



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN DESDE LA PERSPECTIVA PRIVADA UTILIZANDO TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS

ROSA HERMINIA SERRANO SANHUEZA

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, Diciembre 2004



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN DESDE LA PERSPECTIVA PRIVADA UTILIZANDO TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS

ROSA HERMINIA SERRANO SANHUEZA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

JUAN ZOLEZZI CID

JUAN C. ARANEDA TAPIA

VLADIMIR MARIANOV KLUGE

GONZALO CORTAZAR SANZ

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

Santiago de Chile, Diciembre 2004

A mis padres y hermanos, en especial
a Camilita, por su amor y
comprensión.

A mi abuelita Julia por su cariño.

A Italo por estar siempre a mi lado.

Con amor Rosa

AGRADECIMIENTOS

Al finalizar la presente tesis, quiero agradecer a todas aquellas personas que de una u otra manera me han ayudado a llevar a buen puerto esta investigación. Para comenzar quiero agradecer en forma muy especial a mí profesor guía, Don Hugh Rudnick por todo su apoyo, confianza y excelente disposición en la realización de esta investigación, ha sido un honor poder trabajar con él.

A Don Juan Zolezzi por todo el apoyo brindado, aliento y calidad humana, y por las entretenidas discusiones, muchas gracias.

A Don Juan Carlos Araneda y a todo el equipo de Planificación Estratégica de HQI Transelec S.A, en especial a Germán Sanhueza y Osvin Martínez por todo el apoyo brindado. A Roberto Muñoz por animarme a terminar.

Al personal del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica, en especial a Elenita, Betty, Virginia y Carlitos, por tener siempre tan buena disposición conmigo, muchas gracias.

A mis compañeros de trabajo en Chilectra S.A, en especial a Cristián Núñez, Fernando Flatow, y a mi jefe Don Guillermo Pérez del Río por su comprensión y excelente disposición para con el desarrollo de mi investigación.

Quiero agradecer a mis padres, a mi papá por enseñarme el valor de la responsabilidad y a mi madre, por estar siempre a mi lado. A mis hermanos, sobre todo a Boris José y Boris Adrián por su cariño, a mi abuelita Julia y a mi tío Danilo.

A Italo por amarme y comprenderme, sin ti todo sería más difícil, gracias por estar conmigo. A su familia por acogerme y permitirme ocupar su hogar como centro de trabajo.

A mis amigos, por entenderme y apoyarme en los momentos difíciles, en especial a Christian Orellana, María Pía Soto, Joe García, Angélica Vega, Carolina Aliaga.

Finalmente, gracias a Dios.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	ix
INDICE DE FIGURAS.....	xii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT	xv
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivos del Estudio	2
1.2 Estructura de la Tesis	2
II. MARCO TEÓRICO DEL SECTOR ELÉCTRICO	4
2.1 Introducción	4
2.2 Modelos de Coordinación en Generación.....	6
2.3 Transmisión.....	7
2.4 Sector Eléctrico en Chile.....	11
2.4.1 Instituciones relacionadas al mercado eléctrico	13
2.4.2 Ley Corta en transmisión.....	15
III. METODOLOGÍAS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN.....	17
3.1 Investigaciones académicas	17
3.1.1 Modelos de solución.....	17
3.1.2 Horizonte de planificación.....	18
3.2 Comentarios	19
IV. TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS.....	20

4.1	Introducción	20
4.2	Conceptos Básicos en Teoría de Juegos Cooperativos	20
4.2.1	Estructura de coaliciones	21
4.2.2	Función característica y configuraciones de pago	22
4.2.3	Simetría y deseabilidad	23
4.2.4	Configuración de pago	24
4.2.5	Juegos Simples	24
4.2.6	Coalición ganadora mínima	25
4.2.7	Juego de votación ponderada	25
4.3	Racionalidades	26
4.4	Formas de Resolver el Juego	27
4.4.1	El núcleo	28
4.4.2	Valor Shapley	28
V.	MODELACIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL JUEGO DE EXPANSIÓN ...	32
5.1	Antecedentes Generales de los Elementos del Juego Cooperativo	32
5.2	Interés en Ampliar el Sistema de Transmisión	33
5.3	Alternativas de Modelación del Juego de Expansión	34
5.4	Modelación del Juego de Expansión	36
5.5	Agentes del Juego	37
5.6	Identificación de los Agentes Interesados en la Expansión y Formación de Coaliciones	37
5.7	Reglas del Juego Cooperativo	40
5.7.1	Formación de coaliciones	40
5.7.2	Restricciones propias de la expansión del sistema	40
5.7.3	Venta de energía y pago de peaje	40
5.7.4	Planes predefinidos	41
5.7.5	Elección del plan óptimo para el sistema	43
5.8	Modelación de los Planes de Expansión Predefinidos	43
5.9	Modelación de la Operación del Sistema POOL	44
5.9.1	Variables de operación	44
5.9.2	Supuestos de la operación	46
5.10	Selección de Plan Óptimo por Coalición y Determinación de la Función Característica	49

5.10.1 El pago de peaje: un atractivo para la formación de coaliciones.....	52
5.10.2 Función característica	52
5.11 Solución del juego y Verificación de la Factibilidad de la Solución	53
5.12 Resumen del Juego Cooperativo	53
5.13 Algoritmo de Modelación del Juego de Expansión	55
5.14 Contribución del Método	56
VI. APLICACIÓN AL SISTEMA DE 6 BARRAS	57
6.1 Juego Cooperativo.....	59
6.1.1 Identificación de jugadores interesados y formación de coaliciones	59
6.1.2 Identificación del plan óptimo por coalición y definición de función característica	61
6.1.3 Solución del juego y análisis de factibilidad de la solución	63
6.2 Conclusiones del ejemplo	64
VII. APLICACIONES DEL MODELO.....	65
7.1 Sistema IEEE-24 barras	66
7.1.1 Selección de jugadores y formación de coaliciones	67
7.1.2 Identificación del plan óptimo por coalición y definición de función característica	68
7.1.3 Solución del Juego	73
7.1.4 Conclusiones del ejemplo	74
7.2 SIC 11-barras	75
7.2.1 Juego Cooperativo	76
7.2.2 Selección de agentes del juego y formación de coaliciones.....	77
7.2.3 Identificación del plan óptimo por coalición y definición de función característica	77
7.2.4 Solución del Juego	81
7.3 Conclusiones	81
VIII. CONCLUSIONES.....	83
8.1 Futuros Desarrollos	85
BIBLIOGRAFIA.....	87

A N E X O S.....	92
Anexo A: Calculo elementos del peaje	93
A.1 Factores de Distribución de Cambios en la Inyección de Potencia (GSDF o Factores A).....	93
A.2 Factores de Distribución Generalizados de Generación (GGDF).....	94
A.2.2 Cálculo del peaje a partir de los factores GGDF para un solo bloque de demanda.....	95
A.2.3 Prorrata a partir de los factores GGDF para demanda con un solo bloque	96
A.2.4 Asignación del Ingreso Tarifario (IT)	97
A.2.5 Pago de peaje	97
A.3 Cálculo del Peaje Estampillado por Potencia Instalada.....	98
A.3.1 Asignación del Ingreso Tarifario (IT)	98
A.3.2 Pago de peaje	98
 Anexo B: Estimación de los costos marginales de corto plazo del sistema de Transmisión	 99
 Anexo C: Modelo de minimización de costos.	 103
 Anexo D: Detalle de los Ejemplos de 6 barras.....	 106
D.1 Caso 1.....	106
D.1.1 Utilidades de cada coalición utilizando peaje estampillado	106
D.1.2 Utilidades de cada coalición utilizando peaje por uso.....	107
 Anexo E:Detalle del Ejemplo de 24 barras.....	 108
E.1 Datos del problema	108
E.2 Desarrollo del juego cooperativo	111
E.2.1 Validez en la selección de generadores	112
E.2.2 Utilidades percibidas por las coaliciones.....	112
E.3 Resultados de la Solución Social	114
 Anexo F:Detalle del Ejemplo del SIC-11 barras	 115
F.1 Datos de la Simulación.....	115

F.2 Selección de agentes del juego.....	118
F.3 Detalle de las utilidades	119
F.4 Solución Social	122

□ INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 6-1: Datos de las líneas	58
Tabla 6-2: Datos de los generadores	58
Tabla 6-3: Datos de la Demanda.....	58
Tabla 6-4: Descomposición de la curva de duración.....	59
Tabla 6-5: Capacidades del sistema de transmisión ampliado en 10%	60
Tabla 6-6: Identificación de generadores interesados en la expansión.....	60
Tabla 6-7: Planes de expansión predefinidos.....	61
Tabla 6-8: Cálculo de función característica con peaje por uso	62
Tabla 7-1: Identificación de los generadores interesados en la expansión	67
Tabla 7-2: Planes de expansión predefinidos del sistema IEEE 24 barras	68
Tabla 7-3: Funciones características peaje utilizando por uso	70
Tabla 7-4: Funciones características utilizando peaje estampillado	71
Tabla 7-5: Asignación de ingresos utilizando peaje por uso	73
Tabla 7-6: Asignación de utilidades utilizando peaje estampillado	73
Tabla 7-7: Costos Totales de Expansión.....	74
Tabla 7-8: Parámetros de operación	76
Tabla 7-9: Empresas de generación participantes del juego	77
Tabla 7-10: Planes de expansión SIC	78

Tabla 7-11: Funciones características peaje por uso	79
Tabla 7-12: Funciones características con peaje estampillado	80
Tabla 7-13: Asignación de ingresos peaje por uso	81
Tabla 7-14: Asignación de utilidades con peaje estampillado.....	81
Tabla D-1: Ingresos y costos de la ampliación 1 con peaje estampillado	106
Tabla D-2: Ingresos y costos de la ampliación 2 con peaje estampillado	106
Tabla D-3: Ingresos y costos de la ampliación 3 con peaje estampillado	106
Tabla D-4: Ingresos y costos de la ampliación 1 con peaje por uso	107
Tabla D-5: Ingresos y costos de la ampliación 2 con peaje por uso	107
Tabla D-6: Ingresos y costos de la ampliación 3 con peaje por uso	107
Tabla E-1: Datos de las líneas	108
Tabla E-2: Datos de los generadores	109
Tabla E-3: Datos de la Demanda	110
Tabla E-4: Bloques de demanda	110
Tabla E-5: Generación.....	111
Tabla E-6: Resumen de Utilidades utilizando peaje GGDF	112
Tabla E-7: Resumen de utilidades con peaje estampillado	113
Tabla E-8: Capacidades óptimas solución social.....	114
Tabla F-1: Generadores del Sistema.....	115
Tabla F-2: Distribución de la demanda.	116

Tabla F-3: Curva de carga respecto de la demanda máxima anual	117
Tabla F-4: Datos líneas	117
Tabla F-5: Operación con capacidad actual del sistema.....	118
Tabla F-6: Operación con la capacidad aumentada en un 5%.....	119
Tabla F-7: Resumen de Utilidades utilizando peaje GGDF	120
Tabla F-8: Resumen de utilidades con peaje estampillado.....	121

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2-1: Cambios introducidos por la regulación	4
Figura 2-2: Seguridad de suministro.....	8
Figura 2-3: Costos marginales en el corto plazo	9
Figura 2-4: Costos marginales en el largo plazo	10
Figura 2-5: Diagrama del SING	11
Figura 2-6: Diagrama del SIC.....	12
Figura 5-1: Puesta en marcha de la central Ralco.....	34
Figura 5-2: Interconexión SIC-SING	34
Figura 5-3: Diagrama de 6 barras de Garver	36
Figura 5-4: Etapas del modelo.....	36
Figura 5-5: Operación del sistema sin reforzar.....	38
Figura 5-6: Nueva operación del sistema ampliando.	39
Figura 5-7: Nueva operación del sistema ampliando.	41
Figura 5-8: Fiscalización de planes propuestos.....	42
Figura 5-9: Resumen de las etapas del juego.....	53
Figura 5-10: Diagrama de flujo del programa	55
Figura 6-1: Ejemplo de 6 barras de Garver.	57
Figura 6-2: Reforzamientos del sistema de 6 barras.....	62

Figura 7-1: Diagrama del sistema IEEE 24 barras	66
Figura 7-2: Capacidad ampliada en las líneas del sistema IEEE-24 barras.....	69
Figura 7-3: Plan 4	72
Figura 7-4: Diagrama unilineal del SIC.....	75
Figura 7-5: Ampliaciones de las líneas del SIC.....	78
Figura B-1: Sistema de tres barras.....	99

RESUMEN

La planificación de la transmisión ha sido ampliamente estudiada desde la perspectiva social, a través del desarrollo de modelos de mínimo costo, sin embargo, en ambientes desregulados la planificación debe permitir un óptimo desarrollo de la red a mínimo costo, basándose en incentivos de eficiencia técnica y económica, con niveles adecuados de seguridad, adaptándose a los requerimientos de generadores y consumidores, siendo necesario construir mecanismos de planificación que consideren y concilien los intereses de los distintos agentes del mercado.

En esta investigación, la expansión de los sistemas de transmisión es enfocada desde la perspectiva privada, desarrollando un modelo de expansión estático, el cual basa la interacción de los agentes del mercado en la teoría de juegos cooperativos.

La metodología propuesta permite estudiar mecanismos de expansión de los sistemas de transmisión cuando los agentes del mercado actúan competitivamente, pero al tener que asumir los costos comunes del sistema de transmisión, es muy probable que exista cooperación entre ellos.

Parte fundamental de la metodología consiste en determinar quiénes estarán interesados en que el sistema se expanda y bajo qué condiciones de mercado actuarían cooperativamente.

Es muy importante destacar que las decisiones individuales de los agentes del mercado apuntan a maximizar sus propias utilidades, siendo éstas fuertemente afectadas por factores tales como el valor de las inversiones, la estructura de peajes y los costos marginales, entre otros.

Los principales resultados entregados por la metodología corresponden a la identificación de los agentes del mercado involucrados en el juego de expansión, la ampliación del sistema de transmisión y la factibilidad de la solución encontrada, analizándose el efecto que posee en la sociedad dejar la expansión del sistema solamente en mano de los agentes del mercado.

ABSTRACT

The planning of the electricity transmission has been widely studied from the social perspective, through the development of minimum cost models. However, on a deregulated environment planning must allow to an optimal development of the minimum cost transmission network, based on technical and economic efficiency incentives, with adequate levels of security, adapted to the requirements of generators and consumers, being necessary to determine planning mechanisms that consider and conciliate the interests of the different market agents.

In this research, the expansion of the transmission system is focused on the private perspective, developing a static model of expansion, based on the interaction of the market agents under cooperative games theory.

The proposed methodology allows the study of mechanisms for transmission systems expansion when the market agents act competitively, but when they have to hold the common costs of the transmission system, it is likely that cooperation among them exists.

Fundamental part of the methodology consists of determining who will be interested in the system expansion and under what market conditions would act cooperatively.

It is very important to emphasize that the individual decisions of the market agents aim to maximize their own revenues, being these strongly affected by factors such as the value of investments, structure of tolls payments and marginal costs, among others.

The main result brought by the methodology corresponds to the identification of the market agent involved in the expansion game, the expansion of the transmission system and the feasibility of the solution, analyzing the impact on the society when the expansion system is left only in hands of the market agents.

I. INTRODUCCIÓN

Las profundas transformaciones acontecidas en el sector eléctrico alrededor del mundo en los últimos veinte años, han permitido pasar de un esquema de empresa verticalmente integrada, donde ésta es categorizada como de servicio público y cuenta con la protección del Estado, a uno en que se separan las actividades de generación, transmisión y distribución. En este nuevo escenario desregulado, la competencia es la base de la toma de decisiones de los agentes (Rudnick y Zolezzi, 2001) y por consiguiente direcciona el desarrollo de los sistemas eléctricos.

Producto de la desregulación de los mercados eléctricos, el rol del Estado en la planificación de los sistemas de transmisión ha ido variando de acuerdo a la normativa de cada país, en algunos la planificación se encuentra a cargo del regulador y en otros el Estado sólo realiza una labor indicativa, dejando el desarrollo del sistema a cargo de los privados. Cuando esto último ocurre es fundamental entregar señales adecuadas a los agentes del mercado para lograr un desarrollo óptimo del sistema, basado en incentivos de eficiencia económica y técnica, con niveles adecuados de confiabilidad y calidad de servicio, adaptado a los requerimientos de generadores y consumidores.

Tradicionalmente, la investigación en planificación del sistema de transmisión ha sido enfocada desde la perspectiva social, desarrollándose diversas herramientas y modelos que buscan encontrar un sistema de transmisión que permita abastecer la demanda futura bajo ciertas condiciones de seguridad, minimizando los costos totales o parciales de la expansión. Si bien es cierto, una solución de mínimo costo es socialmente óptima, no necesariamente refleja el interés privado de los agentes por maximizar su utilidad.

Considerando que existen agentes en el mercado eléctrico, que actúan en forma competitiva y que comparten el sistema de transmisión común, es interesante estudiar mecanismos que incentiven la cooperación entre ellos. La presente tesis, plantea un modelo de expansión de la transmisión desde el punto de vista privado,

considerando un ambiente desregulado y basando la interacción de los agentes del mercado en la Teoría de Juegos Cooperativos.

Si bien es cierto la Teoría de Juegos Cooperativos ya ha sido explorada en transmisión, en aspectos tales como asignación de costos (Zolezzi, 2002) y definición de un sistema troncal (Sore, 2003), ésta es la primera vez que se plantea un modelo de expansión que considere el interés privado.

1.1 Objetivos del Estudio

El principal objetivo de la tesis es estudiar mecanismos de expansión de los sistemas de transmisión en ambientes desregulados, suponiendo que el Estado sólo realiza una labor indicativa y fiscalizadora, y que los agentes del mercado son los encargados de expandir el sistema de transmisión.

Es importante destacar que no necesariamente todos los agentes del mercado están interesados en ampliar los sistemas de transmisión; en consecuencia, es necesario diseñar una metodología para identificarlos, así como también, mecanismos que promuevan la cooperación entre ellos. Se analizará bajo qué condiciones la cooperación de los agentes del mercado es posible sin la intervención del Estado.

Es de interés también, analizar el efecto del sistema de asignación de peajes sobre las decisiones de los agentes del mercado eléctrico, y con esto estudiar posibles divergencias en el desarrollo de los sistemas de transmisión realizado por parte de los privados con respecto al óptimo social, revisando la similitud en la expansión privada y la expansión de mínimo costo, propuesta por un regulador.

1.2 Estructura de la Tesis

La presente tesis se estructura de la siguiente forma:

Capítulo II: *Marco Teórico del Sector Eléctrico* – Este capítulo presenta algunos aspectos relacionados con la desregulación de los mercados eléctricos, destacándose la importancia que adquiere la transmisión de energía en los nuevos mercados competitivos, además se entrega una breve descripción del sector eléctrico en Chile.

Capítulo III: *Metodologías de expansión de la transmisión* – El objetivo de este capítulo es revisar las principales metodologías que se han utilizado en las publicaciones, para resolver el problema de la planificación del sistema de transmisión.

Capítulo IV: *Teoría de juegos cooperativos* – En esta sección se analizan los conceptos de teoría de juegos cooperativos necesarios para entender cabalmente la metodología propuesta.

Capítulo V: *Modelación de la estructura del juego de expansión* – La finalidad de este capítulo es explicar la estructura y etapas del juego cooperativo utilizado para encontrar el plan de expansión óptimo para el sistema de transmisión. Se plantea la metodología utilizada para seleccionar los planes predefinidos de expansión, y el modelo matemático para resolver la operación del sistema.

Capítulo VI: *Ejemplos de seis barras* – Se prueba el modelo propuesto para un ejemplo de seis barras, considerando diferentes distribuciones de demanda en el sistema, para dos sistemas de peajes distintos.

Capítulo VII: *Aplicaciones del modelo* – Se analiza el sistema IEEE de 24 barras y un modelo hidrotérmico del SIC de 11 barras reducido.

Capítulo VIII: *Conclusiones* – Se presentan las principales conclusiones obtenidas de la investigación, junto con los futuros desarrollos a seguir.

II. MARCO TEÓRICO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Este capítulo tiene como finalidad entregar una visión global de los cambios producidos por la desregulación en los mercados eléctricos, haciendo énfasis en generación y transmisión, así como también presentar una breve descripción del sector eléctrico en Chile y de los cambios introducidos en la legislación actual por la llamada “Ley Corta”(Ley Corta, 2003).

2.1 Introducción

En los últimos años alrededor del mundo, el sector eléctrico ha experimentado un proceso de desregulación, pasando de un esquema de empresa verticalmente integrada, donde la empresa es categorizada como de servicio público y cuenta con la protección del Estado, a uno en que se separan las actividades de generación, transmisión y distribución, con competencia en generación, y regulación en transmisión y distribución. Esquemáticamente los cambios introducidos se muestran en la figura 2-1.

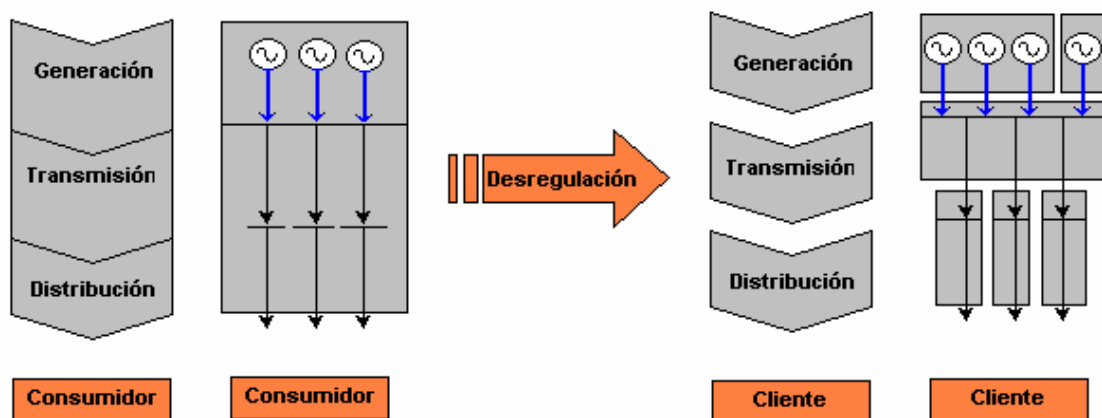


Figura 2-1: Cambios introducidos por la regulación

Los motivos que han generado la desregulación a lo largo del mundo son diversos, en el caso de Latinoamérica fueron las debilidades en el desarrollo del sector, la búsqueda de menores precios, razones políticas o ideologías de mercado, la venta de activos por causa del déficit fiscal y la tendencia mundial a la privatización. Chile fue pionero en introducir los cambios regulatorios en 1982, inspirados por una nueva política de privatización que afectó a diversos sectores de la sociedad. En la década de los 90, estos cambios fueron seguidos por otros países de Latinoamérica tales como Argentina, Perú, Bolivia y Colombia (Rudnick y Zolezzi, 2001).

Los objetivos de la desregulación y la privatización son fundamentalmente establecer condiciones de eficiencia económica en el sector y la subsidiaridad del Estado, para lograr esto, los cambios regulatorios en generación apuntan a:

- Reducir las barreras de entrada al sector.
- Eliminar la obligación de servicio.
- Exigir una obligación en la coordinación entre los agentes generadores. Esto nace como una necesidad técnica, económica y política, para obtener una eficiencia global en un sistema descentralizado.

A diferencia de la generación, la transmisión se presenta como un monopolio natural, en consecuencia los cambios regulatorios tienen los siguientes objetivos:

- Desarrollo del sistema de transmisión a mínimo costo.
- Alcanzar niveles adecuados de calidad de servicio y confiabilidad.
- Adaptación del sistema de transmisión a los requerimientos de generadores y consumidores.
- Remunerar en forma adecuada a los propietarios de las redes de transmisión.
- Acceso abierto, sin discriminación a los usuarios de la red.

2.2 Modelos de Coordinación en Generación

Al ser la energía eléctrica un bien que no puede ser almacenado, es necesario mantener un perfecto equilibrio entre la oferta y la demanda en todo instante de tiempo, esto conlleva un importante esfuerzo de coordinación entre todos los agentes del mercado para asegurar la estabilidad del sistema. En el mercado eléctrico mayorista, es posible distinguir tres tipos de modelos de coordinación:

- *Modelo verticalmente integrado*: Corresponde al utilizado en forma previa a la desregulación. Las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas en forma conjunta por la misma empresa.
- *Modelo Pool Company (Poolco)*: Nace de la necesidad de ajustar las características particulares de los sistemas de transmisión con los procesos de negociación de electricidad.

Este modelo requiere la existencia de un *operador central*, el cual recibe las ofertas de cantidad y precio de energía por parte de los generadores, seleccionando las mejores y programando la producción.

Los consumidores y comercializadores compran la energía en el mercado al precio del pool, que corresponde al costo marginal del sistema.

- *Modelo Bilateral Market*: Es inspirado en la libre competencia en los mercados y representa la mejor manera de lograr la competencia en el mercado eléctrico (Araneda, 2002).

Los generadores y consumidores (o comercializadores) establecen contratos físicos, cuya duración, condiciones de entrega y precios son negociados libremente por ambas partes. En este caso la eficiencia económica es promovida por los consumidores quienes escogen la opción de generación menos costosa.

Debido a las restricciones que impone la red de transmisión eléctrica, se requiere que existan organismos coordinadores, para mantener la seguridad del sistema, y poder hacer un mejor uso de la capacidad del sistema de transmisión. Otro tema importante son las pérdidas de transmisión, por lo que también es necesario que

un organismo vele por mantener un eficiente traspaso de energía entre los consumidores y generadores. La función del operador del sistema, entre otras, es limitar aquellas transacciones que sobrepasen las capacidades de la red.

2.3 Transmisión

En este nuevo escenario desregulado, la transmisión ha tomado un papel fundamental en la nueva estructura de mercado, ya que ha pasado de ser sólo el nexo entre generadores y centros de consumo, a ser el eje central de la libre competencia al permitir el acceso libre y no discriminatorio a la red. Entre las principales características de los sistemas de transmisión se pueden destacar:

- **Ser el vínculo entre generadores y consumidores:** La red de transmisión debe transportar energía desde los generadores a los consumidores ubicados en diferentes puntos geográficos. La ubicación de las centrales de generación está fuertemente determinada por el tipo de tecnología, por ejemplo las centrales hidroeléctricas deben situarse cerca de un río que cuente con las características para su uso, por otro lado los consumidores están ubicados geográficamente de acuerdo a su actividad económica.
- **Proporcionar economías de alcance:** La interconexión entre las diferentes plantas de generación permite minimizar los costos de producción, coordinar horarios de mantención y compartir operaciones de reserva de capacidad, siguiendo el patrón de la curva de demanda.
- **Proveer seguridad de suministro:** La interconexión de varios generadores a través de la red de transmisión provee seguridad de suministro a los consumidores, ya que como se muestra en el esquema de la figura 2-2 un consumidor conectado a un generador independiente tiene una disponibilidad del 85% de suministro, en comparación al mismo consumidor conectado a una red de transmisión, el cual tiene una disponibilidad del 99,99% (Araneda, 2002). Por otro lado, permite a los generadores cumplir con los contratos de suministro de energía establecido con consumidores ubicados en distintos puntos de la red.

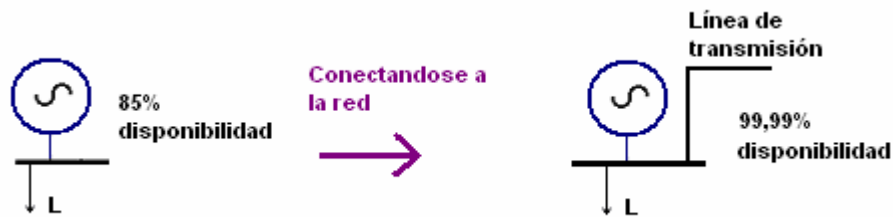


Figura 2-2: Seguridad de suministro

- **Competitividad en el mercado de electricidad:** La competencia entre generadores es posible gracias a la interconexión de los sistemas eléctricos, de esta manera generadores de diferentes empresas, con distintas tecnologías, pueden vender energía en un mismo mercado.
- **Efecto de la capacidad de transmisión en el precio de los mercados de energía:** El impacto de la capacidad de los sistemas de transmisión en los mercados de energía es inverso a las restricciones de transmisión, ya que a medida que aumenta la congestión, la diferencia en los precios de dos sistemas interconectados como los de la figura 2-3 aumenta, en el extremo, si la capacidad de transmisión es nula, los sistemas estarán económicamente desacoplados, en cambio si la capacidad del sistema es tal que no hay congestión, los precios de los mercados se igualan (Araneda, 2002). En el corto plazo, cuando la capacidad de transmisión es fija, los precios de dos sistemas interconectados, son fuertemente determinados por ésta, tal como lo muestra la figura 2-3, suponiendo que los costos de operación de los generadores del mercado A son inferiores a los del mercado B, y que la demanda del mercado B es mayor que la del mercado A. El flujo f , puede ser considerado como una demanda en el nodo A y una oferta en el nodo B, los precios nodales son determinados por la intersección de la curva de oferta y demanda de cada mercado.

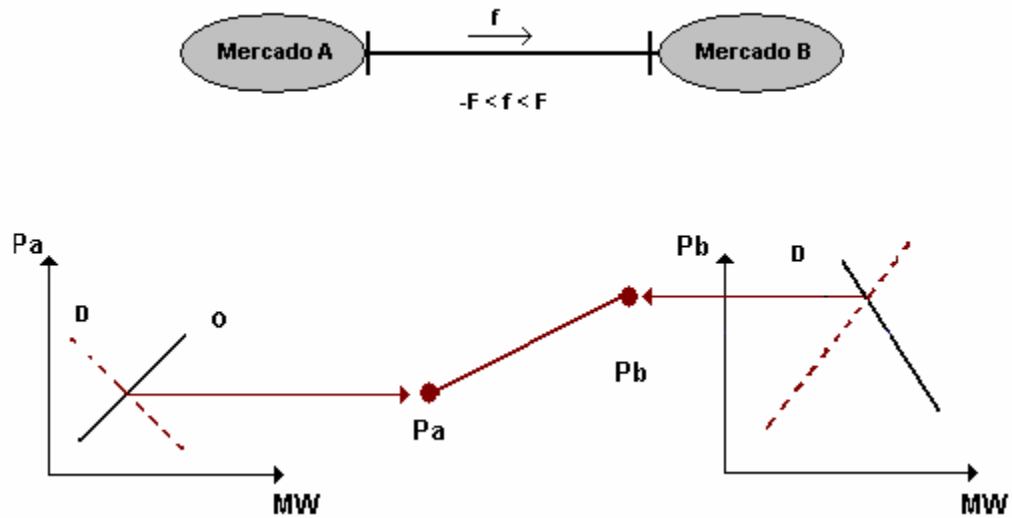


Figura 2-3: Costos marginales en el corto plazo

En el largo plazo, la capacidad de los sistemas de transmisión es variable, luego, suponiendo que la capacidad del sistema de transmisión aumenta en una determinada capacidad, los precios de ambos mercados se verán afectados de acuerdo a lo que indica la figura 2-4.

Al aumentar la capacidad, el flujo proveniente del mercado A aumenta, en consecuencia, disminuyendo los costos marginales del mercado B, al despacharse unidades de menor costo y aumentando los costos del mercado A.

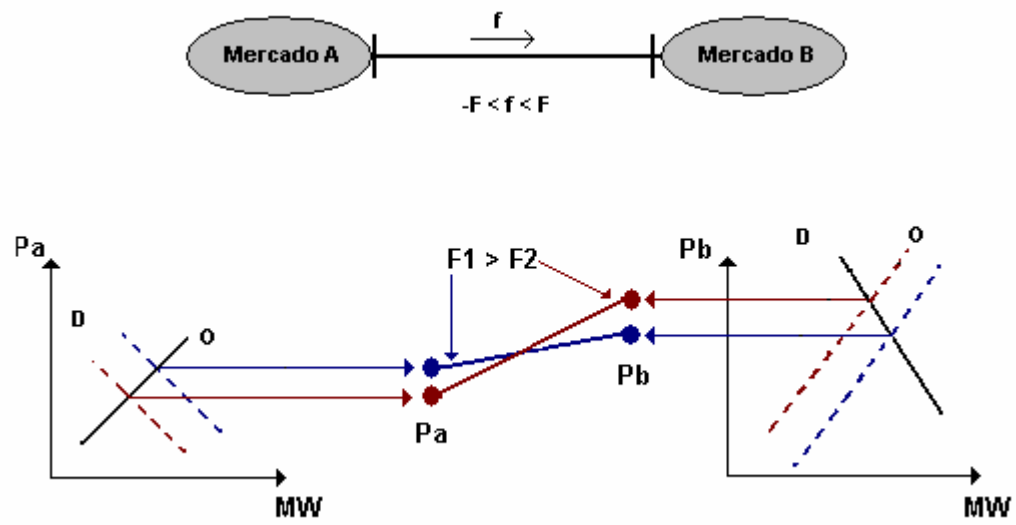


Figura 2-4: Costos marginales en el largo plazo

2.4 Sector Eléctrico en Chile

El sector eléctrico en Chile está conformado por cuatro sistemas independientes, estos son; el Sistema Eléctrico de Aysén, el Sistema Eléctrico de Magallanes, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y el Sistema Interconectado Central (SIC), siendo estos dos últimos los más importantes y de mayor tamaño.

- **El SING¹**: Se extiende desde Arica por el norte, hasta Antofagasta por el sur. Su generación es principalmente térmica. Su capacidad instalada a diciembre de 2002 es de 3634 MW. Su consumo corresponde en un 93% a clientes libres. Las principales compañías participantes en este sistema son AES Gener, Celta, Edelnor, Electroandina, Gas Atacama, Norgener, Endesa y Transelec Norte.

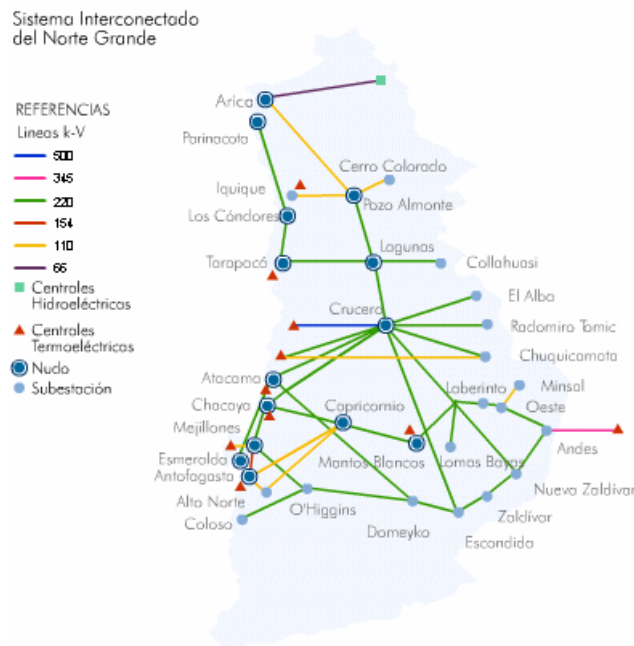


Figura 2-5: Diagrama del SING

¹ Fuente: <http://browser.cdec-sing.cl>

- **El SIC²:** Es el principal sistema eléctrico en Chile. Abarca desde Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur, concentrando aproximadamente el 93% de la población. Éste se caracteriza por ser un sistema principalmente hidráulico, cuya capacidad instalada a diciembre de 2002 es de 6732.9 MW. El 60% del consumo corresponde a clientes regulados.

El parque generador está constituido en un 60,13% por centrales hidráulicas de embalse y de pasada, y en un 39,87% por centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado. Las principales empresas integrantes son Endesa, Colbún, Pehuenche, Arauco Generación, AES Gener, Guacolda, Sociedad Electrica Santiago, San Isidro y HQI Transelec.

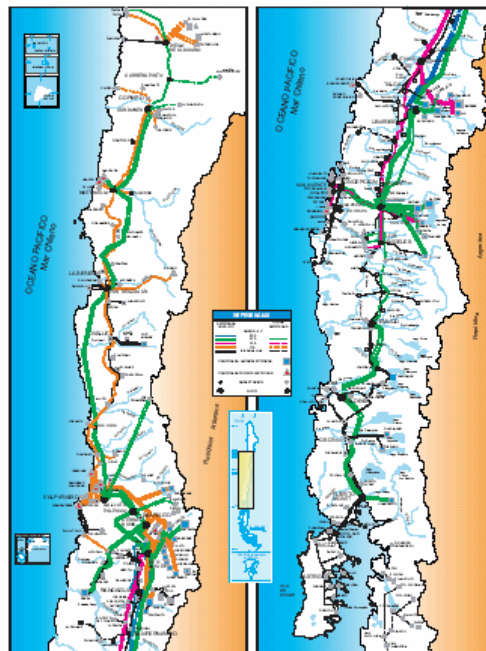


Figura 2-6: Diagrama del SIC

² Fuentes: <http://www.cne.cl/>

<http://www.cdec-sic.cl>

2.4.1 Instituciones relacionadas al mercado eléctrico

La estructura normativa y reguladora del sector eléctrico en Chile se puede separar en dos líneas principales; los organismos del Estado que participan de la regulación de sector eléctrico y los que tienen cierta relación con el sector. Dentro del segundo grupo se puede destacar la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y los Organismos de Defensa de la Competencia. Los principales los organismos que participan de la regulación del sector, son:

- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MINECOM): Tiene como funciones la dictación de normas sobre electricidad y la fijación de precios regulados a proposición de la CNE.
- Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC): Sus principales labores son la fiscalización de las empresas eléctricas y el control de seguridad de las instalaciones y los productos eléctricos.
- Comisión Nacional de Energía (CNE): Realiza el estudio y proposición de leyes, reglamentos y normas, la planificación indicativa y coordinación de inversiones en grandes proyectos, además de la formulación de la política de precios y cálculo de precios regulados.
- Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): Es el organismo encargado de determinar la operación del conjunto de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, de modo que el costo de abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible compatible con una seguridad prefijada³. Las funciones básicas del CDEC son las siguientes.
 - Planificar la operación de corto plazo del sistema eléctrico, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo.

³ El CDEC se encuentra definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1 del año 1982 y es reglamentado por el Decreto Supremo N°327 del año 1998.

- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica.
- Coordinar el mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras.
- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantenimiento mayor.
- Determinar y valorizar las transferencias de electricidad entre generadores.
- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir, en cada nivel de generación y transporte, las exigencias de calidad de servicio son indicadas en el Decreto Supremo N° 327.
- Establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia.
- Coordinar la desconexión de carga en barras de consumo, así como otras medidas que fuesen necesarias por parte de los integrantes del sistema eléctrico sujetos a coordinación, para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.
- Reunir y tener a disposición, la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, y otros aspectos aplicables al cálculo de los peajes básicos y adicionales, en los distintos tramos del sistema.
- Informar a la Comisión y a la Superintendencia las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de centrales generadoras y líneas de transmisión del sistema.

2.4.2 Ley Corta en transmisión

El mercado eléctrico en Chile se regula por medio de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1, 1982) y del Reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos (DS N°327,1998) del Ministerio de Minería. En marzo de 2004 entró en vigencia la llamada “Ley Corta”, su objetivo principal es solucionar algunos problemas en la legislación eléctrica vigente a la fecha, producto de indefiniciones legales. La Ley Corta afecta en forma importante al sector de transmisión, introduciendo modificaciones en tópicos tales como:

- Regulación de peajes.
- Definición y obligatoriedad de los planes de expansión óptimos.
- Limitación en la integración de la transmisión.

Los principales motivos que generaron el cambio regulatorio en transmisión se pueden resumir básicamente en:

- No existencia de límites en la integración vertical entre generación, transmisión y distribución.
- Peajes no regulados en el acceso de las generadoras al sistema de transmisión. Se establecen las bases para el uso y pago del sistema de transmisión, sin embargo, en caso de no existir acuerdo entre las partes (generador y transmisor), éstas pueden acudir a un arbitraje para establecer el pago de peajes. A esto, se suma la no existencia de un procedimiento estandar para la determinación del peaje.
- Interpretación del reglamento que liga la definición de áreas de influencia al concepto de nudo básico. El problema principal de la legislación actual con respecto al pago de peajes, aparece en el año 2002 cuando los contratos entre la empresa transmisora HQI Transelec y los generadores vence, al mismo tiempo que las instalaciones de nuevas centrales en el norte, junto con el crecimiento de

la demanda hicieran que los flujos se invirtieran en algunos tramos, quedando éstos no remunerados, ya que en la legislación actual no aparece el responsable por su pago y uso (Libertad y Desarrollo, 2003)

- Existencia de un régimen de acceso abierto sin obligatoriedad de servicio con respecto al plan de obras de generación y transmisión.
- Ambigüedad en interpretación de la Ley y poca transparencia en la resolución de conflictos.

Los avances logrados mediante la Ley son:

Para regular los peajes, se define un sistema troncal, un sistema de subtransmisión y un sistema adicional. El sistema troncal se asume necesario para transmitir la generación de las centrales y llevar a cabo la venta de energía a los consumos.

Se establece que cada 4 años deberá realizarse un estudio de la transmisión troncal, cuyo objetivo es definir el Valor Anual de la Transmisión por Tramo y la elaboración de planes de expansión para los distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos.

El sistema troncal se entiende como área común de todos los generadores participantes del mercado, remunerando las instalaciones de acuerdo al uso físico y comercial de la red. Los peajes de la red troncal son pagados de acuerdo a las inyecciones y retiros que efectúen los generadores.

De esta manera se pretende asegurar el desarrollo de la red de transmisión a un mínimo costo y en conjunto con esto entregar señales a los agentes generadores de cual es la alternativa de expansión en generación más adecuada.

III. METODOLOGÍAS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Este capítulo realiza una breve revisión de las investigaciones existentes relacionadas con la expansión de la transmisión.

3.1 Investigaciones académicas

Se han planteado diversos modelos para resolver el problema de expansión de la transmisión, los cuales se pueden clasificar de acuerdo al modelo de solución en optimización matemática y heurística, y al tratamiento del horizonte de planificación en estáticos y dinámicos (Latorre et al., 2003). Todos estos modelos, tienen en común que apuntan a resolver el problema de la expansión desde una perspectiva social, minimizando los costos totales o parciales de expansión, sujetos a ciertas restricciones técnico-económicas orientadas a garantizar la seguridad y estabilidad del sistema.

3.1.1 Modelos de solución

Los modelos de optimización matemática se caracterizan porque encuentran un plan de expansión óptimo utilizando procedimientos de cálculos que resuelven la formulación matemática del problema, sin embargo, dado que resulta imposible considerar todos los aspectos del problema de planificación de la transmisión, se realizan varias simplificaciones, debiendo verificar los planes técnica, financiera y ambientalmente.

Algunos de los métodos desarrollados en esta área son programación lineal (Sanhueza, 2002) (Kim et al., 1988) (Vargas y Venegas, 2001), programación entero mixto (Bahense et al., 2001), técnicas de descomposición de Benders (Binato et al., 2001), (Romero y Moticelli, 1994), algoritmos de búsqueda de Branch and Bound (Haffner et al., 2000) y (Haffner et al., 2001).

Los métodos heurísticos son la actual alternativa al modelo de optimización matemática. El término *heurística* es usado para describir todas aquellas técnicas que, en lugar de usar una aproximación de optimización clásica,

van paso a paso generando, evaluando, y seleccionando opciones de expansión; para hacer ésto, realizan búsquedas locales con la guía de reglas lógicas o empíricas y/o sensitivas. El uso de algoritmos heurísticos resulta muy atractivo porque se pueden encontrar buenas soluciones factibles con poco esfuerzo computacional, sin embargo, no es posible garantizar que se pueda encontrar la solución óptima.

Se han planeado distintos métodos heurísticos, como el uso de *líneas de sobrecarga* propuestas por (Garver, 1970) y (Villasana et al., 1985), en donde el flujo a través de las líneas de sobrecarga es penalizado utilizando el *número guía* para asegurar que primero se utilice toda la capacidad del circuito real. Los algoritmos genéticos (GA), también han sido utilizados, destacándose algunas investigaciones como las presentadas por (Rudnick et al., 1996) (Yoshimoto et al., 1995) (Chebbo e Irving, 1997) (da Silva et al., 1999). La idea principal de los algoritmos genéticos es utilizar la *recombinación y mutación* de planes de expansión, para obtener nuevos planes de expansión cuyas características sean superiores a los planes originales.

Otros métodos heurísticos utilizados son los sistemas expertos (Teive et al., 1997), la teoría del conjunto fuzzy (Sun y Yu, 2000), algoritmos de búsqueda de tabu (Gallego et al., 2000) (da Silva et al., 2001).

Específicamente, en lo que se refiere a los estudios de la expansión de la transmisión en teoría de juegos, el aporte revisado se enfoca a la asignación de los costos de las nuevas líneas del sistema de transmisión, es decir se trabaja sobre una expansión ya dada, destacándose las investigaciones de (Contreras y Wu, 1999) (Zolezzi, 2002) (Evans, 2002), cuyos autores proponen distintos modelos de juegos para solucionar el problema de la asignación de costos.

3.1.2 Horizonte de planificación

La planificación de los sistemas de transmisión puede ser clasificada como estática o dinámica, de acuerdo al tratamiento del periodo de estudio, es así como cuando la búsqueda de la red óptima se realiza para un sólo año en el horizonte

de estudio se denomina estática, y cuando se consideran múltiples años se llama planificación dinámica.

La planificación dinámica es más compleja, ya que no sólo debe considerar el tamaño y la posición del reforzamiento, sino que también el momento en que es más adecuado hacerlo, luego, a diferencia de la planificación estática también incluye la temporalidad.

3.2 Comentarios

De los métodos revisados es posible ver que los esfuerzos en planificación se centran en minimizar costos, desarrollando diversos modelos tanto heurísticos como de optimización, sin embargo, el cambio presente en los mercados eléctricos producto de la desregulación no ha sido aún explotado.

IV. TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS

En este capítulo se presentan los conceptos fundamentales de teoría de juegos cooperativos y formación de coaliciones, necesarios para tener una adecuada comprensión de la metodología propuesta para resolver el problema de la expansión de los sistemas de transmisión desde la perspectiva privada. Los conceptos son enfocados desde el punto de vista de las utilidades.

4.1 Introducción

En el estudio de teoría de juegos se puede distinguir entre los juegos cooperativos y los no-cooperativos. Los juegos cooperativos son aquellos en que los jugadores pueden entrar en acuerdos de negociación, mientras que en los juegos no-cooperativos estos acuerdos no son permitidos.

4.2 Conceptos Básicos en Teoría de Juegos Cooperativos

Existen cinco conceptos básicos necesarios para entender la estructura de un juego, estos son el jugador o agente del juego, la estructura de coaliciones, la función característica, las reglas del juego y la solución del juego.

El *jugador* es una unidad que toma decisiones en forma autónoma, las cuales son motivadas por un interés unitario. El rasgo más distintivo de un jugador es que toma decisiones, realiza acciones y tiene metas, es decir, posee preferencias sobre los posibles resultados del juego.

En esta tesis, solamente se considerarán situaciones que tengan un número finito y típicamente pequeño de jugadores. El conjunto de jugadores en un juego dado se denotará por N .

Los jugadores pueden actuar solos o agrupados en *coaliciones*, sobre la base de negociaciones de cooperación o coordinación de esfuerzos de mutua conveniencia para los integrantes de la coalición, los cuales no podrían haber sido obtenidos de manera garantizada si actúan separadamente. Matemáticamente, una

coalición es un subconjunto del conjunto de jugadores N , y será denotado por S . Para la formación de la coalición S , se requiere del acuerdo de cada uno de los jugadores de S y no de los jugadores que no pertenecen a S , es decir $(N-S)$. Más aún, no están permitidos los acuerdos entre los miembros de S y los de $(N-S)$.

La coalición formada reúne las mismas condiciones que un jugador individual, es decir, es autónoma y está capacitada para tomar decisiones sobre la base de un interés unitario que motiva sus decisiones. Existen varios tipos de coaliciones entre las cuales se destacan:

- *La gran coalición*: Agrupa a la totalidad de los jugadores que participan en el juego, y es simplemente llamada la coalición N .
- *La coalición vacía*: No tiene jugadores.
- *Coalición individual*: Corresponde a la coalición formada por un solo jugador.

4.2.1 Estructura de coaliciones

Una *estructura de coaliciones* δ , describe cómo los jugadores en un determinado juego se agrupan en coaliciones mutuamente exclusivas y excluyentes en forma exhaustiva. El conjunto de m coaliciones formadas será:

$$\delta = \{S_1, S_2, \dots, S_m\}$$

El conjunto δ es una partición de N que satisface tres condiciones:

$$S_j \neq \emptyset, j = 1, \dots, m \quad (4.1)$$

$$S_i \cap S_j = \emptyset, \forall i \neq j \quad (4.2)$$

$$\bigcup_{S_j \in \delta} S_j = N \quad (4.3)$$

De las ecuaciones anteriores, se desprende que en cada coalición debe haber por lo menos un jugador, que cada jugador pertenece a una y solamente una de las m coaliciones, y que por lo tanto los jugadores de coaliciones distintas no están conectados. Finalmente la unión de todas las coaliciones genera el conjunto N .

Todo juego termina en un estado final llamado resultado o salida, cuya representación cuantitativa para cada jugador es un pago o asignación (*payoff*), de modo que cuando un juego termina cada jugador i recibe un pago x_i . El pago de los jugadores es expresado en dinero.

Como se indica en la ecuación (4.4), el conjunto de pago de todos los jugadores se expresa como un vector llamado el *vector de pago*.

$$\mathbf{x}=(x_A, x_B, \dots, x_n) \tag{4.4}$$

4.2.2 Función característica y configuraciones de pago

Un juego cooperativo de n -agentes en forma de *función característica* con pagos laterales se expresa como el par:

$$(N;v) \tag{4.5}$$

Donde:

N : Es el conjunto de jugadores.

v : Es la función característica.

La *función característica* es una función de valor real definida sobre el subconjunto de N , la cual asigna un número real $v(S)$ a cada subconjunto S de jugadores. Este número $v(S)$ se conoce como el valor de S , y es el valor que la

coalición puede obtener cuando sus miembros actúan juntos. El valor del conjunto vacío ϕ , es $v(\phi)=0$. Esta definición incorpora implícitamente los siguientes supuestos:

- El valor de una coalición se expresa en dinero y los jugadores prefieren más a menos dinero.
- Cualquier distribución del valor $v(S)$ entre los miembros de la coalición es permitida siempre y cuando haya un consentimiento unánime de todos los miembros de la coalición.
- El valor de $v(S)$ no depende de las acciones de N-S, en particular este no depende de como N-S se particione entre sus miembros. No pueden existir pagos laterales entre los miembros de S y N-S.
- La función característica v es conocida por todos jugadores
- Si no se especifica otra cosa, sólo la función característica influencia la afinidad entre los jugadores
- Conceptualmente toda coalición no vacía puede ser formada, sin embargo, sólo se formarán las coaliciones factibles.

4.2.3 Simetría y deseabilidad

Dado un juego de n-agentes $(N;v)$, los jugadores i y j son simétricos si:

$$v(S \cup \{i\}) = v(S \cup \{j\}), \quad \forall S \subset N, \text{ tal que } i, j \notin S \quad (4.6)$$

Es decir, si para toda coalición, a la cual ninguno de ellos pertenece, el adicionar cualquiera de estos dos jugadores resulta en el mismo valor para dicha coalición.

Puesto de otra manera, si uno de los jugadores simétricos es miembro de una coalición pero el otro no, sustituirlo por el otro no altera el valor de la coalición.

La deseabilidad representa un ranking de clasificación en su habilidad de producir ingreso, o de reducir costos. En un juego $(N;v)$, un jugador i es más deseable que un jugador j si:

$$v(S \cup \{i\}) \geq v(S \cup \{j\}), \quad \forall S \subset N, \text{ tal que } i, j \notin S \quad (4.7)$$

Siendo la inecuación estricta para al menos una coalición S , es decir, si el jugador j es sustituido por el jugador i en cualquier coalición, el valor de la coalición no disminuirá y en al menos un caso aumentará.

4.2.4 Configuración de pago

En el lenguaje de teoría de juegos, los pagos de un miembro de una coalición a otro son llamados *pagos laterales*. Éstos son la manera formal por medio de los cuales los miembros de la coalición pueden dividir el valor de su coalición

La *configuración de pagos* es el medio por el cual cualquier salida actual o propuesta de un juego puede ser expresada. Formalmente, la configuración de pagos (PC) es definida como el par:

$$(x, \delta) = (x_A, x_B, \dots, x_n; S_1, S_2, \dots, S_m), \text{ con } m \leq n \quad (4.8)$$

Donde x es el vector de pago y δ es una estructura de coaliciones.

4.2.5 Juegos Simples

Los juegos simples son aquellos en los que cada coalición tiene dos opciones; ganar o perder, tomando el valor de $v(S)=1$ si la coalición es ganadora y $v(S)=0$ si es perdedora.

Los juegos simples son atractivos porque ellos proveen un modelo apropiado para situaciones de conflicto en el mundo real, como por ejemplo el resultado en una elección política, en donde un candidato sólo puede perder o ganar la elección.

Se define W como el conjunto de todas las coaliciones ganadoras, y L como el conjunto de todas las coaliciones perdedoras, luego se tiene que:

$$\emptyset \in L \quad (4.9)$$

$$N \in W \quad (4.10)$$

$$\text{Si } R \in W \text{ y } R \subset S, \text{ luego } S \in W \quad (4.11)$$

Donde la primera condición indica que la coalición nula no puede ser ganadora, la segunda que la gran coalición siempre es ganadora, mientras que la última condición señala que una coalición ganadora puede estar dentro de otra coalición ganadora; esto se ve reflejado, por ejemplo en el pensamiento electoral.

4.2.6 Coalición ganadora mínima

De acuerdo a (Kahan y Rapaport, 1984), existe un interés particular por lograr el conjunto de coaliciones ganadoras, llamadas *coaliciones ganadoras mínimas*, denotadas como W^m . Una coalición S se dice que es ganadora mínima si cada subconjunto de S es perdedor, pero S en si misma es ganadora, es decir:

$$S \in W^m \text{ si y solo si } S \in W, \text{ y } \forall i \in S, (S - \{i\}) \in L. \quad (4.12)$$

4.2.7 Juego de votación ponderada

Un *juego de votación ponderada* es un tipo de juego simple, definido como un conjunto N finito de jugadores, en el que cada jugador $i \in N$ tiene un cierto peso o número de votos $w_i > 0$, reuniendo cada coalición de jugadores $S \subseteq N$, la suma de los pesos de sus componentes, es decir:

$$w(S) = \sum_{i \in S} w_i \quad (4.13)$$

La determinación del criterio para establecer cuales serán las coaliciones ganadoras y perdedoras, se hace en base a la fijación de una cuota q . Una coalición es ganadora si $w(S) \geq q$ y es perdedora si $w(S) < q$. Matemáticamente la función característica de las coaliciones de un juego ponderado se puede expresar como:

$$v(S) = \begin{cases} 1 & \text{si } w(S) \geq q \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.14)$$

Finalmente, un juego de votación ponderada se puede representar como:

$$v \equiv [q; w_1, w_2, \dots, w_n] \quad (4.15)$$

4.3 Racionalidades

Como ya se mencionó, los jugadores son agentes racionales que maximizan su utilidad, formando coaliciones siempre y cuando les resulte conveniente. Las racionalidades son conceptos que representan la manera en la que los agentes del juego perciben las asignaciones de costos o utilidades del vector de pago (Zolezzi, 2002). Existen tres tipos de racionalidades, las cuales son explicadas a continuación:

- *Racionalidad individual*: Un jugador sólo estará interesado en participar en una coalición en la medida en que la utilidad que obtendría como resultado del juego no sea menor a la que tendría si actúa de manera individual, es decir:

$$x_i \geq v(i) \quad \forall i \in N \quad (4.16)$$

Una configuración de pagos (PC) que viola la condición anterior no es estable, ya que esto no es aceptable para al menos un jugador, quien puede mejorar en forma unilateral su asignación de costos. Esta condición es conocida como *stand alone*.

- *Racionalidad de grupo o colectiva*: El colectivo de todos los jugadores debe ser racional. Si el juego es superaditivo, $v(N)$ es la mayor utilidad a repartir entre los jugadores, en consecuencia debe cumplirse que la suma de las asignaciones finales de los agentes es igual a la utilidad total a repartir, es decir:

$$x(N) = v(N) \quad \forall i \in N \quad (4.17)$$

con:

$$x(N) = \sum_{i \in N} x_i \quad (4.18)$$

Esta condición es conocida como *break even*, y asegura que entre todos los jugadores se repartan las utilidades del juego.

- *Racionalidad de coalición*: Los jugadores participantes en una determinada coalición estarán dispuestos a participar de ella y a mantenerse en ella, en la medida que su utilidad sea mayor o, a lo sumo, igual a la que obtendrían si no participan en la formación de dicha coalición. Este concepto, se expresa de la siguiente forma:

$$x(S) \geq v(S) \quad \forall S \subseteq N \quad (4.19)$$

con

$$x(S) = \sum_{i \in S} x_i \quad (4.20)$$

Para un juego de N jugadores, la condición de racionalidad individual da origen a N inecuaciones; la racionalidad colectiva o grupal a una ecuación, y la racionalidad de coalición, a (2N-1) inecuaciones.

La racionalidad individual y de coalición proveen incentivos para cooperación y colaboración voluntaria entre los agentes, y junto con la racionalidad grupal dan estabilidad a la solución del juego de asignación de costos.

Las configuraciones de pagos que cumplen con la racionalidad individual y grupal son denominadas *imputaciones* (Zolezzi, 2002).

4.4 Formas de Resolver el Juego

Se han plantado varios métodos para asignar las utilidades del juego, entre ellas el Núcleo y el Valor Shapley.

4.4.1 El núcleo

El núcleo de un juego corresponde a todas las configuraciones de pago (PCs) que satisfacen la racionalidad de coalición, la racionalidad colectiva y la racionalidad individual. Explicado de otra forma, el núcleo está conformado por todas aquellas imputaciones que además cumplen con la racionalidad de coalición, es decir:

$$X(T) = \sum_{i \in T} X_i \geq v(T) \quad \forall T \subset N \quad (4.21)$$

4.4.2 Valor Shapley

Este concepto de solución proviene de un intento por definir el valor de cada jugador en la perspectiva de tener que participar en un determinado juego en forma de función característica (Zolezzi, 2002). El valor Shapley es una valoración a priori de la asignación resultante de cada agente en un determinado juego.

Es razonable suponer que bajo ciertas circunstancias, un jugador puede desear conocer lo que recibirá finalmente al participar en un determinado juego.

El valor de jugar un determinado juego en forma de función característica, se designa por el vector ϕ de los valores de cada jugador en orden alfabético y que resulta de los cinco axiomas señalados a continuación:

Axioma 1: Independencia de los factores externos al juego

El valor ϕ del jugador i es función del juego (N, c) y la estructura de coalición δ solamente, $\phi = (\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_n)$. De esta forma, los únicos factores que intervienen en la determinación del Valor Shapley son la función característica y la estructura de coalición a formar.

Axioma 2: Simetría y tratamiento igualitario

El valor del juego de un jugador no depende de la designación o nombre de los jugadores, es decir, los jugadores simétricos tendrán el mismo valor.

Axioma 3: Optimalidad de Pareto y eficiencia

La suma de los valores de cada jugador en cada coalición, en una determinada estructura de coalición, es igual al valor de esta coalición.

$$\sum_{i \in S} \Phi_i = v(S), \quad \forall S \in \delta \quad (4.22)$$

La suma de los valores de todos los jugadores, es el valor de la gran coalición $v(N)$ (en un juego superaditivo, $v(N)$ es la mínima cantidad que los jugadores en conjunto pueden asignarse).

Axioma 4: Jugador nulo o fantasma

Si i es un jugador nulo, entonces $\phi_i=0$; donde un jugador i es nulo si:

$$v(S) = v(S \cup \{i\}), \quad \forall S \subset N \quad (4.23)$$

Axioma 5: Aditividad

Este axioma señala que el valor de la suma de dos juegos es la de los valores de los juegos:

$$\Phi_i(u) = \Phi_i(v') + \Phi_i(w'), \quad \forall i \in (N \cup M) \quad (4.24)$$

Este axioma propone simplemente que la evaluación de los jugadores de un juego compuesto es la suma de la evaluación de los juegos compuestos.

Los 5 axiomas determinan la existencia y unicidad de la función ϕ , denominada *valor Shapley*, cuyos componentes para la gran coalición de un juego $(N;v)$ están determinados por:

$$\Phi_i = \sum_{S \subseteq N} \frac{(n-s)!(s-1)!}{n!} [v(S) - v(S - \{i\})], \quad i \in N \quad (4.25)$$

Donde $s = |S|$.

Esta ecuación indica que el valor Shapley de un juego es una medida o suma ponderada de las contribuciones marginales de cada jugador i a las distintas coaliciones, sabiendo que la probabilidad p_s^i de que el jugador i pertenezca a una coalición de tamaño s viene dado por (Sore, 2003):

$$p_s^i \binom{n-1}{s-1} = \frac{1}{n} \Rightarrow p_s^i = \frac{1}{n} \binom{n-1}{s-1}^{-1} \Rightarrow p_s^i = \frac{(n-s)!(s-1)!}{n!} \quad (4.26)$$

Una forma alternativa de interpretar el valor Shapley está basada en un procedimiento combinatorial de jugar un juego. El juego se inicia con una coalición individual, posteriormente se agregan jugadores, uno por vez, hasta que todos los jugadores son admitidos y se forma la gran coalición.

El valor Shapley puede ser visto como una solución en la forma de una PC: $(\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_n; AB \dots n)$.

A continuación se muestra un pequeño ejemplo utilizando valor Shapley para asignar las utilidades del juego.

Suponiendo un juego cooperativo, con 3 jugadores, cuyas funciones características son:

$$v(AB) = 90; v(AC) = 80; v(BC) = 70; v(N) = 120; v(A) = v(B) = v(C) = 0$$

Para la gran coalición, el resultado del juego cooperativo es:

$$\Phi_A = \frac{1 \times 2}{6} [v(ABC) - v(BC)] + \frac{1 \times 1}{6} [v(AB) - v(B)] + \frac{1 \times 1}{6} [v(AC) - v(C)] + \frac{2 \times 1}{6} [v(A) - v(\emptyset)]$$

$$\Phi_B = \frac{1 \times 2}{6} [v(ABC) - v(AC)] + \frac{1 \times 1}{6} [v(AB) - v(A)] + \frac{1 \times 1}{6} [v(BC) - v(C)] + \frac{2 \times 1}{6} [v(B) - v(\emptyset)]$$

$$\Phi_C = \frac{1 \times 2}{6} [v(ABC) - v(AB)] + \frac{1 \times 1}{6} [v(AC) - v(A)] + \frac{1 \times 1}{6} [v(BC) - v(B)] + \frac{2 \times 1}{6} [v(C) - v(\emptyset)]$$

$$\Phi_A = 45; \Phi_B = 40; \Phi_C = 35$$

El resultado representa la asignación de utilidades totales a priori del juego entre los tres jugadores. Es decir, es la utilidad que percibirían los jugadores si participan.

V. MODELACIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL JUEGO DE EXPANSIÓN

El presente capítulo tiene como objetivo definir la estructura del juego cooperativo de expansión del sistema de transmisión. Como ya se explicó, la estructura de un juego involucra definir quienes son los agentes del juego, la función característica, las reglas del juego y la forma de solución de éste, definiendo claramente todos estos elementos dentro de un marco regulatorio que condicione el comportamiento de los agentes.

5.1 Antecedentes Generales de los Elementos del Juego Cooperativo

Si bien es cierto, los agentes del mercado actúan competitivamente en la maximización de las utilidades, éstos deben asumir los costos comunes del sistema de transmisión y por lo tanto es muy probable que exista cooperación entre ellos.

El juego de expansión se modela suponiendo la existencia de un mercado desregulado, en el que los agentes se coordinan basándose en un modelo de mercado POOL, con un despacho óptimo centralizado.

El Estado actúa sólo de manera indicativa, las decisiones de inversión son tomadas por los agentes del juego, quienes deben ser entidades independientes y autónomas, descartándose de esta manera al transmisor, ya que la construcción de las líneas de transmisión se debe al interés de algún generador y/o consumidor por satisfacer sus requerimientos de energía.

La función característica se debe basar en las reglas del juego, reflejando el interés de cada agente por pagar una determinada línea. En un mercado desregulado, el interés es establecido por las posibilidades de comercialización y competitividad que aporte al agente la construcción de una nueva línea o instalación.

5.2 Interés en Ampliar el Sistema de Transmisión

Desde el punto de vista privado, el sistema de transmisión se expande cuando existen agentes que alcanzan una mejor posición económica ampliando el sistema de transmisión. Si al crecer la demanda, el sistema de transmisión no se expande, y además se supone que no existen contratos entre generadores y consumidores por la venta de energía, se distinguen claramente las siguientes situaciones:

- Hay generadores que se ven favorecidos por la congestión, ya que tienen la posibilidad de vender energía a valores muy altos, pudiendo existir incluso falla.
- Hay generadores que no pueden despachar toda su energía en la red y que además debido a la congestión solamente pueden acceder a vender su energía a precios menores.

Una situación similar se presenta en los consumos:

- Hay barras en donde los consumidores son abastecidos con precios de energía bajos por causa de la congestión.
- Hay barras en donde la energía es suministrada a precios muy altos por causa de la congestión, pudiendo quedar demanda no suministrada.

En consecuencia, los generadores y consumidores más perjudicados con las condiciones de congestión, estarán interesados en la expansión. Esto es ilustrado a partir de los siguientes ejemplos de expansión por parte de los privados:

- Alto- Jahuel – Ralco: La puesta en marcha de la central hidroeléctrica Ralco en el SIC en septiembre de 2004, representa una fuente de generación económica, desplazando a centrales de generación térmica más costosas ubicadas en la barra de Alto Jahuel, figura 5-1, luego, los generadores hidráulicos ubicados en la barra 2 se verán favorecidos con un sistema de transmisión robusto.

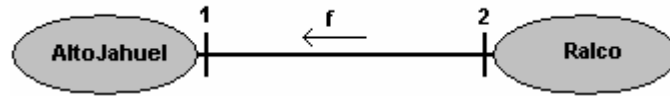


Figura 5-1: Puesta en marcha de la central Ralco

- SIC-SING: Actualmente en Chile los dos sistemas eléctricos más importantes, el SIC y el SING, se encuentran aislados. Tal como ya se explicó, ambos poseen características de generación y demanda muy diferentes. En caso de que se interconecten ambos sistemas, los generadores de SING aportarán energía al SIC, desplazando unidades más caras de este último.

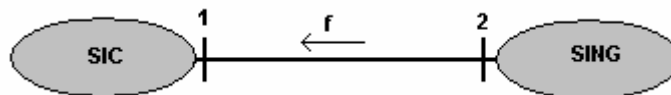


Figura 5-2: Interconexión SIC-SING

5.3 Alternativas de Modelación del Juego de Expansión

En un modelo de operación POOL existen dos alternativas básicas para modelar la venta de energía. Estas son:

- *Venta de generación pura:* Consiste en que los generadores le vendan toda la energía al POOL y no posean contratos financieros con algún cliente en particular, no existiendo compromisos financieros con los consumidores.
- *Comercialización pura:* Los generadores venden toda la energía por medio de contratos financieros a los consumidores.

La venta de generación pura constituye una manera sencilla de representar la interacción entre generadores y consumidores, sin embargo, es importante destacar que cuando se consideran los contratos entre un generador y un consumidor específico, aparecen incentivos adicionales para invertir en la red, esto

debido a que los contratos establecidos suelen ser a largo plazo, creándose una interdependencia temporal con la configuración de la red de transmisión.

Aunque la realidad del mercado eléctrico es representada de mejor manera por una combinación entre el juego de generación pura y comercialización pura, el análisis de un sistema con un número considerable de barras se complica producto de las múltiples combinaciones de posibilidades de contratos entre generadores y consumidores del sistema. Cada generador puede tener contratos en diferentes partes del sistema, independiente de su uso físico. Esta dificultad será ejemplificada a través del diagrama de la red de (Villasana et al, 1985) mostrado en la figura 5-3.

Se analizarán las combinaciones posibles en la estructura de contratos de venta de energía para el generador G1, suponiendo que los tres generadores que conforman el sistema venden energía en forma independiente y que G1 posee los costos de operación más económicos, de esta manera tiene la primera opción de contrato.

El generador G1 puede llegar a tener (2^5-1) combinaciones de contratos entre los consumidores del sistema, por ejemplo, tiene la opción de vender todo a L1, todo a L2, todo a L1 y L2, etc.. En cuanto a la cantidad de energía vendida, existen múltiples posibilidades de contratos por cada consumidor. En conclusión, la dimensionalidad del problema aumenta enormemente, por ello, en esta investigación, el modelo de expansión utilizado será en base a un *juego de generación pura*.

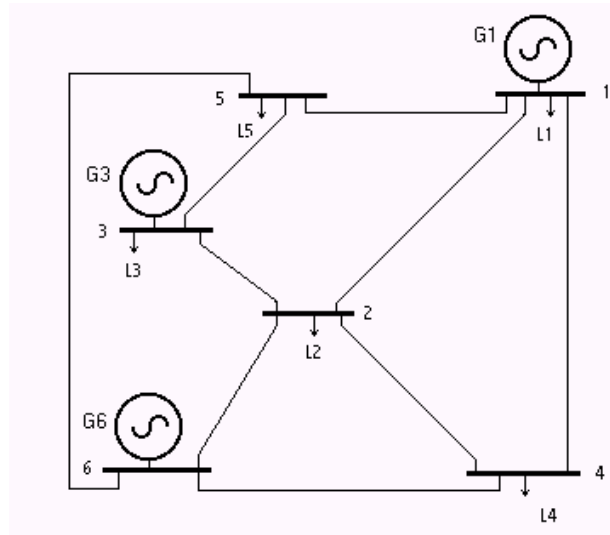


Figura 5-3: Diagrama de 6 barras de Garver

5.4 Modelación del Juego de Expansión

El juego de expansión está conformado fundamentalmente de tres etapas, mostradas en la figura 5-4.

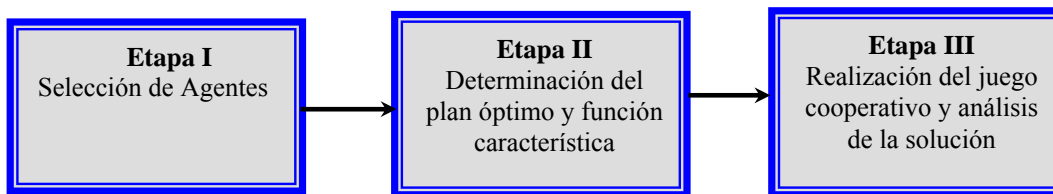


Figura 5-4: Etapas del modelo

El objetivo de la primera etapa es identificar a los agentes interesados en participar en el juego de expansión. Como ya se explicó, ampliar el sistema de transmisión no siempre es económicamente atractivo para todos los agentes de mercado; es decir, existirán agentes cuya utilidad disminuirá en la medida en que el sistema se refuerza, mientras que las de otros aumentará, formándose las coaliciones factibles con aquellos agentes más favorecidos por una eventual expansión.

En la etapa II, se establecen las alternativas de expansión y se define la función característica para cada coalición; esto se realiza basándose en criterios económicos de maximización de utilidades. La función característica de cada coalición es la utilidad que ésta recibiría en forma individual si es que se realiza el plan de expansión que más le conviene, en consecuencia, el plan de expansión óptimo para el sistema de transmisión es seleccionado como aquel que más beneficios le entrega a la gran coalición.

En la tercera etapa, por medio del Valor Shapley, se asignan las utilidades de la expansión de la transmisión entre todos los agentes participantes en el juego. Para que la expansión del sistema de transmisión sea estable en el tiempo es importante que se satisfagan las racionalidades individual, de coalición y grupal, y que además no existan subsidios cruzados del sistema ya existente entre los agentes del juego.

A continuación se explicará en detalle la metodología por medio de la cual se desarrolla el juego cooperativo.

5.5 Agentes del Juego

En el juego de expansión solamente se consideran como agentes del juego aquellos generadores que están interesados en que el sistema se expanda, ya que se verían claramente beneficiados; luego, solamente una parte del parque generador participa de las decisiones de inversión del sistema de transmisión.

Los consumidores son considerados en forma indirecta, al establecer como regla del juego que cada posible expansión del sistema de transmisión debe abastecer toda la demanda del período de estudio, es importante destacar que de esta manera se relaja el hecho de que los consumidores siempre prefieren comprar energía a un precio más económico.

5.6 Identificación de los Agentes Interesados en la Expansión y Formación de Coaliciones

La identificación de los generadores que participan en la expansión del sistema, se lleva a cabo por medio de la comparación en las condiciones de

operación de un despacho óptimo, considerando las condiciones de demanda futuras y capacidad actual del sistema, con las condiciones de operación de un despacho óptimo para las condiciones de demanda futura, pero aumentando la capacidad de las líneas de la red en un porcentaje fijo e igual para todas, seleccionándose solamente los generadores cuya generación aumente en comparación a la configuración actual del sistema de transmisión, es decir:

$$G_i \geq G_i' \quad \text{No participa de la expansión} \quad (5.1)$$

$$G_i < G_i' \quad \text{Si participa de la expansión} \quad (5.2)$$

Donde:

G_i , G_i' : Generación del generador i con la capacidad actual del sistema y con la capacidad del sistema aumentada en un delta respectivamente.

A modo de ejemplo, se toma el sistema de la figura 5-5, que posee un universo de 3 generadores.

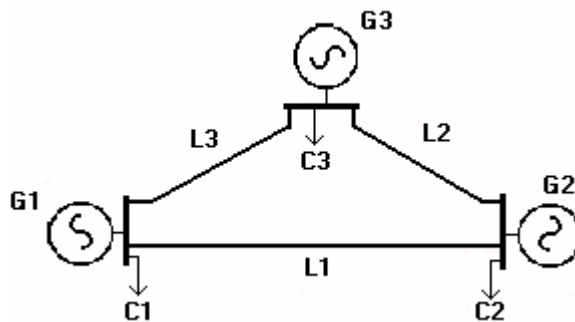


Figura 5-5: Operación del sistema sin reforzar

L_i : Capacidad de la línea i

C_i : Carga de la barra i

G_i : Generación del generador i con la capacidad actual del sistema.

En este esquema, se supone que existe demanda no suministrada. Luego, si todas las líneas del sistema de transmisión son ampliadas en el mismo porcentaje, se supondrá que la generación por barra variará de acuerdo a lo señalado en la figura 5-6.

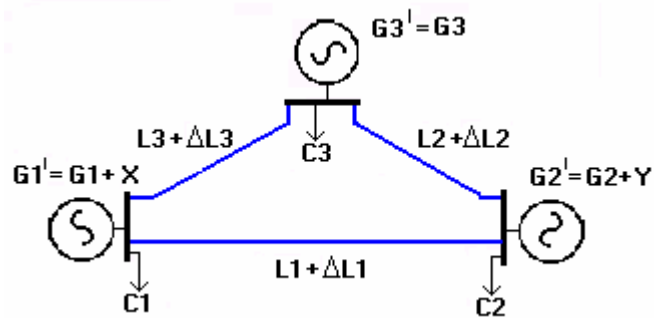


Figura 5-6: Nueva operación del sistema ampliando.

ΔL_i : Aumento en la capacidad de la línea i

G'_i : Generación del generador i con la capacidad del sistema aumentada en un delta.

Si se supone que para la nueva configuración del sistema, la generación por barra varía de acuerdo a la figura 5-6, solamente los generadores G1 y G2 ampliaron su generación, mientras que G3 mantuvo su generación constante con respecto al caso anterior, en consecuencia, sólo los generadores G2 y G1 estarán interesados en ampliar la capacidad del sistema de transmisión, ya que al poder contar con una capacidad mayor en el sistema de transmisión, tienen la posibilidad de despachar una mayor cantidad de energía y de acceder a mejores precios de mercado para vender su energía.

A través de esta metodología, es posible identificar a todos los generadores que por la capacidad del sistema no pueden despachar suficiente energía y/o que por el desacoplamiento de barras producido por la congestión venden su

energía a un precio menor al costo marginal de la unidad más cara del sistema (Araneda, 2002).

Una vez identificados los generadores interesados en la expansión del sistema de transmisión, se establecen los agentes del juego y las coaliciones factibles, considerando todas las combinaciones de éstos.

5.7 Reglas del Juego Cooperativo

Se enfocan a la formación de coaliciones y a determinar los aspectos más importantes del juego cooperativo.

5.7.1 Formación de coaliciones

Las coaliciones factibles están formadas por todos aquellos generadores y combinaciones de éstos, que deseen mejorar su situación comercial en un sistema de transmisión que los limita. Cada agente se considera un ser racional por lo que intenta maximizar su propio beneficio.

5.7.2 Restricciones propias de la expansión del sistema

Se debe respetar las restricciones técnicas y económicas del problema de planificación, como ser demanda no suministrada, límite de potencia generada, balance de potencia activa, límite de flujo de potencia por las líneas.

5.7.3 Venta de energía y pago de peaje

Se asume un esquema de *venta de generación pura*, es decir, toda la energía generada se vende al POOL, no considerándose contratos financieros entre generadores y consumidores.

Cada agente debe pagar un determinado peaje por la energía vendida en otros nodos, dependiendo el sistema de tarificación del peaje de lo que establezca el marco regulatorio.

Las líneas de expansión son pagadas por quienes están interesados en su construcción y no por quienes no reciben beneficio de ellas. Luego, el peaje de los reforzamientos es pagado en forma completa por los interesados.

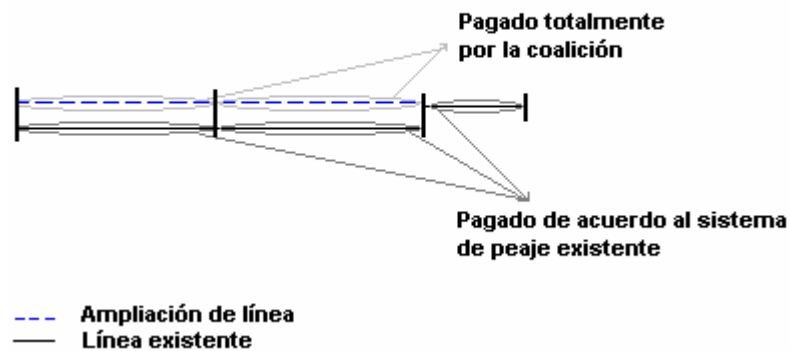


Figura 5-7: Nueva operación del sistema ampliando.

5.7.4 Planes predefinidos

Se supone que las evaluaciones sobre la utilidad de los agentes se realizan sobre planes de expansión predefinidos presentados a un agente central, como podría ser un ente regulador. Los “planes predefinidos” son propuestos por los agentes del mercado, en este caso los generadores, y son estudiados y aceptados por un coordinador de la expansión, basándose en los criterios establecidos en las reglas del juego.

Los planes de expansión predefinidos aceptados por el agente, deben ser capaces de satisfacer toda la demanda. Si bien es cierto que, al no existir contratos, el tema de la seguridad queda fuera de los intereses de la empresa privada, en esta

investigación se exige que los planes de expansión satisfagan toda la demanda, de modo que la ampliación propuesta sea válida como una expansión global del sistema de transmisión y no como un reforzamiento local, además de esta manera, se ven considerados los intereses de los consumidores en forma indirecta.

Es deber del ente regulador, fiscalizar el cumplimiento de las restricciones de seguridad y suministro impuestas y descartar aquellos planes propuestos que no las satisfagan. Esto se esquematiza mediante la figura 5-8.

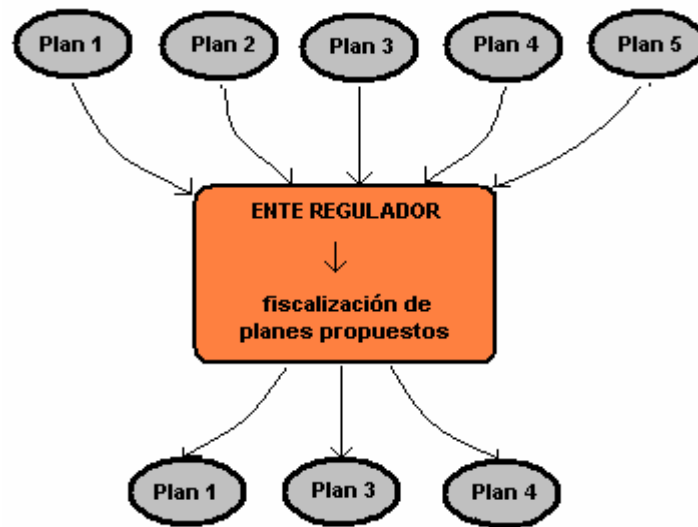


Figura 5-8: Fiscalización de planes propuestos.

5.7.4.1 *Relación con la expansión del sistema de transmisión en Chile*

Entre las modificaciones introducidas por la Ley Corta en la legislación eléctrica Chilena, se encuentra el establecimiento de un sistema troncal, necesario para posibilitar el abastecimiento de la demanda. La expansión de este sistema troncal queda en manos del Estado, el que cada cuatro años encarga la realización de un estudio de transmisión troncal a un consultor. El objetivo del estudio es

determinar los costos del sistema troncal existente y encontrar las alternativas de expansión óptimas para los distintos escenarios de generación e interconexiones.

El consultor encargado de la ampliación debe evaluar una serie de alternativas de expansión propuestas, así como introducir modificaciones a éstas y proponer otras ampliaciones al sistema, si lo considera necesario.

El criterio de selección de alternativas de expansión es similar al presentado en la investigación, ya que éstos deben satisfacer la demanda incluso en situaciones de contingencia. Pero a diferencia de lo planteado en esta investigación, las decisiones de ampliación se toman en base a criterios de mínimo costo, definiéndose la alternativa de expansión más económica de acuerdo a cada escenario de generación e interconexión.

5.7.5 Elección del plan óptimo para el sistema

El plan de expansión utilizado para reforzar el sistema, se selecciona basándose en una evaluación a priori de las utilidades que generan los distintos planes para la gran coalición, escogiéndose al plan que genere una mayor utilidad. Esta regla del juego, se basa en el concepto de que los jugadores son racionales y en consecuencia preferirán un plan que entregue más utilidades a uno que proporcione menos utilidades.

5.8 Modelación de los Planes de Expansión Predefinidos

Los supuestos utilizados para definir los planes predefinidos de expansión presentados al ente regulador son:

- Se realiza una expansión estática, es decir se considera un año en el horizonte de estudio.
- Sólo se considera la posibilidad de expansión de aquellas instalaciones ya existentes en el sistema de transmisión durante el periodo de estudio.

- No se consideran economías de escala en las inversiones, tomándose un costo unitario de inversión constante, determinado para cada tramo del sistema.
- La previsión de la demanda y la planificación de las obras de generación son datos conocidos.

Una de las principales razones para expandir solamente las líneas ya existentes, es la complejidad producto de las múltiples combinaciones posibles al considerar las conexiones entre todos los nodos, creciendo enormemente el número de variables en el problema. Por otro lado, existen razones ecológicas, de uso factible de las líneas y económicas, presentes en sistemas de transmisión ya constituidos que apoyan el reforzamiento de las líneas existentes.

Los planes de expansión sobre los cuales los agentes maximizarán sus utilidades, son obtenidos mediante un despacho óptimo, detectándose aquellos tramos que se encuentran congestionados o cuya capacidad está próxima a serlo. Luego se generan distintas alternativas de inversión para reforzar el sistema de transmisión. Es importante considerar que, es factible que todas las posibilidades existentes para ampliar el sistema de transmisión no estén siendo consideradas entre los planes propuestos.

En la presente investigación se supone que todos los planes presentados al regulador, satisfacen las restricciones de seguridad y abastecimiento de energía.

5.9 Modelación de la Operación del Sistema POOL

La operación del sistema es controlada por medio de un operador centralizado independiente ISO, quien para un estado fijo del sistema y bajo ciertas condiciones de seguridad, realiza un despacho óptimo, minimizando el costo de operación y de demanda no suministrada.

5.9.1 Variables de operación

El despacho óptimo se modela basándose en un algoritmo lineal, cuyas variables de operación seleccionadas son la generación de potencia en cada central y

5.9.2 Supuestos de la operación

Los supuestos realizados para la modelación de la operación del sistema son:

- Se utiliza un flujo óptimo de potencia DC, y se desprecian las pérdidas en las líneas de transmisión.
- Las restricciones de operación consideradas son el límite de potencia por las líneas, límite de generación y de demanda no suministrada, y equilibrio de potencia activa.
- La modelación de la carga, se realiza por medio de bloques horarios que aproximen la curva de demanda.

Luego, el problema de operación se puede expresar matemáticamente como la minimización del costo de operación y falla para una condición determinada del sistema:

$$OP = \text{Min}(C_{op} + C_{Falla}) \quad (5.4)$$

$$OP = \text{Min} \left(\frac{1}{NH} \right) \sum_{h=1}^{NH} \sum_{m=1}^{12} \sum_{p=1}^{NP} T_p \left(\sum_{i=1}^{NG} C_{v_i} \cdot g_i^{h,m,p} + \sum_{k=1}^{NB} C_f \cdot r_k^{h,m,p} \right) \quad (5.5)$$

Donde debe cumplirse que para una hidrología h , un mes m y un periodo p

Balance de potencia:

$$\sum_{i=1}^{NG} g_i^{h,m,p} + \sum_{k=1}^{NB} r_k^{h,m,p} = \sum_{k=1}^{NB} D_k^{m,p} \quad (5.6)$$

Límites de generación:

$$g_i^{min} \leq g_i^{h,m,p} \leq g_i^{max} \quad , 1 \leq i \leq NG \quad (5.7)$$

Límites de demanda no suministrada:

$$0 \leq r_k^{h,m,p} \leq D_k^{m,p} \quad , 1 \leq k \leq NB \quad (5.8)$$

Restricciones de transmisión:

$$-F_l^{max} \leq f_l^{h,m,p} \leq F_l^{max} \quad , 1 \leq l \leq NL \quad (5.9)$$

La ecuación anterior se puede describir de la siguiente manera:

$$-F_l^{max} \leq f_{ol}^{h,m,p} + \sum_k^{NB} h_{i,k} \cdot (g_k^{h,m,p} - g_{ok}^{h,m,p}) \leq F_l^{max} \quad (5.10)$$

Restricciones de capacidad de generación de las centrales hidráulicas de embalse:

$$\sum_{p=1}^{NP} T_p \cdot g_i^{h,m,p} = LMh_i \quad (5.11)$$

Donde

Cv_i : Costo variable de generación de la central i .

$g_i^{h,m,p}$: Generación de la central i , en el periodo p , el mes m y la secuencia hidrológica h .

$g_{oi}^{h,m,p}$: Generación inicial de la central i , en el periodo p , el mes m y la secuencia hidrológica h .

C_f : Costo de falla de la energía no suministrada.

$r_k^{h,m,p}$: Demanda no suministrada en el nodo k , en el periodo p , el mes m y la secuencia hidrológica h .

$D_k^{m,p}$: Demanda de la barra k , en el periodo p y el mes m .

g_i^{min} : Generación mínima de la central i .

- g_i^{max} : Generación máxima de la central i .
- $f_l^{h,m,p}$: Flujo por la línea l , el durante el periodo, p el mes m y la secuencia hidrológica h .
- $f_{ol}^{h,m,p}$: Flujo inicial por la línea l , el durante el periodo, p el mes m y la secuencia hidrológica h .
- $h_{i,k}$: Corresponde a los elementos de la matriz sensibilidad de generación o GSDF.
- NP : Número de periodos de la curva de demanda.
- NG : Número de generadores.
- NB : Número de barras.
- NH : Número total de secuencias hidrológicas para el año en estudio.
- T_p : Duración en horas del bloque de carga p .
- LMh_i : Límite mensual de energía para las centrales hidráulicas de embalse.

De esta manera se obtienen las variables relevantes para el cálculo de la función de utilidad como ser: la generación por central, los flujos a través de las líneas y los costos marginales (por medio de los multiplicadores de Lagrange).

Para cada plan de expansión la admitancia de cada línea ampliada se obtiene mediante la relación mostrada en la ecuación (5.12)

$$F_l^{max} = \left(\frac{F_l^{max_o}}{y_l^o} \right) \cdot y_l \quad (5.12)$$

F_l^{max} : Capacidad máxima de la línea l .

$F_l^{max_o}$: Capacidad nominal inicial de la línea l .

y_l^0 : Admitancia inicial de la línea l

y_l : Admitancia asociada a la capacidad máxima de la línea l .

5.10 Selección de Plan Óptimo por Coalición y Determinación de la Función Característica

El proceso de selección de planes óptimos por coaliciones se realiza evaluando diferentes *planes de expansión predefinidos* para el sistema de transmisión. Se asume que éstos deben ser capaces de satisfacer toda la demanda del sistema y que son recopilados por un coordinador encargado de estudiar ampliaciones factibles en el sistema.

Cada coalición factible seleccionará un plan de expansión basándose en las utilidades que éste le entregue. El cálculo de las utilidades, a su vez, se obtiene por medio de la llamada *venta de generación pura*, en donde el precio de venta de la energía corresponde al costo marginal de la barra. La utilidad que le entrega el plan k a la coalición c , se expresa como:

$$UT_{k,c} = \left(\frac{1}{NH} \right) \sum_{h=1}^{NH} \sum_{p=1}^{NP} T_p \sum_{i=1}^{NGC} \left(P_i^{h,m,p} g_i^{h,m,p} - C v_i \cdot g_i^{h,m,p} - (Peaje_i^{h,m,p} - IT_i^{h,m,p}) \right) \quad (5.13)$$

Donde

$P_i^{h,m,p}$: Precio spot de la energía en el CDEC para el generador i , en la secuencia hidrológica h , el mes m y el periodo p .

$Peaje_i^{h,m,p}$: Costo de transmisión o peaje para el generador i , en la secuencia hidrológica h , mes m , y en el periodo p . Incluye el peaje total, compuesto por el peaje de las líneas existentes y las ampliaciones.

NGC : Número de generadores en la coalición c .

$IT_i^{h,m,p}$: Ingreso tarifario para el generador i , en la secuencia hidrológica h , el mes m y el periodo p .

En la legislación Chilena, el Ingreso Tarifario es un ingreso variable, que corresponde al ingreso percibido por el transmisor, debido a las diferencias que se producen en la aplicación de los precios de nudos de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

El ingreso tarifario total corresponde al ingreso tarifario por potencia y por energía. Es decir:

$$IT_{total} = IT_{Potencia} + IT_{Energía} \quad (5.14)$$

$$IT_{Potencia} = [(Potencia_i - PL) \cdot FPP_j - Potencia_i \cdot FPP_i] \cdot Precio_{Potencia} \quad (5.15)$$

$$IT_{Energía} = [(Energía_i - PE) \cdot FPE_j - Energía_i \cdot FPE_i] \cdot Precio_{Energía} \quad (5.16)$$

Donde:

PL : pérdidas de potencia en la línea

PE : pérdidas de energía en la línea

FPP_i y FPP_j : factor de penalización por potencia en las barra i y j respectivamente.

FPE_i y FPE_j : factor de penalización por energía en las barra i y j respectivamente.

El Peaje es un pago adicional y fijo, orientado a permitir cubrir los costos medios no cubiertos por el ingreso tarifario. Los costos medios están compuestos por el Valor de Inversión (VI) y los costos de operación, mantenimiento y administración de las líneas. Es decir:

$$Peaje_i = C_{ij} (AVI + COMA - IT) \quad (5.17)$$

Donde:

AVI : Anualidad del valor inversión.

COMA : Costos de operación, mantenimiento y administración.

IT : Ingreso tarifario.

$$C_{ij} = \frac{Pot. Máx_{,ij}}{Pot. Máx_{,j}} \quad (5.18)$$

Donde:

C_{ij} : Prorrata del uso del generador *i* en la línea *j*.

Pot. Máx_{,ij} : Flujo máximo correspondiente al generador *i* por la línea *j*.

Pot. Máx_{,j} : Flujo máximo de potencia por la línea *j*.

Para efectos de modelación, los ingresos por potencia firme no se consideraran en la función utilidad, ya que su cálculo no depende de la expansión del sistema de transmisión, son los mismos para diferentes planes de expansión bien definidos.

Al igual que los agentes del juego, las coaliciones son consideradas como racionales, es decir maximizan sus propias utilidades, en consecuencia, si la expansión es vista desde de la perspectiva privada, cada coalición seleccionaría el plan de expansión que más beneficios le entregue, suponiendo que la ampliación es financiada en forma completa por la coalición.

5.10.1 El pago de peaje: un atractivo para la formación de coaliciones

El pago de los costos de las nuevas instalaciones, se basa en *criterio de mercado*, es decir, las líneas son pagadas por quienes proponen la ampliación, luego, las líneas de una expansión son pagadas completamente por la coalición que la propone. De esta manera, al unirse a otros generadores la asignación de pagos de cada generador por las líneas adicionales disminuirá.

Dada la estructura de la función utilidad, existen elementos que no generan interés en la cooperación, como por ejemplo los costos de operación, ya que si actúan juntos uno o más generadores, los costos de operación de la coalición son equivalentes a la suma de los costos de operación de cada uno, es decir no son superaditivos. En cambio, elementos como el pago de peaje de las nuevas instalaciones sí producen incentivos para la cooperación, ya que en la medida en que los generadores se asocian, el costo de las nuevas líneas correspondiente a un agente en particular disminuye, haciendo atractiva la cooperación entre agentes.

El costo del peaje de las líneas que pertenecen al sistema de transmisión inicial, dependerá del tipo de tarificación existente. En esta investigación, se utilizará un sistema de peaje estampillado por potencia instalada y otro por uso calculado con los factores GGDF. La metodología de cálculo de peaje es mostrada en el Anexo A.

La finalidad de analizar diferentes sistemas de peajes para las instalaciones ya existentes es estudiar el efecto de la asignación de peaje sobre la decisión de los agentes.

5.10.2 Función característica

Cada coalición seleccionará el plan que más utilidades le reporte, financiando en forma individual la expansión, en consecuencia, la función característica representa una medida de la mínima asignación de ingresos que una coalición aceptaría por participar en el juego cooperativo. Lo cual es lógico, si se piensa que actuando en forma individual obtendría un cierto nivel de ingreso, al

actuar junto con otras coaliciones debería al menos percibir lo mismo. La función característica de una coalición c , considerando n planes de expansión estudiados, se expresa de la siguiente manera:

$$F_c = \text{Máximo}(UT_{1,c}, UT_{2,c}, \dots, UT_{n,c}) \quad (5.19)$$

5.11 Solución del juego y Verificación de la Factibilidad de la Solución

El plan de expansión óptimo para el sistema de transmisión es definido como aquel que más le convenga a la gran coalición, es decir aquel que maximice su utilidad. Esto porque se asume que este plan es aquel que más beneficios entrega al conjunto de jugadores. Luego, las utilidades obtenidas por cada generador son obtenidas por medio de la utilización del Valor Shapley, que como ya se explicó, entrega una valoración a priori del juego.

La factibilidad de la solución se comprueba mediante dos formas, primero, se verifica que no existan subsidios entre generadores, y después se ve el cumplimiento de las racionalidades individual, coalición y colectiva.

5.12 Resumen del Juego Cooperativo

Las distintas etapas del juego se representan por medio de la figura 5-9.

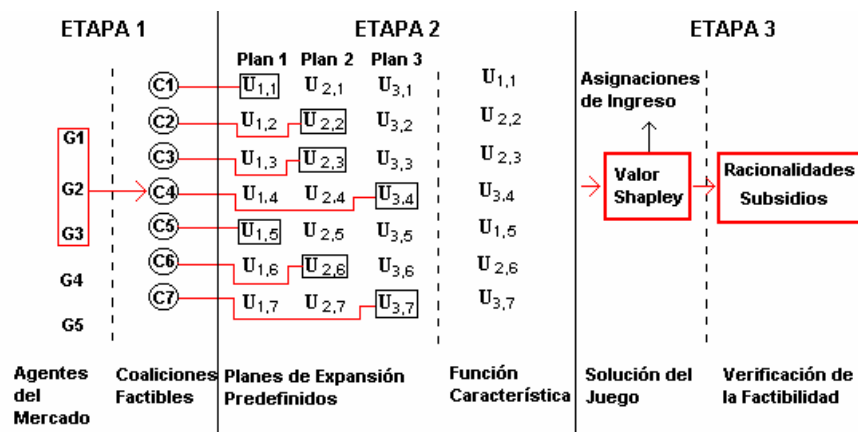


Figura 5-9: Resumen de las etapas del juego

En la figura 5-9 se representa un juego compuesto por un universo de 5 agentes generadores, de los cuales, sólo 3 están interesados en que se realice la expansión del sistema. Estos 3 jugadores forman 7 coaliciones factibles.

El coordinador de la expansión ha aceptado tres planes de ampliación del sistema en base a los criterios de seguridad de suministro establecidos en las reglas del juego, los que deben ser analizados por las diferentes coaliciones para establecer de acuerdo a sus preferencias individuales cuales serán los que más les convienen. Es importante recalcar que la selección de cada coalición, es llevada a cabo considerando que ésta lo financia de manera individual.

Asumiendo que la gran coalición es C_7 y que ésta selecciona el plan 3, como aquel que más beneficios le entrega al conjunto de todos los agentes participantes del juego, es necesario analizar si el resto de las coaliciones, estarían dispuestos a aceptar la realización de este plan en desmedro del que más les conviene en forma individual, previa compensación económica.

Las coaliciones C_1 y C_5 optan por el plan 1, las coaliciones C_2 , C_3 y C_6 por el plan 2, mientras que la coalición C_4 selecciona el plan 3. Siendo, la función característica de cada una la utilidad correspondiente al plan seleccionado.

La determinación de la asignación de la utilidad de cada generador participante en el juego tendría se hace utilizando el Valor Shapley.

Es importante saber si efectivamente la solución encontrada es factible, es decir que, no existe un jugador que pueda alcanzar una mejor posición actuando de manera individual. Esto se comprueba por medio de las racionalidades y el no subsidio entre las diferentes coaliciones.

Es importante destacar que existen factores como la subaditividad de costos de los peajes de las ampliaciones que incentivan la cooperación entre los distintos agentes del juego.

5.13 Algoritmo de Modelación del Juego de Expansión

A continuación se describe el algoritmo completo utilizado para modelar el juego de expansión.

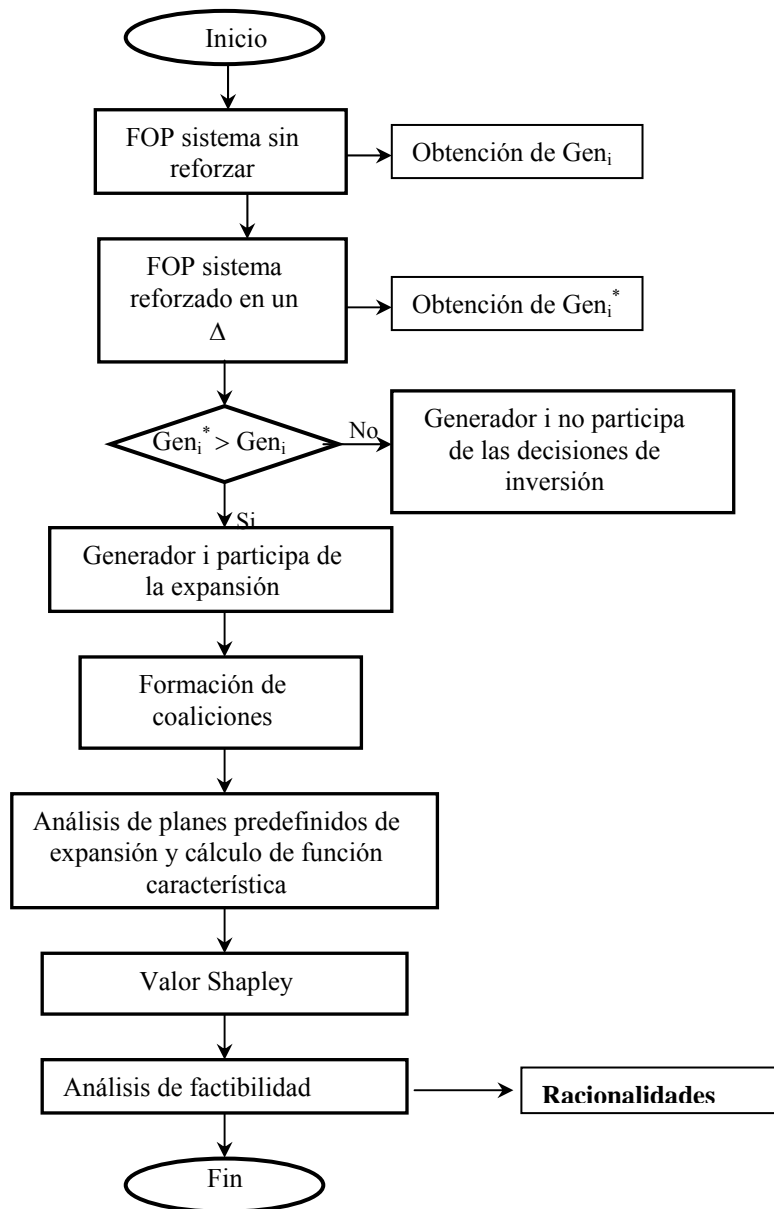


Figura 5-10: Diagrama de flujo del programa

5.14 Contribución del Método

El sistema de transmisión juega un rol fundamental en el nuevo escenario desregulado del mercado eléctrico, es por ésto que su planificación ha sido estudiada en forma recurrente, sin embargo, las investigaciones en esta área han centrado sus esfuerzos en la minimización de los costos asociados a la inversión, operación y falla.

Las oportunidades de mercado inherentes en las diferentes alternativas de expansión, son un aspecto hasta ahora no explorado. El modelo presentado plantea una visión totalmente novedosa del tema, proponiendo la expansión del sistema de transmisión como resultado de un juego cooperativo, en el cual los agentes del mercado forman coaliciones y por medio de una función característica reflejan sus intereses privados con respecto a la expansión. El interés privado de un agente se centra justamente en las oportunidades de mercado a las cuales podría acceder con las diferentes ampliaciones del sistema.

En forma previa, temas como la asignación de costos del sistema de transmisión (Zolezzi, 2002)(Evans, 2002) y la definición de un sistema troncal (Sore, 2003), han sido estudiados basándose en teoría de juegos cooperativos. A diferencia de estos métodos, aquí se encuentra una nueva configuración del sistema de transmisión y se asignan las utilidades de ésta entre los agentes participantes.

VI. APLICACIÓN AL SISTEMA DE 6 BARRAS

El principal objetivo de este capítulo es ilustrar la metodología propuesta por medio del estudio de un ejemplo de 6 barras basado en (Villasana et al., 1985).

Se desarrolla un juego cooperativo implementando planes de expansión con congestión en uno de los periodos y el resultado del juego se analiza para un sistema de peajes por uso y otro estampillado. El diagrama del modelo es presentado en la figura 6-1.

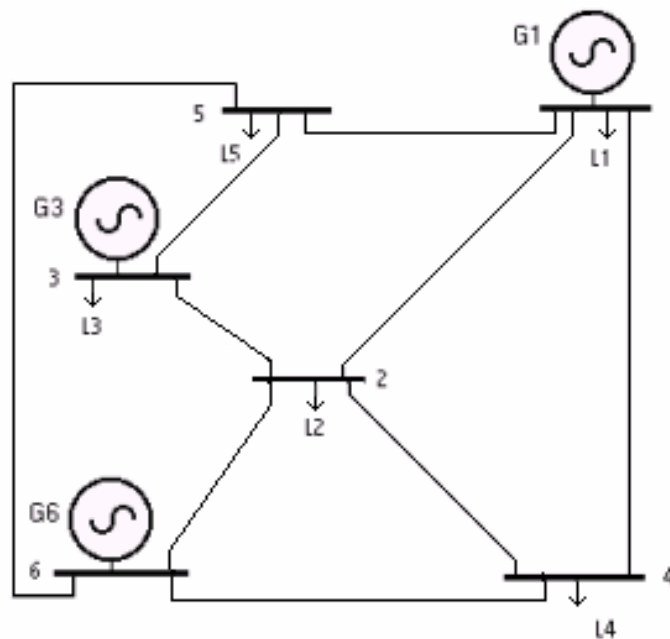


Figura 6-1: Ejemplo de 6 barras de Garver.

Los datos de las líneas, parque generador y demanda son presentados en las tablas 6-1, 6-2, 6-3 y 6-4 respectivamente.

Tabla 6-1: Datos de las líneas

Línea	Terminales	R (p.u)	X (p.u)	Capacidad Original (MW)	Costo Incremental (US\$/MWkm)	Longitud Línea (Km)
1	1-2	0	0,4	100	100	40
2	1-4	0	0,6	80	100	60
3	1-5	0	0,2	100	100	20
4	2-3	0	0,2	100	100	20
5	2-4	0	0,4	100	100	40
6	2-6	0	0,3	100	100	30
7	3-5	0	0,2	100	100	20
8	4-6	0	0,4	100	100	40
9	5-6	0	0,61	78	100	61

Tabla 6-2: Datos de los generadores

Generador	Potencia Máxima (MW)	Costo Variable (US\$/MW)
1	150	25
3	360	15
6	340	12

Tabla 6-3: Datos de la Demanda

Barra	Demanda máxima (MW)
1	80
2	240
3	40
4	160
5	240
6	0

La demanda es representada por medio de una curva de duración con tres bloques de carga.

Tabla 6-4: Descomposición de la curva de duración

Periodo de demanda	Porcentaje de la demanda máxima anual	Duración (hrs)
1	100	720
2	75	2800
3	50	5240

6.1 Juego Cooperativo

De acuerdo a lo presentado en el capítulo anterior, el modelo de planificación planteado posee tres etapas; la primera de ellas corresponde a la identificación de los agentes interesados en la expansión del sistema de transmisión y la formación de coaliciones factibles; la segunda etapa consiste asignar una función característica a cada coalición y seleccionar el plan de expansión para el sistema de transmisión; Finalmente, en la tercera etapa se asignan las utilidades del plan ganador entre los agentes participantes en el juego utilizando Valor Shapley y se verifica la factibilidad de la solución, comprobando que la asignación de beneficios resultante satisfaga las tres racionalidades, en caso de que no sea así, el juego cooperativo no tendrá sentido, ya que, existirán jugadores que obtendrían una mayor asignación si actúan en forma individual, el resultado del juego también es validado por medio de una asignación justa del peaje entre los agentes participantes en el juego.

6.1.1 Identificación de jugadores interesados y formación de coaliciones

La selección de los generadores participantes del juego, se realizó comparando la generación resultante de la operación actual con la generación, suponiendo que la capacidad de las líneas del sistema de transmisión aumenta en un delta igual a 10%⁵. Los resultados se muestran en las tablas 6-5 y 6-6.

⁵ %. Para fijar el valor del delta, se realizó una sensibilidad dentro de un rango de (0.1%-15%), observándose un comportamiento similar entre los diferentes generadores

Tabla 6-5: Capacidades del sistema de transmisión ampliado en 10%

Línea	Terminales	R (p.u)	X (p.u)	Capacidad (MW)
1	1-2	0	0,36	110
2	1-4	0	0,55	88
3	1-5	0	0,18	110
4	2-3	0	0,18	110
5	2-4	0	0,36	110
6	2-6	0	0,27	110
7	3-5	0	0,18	110
8	4-6	0	0,36	110
9	5-6	0	0,55	85,8

Para cada generador, se compara la potencia generada en la configuración actual del sistema con la obtenida ampliando en un 10% la red de transmisión. De acuerdo a la tabla 6-6, se puede apreciar que la participación de G6 se ve significativamente aumentada en los tres periodos de carga, G3 aumenta su generación en dos de los tres periodos, mientras que la generación de G1 se mantiene constante en el primer periodo y en el segundo disminuye. Luego los agentes del juego son G3 y G6, y las coaliciones factibles son G3, G6 y G3G6. El generador G1 no participa del proceso de expansión.

Tabla 6-6: Identificación de generadores interesados en la expansión

Generador	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3	
	Potencia Red Actual (p.u)	Potencia Red Ampl. (p.u)	Potencia Red Actual (p.u)	Potencia Red Ampl. (p.u)	Potencia Red Actual (p.u)	Potencia Red Ampl. (p.u)
G1	1,50	1,50	1,10	0,72	0,00	0,00
G3	2,40	2,60	2,17	2,30	1,40	1,19
G6	2,48	2,72	2,43	2,68	2,40	2,61

La generación total de la red ampliada en el periodo 1 es superior a la de la red actual para el mismo periodo, porque en la situación base existe demanda no suministrada, la cual es en parte satisfecha al ampliar la capacidad de la red en un 10 %.

6.1.2 Identificación del plan óptimo por coalición y definición de función característica

En esta etapa, las coaliciones factibles evalúan los beneficios que obtienen con cada uno de los planes de expansión propuestos y seleccionan aquel que más les conviene en términos económicos.

Se supone que las alternativas de expansión a evaluar por las coaliciones han sido previamente recopiladas y aprobadas por el ente encargado de la expansión. Es importante recalcar, que estos planes deben satisfacer toda la demanda establecida en el periodo de estudio para que sean sostenibles en el tiempo. En la presente tesis se evalúa un año, es decir se estudian expansiones estáticas. Las ampliaciones propuestas se indican en la tabla 6-7 y en la figura 6-3.

Tabla 6-7: Planes de expansión predefinidos

Línea	Plan 1 (MW)	Plan 2 (MW)	Plan 3 (MW)
1	100	100	100
2	80	80	80
3	100	100	100
4	115	110	110
5	100	100	100
6	175	175	170
7	210	215	215
8	125	125	135
9	78	78	78

En este ejemplo, los planes de expansión predefinidos aumentan la capacidad de las líneas 4,6, 7 y 8. Se escogieron estas ampliaciones para que los costos marginales fuesen similares entre los planes y de este modo las variables relevantes a estudiar fuesen la inversión en las líneas y la potencia despachada por cada generador. La figura 6-2 indica las líneas que fueron reforzadas en los 3 planes de expansión.

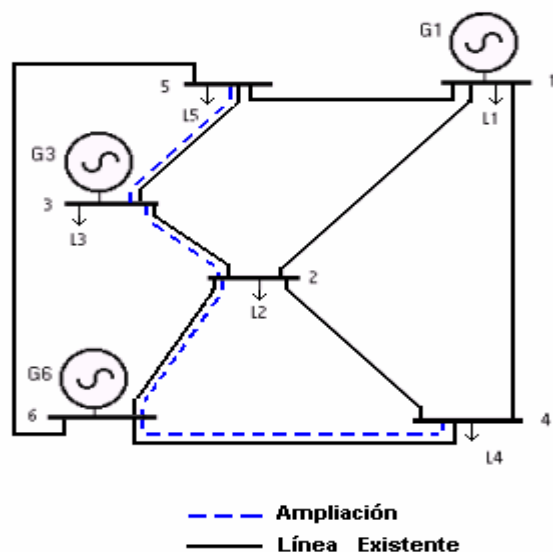


Figura 6-2: Reforzamientos del sistema de 6 barras

Para cada plan de expansión propuesto se simula un despacho óptimo de acuerdo a la ecuación (5.2), y por medio de la ecuación (5.13) se obtienen las utilidades para cada coalición factible. El resumen de las utilidades obtenidas por cada coalición se muestra a continuación. De acuerdo a la ecuación (5.19), la función característica es seleccionada como la utilidad del plan de expansión más conveniente para cada coalición.

Tal como se señaló en las reglas del juego en el capítulo anterior, la expansión que finalmente se utilizará para expandir el sistema de transmisión es aquella que más utilidades les reporta a la gran coalición.

Tabla 6-8: Cálculo de función característica con peaje por uso

Coalición	Plan 1 (MUS\$)	Plan 2 (MUS\$)	Plan 3 (MUS\$)	Función Característica (MUS\$)
G3	952	959	961	961
G6	8.433	8.460	8.355	8.460
G3G6	9.960	9.994	9.916	9.994

Utilizando GGDF el jugador G3 prefiere en forma individual el plan 3 y las coaliciones G6 y G3G6 el plan 2, luego la función característica de la coalición G3 corresponde a la utilidad del plan 3, mientras que para las coaliciones G6 y G3G6 ésta es la del plan 2. En este caso, el plan 2 es seleccionado para expandir el sistema de transmisión, en la siguiente etapa se asignarán las utilidades y se analizará la factibilidad de la solución encontrada.

Tabla 6-9: Cálculo de función característica con peaje estampillado

Coalición	Plan 1 (MUS\$)	Plan 2 (MUS\$)	Plan 3 (MUS\$)	Función Característica (MUS\$)
G3	2.819	2.833	2.786	2.833
G6	6.221	6.234	6.188	6.234
G3G6	9.615	9.642	9.574	9.642

Cuando el sistema de peajes es estampillado, todas las coaliciones prefieren el plan 2, en consecuencia, la función característica para todas las coaliciones es la utilidad del plan 2. Nuevamente el plan 2 es seleccionado para ampliar es sistema de transmisión. El detalle de los ingresos y costos se encuentra en el anexo D.

6.1.3 Solución del juego y análisis de factibilidad de la solución

Tomando como función característica la utilidad del plan que más le conviene a cada jugador y asignando las utilidades por medio del Valor Shapley (ver ecuación 4.25), la solución del juego para el juego con peaje por uso es:

$$\Phi_{G3} = \text{MUS\$ } 1.247 \quad \Phi_{G6} = \text{MUS\$ } 8.747$$

Con peaje estampillado, la solución del juego es:

$$\Phi_{G3} = \text{MUS\$ } 3.121 \quad \Phi_{G6} = \text{MUS\$ } 6.522$$

Análisis de factibilidad de la solución encontrada

En ambos juegos se satisfacen las tres racionalidades, en consecuencia, no existirá un jugador que en forma individual obtenga mayores beneficios.

Desde el punto de vista de costos, la solución encontrada resulta ser la más económica, ya que la suma de los costos de operación, falla e inversión, son los menores en el plan 2, ver tabla 6-10.

Tabla 6-10: Costos totales de operación falla e inversión

Plan	Costos (MUS\$)
1	54.151
2	54.149
3	54.199

6.2 Conclusiones del ejemplo

Dada la configuración del sistema y las características de los planes de expansión propuestos, es posible realizar un juego cooperativo para encontrar un plan de expansión global, tanto en un sistema con peajes por uso como con peajes estampillados. En ambos juegos cooperativos la solución encontrada es la que presenta los menores costos de inversión operación y falla para el sistema.

VII. APLICACIONES DEL MODELO

En este capítulo se aplica la metodología propuesta a dos sistemas eléctricos con diferentes características como son el IEEE 24-barras y un modelo reducido del Sistema Interconectado Central (SIC). En ambos casos, al igual que en el ejemplo del capítulo anterior se lleva a cabo un juego cooperativo con un sistema de peajes estampillado y otro con un sistema de peaje por uso.

El juego cooperativo desarrollado en el sistema IEEE 24-barras se enfoca a estudiar el efecto que poseen los sistemas de peaje y los costos de inversión, suponiendo que cada generador actúa de manera independiente.

El análisis del modelo reducido de 11 barras del SIC, tiene por objetivo estudiar un sistema real, en el que participan varias empresas generadoras, que poseen centrales de generación en distintas barras del sistema, a lo que se suman todas las complejidades que incorpora el sistema transacción de energía existente.

Entender las posibles convergencias o divergencias que presente la solución privada obtenida por medio de teoría de juegos cooperativos con respecto a la solución social es de gran relevancia en el estudio de la expansión, ya que esto permitirá entregar señales de cómo va evolucionando el mercado y del rol que debe ejercer el Estado en representación del bien común. Para indagar con respecto a esto se adaptó el modelo de minimización de costos lineal planteado en (Sanhueza, 2002), cuyos resultados son comparados con los obtenidos por el modelo de expansión propuesto.

Debido a que el modelo de minimización de costos utilizado es lineal y el modelo planteado considera ampliaciones discretas, para comparar los resultados se toma una aproximación discreta de la solución social. Para reducir las distorsiones que provoca la discretización se verifica que parámetros tales como los costos marginales, la generación despachada y los costos de inversión sean similares a los entregados por la solución lineal.

7.1 Sistema IEEE-24 barras

El modelo del sistema IEEE-24 barras es adaptado del modelo presentado en (Sanhueza, 2002). La topología del sistema se muestra en la figura 7-1, y los parámetros de generación, demanda y líneas son detallados en el Anexo D.

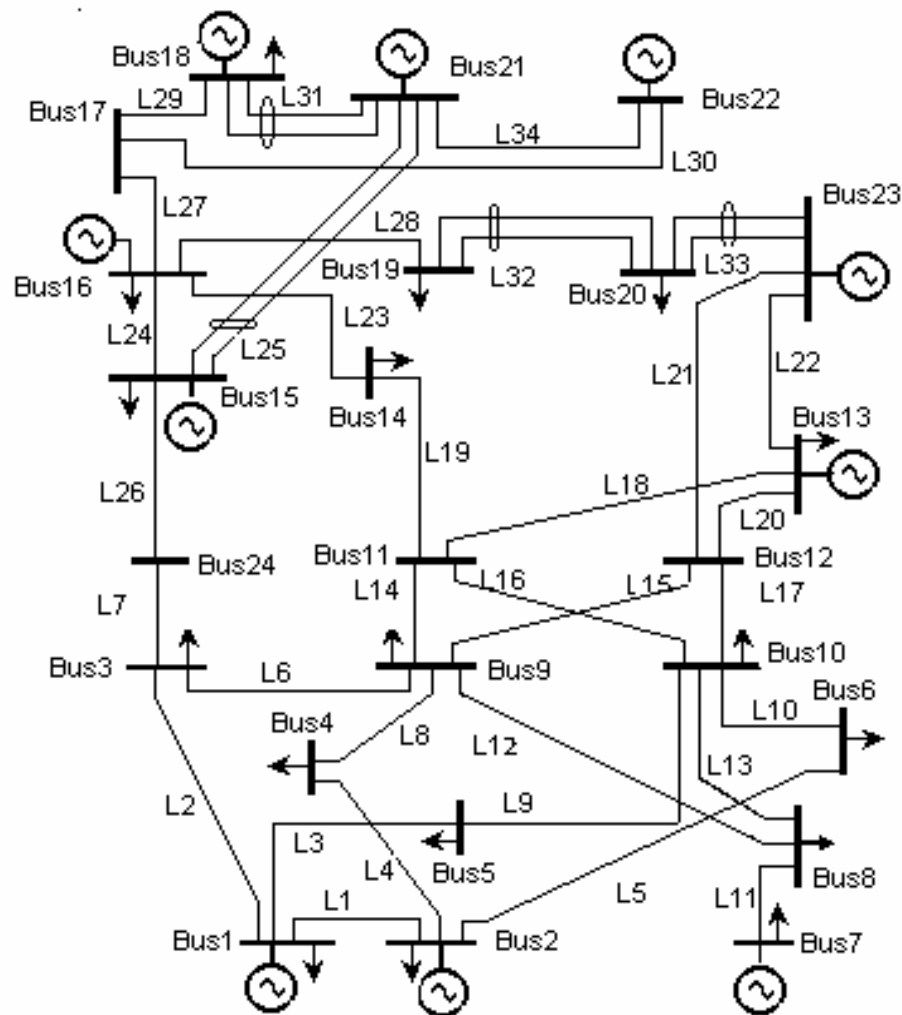


Figura 7-1: Diagrama del sistema IEEE 24 barras

7.1.1 Selección de jugadores y formación de coaliciones

La selección de jugadores se realizó ampliando en un 10% la capacidad de las líneas que conforman el sistema de transmisión y comparando la potencia generada por los generadores con respecto a la situación actual. Se detectaron un total de 10 generadores interesados en la expansión.

Para efectos de la formación de coaliciones, todos aquellos generadores ubicados en una misma barra se consideraron como un solo gran generador, esto porque el número de combinaciones de los 10 generadores interesados en la expansión genera 1023 coaliciones factibles, mientras que al agruparlos por barra, el número de coaliciones factibles se reduce a 31.

La distribución espacial de los generadores, agrupándolos por barra de acuerdo a los costos de operación permite que esta aproximación no genere mayores distorsiones.

Tabla 7-1: Identificación de los generadores interesados en la expansión

Generador representante por barra	Barra de conexión	Generador integrante
G1	7	9
	7	10
	7	11
G2	13	12
	13	13
	13	14
G3	15	20
G4	18	22
G5	23	29
	23	30

7.1.2 Identificación del plan óptimo por coalición y definición de función característica

7.1.2.1 Planes de expansión predefinidos

Las ampliaciones de los planes de expansión fueron establecidas aumentando la capacidad de las líneas en valores discretos de 5 MW. Los costos marginales por barra son similares entre los diferentes planes y la solución social encontrada.

Tabla 7-2: Planes de expansión predefinidos del sistema IEEE 24 barras

Línea	Capacidad Actual (MVA)	Plan 1 (MW)	Plan 2 (MW)	Plan 3 (MW)	Plan 4 (MW)
1	175	175	175	175	175
2	175	175	175	175	175
3	175	175	175	175	175
4	175	175	175	175	175
5	175	175	175	175	175
6	175	175	175	175	175
7	200	200	200	210	240
8	175	175	175	175	175
9	175	175	175	175	175
10	175	175	175	175	175
11	175	175	175	175	175
12	175	175	175	175	175
13	175	175	175	175	175
14	200	200	200	200	200
15	200	200	200	200	200
16	200	240	200	200	200
17	200	200	220	260	230
18	200	360	360	330	310
19	200	300	270	270	260
20	200	200	200	240	200
21	200	280	270	270	260
22	200	250	270	270	270
23	200	430	400	400	400
24	200	200	200	200	200
25	400	400	400	400	400
26	200	200	200	210	230
27	200	330	350	350	320
28	200	200	200	200	200
29	200	220	230	230	200
30	200	200	200	200	200

31	300	300	300	300	300
32	300	300	300	300	300
33	300	400	400	400	410
34	200	200	200	200	200

La capacidad adicionada a las líneas del sistema para cada plan se grafica en la figura 7-2. Aprovechando la configuración del sistema, fue posible construir planes de expansión ampliando distintas líneas, con costos marginales similares a los de la solución social.

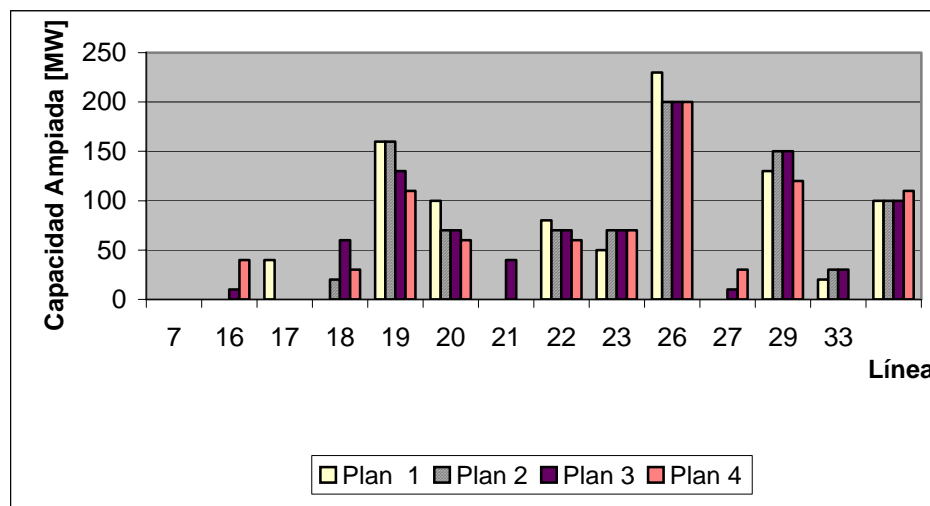


Figura 7-2: Capacidad ampliada en las líneas del sistema IEEE-24 barras

7.1.2.2 Función Característica considerando peaje por uso

Las coaliciones 1, 2 y 6 presentan valores negativos en su función característica, lo cual se explica porque estas coaliciones tienen utilidades negativas en todos los planes de expansión, debido a que los generadores que las conforman son marginales en sus barras para todos los planes de expansión. Los generadores de estas coaliciones fueron incorporados al juego, principalmente porque el valor

negativo de la función características entrega una fuerte señal de la expansión que en vista de los planes de expansión propuestos menos les perjudica.

El plan de expansión seleccionado para ampliar el sistema de transmisión es el número 4, y como ya se explicó corresponde a aquel que más beneficio le entrega a la gran coalición.

Tabla 7-3: Funciones características peaje utilizando por uso

Coalición	Generadores	Función Característica (MUS\$)
1	G1	-1.024
2	G2	-1.334
3	G3	7.599
4	G4	31.425
5	G5	15.981
6	G1G2	-1.467
7	G1G3	7.487
8	G1G4	31.313
9	G1G5	15.839
10	G2G3	6.732
11	G2G4	30.547
12	G2G5	15.115
13	G3G4	39.935
14	G3G5	24.472
15	G4G5	48.286
16	G1G2G3	6.590
17	G1G2G4	30.405
18	G1G2G5	14.973
19	G1G3G4	39.823
20	G1G3G5	24.330
21	G1G4G5	48.155
22	G2G3G4	39.038
23	G2G3G5	23.606
24	G2G4G5	47.421
25	G3G4G5	56.778
26	G1G2G3G4	38.896
27	G1G2G3G5	23.464
28	G1G2G4G5	47.279
29	G1G3G4G5	56.665
30	G2G3G4G5	55.912
31	G1G2G3G4G5	55.770

7.1.2.3 *Utilizando peaje estampillado*

Nuevamente la expansión seleccionada por la gran coalición es la número 4. Los valores de la función característica se muestran en la tabla 7-4. Al igual que en el caso anterior las coaliciones 1, 2 y 6 obtienen utilidades negativas en todos los planes de expansión y por ende en su función característica.

Tabla 7-4: Funciones características utilizando peaje estampillado

Coalición	Generadores	Función Característica (MUS\$)
1	G1	-1.124
2	G2	-1.277
3	G3	7.605
4	G4	31.691
5	G5	16.076
6	G1G2	-1.498
7	G1G3	6.672
8	G1G4	30.758
9	G1G5	15.143
10	G2G3	6.279
11	G2G4	30.110
12	G2G5	14.646
13	G3G4	40.189
14	G3G5	24.574
15	G4G5	48.660
16	G1G2G3	6.058
17	G1G2G4	29.430
18	G1G2G5	14.426
19	G1G3G4	39.257
20	G1G3G5	23.641
21	G1G4G5	47.727
22	G2G3G4	38.608
23	G2G3G5	22.993
24	G2G4G5	47.079
25	G3G4G5	57.158
26	G1G2G3G4	37.675
27	G1G2G3G5	22.060
28	G1G2G4G5	46.146
29	G1G3G4G5	56.226
30	G2G3G4G5	55.577
31	G1G2G3G4G5	54.644

El resumen de las utilidades de los planes de expansión para cada coalición se encuentra en el anexo D. En la figura 7-3 se esquematiza las ampliaciones del plan 4, seleccionado en ambos juegos para ampliar el sistema de transmisión.

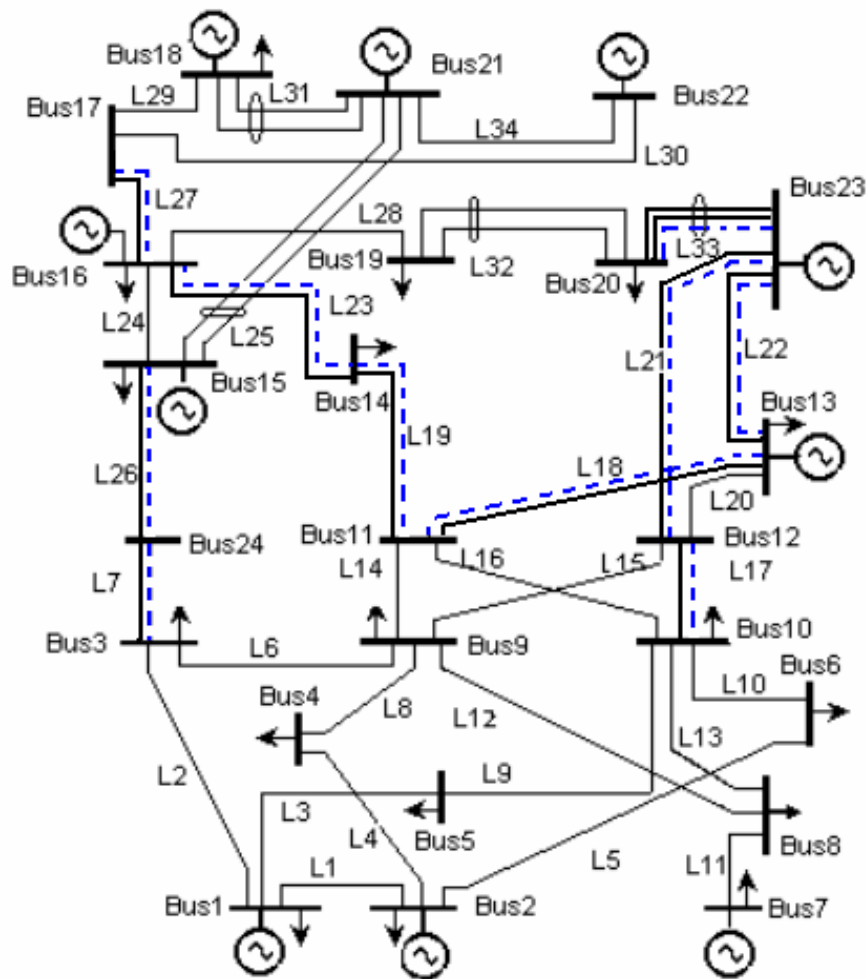


Figura 7-3: Plan 4

7.1.3 Solución del Juego

7.1.3.1 Utilizando peaje por uso

La gran coalición, conformada por el total de los jugadores participantes en el juego (G1G2G3G4G5), selecciona el plan de expansión para el sistema y asigna por medio del Valor Shapley las utilidades que se obtendrán de él entre los diferentes agentes del juego

Tabla 7-5: Asignación de ingresos utilizando peaje por uso

G1 (MUS\$)	G2 (MUS\$)	G3 (MUS\$)	G4 (MUS\$)	G5 (MUS\$)
-312	-952	8.280	32.100	16.654

Las asignaciones de utilidades entre los participantes del juego satisfacen las tres racionalidades, y no generan subsidio de ingreso o peaje de las instalaciones entre los participantes del juego.

7.1.3.2 Utilizando peaje estampillado

Los resultados del juego cooperativo se muestran en la tabla 7-6. Como es posible apreciar, las utilidades de algunos jugadores se ven considerablemente afectadas debido al sistema de peajes estampillado, el cual prorroga los costos de peaje en forma proporcional a la potencia instalada de los generadores, independiente del uso que hagan del sistema, luego, la función característica de la gran coalición, que es la utilidad del plan de expansión ganador, posee una cantidad menor de ingresos a repartir

Tabla 7-6: Asignación de utilidades utilizando peaje estampillado

G1 (MUS\$)	G2 (MUS\$)	G3 (MUS\$)	G4 (MUS\$)	G5 (MUS\$)
------------	------------	------------	------------	------------

-879	-1.370	8.145	32.150	16.599
------	--------	-------	--------	--------

La solución del juego no satisface la racionalidad de coalición, en consecuencia existen coaliciones que alcanzan mejores utilidades actuando en forma individual.

Cabe destacar que en ambos casos la solución encontrada tiende a la solución de mínimo costo global para el sistema (considerando los costos de inversión, operación y falla).

Tabla 7-7: Costos Totales de Expansión

Plan	Costos (MUS\$)
1	197.108
2	197.139
3	197.163
4	197.070

7.1.4 Conclusiones del ejemplo

El juego realizado considerando el sistema de peaje por uso, se aproxima bastante a la solución social encontrada con el algoritmo de mínimo costo.

Se detectan distorsiones con respecto a la solución social cuando el sistema de peajes es estampillado, haciendo poco factible la realización de un juego cooperativo en este caso.

En consecuencia se puede apreciar el importante efecto que tiene el sistema de peajes en la toma de decisiones de los agentes del mercado.

7.2 SIC 11-barras

Los datos de generación y la demanda total del periodo fueron obtenidos del informe de fijación del precio de nudo de octubre de 2003 (CNE, 2003), la distribución de la carga en el sistema se obtiene de (Sanhueza, 2003) y la distribución espacial de la generación de (Sore, 2002). Los parámetros utilizados en la modelación se encuentran en el Anexo E.

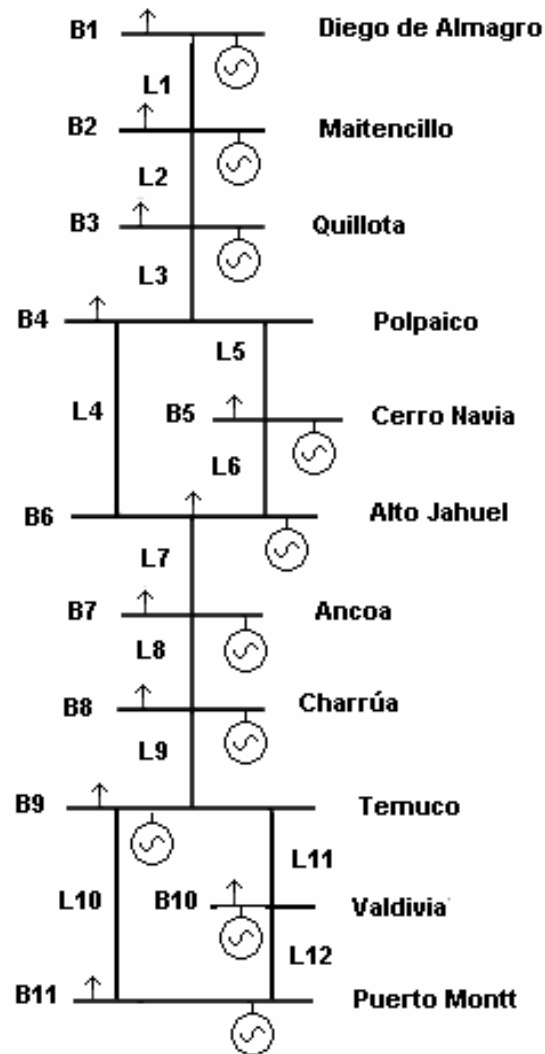


Figura 7-4: Diagrama unilineal del SIC

7.2.1 Juego Cooperativo

El SIC se caracteriza por ser un sistema hidrotérmico, siendo la hidrología un factor muy importante en la toma de decisiones de corto plazo (operación del sistema) y largo plazo (inversiones en transmisión y generación).

Las centrales pertenecientes al SIC se pueden clasificar en cuatro tipos: térmicas convencionales, ciclo combinado, hidráulicas de embalse e hidráulicas de pasada.

7.2.1.1 Factor de suficiencia

La seguridad de la suficiencia en la demanda, por medio de la siguiente metodología:

Los planes de expansión deben abastecer una sobre demanda del 20% todos los periodos, es decir, la curva de demanda aumenta en un 20% en cada periodo.

7.2.1.2 Tratamiento de la hidrología

Se consideran 3 condiciones hidrológicas diferentes, determinando de esta manera el valor del agua para la operación de las centrales nuevas y la capacidad de generación de las centrales de pasada. Los parámetros característicos de cada hidrología se muestran en la tabla 7-8.

Tabla 7-8: Parámetros de operación

Hidrología	Valor del Agua (US\$/MWh)	Disponibilidad Central H. Embalse	Disponibilidad Central H. Pasada
Húmeda	12	100%	90%
Normal	15	70%	60%
Seca	43	50%	40%

7.2.2 Selección de agentes del juego y formación de coaliciones.

Las centrales de pasada no son incluidas en el algoritmo de operación del sistema, siendo su generación descontada directamente de la demanda de cada barra, en consecuencia, solamente las centrales hidráulicas de embalse, las centrales térmicas y las centrales de ciclo combinado son consideradas para participar del juego cooperativo.

Los agentes del juego son las empresas generadoras que poseen al menos una central que se ve positivamente afectada con la expansión del sistema. A diferencia de los ejemplos anteriores, las empresas del SIC poseen centrales generadoras en distintas barras, luego, la maximización de utilidades de las empresas incluye todas las centrales que posean en el SIC. Las empresas participantes de indican en la tabla 7-9.

Tabla 7-9: Empresas de generación participantes del juego

Generador	Jugadores
G1	Endesa
G2	AES. GENER S.A
G3	COLBUN S.A
G4	PEHUENCHE S.A
G5	PANGUE S.A

7.2.3 Identificación del plan óptimo por coalición y definición de función característica

7.2.3.1 Planes de expansión predefinidos

Las ampliaciones fueron establecidas aumentando la capacidad de las líneas en valores discretos de 5 MW. Los costos marginales son iguales en los planes 1,2 y 3, mientras que en el plan 4 éstos alcanzan valores más altos en algunos periodos. El plan 1 es una aproximación discreta de la solución social.

Tabla 7-10: Planes de expansión SIC

Línea	Capacidad Actual (MW)	Plan 1 (MW)	Plan 2 (MW)	Plan 3 (MW)	Plan 4 (MW)
1	194	194	194	194	194
2	590	590	590	590	590
3	680	905	850	900	830
4	400	400	400	400	400
5	300	450	440	480	430
6	480	510	570	500	500
7	1093	1093	1093	1093	1093
8	425	425	425	425	425
9	210	210	210	210	210
10	145	145	145	145	145
11	145	145	145	145	145
12	145	145	145	145	145

El plan de expansión 1 se construyó como una aproximación de la solución social, los planes 2 y 3 poseen los mismos costos marginales del plan 1, el plan 4 presenta una inversión comparativamente menor que los tres primeros, por ende las líneas de transmisión se congestionan antes y es necesario despachar generadores con un costo de operación variable más alto en algunos bloques de carga, forzando un mayor costo marginal en algunos bloques de carga. La capacidad adicionada a las líneas del sistema para cada plan se grafica en la figura 7-5.

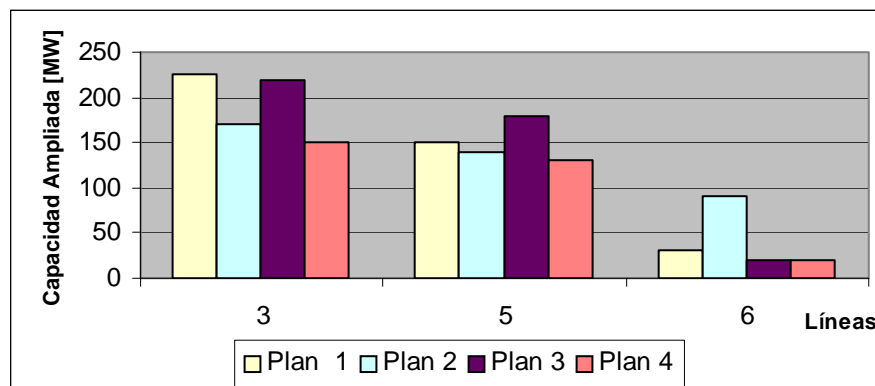


Figura 7-5: Ampliaciones de las líneas del SIC

7.2.3.2 *Función Característica peaje por uso*

El resumen de las utilidades de los distintos planes para cada coalición se encuentra en el anexo F. El plan de expansión que mayores utilidades proporciona a la gran coalición es el N° 4. Los valores de la función característica se muestran en la tabla 7-11.

Tabla 7-11: Funciones características peaje por uso

Coalición	Generadores	Función Característica (MUS\$)
1	G1	340.937
2	G2	71.619
3	G3	165.336
4	G4	96.591
5	G5	56.709
6	G1G2	413.776
7	G1G3	507.492
8	G1G4	438.748
9	G1G5	398.866
10	G2G3	238.175
11	G2G4	169.430
12	G2G5	129.549
13	G3G4	263.147
14	G3G5	223.265
15	G4G5	154.520
16	G1G2G3	580.332
17	G1G2G4	511.587
18	G1G2G5	471.705
19	G1G3G4	605.303
20	G1G3G5	565.422
21	G1G4G5	496.677
22	G2G3G4	335.986
23	G2G3G5	296.104
24	G2G4G5	227.360
25	G3G4G5	321.076
26	G1G2G3G4	678.143
27	G1G2G3G5	638.261
28	G1G2G4G5	569.516
29	G1G3G4G5	663.233
30	G2G3G4G5	393.915
31	G1G2G3G4G5	736.072

Las funciones características de todas las coaliciones cumplen con ser superaditivas, en consecuencia es posible realizar un juego cooperativo entre todos los agentes interesados en expandir el sistema.

La expansión seleccionada por la gran coalición es la N°4. Los valores de la función característica se muestran en la tabla 7-12.

Tabla 7-12: Funciones características con peaje estampillado

Coalición	Generadores	Función Característica (MUS\$)
1	G1	350.037
2	G2	65.336
3	G3	161.607
4	G4	100.022
5	G5	58.692
6	G1G2	416.593
7	G1G3	512.864
8	G1G4	451.279
9	G1G5	409.949
10	G2G3	228.163
11	G2G4	166.577
12	G2G5	125.247
13	G3G4	262.849
14	G3G5	221.519
15	G4G5	159.933
16	G1G2G3	579.420
17	G1G2G4	517.835
18	G1G2G5	476.505
19	G1G3G4	614.106
20	G1G3G5	572.776
21	G1G4G5	511.191
22	G2G3G4	329.404
23	G2G3G5	288.074
24	G2G4G5	226.489
25	G3G4G5	322.760
26	G1G2G3G4	680.662
27	G1G2G3G5	639.331
28	G1G2G4G5	577.746
29	G1G3G4G5	674.017
30	G2G3G4G5	389.316
31	G1G2G3G4G5	740.573

7.2.4 Solución del Juego

En ambos sistemas de peaje la expansión seleccionada por la gran coalición es la N°4.

7.2.4.1 Utilizando peaje por uso

Tabla 7-13: Asignación de ingresos peaje por uso

G1 (MUS\$)	G2 (MUS\$)	G3 (MUS\$)	G4 (MUS\$)	G5 (MUS\$)
341.913	72.595	166.312	97.567	57.685

7.2.4.2 Utilizando peaje estampillado

Tabla 7-14: Asignación de utilidades con peaje estampillado

G1 (MUS\$)	G2 (MUS\$)	G3 (MUS\$)	G4 (MUS\$)	G5 (MUS\$)
351.013	66.312	162.583	100.998	59.668

7.3 Conclusiones

En ambos juegos las asignaciones de utilidades entre los participantes del juego satisfacen las tres racionalidades y no existen subsidios cruzados. A diferencia de los casos anteriores, la solución encontrada se aleja de la solución social, debido a los mayores ingresos que generan los altos costos marginales, en consecuencia, si solo se considera el modelo propuesto y no las condiciones de mercado chileno, se llegará a la conclusión de que al dejar la expansión totalmente a cargo de los privados, las empresas generadoras no necesariamente optarán por lo socialmente óptimo. En este caso, los consumidores se verán seriamente afectados por el alza en las tarifas, producto de mayores costos marginales al operar centrales más caras.

Sin embargo, la regulación de precios vigente en Chile que establece un precio regulado para los consumos menores a 2 MW, atenúa los efectos directos de los costos de la expansión seleccionada, ya que establece un valor fijo en los precios de venta de energía y potencia, permaneciendo el aumento de costo en el mercado mayorista, sin embargo, en el largo plazo esto generará una señal de congestión a los generadores, para quienes resultará más rentable postergar la inversión.

VIII. CONCLUSIONES

Concordantemente con la propuesta de tesis, se han cumplido los objetivos planteados, en el sentido de estudiar mecanismos de expansión de los sistemas de transmisión en ambientes desregulados.

Se ha desarrollado con éxito una metodología que permite expandir el sistema de transmisión considerando el interés privado de los agentes y las oportunidades de mercado inherentes de cada ampliación.

Uno de los aportes más importantes de la investigación consiste en el método de identificación de agentes, basado en el principio de que existen agentes del mercado que se verán más beneficiados con una eventual ampliación del sistema de transmisión. En un mercado eléctrico desregulado, en el que los agentes generadores toman las decisiones de inversión y el Estado cumple un rol indicativo y fiscalizador. La expansión del sistema de transmisión sólo será atractiva a un grupo de agentes, quienes bajo las condiciones actuales del sistema no pueden acceder a mejores precios de venta de energía o bien no pueden despachar una mayor cantidad de energía.

El proceso de identificación de agentes del juego se descompone en tres etapas, primero se realiza un despacho óptimo con la capacidad actual del sistema de transmisión, luego se realiza un nuevo despacho aumentando en un delta la capacidad de todas las líneas de transmisión y finalmente se compara la participación de cada generador, seleccionándose aquellos que aumenten su generación, la idea es que despacharán más aquellos generadores que por congestión no podían hacerlo, por otro lado se puede verificar que existe una estrecha relación entre este aumento en el despacho y la necesidad de alcanzar mejores precios de mercado.

La cooperación entre los agentes generadores interesados en que se realice una expansión en el sistema, dependerá de diversos factores, los más importantes son la configuración de la carga y la generación del sistema, la metodología de asignación de peajes y la existencia de congestión en el sistema de transmisión propuesto, en consecuencia, no siempre es segura la factibilidad de la

realización de un juego cooperativo entre los generadores sin la intervención de un ente regulador.

La función característica de un agente o coalición es un indicador de la menor utilidad que dicha entidad está dispuesta a recibir por participar en forma conjunta con otros agentes del sistema. Para que exista un incentivo en formar coaliciones, es necesario que la función característica cumpla con la propiedad de la superaditividad.

Se detectó que los juegos que no satisfacen las tres racionalidades no entregan una solución válida para el sistema, ya que existirá al menos un agente que actuando solo alcance una mejor posición. Para que el juego de expansión sea estable, es necesario que además de cumplirse las racionalidades no existan subsidios de ingresos o peajes de las líneas del sistema.

Del ejemplo de 24 barras se puede deducir que cuando los planes de expansión poseen los mismos costos marginales que la solución de mínimo costo y la localización de la generación está atomizada en cuanto a costos marginales, es muy probable que los generadores participantes de la expansión opten por la solución social para reforzar el sistema de transmisión. Esto se explica debido a que la solución social entrega un conjunto de reforzamientos que aseguran el mínimo valor posible de inversión, operación y falla. Luego si los agentes del juego poseen costos marginales bajos y por la congestión del sistema no pueden despachar, estos escogerán el plan que menos costos les signifique y que además les permita despachar la mayor cantidad de energía a un mejor precio.

Cuando los planes de expansión presentan costos elevados como es el caso del SIC lo más factible es que la solución se aleje de lo socialmente óptimo, debido a que los ingresos percibidos por mayores costos marginales son muy atractivos. En este caso, considerando la regulación de precios vigente, el efecto no es tan directo; sin embargo, en ausencia de un esquema de precios regulado es más complejo dejar el desarrollo del sistema en manos de privados sin tener una fiscalización del Estado, ya que los consumidores deberán asumir un mayor costo.

El efecto que producen los sistemas de peajes sobre las decisiones de los agentes está directamente relacionado con el nivel de ingresos que se percibe en los planes de expansión. Cuando el nivel de ingresos por plan es similar el juego cooperativo en un sistema de peajes por uso entrega mejores resultados, mientras que cuando el sistema de peajes es estampillado sin señales de localización existen menos posibilidades de que sea factible el juego cooperativo. Cuando el nivel de ingresos es mayor en algunos planes, entonces el sistema de peajes es menos preponderante en la decisión de cual será el plan de expansión.

En el caso de los generadores, un sistema de transmisión óptimo es aquel que respetando las restricciones de seguridad, permite alcanzar un nivel de utilidades mayor, luego es interesante analizar si es posible compatibilizar los intereses de todos aquellos agentes del mercado para lograr una expansión global y también es fundamental determinar bajo que condiciones es posible realizar esto.

8.1 Futuros Desarrollos

Una de las principales dificultades en el desarrollo de la investigación fue el no contar un algoritmo matemático preestablecido para encontrar alternativas de expansión a evaluar en el juego cooperativo, por lo que se propone investigar métodos que permitan establecer alternativas de expansión.

La extensión del horizonte de estudio es otro aspecto a mejorar. Es deseable considerar horizontes de tiempo superiores a 1 año, para asegurarse de que la red está siendo expandida de manera adecuada. Esto, en conjunto con la implementación de mejoras en el diseño de las alternativas de expansión permitirá realizar un estudio dinámico de la expansión.

Es importante la consideración de contratos a largo plazo entre los generadores y consumidores, los cuales pueden afectar significativamente la toma de decisiones de inversión de los agentes. Se propone simular tipos limitados de contratos tomando como base que el generador con menores costos de operación puede tener la primera alternativa de contratación de energía, contratando el total de

su energía, así se esquematiza un juego de contratos, reduciendo el total de combinaciones posibles.

La inclusión directa de los consumidores como agentes del juego, puede contribuir a realizar una mejor determinación de la red futura, ya que el interés de los generadores por contar con altos precios de venta se contrapone con el de los consumidores. Se propone incorporarlos pensando en que su función característica sea enfocada a minimizar los costos de compras.

Incorporar a los generadores que no están de acuerdo con la expansión del sistema, tomando como función característica la minimización de la pérdida producto de la expansión.

Finalmente se propone estudiar métodos para acotar la dimensionalidad de jugadores propia de los juegos cooperativos, a medida que los sistemas estudiados crecen.

BLOGRAFIA

ARANEDA J.C. (2002) "Foundations of Pricing and Investment in Electricity Transmission", MPhil Thesis, Department of Electrical Engineering and Electronics, University of Manchester Institute of Science and Technology (UMIST).

BAHIENSE L., OLIVEIRA G., PEREIRA M. Y GRANVILLE S. (2001) "A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, N°3, Agosto 2001, pp. 560-565.

BINATO S., PEREIRA M. Y GRANVILLE S. (2001) "A New Benders Decomposition Approach to Solve Power Transmission Network Design Problem". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, N°2, Mayo 2001, pp 235-240.

CHEBBO H.M. E IRVING M.R. (1997) "Application of Genetic Algorithm to Transmission Planning". IEE Genetic Algorithm in Engineering Systems: Innovation and Applications, 2-4 Septiembre 1997, Conference Publication N° 446, pp 388-393.

CONTRERAS J. Y WU F. (1999) "Coalition Formation in Transmission Expansion Planning". IEEE Transaction on Power Systems, vol. 14, n°3, Agosto 1999, pp 1144-1152.

CONTRERAS J. Y WU F. (2000) "A Kernel-Oriented Coalition Algorithm for Transmission Expansion Planning". IEEE Transaction on Power Systems, vol. 15, n°4, Noviembre 2000, pp 1434-1440.

CNE (2003) Fijación de precios de Nudo Octubre de 2003 Sistema Interconectado Central (SIC), Informe Técnico Definitivo. Santiago-Chile.

DA SILVA E.L., GIL H.A. AND AREIZA J.M. (1999) "Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm". IEEE pp 315-321.

DA SILVA E.L., AREIZA J.M., DE OLIVEIRA G. O., BINATO S. (2001) "Transmission Network Expansion Planning Under a Tabu Search Approach". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, N° 1, Febrero 2001, pp 62-68.

DFL N°1 (1982) Ley General de Servicios Eléctricos, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile, Junio 1982.

D.S N°327 (1998) Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado en el diario oficial el 10 de Septiembre 1998.

EVANS FRANCISCO (2002) “Asignación de Costos en la Expansión de los sistemas de transmisión mediante teoría de juegos cooperativos: Aproximación del Kernel”. Tesis de Magíster Pontificia Universidad Católica de Chile.

GALLEGO R., ROMERO R., Y MONTICELLI A. (2000) “Tabu Search Algorithm for Network Síntesis”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, N°2, Mayo 2000, pp 490-495.

GARVER LEN (1970) “Transmission Network Estimation Using Linear Programing”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. Pas-89, N° 7, Septiembre/Octubre 1970, pp1688-1697.

HAFFNER S., MONTICELLI A., MANTOVANI J., Y ROMERO R. (2000) “Branch and Bound Algorithm for Transmission System Expansion Planning Using a Transportation Model”. IEE Prog-Gener. Transm. Distrib., vol. 147, N° 3, Mayo 2000, pp. 149-156.

HAFFNER S., MONTICELLI A., Y ROMERO R. (2001) “Specialised Branch-and-Bound Algorithm for Transmission Network Expansion Planning”. IEE Prog-Gener. Transm. Distrib., vol. 148, N° 5, Septiembre 2001, pp. 482-488.

KAHAN J. Y RAPAPORT A. (1984) “Theories of Coalition Formation”, Lawrence Erlbaum Associates Inc., ISBN, 0-89859-298-4.

KIM KERN J., PARK YOUNG M., LEE KWAANG Y. (1988) “Optimal Long Term Transmission Planning Based on Maximum Principle”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, N° 4, Noviembre 1988, pp. 1494-1501.

LATORRE G. Y CRUZ R. D (2003) "Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, N° 2, Mayo 2003, pp. 938-946.

LIBERTAD Y DESARROLLO (2003) "Proyecto de Ley Corta y la Planificación del Sector", Publicaciones de Libertad y Desarrollo, Temas Públicos, N°652, Noviembre 2003.

LEY CORTA (2004) Modificaciones a la ley DFL N°1, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile.

ROMERO R. Y MONTICELLI A. (1994) "A Zero-One Implicit Enumeration Method for Optimizing Investments in Transmission Expansion Planning". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, N° 3, Agosto 1994, pp.1385-1391.

RUDNICK H., PALMA R., CURA E., SILVA C. (1996) "Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes, Application of Genetic Algorithm". IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, N° 3, Agosto 1996, pp. 1427-1440.

RUDNICK H. (2001) "Apuntes del curso IEE 3322 Operación Económica de Sistemas Eléctricos", Pontificia Universidad Católica de Chile.

RUDNICK H. (2002) "Apuntes del curso IEE 3372 Mercados Eléctricos", Pontificia Universidad Católica de Chile.

RUDNICK HUGH Y ZOLEZZI JUAN MANUEL (2000) "Planificación y Expansión de la Transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos", Pontificia Universidad Católica de Chile.

RUDNICK HUGH Y ZOLEZZI JUAN MANUEL (2001) "Electric sector deregulation and restructuring in Latin America: lessons to be learnt and possible ways forward", IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol 148, N°2, Marzo 2001, pp. 180-184.

RUBIO FRANCISCO JAVIER (1999) “Metodología de la Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia”, Tesis Doctoral Universidad Pontificia Comillas de Madrid.

SANHUEZA GERMAN (2002) “Estudio Sobre la Planificación de la Expansión a 10 Años del Sistema de Transmisión del SIC”, Memoria de Título Universidad Técnica Federico Santa María.

SILVA RICARDO (2003) “Apuntes del curso IEE 3372 Mercados Eléctricos”, Pontificia Universidad Católica de Chile. [http// www.ing.puc.cl/iee](http://www.ing.puc.cl/iee)

SORE FRANKO (2003) “Definición de un Sistema Troncal usando Teoría de Juegos Cooperativos”. Tesis de Magíster Pontificia Universidad Católica de Chile.

SUN HONGBO Y YU DAVID (2000) “A Multiple-objective optimización Model of Transmission Enhancement Planning for Independent Transmission Company (ITC)”. IEEE 2000,pp 2033-2038.

TAPIA KAREN (1998) “Impacto de las Restricciones de Transmisión en un Mercado Competitivo de Electricidad”, Tesis de Magíster, Pontificia Universidad Católica de Chile.

TEIVE R.C.G., DA SILVA E.L. Y FONSECA L.G.C. (1997) “A Cooperative Expert System for Transmission Expansion Planning of Electrical Power Systems”. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 13, N° 2, Mayo 1997, pp. 636-642.

VARGAS LUIS Y VENEGAS LUIS (2001) “Modelo de Programación Lineal Mixta Para la Planificación de las Redes de Transmisión con Costo de Congestión”. Anales del Instituto de Ingenieros de Chile, Diciembre 2001, pp. 105-114.

VILLASANA R., GARVER L.L., Y SALON S.L. (1985) “Transmission Network Planning Using Linear Programing”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. Pas-104, N° 2, Febrero 1985, pp. 349-356.

YOSHIMOTO K., YASUDA K. Y YOKOYAMA R. (1995) “Transmission Expansion Planning Using Neuro-Computing Hybridized with Genetic Algorithm. IEEE.

ZOLEZZI CID JUAN MANUEL (2002) “Asignación de Costos de Transmisión via Juegos Cooperativos y Formación de Coaliciones”. Tesis Doctoral Pontificia Universidad Católica de Chile.

ZOLEZZI JUAN MANUEL Y RUDNICK HUGH (2000) “Tarificación del Sistema de Transmisión Eléctrica: Aproximación Mediante Teoría de Juegos Cooperativos”, Pontificia Universidad Católica de Chile.

ANEXOS

ANEXO A: CALCULO ELEMENTOS DEL PEAJE

En la presente tesis se utilizan dos tipos de peaje distintos para ver el efecto que estos tienen sobre la determinación de los reforzamientos en el sistema de transmisión, estos peajes son aplicados a las líneas que componen el sistema de transmisión inicial. El primer sistema utilizado es el peaje por uso, basado en los factores de distribución, y el segundo es un peaje estampillado por potencia instalada, sin señal de localización.

Los factores de distribución entregan una medida de utilización de la red, basándose en su configuración. Éstos son utilizados tradicionalmente en análisis de seguridad y contingencias.

Existen factores de distribución tanto incrementales (GSDF) como totales (GGDF) (Rudnick, 2002)

A.1 Factores de Distribución de Cambios en la Inyección de Potencia (GSDF o Factores A)

Estos factores relacionan un cambio de flujo de potencia en una línea, respecto a un cambio incremental de la inyección neta de potencia en un nudo (exceptuando la barra de referencia).

$$A_{i-k,b} = \frac{\Delta F_{i-k}}{\Delta P_b}$$

Donde,

ΔP_b : Es el cambio de potencia inyectada en la barra b.

ΔF_{i-k} : Es el cambio de flujo a través de la línea i-k.

Se considera que un cambio de inyección de potencia en una barra cualquiera es absorbido por un cambio igual en la barra de referencia R,

considerando que los generadores, cargas y pérdidas restantes se mantienen constantes.

Se definen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$A_{i-k,b} \cdot \Delta P_b = \Delta F_{i-k}$$

$$\sum_{b \neq R} \Delta P_b + \Delta P_R = 0$$

Los factores A se pueden obtener desde un flujo DC, usando reactancias.

$$A_{i-k,b} = \frac{x_{i-b} - x_{k-b}}{x_{i,k}}$$

donde X_{i-b} y X_{k-b} corresponden a los elementos de la matriz de reactancias (la inversa de la matriz admitancia nodal eliminada la fila y la columna correspondiente a la barra de referencia) y $X_{i,k}$ corresponde a la reactancia del tramo ik, donde i y k son los nodos terminales del tramo ik.

Las principales características de estos factores son:

- Independencia de las condiciones de operación del sistema (distribución de generación y carga)
- Dependencia de la configuración de la red y de la barra de referencia elegida.

A.2 Factores de Distribución Generalizados de Generación (GGDF)

Estos factores relacionan el flujo de potencia en una línea $i-k$ con la potencia inyectada en una barra generadora g del sistema. Estos se diferencian de los factores de distribución GSDF al suponer variaciones totales de generación-flujo y no incrementales.

$$D_{i-k,g} = \frac{F_{i-k}}{G_g}$$

Se definen a partir de las siguientes ecuaciones, donde el factor $D_{i-k,g}$ relaciona la inyección total de un generador G_g en una barra g con el flujo real F_{i-k} por una línea $i-k$.

$$F_{i-k} = \sum D_{i-k,g} \cdot G_g$$

Las que se relacionan con los factores GSDF como se indica a continuación.

$$D_{i-k,g} = A_{i-k,g} + D_{i-k,R}$$

$$D_{i-k,R} = \frac{F_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} \cdot G_p}{\sum_g G_g}$$

Las características de los GGDF son:

- Independencia de la barra de referencia.
- Dependen de la configuración de la red y de la condición de operación

A.2.2 Cálculo del peaje a partir de los factores GGDF para un solo bloque de demanda.

Cuando la curva de demanda se modela como un solo bloque horario, el peaje impuesto por el uso de las líneas del sistema de transmisión, resulta:

$$FP_{i-k,b} = \frac{|D'_{i-k,b} \cdot G_b|}{\sum_g |D'_{i-k,g} \cdot G_g|}$$

Para efectos de prorrateo del uso de las líneas se hacen cero aquellos aportes que son de signo contrario al flujo total por la línea, es decir la contribución que un generador b posee sobre el flujo F_{i-k} de una determinada línea $i-k$ se calcula como:

Donde,

$D'_{i-k,g}$: GGDF del generador g sobre la línea $i-k$

$D'_{i-k,g} = D_{i-k,g}$ si el factor es del mismo signo que el flujo, y $D'_{i-k,g} = 0$ si el factor es de signo opuesto al flujo.

A.2.3 Prorrata a partir de los factores GGDF para demanda con un solo bloque

Cuando la demanda del sistema se modela con más de un bloque de carga, la prorrata por el uso de las diferentes líneas se hace mediante el siguiente procedimiento:

- Construcción de la curva de duración de los flujos a través de las líneas.
- Dibujar curva de duración
- Identificación del máximo absoluto del flujo F_{max} .
- Determinación de un factor B , que actúa como límite inferior en la magnitud de los flujos por línea. En este caso se consideró como 90%
- Selección de los periodos en que el flujo en valor absoluto es superior o igual a $B * F_{max}$.
- Finalmente, la prorrata (pago del generador b , por la línea $i-k$, en los periodos seleccionados), es calculada según la siguiente fórmula

$$FP_{i-k,b} = \frac{\sum_{p=1}^P |D_{i-k,b}^p \cdot G_b^p \cdot D^p \cdot f^p|}{\sum_{p=1}^P \sum_{g=1}^{NG} |D_{i-k,g}^p \cdot G_g^p \cdot D^p \cdot f^p|}$$

Donde,

D^p : Duración del periodo p.

G_g^p : Generación del generador g en el periodo p

G_b^p : Generación del generador b en el periodo p

$D_{i-k,g}^p$: GGDF del generador g sobre la línea $i-k$, durante el periodo p

Al igual que en el caso anterior, $D_{i-k,g}^p = D_{i-k,g}^p$ si el factor GGDF del periodo p es del mismo signo que el flujo del mismo periodo, y $D_{i-k,g}^p = 0$ si el factor es de signo opuesto al flujo del periodo.

A.2.4 Asignación del Ingreso Tarifario (IT)

De la ecuación anterior es posible ver que el IT anual se distribuye entre los diferentes agentes del mercado en forma proporcional al pago del peaje, es decir, el la contribución del generador b en el IT anual de la línea $i-k$ es:

$$IT_{i-k,b} = IT_{i-k} \cdot FP_{i-k,b}$$

A.2.5 Pago de peaje

Luego el peaje pagado por el generador b por la capacidad inicial de la línea $i-k$ es:

$$Peaje_{i-k,b} = (AVNR_{i-k}^o - IT_{i-k}) \cdot FP_{i-k,b}$$

Donde:

$AVNR_{i-k}^o$: AVNR de la línea $i-k$ sin reforzamiento.

A.3 Cálculo del Peaje Estampillado por Potencia Instalada

El peaje estampillado por potencia firme no entrega señales de localización, ya que es independiente del uso que los generadores le den al sistema de transmisión. La prorrata es calculada como el cociente entre su potencia instalada y el total de potencia instalada del sistema.

A.3.1 Asignación del Ingreso Tarifario (IT)

De la misma forma que en el peaje por uso, el IT anual se distribuye entre los agentes del mercado en forma proporcional al pago del peaje, la contribución del generador b en el IT anual de la línea $i-k$ es:

$$IT_{i-k,b} = IT_{i-k} \cdot \left(\frac{P_{inst_b}}{\sum_g P_{inst_g}} \right)$$

Luego, el IT total asignado al generador b es:

$$IT_{total} = \sum_l IT_l \cdot \left(\frac{P_{inst_b}}{\sum_g P_{inst_g}} \right) \quad 1 \leq l \leq L$$

Donde L es el número de líneas del sistema

A.3.2 Pago de peaje

Luego el peaje pagado por el generador b por la capacidad inicial de la línea $i-k$ es:

$$Peaje_{i-k,b} = (AVNR_{i-k}^o - IT_{i-k}) \cdot \left(\frac{P_{inst_b}}{\sum_g P_{inst_g}} \right)$$

ANEXO B: ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El cálculo de los costos marginales de corto plazo por nodo para un sistema de transmisión considerando la capacidad de transmisión y las restricciones de seguridad, es obtenido de (Araneda, 2002). El procedimiento de cálculo se ilustra utilizando un sistema ejemplo de tres barras:

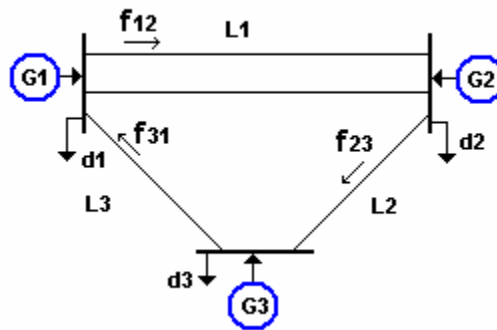


Figura B-1: Sistema de tres barras

De la figura, d_i y G_i corresponden a la demanda y la generación de la barra i , los flujos f_{12} , f_{23} y f_{31} corresponden a los flujos por las líneas L_1 , L_2 y L_3 respectivamente. Suponiendo que c_i corresponde al costo de operación variable de G_i .

Minimizando los costos de operación, es posible obtener el costo marginal del sistema (λ).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^3 c_i \cdot g_i$$

sujeto a

$$-g_i \leq -G \min_i \quad i=1,2,3$$

$$g_i \leq G \max_i \quad i=1,2,3$$

$$\sum_{i=1}^3 a_{li} \cdot g_i \leq F \max_l \quad l=1,2,3$$

$$-\sum_{i=1}^3 a_{li} \cdot g_i \leq -F \max_l \quad l=1,2,3$$

$$d - \sum_{i=1}^3 g_i = 0$$

donde la demanda total, d es $d = \sum_{i=1}^3 d_i$

luego el Lagrangeano se escribe como,

$$Z = \sum c_i \cdot g_i + \lambda \cdot (d - \sum g_i) + \sum \mu_i \cdot (g_i - G \max_l) + \sum v_i \cdot (-g_i + G \min_l) + \sum \tau_l (\sum a_{li} \cdot g_i - F \max_l) + \sum \gamma_l (-\sum a_{li} \cdot g_i + F \max_l)$$

derivando

$$\frac{\partial Z}{\partial g_i} = 0 = c_i - \lambda + \mu_i - v_i + \sum (\tau_l - \gamma_l) \cdot a_{li} \quad i=1,2,3$$

despejando, el costo marginal de corto plazo es:

$$\lambda = c_i + \mu_i - v_i + \sum (\tau_l - \gamma_l) \cdot a_{li}$$

rescribiendo la ecuación de equilibrio nodal del sistema para cada uno de sus nodos 3 nodos, se tiene que:

$$d_1 - g_1 + f_{12} - f_{31} = 0 \quad (\lambda_1)$$

$$d_2 - g_2 - f_{12} + f_{23} = 0 \quad (\lambda_2)$$

$$d_3 - g_3 + f_{31} - f_{23} = 0 \quad (\lambda_3)$$

Rescribiendo la ecuación del Lagrangeano

$$Z = \sum c_i \cdot g_i + \sum \mu_i \cdot (g_i - G \max_i) + \sum v_i \cdot (-g_i + G \min_i) + \\ + \sum \tau_l (\sum a_{li} \cdot g_i - F \max_l) + \sum \gamma_l (-\sum a_{li} \cdot g_i + F \max_l) + \lambda_1 (d_1 - g_1 + f_{12} - f_{31}) + \\ + \lambda_2 (d_2 - g_2 - f_{12} + f_{23}) + \lambda_3 (d_3 - g_3 + f_{31} - f_{23})$$

$$\frac{\partial Z}{\partial g_1} = 0 = c_1 + \mu_1 - v_1 + \sum (\tau_l - \gamma_l) \cdot a_{l1} - \lambda_1 + \lambda_1 \left(\frac{\partial f_{12}}{\partial g_1} - \frac{\partial f_{31}}{\partial g_1} \right) + \lambda_2 \left(-\frac{\partial f_{12}}{\partial g_1} + \frac{\partial f_{23}}{\partial g_1} \right) \\ + \lambda_3 \left(\frac{\partial f_{31}}{\partial g_1} - \frac{\partial f_{23}}{\partial g_1} \right)$$

pero

$$\lambda = c_1 + \mu_1 - v_1 + \sum (\tau_l - \gamma_l) \cdot a_{l1}$$

luego, reemplazándolo en la ecuación anterior y repitiendo el mismo proceso para g_2 y g_3 , se tiene que:

$$\frac{\partial Z}{\partial g_1} = 0 = \lambda + \lambda_1 (-1 + a_{11} - a_{31}) + \lambda_2 (-a_{11} + a_{21}) + \lambda_3 (a_{31} - a_{21})$$

$$\frac{\partial Z}{\partial g_2} = 0 = \lambda + \lambda_1 (a_{12} - a_{32}) + \lambda_2 (-1 - a_{12} + a_{22}) + \lambda_3 (a_{32} - a_{22})$$

$$\frac{\partial Z}{\partial g_3} = 0 = \lambda + \lambda_1 (-1 + a_{13} - a_{33}) + \lambda_2 (-a_{13} + a_{23}) + \lambda_3 (-1 + a_{33} - a_{23})$$

rescribiendo,

$$\lambda = \lambda_1 + a_{11} \cdot (\lambda_2 - \lambda_1) + a_{21} \cdot (\lambda_3 - \lambda_2) + a_{31} \cdot (\lambda_1 - \lambda_3) \quad (*)$$

$$\lambda = \lambda_2 + a_{12} \cdot (\lambda_2 - \lambda_1) + a_{22} \cdot (\lambda_3 - \lambda_2) + a_{32} \cdot (\lambda_1 - \lambda_3) \quad (*)$$

$$\lambda = \lambda_3 + a_{13} \cdot (\lambda_2 - \lambda_1) + a_{23} \cdot (\lambda_3 - \lambda_2) + a_{33} \cdot (\lambda_1 - \lambda_3) \quad (*)$$

La diferencia en el costo marginal de corto plazo entre los nodos 2 y 1 $\lambda_2 - \lambda_1$ es igual a la suma de los multiplicadores de Lagrange para la línea 1, se obtiene que $\lambda_2 - \lambda_1 = \tau_1 - \gamma_1$. Realizando el mismo procedimiento para las líneas 2 y 3, y rescribiendo las ecuaciones (*), se obtiene que, el costo marginal de cada nodo se expresa como:

$$\lambda_i = c_i + \mu_i - v_i = \lambda - \sum_{l=1}^3 (\tau_l - \gamma_l) \cdot a_{li}$$

ANEXO C: MODELO DE MINIMIZACIÓN DE COSTOS.

El modelo de minimización de costos de inversión, operación y falla utilizado para resolver el problema desde la perspectiva social está basado en el modelo lineal propuesto por (Sanhueza, 2002). Se adapta este modelo de características dinámicas para resolver un problema estático (un año de estudio). Matemáticamente, se expresa como:

$$FObj = \text{Min}(C_{op} + C_{Falla} + C_{Inv})$$

$$FObj = \text{Min} \sum_j^P T_j \left(\sum_i^G C_{V_i} \cdot G_i^j + \sum_k^B C_f \cdot r_k^j \right) + \sum_{l=1}^L AINV_l \cdot \left(F_l^{Nom} \cdot \frac{y_l}{y_l^0} - F_l^{Nom} \right)$$

Donde debe cumplirse que para una hidrología h , un mes m y un periodo p .

Balance de potencia:

$$\sum_{i=1}^{NG} g_i^{h,m,p} + \sum_{k=1}^{NB} r_k^{h,m,p} = \sum_{k=1}^{NB} D_k^{m,p}$$

Límites de generación:

$$g_i^{min} \leq g_i^{h,m,p} \leq g_i^{max} \quad , 1 \leq i \leq NG$$

Límites de demanda no suministrada:

$$0 \leq r_k^{h,m,p} \leq D_k^{m,p} \quad , 1 \leq k \leq NB$$

Restricciones de transmisión:

$$-F_l^{max} \leq f_l^{h,m,p} \leq F_l^{max} \quad , 1 \leq l \leq NL$$

La ecuación anterior se puede describir de la siguiente manera:

$$-F_l^{max} \leq f_{oi}^{h,m,p} + \sum_k^{NB} h_{i,k} \cdot (g_k^{h,m,p} - g_{ok}^{h,m,p}) \leq F_l^{max}$$

Con

$$F_l^{max} = \left(\frac{F_l^{max_o}}{y_l^o} \right) \cdot y_l$$

Restricciones de capacidad de generación de las centrales hidráulicas de embalse:

$$\sum_{p=1}^{NP} T_p \cdot g_i^{h,m,p} = LMh_i$$

Donde

Cv_i : Costo variable de generación de la central i .

$g_i^{h,m,p}$: Generación de la central i , en el periodo p , el mes m y la secuencia hidrológica h .

$g_{oi}^{h,m,p}$: Generación inicial de la central i , en el periodo p , el mes m y la secuencia hidrológica h .

C_f : Costo de falla de la energía no suministrada.

$r_k^{h,m,p}$: Demanda no suministrada en el nodo k , en el periodo p , el mes m y la secuencia hidrológica h .

$D_k^{m,p}$: Demanda de la barra k , en el periodo p y el mes m .

g_i^{min} : Generación mínima de la central i .

g_i^{max} : Generación máxima de la central i .

- $f_l^{h,m,p}$: Flujo por la línea l , el durante el periodo, p el mes m y la secuencia hidrológica h .
- $f_{ol}^{h,m,p}$: Flujo inicial por la línea l , el durante el periodo, p el mes m y la secuencia hidrológica h .
- F_l^{max} : Capacidad máxima de la línea l .
- $F_l^{max_o}$: Capacidad nominal inicial de la línea l .
- y_l^0 : Admitancia inicial de la línea l
- y_l : Admitancia asociada a la capacidad máxima de la línea l .
- $h_{i,k}$: Corresponde a los elementos de la matriz sensibilidad de generación o GSDF.
- $AINV_l$: Anualidad del costo de inversión por unidad de potencia asociada a reforzamientos de la línea l , (US\$/MW).
- NP : Número de periodos de la curva de demanda.
- NG : Número de generadores.
- NB : Número de barras.
- NH : Número total de secuencias hidrológicas para el año en estudio.
- T_p : Duración en horas del bloque de carga p .
- LMh_i : Límite mensual de energía para las centrales hidráulicas de embalse.

ANEXO D: DETALLE DE LOS EJEMPLOS DE 6 BARRAS

D.1 Caso 1

D.1.1 Utilidades de cada coalición utilizando peaje estampillado

Tabla D-1: Ingresos y costos de la ampliación 1 con peaje estampillado

Coalición	Ingresos (MUS\$)	Costos Operación (MUS\$)	Peaje líneas Existentes (MUS\$)	Peaje Ampliaciones (MUS\$)	Ingreso Tarifario (MUS\$)	Utilidades (MUS\$)
G3	19.601	17.009	1.294	575	2.096	2.819
G6	41.526	35.487	1.222	575	1.980	6.221
G3G6	61.127	52.496	2.517	575	4.076	9.615

Tabla D-2: Ingresos y costos de la ampliación 2 con peaje estampillado

Coalición	Ingresos (MUS\$)	Costos Operación (MUS\$)	Peaje líneas Existentes (MUS\$)	Peaje Ampliaciones (MUS\$)	Ingreso Tarifario (MUS\$)	Utilidades (MUS\$)
G3	19.590	16.998	1.294	575	2.110	2.833
G6	41.534	35.496	1.222	575	1.993	6.234
G3G6	61.124	52.494	2.517	575	4.103	9.642

Tabla D-3: Ingresos y costos de la ampliación 3 con peaje estampillado

Coalición	Ingresos (MUS\$)	Costos Operación (MUS\$)	Peaje líneas Existentes (MUS\$)	Peaje Ampliaciones (MUS\$)	Ingreso Tarifario (MUS\$)	Utilidades (MUS\$)
G3	19.716	17.124	1.294	600	2.088	2.786
G6	41.433	35.395	1.222	600	1.972	6.188
G3G6	61.150	52.519	2.517	600	4.061	9.574

D.1.2 Utilidades de cada coalición utilizando peaje por uso

Tabla D-4: Ingresos y costos de la ampliación 1 con peaje por uso

Coalición	Ingresos (MUS\$)	Costos Operación (MUS\$)	Peaje líneas Existentes (MUS\$)	Peaje Ampliaciones (MUS\$)	Ingreso Tarifario (MUS\$)	Utilidades (MUS\$)
G3	19.601	17.009	1.047	575	-18	952
G6	41.526	35.487	1.997	575	4.966	8.433
G3G6	61.127	52.496	3.044	575	4.949	9.960

Tabla D-5: Ingresos y costos de la ampliación 2 con peaje por uso

Coalición	Ingresos (MUS\$)	Costos Operación (MUS\$)	Peaje líneas Existentes (MUS\$)	Peaje Ampliaciones (MUS\$)	Ingreso Tarifario (MUS\$)	Utilidades (MUS\$)
G3	19.590	16.998	1.042	575	-17	959
G6	41.534	35.496	2.002	575	4.999	8.460
G3G6	61.124	52.494	3.044	575	4.982	9.994

Tabla D-6: Ingresos y costos de la ampliación 3 con peaje por uso

Coalición	Ingresos (MUS\$)	Costos Operación (MUS\$)	Peaje líneas Existentes (MUS\$)	Peaje Ampliaciones (MUS\$)	Ingreso Tarifario (MUS\$)	Utilidades (MUS\$)
G3	19.716	17.124	1.041	600	11	961
G6	41.433	35.395	2.002	600	4.919	8.355
G3G6	61.150	52.519	3.044	600	4.930	9.916

ANEXO E: DETALLE DEL EJEMPLO DE 24 BARRAS

E.1 Datos del problema

Tabla E-1: Datos de las líneas

Nº	Línea		X (p.u)	Capacidad (MVA)	Longitud (Km)	Costo Incremental inversión (US\$/KmMW)
	Barra inicio	Barra final				
1	1	2	0,0139	175	3	30
2	1	3	0,2112	175	55	30
3	1	5	0,0845	175	22	30
4	2	4	0,1267	175	33	30
5	2	6	0,192	175	50	30
6	3	9	0,119	175	31	30
7	3	24	0,0839	200	50	30
8	4	9	0,1037	175	27	30
9	5	10	0,883	175	23	30
10	6	10	0,0605	175	16	30
11	7	8	0,0614	175	16	30
12	8	9	0,1651	175	43	30
13	8	10	0,1651	175	43	30
14	9	11	0,0839	200	50	30
15	9	12	0,0839	200	50	30
16	10	11	0,0839	200	50	30
17	10	12	0,0839	200	50	30
18	11	13	0,0476	200	33	30
19	11	14	0,0476	200	29	30
20	12	13	0,0476	200	33	30
21	12	23	0,0966	200	67	30
22	13	23	0,0865	200	60	30
23	14	16	0,0389	200	27	30
24	15	16	0,0173	200	12	30
25	15	21	0,0245	400	34	30
26	15	24	0,0519	200	36	30
27	16	17	0,0259	200	38	30
28	16	19	0,0231	200	16	30
29	17	18	0,0144	200	10	30
30	17	22	0,1053	200	73	30
31	18	21	0,01295	300	18	30
32	19	20	0,0198	300	27	30
33	20	23	0,0108	300	15	30
34	21	22	0,0678	200	47	30

Tabla E-2: Datos de los generadores

Generador	Barra de Conexión	Cap. Máx (MW)	Costo Operación (US\$/MWh)
1	1	20	50,00
2	1	20	50,00
3	1	76	15,30
4	1	76	15,30
5	2	20	50,00
6	2	20	50,00
7	2	76	15,30
8	2	76	15,30
9	7	100	24,03
10	7	180	24,03
11	7	180	24,03
12	13	250	23,33
13	13	250	23,33
14	13	280	23,33
15	15	12	29,10
16	15	12	29,10
17	15	12	29,10
18	15	12	29,10
19	15	12	29,10
20	15	155	12,44
21	16	155	12,44
22	18	300	6,30
23	21	300	6,30
24	22	50	0,00
25	22	50	0,00
26	22	50	0,00
27	22	50	0,00
28	22	50	0,00
29	23	155	12,44
30	23	155	12,44
31	23	350	12,10

Tabla E-3: Datos de la Demanda

Barra	Distribución espacial (%)	Demanda máxima (MW)
1	3,79	118,8
2	3,40	106,7
3	6,32	198,0
4	2,60	81,4
5	2,49	78,1
6	4,77	149,6
7	4,39	137,5
8	6,00	188,1
9	6,14	192,5
10	6,84	214,5
11	0,00	0,0
12	0,00	0,0
13	9,30	291,5
14	6,81	213,4
15	11,12	348,7
16	3,51	110,0
17	0,00	0,0
18	11,68	366,3
19	6,35	199,1
20	4,49	140,8
21	0,00	0,0
22	0,00	0,0
23	0,00	0,0
24	0,00	0,0

Tabla E-4: Bloques de demanda

Periodo de demanda	Porcentaje Demanda Anual	Duración (hrs)
1	100	287
2	86,77	1.724
3	73,54	2.490
4	60,32	2.671
5	47,09	1.588

E.2 Desarrollo del juego cooperativo

Tabla E-5: Generación

Generador	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3		Periodo 4		Periodo 5	
	Gen Actual (p.u)	Gen. Fut. (p.u)	Gen Actual (p.u)	Gen. Fut. (p.u)	Gen Actual (p.u)	Gen. Fut. (p.u)	Gen Actual (p.u)	Gen. Fut. (p.u)	Gen Actual (p.u)	Gen. Fut. (p.u)
1	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,69	0,29
4	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,69	0,29
5	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
8	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
9	0,63	0,66	0,66	0,67	0,64	0,10	0,42	0,36	0,00	0,00
10	1,25	1,32	1,14	1,23	1,06	0,10	0,63	0,47	0,00	0,00
11	1,25	1,32	1,14	1,23	1,06	0,10	0,63	0,47	0,00	0,00
12	1,78	1,89	1,68	1,41	0,79	1,33	0,10	0,06	0,00	0,00
13	1,78	1,89	1,68	1,41	0,79	1,33	0,10	0,06	0,00	0,00
14	2,02	2,15	1,89	1,57	0,82	1,50	0,10	0,06	0,00	0,00
15	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,12	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	1,55	1,55	1,01	1,55	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
21	1,55	1,55	1,10	0,50	0,68	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00
22	3,00	3,00	3,00	3,00	2,60	3,00	1,79	2,30	1,27	1,69
23	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
24	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
25	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
26	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
27	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
28	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
29	1,02	1,10	0,85	1,30	1,29	1,55	1,55	1,55	0,80	0,99
30	1,02	1,10	0,85	1,30	1,29	1,55	1,55	1,55	0,80	0,99
31	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

La generación futura corresponde a la generación de los distintos generadores aumentando en un 10% la capacidad de todas las líneas del sistema.

E.2.1 Validez en la selección de generadores

La validez del método para a agentes del juego, se evaluará por medio de la información adicional que entregan los costos marginales a los cuales venden su energía bajo las condiciones actuales los generadores del sistema.

E.2.2 Utilidades percibidas por las coaliciones

Tabla E-6: Resumen de Utilidades utilizando peaje GGDF

Coalición	Plan 1 (MUS\$)	Plan 2 (MUS\$)	Plan 3 (MUS\$)	Plan 4 (MUS\$)
1	-1.024	-1.036	-1.090	-1.035
2	-1.878	-1.334	-1.965	-1.759
3	7.599	6.950	7.493	7.598
4	31.425	30.226	31.340	31.412
5	15.930	15.021	15.853	15.981
6	-1.990	-1.467	-2.056	-1.901
7	7.487	6.818	7.402	7.456
8	31.313	30.093	31.249	31.271
9	15.818	14.888	15.762	15.839
10	6.632	6.519	6.527	6.732
11	30.458	29.795	30.374	30.547
12	14.963	14.589	14.887	15.115
13	39.935	38.079	39.832	39.904
14	24.440	22.874	24.345	24.472
15	48.267	46.149	48.192	48.286
16	6.520	6.386	6.436	6.590
17	30.346	29.662	30.283	30.405
18	14.851	14.457	14.796	14.973
19	39.823	37.947	39.741	39.762
20	24.328	22.741	24.254	24.330
21	48.155	46.017	48.101	48.145
22	38.969	37.648	38.866	39.038
23	23.474	22.442	23.379	23.606
24	47.300	45.718	47.226	47.421
25	56.777	54.003	56.684	56.778
26	38.857	37.515	38.775	38.896
27	23.362	22.310	23.288	23.464
28	47.188	45.586	47.135	47.279
29	56.665	53.870	56.592	56.636
30	55.810	53.571	55.718	55.912
31	55.698	53.439	55.626	55.770

Tabla E-7: Resumen de utilidades con peaje estampillado

Coalición	Plan 1 (MUS\$)	Plan 2 (MUS\$)	Plan 3 (MUS\$)	Plan 4 (MUS\$)
1	-1.843	-1.124	-1.930	-1.826
2	-2.491	-1.277	-2.577	-2.475
3	7.587	6.653	7.501	7.605
4	31.674	30.025	31.589	31.691
5	16.059	15.020	15.972	16.076
6	-3.422	-1.498	-3.508	-3.407
7	6.656	6.432	6.570	6.672
8	30.743	29.804	30.658	30.758
9	15.128	14.800	15.041	15.143
10	6.008	6.279	5.923	6.024
11	30.095	29.650	30.010	30.110
12	14.480	14.646	14.394	14.494
13	40.173	37.580	40.089	40.189
14	24.558	22.576	24.472	24.574
15	48.645	45.948	48.559	48.660
16	5.077	6.058	4.992	5.091
17	29.164	29.430	29.080	29.177
18	13.549	14.426	13.463	13.562
19	39.242	37.360	39.158	39.257
20	23.627	22.355	23.541	23.641
21	47.714	45.727	47.629	47.727
22	38.594	37.206	38.510	38.608
23	22.979	22.202	22.894	22.993
24	47.066	45.574	46.981	47.079
25	57.144	53.504	57.059	57.158
26	37.663	36.985	37.579	37.675
27	22.048	21.981	21.963	22.060
28	46.135	45.353	46.050	46.146
29	56.213	53.283	56.128	56.226
30	55.565	53.130	55.481	55.577
31	54.634	52.909	54.550	54.644

E.3 Resultados de la Solución Social

Tabla E-8: Capacidades óptimas solución social

Línea	Capacidad (MW)
1	175
2	175
3	175
4	175
5	175
6	175
7	222
8	175
9	175
10	175
11	175
12	175
13	175
14	200
15	200
16	200
17	228
18	298
19	244
20	200
21	257
22	266
23	373
24	200
25	400
26	222
27	309
28	200
29	200
30	200
31	300
32	300
33	402
34	200

ANEXO F: DETALLE DEL EJEMPLO DEL SIC-11 BARRAS

F.1 Datos de la Simulación

Los generadores considerados en la modelación del SIC se muestran la en la tabla F-1.

Tabla F-1: Generadores del Sistema

Nº	Barra	Generador	Propietario	Tipo de Generación	Capacidad Instalada (MW)	Costo Operación (US/MWh)
	Nombre					
1	D. Almagro	TG. D. Almagro	ENDESA	Térmica	46	101,36
1	D. Almagro	Tal Tal	ENDESA	Térmica	144	16,56
2	Maitencillo	Guacolda	GUACOLDA S.A	Térmica	285,8	17,04
2	Maitencillo	TG Huasco	ENDESA	Térmica	58	105,91
2	Maitencillo	TV. Huasco	ENDESA	Térmica	13,3	40,14
2	Maitencillo	El Indio	AES. GENER S.A	Térmica	18	78,52
2	Maitencillo	Los Molles	ENDESA	H. Pasada	16	0
3	Quillota	Laguna Verde	AES. GENER S.A	Térmica	52,7	55,25
3	Quillota	Nehuenco	COLBUN S.A	Ciclo Comb.	361	13,86
3	Quillota	San Isidro	SAN ISIDRO S.A	Ciclo Comb.	422	16,81
3	Quillota	Ventanas	AES. GENER S.A	Térmica	310.2	22,44
3	Quillota	Aconcagua	ACONCAGUA S.A	H. Pasada	72,9	0
3	Quillota	Los Quilos	H.G VIEJA Y M. VALPO.	H. Pasada	39,3	0
3	Quillota	Sauce Andes	GEN. S. ANDES	H. Pasada	1,1	0
5	C. Navia	Renca	AES. GENER S.A	Térmica	92	102,28
5	C. Navia	Nueva Renca	S.E. SANTIAGO S.A	Ciclo Comb.	379	13,85
5	C. Navia	Rapel	ENDESA	H. Embalse	350	0
6	A. Jahuel	Sauzal	ENDESA	H. Pasada	76,8	0
6	A. Jahuel	Sauzalito	ENDESA	H. Pasada	9,5	0
6	A. Jahuel	Alfalfal	AES. GENER S.A	H. Pasada	160	0
6	A. Jahuel	Florida	S.C. Del MAIPO	H. Pasada	28	0
6	A. Jahuel	Maitenes	AES. GENER S.A	H. Pasada	30,8	0
6	A. Jahuel	Puntilla	E.E PUNTILLA S.A	H. Pasada	14,7	0
6	A. Jahuel	Queltehues	AES. GENER S.A	H. Pasada	41,07	0
6	A. Jahuel	Volcan	AES. GENER S.A	H. Pasada	13	0
6	A. Jahuel	Colbún/ Machicura	COLBUN S.A	H. Embalse	490	0
6	A. Jahuel	Cipreses	ENDESA	H. Embalse	101,4	0
6	A. Jahuel	Curillinque	PEHUENCHE S.A	H. Pasada	85	0
6	A. Jahuel	Isla	ENDESA	H. Pasada	68	0
6	A. Jahuel	San Ignacio	COLBUN S.A	H. Pasada	37	0

7	Ancoa	Pehuenche	PEHUENCHE S.A	H. Embalse	500	0
7	Ancoa	Loma Alta	PEHUENCHE S.A	H. Pasada	38	0
8	Charrúa	Antuco/ El Toro	ENDESA	H. Embalse	700	0
8	Charrúa	Pangue	PANGUE S.A	H. Embalse	467	0
8	Charrúa	Abanico	ENDESA	H. Pasada	136	0
8	Charrúa	Mampil	IBENER S.A	H. Pasada	49	0
8	Charrúa	Peuchén	IBENER S.A	H. Pasada	75	0
8	Charrúa	Rucúe	COLBUN S.A	H. Pasada	170	0
8	Charrúa	Bocamina	ENDESA	Termica	121	19,68
9	Temuco	Pullinque	PULLINQUE S.A	H. Pasada	48,6	0
10	Valdivia	Capullo	E.E. CAPULLO	H. Pasada	10,7	0
10	Valdivia	Pilmaiquén	PILMAIQUEN S.A	H. Pasada	39	0
11	P. Montt	Canutillar	ENDESA	H. Embalse	145	0

Las unidades Tal Tal 1 y Tal Tal 2 se consideran como una unidad con un costo promedio ponderado de 16.56 (US\$/MWh).

Las unidades de Guacolda 1 y Guacolda 2 se consideraron como 1 unidad con el costo promedio ponderado de 17.04 (US\$/MWh)

Las unidades Ventanas 1 y Ventanas 2, son consideradas como una sola unidad, con un costo promedio de 22.44 (US\$/MWh)

Tabla F-2: Distribución de la demanda.

Nº	Barra	Distribución espacial (%)	Demanda Máxima (MW)
	Nombre		
1	D. Almagro	2,34%	91,45
2	Maitencillo	8,56%	334,52
3	Quillota	11,28%	440,82
4	Polpaico	4,54%	177,42
5	C. Navia	19,23%	751,50
6	A. Jahuel	27,14%	1060,63
7	Ancoa	2,71%	105,90
8	Charrúa	18,75%	732,77
9	Temuco	2,27%	88,71
10	Valdivia	1,38%	53,93
11	Puerto Mont	1,80%	70,34

Tabla F-3: Curva de carga respecto de la demanda máxima anual

Periodo de demanda	Porcentaje Demanda Anual	Duración (hrs)
1	100%	700
2	90%	3.680
3	70%	3.680
4	60%	700

Tabla F-4: Datos líneas

Nº	Línea		Capacidad (MW)	longitud (Km)	X (p.u)
	Barra Inicial	Barra Final			
1	Diego de almagro	Maitencillo	194	280	31,75
2	Maitencillo	Quillota	590	540	74,7
3	Quillota	Polpaico	680	50	848,5
4	Polpaico	Alto Jahuel	400	72	200
5	Polpaico	Cerro Navia	300	30	499
6	Cerro Navia	Alto Jahuel	480	40	533,3
7	Alto Jahuel	Ancoa	1093	240	142
8	Ancoa	Charrúa	425	183	57
9	Charrúa	Temuco	210	195	25
10	Temuco	Puerto Montt	145	360	4,98
11	Temuco	Valdivia	145	150	12,29
12	Valdivia	Puerto Montt	145	115	14,48

F.2 Selección de agentes del juego

Las generaciones para la capacidad de la red actual y para la red reforzada en un 5% se muestran a continuación:

Tabla F-5: Operación con capacidad actual del sistema

Generador	H. Húmeda (p.u)				H. Normal (p.u)				H. Seca (p.u)			
	Periodos				Periodos				Periodos			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	2,44	2,44	0,00	0,00	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
3	0,08	0,00	0,00	0,00	2,28	0,00	0,00	0,00	2,86	2,86	2,86	2,86
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,20	0,00	0,00
8	3,61	3,61	3,25	2,09	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61
9	4,22	1,02	0,00	0,00	4,22	4,16	4,15	3,09	4,22	4,22	4,22	4,22
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	3,10	1,80	0,84
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92	0,92	0,92	0,92
12	3,79	3,79	2,19	1,36	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79
13	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,26	1,66	1,32	0,31	1,85	1,97	1,49
14	4,90	4,90	4,57	4,22	4,90	4,65	2,29	1,51	4,74	3,22	1,45	1,38
15	1,01	1,01	0,74	0,64	1,01	0,81	0,59	0,48	0,87	0,52	0,43	0,45
16	5,00	5,00	4,66	4,22	5,00	4,75	2,37	1,38	4,83	3,22	1,55	1,41
17	8,53	7,93	6,02	4,54	9,75	9,08	7,41	6,38	9,43	8,02	4,84	2,48
18	2,62	2,30	2,03	2,03	2,93	2,73	2,45	2,34	2,89	2,49	2,21	1,61
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	1,21	1,21	1,21
20	0,91	0,78	0,67	0,70	0,97	0,79	0,65	0,74	1,01	0,78	0,62	0,70

Tabla F-6: Operación con la capacidad aumentada en un 5%

Generador	H. Húmeda (p.u)				H. Normal (p.u)				H. Seca (p.u)			
	Periodos				Periodos				Periodos			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	2,44	2,44	0,00	0,00	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
3	0,00	0,00	0,00	0,00	2,06	0,00	0,00	0,00	2,86	2,86	2,86	2,86
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,25	0,00	0,00
8	3,61	3,61	2,95	1,79	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61
9	4,09	0,81	0,00	0,00	4,22	4,07	3,93	2,26	4,22	4,22	4,22	4,22
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,10	3,10	2,14	1,18
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,81	0,81	0,63
12	3,79	3,79	2,10	1,27	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79
13	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,22	1,67	1,47	0,32	1,39	2,30	2,17
14	4,90	4,90	4,63	4,27	4,90	4,61	2,29	1,74	4,84	3,35	1,32	1,28
15	1,01	1,01	0,77	0,64	1,01	0,80	0,60	0,49	0,96	0,52	0,42	0,44
16	5	5,00	4,72	4,28	5,00	4,70	2,37	1,59	4,94	3,36	1,41	1,31
17	8,72	8,12	6,23	4,77	9,91	9,20	7,51	6,55	9,71	8,20	4,64	2,25
18	2,66	2,34	2,06	2,07	2,99	2,84	2,54	2,38	2,95	2,56	2,15	1,52
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	1,21	1,21	1,21
20	0,90	0,77	0,67	0,70	0,96	0,78	0,66	0,74	0,99	0,78	0,62	0,69

F.3 Detalle de las utilidades

Para el juego cooperativo, incluyendo todas las centrales de las empresas participantes en el juego

Tabla F-7: Resumen de Utilidades utilizando peaje GGDF

Coalición	Plan 1 (MUS\$)	Plan 2 (MUS\$)	Plan 3 (MUS\$)	Plan 4 (MUS\$)
1	286.668	287.081	286.977	340.937
2	55.486	55.610	55.439	71.619
3	137.019	137.290	136.687	165.336
4	81.366	81.540	81.220	96.591
5	47.281	47.305	47.334	56.709
6	343.849	344.322	344.136	413.776
7	425.382	426.001	425.384	507.492
8	369.729	370.251	369.917	438.748
9	335.644	336.016	336.031	398.866
10	194.201	194.530	193.846	238.175
11	138.547	138.780	138.378	169.430
12	104.462	104.545	104.493	129.549
13	220.080	220.460	219.627	263.147
14	185.995	186.225	185.742	223.265
15	130.341	130.475	130.274	154.520
16	482.564	483.242	482.543	580.332
17	426.910	427.492	427.075	511.587
18	392.825	393.257	393.190	471.705
19	508.443	509.171	508.324	605.303
20	474.358	474.936	474.439	565.422
21	418.704	419.186	418.971	496.677
22	277.262	277.700	276.786	335.986
23	243.176	243.465	242.900	296.104
24	187.523	187.715	187.432	227.360
25	269.056	269.395	268.681	321.076
26	565.625	566.411	565.483	678.143
27	531.539	532.177	531.597	638.261
28	475.886	476.427	476.129	569.516
29	557.419	558.106	557.378	663.233
30	326.237	326.635	325.840	393.915
31	614.600	615.346	614.537	736.072

Tabla F-8: Resumen de utilidades con peaje estampillado

Coalición	Plan 1 (MUS\$)	Plan 2 (MUS\$)	Plan 3 (MUS\$)	Plan 4 (MUS\$)
1	295.794	296.217	295.858	350.037
2	49.242	49.297	49.212	65.336
3	133.159	133.452	133.009	161.607
4	84.878	85.201	84.721	100.022
5	49.253	49.288	49.170	58.692
6	346.731	347.144	346.790	416.593
7	430.648	431.299	430.587	512.864
8	382.367	383.048	382.299	451.279
9	346.743	347.135	346.748	409.949
10	184.096	184.378	183.940	228.163
11	135.815	136.128	135.653	166.577
12	100.190	100.215	100.102	125.247
13	219.731	220.283	219.450	262.849
14	184.107	184.370	183.898	221.519
15	135.826	136.119	135.611	159.933
16	481.585	482.225	481.518	579.420
17	433.304	433.975	433.231	517.835
18	397.680	398.062	397.679	476.505
19	517.221	518.130	517.028	614.106
20	481.596	482.217	481.476	572.776
21	433.315	433.966	433.189	511.191
22	270.668	271.210	270.382	329.404
23	235.044	235.296	234.830	288.074
24	186.763	187.046	186.543	226.489
25	270.680	271.201	270.340	322.760
26	568.158	569.057	567.959	680.662
27	532.533	533.143	532.408	639.331
28	484.252	484.893	484.120	577.746
29	568.169	569.048	567.917	674.017
30	321.617	322.128	321.271	389.316
31	619.106	619.975	618.849	740.573

F.4 Solución Social

Tabla F-: Solución social

Línea	(MW)
1	194
2	590
3	906
4	400
5	448
6	511
7	1093
8	425
9	210
10	145
11	145
12	145