de estos derechos) y en los informes del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en sus fallos sobre el proyecto de Aysén (TDLC Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, 2007).

Tabla D-1: Titularidad de derechos de aguas no consuntivos en Chile. (Tabla 46³¹)

EMPRESA	Concedidos (m3/s)		Solicitados (m3/s)	
ENDESA	4.414	29%	861	6%
COLBÚN	4.034	27%	888	7%
HIDROAYSÉN	3.032	20%	-	0%
OTROS	3.645	24%	11.737	87%
TOTAL	15.125	1	13.486	1

³¹ Fuente: DGA, respuesta a ORD N° 318, FNE

Tabla D-2: Potencial Hidroeléctrico de Chile. (Tabla 47)³²

Zona	Región	Potencia Instalada Actual [MW]	Potencia no Explotada [MW]	Total [MW]	Total por zona [MW]
Norte	I,II,III,IV	27	232,2	259,2	259,2
Central	RM	298,5	1065	1363,5	5805,5
	V	138,3	166	304,3	
	VI	426,8	936	1362,8	
	VII	1328,9	1446	2774,9	
Sur	VIII	2287	2900	5187	10355,3
	IX	0	N/E	0	
	X	243,3	4925	5168,3	
Austral	XI	17,6	9383,3	9400,9	9626,3
	XII	0	225,4	225,4	
Total	País	4767,4	21278,9	26046,3	26046,3

³² Fuente: Producción y Consumo de Energía en Chile, Gerencia de Explotación, Endesa 2001

Tabla D-3: Plan de Obras CNE. (Tabla 48)

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia [MW]
Mes	Año		
Abril	2008	Central Hidroeléctrica Coya-Pangal	10,8
Abril	2008	Central Hidroeléctrica Puclaro	5,6
Mayo	2008	Central Diésel Cenizas	17,1
Mayo	2008	Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9
Junio	2008	Turbina Diésel Colmito	56
Julio	2008	Turbina Diésel Espinos	70
Julio	2008	Central Hidroeléctrica Lircay	19,04
Agosto	2008	Turbina Diésel Los Pinos	97
Noviembre	2008	Central Diésel Santa Lidia	131
Enero	2009	Turbina Diésel Cardones 01	141
Enero	2009	Central Eolica Punta Colorada	20
Enero	2009	Turbina Diésel Campanario IV CA	42
Enero	2009	Central Termoeléctrica Punta Colorada Fuel I	16,3
Febrero	2009	Turbina Diésel Newen	15
Abril	2009	Ciclo Abierto GNL Quintero I ope Diésel	240
Mayo	2009	Central Hidroeléctrica La Higuera	155
Septiembre	2009	Central Carbón Guacolda III	135
Octubre	2009	Turbina Diésel Campanario IV CC	60
Enero	2010	Central Carbón Ventanas III	240
Junio	2010	Central Carbón Coronel I	343
Julio	2010	Central Carbón Bocamina II	342
Julio	2010	Central Carbón Guacolda IV	139
Julio	2010	Central Hidroeléctrica Confluencia	145

La Tabla D-4 muestra los promedios de las tecnologías usadas en esta investigación, en base a una ponderación de la potencia de la central multiplicada por su costo marginal de producción y eso agrupado en las distintas tecnologías. Esta tabla fue de ayuda para establecer los valores de los costos marginales de producción usados en esta investigación.

Tabla D-4: Promedios Costos Marginales de Producción por Tecnología SIC (Tabla 49)³³

US\$/MWh	abr-04	oct-04	abr-05	oct-05	abr-06	oct-06	abr-07	oct-07	abr-08
Diésel	61,75	97,69	136,86	158,51	159,27	155,56	149,30	170,35	202,05
GNL	32,41	32,31	36,44	37,38	65,71	57,03	54,89	54,88	81,47
Carbón	31,81	26,32	24,27	24,62	26,29	26,01	30,07	38,26	48,18

³³ Elaboración Propia.

Sin duda los datos más difíciles de conseguir y estimar fueron los Costos Unitarios de Inversión. Se consideraron muchos estudios, reportes y presentaciones para llegar a consensuar los datos a usar en esta investigación (éstos considera reportes de académicos, reportes de prensa especializada en inversiones eléctricas, presentaciones en seminarios de energía, etc.). Se deja como nota al pie una de las fuentes más confiables al respecto. Para las tecnologías convencionales se utilizó por tanto los valores presentados en el trabajo “North America Tidal in-Stream Energy Conversion Technology Feasibility Study”. Estos valores son muy concordantes con la mayoría de la información recabada para esta investigación, que dada la informalidad de su fuente era difícil de citar.

Para la tecnología HidroAysén se consideraron los datos públicos de la página en Internet del proyecto, además de una serie de trabajos y presentaciones en seminarios realizados en Chile.

Tabla D-5: Costos de Inversión Unitarios por Tecnología SIC (Tabla 50)

Fuente de Energía	Costo Unitario³⁴ [US\$/MW]	Vida Útil [años]
Diésel	450.000	25
Gas	500.000	25
Carbón	1.300.000	30
Hidroeléctrica	1.500.000	50
HidroAysén	1.792.72735	50

³⁴ www.oceanenergy.epri.com/attachments/ocean/reports/7th_EWTEC_Paper_FINAL_071707.pdf -

³⁵ www.hidroaysen.cl

ANEXO E: EQUILIBRIOS DE NASH Y UNICIDAD

Uno de los grandes desafíos de este trabajo fue encontrar e implementar un algoritmo que fuera capaz de encontrar equilibrios de Nash en un problema poco continuo, como el modelo desarrollado en esta tesis. Ya en el punto de análisis de resultados se abordó este tema. En este trabajo se muestra uno de los posibles equilibrios de Nash que podría tener un problema como éste, donde el punto de partida del algoritmo podría definir al punto de equilibrio encontrado, pero en todos los experimentos y pruebas se partió del punto de origen.

La otra condición del algoritmo que podría influenciar el equilibrio encontrado era el orden en que eran puestos los tres generadores en el algoritmo. No obstante, luego de muchas pruebas se encontró que la única cantidad que variaba era la cantidad invertida en diésel. Para todas las otras cantidades invertidas en tecnologías distintas al diésel, se encontraban los mismos valores independientes del orden en que eran llamados los generadores. Esto se debe a que como condición del problema no se admitían conjuntos de inversiones que no satisficieran la demanda máxima del sistema (por tanto no había un tratamiento de costo de falla). En esta dirección se encontró que si el orden Endesa, Colbún, Gener, la mayor cantidad de diésel era invertido por Endesa, luego Colbún y casi nada por Gener. Si se cambiaba el orden, cambiaba la inversión hecha en Diésel de cada agente. Sin embargo, la cantidad total invertida en diésel era la misma independiente del orden. Esto es acorde con la teoría y los supuestos de la modelación del problema, en que se supuso que la tecnología diésel sería la de mayor costo marginal y por tanto al ser despachada sólo quedaría en punta, convirtiéndose entonces en la tecnología más competitiva, donde sus rentas eran nulas (se le pagaba como beneficio el costo de producir energía y se cubría su inversión). Por lo tanto lo importante era instalar esta tecnología para que el sistema no tuviera costo de falla, dando lo mismo quién instalara esta tecnología.

Se adoptó entonces que la cantidad invertida en diésel sea dividida en 3 con tal que cada generador invertía una cantidad igual en esta tecnología, pues no había razones para que un generador invirtiera más en esta tecnología que otro. Esto es acorde también con los postulados de Cachon, donde en su trabajo de teoría de juegos aborda la problemática de

equilibrios múltiples. En éste establece que cuando hay muchos equilibrios de Nash, algo sensato es mostrar como equilibrio aquel que tenga más sentido común si es que no hay razones para preferir un equilibrio por sobre otro (Cachon & Netessine, 2003). Esta fundamentación parece razonable, toda vez que la problemática de los equilibrios múltiples de Nash es un nuevo campo de investigación y la tendencia de los investigadores está orientándose a los postulados que establece este autor en su trabajo.

ANEXO F: CALIBRACIÓN DEL MODELO

Para comprobar que el modelo entrega correctamente los resultados se construyó el siguiente ejemplo que corrobora el buen funcionamiento del modelo programado. Suponga las siguientes tecnologías:

Tabla F-1: Tecnología Ejemplo Calibración (Tabla 51)

Tecnología	Costo Unitario [US\$/MW]	Costo Variable [US\$/MWh]
A	135.000	1
B	70.000	15
C	36.900	78

Estas tecnologías darían las siguientes 3 rectas de costo de producción:

- Para A: $1 \cdot t + 135.000$
- Para B: $15 \cdot t + 70.000$
- Para C: $78 \cdot t + 36.900$

Considérese la curva de duración de carga dada por $q(t) = 1000 \cdot (1 - t^*/8760)$. Al intersectar estas curvas, lo que es equivalente a encontrar la envolvente que ajusta el sistema al mínimo costo de producción darían los siguientes tiempos de tecnología:

- $T_{bc} = 525,4$ (tiempo en que está en punta la tecnología C)
- $T_{ab} = 4.642,86$ (tiempo en que está en punta la Tecnología B)

Al evaluar esos dos tiempos en la curva de duración de carga antes expuesta nos quedan los siguientes bloques de potencia:

- $q(T_{bc}) = 940,02$
- $q(T_{ab}) = 469,99$

Esto nos indica que en este ejercicio, la cantidad a instalar en cada tecnología con tal de minimizar el costo del sistema y ajustarlo es:

Tabla F-2: Costos Ejemplo Calibración (Tabla 52)

Tecnología	Potencia a Instalar [MW]	Costo Inversión [US\$]	Energía a Generar [MWh]	Costo Generación [US\$]
C	59,98	2.213.144	15.775,8	1.228.953
B	470,03	32.902.080	1.214.616,5	18.219.247
A	469,99	63.449.119	3.149.627,7	3.149.628
Total	1.000,0	98.564.344	4.380.000	22.597.828

Esto entrega un costo para el sistema de US\$ 121.162.172 dado por la suma del Costo Total de Inversión y el Costo Total de Generación. En la figura F-1 se muestra la configuración del parque para este ejemplo como también la energía generada. En el grafico superior se muestra la energía de acuerdo al costo del sistema, y en la inferior de acuerdo al pago que se haría por las áreas de acuerdo a la tarificación de demanda de punta.

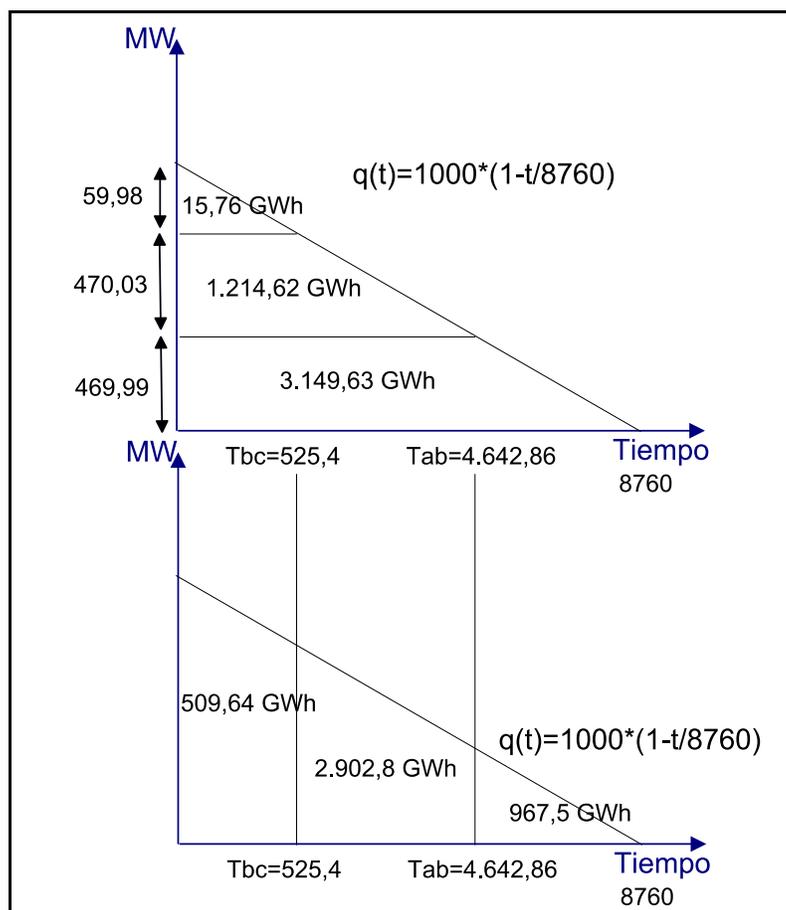


Figura F-1: Ejemplo Calibración Modelo. (Figura 21)

Ahora, guiándonos por el gráfico inferior de la Figura F-1 que nos muestra la cantidad de energía generada en cada tiempo en que está en punta una tecnología, los ingresos que recibiría el sistema estarían dados por:

Tabla F-3: Recaudación Ejemplo Calibración (Tabla 53)

Tecnología	78 [US\$/MWh] en punta	15 [US\$/MWh] en punta	1 [US\$/MWh] en punta	Total Recaudación por Energía [US\$]
C	1.228.953			1.228.953
B	19.262.265	14.514.965		33.777.231
A	19.260.780	29.027.692	967.515	49.255.988
Total US\$]	39.751.999	43.542.658	967.515	84.262.172
Total [MWh]	509.641	2.902.844	967.515	4.380.000

Al calcular la facturación total hecha con la tarificación de demanda de punta obtenemos:

Tabla F-4: Recaudación Total Ejemplo Calibración (Tabla 54)

Tecnología	Recaudación Potencia [US\$]	Recaudación Energía [US\$]	Total Recaudación [US\$]
C	17.342.759,3	49.255.988	66.598.747
B	17.344.096,5	33.777.231	51.121.327
A	2.213.144,2	1.228.953	3.442.097
Total US\$]	36.900.000	84.262.172	121.162.172

El modelo programado en esta tesis arroja ante el mismo problema los siguientes resultados:

Tiempos				
T(bc)	T(ab)	T(total)		
	525,4	4642,8	8760	
Ba	Bb	Bc		
	999,9991	940,0228	469,9943	
Energia Generada				
HOLDING	EGenC	EGenB	EGenA	
Total Sistema		15755,8	1214612,3	3149631,7
Capacidad Invertida				
HOLDING	CInvC	CInvB	CInvA	
Total Sistema		59,9763	470,0285	469,9943
Capacidad Instalada Total				
HOLDING	CInstC	CInstB	CInstA	
Total Sistema		59,9763	470,0285	469,9943
Costo Sistema				
Costo Sistema	Costo Energia	Costo Inversion	Costo Potencia	
	121162230,4	22597783,2	98564447,2	36900000
Costo Sistema	Costo Energia	Costo Inversion	Costo Potencia	
	121162230,4	22597783,2	98564447,2	36900000
Ingreso Sistema				
Ingreso Sistema	Ingreso Energia	Ingreso Potencia		
	121162378,7	84262378,7	36900000	

Figura F-2: Output Ejemplo Calibración Modelo. (Figura 22)

En esta figura de resultados se aprecia que el modelo obtiene resultados iguales como output al ejemplo propuesto. Aunque el resultado de un juego a la Cournot sólo se puede determinar mediante las simulaciones expuestas en el desarrollo de esta investigación, las funciones de ingresos por energía, ingresos por potencia y costos de producción y de inversión fueron programadas usando la misma lógica que la usada el modelo del planificador que es el utilizado para resolver este ejemplo, por lo cual se confía en su output.

ANEXO G: LISTA DE ACRÓNIMOS

Los acrónimos usados en este trabajo son:

- DFL: Decreto Fuerza de Ley.
- DS: Decreto Supremo.
- ISO: Operador Independiente del Sistema.
- SIC: Sistema Interconectado Central.
- CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.
- CNE: Comisión Nacional de Energía.
- FNE: Fiscalía Nacional Económica.
- TDLC: Tribunal de Defensa de la Competencia.
- LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.