



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

**DEFINICIÓN DE UN SISTEMA
TRONCAL EFICIENTE USANDO
TEORÍA DE JUEGOS
COOPERATIVOS**

FRANKO ANDRÉS SORE OSORIO

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V.D.W.

Santiago de Chile, Agosto, 2003



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

**DEFINICIÓN DE UN SISTEMA
TRONCAL EFICIENTE USANDO
TEORÍA DE JUEGOS
COOPERATIVOS**

FRANKO ANDRÉS SORE OSORIO

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V.D.W.

JUAN ZOLEZZI C.

RICARDO PAREDES M.

JUAN C. ARANEDA T.

MARIO DURÁN T.

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

Santiago de Chile, Agosto, 2003

A mi querido papá por su apoyo incondicional, a mi querida mamá por su fuerza y ánimo constante. A mis queridos Tata Lucho y Mama por enseñarme lo sencilla y hermosa que es la vida. A mis hermanos Loreto y Tomi, por su entendimiento y comprensión. A mi querida polola Rocío por estar a mi lado en las buenas y en las malas. Este trabajo va dedicado a ustedes. Los quiero mucho.

AGRADECIMIENTOS

Es muy importante para mí demostrar mi afecto a todas aquellas personas que me ayudaron a desarrollar la presente tesis. En primer lugar, al profesor Hugh Rudnick, por su increíble apoyo, dedicación, y en particular, por ser una persona siempre dispuesta a entregar parte de su tiempo en escuchar dudas e inquietudes.

A Don Juan Zolezzi, por su ayuda a lo largo de todo el trabajo, por su calidad humana, y por hacer aquellas reuniones de los jueves en la tarde momentos agradables, entretenidos y muy provechosos. Gracias por entregarme herramientas para llegar a mi meta.

A mi papá y mamá, por tener la paciencia de escuchar mis quejas, sonreír junto a mí, y confiar plenamente en mis capacidades. A mi hermana Loreto, por la gran paciencia que me tiene, en particular aquellos días en que llegaba mal genio al departamento después de largas sesiones de trabajo. Gracias por entenderme.

A mi Tata Lucho, por su gran amor y cariño. A mi Mama Marta, por ser simplemente como es, una persona genial, cariñosa y muy importante en mi vida.

A Rocío, mi polola, por estar conmigo, apoyarme, entenderme y quererme. Si pudiese escribir lo mucho que te agradezco y que te quiero, cien páginas serían poco. A los tíos Rogelio e Irene, por recibirme en su hogar y hacerme sentir como en mi casa.

A aquellas personas e instituciones que logré contactar vía mail, en especial a Don Javier Contreras y a ISA de Colombia, por entregarme ideas que me iluminaron en momentos en que el camino parecía muy oscuro.

A Rosana Latuf, de la Fundación Juan Pablo II. Gracias por darme fuerza y ánimo para cumplir mis sueños. Tu apoyo lo sentí siempre, y la estrategia que usaste fue muy buena. Gracias.

A Rodrigo Jiménez, Sebastián Mocarquer y Roberto Méndez, por la ayuda brindada en la comprensión de ciertos conceptos importantes para el desarrollo de la presente tesis. A don Juan Carlos Araneda y Osvin Martínez, de TRANSELEC. A don Ricardo Paredes por sus interesantes comentarios.

A todos mis amigos que me dieron fuerzas y energía para cumplir mi meta, en especial a mi equipo de futbolito “*Club De Trompo*” y su fiel hinchada. Gracias amigos por contar siempre con ustedes.

También, quiero agradecer el apoyo que desde el cielo sentía día a día de parte de mi Nono Lorenzo, de mi tía Agustina y de mi querido amigo Álvaro.

Finalmente, gracias a Dios.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE GENERAL	v
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT	xix
I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS DEL ESTUDIO	2
1.2 ESTRUCTURACIÓN DE LA TESIS	2
II. PROYECTO LEY CORTA CHILENA Y LA TARIFICACIÓN EN TRANSMISIÓN.	5
2.1 PROBLEMAS ACTUALES	6
2.2 OBJETIVOS DE LA LEY CORTA CON RESPECTO A LA TRANSMISIÓN	8
2.2.1 Definición de la actividad de Transmisión.....	9
2.2.2 Sistemas de Transmisión definidos en la Ley Corta	9
2.2.2.1 Sistema de Transmisión Troncal (STT)	9
2.2.2.2 Sistema de Subtransmisión	10
2.2.2.3 Sistemas de Transmisión Adicionales.....	10

2.2.3	Mecanismos de expansión de la red.....	11
2.2.4	Mecanismos de interconexión entre sistemas eléctricos.....	13
2.2.5	Condiciones de propiedad del Sistema Troncal.....	13
III.	EXPERIENCIA DE DEFINICIÓN DE STT EN OTROS PAÍSES.....	14
3.1	GUATEMALA.....	14
3.2	BOLIVIA.....	16
3.3	COLOMBIA.....	18
3.4	PERÚ.....	18
3.5	BRASIL.....	19
3.6	ESPAÑA.....	19
3.7	SUECIA.....	20
3.8	CONCLUSIONES.....	20
IV.	CONCEPTOS DE TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS APLICADOS A LA DEFINICIÓN DE UN SISTEMA TRONCAL EFICIENTE.....	21
4.1	RESUMEN.....	21
4.2	INTRODUCCIÓN.....	21
4.3	CONCEPTOS BÁSICOS.....	22
4.4	FUNCIÓN CARACTERÍSTICA Y CONFIGURACIÓN DE PAGOS.....	24
4.4.1	Función Característica.....	25
4.4.2	Configuración de pagos.....	26
4.5	EQUIVALENCIAS ESTRATÉGICAS.....	26
4.6	JUEGOS SIMPLES.....	27
4.6.1	Juego de votación ponderada: Ejemplo de Juego Simple.....	30
4.7	RACIONALIDADES.....	30
4.7.1	Racionalidad Individual.....	31
4.7.2	Racionalidad Grupal.....	31
4.7.3	Racionalidad de Coalición.....	32
4.8	EL NÚCLEO.....	32

4.9	OTRAS SOLUCIONES POSIBLES AL JUEGO COOPERATIVO.....	34
4.9.1	Teoría del Exceso.....	34
4.9.1.1	Kernel.....	35
4.9.1.2	Nucleolo.....	37
4.9.2	Valor Shapley.....	37
4.9.2.1	Ventaja Valor Shapley.....	40
4.9.2.2	Desventaja Valor Shapley.....	40
4.9.3	Aumann Shapley.....	41
V. REGLAS DEL JUEGO COOPERATIVO PARA LA DEFINICIÓN DE UN SISTEMA TRONCAL EFICIENTE.....		49
5.1	SEGURIDAD DE SERVICIO.....	50
5.1.1	Criterio de seguridad por conectividad o criterio egoísta de comercialización.....	51
5.1.2	Criterio de seguridad por reserva energética.....	54
5.2	COSTOS.....	54
VI. METODOLOGÍA PROPUESTA DEL JUEGO COOPERATIVO PARA LA DEFINICIÓN DE UN SISTEMA TRONCAL EFICIENTE.....		56
6.1	AGENTES DEL JUEGO.....	56
6.2	COALICIONES Y JUEGO DE VOTACIÓN PONDERADA.....	57
6.3	DESPACHO DE GENERADORES.....	59
6.4	DEFINICIÓN DE LA FUNCIÓN CARACTERÍSTICA PARA CADA COALICIÓN DEL JUEGO.....	59
6.4.1	Función Característica Juego Regulado.....	70
6.4.2	Función Característica Juego Privado.....	73
6.5	RESOLUCIÓN DEL JUEGO COOPERATIVO.....	74
6.6	RANKING DE GENERADORES.....	74
6.7	DEFINICIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DE TRANSMISIÓN.....	76
6.8	CONCLUSIONES METODOLOGÍA PLANTEADA.....	77
VII. EJEMPLO NUMÉRICO SEIS BARRAS DE GARVER.....		81

7.1	CÁLCULO DE FUNCIÓN CARACTERÍSTICA PARA COALICIONES FACTIBLES.....	85
7.1.1	Coalición A	85
7.1.2	Coalición B	89
7.1.3	Coalición C	95
7.1.4	Resumen de funciones características para todas las coaliciones	96
7.2	RESOLUCIÓN DEL JUEGO COOPERATIVO Y DETERMINACIÓN DEL STT PARA LAS SEIS BARRAS DE GARVER.	96
7.3	CONCLUSIONES EJEMPLO SEIS BARRAS DE GARVER.....	101
7.4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EJEMPLO 6 BARRAS DE GARVER.	103
7.4.1	Umbral de Corte.....	103
7.4.2	Lista de Mérito	106
VIII.	EJEMPLO PARA SISTEMA DE 24 BARRAS.	111
IX.	APLICACIÓN AL SIC CHILENO.	127
9.1	RESULTADOS.....	133
9.2	COMPARACIÓN CON RESULTADOS CNE	136
X.	CONCLUSIONES.	138
10.1	DESARROLLOS FUTUROS.....	141
	BIBLIOGRAFÍA	143
	ANEXO A. ITERACIÓN REDESPACHO DE GENERACIÓN.....	151
	ANEXO B. PROCESO DE ELIMINACION DE LINEAS ANTE SENSIBILIDAD DE UMBRAL DE CORTE EN EL PROBLEMA DE GARVER	153
	ANEXO C. CALCULO FUNCION CARACTERISTICA, ASIGNACION DE COSTOS Y RANKING DE GENERADORES ANTE SENSIBILIDAD DE UMBRAL DE CORTE EN EL PROBLEMA DE GARVER	158
	ANEXO D. RESULTADOS PROCESO DE ELIMINACION DE LINEAS ANTE SENSIBILIDAD DE LISTA DE MERITO EN EL PROBLEMA DE GARVER	161

ANEXO E. CALCULO FUNCION CARACTERISTICA ANTE SENSIBILIDAD DE LISTA DE MERITO EN EL PROBLEMA DE GARVER.....	170
ANEXO F. COALICIONES FACTIBLES PARA EL PROBLEMA DE 24 BARRAS.....	171
ANEXO G. PEAJES PARA GENERADORES DEL SISTEMA DE 24 BARRAS.	174
ANEXO H. FUNCIONES CARACTERISTICAS PARA COALICIONES FACTIBLES DEL PROBLEMA DE 24 BARRAS.	175
ANEXO I. DATOS SISTEMA REDUCIDO SIC	176
ANEXO J. COALICIONES FACTIBLES PARA EL SIC REDUCIDO	180
ANEXO K. PEAJES PARA GRUPOS DE GENERADORES DEL SIC REDUCIDO.....	181
ANEXO L. FUNCIONES CARACTERISTICAS PARA COALICIONES FACTIBLES DEL SIC REDUCIDO.....	182
ANEXO M. ASIGNACIÓN ABSOLUTA DE COSTOS PARA EL SIC REDUCIDO.....	183

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 6.1: Costo de Congestión Red Simple explicativa del método de cálculo para el costo de congestión.	64
Tabla 7.1: Datos de generación del sistema de 6 barras de Garver modificado.	82
Tabla 7.2: Datos de líneas del sistema de 6 barras de Garver modificado.....	83
Tabla 7.3: Datos de las cargas del sistema de 6 barras de Garver modificado.	83
Tabla 7.4: Factibilidad de coaliciones para el sistema de 6 barras de Garver modificado.	84
Tabla 7.5: Primera iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición A del sistema de 6 barras de Garver modificado.....	85
Tabla 7.6: Segunda iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición A del sistema de 6 barras de Garver modificado.....	86
Tabla 7.7: Cálculo de Peajes para todas las líneas de la red existente	88
Tabla 7.8: Primera iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado	90
Tabla 7.9: Segunda iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado	90
Tabla 7.10: Tercera iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado.....	91
Tabla 7.11: Resultados modificación sistema resultante para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado, ante la imposibilidad de eliminar congestión redispachando centrales generadoras.	94
Tabla 7.12: Resumen de funciones características para todas las coaliciones para el problema de las 6 barras de Garver.....	96
Tabla 7.13: Resultados asignación de costos y asignación relativa de costos para los juegos regulado y privado de las 6 barras de Garver modificado	97
Tabla 7.14: Ranking de generadores para los juegos regulado y privado de las 6 barras de Garver modificado.....	100

Tabla 7.15: Asignación relativa de costos para cada escenario de lista de mérito.....	108
Tabla 7.16: Ranking de generadores para cada escenario de lista de mérito, para juego regulado y privado.	109
Tabla 8.1: Datos de generación del sistema de 24 barras.	113
Tabla 8.2: Datos de las cargas del sistema de 24 barras.	113
Tabla 8.3: Datos de las líneas del sistema de 24 barras.	114
Tabla 8.4: Asignación absoluta de costos para juegos regulado y privado en sistema de 24 barras.	118
Tabla 8.5: Asignación relativa de costos para juegos regulado y privado en sistema de 24 barras.	119
Tabla 8.6: Ranking de generadores para juego regulado en sistema de 24 barras.....	121
Tabla 8.7: Ranking de generadores para juego privado en sistema de 24 barras.....	121
Tabla 9.1: Grupos de generadores SIC reducido.	129
Tabla 9.2: Asignación relativa de costos caso SIC reducido.	131
Tabla 9.3: Ranking grupo de generadores para SIC reducido.	133
Tabla B.1: Primera iteración para coalición A, usando umbral de corte de 10%.	153
Tabla B.2: Segunda iteración para coalición A, usando umbral de corte de 10%.	153
Tabla B.3: Primera iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 10%....	154
Tabla B.4: Segunda iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 10%...	154
Tabla B.5: Primera iteración para coalición A, usando umbral de corte de 20%.	155
Tabla B.6: Segunda iteración para coalición A, usando umbral de corte de 20%.	155
Tabla B.7: Primera iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 20%....	156
Tabla B.8: Segunda iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 20%...	156
Tabla B.9: Eliminación de congestión de línea nº 14 reponiendo línea nº 10, para coalición B y C, usando umbral de corte de 20%.	157

Tabla C.1: Funciones características para coaliciones en juegos regulado y privado, para umbral de corte 10 % y 20%.....	158
Tabla C.2: Asignaciones de costos absoluta y relativa en juego regulado, para umbral de corte 10 % y 20%.....	159
Tabla C.3: Asignaciones de costos absoluta y relativa en juego privado, para umbral de corte 10 % y 20%.....	159
Tabla C.4: Ranking de generadores juego regulado, para umbral de corte 10 % y 20%.....	160
Tabla C.5: Ranking de generadores juego privado, para umbral de corte 10 % y 20%.....	160
Tabla D.1: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G1 < G3 < G6$	161
Tabla D.2: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G1 < G3 < G6$	161
Tabla D.3: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G1 < G3 < G6$	162
Tabla D.4: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G1 < G6 < G3$	162
Tabla D.5: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G1 < G6 < G3$	163
Tabla D.6: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G1 < G6 < G3$	163
Tabla D.7: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G3 < G1 < G6$	164
Tabla D.8: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G3 < G1 < G6$	164
Tabla D.9: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G3 < G1 < G6$	165
Tabla D.10: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G3 < G6 < G1$	165
Tabla D.11: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G3 < G6 < G1$	166
Tabla D.12: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G3 < G6 < G1$	166
Tabla D.13: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G6 < G1 < G3$	167
Tabla D.14: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G6 < G1 < G3$	167
Tabla D.15: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G6 < G1 < G3$	168
Tabla D.16: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G6 < G3 < G1$	168

Tabla D.17: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G6 < G3 < G1$	169
Tabla D.18: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G6 < G3 < G1$	169
Tabla E.1: Función característica para cada coalición con sensibilidad de lista de mérito para juego regulado.....	170
Tabla E.2: Función característica para cada coalición con sensibilidad de lista de mérito para juego privado.....	170
Tabla F.1: Coaliciones factibles para el sistema de 24 barras (Parte 1).....	171
Tabla F.2: Coaliciones factibles para el sistema de 24 barras (Parte 2).....	172
Tabla F.3: Coaliciones factibles para el sistema de 24 barras (Parte 3).....	173
Tabla G.1: Peajes para generadores del sistema de 24 barras.....	174
Tabla H.1: Funciones características para coaliciones factibles del problema de 24 barras.....	175
Tabla I.1: Datos de líneas SIC reducido unilineal.....	177
Tabla I.2: Datos de cargas SIC reducido unilineal.....	178
Tabla I.3: Datos de generación SIC reducido unilineal.....	179
Tabla J.1: Coaliciones factibles SIC reducido unilineal.....	180
Tabla G.1: Peajes para grupo de generadores del SIC reducido unilineal.....	181
Tabla L.1: Funciones características para coaliciones factibles del problema del SIC reducido unilineal.....	182
Tabla M.1: Asignación absoluta de costos anuales para el SIC reducido unilineal.....	183

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4.1: Partición de Agentes en el método de Aumann Shapley.....	42
Figura 4.2: Trayectorias correspondientes al caso $N_1=2$ y $N_2=1$	43
Figura 5.1: Red Simple ejemplificando línea dedicada	50
Figura 5.2: Seguridad de servicio provisto por la red de transmisión.....	52
Figura 5.3: Representación gráfica del Criterio Egoísta	53
Figura 6.1: Diagrama de Bloques Metodología Propuesta	56
Figura 6.2: Red Simple explicativa del método de cálculo para el costo de congestión vía redespacho.....	63
Figura 6.3: Red Diagrama de Bloques Metodología Propuesta (Parte I).....	79
Figura 6.4: Red Diagrama de Bloques Metodología Propuesta (Parte II).	80
Figura 7.1: Diagrama Modificado y Expandido del Sistema de 6 Barras de Garver.....	82
Figura 7.2: Diagrama del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición A.	87
Figura 7.3: Diagrama del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición B con barra 3 aislada.....	92
Figura 7.4: Diagrama preliminar del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición B.	92
Figura 7.5: Diagrama definitivo del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición B.	94
Figura 7.6: Asignación absoluta de costos para el juego regulado de las 6 barras de Garver modificado.	97
Figura 7.7: Asignación relativa de costos para el juego regulado de las 6 barras de Garver modificado.	98
Figura 7.8: Asignación absoluta de costos para el juego privado de las 6 barras de Garver modificado.	98

Figura 7.9: Asignación relativa de costos para el juego privado de las 6 barras de Garver modificado.	99
Figura 7.10: Sistema Troncal para el juego regulado de las 6 barras de Garver modificado.	100
Figura 7.11: Sistema Troncal para el juego privado de las 6 barras de Garver modificado.	101
Figura 7.12: Sistema Troncal para sensibilidad de umbral de corte, en el juego regulado.	104
Figura 7.13: Sistema Troncal para sensibilidad de umbral de corte, en el juego privado.	105
Figura 7.14: Función característica de la gran coalición para los distintos escenarios de lista de mérito, en un juego regulado.	107
Figura 7.15: Función característica de la gran coalición para los distintos escenarios de lista de mérito, en un juego privado.	107
Figura 7.16: Sistema Troncal regulado y privado para la lista de mérito $G_6 < G_1 < G_3$	110
Figura 8.1: Diagrama IEEE 24 Bus RTS Example	112
Figura 8.2: Asignación absoluta de costos juego regulado para sistema de 24 barras...	118
Figura 8.3: Asignación absoluta de costos juego privado para sistema de 24 barras. ...	119
Figura 8.4: Asignación relativa de costos juego regulado para sistema de 24 barras. ...	120
Figura 8.5: Asignación relativa de costos juego privado para sistema de 24 barras.....	120
Figura 8.6: Sistema Troncal del juego regulado para el problema de 24 barras.....	124
Figura 8.7: Sistema Troncal del juego privado para el problema de 24 barras.....	125
Figura 9.1: Representación reducida del SIC.....	128
Figura 9.2: Asignación relativa de costos juego regulado del SIC reducido.	132
Figura 9.3: Asignación relativa de costos juego privado del SIC reducido.	132
Figura 9.4: Sistema Troncal para SIC reducido.....	134
Figura 9.5: Comparación STT SIC.	136

Figura M.1: Asignación absoluta de costos para el juego regulado del SIC reducido...183

Figura M.2: Asignación absoluta de costos para el juego privado del SIC reducido. ...184

RESUMEN

El principal objetivo de este trabajo es la definición de un Sistema Troncal de Transmisión (STT), usando los principios de cooperación e interacción entre agentes en que se fundamenta la teoría de juegos cooperativos.

El modelo incorpora criterios económicos y técnicos en la obtención de un STT eficiente. Entre las variables económicas consideradas se encuentran el despacho vía lista de mérito, un flujo de potencia, la consideración de costos de líneas, de congestión y de generación, el pago de peajes para la remuneración de la transmisión por parte de los generadores y el aspecto comercializador de éstos. En tanto, entre las variables técnicas se encuentra la generación, las capacidades de las líneas, los problemas de desacople de barras, el uso de las líneas y la seguridad de suministro del sistema a través de reservas energéticas.

Se propone un algoritmo que permite calcular la función característica de cada una de las coaliciones que se pueden formar entre generadores (jugadores del juego cooperativo), considerando como variables representativas los costos de congestión, de líneas, de despacho de generación y los asociados al pago de peajes de generadores. Se considera como coaliciones factibles o *ganadoras* a aquellas que sean capaces de satisfacer toda la demanda del sistema, manteniendo una reserva de energía de mínimo un 10%, por razones de seguridad.

Se define un juego cooperativo para calcular un STT tanto para un sistema regulado, como para un sistema privado. Para ello, se debe realizar una asignación de costos por medio de alguna metodología cualquiera (se elige Valor Shapley en el caso de la presente tesis, porque representa una forma directa y simple de encontrar una solución para un juego cooperativo, independiente de la dimensionalidad del número de agentes),

y se ordena los generadores en un ranking según una asignación de costos relativa, independiente del tamaño de los agentes generadores.

La metodología se aplica a tres sistemas, uno de seis barras, otro de veinticuatro barras, y finalmente a una representación reducida del Sistema Interconectado Central chileno.

Así, el presente trabajo entrega una primera aproximación para definir un STT, dependiente de factores técnicos y económicos, con el fin de colaborar en la eficiencia de los sistemas eléctricos existentes.

ABSTRACT

The main objective of this work is the definition of a Transmission Trunk System (STT), utilizing cooperation and interaction principles among agents, that are the foundations of cooperative game theory.

The model incorporates economic and technical criteria to obtain an efficient STT. The following economic variables are considered: merit order dispatch, power flow, line costs, congestion and generation costs, the wheeling payments to remunerate transmission by generators, and their commercialization character. The following technical variables are considered: generation, line capacities, bus decoupling, line use and security of supply through energy reserves.

An algorithm is proposed. It allows to calculate the characteristic function of each one of the generator coalitions that may arise (players of the cooperative game). The following costs are considered representative variables: congestion, lines, generation dispatch, generator wheeling. Winning or feasible coalitions are those that are able to satisfy all the system demand, keeping a minimum 10% energy reserve, for security purposes.

A cooperative game is defined to calculate a STT for a regulated system and another for a private system. For that, a cost distribution must be done with any method (the Shapley Value method is used, because it represents a direct and simple form to find a solution for a cooperative game, independent of the dimension of the number of agents). The generators are ranked according to relative costs, independent of their size.

The method is applied to three systems, a 6 bus one, a 24 bus one, and finally, to a reduced representation of the Chilean Central Interconnected system.

Thus, this work provides a first approximation to define a STT, dependent of technical and economic factors, to contribute to the efficiency of present electric systems.

I. INTRODUCCIÓN

Desde la promulgación de la ley Eléctrica Chilena, el año 1982, conocida como DFL N°1, el sistema de transmisión no ha logrado recuperar adecuadamente los costos asociados, que incentiven la expansión de la red, problema que se ha acentuado recientemente en el Sistema Interconectado Central, evidenciándose cuellos de botella de transmisión que amenazan con racionamientos en zonas del sistema. Ante esta problemática, y por diversos otros motivos, la autoridad ha visto la necesidad de realizar modificaciones a la Ley, naciendo el Anteproyecto de Ley Corta, teniendo entre otros objetivos, el autofinanciamiento de la red de transmisión a través de una asignación óptima de costos entre los agentes beneficiados por dicha red.

Para esto, la Ley Corta define un llamado *Sistema Troncal*, como el sistema constituido por líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo. Al dueño de las instalaciones que pertenezcan a este sistema, a través de algún método de asignación de costos determinado, se le debe remunerar para recuperar los costos totales incurridos.

Así nace la inquietud de desarrollar una metodología para la definición de este Sistema Troncal, ya que las distintas experiencias internacionales no muestran un método claro que involucre eficiencia económica y criterios técnicos adecuados.

La presente tesis pretende entregar una primera aproximación a la definición de un sistema troncal eficiente, con el *plus* que entrega la utilización de teoría de juegos cooperativos, presentándose como una alternativa muy interesante, al considerar

aspectos de interacción racional, impulsada por los intereses propios de los agentes involucrados.

1.1 Objetivos del Estudio

El objetivo de esta tesis es desarrollar una metodología para el cálculo de un Sistema de Transmisión Troncal, ocupando las herramientas que entrega la teoría de juegos cooperativos, con el fin de imponer criterios técnicos y económicos en la definición de este sistema, resultando de mínimo costo y eficiente.

Para lograr este objetivo, es indispensable la consideración de costos asociados a la red de transmisión, como el costo de las líneas usadas, los costos incurridos para evitar problemas de congestión, los costos relacionados con la generación o despacho de energía de los generadores que circula a través de las líneas y el costo asignado a cada generador mediante el pago de peajes.

1.2 Estructuración de la Tesis

La presente tesis se estructura de la siguiente forma:

En el Capítulo II se muestra las principales características del proyecto de Ley Corta que se encuentra en discusión en Chile, particularmente los aspectos concernientes a la transmisión. No se revisa el tema del pago o remuneración de la transmisión en cuanto a la asignación de costos entre los usuarios (generadores y consumidores) del sistema.

En el Capítulo III se revisa algunos casos internacionales de definición de Sistemas Troncales de Transmisión (STT).

El Capítulo IV se centra en la teoría de juegos cooperativos, tanto en su formulación matemática, como en las propiedades que posee. Se analiza conceptos como el Núcleo, el Valor Shapley, y los Juegos Simples, entre otros.

En el Capítulo V se entregan las Reglas del Juego Cooperativo que permitirán definir un STT eficiente, previo al juego cooperativo en sí. Estas reglas se separan fundamentalmente en dos aspectos: seguridad de servicio y costos involucrados.

El Capítulo VI muestra la metodología propuesta para la definición de un STT, dada una red existente. Se especifican los agentes participantes del juego, los métodos de cálculo utilizados, y los aspectos a considerar en la definición del Troncal, tales como Costos de Congestión en líneas, Costos de Transmisión o Uso de líneas, Costos de Despacho o Generación y Costo de los Generadores por el pago de peajes. También se especifica la diferenciación entre la definición de un STT en un sistema regulado y en un sistema privado. Este capítulo muestra el aporte principal de la presente tesis.

Los Capítulos VII y VIII muestran el desarrollo empírico del modelo para un sistema de seis barras y uno de 24 barras respectivamente. Para uno de los ejemplos en particular se realizan análisis de sensibilidad en parámetros tales como lista de mérito del despacho de generación y umbrales de utilización de líneas, a fin de analizar su correlación con el resultado final.

El Capítulo IX muestra la aplicación de la metodología de cálculo del STT para un sistema reducido representante del Sistema Interconectado Central (SIC) chileno.

Finalmente, se indican conclusiones del estudio, y se formulan nuevas investigaciones que pueden desarrollarse en esta misma línea.

II. PROYECTO LEY CORTA CHILENA Y LA TARIFICACIÓN EN TRANSMISIÓN.

La transmisión es la actividad destinada a transportar energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos [D.S. N° 327, 1998]. Considerándose para estos efectos, como instalaciones de transmisión a todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 [kV]. Se caracteriza por:

- Significativas economías de escala
- Indivisibilidad en la inversión

Por ello, existe una tendencia a operar como un monopolio, ante lo cual la legislación eléctrica la define como un segmento regulado en el sistema.

El sistema regulatorio vigente en Chile desde 1982 ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, pero se han ido detectando dificultades. Con respecto a la transmisión, el sistema actual NO incentiva la inversión en expansión de redes, ya que no es clara la asignación de costos entre los participantes del sector eléctrico (generadores, consumidores, distribuidores) que cubran los costos de la transmisión, desincentivando nuevos proyectos de inversión de transmisión.

A continuación, se presentan los problemas actuales en transmisión, que dan lugar al proyecto de ley, llamado Ley Corta, que intenta lograr el perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos de regulación de cargos por uso de los sistemas de

transmisión, para alcanzar un mercado de generación competitivo, con una adecuada calidad de suministro, entre otros tantos objetivos.

2.1 Problemas Actuales

La regulación vigente de los diferentes segmentos de la actividad eléctrica se basa en una *tarificación marginalista*. Esta tarificación impide reconocer las economías de escala presentes en el segmento de transmisión, lo que provoca un desequilibrio financiero, pues impide que este segmento se rente (Costos marginales NO alcanzan a cubrir los costos medios de transmisión). Para superar esta situación, la modificación de 1990 a la Ley General de Servicios Eléctricos introdujo los conceptos de *pago de peajes* al sistema de transmisión, para complementar los ingresos del propietario de los medios de transporte no cubiertos por los ingresos tarifarios marginalistas. Pero, el problema se presenta en la determinación de estos peajes. En un comienzo, estos se fijan según negociaciones entre los generadores que usan las instalaciones de transmisión, y los dueños de ésta. Si no hay acuerdo, se va a un proceso arbitral, que puede durar mucho tiempo. Ante estos problemas, el desincentivo por invertir en líneas de transmisión se hace creciente, porque viene la pregunta de “¿quién paga?”.

Para ser más precisos, el artículo 51 del DFL N°1/82, dice que los transmisores reciben *Ingresos Tarifarios y Peajes*:

Ingresos Tarifarios

Ingreso variable, recibido directamente de los generadores, que corresponde al costo marginal de corto plazo de las inyecciones (venta) de energía y potencia, y de los retiros (compras) en los diferentes nodos del sistema.

Peajes

Ingreso fijo, recibido directamente de los generadores, que permite cubrir los costos medios no cubiertos por el ingreso tarifario, que resulta de prorratear, entre quienes usan las instalaciones, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, más el costo de operación y mantenimiento (AVNR + COYM). El peaje puede ser:

- *Peaje básico:* Peaje que paga el generador por instalaciones de transmisión dentro de su área de influencia¹, independiente de los contratos de suministro.
- *Peaje adicional:* Peaje que paga el generador cuando establece contratos de suministro que utilizan instalaciones fuera de su área de influencia.

Teniendo claro lo anterior, los problemas que presenta la legislación actual en el tema de la transmisión, son:

- Legislación vigente no define la transmisión con características de servicio público, no existiendo entonces la obligación de los propietarios de la red de expandir el sistema.
- Falta de claridad en la determinación de peajes, existiendo problemas en:
 - La determinación legal del área de influencia (generando diversas interpretaciones en sucesivos acuerdos de peajes)
 - Las negociaciones bilaterales de peajes entre generadores y propietarios de los sistemas de transmisión han terminado por lo general recurriendo a comisiones arbitrales, generando largos procesos.

¹ Área de influencia: Instalaciones que se ven directa y necesariamente afectadas por las inyecciones de potencia y energía de una central generadora.

- Sistema de determinación de peajes actual no da garantías de una aplicación no discriminatoria para todos los usuarios, dado que los peajes individuales se han determinado en forma bilateral y diversa a través del tiempo.

2.2 Objetivos de la Ley Corta con respecto a la transmisión

De acuerdo a los problemas antes mencionados, algunos objetivos de la Ley Corta [Proyecto Ley Corta, 2000] en materia de transmisión serían:

- Definición de la actividad de transmisión con carácter de servicio público.
- Reactivar las inversiones en transmisión.
- Viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión entre los sistemas interconectados nacionales existentes. (SIC Y SING)
- Procedimiento de cálculo de peajes claro, simple y transparente.
- Determinar los usuarios que pagan el costo de sistema de transmisión, y cómo.

Se expandirá en aquellos puntos de la ley corta relevantes para la investigación que se realiza en la presente tesis. Así, es importante mencionar que la Ley Corta deroga los artículos 51°A hasta 51°G del Capítulo V del DFL N°1/82, donde se explicaba el proceso de tarificación y el proceso de definición de peajes, eliminando, por ejemplo, el concepto de Área de Influencia, y creando el concepto de Sistema de

Transmisión Troncal, tal como lo indican los nuevos artículos creados por la Ley Corta, que comprenden del artículo 89-1 al 89-40.²

2.2.1 Definición de la actividad de Transmisión

La transmisión tendrá carácter de *servicio público*, definiéndose las obligaciones del transportista para la expansión y las exigencias de calidad de servicio. Además se establece que el acceso a los sistemas de transmisión será abierto (art. 89-4), no pudiendo negarse a ningún usuario.

2.2.2 Sistemas de Transmisión definidos en la Ley Corta

Se definen tres sistemas de Transmisión, mediante decreto supremo del Ministerio de Economía:

2.2.2.1 Sistema de Transmisión Troncal (STT)

Sistema constituido por líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo. [CNE, 2002]

Lo anterior, para los diferentes escenarios de disponibilidad de instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de seguridad y calidad de servicio.

² El Proyecto Ley Corta, hasta la fecha de entrega de la presente tesis, seguía en discusión, en particular la metodología de peajes o asignación de costos entre generadores y consumidores del sistema. La presente revisión muestra las variaciones presentes en el Proyecto de Ley Corta al 31 de Diciembre de 2002, pudiendo existir modificaciones posteriores a esta fecha.

La determinación de instalaciones que conforman el STT se actualizará cada 4 años.

2.2.2.2 Sistema de Subtransmisión

Sistema constituido por líneas y subestaciones eléctricas que están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Para tal efecto, deberán a lo menos cumplir las siguientes características:

- No calificar como instalaciones troncales.
- Que los flujos no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

2.2.2.3 Sistemas de Transmisión Adicionales

Sistema constituido por instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo:

- Están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios.

- Su objetivo principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de Transmisión Troncal ni de los Sistemas de Subtransmisión.

2.2.3 Mecanismos de expansión de la red

Se establece un mecanismo centralizado de expansión de la red de transmisión mediante un *Estudio de Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal*, coordinado por la CNE, que tendrá como objetivo la identificación de las ampliaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema. Este será revisado cada cuatro años, con un horizonte de 10 años.

El estudio tendrá como contenido:

- La identificación de las ampliaciones futuras en los sistemas de transmisión troncal que minimicen el costo total esperado actualizado de abastecimiento (suma de costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento) durante el período de estudio.
- Empresas de transmisión troncal responsables de la construcción de las obras de transmisión.
- El VI y COMA (Valor de Inversión y Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos, respectivamente) por tramo de las instalaciones existentes y de las instalaciones futuras.

- La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación.

Algunas de las características fundamentales de este estudio son:

- Se efectuará una licitación internacional para convocar la realización del estudio. El o los proyectos que se logren del estudio, también se adjudicarán mediante licitación internacional.
- Tendrá financiamiento propio.
- Será único, y en la elaboración de sus términos de referencia participarán propietarios y usuarios del sistema de transmisión.
- Propietarios de las instalaciones afectadas por las ampliaciones resultantes del estudio, tendrán la obligación de llevar a cabo dichos proyectos de expansión en el sistema troncal respectivo, realizando ellos mismos dichas ampliaciones o encargándolas a un tercero.
- Resultados del estudio estarán abiertos a comentarios entre todos los participantes.
- Los resultados serán publicados en un Informe Técnico elaborado por la CNE.

2.2.4 Mecanismos de interconexión entre sistemas eléctricos

Algunos procedimientos definidos en la Ley Corta, en el caso que el *Estudio de Expansión y Valorización* demuestre la necesidad de interconexión entre sistemas, son:

- La CNE, mediante un proceso de licitación pública internacional, deberá adjudicar a una empresa de transmisión el derecho a realizar y explotar el proyecto de interconexión.
- Las empresas que participen de la licitación deberán presentar propuestas del Valor de la Transmisión por Tramo.
- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes pasarán a ser parte de un único sistema troncal de transmisión, y por tanto, estarán afectas a las mismas normas.

2.2.5 Condiciones de propiedad del Sistema Troncal

Las condiciones son:

- Ninguna empresa que opere en cualquier otro segmento del sector eléctrico podrá tener una participación accionaria superior a **8%** del Sistema de Transmisión Troncal.
 - Participación conjunta de las empresas generadoras y comercializadoras no podrá superar el **40%** del Sistema de Transmisión Troncal.

III. EXPERIENCIA DE DEFINICIÓN DE STT EN OTROS PAÍSES.

La realidad internacional muestra muchos ejemplos en los que la autoridad define un Sistema *Principal* o *Troncal* para sus respectivos sistemas eléctricos. Entre los casos mostrados, se encuentran Guatemala, Bolivia, Colombia, Perú, Brasil, España, Suecia.

Cabe mencionar, que la Comisión Nacional de Energía en su primera propuesta de Sistema Troncal, a diciembre de 2002 [CNE, 2002], define dentro del sistema troncal a aquellas instalaciones con voltaje superior a 220 kV, a especificarse en un artículo transitorio de la Ley Corta. Incluso, excepcionalmente, la primera fijación del sistema troncal podrá incluir líneas en nivel de tensión nominal, mayor o igual a 154 kV, siempre y cuando estén construidas y en funcionamiento.

Así pues, la comparación para el caso chileno, con otras regulaciones, se basará en conocer cómo definen los sistemas principales o troncales otros países.

3.1 Guatemala

La determinación de un sistema de transmisión eficiente, donde se motive la inversión y se asegure el suministro, se realiza mediante la determinación de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, a través de un organismo regulador. Las características principales son [Guatemala, 2002]:

Ente Regulador: El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el

mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

Determinación del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado: El AMM deberá determinar cuál es el sistema de transmisión económicamente adaptado, entendiéndose a éste como el que permite transmitir o transportar electricidad con el menor costo de instalación y operación de las instalaciones de transmisión y transformación con la siguiente metodología:

- Se identificarán estados de carga típicos, correspondientes a situaciones de diferentes condiciones de uso del sistema de transporte. Estos estados de carga incluirán situaciones con máxima y mínima demanda, máxima y mínima producción de las centrales hidroeléctricas, y toda otra situación que sea considerada probable.
- Se identificarán estados de carga correspondientes a contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia en el sistema de transmisión o generación, con n-1 componentes en servicio para los casos en los cuales sea aplicable dicho criterio.
- Para cada uno de los estados de carga identificados, se realizarán flujos de carga, en los que se determinarán las potencias máximas transmitidas por cada línea o transformador. A estas potencias se las denominará cargas máximas de cada componente.

Para cada componente del sistema de transmisión se comparará su carga máxima con su capacidad nominal. Si ambos valores son razonablemente similares, se considerará que ese componente está económicamente adaptado; es decir, que la capacidad nominal del componente corresponde a equipos que normalmente se fabrican

y están disponibles comercialmente o al diseño de una línea de transmisión que considera los criterios por los cuales se determina su capacidad nominal.

La capacidad nominal de una línea de transmisión se determinará por el límite máximo de transporte el cual se determina por el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.

La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.

La definición de un Sistema Económicamente Adaptado permitirá un cálculo de peajes transparentes, tanto para sistemas principales como secundarios.³

3.2 Bolivia⁴

El sector eléctrico en Bolivia está regulado por la Ley de Electricidad N° 1604 del 21 de diciembre de 1994 [Ley 1604, 1994] y los Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico, de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, de Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres, de Precios y Tarifas, de Calidad de Distribución, de Infracciones y Sanciones y de Calidad de la Transmisión [SUPERELE, 2003].

³ Más detalles de aspectos como Costo Anual del Sistema Principal de Transmisión, Distribución de estos Costos entre los Generadores, Peaje por Uso de Sistemas Secundarios e Interconexiones Internacionales en el sistema de Guatemala, en el documento Norma de Coordinación Comercial N° 9 del Administrador del Mercado Mayorista No. 308-02, emitida el 10 de diciembre de 2002 y resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. 110-2002, emitida el 30 de diciembre de 2002, ambas publicadas en el Diario de Centro América el 6 de enero de 2003.

⁴ <http://www.tde.com.bo> Transportadora de Electricidad S.A. Bolivia

En la actualidad el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Bolivia, atiende el 85% del mercado nacional⁵. Los Sistemas Aislados atienden poblaciones menores.

El sistema de transmisión en el SIN, que en su totalidad pertenece a TDE [TDE, 2003], está clasificado en:

- *Sistema Troncal de Interconexión (STI)* que es la parte de la red en la cual la operación y transacciones económicas entre agentes son el resultado del despacho económico de carga que realiza el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Comprende las líneas de alta tensión, incluidas las correspondientes subestaciones⁶, el equipo de transmisión, compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto existentes como nuevos, que se incorporen como resultado de ampliaciones efectuadas en el marco establecido por la Ley de Electricidad y sus correspondientes reglamentos⁷ (la Superintendencia de Electricidad podrá, mediante resolución, redefinir las instalaciones que conforman el Sistema Troncal de Interconexión).
- *Instalaciones de transmisión fuera del STI.* Al igual que la definición que se da en la Ley Corta chilena a los sistemas de transmisión adicionales, las instalaciones de transmisión fuera del STI son aquellas que, justamente, no pertenecen al STI.

A la red de transmisión de TDE están conectados todos los agentes generadores, distribuidores y consumidores no regulados.

⁵ Ley De Electricidad de Bolivia 1994-12-21 LEY 1604

⁶ Ley De Electricidad de Bolivia 1994-12-21 LEY 1604

⁷ Artículo 71 Ley de Electricidad de Bolivia

3.3 Colombia⁸

En Colombia, se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV [CREG, 2003].

La empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red.

3.4 Perú⁹

En Perú, el Sistema de Transmisión se divide en un Sistema Principal de Transmisión –SPT– (que correspondería al Troncal), y en Sistemas Secundarios de Transmisión [CTE, 2003].

El SPT es aquel que permite comercializar potencia y energía en cualquier barra del sistema. La composición de éste se modificará cada cuatro años, según un estudio previo, o cada vez que se adicione una central generadora al sistema. Por otro lado, los Sistemas Secundarios se definen como aquellos que permiten a los generadores conectarse al Sistema Principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes:

⁸ <http://www.creg.gov.co> Página web de la Comisión de regulación de Energía y Gas, Colombia

⁹ Estudio para la fijación de tarifas y compensaciones del SST de uso compartido por Generación y Demanda. Regulación de 2002. Lima, 03 de Julio de 2002.

<http://www.cte.org.pe> Página web de OSINERG, Gerencia adjunta de Regulación Tarifaria, Perú

- Deberán comprender instalaciones de alta o muy alta tensión.
- Deberán permitir el flujo bidireccional de energía.

3.5 **Brasil**¹⁰

La Red Básica está constituida por todas las líneas de transmisión de tensiones de 230 kV o mayores y subestaciones que contengan equipos de esa tensión o superior, integrantes de las concesiones de servicios públicos de energía eléctrica.

No pertenecen a la Red Básica las líneas de transmisión y conexiones destinadas al uso exclusivo de una central generadora o de un único consumidor, ni las instalaciones destinadas a la conexión de líneas de transmisión y de distribución, para el abastecimiento de un concesionario de distribución.

3.6 **España**¹¹

El sistema de transmisión principal español incluye líneas de 400 y 220 [kV]. La Red Eléctrica de España (REE) fue creada en 1984 y está conformada por una estructura 100% privada.

¹⁰ Overview of Brazilian Regulatory Framework, PSRI Technical Report 39/98, Septiembre 1998.
Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, Relatório de Progresso N° 2. Febrero 2002.
Plano Decenal de Expansão 2000/2009, GCPS
<http://www.aneel.gov.br> Página web de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica

¹¹ “Blueprints for Transmission Regulatory Development in Spain. Access, investment and pricing”, IEEE, Winter Meeting, New York, Feb. 4, 1997)
“Metodología de asignación de costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia” Francisco Javier Rubio Odériz. Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Enero de 1999.

3.7 Suecia¹²

En Suecia, la red de transporte se divide en tres niveles:

- Red Principal o Troncal (mayor a 200 kV), que cubre la totalidad del país. La mayor parte de ella es propiedad del estado, y gestionada por la compañía Svenska Kraftnät. Esta empresa es también responsable de la interconexión, de la operación y de la fiabilidad del sistema eléctrico sueco y es el operador del sistema.
- Red Regional (mayor a 20 kV), que conecta la red principal con los grandes usuarios. Es propiedad de las 8 productoras existentes en el país.
- Redes Locales, que son propiedad de las distribuidoras locales.

3.8 Conclusiones

Como se puede ver, en la mayoría de los países revisados, el Sistema Troncal o principal se define simplemente en base al nivel de voltaje, como ocurre en Suecia (>200 kV), España (entre 220 y 400 kV), Brasil (> 230 kV) y la definición preliminar de la CNE para Chile (algunas de 154 y mayores a 220 kV), no existiendo un criterio económico y técnico adecuado para su definición. Guatemala, en tanto, es un caso en que el concepto de *uso* de las líneas se aplica en la definición del Troncal.

¹² Informe Internacional N° 91, UNESA, Mayo 2000

Página web NordPool, <http://www.nordpool.no>

Página web Svenska Kraftnät, <http://www.svk.se>

“The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät”, Noviembre 2001

IV. CONCEPTOS DE TEORÍA DE JUEGOS COOPERATIVOS APLICADOS A LA DEFINICIÓN DE UN SISTEMA TRONCAL EFICIENTE.

4.1 Resumen

En este capítulo se presentan conceptos importantes de la teoría de juegos cooperativos y de formación de coaliciones, necesarios para el entendimiento de la metodología propuesta para la definición de un Sistema Troncal de Transmisión, siempre desde un enfoque de *asignación de costos* y no de un problema de reparto de beneficios.

4.2 Introducción

El concepto de teoría de juegos debe su origen al intento de solución del eterno conflicto de intereses de ciertos agentes involucrados, a través de competencia o cooperación con otros agentes. La teoría de juegos se define como “una rama de las matemáticas, creada para el estudio de estructuras y la resolución de conflictos, que son representadas mediante un “juego de estrategias”. De allí proviene su nombre.” [Kahan y Rapaport, 1984].

La teoría de juegos fue presentada por primera vez en 1944 por von Neumann y Morgenstern, basada en una serie de suposiciones acerca de la naturaleza de la lógica perseguida por jugadores, ya sea individual como colectivamente.

En el contexto de mercados eléctricos, la teoría de juegos se aplica para solucionar situaciones varias, como subastas, despachos o cooperación entre agentes. En

esto último, es muy común la aplicación de juegos cooperativos en problemas de asignación de costos, en particular, la asignación de costos en los sistemas de transmisión y expansión de éste, ya que es la metodología que más se ajusta al tema de asignación de costos conjuntos y costos comunes [Zolezzi, 2002]:

- Costos conjuntos: Situación en que los costos de producción no corresponden a una función separable del conjunto de productos. Esto lleva a ahorros que se caracterizan a menudo como economías de ámbito.
- Costos comunes: El costo de producción se define sobre un solo producto que es usado por múltiples usuarios (como la red de transmisión o las líneas de expansión). Esto lleva a ahorros que se caracterizan a menudo como economías de escala.

4.3 Conceptos Básicos

Para poder definir claramente un juego cooperativo, se debe conocer tres aspectos fundamentales: los jugadores, las reglas del juego y la función característica. Esta última representa numéricamente a las distintas coaliciones dentro del juego cooperativo.

Un jugador en un juego es una entidad capaz de tomar decisiones de forma autónoma, con un interés propio motivando sus decisiones [Kahan y Rapaport, 1984].

Dependiendo del contexto, el jugador puede ser un ente individual, como un ciudadano, un consumidor, un producto, etc., o puede representar un grupo de personas (colectividad) con intereses comunes.

El número de jugadores de un juego cooperativo se denotará por la letra N , siendo un valor finito, que pueden actuar solos o agrupados en coaliciones, en base a negociaciones de cooperación o coordinación de esfuerzos, de mutua conveniencia para los integrantes de la coalición, los cuales no podrían ser obtenidos de manera garantizada si actúan separadamente.

Matemáticamente, una coalición es un subconjunto del grupo total de N jugadores, y se denotará por la letra S . La formación de una coalición requiere del acuerdo de cada uno de los jugadores de ella, y no exige acuerdo de los jugadores que no están en S . Cada una de las coaliciones puede incluso actuar como un agente autónomo.

La gran coalición, o coalición N , es aquella formada por los N jugadores o agentes involucrados en el juego.

Un jugador puede pertenecer a una sola coalición, es decir, los N agentes del juego se agrupan en coaliciones que son mutuamente exclusivas y excluyentes. Por ejemplo, si en un juego de N jugadores se forman m coaliciones, se tiene:

$$\delta = \{S_1, S_2, \dots, S_m\} \quad (4.1)$$

El conjunto δ representa una *estructura de coaliciones*, que es una partición del conjunto N , y que satisface:

$$S_j \neq \Phi, j = 1, 2, \dots, m. \quad (4.2)$$

$$S_i \cap S_j = \Phi, \text{ para todo } i \neq j \quad (4.3)$$

$$\bigcup_{S_j \in \delta} S_j = N \quad (4.4)$$

La ecuación (4.2) indica que no hay coaliciones vacías, la ecuación (4.3) dice que la intersección entre coaliciones es vacía, es decir, los jugadores pertenecen a sólo una coalición, y la ecuación (4.4) indica que la unión de todas las coaliciones forma la Gran Coalición.

Un juego termina en un resultado, salida, pago o asignación para cada uno de los agentes participantes, de modo que cada jugador i recibe un pago (*payoff*) x_i . La colección de pagos para todos los jugadores se puede expresar en un vector llamado *vector de pagos* o *función de pago* [Kahan y Rapaport, 1984]:

$$x = (x_A, x_B, \dots, x_n) \quad (4.5)$$

El pago, entonces, es un número que representa el valor de cada jugador como resultado del juego. En la mayoría de los casos, este pago final para las coaliciones está expresado en *dinero*. Un jugador racional, que participa del juego cooperativo, siempre prefiere más dinero que menos, o bien, asumir menores costos que mayores costos.

4.4 Función Característica y Configuración de Pagos

Definidos algunos conceptos básicos, es posible plantear un modelo de juego cooperativo, orientado a la resolución de problemas de asignación de costos entre los distintos jugadores participantes en un juego determinado.

4.4.1 Función Característica

La función característica es un valor numérico representativo de cada coalición S del juego cooperativo. Se le llama $v(S)$, conocido también como *valor de S* [Kahan y Rapaport, 1984].

La función característica asigna un valor real $v(S)$ a cada subconjunto S de jugadores, que corresponde al menor costo en dinero para la coalición S cuando sus miembros actúan juntos y forman la coalición sin la colaboración de otros jugadores que no están en S .

Esta definición involucra algunas suposiciones implícitas, como:

- i) El valor de cada coalición está en dinero, y cada jugador prefiere más dinero que menos (menores costos que mayores costos).
- ii) Luego del juego, el valor $v(S)$ es distribuido entre los miembros de la coalición S . Ninguna distribución de $v(S)$ es permitida sin el consentimiento unánime de los miembros de S .
- iii) La función característica $v(S)$ es conocida por todos los jugadores

Por lo tanto, **un juego cooperativo de “ n ” jugadores se define como el par $(N;v)$, donde $N = \{A, B, \dots, n\}$ es el conjunto de jugadores, y “ v ” es la función característica.**

4.4.2 Configuración de pagos

Una forma más completa de expresar el resultado de un juego cooperativo se denomina *configuración de pago* o *PC*, formado por dos componentes: el vector de pagos y la estructura de coalición, que especifica cuáles coaliciones fueron formadas para obtener el resultado final del juego [Kahan y Rapaport, 1984]. La configuración de pago PC corresponde a un par:

$$(X; \delta) = (X_A, X_B, \dots, X_n; S_1, S_2, \dots, S_m); m \leq n \quad (4.6)$$

Donde:

X = Vector de pago o asignaciones.

δ = Estructura de coalición.

4.5 Equivalencias Estratégicas

Es posible realizar clases de equivalencias estratégicas para la función característica de un juego [Kahan y Rapaport, 1984]. Por ejemplo, consideremos dos funciones características para un mismo juego, $(N; v)$ y $(N; v^0)$. Estas funciones sólo difieren por la presencia de una constante multiplicativa $\alpha > 0$, tal que:

$$v^0(S) = \alpha \cdot v(S), \text{ para todo } S \subseteq N \quad (4.7)$$

Como estos dos juegos difieren el uno del otro sólo en la unidad de ponderación de los pagos a cada jugador, la estrategia del juego no se verá afectada por esta diferencia.

De igual modo, si consideramos un juego $(N;v)$ donde a cada jugador se le entrega una cuota (o bonus) β_i por participar del juego. Este monto se adiciona algebraicamente al pago de cada jugador al final del juego, independiente de este pago final. La presencia de este monto no afecta la estrategia del juego. Dados los montos β_i asociados a cada jugador del juego y adicionados al final del mismo, se puede crear una *función característica revisada*:

$$v^0(S) = \alpha \cdot v(S) + \sum_{i \in S} \beta_i, \text{ para todo } S \subseteq N \quad (4.8)$$

En conclusión, las *transformaciones aditivas y multiplicativas* del juego $(N;v)$ son independientes de la estrategia seguida por los agentes participantes, pudiendo escribirse la función característica dentro de una transformación lineal general, como se muestra en la ecuación (4.8).

Con esto, queda claro que los juegos $(N;v)$ y $(N;v^0)$ son *estratégicamente equivalentes*, no afectando la estrategia de los jugadores participantes.

4.6 Juegos Simples

Los juegos simples son aquellos en que cada coalición que se forme tiene dos opciones: *ganar* o *perder*. Cada coalición toma un valor de 0 o 1, dependiendo de si la coalición es perdedora o ganadora [Kahan y Rapaport, 1984].

Los juegos simples son atractivos porque proveen un modelo apropiado para muchas situaciones de conflicto real entre n jugadores, particularmente en estructuras políticas como parlamentos o comités.

Shapley (1962) describió estos juegos simples de la siguiente manera: *dado un juego $(N;v)$, se dirá que una coalición es ganadora si $v(S) = 1$, y perdedora si $v(S) = 0$.*

Por ejemplo, si los jugadores fueran los generadores de una red eléctrica, y el punto de corte que indica que una coalición es ganadora o no, es la capacidad de poder satisfacer toda la demanda del sistema, habrá tantas coaliciones ganadoras como sean capaces de satisfacer la demanda de los consumidores. En otras palabras, una coalición ganadora estará formada por un conjunto de generadores que logren, como mínimo, satisfacer la demanda de un sistema eléctrico. Por otro lado, si una coalición de generadores no puede, por razones de diseño, satisfacer la demanda de un sistema, se estará en presencia de una coalición perdedora, pues no fue capaz de *ganar* o lograr la meta necesaria para considerarse una posible solución ante una cierta exigencia (cubrir la demanda).

Si llamamos W al conjunto de todas las coaliciones ganadoras, L al conjunto de todas las coaliciones perdedoras, y N a la gran coalición, se tienen tres requerimientos:

1. $\phi \in L$;
2. $N \in W$;
3. Si $R \in W$ y $R \subset S$, entonces $S \in W$.

Las condiciones 1 y 2 indican que una coalición nula no puede ser ganadora, y que la gran coalición siempre es ganadora. Para el ejemplo antes mencionado, la condición 1 dice que sin generadores no se puede satisfacer la demanda del sistema, y la condición 2 indica que todos los generadores instalados en la red sí son capaces de satisfacer la demanda del sistema.

El “corazón” de la condición 3 expresa el intuitivo pensamiento electoral, en que una coalición ganadora puede formar parte de una coalición ganadora también. Para el ejemplo anterior, si un conjunto de R generadores ($R \subset S$) es capaz de satisfacer la demanda del sistema, obviamente S también será capaz, ya que hay mayor potencia instalada.

Interés particular en el trabajo con juegos simples es lograr el conjunto de coaliciones ganadoras llamadas *coaliciones ganadoras mínimas* [Kahan y Rapaport, 1984], denotadas como W^m . Una coalición S se dice *ganadora mínima* si cada subconjunto de S es perdedor, pero S es ganador. Formalmente:

$$S \in W^m, \text{ sí y sólo sí } S \in W \quad (4.9)$$

$$(S - \{i\}) \in L, \text{ para todo } i \in S \quad (4.10)$$

Por ejemplo, si se tiene 4 generadores (A, B, C, D), que generan 100, 300, 200 y 100 [MW] respectivamente, y la demanda del sistema es de 350 [MW], entonces una coalición ganadora sería ABC, con 600 [MW], pero esta coalición no es *ganadora mínima*, pues la coalición AB es subconjunto de ella y también es ganadora, ya que tiene una potencia instalada de 400 [MW], mayor que la demanda del sistema. De hecho, la coalición AB es *ganadora mínima*, ya que cada subconjunto de ella, en este caso una coalición formada sólo por A, y otra formada sólo por B, serán perdedoras, porque no son capaces de satisfacer la demanda del sistema. De hecho, la coalición formada sólo por el generador A cubre 100 [MW], y la coalición formada por el generador B cubre 300 [MW], que, por separado, no son suficientes para cubrir la demanda del sistema de 350 [MW].

4.6.1 Juego de votación ponderada: Ejemplo de Juego Simple

Un *juego de votación ponderada* (*Weighted Majority Games*) se define en un conjunto finito N de jugadores, que pueden ser individuos, empresas, grupos políticos, países, generadores de energía eléctrica[Bilbao, 2000], etc. Cada jugador $i \in N$ tiene un cierto peso o número de votos $w_i > 0$, por lo que cada coalición de jugadores $S \subseteq N$ reúne la suma de los pesos de sus componentes:

$$w(S) = \sum_{i \in S} w_i \quad (4.11)$$

Fijada una cuota q para adoptar decisiones, una coalición S es *ganadora* si $w(S) \geq q$, y es *perdedora* si $w(S) < q$. Dado que hay exactamente dos posibilidades para cada coalición de jugadores, un juego de votación ponderada es un *juego simple*, cuya función característica se define como:

$$v(S) = \begin{cases} 1 & \text{si } w(S) \geq q \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (4.12)$$

En consecuencia, un juego de votación ponderada se representa por:

$$v \equiv [q; w_1, w_2, \dots, w_n] \quad (4.13)$$

4.7 Racionalidades

A través del vector de pagos producto de la solución del juego cooperativo, se pueden identificar características de las asignaciones de costos, que permiten saber

cómo son estas recibidas por los agentes. Estas características se llaman *racionalidades* [Kahan y Rapaport, 1984] [Zolezzi, 2000, 2002] [Evans, 2002].

4.7.1 Racionalidad Individual

Ningún agente o coalición de agentes debe tener un costo mayor que su costo alternativo o *stand alone cost*, que se refiere al costo en que debe incurrir un agente si se encuentra solo. La idea entonces del juego cooperativo es lograr una coalición o acuerdo entre agentes satisfactorio para todos.

La racionalidad individual debe cumplir:

$$x_i \leq v(i); \quad \forall i \in N \quad (4.14)$$

Una configuración de pago PC no es estable si viola la condición (4.14) ya que esto no es aceptable al menos para algún jugador, quien puede en forma unilateral mejorar su asignación de costos.

4.7.2 Racionalidad Grupal

El colectivo de todos los jugadores debería ser grupalmente racional. Si el juego es subaditivo, $v(N)$ es el menor costo entre los jugadores, por lo tanto debe cumplirse que la suma de las asignaciones finales de los agentes es igual al costo total a repartir, es decir:

$$\sum_{i \in N} x_i = v(N); \quad \forall i \in N \quad (4.15)$$

4.7.3 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 asignación de costos sea menor 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:

$$\sum_{i \in S} x_i \leq v(S); \quad \forall S \subset N \quad (4.16)$$

La ecuación (4.16) dice que la suma de las asignaciones entregadas a cada uno de los miembros de una coalición, debe ser menor o igual que el costo de la coalición.

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

Las asignaciones de costos que logran racionalidad grupal (4.15) y racionalidad individual (4.14) se denominan *imputaciones* [Zolezzi, 2000]. Si a esto se le agrega la racionalidad de coalición (4.16), se llega al *núcleo*, que es un concepto de solución del juego, a explicarse a continuación.

4.8 El Núcleo

El núcleo de un juego corresponde al concepto que reúne todas las imputaciones que cumplen con la racionalidad de coalición, es decir, corresponde al

conjunto de configuraciones de pago que no deja a alguna coalición en posición de mejorar la asignación de cada uno de sus miembros.

El núcleo de un juego es el conjunto de todas las configuraciones de pago (PCs) que satisfacen la racionalidad de coalición, grupal e individual.

Por lo tanto, el núcleo de un juego (N, v) es el conjunto de todas las PCs si existe uno, tal que se cumplen las ecuaciones (4.14), (4.15) y (4.16), lo que se puede resumir en:

$$x(T) = \sum_{i \in T} x_i \leq v(T); \quad \forall T \subset N \quad (4.17)$$

El cálculo del núcleo es directo, pero se complica para números grandes de jugadores: el cálculo consiste en encontrar todas las configuraciones de pagos que tienen racionalidad de grupo y que satisfacen racionalidad de coalición.

Las imputaciones en el núcleo tienen una cierta estabilidad, pues ningún jugador (o subconjunto de ellos) tiene incentivo para dejar la gran coalición, ya que cumplen con todas las racionalidades del juego. Por otra parte, un núcleo con demasiadas imputaciones no es deseable, pues tienen un pequeño poder predictivo.

Además, si existe un juego de núcleo vacío implica que existe una coalición más beneficiosa que la gran coalición, pues no se cumple la racionalidad de coalición.

4.9 Otras soluciones posibles al juego cooperativo

A partir del núcleo es posible establecer diferentes teorías que planteen soluciones al juego cooperativo [Zolezzi, 2000, 2002] [Evans, 2002]. Entre ellas se encuentran la teoría del exceso, el valor Shapley y Aumann Shapley.

4.9.1 Teoría del Exceso

La teoría del exceso está enfocada a entregar estabilidad y balance en las asignaciones de costos que derivan de ella, a fin de que sean beneficiosas para los jugadores y coaliciones involucradas [Evans, 2002].

El exceso se define como la diferencia entre la suma de las asignaciones individuales de costos que tienen los agentes pertenecientes a una coalición S , y la función característica de dicha coalición.

En otras palabras, el exceso se define como la ganancia o ahorro de costos, dependiendo de la naturaleza del problema (beneficios o costos respectivamente), que obtendrían un conjunto de agentes si se coalicionaran. Matemáticamente:

$$e(S) = \sum_{i \in S} x_i - v(S) \quad (4.18)$$

El núcleo, cuya metodología de asignación de costos sea el exceso, no sólo debe estar formado por vectores de pagos que cumplan con las tres racionalidades, sino que también entreguen excesos positivos.

Dentro de las metodologías de asignación basadas en la teoría del exceso se tiene al Kernel y al Nucleolo, que se explican brevemente a continuación:

4.9.1.1 Kernel

Basada en los conceptos de excedente máximo y equilibrio entre jugadores de una misma coalición. “A mayor exceso que posea un agente, mayor es su *fuerza relativa*”.

El concepto de *máximo excedente* se define como el máximo exceso de todas las posibles coaliciones que puede establecer un agente con respecto a sus pares, excluyendo a aquel con quien interactúa. Sea S_{ij} el máximo excedente entre el agente i y el j respecto a una configuración de coalición, entonces se cumple:

$$S_{ij} = \text{Max}_{C/i \in C, j \notin C} \{e(C)\} \quad (4.19)$$

Donde $e(C)$ es el exceso de todas las coaliciones C que incluyen al agente i y excluyen al j .

Se considerará que el agente i es *más fuerte* que el agente j , si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$S_{ij} > S_{ji} \quad (4.20)$$

$$x_j > v(j) \quad (4.21)$$

Las ecuaciones (4.20) y (4.21) dicen: “*Coalición en que está el agente i y no el agente j , es mejor que coaliciones en que está j y no i* ”

Es decir, el agente fuerte será aquel que tenga mayor excedente en el proceso de coalición, lo que deriva en un mayor poder de negociación. El agente débil, en tanto, estará dispuesto a entregar su beneficio (vía negociación) siempre y cuando no viole su racionalidad individual.

Así, la idea de Kernel es equiparar las fuerzas relativas que existen entre los agentes que se coalicionan¹³, de tal manera que a través del vector de pagos los agentes sean beneficiados de forma justa y sin violar racionalidades. Esta equiparidad se define como *equilibrio*, y se cumple si se da una de las siguientes relaciones:

$$S_{ij} = S_{ji} \quad (4.22)$$

$$S_{ij} > S_{ji} \dots y \dots X_j = V(j) \quad (4.23)$$

$$S_{ij} > S_{ji} \dots y \dots X_i = V(i) \quad (4.24)$$

La información juega un papel fundamental en la formación de coaliciones y en el vector de pagos finales:

- Si el cálculo del Kernel se hace en un medio centralizado (alta información), el resultado será transparente.
- Si el cálculo del Kernel se hace en un medio descentralizado (asimetrías de información), el agente que logre mejores informaciones obtendrá ventajas competitivas en la coalición.

¹³ El equilibrio se define sólo para pares de jugadores que no pertenecen a la misma coalición.

4.9.1.2 Nucleolo

Explora el concepto de exceso entre coaliciones¹⁴, buscando en primer lugar el máximo exceso de toda posible coalición frente a una asignación, y posteriormente minimizando este máximo exceso entre múltiples asignaciones. El Nucleolo es no vacío y existe para cada configuración de pago.

El Nucleolo, entonces, se puede definir como el conjunto de todas las configuraciones de pago (PCs) para el cual el vector reordenado de excesos es mínimo. Se puede calcular por medio de una secuencia de problemas de programación lineal [Zolezzi, 2002].

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

El valor Shapley es una determinación a priori de la asignación resultante que le corresponde a cada agente en un determinado juego de asignación de costos.

El valor de jugar un determinado juego en forma de función característica en una estructura de coalición dada, se designa por el vector Φ de los valores de cada

¹⁴ El nucleolo usa el concepto del exceso de forma diferente a lo que hace el kernel, ya que este último comparaba exceso entre jugadores. El nucleolo no mira a los miembros de una coalición

jugador en orden alfabético y que resulta de los cinco axiomas señalados a continuación [Zolezzi 2002]:

- *Axioma 1: Independencia de factores externos al juego:* Los únicos factores que intervienen en la determinación del valor Shapley son la función característica y la estructura de la coalición a formar.
- *Axioma 2: Simetría y tratamiento igualitario:* Los jugadores simétricos tendrán la misma asignación.
- *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. Matemáticamente:

$$\sum_{i \in S} \phi_i = v(S), \quad \forall S \in \delta \quad (4.25)$$

Además, la suma de los valores de todos los jugadores es $v(N)$: el valor de la gran coalición en un juego subaditivo 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 el costo de una cierta coalición S (i no pertenece a S) es igual al costo de esa misma coalición incluyendo al agente i .
- *Axioma 5: Aditividad:* El valor de la suma de dos juegos es la suma de los valores de los juegos.

Los cinco axiomas determinan la existencia y unicidad de la función Φ , denominada *valor Shapley*, que se define como:

$$\phi_i = \sum_{S \subseteq N} \frac{(n-s)!(s-1)!}{n!} [v(S) - v(S - \{i\})], \quad i \in N, \text{ Donde } s = |S| \quad (4.26)$$

Esta ecuación indica que el valor Shapley de un jugador es una media 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 dada por [Algaba, 1998] [Bilbao, 1999] [Fernández, 2000]:

$$p_s^i \binom{n-1}{s-1} = \frac{1}{n} \Rightarrow p_s^i = \frac{1}{n} \binom{n-1}{s-1}^{-1} \Rightarrow p_s^i = \frac{(n-s)!(s-1)!}{n!} \quad (4.27)$$

El valor Shapley puede ser visto como una solución en la forma de una PC: $(\Phi_A, \Phi_B, \dots, \Phi_n; AB \dots N)$.

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.

Si tomamos el ejemplo mostrado en [Zolezzi, 2002], donde se tienen 3 jugadores, cuyas coaliciones tienen las siguientes funciones características: $v(A) = v(B) = v(C) = 100$; $v(AB) = 90$; $v(AC) = 80$; $v(BC) = 70$; $v(N) = 60$, el valor Shapley se determina de la siguiente forma:

Para la gran coalición, es decir ABC , el número total de jugadores en el juego n debe ser 3; aplicando la ecuación (4.26) se obtiene:

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

$$\phi_A = \frac{2}{6} [60 - 70] + \frac{1}{6} [90 - 100] + \frac{1}{6} [80 - 100] + \frac{2}{6} [100 - 0] = 25$$

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

$$\phi_B = -\frac{1}{3} \cdot 20 - \frac{1}{6} \cdot 10 - \frac{1}{6} \cdot 30 + \frac{1}{3} \cdot 100 = 20$$

$$\phi_C = -\frac{1}{3} \cdot 30 - \frac{1}{6} \cdot 20 - \frac{1}{6} \cdot 30 + \frac{1}{3} \cdot 100 = 15$$

El valor Shapley para la gran coalición, expresado como configuración de pago, es $PC(x; \delta) = (25, 20, 15; ABC)$.

4.9.2.1 Ventaja Valor Shapley

Representa una forma directa y simple de encontrar una solución para un juego cooperativo, independiente de la dimensionalidad del número de agentes.

4.9.2.2 Desventaja Valor Shapley

No es posible asegurar que el valor Shapley se encuentre en el núcleo del juego, ya que la solución encontrada no cumple con las racionalidades impuestas al interior del núcleo.

4.9.3 Aumann Shapley

La asignación de costos a través de Aumann-Shapley nace de la limitancia que presenta el llamado Valor Shapley, que muestra una solución a un determinado juego después de realizar TODAS las posibles coaliciones entre agentes del mismo, por lo tanto, las combinaciones se incrementan exponencialmente con el número de agentes. Junto con esto, el esquema de solución vía Valor Shapley no es neutral con respecto al tamaño de agentes similares [CIGRE SC 38, 1999]. Una primera solución ante este problema es dividir los agentes más grandes en entes más pequeños, o mejor aún, particionar los agentes infinitesimalmente, para erradicar definitivamente el problema. Esto último es la base del método de Aumann-Shapley.

La asignación de costos (o beneficios) a través de Aumann-Shapley se puede considerar como un proceso limitador del tamaño de los agentes y las diversas permutaciones o configuraciones para encontrar el resultado final, haciendo tender el tamaño de cada uno de los subagentes a cero.

Para explicar esta metodología, se considerarán sólo dos agentes (A y B). La generalización para más de dos agentes es inmediata.

Sea P_A y P_B el tamaño de cada agente, representado por las cantidades a ser negociadas por cada agente (por ejemplo, A y B son generadores de tamaño 100 MW y 300 MW, siendo los MW las cantidades a ser negociadas por cada uno de ellos, y lo que determina su tamaño), y sea Δ el tamaño de cada subagente (división de los agentes). Entonces, el agente original A, de tamaño P_A , se puede dividir en N_1 subagentes de igual tamaño Δ . Lo mismo para el agente B, cuyo tamaño P_B se puede dividir en N_2 “transacciones” de igual tamaño Δ , como se muestra en la Figura 4.1:

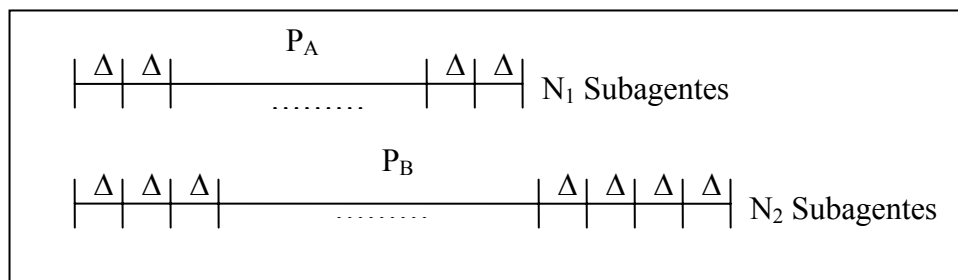


Figura 4.1: Partición de Agentes en el método de Aumann Shapley

El total de nuevos agentes para este juego sería de $N=N_1+N_2$, por lo tanto, el total de posibles soluciones resulta de la combinación $\binom{N}{N_1}$ o $\binom{N}{N_2}$.

Por ejemplo, si suponemos que $N_1=2$ y $N_2=1$. En este caso hay tres posibles alternativas, que serían: AAB, ABA, BAA: donde A es la partición correspondiente al agente A, y B una partición correspondiente al agente B. En el caso de dos agentes, cada combinación de transacción (o subagentes) corresponde a una negociación, en un espacio de dos dimensiones, partiendo en el origen (punto cero) y terminando en el punto de transacción original. Esto se ilustra en la Figura 4.2 para el caso $N_1=2$ y $N_2=1$.

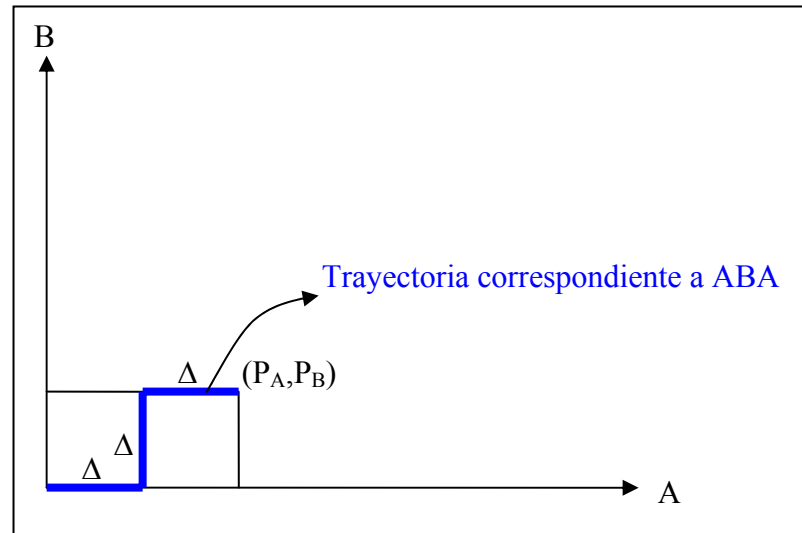


Figura 4.2: Trayectorias correspondientes al caso $N_1=2$ y $N_2=1$.

A continuación se calcula el costo marginal promedio de la trayectoria seguida. Llamaremos α a la trayectoria elegida, existiendo un total de N_α trayectorias (

$$N_\alpha = \binom{N}{N_1}).$$

Por ejemplo, el costo marginal promedio para la trayectoria de la figura 4.2 es:

$$\tilde{\pi}_A^\alpha = \left(\frac{\partial C}{\partial x}(\Delta, 0)\Delta + \frac{\partial C}{\partial x}(2\Delta, \Delta)\Delta \right) / P_A \quad (4.28)$$

$$\tilde{\pi}_B^\alpha = \left(\frac{\partial C}{\partial y}(\Delta, \Delta)\Delta \right) / P_B \quad (4.29)$$

Donde C representa la función de costos a ser repartida entre los agentes participantes del juego (es decir, la función característica representativa de costos en el caso de la presente tesis)

Los costos marginales promedios son:

$$\tilde{\pi}_A = \left(\sum_{\alpha} \tilde{\pi}_A^{\alpha} \right) / N_{\alpha} \quad (4.30)$$

$$\tilde{\pi}_B = \left(\sum_{\alpha} \tilde{\pi}_B^{\alpha} \right) / N_{\alpha} \quad (4.31)$$

Los cargos finales para cada agente son obtenidos tomando límites de Δ tendiendo a cero ($\Delta \rightarrow 0$). Así, las ecuaciones (4.30) y (4.31) pueden ser interpretadas como los valores esperados de funciones con una distribución discreta de variables aleatorias dadas y cuando $\Delta \rightarrow 0$; N , N_1 y $N_2 \rightarrow \infty$. Al tomar límites se puede calcular $\tilde{\pi}_A$ y $\tilde{\pi}_B$ de una manera no-secuencial, como a continuación se detalla:

Primero, se selecciona un punto dentro del espacio bidimensional (τ_A, τ_B) , donde

$$0 \leq \tau_A \leq P_A$$

$$0 \leq \tau_B \leq P_B$$

Luego hacemos $k_1 = \tau_A / \Delta$, $k_2 = \tau_B / \Delta$. Entonces, consideramos todas las trayectorias posibles que pasen entre $(k_1 \Delta, k_2 \Delta)$ y $((k_1 + 1) \Delta, k_2 \Delta)$. El número de tales trayectorias es:

$$\binom{k_1 + k_2}{k_1} \binom{N - (k_1 + k_2) - 1}{N_1 - k_1 - 1} = N(k_1, k_2) \frac{N_1 - k_1}{N - (k_1 + k_2)} \quad (4.32)$$

donde,

$$N(k_1, k_2) = \binom{k_1 + k_2}{k_1} \binom{N - (k_1 + k_2)}{N_1 - k_1} \quad (4.33)$$

$\tilde{\pi}_A$ se puede reescribir como:

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \sum_{(k_1, k_2)} \frac{N_1 - k_1}{N - (k_1 + k_2)} \frac{N(k_1, k_2)}{N_\alpha} \frac{\partial C}{\partial x} (k_1 \Delta, k_2 \Delta) \Delta \quad (4.34)$$

Considerando $k = k_1 + k_2$:

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \sum_{k=1}^N \left(\sum_{k_1=1}^k \frac{N_1 - k_1}{N - k} \frac{N(k_1, k - k_1)}{N_\alpha} \frac{\partial C}{\partial x} (k_1 \Delta, (k - k_1) \Delta) \Delta \right) \quad (4.35)$$

Ahora:

$$\frac{N(k_1, k - k_1)}{N_\alpha} = \frac{\binom{k}{k_1} \binom{N - k}{N_1 - k_1}}{\binom{N}{N_1}} = \frac{\binom{N_1}{k_1} \binom{N - N_1}{k - k_1}}{\binom{N}{K}} \quad (4.36)$$

es una distribución hipergeométrica.

Llamamos ahora $p = N_1 / N = P_A / (P_A + P_B)$, recordando que $N_1 = P_A / \Delta$; $N_2 = P_B / \Delta$. Es conocido, por teoría probabilística, que cuando $N \rightarrow \infty$, $N_1 \rightarrow \infty$, manteniendo p constante, la distribución hipergeométrica se aproxima a una distribución binomial con parámetro (k, p) .

Con este resultado, y considerando que:

$$\frac{N_1 - k_1}{N - k} \rightarrow \frac{N_1}{N}, \text{ ya que } N_1, N \rightarrow \infty$$

Iría quedando:

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \frac{N_1}{N} \sum_{k=1}^N \left(\sum_{k_1=1}^k \binom{k}{k_1} p^{k_1} (1-p)^{k-k_1} \frac{\partial C}{\partial x} (k_1 \Delta, (k-k_1) \Delta) \Delta \right) \quad (4.37)$$

Por la definición de k, k_1, k_2 ,

$$\begin{aligned} \sum_{k_1=1}^k \binom{k}{k_1} p^{k_1} (1-p)^{k-k_1} \frac{\partial C}{\partial x} (k_1 \Delta, (k-k_1) \Delta) &= \sum_{k_1=1}^k \binom{k}{k_1} p^{k_1} (1-p)^{k-k_1} \frac{\partial C}{\partial x} \left(k_1 \frac{\tau}{k}, (k-k_1) \frac{\tau}{k} \right) \\ &= E_{S_k} \left[\frac{\partial C}{\partial x} \left(\frac{S_k}{k} \tau, \left(1 - \frac{S_k}{k} \right) \tau \right) \right] \end{aligned} \quad (4.38)$$

donde:

$$\tau = \tau_A + \tau_B$$

S_k = Suma de k variables aleatorias distribuidas independientemente Bernoulli, con probabilidad de suceso p .

E_{S_k} = Valor esperado de la variable S_k

Por la Ley de los Grandes Números:

$$\frac{S_k}{k} \rightarrow p \text{ con probabilidad uno}$$

Entonces, de la continuidad de $\frac{\partial C}{\partial x}$, y como $k \rightarrow \infty$:

$$E_{S_k} \left[\frac{\partial C}{\partial x} \left(\frac{S_k}{k} \tau, \left(1 - \frac{S_k}{k} \right) \tau \right) \right] \rightarrow \frac{\partial C}{\partial x} (p\tau, (1-p)\tau) = \frac{\partial C}{\partial x} (kp\Delta, (1-p)k\Delta) \quad (4.39)$$

Con este resultado:

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{P_A} \frac{N_1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{\partial C}{\partial x} (kp\Delta, k(1-p)\Delta) \Delta \quad (4.40)$$

Reemplazando $\Delta = \frac{P_A}{N_1}$

$$\tilde{\pi}_A = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{\partial C}{\partial x} \left(k \frac{P_A}{N}, k \frac{P_B}{N} \right) \quad (4.41)$$

Finalmente, haciendo $N \rightarrow \infty$, la asignación final (o cargo) para el agente A participante del juego vía Aumann-Shapley es igual a:

$$\pi_A = \int_{\lambda=0}^1 \frac{\partial C}{\partial x}(\lambda P_A, \lambda P_B) d\lambda \quad (4.42)$$

donde λ es el parámetro de integración

De la misma manera,

$$\pi_B = \int_{\lambda=0}^1 \frac{\partial C}{\partial y}(\lambda P_A, \lambda P_B) d\lambda \quad (4.43)$$

Se puede observar lo siguiente:

$$\begin{aligned} P_A \pi_A + P_B \pi_B &= \int_{\lambda=0}^1 \left(P_A \frac{\partial C}{\partial x}(\lambda P_A, \lambda P_B) + P_B \frac{\partial C}{\partial y}(\lambda P_A, \lambda P_B) \right) d\lambda \quad (4.44) \\ &= \int_{\lambda=0}^1 \frac{d}{d\lambda} C(\lambda P_A, \lambda P_B) d\lambda = C(P_A, P_B) \end{aligned}$$

Es decir, además de inducir eficiencia económica y de ser justa, Aumann Shapley tiene la característica de ser el único método de asignación de costos capaz de recuperar los costos originales o costos de inversión, es aditivo, débilmente invariante y monótono [CIGRE SC 38, 1999].

En la literatura, Aumann Shapley se ha utilizado para la asignación de costos de congestión [da Silva, 2001], costos de generación [Della Roca Medeiros, 2001], costos de pérdidas en la transmisión [Lie, 2001], y en general, costos de tipo incremental.

V. REGLAS DEL JUEGO COOPERATIVO PARA LA DEFINICIÓN DE UN SISTEMA TRONCAL EFICIENTE.

Antes de definir las reglas que regirán el juego que permita definir un STT eficiente, será necesario mencionar una serie de *filtros lógicos* que permitirán reducir la complejidad del problema. Estos filtros permiten converger a un sistema Troncal de forma más rápida, y son los siguientes:

- Considerar en el STT líneas que posean un tamaño superior o igual a cierto umbral, por ejemplo, 154 [KV].
- Dejar fuera del STT a todas las líneas dedicadas, que son aquellas líneas creadas para beneficio único de algún agente en particular, y que no sirve para los fines del resto de los agentes participantes. La figura 5.1 muestra una red simple formada por tres generadores y dos centros de consumo, donde se ve que la línea que une al generador 2 es dedicada.

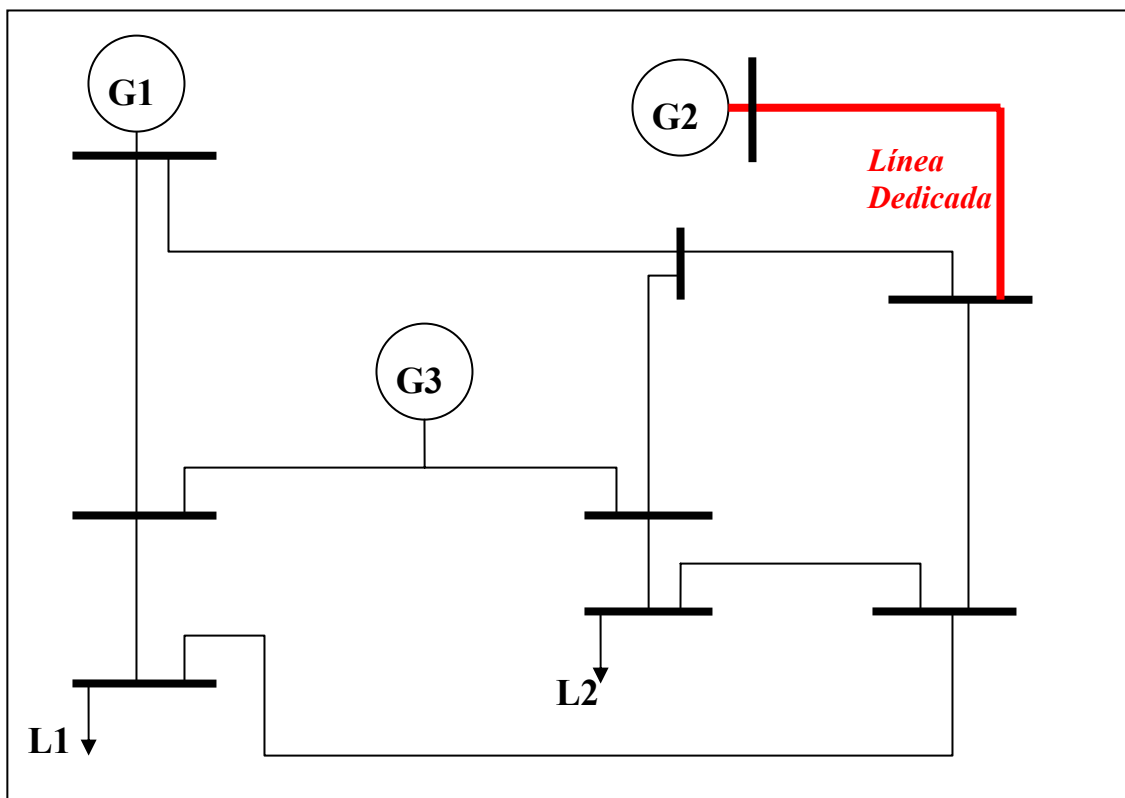


Figura 5.1: Red Simple ejemplificando línea dedicada

Considerando estos filtros al momento de “jugar”, se está en condiciones de mencionar las reglas del juego. Éstas se separarán en dos grandes grupos: *Seguridad de Servicio* y *Costos*.

5.1 Seguridad de Servicio

Para definir un STT capaz de responder ante cualquier contingencia, se necesita contar con criterios de seguridad que permitan a los agentes participantes en el mercado eléctrico contar con abastecimiento confiable. Los costos de quedar sin suministro son altos tanto para consumidores como para generadores.

El criterio de seguridad de servicio abarca dos puntos relevantes: un criterio de seguridad por conectividad (o criterio egoísta de comercialización) y un criterio de seguridad por reserva energética.

5.1.1 Criterio de seguridad por conectividad o criterio egoísta de comercialización

Los agentes generadores, generalmente, cuentan con una serie de contratos con centros de consumo, para satisfacer sus demandas. Una definición de un Sistema Troncal Eficiente debe permitir que estos generadores no falten a sus respectivos contratos, y puedan entregar a sus clientes lo que ellos necesiten.

Por tal motivo, es necesario considerar una *seguridad por conectividad*, que consiste en el impedimento de desacople de barras generadoras-consumidoras, o netamente consumidoras, al momento de definir un STT. Esto cubrirá problemas de suministro en ocasiones en que el generador ubicado en una barra (candidata a ser desacoplada) no pueda cumplir con satisfacer la demanda del consumidor conectado a esa misma barra. Para ilustrar este concepto, supóngase una barra que cuenta con un generador y un centro de consumo o cliente [Araneda, 2002]. Si esta barra se conecta a una red de transmisión, el impacto de disponibilidad de servicio aumenta considerablemente (85% de disponibilidad sin red de transmisión v/s 99,99% con red de transmisión), como se muestra en la figura 5.2. Así, el consumidor conectado a la red de transmisión cuenta con un mejor nivel de seguridad de servicio comparado con el consumidor que es abastecido por el generador no conectado a la red.

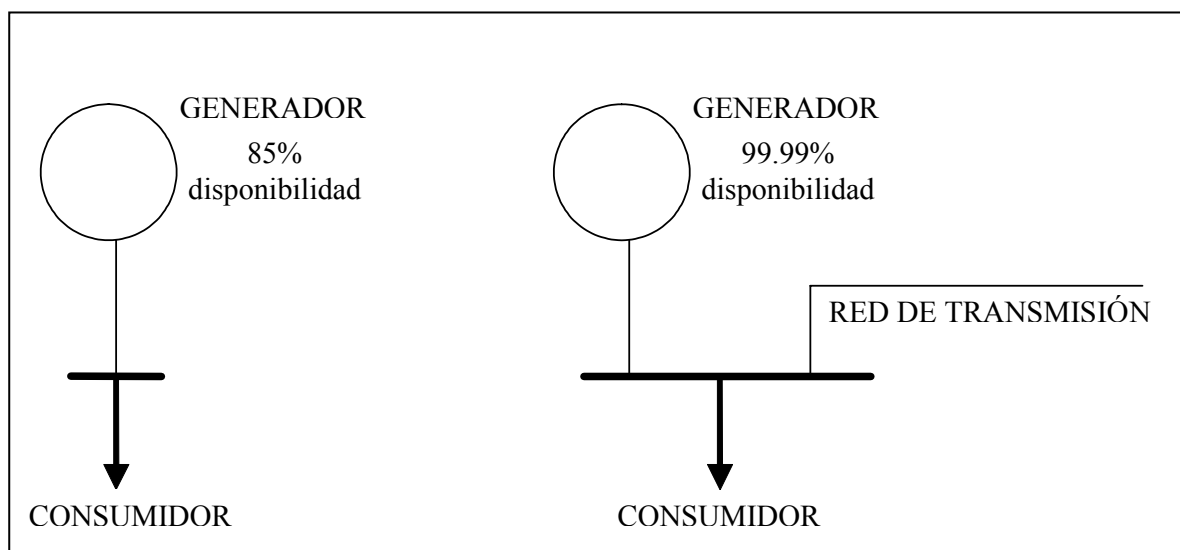


Figura 5.2: Seguridad de servicio provisto por la red de transmisión

El criterio de seguridad por conectividad se puede entender también desde un punto de vista *egoísta* por parte de los generadores. Por ejemplo, ante una supuesta contingencia, es posible que un cierto generador no sea capaz de entregar la energía pactada a un centro de consumo, con lo que será necesario comprar energía a otro generador (transacción *spot*¹⁵) ubicado, por ejemplo, a 500 Km del anterior, para así cumplir el contrato con los consumidores. Caracterizamos esta necesidad como una de *comercialización*, complementaria a la del uso físico de la transmisión, y que se incorpora al momento de definir un sistema troncal eficiente.

Gran polémica provoca dentro del mercado eléctrico el pago de las líneas de transmisión que deban realizar los agentes beneficiados de éstas. Una de esas discusiones tiene que ver con lo mencionado anteriormente: la diferenciación entre aspectos de uso de la red y de comercialización a través de ella. Como ejemplo,

¹⁵ Transacción *spot* se refiere a la compra de energía de un generador a otro, a precio igual al costo marginal instantáneo.

tomemos el caso de una central generadora G_X que se encuentra en la misma barra o nodo que el gran consumo de una red eléctrica, L_X , ilustrado en la figura 5.3:

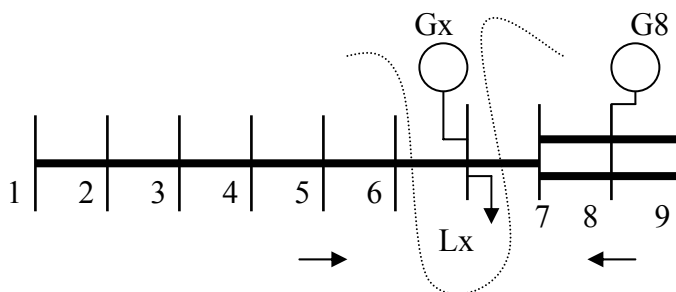


Figura 5.3: Representación gráfica del Criterio Egoísta

En este caso, la central generadora G_X inyecta su producto final directamente al gran consumo L_X , sin la necesidad de contar con alguna línea de transmisión (esto último depende del tamaño de G_X y L_X). Por tal motivo, la central generadora G_X puede tener una postura lógica de no querer pagar peajes para remunerar las líneas que conectan al gran consumo con el generador G_8 , por ejemplo, haciendo alusión de que no usa físicamente aquellas instalaciones. Pero, ¿qué sucedería si repentinamente el generador G_X deja de generar? ¿Cómo podrá satisfacer la demanda del gran consumo L_X y el eventual cumplimiento de sus contratos? Aquí entra en acción el concepto de “comercialización”. El generador G_X debería pagar un peaje por las líneas que llevan al generador G_8 , para asegurar la satisfacción de demanda del gran consumo, y poder cumplir con los contratos pactados. Este aspecto de seguridad es clave al momento de definir un STT eficiente.

En conclusión, es vital considerar los conceptos de uso de las líneas de transmisión, y comercialización a través de ellas para la definición de un Sistema Troncal Eficiente.

5.1.2 Criterio de seguridad por reserva energética

Junto a la conectividad, un sistema seguro necesita de reservas energéticas ante posibles contingencias en los agentes generadores despachados en un sistema de transmisión. Por tal motivo, el juego cooperativo a modelar debe incluir estas reservas.

Los costos de quedar sin suministro son altos tanto para consumidores como para generadores, con lo que un fallo en alguna línea del sistema de transmisión puede causar serios efectos.

Desde el punto de vista del generador, el hecho de producirse una caída en el sistema de transmisión le provoca pérdidas importantes al no poder vender su energía, no recibiendo retornos.

Desde el punto de vista del consumidor, el no contar con energía por causa de problemas en el sistema de transmisión provoca problemas en el desarrollo normal de la vida, como producción, zonas industriales, comercio, y vida residencial, entre otros. De hecho, la consideración de los costos producto de las reservas energéticas son claramente menores que el costo de bajar a un consumidor en caso que el sistema lo requiera.

5.2 Costos

Con respecto a los costos asociados a la definición de un sistema troncal eficiente, dentro de las reglas del juego cooperativo se deben considerar:

- *Costo 1: Método de peajes.* La definición de un STT eficiente debe considerar el pago total de las redes o líneas que la conforman. Este factor es de vital importancia dentro de los deseos de los agentes del juego, entidades que buscan maximizar sus utilidades y sentirse satisfechos con el peaje que les corresponde pagar del sistema de transmisión.
- *Costo 2: El despacho de centrales generadoras.* Es necesario considerar que las centrales generadoras que estarán satisfaciendo la demanda de los consumidores, serán aquellas que tengan un costo medio o costo marginal de generación más bajo. Así, mediante lista de mérito, estas centrales serán despachadas, dejando en reserva a aquellas centrales más caras. Este aspecto de costos es muy importante al momento de definir el STT, en particular por su trascendencia económica entre los agentes que deben remunerarla.
- *Costo 3: Efectos de la congestión.* Es importante definir un STT con niveles de congestión bajos, por un asunto exclusivo de seguridad a los consumidores finales. Por ello, es necesario considerar los costos que se pueden producir por causa de congestión en ciertas líneas de la red eléctrica.
- *Costo 4: Costo de Seguridad o Confiabilidad.* La mantención en reserva de energía ante posibles contingencias de generadores, y la necesidad de lograr un Sistema Troncal libre de Congestión, provocan costos necesarios para mantener un cierto nivel de seguridad en el sistema eléctrico, el que se manifiesta a través de mayores costos de producción (al redespachar centrales para aliviar líneas congestionadas), y a través de la consideración de líneas de transmisión que eviten posibles aislamientos de barras en el sistema, y que sirvan de apoyo ante fallas de otras líneas.

VI. METODOLOGÍA PROPUESTA DEL JUEGO COOPERATIVO PARA LA DEFINICIÓN DE UN SISTEMA TRONCAL. EFICIENTE.

El presente capítulo pretende explicar claramente el procedimiento ideado para el cálculo de un Sistema Troncal de Transmisión. Básicamente, el proceso consta de los bloques que muestra la figura 6.1:

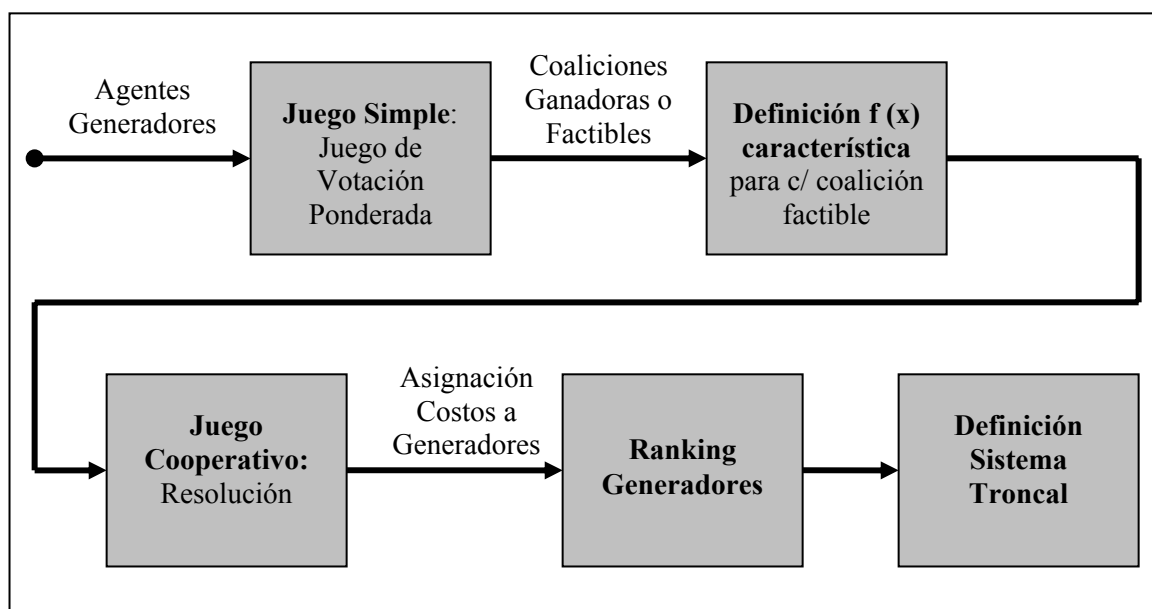


Figura 6.1: Diagrama de Bloques Metodología Propuesta

6.1 Agentes del Juego

Los agentes del juego serán los generadores. Los consumidores se consideran dentro del juego como demandas a ser satisfechas, bajo criterios de seguridad

de suministro (en este caso sería la eliminación de posible congestión en las líneas que pueden formar el STT, y la mantención de una reserva de energía en el caso de falla).

6.2 Coaliciones y Juego de Votación Ponderada

Las coaliciones se formarán realizando una combinación entre los N generadores participantes, resultando un total de $2^N - 1$ coaliciones (se elimina la coalición vacía), muchas de las cuales quedarán previamente eliminadas del juego, por su infactibilidad.

Para analizar qué coaliciones son infactibles, se procede a realizar un *juego simple de votación ponderada* (ver punto 4.6.1 de la presente tesis), donde el peso w_i de cada jugador generador será su potencia instalada.

Así, por *coalicción de generadores infactibles o perdedoras*, según el idioma usado en juegos simples, entenderemos a aquellas combinaciones que no sean capaces de satisfacer la demanda del sistema, la que se encuentra distribuida espacialmente en la red. Tal como dice una regla del juego (capítulo 5 de la presente tesis) el análisis de coaliciones ganadoras o perdedoras se realizará previa eliminación de las líneas dedicadas.

Para mayor seguridad de los consumidores, se considerará una reserva mínima de 10% de la energía de los generadores despachados vía lista de mérito. Matemáticamente, una coalición de generadores será factible o *ganadora* si:

$$0,9 \cdot \sum_i G_i \geq Demanda_Total^{MAX} \quad (6.1)$$

Donde G_i representa la generación máxima de los generadores pertenecientes a cierta coalición y $Demanda_Total^{MAX}$ representa la demanda máxima total del sistema.

Por tal motivo, si el factor $0,9$ de la ecuación (6.1) se pasa al lado derecho de la desigualdad, la *cuota* q que decidirá si una coalición de generadores es *ganadora* ($w(S) \geq q$) o *perdedora* ($w(S) < q$) es:

$$q = \frac{Demanda_Total^{MAX}}{0,9} \quad (6.2)$$

Por lo tanto, la función característica para este juego simple, según la ecuación 4.16, sería:

$$v(S) = \begin{cases} 1 & \text{si } \sum_i G_i \geq \frac{Demanda_Total^{MAX}}{0,9} \\ 0 & \text{en_otro_caso} \end{cases} \quad (6.3)$$

El siguiente paso es eliminar las coaliciones *perdedoras*, y dejar las coaliciones que tienen una función característica igual a 1, es decir, aquellas que son capaces de satisfacer la demanda máxima del sistema, manteniendo una reserva mayor o igual al 10%.

Este juego simple de votación ponderada permite modelar el *criterio de seguridad por reserva energética* detallado en el punto 5.1.2 de la presente tesis.

6.3 Despacho de Generadores

Como ya se mencionó, luego de formarse las coaliciones, y de continuar trabajando sólo con las que resulten factibles, se despacha el parque generador según lista de mérito, es decir, del total de generadores que formen una coalición, el despacho se iniciará con el generador que tenga el menor Costo Variable de Producción (cv). Por ejemplo, si la coalición está formado por 3 generadores (G_1, G_2, G_3), en que el costo variable de G_1 es menor que el costo variable de G_2 y G_3 , y el costo variable de G_2 es menor que el de G_3 ($cv_1 < cv_2 < cv_3$), la lista de mérito indicará que el generador G_1 comenzará generando. Si su capacidad máxima se alcanza, el generador G_2 se despacha, y así sucesivamente. En ocasiones, puede suceder que una coalición formada, por ejemplo, por 3 generadores no despache a todos ellos, porque la demanda no era lo suficientemente grande.

6.4 Definición de la Función Característica para cada coalición del Juego

A continuación, se procede a calcular una *Función Característica* para cada una de las coaliciones factibles participantes del juego cooperativo, que definiremos como “Costo asignado a todas las posibles coaliciones que cubran la demanda del sistema, en función de la congestión que provoquen sus líneas, del costo a nivel de generación o despacho, del costo de utilización de líneas de transmisión y del costo de peajes que deben pagar los generadores beneficiados por la red”.

Para las coaliciones que resultaron *no factibles* o *perdedoras*, se les asigna un valor igual a CERO a su función característica, con lo que no cuentan para nada.¹⁶

¹⁶ Idea desarrollada gracias al apoyo de Javier Contreras. Asignar un valor CERO a la función característica de las coaliciones infactibles permitirá modelar de mejor manera la resolución del juego cooperativo, que se especifica en el punto 6.5 de la presente tesis.

El procedimiento para el cálculo de la función característica para cada una de las coaliciones factibles o *ganadoras* se explica a continuación:

PASO 1: Flujo DC.

Para una coalición formada por un cierto número de agentes generadores, luego de haber sido despachada la generación, se procede a realizar un flujo de potencia DC para la red establecida, considerando como barra de referencia aquella en que se encuentre el *generador marginal* del sistema (último generador que se despacha por lista de mérito) que entregará el costo marginal de generación del sistema.

PASO 2: Índice de Congestión.

El siguiente paso, es el cálculo de un *indicador de congestión* para cada línea por la que circula flujo, según lo resultante del flujo DC. Este indicador de congestión por línea (ρ_i) corresponde a:

$$\rho_i = \frac{f_i}{Pot_Nom_Máx_i} \quad (6.4)$$

Donde:

ρ_i = Índice de congestión de la línea i del sistema. Si es negativo, el flujo va en sentido contrario por esa línea.

f_i = Flujo de potencia que circula por la línea i .

$Pot_Nom_Máx_i$ = Capacidad máxima de diseño de la línea i .

PASO 3: Proceso iterativo de eliminación de líneas.

A continuación se realiza el siguiente proceso iterativo: Se observa el índice de congestión ρ_i de cada una de las líneas del sistema. Si el valor absoluto de este

índice es menor que un cierto umbral, por ejemplo 0,1, la línea i está siendo ocupada en menos del 10% de su capacidad, por lo que pareciera no justificarse su inclusión dentro de un futuro Sistema Troncal. Esta revisión se realiza para cada una de las líneas de la red, creándose un criterio de corte con respecto al uso de capacidad de cada línea, el que se considerará arbitrario, dependiendo de cada sistema.

Así, para el ejemplo de $|\rho_i| < 0,1$, el *criterio de corte* diría: “Aquellas líneas que se estén utilizando menos del 10% de su capacidad máxima, son eliminadas”.

Con las líneas que queden del sistema, se realiza una nueva iteración para el cálculo de flujo por ellas (flujo DC), y de índices de congestión para cada una. Así sucesivamente se va iterando hasta lograr una utilización de líneas que supere el umbral de utilización con respecto a su capacidad máxima (para el ejemplo, el ya mencionado 10% de uso de la línea con respecto a su capacidad).

Este proceso iterativo no permite el desacople de barras que tengan consumidores o clientes, modelando así el *criterio de seguridad por conectividad* detallado en el punto 5.1.1 de la presente tesis.

Al finalizar el proceso iterativo, cada coalición de generadores quedará asociada a un Sistema de Transmisión.

Paso 4: Costos de Congestión.

Como las restricciones de capacidad de las líneas no son consideradas en el procedimiento iterativo anterior, existe la posibilidad de que al finalizar el proceso (en que todas las líneas que quedaron tienen un $|\rho_i| > umbral$) alguna línea quede con un índice de congestión $|\rho_i|$ mayor a uno, es decir, que la línea se encuentre *congestionada*. Así, es necesario modelar dentro de la función característica de cada coalición un costo representativo de los *efectos de la congestión* en las líneas usadas, que llamaremos *Costo*

de Congestión. En un modelo *pool*¹⁷, donde un único precio es calculado para todo el mercado, la modificación de despacho para aliviar la congestión en el sistema incrementan los costos de producción. Este incremento de costos es el que se conoce como *Costo de Congestión*, y se calculará de la siguiente manera:

- Se simula la operación del sistema sin considerar restricciones de capacidad de líneas, despachando la generación vía lista de mérito, calculándose la generación de cada unidad generadora, y el precio de mercado (*Market Price, MP*) resultante¹⁸.
- A continuación, se simula la operación del sistema considerando restricciones en líneas, y se observa los cambios de despacho en los distintos generadores de la coalición en estudio. Si existe congestión de líneas, se producirá un desacople de precios, con lo que todas las barras no tendrán el precio de mercado, como ocurriría en un caso ideal sin congestión.
- Con esto, el *costo de congestión* para un período de tiempo de una hora¹⁹, es calculado como [da Silva, 2001]:

$$Ccong_{SIST}^A = \sum_{i \in A} (MG_i - UG_i) \cdot cv_i \quad (6.5)$$

Donde:

$Ccong_{SIST}^A$ = Costo de congestión total del sistema, para la coalición A de generadores.

¹⁷ En un modelo Pool, el Operador del Sistema (*Independent System Operator, ISO*) tiene el control total del sistema. En este tipo de modelos, los generadores son despachados vía lista de mérito hasta que la demanda sea cubierta.

¹⁸ *MP* será igual al costo variable de producción del último generador despachado vía lista de mérito.

¹⁹ Se considerará el tiempo de estudio equivalente a un bloque de una hora, por simplicidad, y para los efectos didácticos y explicativos de la modelación de la función característica del juego cooperativo.

MG_i = Potencia generada por el generador i considerando restricciones en líneas.

UG_i = Potencia generada por el generador i sin considerar restricciones en líneas.

cv_i = Costo variable de producción del generador i .

Este costo representa el aumento de costos de producción ante la congestión en líneas del sistema. Esto sucede ya que se produce un redespacho de generación [Pérez Arriaga, 2003], en que se comienza a producir con generadores más caros que los que originalmente entrega la lista de mérito. El proceso de redespacho de generación se realiza en base a un proceso de *iteración λ - μ* [Méndez, 2002] que se encuentra explicado con detalle en el Anexo A. Claramente, si la potencia generada por un generador i es igual con o sin restricciones de líneas, la diferencia $MG_i - UG_i$ es cero, no existiendo costos de congestión. La modificación de despacho se produce para evitar la congestión, apareciendo este costo.

Para ilustrar la metodología expuesta para el cálculo de costos de congestión, consideremos el sistema simple que se muestra en la figura 6.2, donde los parámetros del sistema se ven en el mismo dibujo.

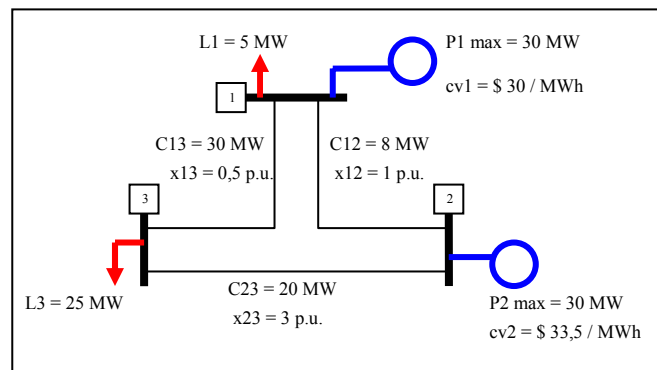


Figura 6.2: Red Simple explicativa del método de cálculo para el costo de congestión vía redespacho.

Simulando el sistema *pool* sin considerar restricciones de líneas, se obtiene $P_1 = 30$ [MW] y $P_2 = 0$ [MW], con un precio de mercado igual al costo variable de producción del último generador despachado, es decir $MP = \$ 30 / \text{MWh}$.

Solucionando el problema con restricciones de líneas, el despacho arroja $P_1 = 20$ [MW] y $P_2 = 10$ [MW]. Con esto, el cálculo del costo de congestión resulta:

Tabla 6.1: Costo de Congestión Red Simple explicativa del método de cálculo para el costo de congestión.

Generador 1	$(20-30)*30,0$	-300
Generador 2	$(10-0)*33,5$	335
Costo Congestión		\$ 35

En conclusión, con el término de la ecuación (6.5) se logra representar los efectos de la congestión en un sistema, representados cuantitativamente (en términos de *costos* o *dinero*) como un término de falla o mayores costos de generación.

Lamentablemente, en algunos casos, el redespacho de la generación no logra eliminar la congestión. Por ejemplo, si consideramos un caso en que, luego del proceso de eliminación de líneas antes descrito, queda una única línea i que une un nodo con una demanda de D [MW] con el resto del sistema, y la línea i en cuestión tiene una capacidad máxima de C [MW] ($C < D$). Entonces, la línea i mencionada siempre estará congestionada, independiente del despacho de generación, pues la línea i es el único camino para satisfacer la demanda D . Ante este problema, será necesario *reponer* uno de los caminos eliminados que permita llegar hasta la demanda D (reponer, por ejemplo,

una línea que se eliminó previamente, para *reforzar* el flujo hacia D), o bien, reforzar la línea congestionada con otro circuito (se elige lo que resulte más económico).

Por ello, el Costo de Congestión no se verá únicamente representado por la ecuación (6.5), sino que en determinadas ocasiones este valor puede asociarse con el costo de una(s) línea(s) que se repone(n) en el sistema para eliminar los problemas de congestión.²⁰ La metodología de reposición es simple: se agregará(n) aquella(s) línea(s) que entregue(n) un nuevo camino a mínimo costo para llegar a la demanda D (camino más barato).

En el peor de los casos, en que la congestión del sistema no se pueda eliminar redespachando centrales, ni reponiendo líneas, la coalición será declarada *infactible*, asociándosele, entonces, una función característica igual a *cero*. Esta infactibilidad se debe a que los generadores que forman esta coalición *crítica* no logran, a través del flujo que hacen circular por las líneas, un estado de *equilibrio* en el sistema.

PASO 5: Costo de Líneas.

El término denominado *costo de líneas* para una cierta configuración se define como:

$$CTx_{SIST}^A = \sum_i^{NLU} Costo_línea_i^A \quad (6.6)$$

Donde:

CTx_{SIST}^A = Costo de líneas para la coalición A.

²⁰ Ocurre esta situación en el ejemplo numérico de “las 6 barras de Garver modificado”, capítulo VII de la presente tesis.

NLU = Subconjunto de las líneas en el sistema que cumplieron la condición de $|\rho_i| \geq \text{umbral}$

Costo_línea_i^A = Costo de la línea i que es usada por los generadores que se encuentran en la coalición A .

Este término cumple un rol importante dentro de los intereses económicos de los agentes participantes del juego cooperativo -los generadores-, y de los consumidores, ya que, tal como se define en la Ley Corta, se busca satisfacer la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, al mínimo costo posible. Este término es mayor mientras más líneas son usadas en la configuración final de cada coalición, y depende directamente del costo (AVNR+COyM, por ejemplo) de cada una de ellas.

PASO 6: Costo de Generación o Despacho.

Como ya se mencionó, el despacho se realiza según lista de mérito, con lo que se busca minimizar costos. Se define un término de *costo de despacho* para cada coalición, de la siguiente forma:

$$CG_{SIST}^A = \sum_{i \in Gc} Pot_desp_i^A \cdot cv_i \quad (6.7)$$

Donde:

CG_{SIST}^A = Costo de generación o despacho para la coalición A.

Gc = Generadores que pertenecen a la coalición en estudio.

$Pot_desp_i^A$ = Potencia generada o despachada por el generador i perteneciente a la coalición A.

cv_i = Costo variable de producción del generador i .

Este término muestra el costo de generación dentro de cada coalición. Este valor, mientras mayor sea, el sistema se vuelve más caro.

PASO 7: Costos de Peajes

Para los generadores presentes, se calculan los peajes (subconjunto del costo de transmisión) que deben pagar cada uno de ellos para cubrir los costos de las líneas que se encuentran en el sistema resultante, luego del proceso iterativo de eliminación descrito en el PASO 3 de la presente metodología de cálculo.

La forma de calcular los peajes de cada generador, que permiten cubrir los costos del sistema de transmisión (AVNR+COyM, por ejemplo), se realiza de la siguiente forma:

- Se considera la metodología de las *participaciones marginales*, calculando los *factores de distribución A* o *GSDF* [Rudnick, 1995], pues estos factores relacionan un cambio de flujo de potencia en una línea respecto de un cambio incremental de la inyección neta de potencia en un nudo, exceptuando la barra de referencia, que en este caso sería la llamada *Barra de Mercado*, que para efectos del presente trabajo, se define como aquella barra donde se concentra la mayor demanda del sistema. Se considera que un cambio incremental de inyección de potencia en una barra cualquiera es absorbido por un cambio igual en la barra de referencia, considerando que los generadores y cargas restantes se mantienen iguales. Es decir:

$$A_{j,g} = \frac{\Delta F_j^g}{\Delta P_g} \quad (6.8)$$

Donde:

$A_{j,g}$ = Factor A en la línea j debido a un delta de generación en el generador g .

ΔF_j^g = Variación de flujo en la línea j ante un delta de potencia del generador g .

ΔP_g = Variación de potencia del generador g .

- Así, utilizando factores A, se prorroga el costo de la línea a cada generador según la siguiente ecuación:

$$PAY_j^i = \frac{|A_{j,i}|}{\sum_{g \in G} |A_{j,g}|} \cdot Costo_línea_j \quad (6.9)$$

Donde:

PAY_j^i = Peaje a pagar por el generador i con respecto a la línea j .

$A_{j,i}$ = Factor A en la línea j debido a un delta de generación en el generador i .

G = Generadores del sistema.

$Costo_línea_j$ = Costo de la línea j .

- Con esto, el peaje total que corresponde a un generador i perteneciente a una coalición A, es:

$$PAY_{TOTAL}^i = \sum_{j \in NLU} PAY_j^i \quad (6.10)$$

Donde:

PAY_{TOTAL}^i = Peaje total a pagar por el generador i .

NLU = Líneas que son usadas por los generadores pertenecientes a la coalición A.

PAY_j^i = Peaje a pagar por el generador i con respecto a la línea j .

- Por lo tanto, el costo que acumula los peajes pagados por los generadores pertenecientes a una coalición factible A es:

$$C\text{Peaje}_{SIST}^A = \sum_{i \in A} PAY_{TOTAL}^i \quad (6.11)$$

Donde:

$C\text{Peaje}_{SIST}^A$ = Costo de peajes para la coalición A.

PAY_{TOTAL}^i = Peaje total a pagar por el generador i perteneciente a la coalición A.

PASO 8: Estructura de Función Característica

En conclusión, la *función característica* de cada coalición de generadores, estará formado por cuatro componentes, representativos del costo por efectos de la congestión del sistema, del costo de líneas de transmisión, del costo de despacho de generación y del costo de peajes ($C\text{cong}_{SIST}$, CTx_{SIST} , CG_{SIST} , $C\text{Peaje}_{SIST}$ respectivamente). Así, la función característica *tipo* para un juego cooperativo, en términos de *costos monetarios*, tendrá la siguiente estructura:

$$v(S) = x \cdot C\text{cong}_{SIST}^S + y \cdot CTx_{SIST}^S + z \cdot CG_{SIST}^S + w \cdot C\text{Peaje}_{SIST}^S \quad (6.12)$$

$\forall S \in \text{coaliciones_factibles}$

Donde:

$v(S)$ = Función Característica de la coalición S.

$C\text{cong}_{SIST}^S$ = Costo de congestión del sistema para la coalición S.

CTx_{SIST}^S = Costos de líneas para la coalición S .

CG_{SIST}^S = Costos de generación o despacho para la coalición S .

$CPeaje_{SIST}^S$ = Costo de peajes asociado a los generadores pertenecientes a la coalición S .

x, y, z, w = Ponderaciones relativas a cada término de la ecuación.

La importancia relativa de estos términos (pesos x, y, z, w en la ecuación 6.12) dentro de la función característica, dependerá del tipo de juego que se esté realizando, que puede ser privado o regulado.

6.4.1 Función Característica Juego Regulado

En un sistema regulado, la definición de un STT es interés fundamental del organismo regulador, que busca un resultado socialmente óptimo. Así, a este organismo le interesará cubrir los costos de congestión, de uso de líneas y de despacho de generación, sin importar el reparto de peajes entre los generadores, que entrega una señal totalmente privada (al regulador le interesa que se pague la totalidad del STT). Con esto, inmediatamente el ponderador w que acompaña al costo de peajes, se hace CERO en el caso de un juego regulado.

Para determinar los otros tres ponderadores en un juego regulado, fue necesario realizar entrevistas a diversos organismos reguladores a nivel latinoamericano²¹, para tener una idea de la importancia relativa que le asignan a los Costos de Congestión (ponderador x), de Transmisión o Uso de Líneas (ponderador y) y al costo de Generación (ponderador z).

²¹ En Chile se entrevistó a CDEC-SIC y CDEC-SING, CAMMESA en Argentina, y a ISA en Colombia. Esta última fue la entrevista más provechosa que permitió obtener los ponderadores x, y, z .

En particular, la información histórica ofrecida por la entidad reguladora y transmisora de Colombia *Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA –* a través de su Dirección de Servicios de Información (Gerencia de Mercado de Energía Mayorista)²² con respecto a los precios de cada una de las variables en cuestión (congestión, líneas y despacho) permitió llevar a valores cuantitativos los ponderadores x , y , z .

Según lo informado, tomando la información histórica de los precios de cada una de las variables en Colombia, para condiciones normales de la red, se tienen los siguientes costos:

- Costo de Congestión: 3 [pesos colombianos / KWh]
- Costo líneas: 12 [pesos colombianos / KWh]
- Costo despacho generación: 60 [pesos colombianos / KWh]

Con esto, para formar una función característica representativa, los términos de la ecuación (6.12) se deben ponderar de tal forma que se encuentren en un mismo nivel para poder sumarlos. Para ello, *ISA* propuso al autor las siguientes ponderaciones:

- Ponderador $x = 20$
- Ponderador $y = 5$
- Ponderador $z = 1$

Estas ponderaciones permiten darle a cada término de la función característica una importancia similar, dando a entender que el organismo regulador se preocupa de estos aspectos equitativamente, regulando todos desde una misma perspectiva o nivel de preocupación. En otras palabras, el organismo regulador se dedica

²² El autor de la presente tesis agradece la deferencia con que *ISA* cooperó con datos históricos y recomendaciones, para lograr obtener la función característica de un juego regulado. El contacto se realizó a través de la dirección de correo electrónico: informacion@mem.com.co

en supervisar la remuneración de los costos asociados a la red troncal, sin discriminar entre costos más o menos importantes.

Aparte de las consideraciones anteriores, es necesario modelar el carácter *comercializador* de cada generador (criterio egoísta), que se incorpora de la siguiente forma: las líneas de transmisión deben cumplir una función importante para los generadores, que consiste en permitir que estos agentes cumplan todos sus contratos pactados. Como la metodología presente permite cubrir toda la demanda del sistema a través de las líneas del STT, el carácter comercializador ya se encuentra inserto, independiente del uso de las líneas. De todos modos, para reflejar esta dualidad de funciones de las líneas (uso y comercialización) se modifica la ponderación del término representativo del *Costo de Líneas* (ponderador y). Considerando que los criterios de uso y de comercialización de los generadores son igualmente importantes para estos agentes, el ponderador “ y ” se aumenta al *doble*, para representar de igual manera el uso de las líneas por parte de generadores, y el carácter de seguridad para la comercialización que se realiza a través de ellas. Es decir, el valor de $y=5$ que representa sólo el uso, se aumenta a *10* para incluir el carácter comercializador de los generadores.

Así, la función característica para un juego regulado resulta:

$$v(S) = 20 \cdot Ccong_{SIST}^S + 10 \cdot CTx_{SIST}^S + 1 \cdot CG_{SIST}^S + 0 \cdot CPeaje_{SIST}^S \quad (6.13)$$

$$\forall S \in \text{coaliciones_factibles}$$

En conclusión, en un juego regulado es la autoridad la que hace el juego cooperativo en nombre de los generadores.

6.4.2 Función Característica Juego Privado

En un sistema privado (ausencia de organismo regulador), el STT se define directamente por el juego de intereses egoístas de los generadores. Así, un aspecto clave en este sentido es el pago o peajes que le corresponde a los generadores integrantes de una coalición al remunerar las distintas líneas que forman la red de transmisión troncal (ponderador w es distinto de cero para juego privado). Se asume que para los privados no tiene importancia reducir los costos de generación, que son traspasados directamente al consumidor final. Por ende, se asume una ponderación nula dentro de la función característica

Que el valor del ponderador “ y ” (que acompaña al costo de líneas de la red troncal) sea no nulo, implica que los integrantes de cada coalición deben ser capaces de cubrir todos los costos de la red, lo que resulta vital en el desarrollo de un juego regulado. Del mismo modo, si el ponderador “ w ” (que acompaña a los peajes, que representan sólo una porción del costo total de líneas) es no nulo, demuestra que los generadores de cada coalición están interesados en cubrir SÓLO sus peajes, lo que es importante en el desarrollo del juego privado.

Por ello, para un juego privado, “ y ” se hace cero, reemplazándose por “ w ” que toma el valor de 10.

Así, la función característica para un juego privado resulta:

$$v(S) = 20 \cdot Ccong_{SIST}^S + 0 \cdot CTx_{SIST}^S + 0 \cdot CG_{SIST}^S + 10 \cdot CPeaje_{SIST}^S \quad (6.14)$$

$\forall S \in \text{coaliciones_factibles}$

En conclusión, en un juego privado son los mismos generadores los que hacen el juego cooperativo, a diferencia del juego regulado, donde la autoridad es encargada de ello.

6.5 Resolución del Juego Cooperativo

La metodología elegida para resolver el juego cooperativo de asignación de costos es el *Valor Shapley*, cuyas características se especifican en el punto (4.9.2) de la presente tesis. Se eligió esta metodología porque una de sus ventajas es que “*representa una forma directa y simple de encontrar una solución para un juego cooperativo, independiente de la dimensionalidad del número de agentes*”.

6.6 Ranking de Generadores

Luego de resolver el juego cooperativo, se llega a una configuración de pagos que muestra la asignación de costos para cada uno de los N generadores que participaron del juego. Esta asignación está expresado en *unidades monetarias* (pesos, o dólares, por ejemplo).

Pero, estas asignaciones no permiten una comparación adecuada entre los generadores participantes para analizar la importancia relativa de cada uno con respecto a los otros, ya que el tamaño de cada generador influye, en cierta medida, en la asignación de costos final. Por ello, para crear una medida cuantitativa que permita comparar generadores, la asignación de costos de cada uno de ellos se divide por sus potencias instaladas, creándose una *asignación relativa de costos* ($a_{relativa}$) para los agentes generadores:

$$a_{relativa} = \left(\frac{x_{G_1}}{Pot_inst_G_1}, \frac{x_{G_2}}{Pot_inst_G_2}, \dots, \frac{x_{G_n}}{Pot_inst_G_n} \right) \quad (6.15)$$

Donde:

$a_{relativa}$ = Vector de asignación relativa de costos.

x_{G_i} = Asignación de costos producto del juego cooperativo para el generador i .

$Pot_inst_G_i$ = Potencia instalada del generador i .

La *unidad de medida* de esta *asignación relativa* es en [unidad monetaria / MW]. Así, se puede crear un ranking de generadores, siendo el de mayor importancia (primer lugar en el ranking) aquel que tenga una *asignación relativa de costos* menor. En el fondo, lo que permite apreciar esta asignación relativa, es el costo por MW instalado que tiene cada generador. Así, si esta asignación relativa de costos para un cierto generador es mayor que la de otros generadores, indica que cada MW inyectado de éste al sistema, tiene una mayor responsabilidad en los costos de transmisión, representados mediante la función característica de cada coalición.

Por ejemplo, si se tiene un sistema con 3 generadores (G_1, G_2, G_3), con potencias instaladas de 100, 200 y 400 [MW] respectivamente, los que se deben repartir un costo de $mUS\$ 700$. El juego cooperativo arrojó una asignación de costos igual a $mUS\$ 150$ para G_1 , $mUS\$ 250$ para G_2 , y $mUS\$ 300$ para G_3 , por lo tanto, el vector de asignación relativa de costos resulta:

$$a_{relativa} = \left(\frac{150}{100}, \frac{250}{200}, \frac{300}{400} \right) = (1,5; 1,25; 0,75)$$

Así, el ranking de generadores para ese sistema en particular resulta:

Lugar	Generador
1°	3
2°	2
3°	1

6.7 Definición del Sistema Troncal de Transmisión

Luego de haber ordenado los generadores en un ranking de importancia, se procede a identificar el sistema troncal de transmisión, considerando que cada una de las coaliciones de generadores tiene *asociado* un conjunto de líneas, según el proceso iterativo descrito en el punto 6.4 de este capítulo. Para ello, se considera el concepto de *coalición ganadora mínima* (punto 4.6 de la presente tesis, ecuaciones 4.9 y 4.10), según la siguiente metodología:

- Se toma el generador que se encuentra en el primer lugar del ranking. Se pregunta si este generador es capaz de satisfacer la demanda del sistema según el *juego simple* planteado en el punto 6.2 de este capítulo, es decir, se revisa si es una *coalición ganadora*.
- Si el primer generador del ranking no es *coalición ganadora*, entonces se agrega a la coalición el siguiente generador que se encuentra en el ranking, y se vuelve a preguntar si es una *coalición ganadora*.
- Así se hace sucesivamente hasta que se encuentre la primera *coalición ganadora*, que corresponderá inmediatamente a una *coalición ganadora mínima* de generadores.

- Esta *coalición ganadora mínima* tiene asociado un Sistema de Transmisión según el proceso iterativo descrito en el punto 6.4 de este capítulo, que se considerará como el Sistema de Transmisión Troncal.

Puede surgir la pregunta de que por qué la solución no puede ser otra coalición ganadora mínima, y no necesariamente la primera que se logra del proceso recién mencionado. La respuesta es muy sencilla: la coalición ganadora que se formó en el proceso anterior estará conformada por los generadores que tuvieron una menor asignación relativa de costos (primeros lugares del ranking), lo que es más confiable económicamente que formar una coalición ganadora mínima con generadores que están más abajo del ranking, ya que éstos tienen una asignación relativa de costos mayor, por lo que el sistema dejaría de ser *a mínimo costo*. Además, se asegura la optimalidad de la solución.

6.8 Conclusiones metodología planteada

En conclusión, la metodología propuesta encuentra un Sistema Troncal haciendo uso de características de teoría de juegos cooperativos que permiten lograr una red mínima, que logre satisfacer la demanda del sistema al mínimo costo posible (costos de congestión, transmisión y generación), de acuerdo a negociaciones entre los participantes del juego -generadores- en que, según una asignación de costos equitativa, están de acuerdo con el establecimiento de un sistema de transmisión seguro y confiable, considerando aspectos de *uso y comercialización* de cada generador hacia la red eléctrica.

El juego cooperativo modelado entre generadores resuelve, desde la perspectiva social, el problema de maximización del bienestar, u *óptimo pareto*. Esto se manifiesta ya que la metodología propuesta permite la recuperación del 100% de los

costos de líneas del sistema de transmisión, permitiendo que el dueño de las instalaciones recupere su inversión (costo del sistema queda financiado).

A continuación se presenta el diagrama de flujos de la metodología propuesta en la presente tesis:

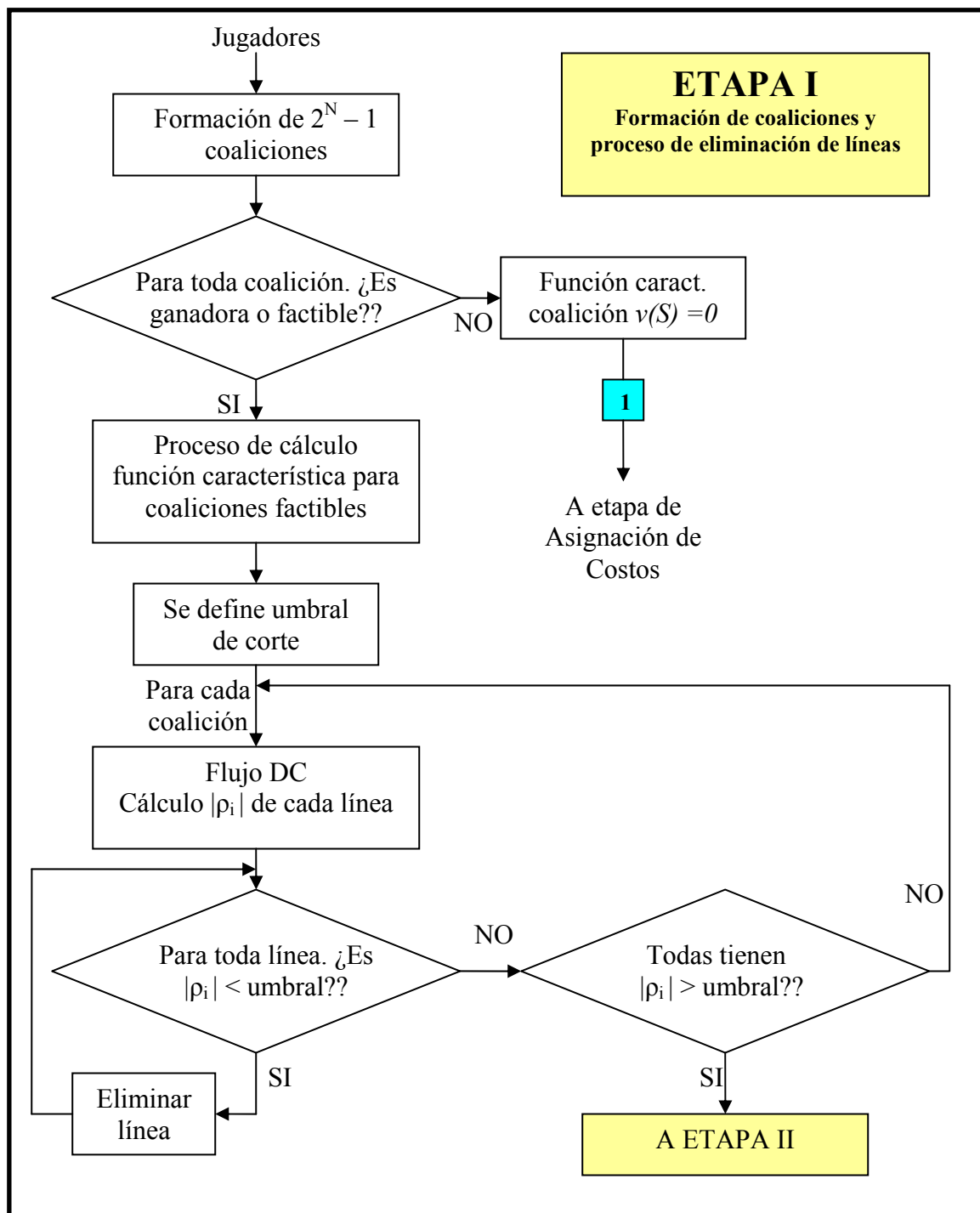


Figura 6.3: Red Diagrama de Bloques Metodología Propuesta (Parte I).

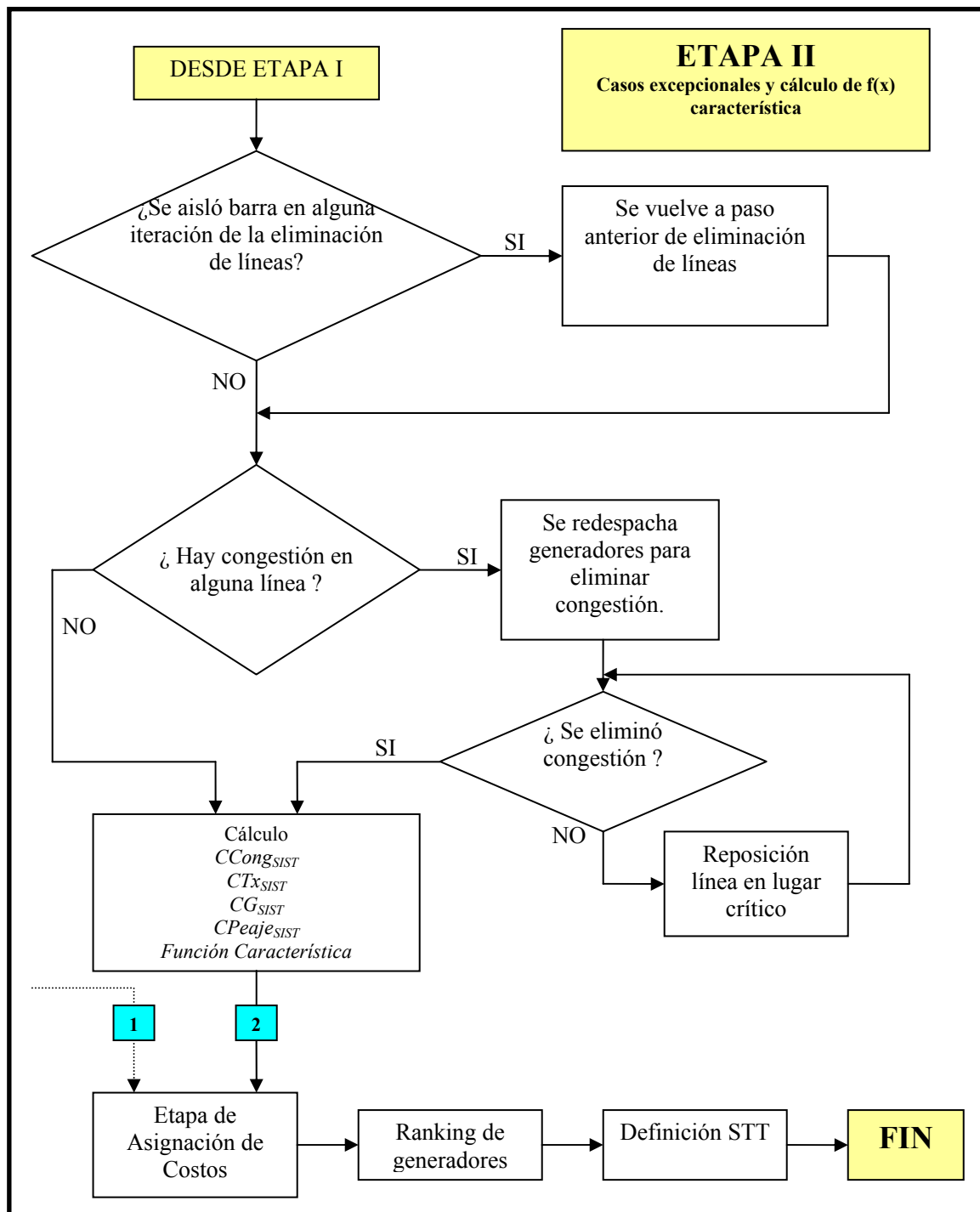


Figura 6.4: Red Diagrama de Bloques Metodología Propuesta (Parte II).

VII. EJEMPLO NUMÉRICO SEIS BARRAS DE GARVER.

Para ejemplificar el método de cálculo de la función característica para coaliciones de generadores, la asignación de costos, y la definición de un STT, se utiliza el clásico ejemplo de las 6 Barras de Garver, mostrado en [Zolezzi, 2002]. Este sistema incluye ciertas expansiones, tal como se muestra en [Contreras, 1999, 2000], y se modifican algunos datos, para poder apreciar de mejor manera ciertos fenómenos que ocurren durante las iteraciones realizadas.

Se calculará el costo de congestión (si es que existe), el costo de transmisión, el costo de generación y el costo de peaje para cada coalición factible.

En este ejemplo es interesante notar la excepción del algoritmo que calcula los costos de congestión, ante la imposibilidad de eliminar congestión redespachando centrales generadoras, siendo necesario reponer líneas. También se muestra lo que el programa realiza si es que se produce un aislamiento de alguna barra debido al proceso iterativo de eliminación de líneas. Estas excepciones son modeladas en el programa desarrollado en MatLab M.R. para el cálculo de las componentes de la función característica de cada coalición.

La red en estudio se encuentra dibujada en la figura 7.1, y sus datos respectivos están en las tablas 7.1, 7.2 y 7.3.

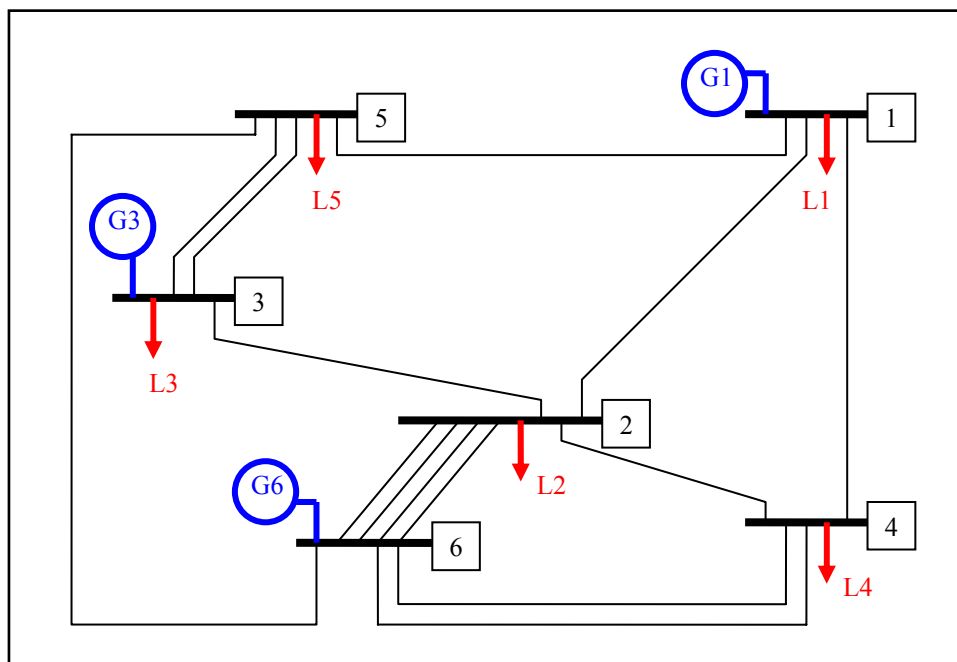


Figura 7.1: Diagrama Modificado y Expandido del Sistema de 6 Barras de Garver

Tabla 7.1: Datos de generación del sistema de 6 barras de Garver modificado.

Generador	Potencia Máxima [MW]	Costo variable [US\$/MWh]
1	150	70
3	165	22
6	400	12

Tabla 7.2: Datos de líneas del sistema de 6 barras de Garver modificado.

Línea Número	Desde Barra	Hasta Barra	r (p.u)	x (p.u)	Pot Máx [MW]	Costo [Unidades Monetarias]
1	1	2	0	0,4	100	40
2	1	4	0	0,4	80	60
3	1	5	0	0,2	100	20
4	2	3	0	0,2	100	20
5	2	4	0	0,4	100	40
6	2	6	0	0,3	100	30
7	2	6	0	0,3	100	30
8	2	6	0	0,3	100	30
9	2	6	0	0,3	100	30
10	3	5	0	0,2	100	20
11	3	5	0	0,2	100	20
12	4	6	0	0,3	100	30
13	4	6	0	0,3	100	30
14	5	6	0	0,3	78	61

Tabla 7.3: Datos de las cargas del sistema de 6 barras de Garver modificado.

Barra	Demanda [MW]
1	40
2	150
3	80
4	120
5	100
6	0

Se tienen 3 agentes generadores o jugadores del juego cooperativo ($N=3$), por lo tanto, el número de coaliciones posibles es de 7 (2^3-1). A continuación hay que diferenciar entre coaliciones factibles y no factibles (*ganadoras o perdedoras*). La tabla 7.4 muestra el subconjunto de coaliciones que cumplen con la factibilidad especificada en la ecuación (6.1).

Tabla 7.4: Factibilidad de coaliciones para el sistema de 6 barras de Garver modificado.

Coaliciones	Pot. Máx. generación [MW]	90% de Pot. Máx. Gen. [MW]	Dda. Total Sistema [MW]	Coalición Factible?
G1	150	135	490	NO
G3	165	148,5	490	NO
G6	400	360	490	NO
G1 G3	315	283,5	490	NO
G1 G6	550	495	490	SI
G3 G6	565	508,5	490	SI
G1 G3 G6	715	643,5	490	SI

Como se aprecia en la tabla 7.4, son sólo tres las coaliciones factibles, las que llamaremos coaliciones A (G_1 y G_6), B (G_3 y G_6) y C (G_1 , G_3 y G_6). El resto de las coaliciones, tienen una función característica v igual a cero.

Según lista de mérito, el orden de despacho de centrales generadoras sería en primer lugar G_6 ($cv=12$), luego G_3 ($cv=22$) y finalmente G_1 ($cv=70$).

Para el cálculo de los costos relacionados a peajes, la barra de mercado para este ejemplo es la N° 2, ya que en ella se encuentra la demanda más alta del sistema.

A continuación, se realiza el cálculo de costos que forman la función característica de cada coalición:

7.1 Cálculo de función característica para coaliciones factibles.

7.1.1 Coalición A

Primero, se despachan los generadores. Para esta coalición el despacho será de 400 [MW] para el generador G_6 y de 90 [MW] para G_1 , por lo tanto, el generador G_1 será el marginal.

Segundo, se calcula un flujo de potencia DC tomando como barra de referencia la número 1, debido a que el generador ubicado en esa barra es el último en generar vía lista de mérito, transformándose la barra 1 en la barra marginal del sistema. Si este flujo es negativo, indica que va en sentido contrario. Luego, se calculan los índices de congestión en las líneas (ρ_i). La tabla 7.5 muestra el resultado de la primera iteración del algoritmo:

Tabla 7.5: Primera iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición A del sistema de 6 barras de Garver modificado.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	1,0	100	0,01
2	4,3	80	0,05
3	44,7	100	0,45
4	55,1	100	0,55
5	3,3	100	0,03
6	-51,8	100	-0,52
7	-51,8	100	-0,52
8	-51,8	100	-0,52
9	-51,8	100	-0,52
10	-12,5	100	-0,12
11	-12,5	100	-0,12
12	-56,2	100	-0,56
13	-56,2	100	-0,56
14	-80,2	78	-1,03

Para este sistema, se aplicará un criterio de corte arbitrario de un 15% de uso de las líneas.

Según el criterio de corte, las líneas que se ocupan menos de un 15% de su capacidad son las líneas 1, 2, 5, 10 y 11, las que se deben eliminar. Así, se realiza una nueva iteración del algoritmo, cuyos resultados se muestran en la tabla 7.6.

Tabla 7.6: Segunda iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición A del sistema de 6 barras de Garver modificado.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
3	50,0	100	0,50
4	80,0	100	0,80
6	-57,5	100	-0,58
7	-57,5	100	-0,58
8	-57,5	100	-0,58
9	-57,5	100	-0,58
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-50,0	78	-0,64

Luego de esta segunda iteración, todas las líneas se ocupan más de un 15% de su capacidad máxima, finalizando el proceso iterativo. La red de transmisión resultante para la coalición A se muestra en la figura 7.2:

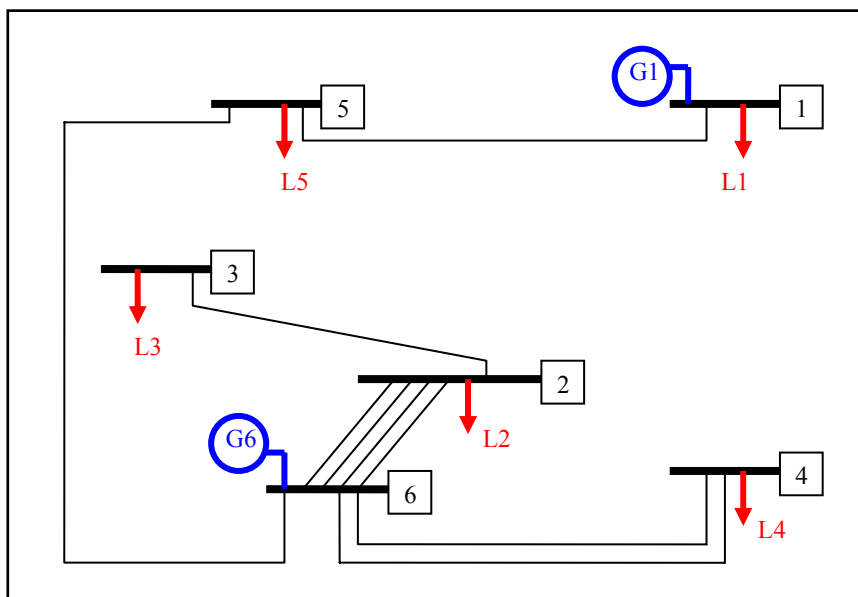


Figura 7.2: Diagrama del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición A.

Ahora, luego del proceso iterativo de eliminación de líneas, se está en condiciones de calcular los costos representativos de esta coalición.

En primer lugar, según la tabla 7.6, ninguna línea resulta congestionada, por lo que no es necesario redistribuir la potencia de los generadores, con lo que el *Costo de Congestión* para la coalición A es *cero*.

El *Costo de Transmisión* se calcula sumando los costos de las líneas que quedaron en el sistema para la coalición A, resultando igual a:

$$CTx_{SIST}^A = 20 + 20 + 30 + 30 + 30 + 30 + 30 + 30 + 30 + 61 = 281$$

El *Costo de Generación o despacho* del sistema para la coalición A, para una hora de estudio²³, será igual a:

$$CG_{SIST}^A = 90 \cdot 70 + 400 \cdot 12 = 11100$$

Para poder calcular el *Costo de Peajes* de las distintas coaliciones, en primer lugar se calcula el peaje que corresponderá a cada generador para cada una de las líneas de la red existente. El cálculo, usando la ecuación (6.9), se muestra en la tabla 7.7:

Tabla 7.7: Cálculo de Peajes para todas las líneas de la red existente

Línea Número	Peaje G1	Peaje G3	Peaje G6	Costo Total Línea
1	27,2	8,6	4,2	40
2	42,7	11,0	6,4	60
3	13,2	6,2	0,6	20
4	5,0	13,2	1,9	20
5	17,4	7,8	14,8	40
6	6,9	5,4	17,7	30
7	6,9	5,4	17,7	30
8	6,9	5,4	17,7	30
9	6,9	5,4	17,7	30
10	6,5	11,1	2,4	20
11	6,5	11,1	2,4	20
12	14,8	1,6	13,6	30
13	14,8	1,6	13,6	30
14	19,9	27,7	13,4	61

Así, considerando que la coalición A está formada por los generadores G_1 y G_6 , y que las líneas resultantes luego del proceso de eliminación son las números 3, 4, 6,

²³ Agregar el concepto de una hora de estudio, permite transformar las unidades de medida del Costo de Congestión y del Costo de Generación de [\$/ hora] a [\$], permitiendo la suma algebraica ponderada de la ecuación (7.1). Esta transformación lleva a suponer que el periodo de estudio considera bloques de una hora de duración en la curva de demanda, situación que es totalmente arbitraria, y elegida así para fines didácticos, tanto para el caso de 6 barras analizado en este capítulo, como para el caso de 24 barras del capítulo VIII.

7, 8, 9, 12, 13 y 14, el costo de peaje para la coalición A, según las ecuaciones (6.10) y (6.11) es:

$$C_{Peaje_{SIST}^A} = (13,2 + 5,0 + 4 \cdot 6,9 + 2 \cdot 14,8 + 19,9) + (0,6 + 1,9 + 4 \cdot 17,7 + 2 \cdot 13,6 + 13,4) = 209,2$$

Así, la función característica de la coalición A resulta:

$$v(A) = x \cdot 0 + y \cdot 281 + z \cdot 11100 + w \cdot 209,2 \quad (7.1)$$

7.1.2 Coalición B

Primero, se despachan los generadores. Para esta coalición el despacho será de 400 [MW] para el generador G_6 y de 90 [MW] para G_3 , por lo tanto, el generador G_3 será el marginal.

Segundo, se calcula un flujo de potencia DC tomando como barra de referencia la número 3, debido a que el generador ubicado en esa barra es el último en generar vía lista de mérito, transformándose la barra 3 en la barra marginal del sistema. Si este flujo es negativo, indica que va en sentido contrario. Luego, se calculan los índices de congestión en las líneas (ρ_i). La tabla 7.8 muestra el resultado de la primera iteración del algoritmo:

Tabla 7.8: Primera iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-21,4	100	-0,21
2	-12,6	80	-0,16
3	-6,0	100	-0,06
4	21,2	100	0,21
5	8,7	100	0,09
6	-50,3	100	-0,50
7	-50,3	100	-0,50
8	-50,3	100	-0,50
9	-50,3	100	-0,50
10	15,6	100	0,16
11	15,6	100	0,16
12	-62,0	100	-0,62
13	-62,0	100	-0,62
14	-74,8	78	-0,96

Según el criterio de corte, las líneas que se ocupan menos de un 15% de su capacidad son las líneas 3 y 5, las que se deben eliminar. Así, se realiza una nueva iteración del algoritmo, cuyos resultados se muestran en la tabla 7.9.

Tabla 7.9: Segunda iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-26,7	100	-0,27
2	-13,3	80	-0,17
4	18,9	100	0,19
6	-48,9	100	-0,49
7	-48,9	100	-0,49
8	-48,9	100	-0,49
9	-48,9	100	-0,49
10	14,4	100	0,14
11	14,4	100	0,14
12	-66,7	100	-0,67
13	-66,7	100	-0,67
14	-71,1	78	-0,91

En esta ocasión, no basta con sólo dos iteraciones para terminar el proceso de eliminación de líneas, ya que ahora se puede apreciar que las líneas 10 y 11 utilizan menos de un 15% su capacidad, por lo que se deben eliminar, tal como lo muestra la tercera iteración del proceso en la tabla 7.10.

Tabla 7.10: Tercera iteración cálculo de flujos por líneas e índices de congestión para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Índice Congestión Línea
1	-28,8	100	-0,29
2	-11,2	80	-0,14
4	-10,0	100	-0,10
6	-42,2	100	-0,42
7	-42,2	100	-0,42
8	-42,2	100	-0,42
9	-42,2	100	-0,42
12	-65,6	100	-0,66
13	-65,6	100	-0,66
14	-100,0	78	-1,28

Luego de esta tercera iteración, las líneas 2 y 4 vuelven a ocuparse menos de un 15%, pero se sufre el riesgo de que, si se eliminan, la barra 3 del sistema quede totalmente aislada, tal como se muestra en la figura 7.3, lo que provocaría un problema de desabastecimiento ante la ausencia de generación. Por lo tanto, por razones de seguridad, el proceso iterativo no eliminará las líneas 2 y 4. Por lo tanto, la red de transmisión resultante preliminar para la coalición B se muestra en la figura 7.4.

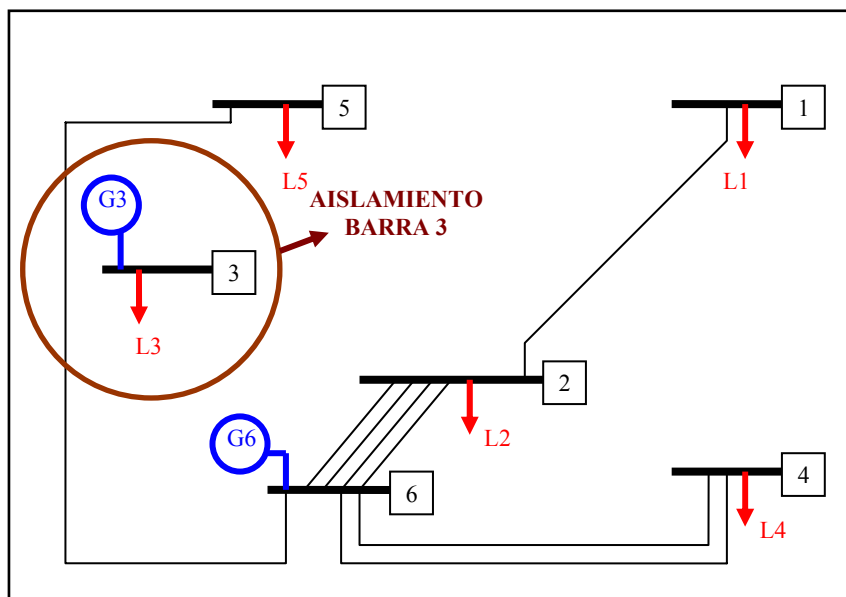


Figura 7.3: Diagrama del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición B con barra 3 aislada.

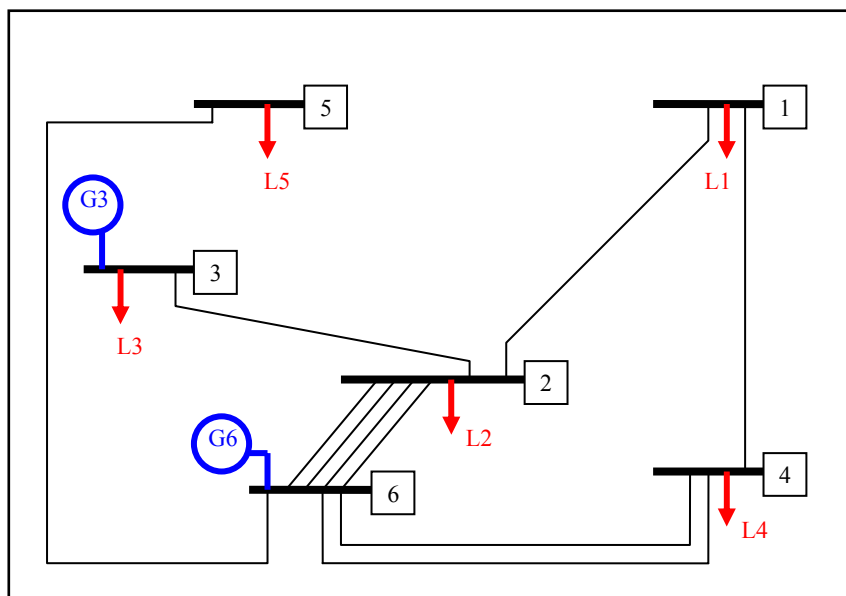


Figura 7.4: Diagrama preliminar del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición B.

Esta vez, según la tabla 7.10, la línea nº 14 se congestiona, por lo que es necesario redespachar la potencia de los generadores. Como se tienen dos generadores en esta coalición, hay que disminuir la generación de G_6 y aumentar la de G_3 , hasta lograr un *despeje de mercado*, es decir, hasta eliminar la congestión en todas las líneas del sistema, en este caso, la congestión de la línea nº 14. Esto provocaría un aumento en los costos de producción. Pero, si nos fijamos en la figura 7.4, la barra 5 del sistema ve suplida su demanda de 100 [MW] sólo a través de la línea 14 (que une los nodos 5 y 6), por lo tanto, el redespacho de generación no solucionará nunca la congestión de esa línea, por donde siempre estarían circulando los 100 [MW] que satisfacen la demanda de la barra 5.

Ante este problema, el algoritmo agrega a la red hasta ahora resultante para la coalición B uno de los circuitos que une las barras 3 y 5 para eliminar la congestión en la línea nº 14, ya que es el camino más barato para llegar a la barra 5²⁴. Esta modificación se verá reflejada en los *Costos de Congestión*. Los resultados de este procedimiento se muestran en la tabla 7.11:

²⁴ Los caminos posibles para unir la barra 5 al resto del sistema (aparte de la congestionada línea N° 14), eran las líneas que unían la barra 5 con la barra 1 (costo de \$20), un circuito que la unía con la barra 3 (costo de \$20), y el otro circuito que la unía con la barra 3 (costo de \$20). Ante la igualdad en los costos de estas líneas, se observa las impedancias de estas líneas, y se repone aquella que tenga una impedancia (x p.u) menor, ya que ante una menor impedancia, existe un flujo de potencia mayor por la línea (ver Anexo A con la teoría del flujo DC). En este ejemplo, las impedancias son iguales (0,2 p.u para cada línea candidata) por lo que es indiferente la elección de una de ellas.

Tabla 7.11: Resultados modificación sistema resultante para la coalición B del sistema de 6 barras de Garver modificado, ante la imposibilidad de eliminar congestión redespachando centrales generadoras.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-26,9	100	-0,27
2	-13,1	80	-0,16
4	15,1	100	0,15
6	-48,0	100	-0,48
7	-48,0	100	-0,48
8	-48,0	100	-0,48
9	-48,0	100	-0,48
10	25,1	100	0,25
12	-66,5	100	-0,67
13	-66,5	100	-0,67
14	-74,9	78	-0,96

Como se aprecia en la tabla 7.11, la congestión de la línea nº 14 desapareció al reinsertar en el sistema la línea nº 10, que une las barras 3 y 5. Además, se cumple que las líneas resultantes esta vez se usan como mínimo un 15%. Así, el sistema resultante definitivo para la coalición B se muestra en la figura 7.5:

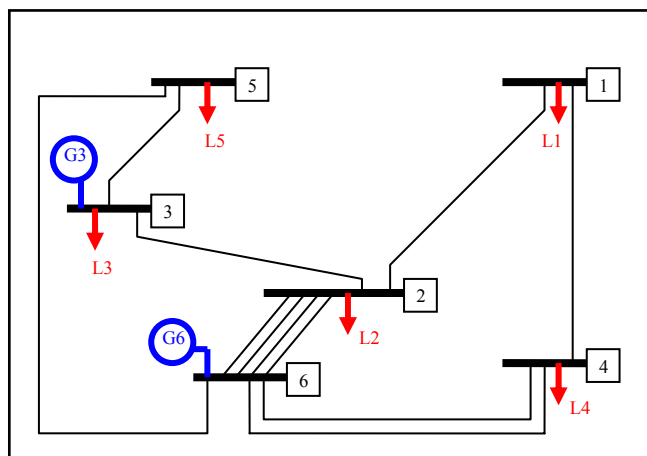


Figura 7.5: Diagrama definitivo del Sistema de 6 Barras de Garver modificado para la coalición B.

Ahora, calculando los costos (para una hora dada), los resultados son:

- $C_{cong_{SIST}}^B = 20$
- $CTx_{SIST}^B = 361$
- $CG_{SIST}^B = 6780$
- $C_{Peaje_{SIST}}^B = 222,5$

Así, la función característica de la coalición B resulta:

$$v(B) = x \cdot 20 + y \cdot 361 + z \cdot 6780 + w \cdot 222,5 \quad (7.2)$$

7.1.3 Coalición C

Para la coalición C, el proceso de eliminación de líneas es similar al de la coalición B, resultando iguales los costos de congestión, líneas y despacho. Sólo cambia el costo de peajes, pues la coalición C reúne a todos los generadores de la red, formando la gran coalición. Su función característica es:

$$v(C) = x \cdot 20 + y \cdot 361 + z \cdot 6780 + w \cdot 381 \quad (7.3)$$

7.1.4 Resumen de funciones características para todas las coaliciones

Con las expresiones genéricas (7.1), (7.2) y (7.3), se puede explicitar las funciones características para las diversas coaliciones factibles, y tomando como CERO el valor de las coaliciones no factibles, las funciones características para juego regulado y privado son:

Tabla 7.12: Resumen de funciones características para todas las coaliciones para el problema de las 6 barras de Garver.

Coalición	$v(S)$ Juego Regulado [\$]	$v(S)$ Juego Privado [\$]
Vacia	0	0
G1	0	0
G3	0	0
G6	0	0
G1-G3	0	0
G1-G6	13910	2093
G3-G6	10790	2625
G1-G3-G6	10790	4210

7.2 Resolución del juego cooperativo y determinación del STT para las seis barras de Garver.

El siguiente paso es la resolución del juego cooperativo, usando la metodología de Shapley, tanto para los juegos regulado como privado. La tabla 7.13 muestra la asignación de costos que resultó para cada generador, junto a su asignación relativa, para ambos tipos de juego:

Tabla 7.13: Resultados asignación de costos y asignación relativa de costos para los juegos regulado y privado de las 6 barras de Garver modificado

Juego Regulado			
Generador	Asignación [\$]	Capacidad [MW]	Asign. Relativa [\$/MW]
G1	2318,3	150	15,5
G3	758,3	165	4,6
G6	7713,3	400	19,3
Juego Privado			
Generador	Asignación [\$]	Capacidad [MW]	Asign. Relativa [\$/MW]
G1	877,2	150	5,8
G3	1143,2	165	6,9
G6	2189,7	400	5,5

Gráficamente, las asignaciones absolutas y relativas de costos para ambos juegos se muestran en las figuras 7.6, 7.7, 7.8 y 7.9:

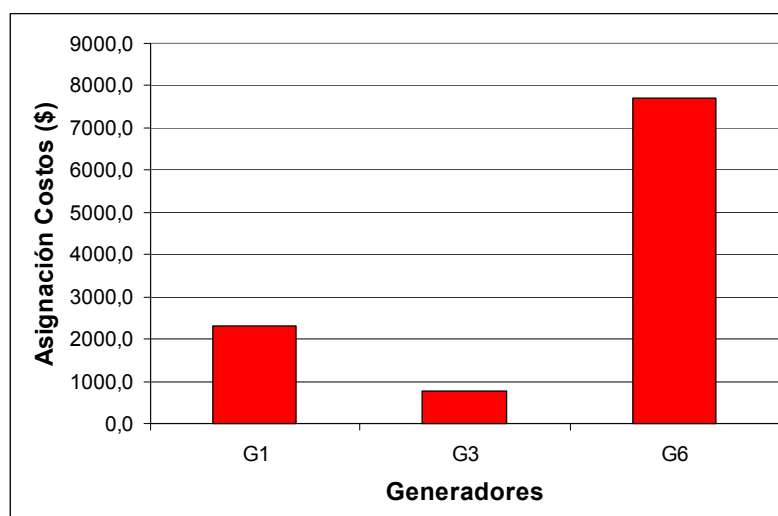


Figura 7.6: Asignación absoluta de costos para el juego regulado de las 6 barras de Garver modificado.

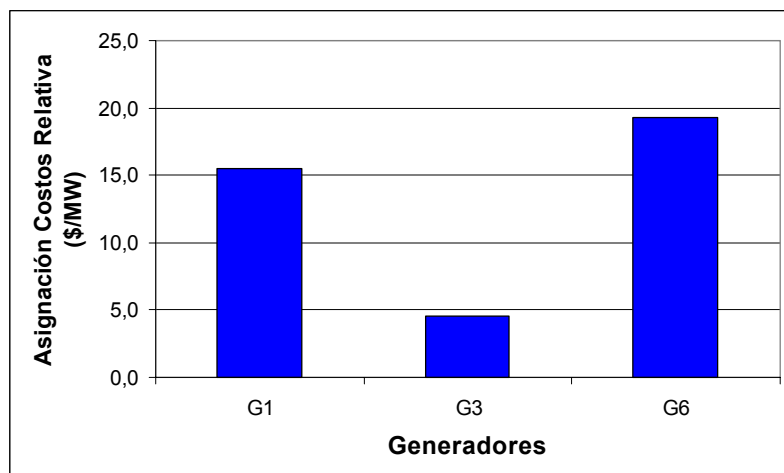


Figura 7.7: Asignación relativa de costos para el juego regulado de las 6 barras de Garver modificado.

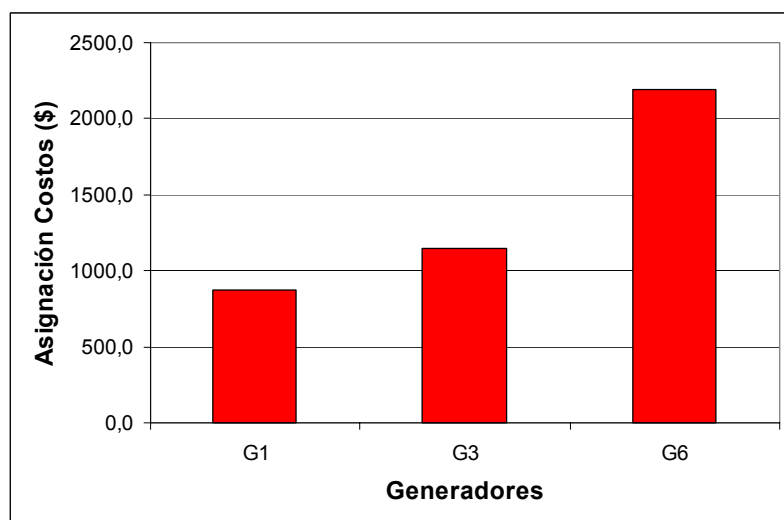


Figura 7.8: Asignación absoluta de costos para el juego privado de las 6 barras de Garver modificado.

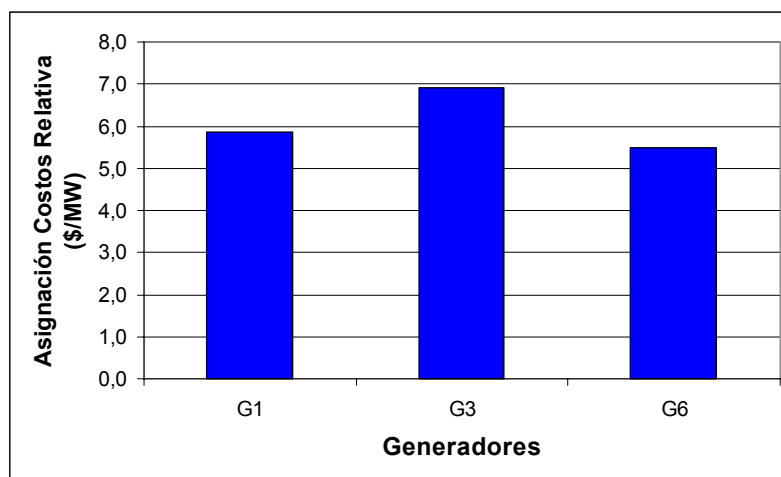


Figura 7.9: Asignación relativa de costos para el juego privado de las 6 barras de Garver modificado.

Al comparar los gráficos 7.6 y 7.7, la asignación relativa de costos del juego regulado muestra el mismo “ranking” de generadores que la asignación de costos absoluta, es decir, que el generador G_6 es el que paga más, y el generador G_3 el que paga menos. Esta tendencia no se muestra al comparar los gráficos 7.8 y 7.9 para el juego privado, donde la asignación relativa de costos cambia su “ranking” con respecto a la asignación absoluta, demostrando el carácter de *sesgo* que puede producir el tamaño del agente en el análisis de asignación de responsabilidades (costos en este caso). Por lo tanto, este ejemplo demuestra la necesidad de comparar asignaciones de costos independientes del tamaño de los agentes.

El ranking de generadores que se obtiene para ambos juegos se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 7.14: Ranking de generadores para los juegos regulado y privado de las 6 barras de Garver modificado.

Ranking Juego Regulado	
Lugar	Generador
1°	G3
2°	G1
3°	G6
Ranking Juego Privado	
Lugar	Generador
1°	G6
2°	G1
3°	G3

Así, para el juego regulado, según la metodología propuesta en la sección 6.7 de la presente tesis, la primera *coalición ganadora mínima* que se forma corresponde a la *Gran Coalición*, así pues, el STT para este juego resulta el sistema asociado a la gran coalición, que se muestra en la figura 7.10:

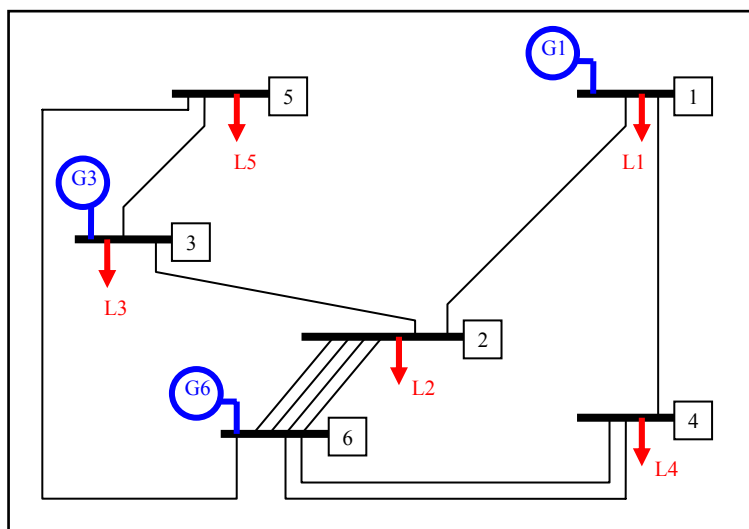


Figura 7.10: Sistema Troncal para el juego regulado de las 6 barras de Garver modificado.

En tanto, para el juego privado, la primera *coalición ganadora mínima* corresponde a aquella formada por los generadores G_1 y G_6 , por lo tanto, el Sistema Troncal para el juego privado será el asociado a la coalición $A (\{G_1\}, \{G_6\})$, que se muestra en la figura 7.11:

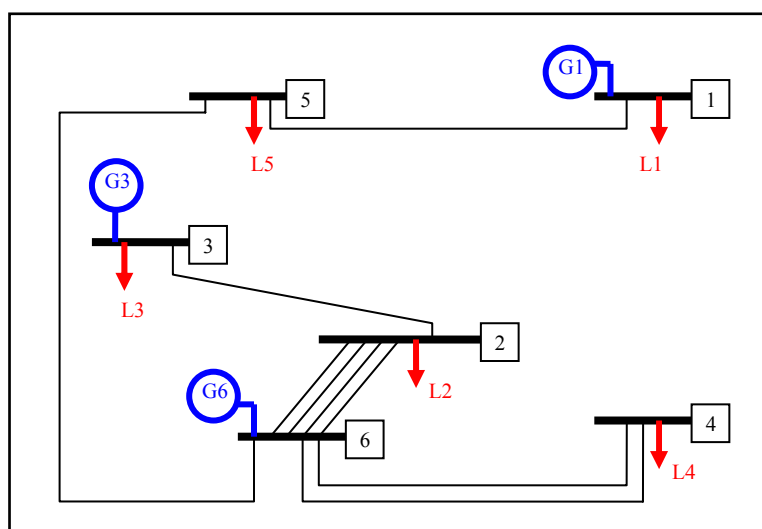


Figura 7.11: Sistema Troncal para el juego privado de las 6 barras de Garver modificado.

7.3 Conclusiones Ejemplo seis barras de Garver.

Si se aprecia los sistemas troncales resultantes tanto para el juego regulado como privado, podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Para el juego regulado, el STT resultante es más seguro que el que entrega el juego privado, y esta diferencia radica fundamentalmente en la ausencia de regulación en el aspecto de generación (ponderador z de la función característica es cero). Como se

puede ver en la figura 7.11, el STT para el juego privado cuenta con sólo un camino para llegar a la barra N° 3 y a la barra N° 1, por lo que se puede pensar que ante una falla de las líneas, la demanda en esas barras puede quedar insatisfecha. Esta observación no es verdadera, ya que el generador presente en cada barra puede suplir la demanda ahí presente, pero, puede resultar a mayores costos, porque es probable que uno de esos generadores no haya sido despachado inicialmente. Este problema se suscita exclusivamente por la ausencia del factor *Costo de Generación* en la función característica representativa del juego privado (no se regula la generación al mínimo costo), situación contraria a lo que ocurre en el caso regulado.

- Por lo anterior, se concluye que el juego regulado resulta mucho más seguro que el privado, ya que, al regular necesariamente el aspecto de generación, permitirá mantener cubierta la demanda a un mínimo costo, no como en el caso privado, en que la demanda también se ve satisfecha, pero sin la necesidad de velar por el costo de generación, pues todos los egresos en ese aspecto son traspasados al consumidor final.
- El STT resultante para el juego regulado presenta alternativas de seguridad para satisfacer la demanda, en particular, por la eliminación de situaciones de congestión, la existencia de reservas de energía, y la presencia de más de un camino de llegada a cada carga, ante problemas en alguna de las líneas.
- Por otro lado, el STT para el juego privado, entrega mayores responsabilidades, ante posibles contingencias, a la capacidad de generación de cada unidad generadora, independiente del costo en que se incurra al producir energía.
- El sistema resultante para el juego privado es de menor costo y más reducido que el regulado, ya que sólo se vela por los intereses de los agentes pertenecientes a cada

coalición. En cambio, en el juego regulado, la definición del STT es vigilada por el organismo regulador, velándose por los intereses que lleven a un óptimo social.

- La asignación relativa de costos muestra que, en el juego regulado, G_6 presenta una mayor responsabilidad en los costos de uso de líneas, de congestión y de generación, y en el juego privado G_3 es quien presenta mayor responsabilidad.
- Las coaliciones factibles del juego regulado cumplen todas las racionalidades definidas en el punto 4.7 de la presente tesis. Sin embargo, el 66% de las coaliciones factibles del juego privado no cumplen las racionalidades de coalición (ver punto 4.7.3), demostrando lo complejo que resulta el desarrollo de un juego cooperativo no regulado.

7.4 Análisis de Sensibilidad ejemplo 6 barras de Garver.

Considerando que la metodología planteada para buscar un Sistema Troncal eficiente depende del umbral de corte definido para el proceso de eliminación de líneas, y de las características de interacción entre los agentes, es que se realizará un análisis de sensibilidad en algunas variables del modelo. Estas variables son:

- Umbral de corte
- Lista de mérito

7.4.1 Umbral de Corte

Para el desarrollo del problema de las 6 barras de Garver, se utilizó un umbral de corte de 15% en el proceso iterativo de eliminación de líneas. Para este

análisis de sensibilidad, el umbral se disminuyó a 10%, y, luego se aumentó en 20%, con el fin de apreciar qué sucede con las asignaciones de costos, y la formación del STT.

El resultado de las diversas iteraciones para el proceso de eliminación de líneas de las coaliciones factibles se encuentran en el anexo B, y el cálculo de funciones características, asignaciones de costos y ranking de generadores para los juegos privados y regulados se encuentran en el anexo C.

Con respecto al *juego regulado*, la siguiente figura muestra los STT obtenidos, para umbrales de corte de 15% (caso base), 10% y 20%.

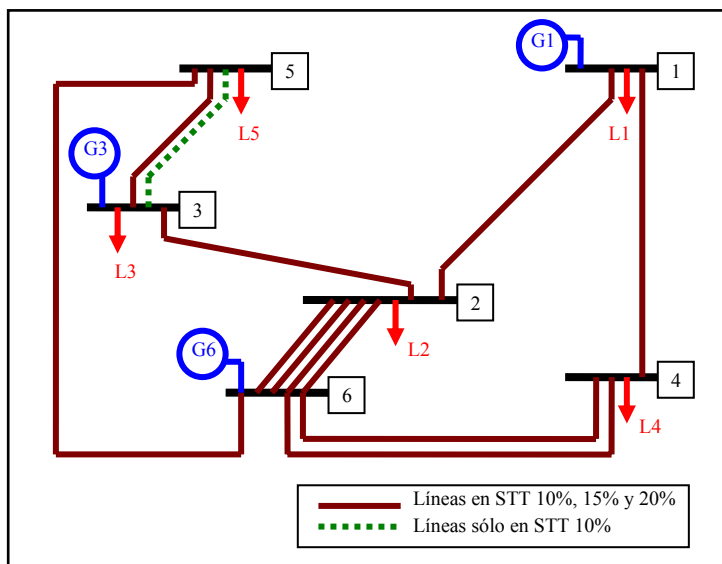


Figura 7.12: Sistema Troncal para sensibilidad de umbral de corte, en el juego regulado.

Las líneas que unían las barras 1-5 y 2-4 quedan inmediatamente fuera del Sistema Troncal, en todos los casos analizados, demostrando que son líneas prescindibles. Por otro lado, la existencia en el STT del segundo circuito que une a las

barras 3 y 5 para un umbral de corte de 10%, muestra que aquella línea no supera el 15% de su uso, y que ante situaciones de contingencia, la seguridad de suministro del sistema en general se ve asegurada con sólo un circuito entre las barras 3-5. Esto entrega señales importantes para la determinación de una red mínima eficiente y segura.

Para los casos analizados, el STT correspondía a la red asociada a la gran coalición, y el ranking de importancia de generadores coincidió en tener en primer lugar al generador G_3 , y en último al generador G_6 .

Con respecto al *juego privado*, la siguiente figura muestra los STT obtenidos, para umbrales de corte de 15% (caso base), 10% y 20%.

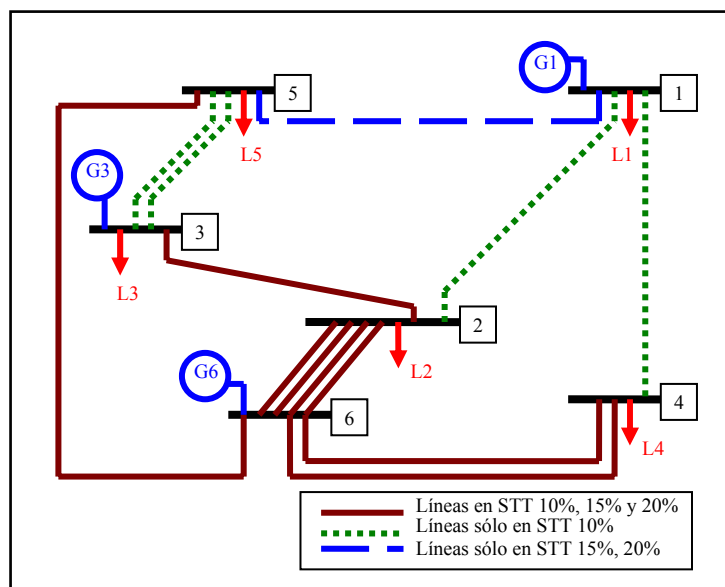


Figura 7.13: Sistema Troncal para sensibilidad de umbral de corte, en el juego privado.

En la figura 7.13, la línea que une las barras 2 y 4 queda fuera de todos los casos, confirmando su carácter de prescindible.

Como se suponía, si se ocupa un umbral de corte de tan sólo 10% de uso de líneas, el STT resultante tendrá un mayor número de componentes, debido a que se estaría invirtiendo en líneas que son poco utilizadas, encareciendo la red. De hecho, la asignación de costos aumenta entre los agentes participantes al eliminar las líneas que sólo se usan menos de un 10% de su capacidad (ver Anexo C).

Como conclusión, el umbral de corte a elegir para el desarrollo de la metodología propuesta dependerá del sistema estudiado, ya que las líneas de las cuales se obtiene el troncal se encuentran creadas de antemano, según un plan de expansión seguido. Así pues, cada sistema necesitará de un umbral de corte propio.

7.4.2 Lista de Mérito

Al modificar los costos variables de producción de los agentes generadores, el orden de generación se ve modificado, lo que produce un flujo de potencia diferente entre las líneas de la red eléctrica.

El anexo D muestra la iteración resultante (última iteración) del proceso de eliminación de líneas para cada lista de mérito, y para juego regulado y privado.

Analizando la función característica para la gran coalición (calculadas en anexo E), se aprecia que la mejor condición de producción para tener un costo mínimo se da cuando la lista de mérito sigue el orden $G_6 < G_1 < G_3$, tanto para juego regulado como privado, como muestran los gráficos de las figuras 7.14 y 7.15. En este caso, se produce una optimización en el uso de líneas fundamentalmente, lo que lleva a tener un troncal más pequeño, pero no por eso menos eficiente.

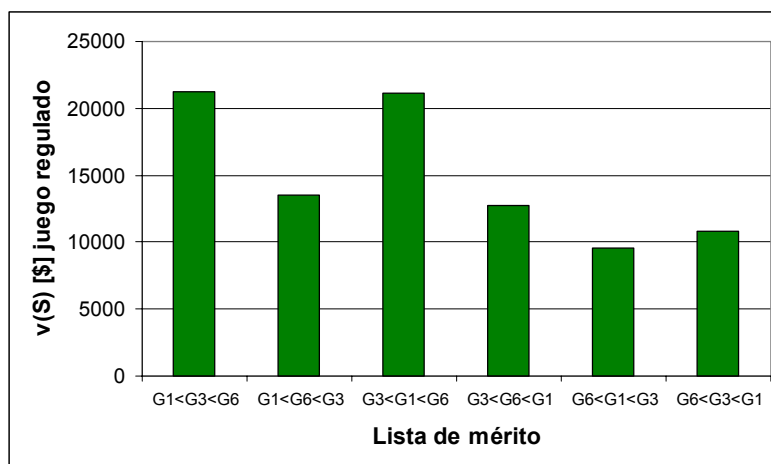


Figura 7.14: Función característica de la gran coalición para los distintos escenarios de lista de mérito, en un juego regulado.

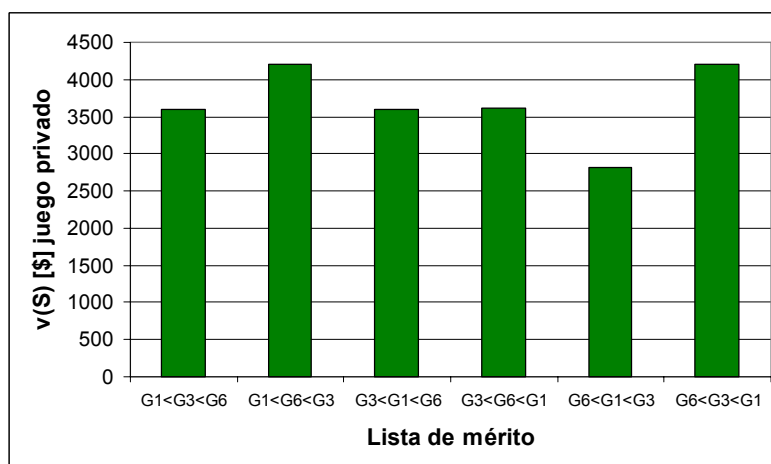


Figura 7.15: Función característica de la gran coalición para los distintos escenarios de lista de mérito, en un juego privado.

La asignación de costos relativa que obtienen los generadores participantes para cada uno de los escenarios analizados, en juego regulado como privado, se muestra en la tabla 7.15:

Tabla 7.15: Asignación relativa de costos para cada escenario de lista de mérito.

Asignación relativa de costos Juego Regulado [\$/MW]						
Generador	G1<G3<G6	G1<G6<G3	G3<G1<G6	G3<G6<G1	G6<G1<G3	G6<G3<G1
G1	13,8	2,5	18,8	19,9	-1,6	15,5
G3	13,1	19,3	8,1	2,4	15,3	4,6
G6	42,7	24,8	42,5	23,4	18,3	19,3
Asignación relativa de costos Juego Privado [\$/MW]						
Generador	G1<G3<G6	G1<G6<G3	G3<G1<G6	G3<G6<G1	G6<G1<G3	G6<G3<G1
G1	6,4	6,9	6,5	5,337	2,7	5,8
G3	3,3	4,9	3,3	5,342	4,1	6,9
G6	5,2	5,9	5,2	4,8	4,3	5,5

En la lista de mérito $G_6 < G_1 < G_3$ el generador G_1 tiene una asignación de costos negativa en el juego regulado, es decir, obtiene un beneficio (se le debe pagar). Esta situación se debe a que cuando este generador es despachado, no usa la línea que une las barras 1 y 4 para inyectar su potencia, la que tiene un costo altísimo (\$60), usando caminos alternativos de menor costo. Por esta razón, el sistema lo remunera.

Así pues, si consideramos la operación económica (despacho vía lista de mérito) que conviene a cada generador en lo que respecta a su asignación relativa de costos, tenemos:

- Al generador G_1 claramente le conviene la situación $G_6 < G_1 < G_3$, pues su asignación de costos es menor, de hecho, se le debe remunerar en el caso regulado, y paga muy poco en el caso privado.

- Al generador G_3 le conviene tener el costo variable menor para poder tener una asignación de costos mínima. Esto se corrobora porque la situación más favorable para este generador en el juego regulado es la lista de mérito $G_3 < G_6 < G_1$, y en el juego privado la lista $G_3 < G_1 < G_6$.
- Al igual que al generador G_1 , al generador G_6 le conviene ser el más económico, pues, a pesar de ser el de mayor tamaño y el que más responsabilidad tiene, en términos generales, en los costos del sistema, ve minimizada su asignación cuando la lista de mérito indica $G_6 < G_1 < G_3$, tanto en juego regulado como privado.

El ranking de generadores se muestra en la tabla 7.16:

Tabla 7.16: Ranking de generadores para cada escenario de lista de mérito, para juego regulado y privado.

Ranking Juego Regulado						
Lugar	$G_1 < G_3 < G_6$	$G_1 < G_6 < G_3$	$G_3 < G_1 < G_6$	$G_3 < G_6 < G_1$	$G_6 < G_1 < G_3$	$G_6 < G_3 < G_1$
1°	G3	G1	G3	G3	G1	G3
2°	G1	G3	G1	G1	G3	G1
3°	G6	G6	G6	G6	G6	G6
Ranking Juego Privado						
Lugar	$G_1 < G_3 < G_6$	$G_1 < G_6 < G_3$	$G_3 < G_1 < G_6$	$G_3 < G_6 < G_1$	$G_6 < G_1 < G_3$	$G_6 < G_3 < G_1$
1°	G3	G3	G3	G6	G1	G6
2°	G6	G6	G6	G1	G3	G1
3°	G1	G1	G1	G3	G6	G3

El STT de menor costo se logra para la lista de mérito $G_6 < G_1 < G_3$, tanto en los casos regulado como privado, y se muestra en las figura 7.16, siendo la red asociada a la gran coalición.

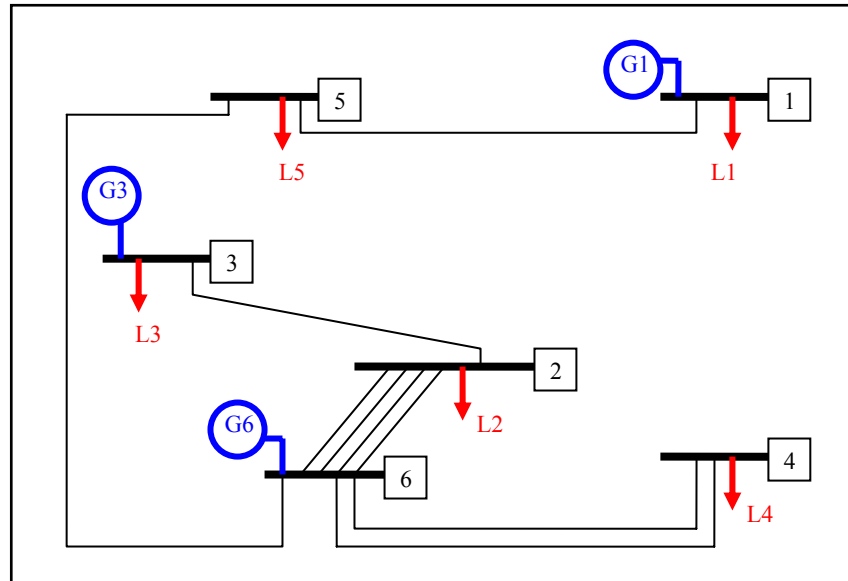


Figura 7.16: Sistema Troncal regulado y privado para la lista de mérito $G_6 < G_1 < G_3$.

VIII. EJEMPLO PARA SISTEMA DE 24 BARRAS.

Se desarrollará el modelo propuesto en la presente tesis, para la definición del Sistema Troncal del problema de 24 barras (Figura 8.1) (IEEE 24 Bus RTS Example) [Evans, 2002]. Al igual que el problema de Garver, los agentes del juego serán los generadores.

Los datos de los generadores, que incluye potencia máxima y costo variable, se encuentran en la tabla 8.1.

Los datos de las cargas, en que se muestran las demandas máximas en cada barra, se muestran en la tabla 8.2.

Los datos de las líneas, como capacidad máxima, costo y reactancia, se encuentran en la tabla 8.3.

Al existir 11 generadores en la red, el número de coaliciones posibles es de 2047, sin incluir la coalición vacía ($2^{11} - 1$), muchas de las cuales se eliminan por considerarse infactibles, al no cubrir la demanda total máxima del sistema (3592,4 [MW]) y un 10% mínimo de reserva, es decir, al no cumplir la ecuación (6.1).

El desarrollo del modelo considera un despacho según lista de mérito, que se rige por la siguiente relación de costos variables de producción:

$$CMg_{23} < CMg_{13} < CMg_{18} < CMg_{21} < CMg_{14} < CMg_{22} < CMg_7 < CMg_{15} < CMg_1 < CMg_2 < CMg_{16}$$

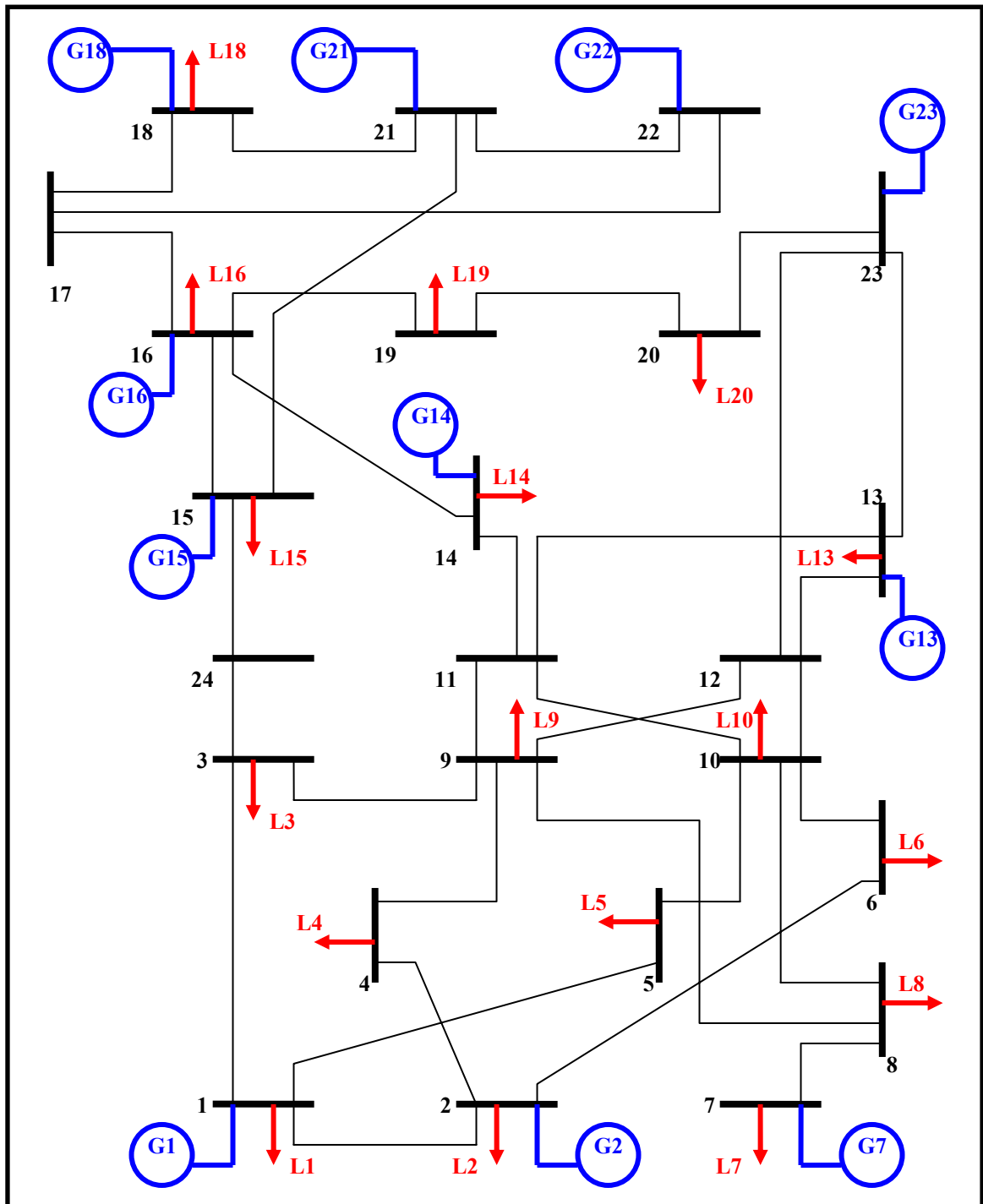


Figura 8.1: Diagrama IEEE 24 Bus RTS Example

Tabla 8.1: Datos de generación del sistema de 24 barras.

Generador	Potencia Máxima [MW]	Costo variable [\$/MWh]
1	268,8	50
2	268,8	55
7	420	40
13	827,4	15
14	420	30
15	301	45
16	217	60
18	560	20
21	560	25
22	420	35
23	924	10

Tabla 8.2: Datos de las cargas del sistema de 24 barras.

Barra	Demanda [MW]	Barra	Demanda [MW]
1	136,08	13	333,9
2	122,22	14	244,44
3	226,8	15	399,42
4	93,24	16	127,4
5	89,46	17	0
6	171,36	18	419,58
7	157,5	19	228,06
8	215,46	20	161,28
9	220,5	21	0
10	245,7	22	0
11	0	23	0
12	0	24	0

Tabla 8.3: Datos de las líneas del sistema de 24 barras.

Línea Número	Desde Barra	Hasta Barra	r (p.u)	x (p.u)	Pot Máx [MW]	Costo [\$]
1	1	2	0	0,028	500	14,08
2	1	3	0	0,428	500	213,84
3	1	5	0	0,171	500	85,56
4	2	4	0	0,257	500	128,28
5	2	6	0	0,389	500	194,4
6	3	9	0	0,241	500	120,48
7	3	24	0	0,17	500	84,94
8	4	9	0	0,21	500	105
9	5	10	0	0,179	500	89,4
10	6	10	0	0,123	500	61,26
11	7	8	0	0,124	500	62,16
12	8	9	0	0,334	500	167,16
13	8	10	0	0,334	500	167,16
14	9	11	0	0,17	500	84,94
15	9	12	0	0,17	500	84,94
16	10	11	0	0,17	500	84,94
17	10	12	0	0,17	500	94,94
18	11	13	0	0,096	500	48,2
19	11	14	0	0,085	500	42,32
20	12	13	0	0,096	500	48,2
21	12	23	0	0,196	500	97,8
22	13	23	0	0,175	500	87,58
23	14	16	0	0,079	500	39,4
24	15	16	0	0,035	500	17,52
25	15	21	0	0,099	500	49,62
26	15	24	0	0,105	500	52,54
27	16	17	0	0,052	500	26,22
28	16	19	0	0,047	500	23,4
29	17	18	0	0,029	500	14,58
30	17	22	0	0,213	500	106,62
31	18	21	0	0,052	500	26,22
32	19	20	0	0,08	500	40,1
33	20	23	0	0,044	500	21,86
34	21	22	0	0,137	500	68,64

A continuación habrá que identificar las coaliciones factibles. El desarrollo de esta selección arrojó un total de 105 coaliciones factibles (ver anexo F), de un total de 2047, es decir, tan sólo el 5,13% del total de coaliciones posibles.

Para el proceso de eliminación de líneas, se toma un umbral de corte de 10% en el uso de ellas.

Luego, se procede a calcular los costos de congestión, de líneas, de generación y de peajes que permitirán obtener las funciones características para juego regulado y privado según las ecuaciones (6.9) y (6.10). Algunas observaciones que se notaron en el proceso son las siguientes:

- Cuando el generador G_{22} no pertenecía a la coalición factible que se analizaba (por lo tanto, no se despachaba), las líneas que lo unen al resto del sistema (líneas 30 y 34) se eliminaban, demostrándose que, en este caso, estas líneas resultan ser de exclusivo uso para el generador G_{22} , es decir, son *líneas dedicadas*.
- En más de una ocasión, las líneas 12 y 13 se usaban menos de un 10%, pero su eliminación desacopla del sistema a las barras 8 y 7 (unidas por la línea 11, sector inferior derecho de la figura 8.1). En comparación con el fenómeno que ocurría a las líneas del generador G_{22} , esta vez las barras no se pueden desacoplar, pues se encuentra presente un consumo (L_7), lo que impide su separación del resto del sistema, según el procedimiento explicado en el capítulo 6.4 de la presente tesis.
- El generador G_{16} , cuando pertenecía a alguna coalición factible, nunca se despachó en primera instancia, pero sí fue redespachado en aquellos casos en que debió ayudar a eliminar problemas de congestión en algunas coaliciones en particular. El generador G_{16} es el más caro del sistema, por lo que siempre está en último lugar de la

lista de mérito. Por otro lado, el no despacho inicial de G_{16} cuando perteneció a coaliciones factibles se debió a que, para este ejemplo, el 10% de reserva de la ecuación (6.1) corresponde a 359,24 [MW], mientras que G_{16} genera a lo más 217 [MW], estando siempre en reserva, o atento a posibles contingencias (congestión).

- De las 105 coaliciones factibles, sólo en 28 de ellas no se produjo redespacho a causa de congestión, siendo cero el costo asociado a ella ($C_{cong}=0$).
- El generador más barato y que a su vez posee mayor potencia instalada, G_{23} , está presente en casi todas las coaliciones factibles, estando ausente en sólo 4 de las 105 coaliciones factibles. Situación similar ocurre con G_{13} , que tan sólo está ausente en 5 coaliciones factibles.
- En aquellas coaliciones en que la generación se centraba en el norte, o parte superior de la figura 8.1, las líneas del sur, como las números 2, 3, 4, 5 y 6 se usan muy poco, bajo el umbral del 10%. Pero, si se eliminan todas, la barra 2, o la barra 1, se pueden ver desacopladas, siendo que ambas poseen consumos. Por ello, el procedimiento de cálculo de la función característica tuvo que considerar este fenómeno para no producir un desacople de barras o nodos. Esto ocurrió en varias coaliciones factibles, ya que la mayor parte de los generadores *baratos* se encuentran en la zona superior de la figura 8.1.
- Las líneas más polémicas con respecto a problemas de congestión, resultaron ubicadas en la parte superior de la figura 8.1, en particular las líneas 27 (une a barras 17 y 16), 25 (barras 21-15) y 33 (barras 23-20).
- Para el cálculo de los peajes, se consideró la barra N° 18 como la *Barra de Mercado*, ya que en ella se encuentra la demanda más alta del sistema. Los peajes

resultantes para cada generador en cada una de las 34 líneas que componen la red original del sistema de 24 barras, se muestran en el Anexo G. Los fenómenos más destacables al analizar estos peajes son:

- G_{18} no paga peajes por encontrarse en la Barra de referencia o de Mercado.
- La línea N° 11 es pagada exclusivamente por G_7 no sacándose del troncal por seguridad de conectividad, pues la barra 7 cuenta con un consumidor o cliente.
- Considerando las 34 líneas del sistema original existente, los generadores del sur (G_1, G_2, G_7) son los que pagan un mayor peaje, por estar lejos de la Barra de Mercado.

En el anexo H se muestra la función característica regulada y privada para cada coalición factible, sabiendo que las restantes coaliciones (las no factibles) tienen una función característica nula.

Con las funciones características definidas para todas las coaliciones, se procede a calcular la asignación de costos absoluta para cada generador, utilizando valor Shapley. Estas asignaciones, tanto para juego regulado como privado, se muestran en la tabla 8.4, y gráficamente se ven en las figuras 8.2 y 8.3.

Tabla 8.4: Asignación absoluta de costos para juegos regulado y privado en sistema de 24 barras.

Generador	Asignación Juego Regulado [\$]	Asignación Juego Privado [\$]
G1	5760,9	3269,7
G2	5422,1	2935,1
G7	11384,9	5180,6
G13	8636,9	-2191,8
G14	8678,8	1919,3
G15	7898,1	3131,0
G16	4430,3	930,9
G18	10828,9	3615,2
G21	10168,3	2465,4
G22	14820,4	7725,9
G23	9520,3	-1317,4
TOTAL	97550,0	27663,8

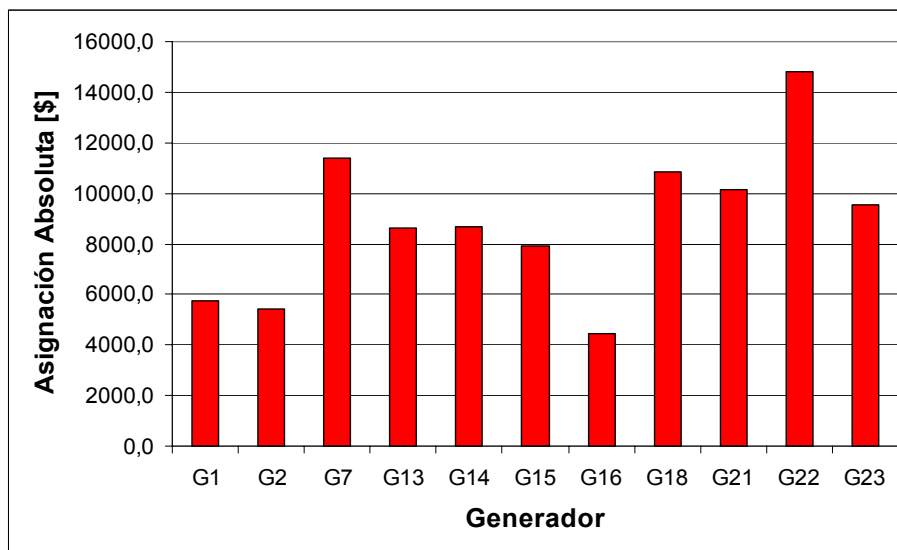


Figura 8.2: Asignación absoluta de costos juego regulado para sistema de 24 barras.

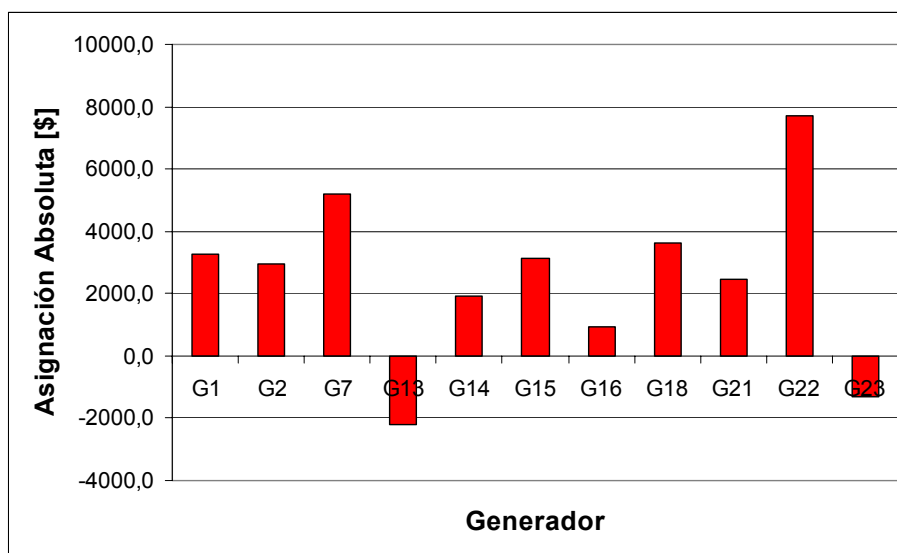


Figura 8.3: Asignación absoluta de costos juego privado para sistema de 24 barras.

Pero, la asignación absoluta no nos permite comparar correctamente la importancia de los distintos generadores en los costos involucrados en el sistema. Para ello, se calcula la asignación relativa de costos, cuyos resultados para el juego regulado y privado se muestran en la tabla 8.5 y en las figuras 8.4 y 8.5.

Tabla 8.5: Asignación relativa de costos para juegos regulado y privado en sistema de 24 barras.

Generador	Asignación Relativa de Costos	
	Juego Regulado [\$/MW]	Juego Privado [\$/MW]
G1	21,4	12,2
G2	20,2	10,9
G7	27,1	12,3
G13	10,4	-2,6
G14	20,7	4,6
G15	26,2	10,4
G16	20,4	4,3
G18	19,3	6,5
G21	18,2	4,4
G22	35,3	18,4
G23	10,3	-1,4

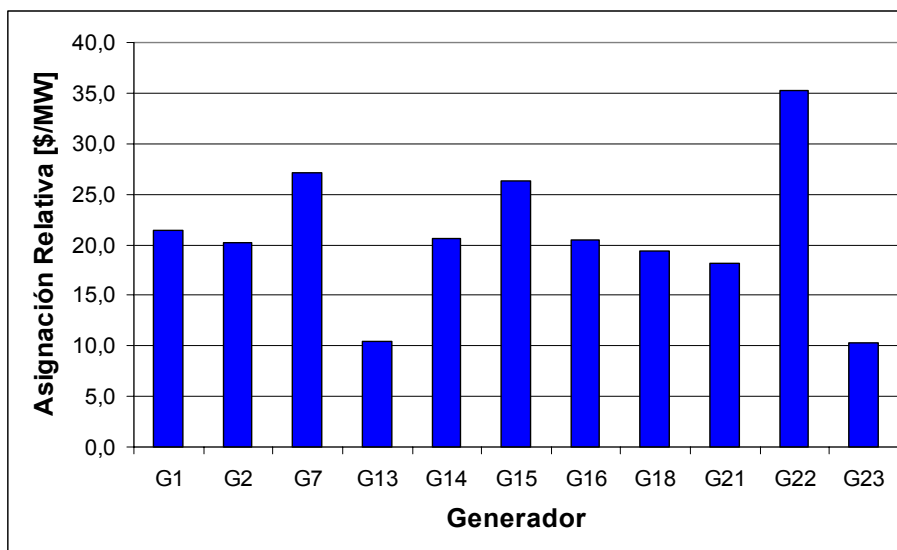


Figura 8.4: Asignación relativa de costos juego regulado para sistema de 24 barras.

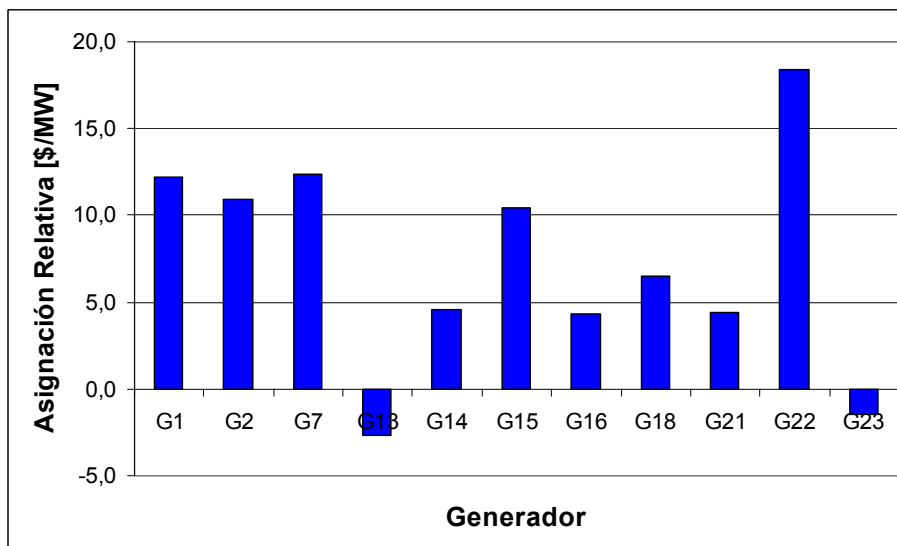


Figura 8.5: Asignación relativa de costos juego privado para sistema de 24 barras.

Como se puede apreciar en los gráficos 8.4 y 8.5, los generadores G_{23} y G_{13} presentan una asignación relativa de costos menor (en ambos juegos). En particular, es interesante notar que para el juego privado, la asignación de costos es negativa, mostrando la importancia de contar con ambos generadores en la solución de problemas de congestión. Para un análisis más completo de lo ocurrido en los juegos regulado y privado, las tablas 8.6 y 8.7 muestran los rankings de generadores obtenidos:

Tabla 8.6: Ranking de generadores para juego regulado en sistema de 24 barras.

Ranking Juego Regulado	
Lugar	Generador
1°	G23
2°	G13
3°	G21
4°	G18
5°	G2
6°	G16
7°	G14
8°	G1
9°	G15
10°	G7
11°	G22

Tabla 8.7: Ranking de generadores para juego privado en sistema de 24 barras.

Ranking Juego Privado	
Lugar	Generador
1°	G13
2°	G23
3°	G16
4°	G21
5°	G14
6°	G18
7°	G15
8°	G2
9°	G1
10°	G7
11°	G22

Conclusiones interesantes para el ranking de generadores en los casos regulado y privado son:

- El generador G_{22} se une al sistema troncal a través de líneas dedicadas, y resulta en último lugar del ranking en ambos juegos. Su ubicación en ese lugar se puede deber a una lógica en términos comerciales, por ejemplo, siendo un generador térmico que sirve de reserva para los generadores cercanos que pueden ser de tipo hidráulicos, por ejemplo. Así, la barra 22 se puede desacoplar sin ningún problema del STT.
- Como en el juego privado no se consideran los costos de generación, el generador G_{16} está mejor ubicado en el ranking (3° en el juego privado, v/s 6° en el regulado). Esto entrega señales claras de la gran importancia de este generador para eliminar contingencias a causa de la congestión, lo que se ve reflejado en que este generador, cuando se redespachaba para eliminar congestión, inyectaba el contraflujo necesario para descongestionar las *difíciles* líneas 27 y 25. En conclusión, G_{16} resulta el generador más efectivo en términos de eliminación de congestión, a pesar de ser el más caro del sistema (su *contribución marginal* a las coaliciones en que participa, hace disminuir los costos representados en la función característica $v(S)$).
- Los generadores G_{23} y G_{13} son los más importantes en términos relativos, ya que se encuentran bien ubicados en la red (la demanda del sistema se concentra mayoritariamente en el sector Norte o superior de la figura 8.1.), son los que tienen una mayor potencia instalada, y los que tienen los costos de producción unitarios más bajos.
- A diferencia del juego regulado, en el juego privado los últimos lugares del ranking, aparte de G_{22} , son ocupados por los generadores del sur (G_2 , G_1 , G_7 en los

lugares 8º, 9º y 10º respectivamente), ya que tienen un recargo de peajes muy fuerte, en comparación con el resto de generadores.

Así, las coaliciones ganadoras mínimas a las que se les asocia el STT son:

- Para el juego regulado, la coalición número **65**, formada por los generadores $G_1, G_2, G_{13}, G_{14}, G_{16}, G_{18}, G_{21}, G_{23}$.
- Para el juego privado, la coalición número **16**, formada por los generadores $G_2, G_{13}, G_{14}, G_{15}, G_{16}, G_{18}, G_{21}, G_{23}$.

El Sistema Troncal resultante para el juego regulado elimina las líneas 2, 4, 5, 6, 28, 30 y 34, desacopla la barra 22 (señal económica eficiente), y es el que se muestra en la figura 8.6.

En tanto, el Sistema Troncal resultante para el juego privado elimina las líneas 1, 3, 5, 6, 24, 28, 30 y 34, desacopla la barra 22 (señal económica eficiente), y es el que se muestra en la figura 8.7.

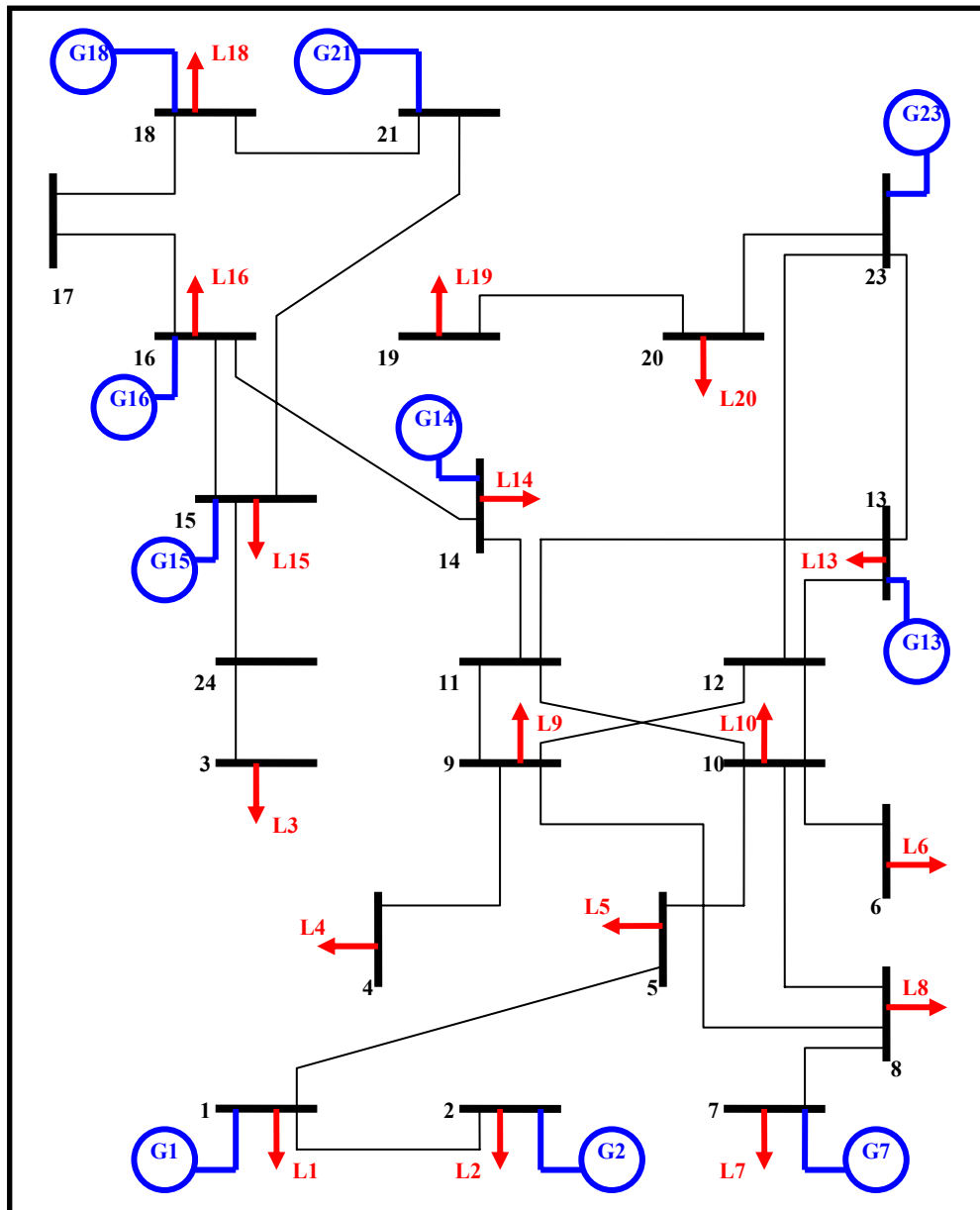


Figura 8.6: Sistema Troncal del juego regulado para el problema de 24 barras.

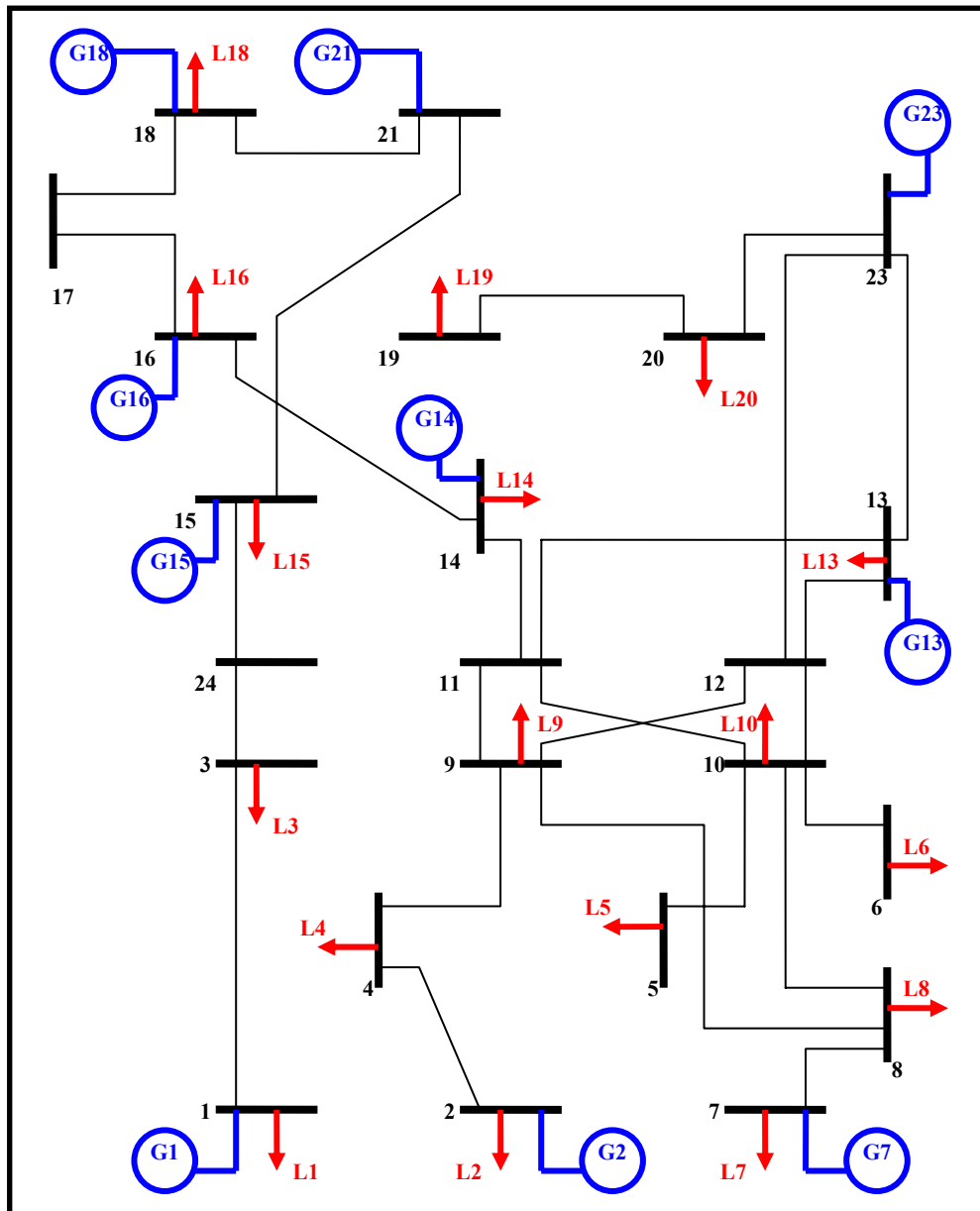


Figura 8.7: Sistema Troncal del juego privado para el problema de 24 barras.

Algunas conclusiones importantes, luego de observar y entender el proceso de cálculo del sistema troncal para el problema de 24 barras son:

- Las líneas que unen al generador G_{22} con el resto del sistema son *líneas dedicadas*, excluyéndose del Sistema Troncal.
- Debido a que cada red eléctrica se crea siguiendo un plan de expansión, es muy probable que el proceso de eliminación de líneas no deje a muchas fuera.
- Las coaliciones N° 65 y N° 16, a las que se asoció los respectivos STT, se caracterizaban por tener costos de congestión nulos.
- Las coaliciones factibles del juego regulado cumplen todas las racionalidades definidas en el punto 4.7 de la presente tesis. Sin embargo, el 20% de las coaliciones factibles del juego privado no cumplen sus respectivas racionalidades de coalición (punto 4.7.3 de la presente tesis), lo que lleva a concluir que más de algún jugador generador no estará conforme con la asignación de costos que le ha correspondido, teniendo así la constante inquietud de dejar sus coaliciones en busca de un resultado más justo, equitativo y eficiente (que corresponden a los principios básicos que persigue un juego cooperativo).

IX. APLICACIÓN AL SIC CHILENO.

La metodología propuesta para la definición de un STT se ha evaluado en un sistema reducido representativo del Sistema Interconectado Central Chileno (SIC), de tipo unilineal²⁵ que se muestra en la figura 9.1. Se consideró las principales líneas del sistema, mayores o iguales a 154 [kV]. El sistema unilineal reducido consta de 32 barras, y de 37 líneas.

Los datos de las líneas, son los informados por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC [CDEC-SIC, 2003]. Los datos de generación se obtienen del informe para la fijación de precios de nudo de Abril de 2003 [CNE, 2003]. Para las cargas, la demanda total se obtiene del Informe de Peajes del CDEC-SIC [CDEC-SIC, 2003] al igual que la distribución espacial de ella. Toda esta información, junto con las suposiciones para lograr el modelo reducido, se encuentra en el Anexo I.

Dado que el SIC presenta aproximadamente un 60% de generadores hidráulicos, es que se debe tomar en consideración el valor del agua embalsable en el sistema. Para las simulaciones realizadas se decidió representar a la gran mayoría de los embalses “pequeños” como centrales hidráulicas de pasada, es decir con costo de oportunidad del agua igual a cero. Se consideraron con capacidad de embalse (valor del agua distinto de cero) a las siguientes unidades: Rapel, Colbún, Machicura, Pehuenche, Antuco, El Toro, Pangue y Canutillar. Para la valorización del agua se consideró un escenario hidrológico húmedo normal. Bajo este escenario se consideró un costo de oportunidad para el agua de 13,45 [US\$/MWh], equivalente al costo variable de la

²⁵ La representación unilineal del sistema, reduce los dobles circuitos en uno solo, con las características de capacidades, costos y reactancias equivalentes al doble circuito original.

unidad tipo ciclo combinado más económica del sistema (Nehuenco). El resto de la información se detalla en el Anexo I.

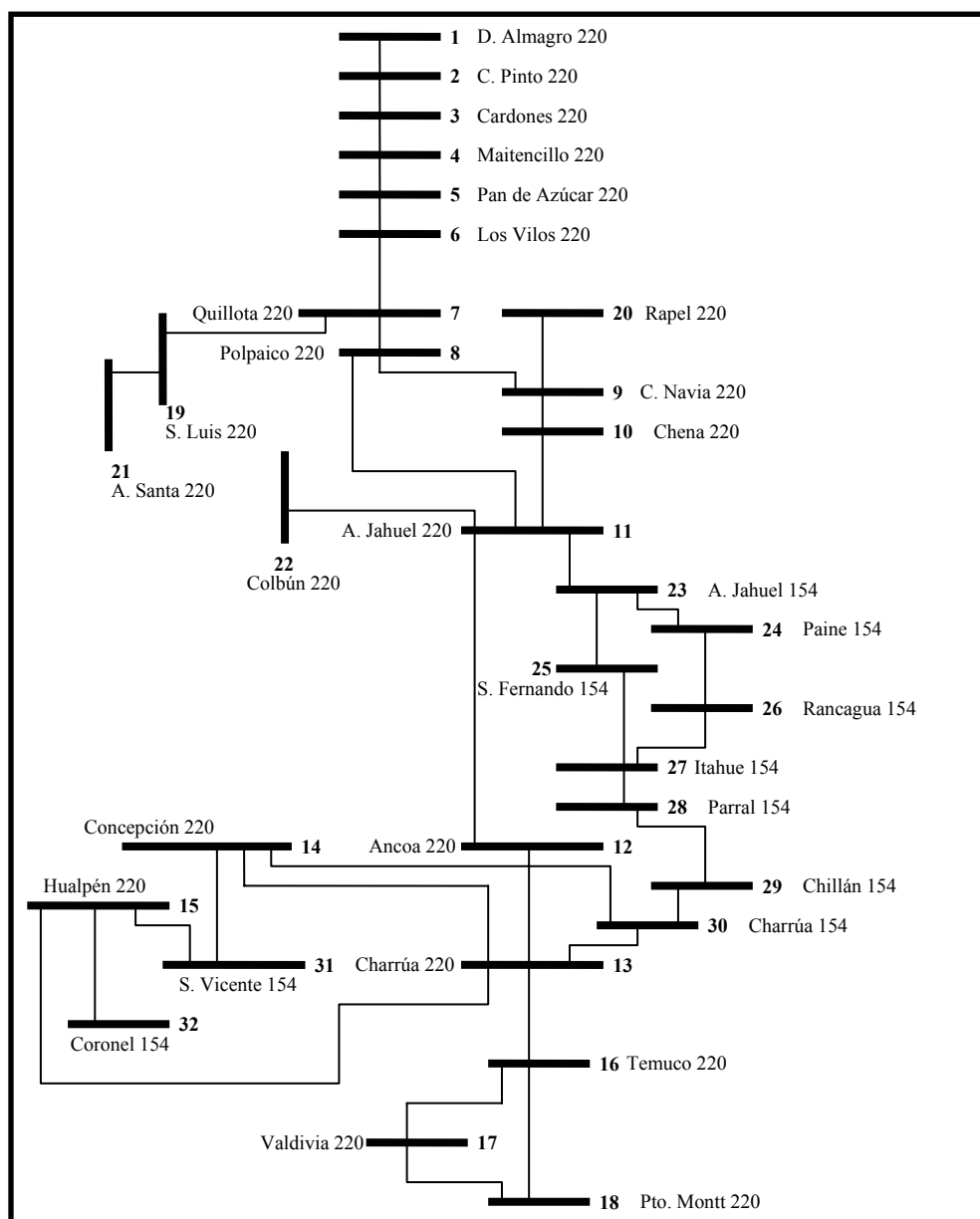


Figura 9.1: Representación reducida del SIC.

Para efectos del juego cooperativo, las 50 centrales generadoras presentes en el modelo reducido (térmicas, ciclos combinados, hidroeléctricas de pasada, hidroeléctricas de embalse) se agrupan según ubicación geográfica, formando un total de 7 grupos de generadores, siendo cada uno de estos grupos un jugador independiente del juego cooperativo. Esta agrupación geográfica se justifica por razones exclusivas de simplicidad de modelación del juego cooperativo y porque es capaz de entregar señales claras de uso de la red, que una agrupación por empresas generadoras (por ejemplo ENDESA, Colbún, AES Gener, etc.) no hubiese dado, pues cada una de ellas posee generadores distribuidos a lo largo del país.

La clasificación de grupos se muestra en la tabla 9.1.

Tabla 9.1: Grupos de generadores SIC reducido.

Grupo	Barra	Generador	Grupo	Barra	Generador
GRUPO 1	D. Almagro 220	TG D. Almagro	GRUPO 4	Ancoa 220	Pehuenche
	D. Almagro 220	Tal Tal		Ancoa 220	Loma Alta
	Maitencillo 220	Guacolda		Itahue 154	Constitución
	Maitencillo 220	TG Huasco		Itahue 154	Cipreses
	Maitencillo 220	TV Huasco		Itahue 154	Curillínque
	P. Azúcar 220	El Indio		Itahue 154	Isla
GRUPO 2	P. Azúcar 220	Los Molles	Itahue 154	San Ignacio	
	Quillota 220	Laguna Verde	GRUPO 5	Charrúa 220	Antuco
	Quillota 220	Nehuenco		Charrúa 220	El Toro
	Quillota 220	San Isidro		Charrúa 220	Pangue
	Quillota 220	Ventanas 1		Charrúa 220	Laja
	Quillota 220	Ventanas 2		Charrúa 220	Abanico
	Quillota 220	Aconcagua		Charrúa 220	Mampil
	Quillota 220	Los Quilos		Charrúa 220	Peuchén
Quillota 220	Sauce Andes	Charrúa 220		Rucúe	
GRUPO 3	A. Jahuel 220	Sauzal	Temuco 220	Pullínque	
	A. Jahuel 220	Sauzalito	GRUPO 6	S. Vicente 154	Arauco
	A. Jahuel 220	Alfalfal		S. Vicente 154	Bocamina
	A. Jahuel 220	Florida		S. Vicente 154	Petropower
	A. Jahuel 220	Maitenes		Valdivia 220	Capullo
	A. Jahuel 220	Puntilla		Valdivia 220	Pilmaiquén
	A. Jahuel 220	Queltehue		P. Montt 220	Canutillar
	A. Jahuel 220	Volcán	GRUPO 7	C. Navia 220	Renca
Colbún 220	Colbún	C. Navia 220		Nueva Renca	
Colbún 220	Machicura	C. Navia 220		Rapel	

Con respecto a la demanda considerada, se trabajará con la **demanda media** del SIC, la que permitirá definir el *uso energético del sistema*.

El número de coaliciones factibles -que cumplen la ecuación (6.1)- es de 35, correspondiendo al 27% del total de coaliciones posibles. Estas coaliciones se muestran en el Anexo J.

Para el cálculo de los peajes de los generadores, el nodo que se considerará como barra de mercado será *Cerro Navia*, pues en ella se concentra la mayor demanda del SIC reducido.

El algoritmo utilizado en los ejemplos de sistemas de 6 y 24 barras sufrirá dos pequeñas modificaciones en el ejemplo del SIC unilineal reducido. La primera modificación consiste en la permisividad de desacople de barras debido al proceso de eliminación de líneas, lo que permitirá diferenciar entre el STT y los llamados *Sistemas de Subtransmisión*, definidos en el Anteproyecto de Ley Corta, y caracterizados en el punto 2.2.2.2 de la presente tesis. La segunda modificación en el algoritmo resolutivo, tiene relación con las horas consideradas en el estudio de costos involucrados en la función característica. En los ejemplos de 6 y 24 barras (capítulos VII y VIII de la presente tesis) se consideraba una hora de estudio, por ser modelos didácticos y explicativos de la metodología. En el caso del SIC, se considerará un año de estudio, es decir, un total de 8760 horas. Así, los costos de congestión, líneas, peajes y generación serán de tipo anual.

Para el análisis del SIC, en vez de usar un umbral de corte de 10%, como se usó en el ejemplo de 24 barras, se usará un umbral de corte de 15% en el proceso de eliminación de líneas. Esta elección se justifica en que el sistema de transmisión del SIC

se encuentra mucho más exigido, existiendo menos holguras que en el caso de 24 barras, siendo altamente probable la presencia de líneas congestionadas durante el proceso de cálculos que la metodología expuesta en la presente tesis propone.

En el Anexo K se detallan los peajes a pagar por cada grupo de generadores para las líneas del SIC unilineal reducido.

En el Anexo L se muestra la función característica regulada y privada de cada coalición factible.

Aplicando Valor Shapley para solucionar los juegos regulado y privado, se obtiene la asignación de costos absoluta que se muestran en el Anexo M. Dividiendo por la potencia del grupo de generadores respectivo, se obtiene la asignación relativa de costos, que se muestra en la tabla 9.2 y en las figuras 9.2 y 9.3.

Tabla 9.2: Asignación relativa de costos caso SIC reducido.

Grupo	Asignación Relativa de Costos	
	Juego Regulado [MUS\$/MW]	Juego Privado [MUS\$/MW]
1	134,6	201,8
2	209,9	103,5
3	131,4	61,7
4	238,2	213,3
5	571,3	485,8
6	315,5	621,4
7	253,6	152,9

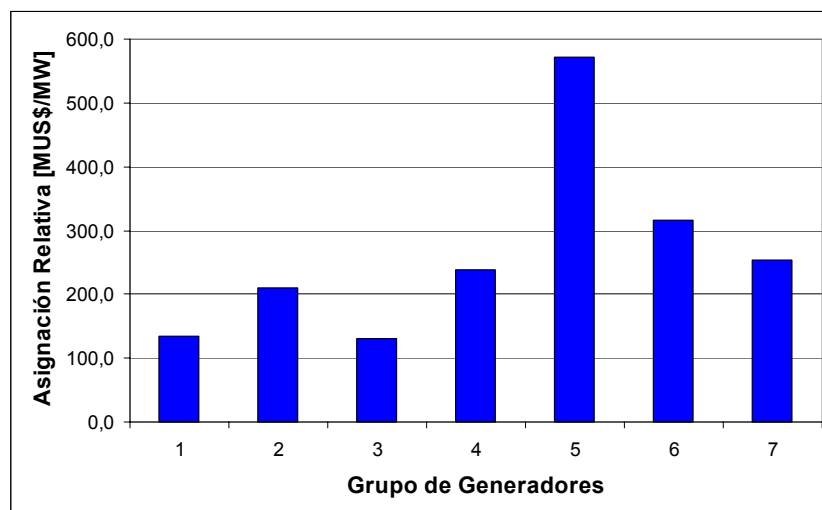


Figura 9.2: Asignación relativa de costos juego regulado del SIC reducido.

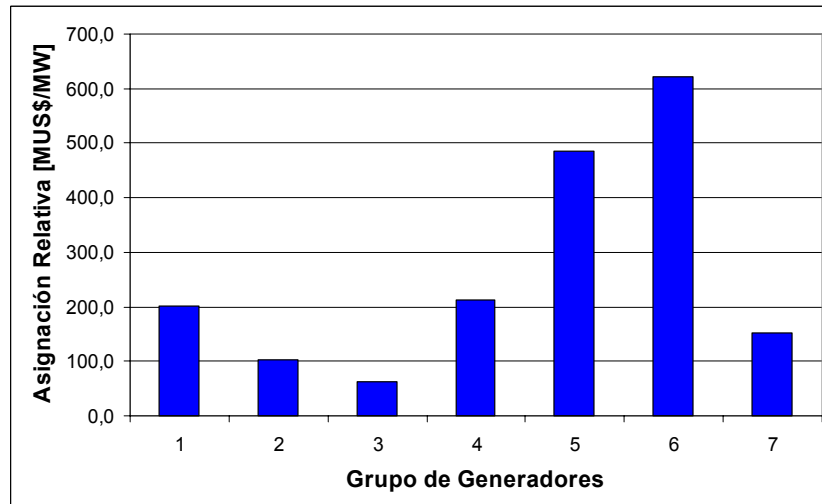


Figura 9.3: Asignación relativa de costos juego privado del SIC reducido.

El ranking para los juegos regulado y privado se muestra en la tabla 9.3.

Tabla 9.3: Ranking grupo de generadores para SIC reducido.

Ranking Juego Regulado		Ranking Juego Privado	
Lugar	GRUPO Generadores	Lugar	GRUPO Generadores
1°	3	1°	3
2°	1	2°	2
3°	2	3°	7
4°	4	4°	1
5°	7	5°	4
6°	6	6°	5
7°	5	7°	6

9.1 Resultados

- Según el ranking de la tabla 9.3, la coalición ganadora mínima para ambos juegos (regulado y privado) resulta la N° 30 (ver Anexo J), formada por los grupos de generadores 1, 2, 3, 4 y 7, por lo que el STT asociado a esta coalición corresponderá al resultado buscado, que se muestra en la figura 9.4.
- El sistema constituido por las barras de *Agua_Santa_220* y *San_Luis_220* queda fuera del Troncal, siendo considerado como sistema de Subtransmisión. El mismo fenómeno ocurre con la barra de *San_Fernando_154* y *Rapel_220*. La línea que une las barras *Hualpén_220* y *Coronel_154* también se elimina del sistema de transmisión troncal.
- El grupo de generadores que logra el primer lugar en los juegos privado y regulado corresponde al *grupo 3*, formado por los generadores que se encuentran en la barra de *Alto_Jahuel_220* y *Colbún_220*. Esta razón explica la consideración preliminar de la línea *Colbún220 - Alto_Jahuel220* en el STT resultante. De todos modos, la inclusión de esta línea no causa mayores conflictos para el resto de los agentes generadores del juego cooperativo, pues el peaje de aquella línea es pagado totalmente

por los generadores ubicados en la barra *Colbún* 220. Pero, si se aplica uno de los filtros lógicos analizados en el capítulo V de la presente tesis, que deja fuera del STT las líneas dedicadas, entonces la línea *Colbún*220 - *Alto Jahuel*220 queda fuera del troncal resultante. Esta decisión se corrobora al modificar levemente la modelación del juego cooperativo, separando el grupo de generadores N° 3, en dos grupos, que llamaremos grupo 3a (generadores en Alto Jahuel) y 3b (generadores en Colbún). Al realizar el juego cooperativo, efectivamente la línea en cuestión se elimina del STT resultante.

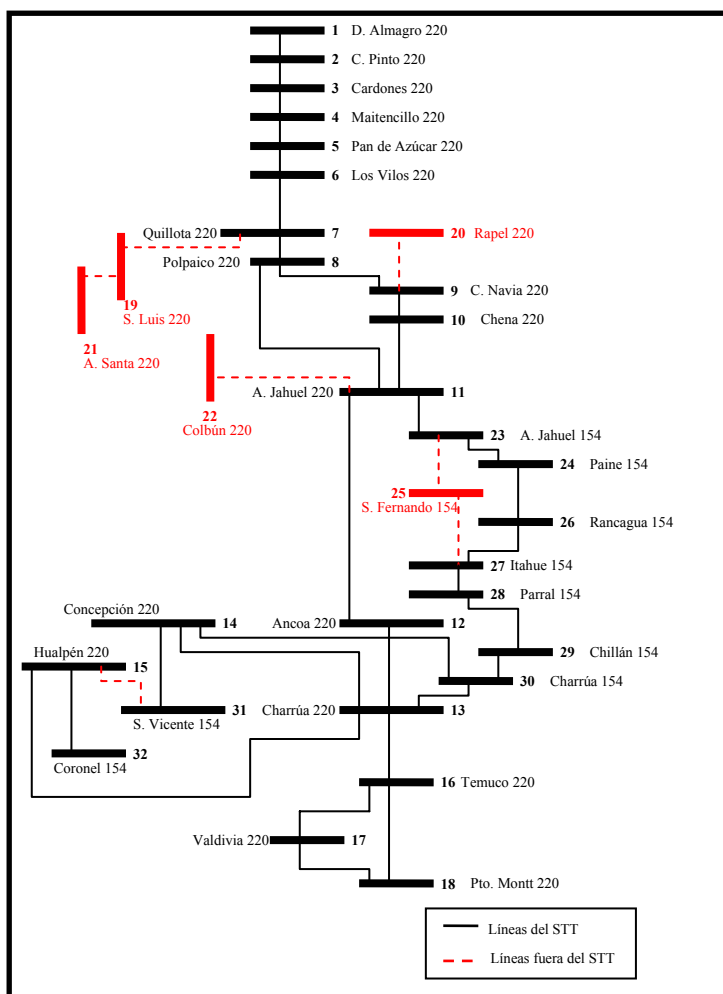


Figura 9.4: Sistema Troncal para SIC reducido.

- Con respecto a las racionalidades definidas en el punto 4.7 de la presente tesis, éstas se cumplen en un 100% en el juego regulado, y en un 89% en el juego privado, siendo tan solo 4 coaliciones las que no cumplen su respectiva racionalidad de coalición (punto 4.7.3 de la presente tesis). Con esto, se valida el juego regulado, y se observa que mientras mayores son los sistemas estudiados, la modelación del juego privado parece estabilizarse. Esta última observación se da particularmente en el sistema chileno estudiado, pero no es necesariamente verdadera siempre, pues es muy dependiente de las características topológicas de la redes en estudio, las que pueden ser diferentes (muy enmalladas, de tipo radial, etc.)
- En el proceso de eliminación de líneas realizado, que asociaba un STT a las diversas coaliciones factibles, se pudo apreciar que aquellas coaliciones que tenían una mayoría de generadores ubicados en la zona sur, definiría su STT excluyendo barras del norte. De hecho, el sistema formado por las líneas ubicadas al norte de *Quillota_220* se consideraba como un sistema de subtransmisión. Este resultado es lógico, pues los generadores del sur no estarán dispuestos a pagar líneas del norte. El mismo fenómeno ocurrió con aquellas coaliciones que concentraron su generación en la zona norte, produciéndose un desacople de las barras ubicadas al sur de *Charrúa_220* (*Charrúa_220*, *Temuco_220*, *Valdivia_220*, *Puerto Montt_220*). A pesar de estos fenómenos, la resolución del juego cooperativo arrojó una coalición ganadora mínima que concentra su generación en la zona central de Chile, produciendo un equilibrio en el uso de líneas en los extremos del país.
- Con respecto al pago del sistema de transmisión total (todas las líneas), la metodología asegura el pago sólo de las líneas pertenecientes al STT (100%), no entregando herramientas para la remuneración de las líneas que no pertenecen al STT. Para el caso analizado del SIC reducido, se cubre el 91% del costo total de líneas.

9.2 Comparación con resultados CNE

Para efectos comparativos, se muestra la figura 9.5.

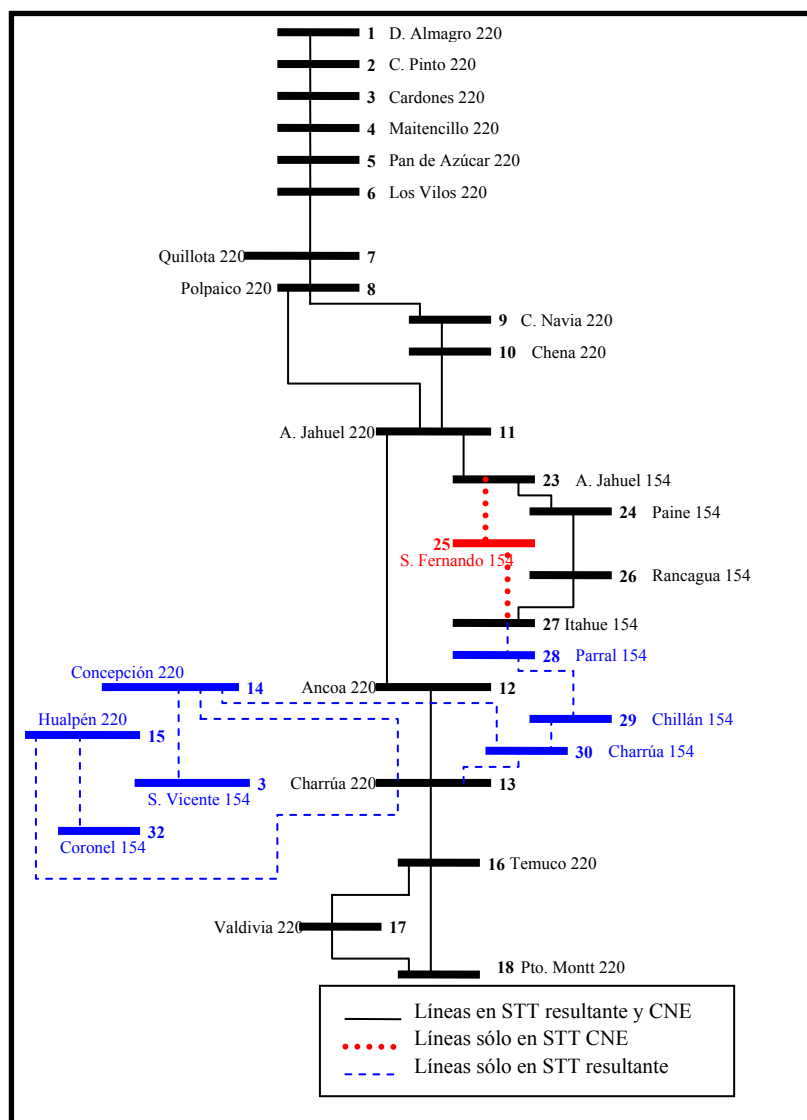


Figura 9.5: Comparación STT SIC.

De la comparación se puede apreciar:

- Claramente la definición de STT entregada por la CNE [CNE, 2002] es más pequeña que la resultante de la metodología expuesta en la presente tesis basado en teoría de juegos cooperativos.
- El STT definido usando juegos cooperativos presenta una mayor cantidad de líneas de 154 [kV]. El STT definido por la CNE sólo considera el tramo que va desde Alto Jahuel hasta Itahue, pasando por San Fernando (ésta última barra no se incluye en la metodología basada en juegos cooperativos).
- Se coincide en la exclusión de tramos de 220 [kV], como *Quillota-San Luis-Agua Santa*, *Cerro Navia-Rapel* y *Colbún-Alto Jahuel*.
- La definición de la CNE no incluye el sistema de 154 [kV] de la zona de Concepción debido a que se encuentra dedicada a consumos industriales y residenciales [CNE, 2002], contando con sus propios generadores, siendo considerada como un sistema de subtransmisión. La CNE define en [CNE, 2002] un sistema de subtransmisión como “Sistema constituido por líneas y subestaciones eléctricas que están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras”. La metodología propuesta en la presente tesis no discrimina entre consumidores ubicados en sectores territorialmente identificables o no (como lo hace la CNE). Por tal motivo el sistema de 154 [kV] de la zona de Concepción es incorporado en el STT resultante vía juegos cooperativos.

X. CONCLUSIONES.

Concordante con la propuesta de la presente tesis, se han cumplido los objetivos planteados. En este sentido, se ha desarrollado una metodología para la definición de un sistema de transmisión troncal, que cumple niveles de eficiencia, como mínimo costo, asignación óptima de recursos entre los agentes (generadores) del juego cooperativo planteado, capaz de satisfacer toda la demanda del sistema y pagar todo el STT.

El análisis global de la presente tesis se puede dividir en dos grandes áreas: desarrollo del modelo y resultados obtenidos.

Con respecto al desarrollo del modelo, se puede concluir que:

- El modelo incluye el desarrollo iterativo de eliminación de líneas, a través del cálculo de flujos de potencia DC, tomando en cuenta así el *uso* de las líneas que deben formar parte de un sistema de transmisión troncal.
- El modelo presenta un conjunto de variables económicas y técnicas necesarias para la definición eficiente de un sistema troncal. Entre las variables económicas se encuentra el despacho vía lista de mérito, un flujo de potencia, la consideración de costos de líneas, congestión, peajes y generación. Entre las variables técnicas se encuentra la generación, las capacidades de las líneas, los problemas de desacople de barras y la seguridad de suministro del sistema a través de reservas energéticas.

- La función característica asociada a cada coalición de generadores permite representar los costos de congestión, de uso de líneas, de generación y de pago de peajes que los agentes pueden provocar en el sistema.
- La asignación relativa de costos permite comparar cuantitativamente la importancia relativa de un generador con respecto a los otros, por lo tanto, los resultados obtenidos no se verán distorsionados por el tamaño de cada agente.
- La metodología propuesta permite incluir criterios de *uso* y de *comercialización* en la definición del sistema troncal, lo que resulta muy necesario para los intereses de cada uno de los generadores pertenecientes a las distintas coaliciones factibles que se fueron formando.
- El gran aporte del trabajo realizado no se ve afectado por los ponderadores calculados gracias a los datos históricos colombianos, pues el fuerte del trabajo se centra en modelar el juego cooperativo, más específicamente, en crear la estructura base de la función característica de cada coalición. Así, los datos colombianos se usaron a modo de ejercicio para ponderar los términos presentes en la función característica. La realidad entregada por estos datos permite encontrar ponderadores adecuados para los costos de la función característica, es decir, si se toman datos históricos de otros países, como Chile o Argentina entre otros, los ponderadores no presentarán mayores cambios y el resultado final no se modificará.

Con respecto a los resultados obtenidos, se puede concluir:

- La metodología propuesta permite dejar fuera del STT a aquellas *líneas dedicadas* que unen a ciertos agentes generadores a la red troncal.

- A aquellos generadores que aportan con la eliminación de congestión se les premia con una asignación de costos menor, que los puede llevar a tener una asignación relativa de costos menor, siendo más importantes que otros generadores, aún cuando los costos de despacho de ellos sea alto. Esto se explica debido a que las contribuciones marginales (concepto de Valor Shapley) de estos generadores en la coalición a la que pertenecen producen una disminución de la función característica de ésta.
- La definición de un sistema troncal es dependiente de aspectos como: el uso que los agentes hacen de las líneas (umbrales de corte en el uso de líneas), la comercialización a través de ellas, los costos asociados a las líneas, la prevención de congestión, la lista de mérito al momento de despachar generadores. Esto demuestra que la metodología propuesta permite definir un STT a través de señales económicas, dejando a un lado la utilización del criterio de “tamaño” (medido en kV) de las líneas para definir el troncal (usada en muchos países).
- La modelación del juego privado, al considerar pago de peajes, deja en últimos lugares del ranking a aquellos generadores que se encuentran alejados de la *Barra de Mercado*. Por lo tanto, la definición del STT es dependiente de la ubicación de esta barra o Subestación Básica.
- Se logró modelar un juego regulado que cumple con todas las racionalidades de un juego cooperativo eficiente. En cambio, la modelación del juego privado presenta algunos resultados que no cumplen estas racionalidades. Sin embargo, en los casos estudiados de 6 barras, 24 barras y del SIC reducido, se pudo apreciar que el porcentaje de coaliciones factibles del juego privado que no cumplen con la racionalidad de coalición va disminuyendo a medida que el tamaño de la red estudiada era mayor. Esta última observación no es necesariamente verdadera siempre, pues este comportamiento

es muy dependiente de las características topológicas de la redes en estudio, las que pueden ser diferentes (muy enmalladas, de tipo radial, etc.).

- El juego cooperativo modelado entre generadores resuelve, desde la perspectiva social, el problema de maximización del bienestar, u *óptimo pareto*. Esto se manifiesta ya que la metodología propuesta permite la recuperación del 100% de los costos de líneas del sistema de transmisión, permitiendo que el dueño de las instalaciones recupere su inversión (costo del sistema queda financiado). Esto se cumple tanto en el juego regulado como en el privado, pues el cálculo de Valor Shapley permite repartir los costos asociados a la *Gran Coalición* (aquella que agrupa a todos los agentes jugadores). Así, el juego regulado cubre el pago de las líneas a través del término *Costo de Líneas* de su función característica, y el juego privado a través del término *Costo de Peajes*, que para la gran coalición es igual que el costo de líneas. Por otro lado, el pago de aquellas líneas que no resultaron parte del STT no se considera en la metodología expuesta en la presente tesis.

10.1 Desarrollos Futuros

Para considerar en futuros trabajos en esta línea, se tiene:

- Modelar la función característica del juego regulado como una asignación de *costos* de inversión de líneas (AVNR + COyM) más costos de operación (costos de generación) y más costos de falla (costos de energía no cubierta). Así, necesariamente TODAS las coaliciones posibles serán factibles, ya que aquellas que no sean capaces de satisfacer la demanda del sistema se verán inmediatamente *penalizadas* con la presencia del *costo de falla*, que representa a generadores ficticios en la red que permiten cubrir la demanda restante no satisfecha por los generadores de la coalición, a un alto costo.

$$v(S)_{REGULADO} = C_{INVERSION} + C_{OPERACION} + C_{FALLA} \quad (10.1)$$

- Modelar la función característica del juego privado como una asignación de *beneficios*, de la siguiente forma:

$$v(S)_{PRIVADO} = INGR_{CMg_inyectado} - C_{OPERACION} - PEAJES \quad (10.2)$$

Sin embargo, con estas modelaciones, todas las coaliciones serán factibles, y la dimensionalidad del problema crece exponencialmente, pues, por ejemplo, para el caso analizado en la presente tesis de 24 barras, las coaliciones factibles aumentan de 105 a 2047, dificultándose la resolución vía juegos cooperativos.

BIBLIOGRAFÍA

- [Algaba, 1998] Algaba Durán, E. “Extensión de Juegos Definidos en Sistemas Conjuntos”. Tesis Doctoral, Departamento de Matemática Aplicada, Universidad de Sevilla. Sevilla, Octubre de 1998
- [Araneda, 2002] Araneda, J. C., "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), March 2002.
- [Bakirtzis, 2001] Bakirtzis Anastasios G., “Aumann-Shapley Transmission Congestion Pricing”, Power Engineering Review, IEEE, Volume: 21 Issue: 3, March 2001. Page(s): 67 -69.
- [Bilbao, 1999] Bilbao J. M., Fernández F. R., “Avances en Teoría de Juegos con Aplicaciones Económicas y Sociales” Universidad de Sevilla.
- [Bilbao, 2000] Algarraba E., Bilbao J.M., Fernández García J.R., López J.J., “El Índice de Poder de Banzhaf En La Unión Europea Ampliada”. Universidad de Sevilla., año 2000
- [CDEC-SIC, 2003] Dirección De Peajes del CDEC-SIC, “Cálculo de los Peajes Básicos y Adicionales, Proyección de los Ingresos

Tarifarios, Capacidad y Uso Adicional en el SIC (Período 2003-2007)”

- [CIGRE SC 38, 1999] CIGRÉ SC 38, Advisory Group 05. “Methods and Tools for Costing Ancillary Services”, Agosto de 1999, revisado en Junio de 2000.
- [Clayton, 2002] Clayton, R. “Transmission Expansion Planning in a Competitive Environment”, Panel “Intelligent Optimization Techniques for Power System Expansion Planning and Pricing”, 2002 IEEE Summer Power Meeting.
- [CNE, 2002] Comisión Nacional de Energía, CNE. “Sistema de Transmisión Troncal SIC. Propuesta del Ejecutivo.” Santiago, Diciembre de 2002.
- [CNE, 2003] Comisión Nacional de Energía, CNE. “Fijación de Precios de Nudo Abril de 2003, Sistema Interconectado Central (SIC). Informe Técnico Definitivo”, Abril 2003.
- [Contreras, 1999] Contreras, J. y Wu, F. (1999) “Coalition Formation in Transmisión Expansion Planning”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, nº 3, pp. 1144-1152.
- [Contreras, 2000] Contreras, J. y Wu, F. (2000) “A Kernel-Oriented Coalition Algorithm for Transmisión Expansion Planning.

- IEEE Transactions on Power Systems”, vol. 15, no. 4, pp. 919-925
- [CREG, 2003] <http://www.creg.gov.co> Página web de la Comisión de regulación de Energía y Gas, Colombia.
- [CTE, 2003] <http://www.cte.org.pe> Página web de OSINERG, Gerencia adjunta de Regulación Tarifaria, Perú.
- [Danitz, 2002] Danitz, F.; Rudnick, H.; Zolezzi, J.; Watts, D., “Use based allocation methods for payment of electricity transmission systems”, Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on , Volume: 2, 13-17 Oct. 2002. Page(s): 907 -911 vol.2.
- [da Silva, 2001] da Silva E.L., Morales J.C., de Melo A.C.G., “Allocating Congestion Cost Using Game Theory”, Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, Volume: 1 , 10-13 Sept. 2001, Page(s): 5 pp. vol.1
- [Della Roca Medeiros, 2001] Della Roca Medeiros A., Salgado R., Zurn H., “Generation Cost Allocation. A Methodology Based on Optimal Power Flow and Cooperative Game Theory”, Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto. Volume: 3, 10-13 Sept. 2001. Page(s): 5 pp. vol.3
- [DFL N°1, 1982] Ley DFL N°1, 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 diario oficial el 10 de Septiembre de 1998.
- [Evans, 2002] Evans, F.; Zolezzi, J.M.; Rudnick, H., “Cost assignment model for electrical transmission system expansion: an approach through the Kernel theory”, Power Systems, IEEE Transactions on , Volume: 18 Issue: 2 , May 2003 Page(s): 625 -632.
- [Fernández, 2000] Fernández, J. “Complejidad y Algoritmos en Juegos Cooperativos”. Tesis Doctoral, Universidad de Sevilla, Febrero de 2000
- [Guatemala, 2002] Norma de Coordinación Comercial N° 9 del Administrador del Mercado Mayorista No. 308-02, emitida el 10 de diciembre de 2002 y resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica No. 110-2002, emitida el 30 de diciembre de 2002, ambas publicadas en el Diario de Centro América el 6 de enero de 2003 (<http://www.amm.org.gt>)
- [Kahan y Rapaport, 1984] Kahan, J. y Rapaport, A. (1984) “Theories of Coalition Formation”, Lawrence Erlbaum Associates, Inc., ISBN 0-89859-298-4.
- [Ley 1604, 1994] Ley de Electricidad de Bolivia 1994-12-21 LEY 1604
- [Lie, 2001] Lie T., Tan X. H., “Allocation of Transmission Loss Cost Using Cooperative Theory In The Context of Open

- Transmission Access”, Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE, Volume: 3 , 28 Jan.-1 Feb. 2001
Page(s): 1215 -1219 vol.3
- [Lie, 2002] Lie T., Tan X. H., “Application of the Shapley Value on transmission cost allocation in the competitive power market environment”, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- , Volume: 149 Issue: 1, Jan. 2002 Page(s): 15 -20
- [Méndez, 2002] Méndez, R. “Tarificación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos” Tesis Magíster, Pontificia Universidad Católica de Chile, Junio 2002
- [Papalexopoulos, 2002] Papalexopoulos, A. “Power System Expansion Planning and Pricing in a Deregulated Environmnet”, Panel “Intelligent Optimization Techniques for Power System Expansion Planning and Pricing”, 2002 IEEE Summer Power Meeting.
- [Pérez Arriaga, 2003] Pérez-Arriaga, J. I. “Conceptos sobre regulación de la actividad de transmisión”, Instituto de Investigación Tecnológica, IIT ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid. 2003
- [Proyecto Ley Corta, 2000] Proyecto Ley Corta, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción de Chile, Mayo de 2002.

- [Rudnick, 1995] Rudnick, H., Palma, R., Fernández, J. "Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N°2, May 1995, pp. 1125-1132.
- [Rudnick, 2001] Rudnick, H. (2001) Apuntes curso IEE3322 Operación Económica de Sistemas Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Rudnick, 2002] Rudnick, H. (2002) Apuntes curso IEE3372 Mercados Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [Schotter, 1978] Schotter, B. "Applied Game Theory". Proceeding of a Conference at the Institute for Advanced Studies, Vienna, Junio 1978
- [Schweppe, 1988] Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R. y Bohn, R. (1988) "Spot Pricing of Electricity", Kluwer Academic Publishers, Massachusetts.
- [SUPERELE, 2003] <http://www.superele.gov.bo> Superintendencia de Electricidad, Bolivia
- [TDE, 2003] <http://www.tde.com.bo> Transportadora de Electricidad S.A. Bolivia
- [Wood, 1996] Wodd, A. y Wollenberg, B. (1996) "Power Generation Operation and Control". 2° Edición.

- [Zolezzi 2000] Zolezzi, J. & Rudnick, H., "Tarificación del sistema de transmisión eléctrica: aproximación mediante juegos cooperativos", VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, VII SEPOPE – Mayo 23-28, 2000, Curitiba, Brasil
- [Zolezzi 2002] Zolezzi, J.M.; Rudnick, H., "Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation", Power Systems, IEEE Transactions on, Volume: 17 Issue: 4, Nov. 2002 Page(s): 1008 -1015

ANEXOS

ANEXO A. ITERACIÓN REDESPACHO DE GENERACIÓN

La metodología a la que se recurrió para identificar el redespacho necesario para eliminar la congestión en alguna de las líneas de un sistema de transmisión, es el método iterativo en λ - μ [Méndez, 2002] [Schweppe, 1988], donde:

- Variación en λ : Permite que se cumplan las ecuaciones de balance de energía.
- Variación en μ : Permite que se respeten los límites de flujo por las líneas, lo que se logra por el redespacho de generadores, según las señales de precios locales obtenidas al variar μ .

Para valorar la calidad de servicio de transmisión se utiliza el *Criterio de Despeje Mercado*, cuya formulación matemática es la siguiente:

$$\eta_{QS,K(t)} = \sum_i \left[\mu_i(t) * \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_K(t)} \right] \quad (A.1)$$

Donde:

$\eta_{QS,K(t)}$: componente del costo marginal de la barra K por efecto de congestión en líneas de transmisión.

$\mu_i(t)$: toma valor distinto de cero para el instante “t” al momento de presentarse congestión en línea i. Su valor aumenta hasta que el nuevo despacho de generadores resulte en flujos que no congestionen a la línea i.

$\frac{\partial z_i(t)}{\partial d_K(t)} = -A_{i,K}$: z_i corresponde al flujo de potencia por la línea i y d_K

corresponde a la demanda o generación de potencia en la barra K. La

derivada parcial de estos dos elementos corresponde al Factor de Distribución A o *Schift Factor*.

De la definición anterior se puede entender la gran frase que muchos autores citan:

“...basta que una sola línea se sature para que todos los precios en el resto de las barras del sistema varíen”.

ANEXO B. PROCESO DE ELIMINACION DE LINEAS ANTE SENSIBILIDAD DE UMBRAL DE CORTE EN EL PROBLEMA DE GARVER

Tabla B.1: Primera iteración para coalición A, usando umbral de corte de 10%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	1,0	100	0,01
2	4,3	80	0,05
3	44,7	100	0,45
4	55,1	100	0,55
5	3,3	100	0,03
6	-51,8	100	-0,52
7	-51,8	100	-0,52
8	-51,8	100	-0,52
9	-51,8	100	-0,52
10	-12,5	100	-0,12
11	-12,5	100	-0,12
12	-56,2	100	-0,56
13	-56,2	100	-0,56
14	-80,2	78	-1,03

Tabla B.2: Segunda iteración para coalición A, usando umbral de corte de 10%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
3	50,0	100	0,50
4	53,0	100	0,53
6	-50,7	100	-0,51
7	-50,7	100	-0,51
8	-50,7	100	-0,51
9	-50,7	100	-0,51
10	-13,5	100	-0,14
11	-13,5	100	-0,14
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-77,0	78	-0,99

Tabla B.3: Primera iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 10%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-21,4	100	-0,21
2	-12,6	80	-0,16
3	-6,0	100	-0,06
4	21,2	100	0,21
5	8,7	100	0,09
6	-50,3	100	-0,50
7	-50,3	100	-0,50
8	-50,3	100	-0,50
9	-50,3	100	-0,50
10	15,6	100	0,16
11	15,6	100	0,16
12	-62,0	100	-0,62
13	-62,0	100	-0,62
14	-74,8	78	-0,96

Tabla B.4: Segunda iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 10%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-26,7	100	-0,27
2	-13,3	80	-0,17
4	18,9	100	0,19
6	-48,9	100	-0,49
7	-48,9	100	-0,49
8	-48,9	100	-0,49
9	-48,9	100	-0,49
10	14,4	100	0,14
11	14,4	100	0,14
12	-66,7	100	-0,67
13	-66,7	100	-0,67
14	-71,1	78	-0,91

Tabla B.5: Primera iteración para coalición A, usando umbral de corte de 20%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	1,0	100	0,01
2	4,3	80	0,05
3	44,7	100	0,45
4	55,1	100	0,55
5	3,3	100	0,03
6	-51,8	100	-0,52
7	-51,8	100	-0,52
8	-51,8	100	-0,52
9	-51,8	100	-0,52
10	-12,5	100	-0,12
11	-12,5	100	-0,12
12	-56,2	100	-0,56
13	-56,2	100	-0,56
14	-80,2	78	-1,03

Tabla B.6: Segunda iteración para coalición A, usando umbral de corte de 20%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
3	50,0	100	0,50
4	80,0	100	0,80
6	-57,5	100	-0,58
7	-57,5	100	-0,58
8	-57,5	100	-0,58
9	-57,5	100	-0,58
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-50,0	78	-0,64

Tabla B.7: Primera iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 20%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-21,4	100	-0,21
2	-12,6	80	-0,16
3	-6,0	100	-0,06
4	21,2	100	0,21
5	8,7	100	0,09
6	-50,3	100	-0,50
7	-50,3	100	-0,50
8	-50,3	100	-0,50
9	-50,3	100	-0,50
10	15,6	100	0,16
11	15,6	100	0,16
12	-62,0	100	-0,62
13	-62,0	100	-0,62
14	-74,8	78	-0,96

Tabla B.8: Segunda iteración para coalición B y C, usando umbral de corte de 20%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-40,0	100	-0,40
4	-10,0	100	-0,10
6	-45,0	100	-0,45
7	-45,0	100	-0,45
8	-45,0	100	-0,45
9	-45,0	100	-0,45
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-100,0	78	-1,28

Tabla B.9: Eliminación de congestión de línea n° 14 reponiendo línea n° 10, para coalición B y C, usando umbral de corte de 20%.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-40,0	100	-0,40
4	13,9	100	0,14
6	-51,0	100	-0,51
7	-51,0	100	-0,51
8	-51,0	100	-0,51
9	-51,0	100	-0,51
10	23,9	100	0,24
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-76,1	78	-0,98

ANEXO C. CALCULO FUNCION CARACTERISTICA, ASIGNACION DE COSTOS Y RANKING DE GENERADORES ANTE SENSIBILIDAD DE UMBRAL DE CORTE EN EL PROBLEMA DE GARVER

Tabla C.1: Funciones características para coaliciones en juegos regulado y privado, para umbral de corte 10 % y 20%.

UMBRAL DE CORTE 10%		
Coalición	v(S) Juego Regulado [\$]	v(S) Juego Privado [\$]
Vacía	0	0
G1	0	0
G3	0	0
G6	0	0
G1-G3	0	0
G1-G6	14310	2271
G3-G6	10790	2361
G1-G3-G6	10790	4010
UMBRAL DE CORTE 20%		
Coalición	v(S) Juego Regulado [\$]	v(S) Juego Privado [\$]
Vacía	0	0
G1	0	0
G3	0	0
G6	0	0
G1-G3	0	0
G1-G6	13910	2093
G3-G6	10190	2452
G1-G3-G6	10190	3610

Tabla C.2: Asignaciones de costos absoluta y relativa en juego regulado, para umbral de corte 10 % y 20%.

JUEGO REGULADO			
Umbral de corte 10%			
Generador	Asignación [\$]	Capacidad [MW]	Asign. Relativa [\$/MW]
G1	2385,0	150	15,9
G3	625,0	165	3,8
G6	7780,0	400	19,5
Umbral de corte 20%			
Generador	Asignación [\$]	Capacidad [MW]	Asign. Relativa [\$/MW]
G1	2318,3	150	15,5
G3	458,3	165	2,8
G6	7413,3	400	18,5

Tabla C.3: Asignaciones de costos absoluta y relativa en juego privado, para umbral de corte 10 % y 20%.

JUEGO PRIVADO			
Umbral de corte 10%			
Generador	Asignación [\$]	Capacidad [MW]	Asign. Relativa [\$/MW]
G1	928,2	150	6,2
G3	973,2	165	5,9
G6	2108,7	400	5,3
Umbral de corte 20%			
Generador	Asignación [\$]	Capacidad [MW]	Asign. Relativa [\$/MW]
G1	734,8	150	4,899
G3	914,3	165	5,541
G6	1960,8	400	4,902

Tabla C.4: Ranking de generadores juego regulado, para umbral de corte 10 % y 20%.

Ranking Juego Regulado	
Umbral de corte 10%	
Lugar	Generador
1°	G3
2°	G1
3°	G6
Umbral de corte 20%	
Lugar	Generador
1°	G3
2°	G1
3°	G6

Tabla C.5: Ranking de generadores juego privado, para umbral de corte 10 % y 20%.

Ranking Juego Privado	
Umbral de corte 10%	
Lugar	Generador
1°	G6
2°	G3
3°	G1
Umbral de corte 20%	
Lugar	Generador
1°	G1
2°	G6
3°	G3

ANEXO D. RESULTADOS PROCESO DE ELIMINACION DE LINEAS ANTE SENSIBILIDAD DE LISTA DE MERITO EN EL PROBLEMA DE GARVER

Tabla D.1: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G1 < G3 < G6$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	19,1	100	0,19
2	22,4	80	0,28
3	68,5	100	0,69
4	46,9	100	0,47
6	-44,4	100	-0,44
7	-44,4	100	-0,44
8	-44,4	100	-0,44
9	-44,4	100	-0,44
10	-16,6	100	-0,17
11	-16,6	100	-0,17
12	-48,8	100	-0,49
13	-48,8	100	-0,49
14	-64,6	78	-0,83

Tabla D.2: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G1 < G3 < G6$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-19,6	100	-0,20
3	-20,4	100	-0,20
4	-15,7	100	-0,16
6	-38,5	100	-0,38
7	-38,5	100	-0,38
8	-38,5	100	-0,38
9	-38,5	100	-0,38
10	34,6	100	0,35
11	34,6	100	0,35
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-51,1	78	-0,65

Tabla D.3: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G1 < G3 < G6$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	25,3	100	0,25
2	38,4	80	0,48
3	46,3	100	0,46
4	-31,3	100	-0,31
6	-23,4	100	-0,23
7	-23,4	100	-0,23
8	-23,4	100	-0,23
9	-23,4	100	-0,23
10	26,9	100	0,27
11	26,9	100	0,27
12	-40,8	100	-0,41
13	-40,8	100	-0,41

Tabla D.4: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G1 < G6 < G3$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	19,1	100	0,19
2	22,4	80	0,28
3	68,5	100	0,69
4	46,9	100	0,47
6	-44,4	100	-0,44
7	-44,4	100	-0,44
8	-44,4	100	-0,44
9	-44,4	100	-0,44
10	-16,6	100	-0,17
11	-16,6	100	-0,17
12	-48,8	100	-0,49
13	-48,8	100	-0,49
14	-64,6	78	-0,83

Tabla D.5: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G1 < G6 < G3$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-26,9	100	-0,27
2	-13,1	80	-0,16
4	15,1	100	0,15
6	-48,0	100	-0,48
7	-48,0	100	-0,48
8	-48,0	100	-0,48
9	-48,0	100	-0,48
10	25,1	100	0,25
12	-66,5	100	-0,67
13	-66,5	100	-0,67
14	-74,9	78	-0,96

Tabla D.6: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G1 < G6 < G3$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	19,1	100	0,19
2	22,4	80	0,28
3	68,5	100	0,69
4	46,9	100	0,47
6	-44,4	100	-0,44
7	-44,4	100	-0,44
8	-44,4	100	-0,44
9	-44,4	100	-0,44
10	-16,6	100	-0,17
11	-16,6	100	-0,17
12	-48,8	100	-0,49
13	-48,8	100	-0,49
14	-64,6	78	-0,83

Tabla D.7: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G3 < G1 < G6$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	19,1	100	0,19
2	22,4	80	0,28
3	68,5	100	0,69
4	46,9	100	0,47
6	-44,4	100	-0,44
7	-44,4	100	-0,44
8	-44,4	100	-0,44
9	-44,4	100	-0,44
10	-16,6	100	-0,17
11	-16,6	100	-0,17
12	-48,8	100	-0,49
13	-48,8	100	-0,49
14	-64,6	78	-0,83

Tabla D.8: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G3 < G1 < G6$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-19,6	100	-0,20
3	-20,4	100	-0,20
4	-15,7	100	-0,16
6	-38,5	100	-0,38
7	-38,5	100	-0,38
8	-38,5	100	-0,38
9	-38,5	100	-0,38
10	34,6	100	0,35
11	34,6	100	0,35
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-51,1	78	-0,65

Tabla D.9: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G3 < G1 < G6$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	25,3	100	0,25
2	38,4	80	0,48
3	46,3	100	0,46
4	-31,3	100	-0,31
6	-23,4	100	-0,23
7	-23,4	100	-0,23
8	-23,4	100	-0,23
9	-23,4	100	-0,23
10	26,9	100	0,27
11	26,9	100	0,27
12	-40,8	100	-0,41
13	-40,8	100	-0,41

Tabla D.10: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito $G3 < G6 < G1$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
3	50,0	100	0,50
4	80,0	100	0,80
6	-57,5	100	-0,58
7	-57,5	100	-0,58
8	-57,5	100	-0,58
9	-57,5	100	-0,58
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-50,0	78	-0,64

Tabla D.11: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G3 < G6 < G1$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-19,6	100	-0,20
3	-20,4	100	-0,20
4	-15,7	100	-0,16
6	-38,5	100	-0,38
7	-38,5	100	-0,38
8	-38,5	100	-0,38
9	-38,5	100	-0,38
10	34,6	100	0,35
11	34,6	100	0,35
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-51,1	78	-0,65

Tabla D.12: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G3 < G6 < G1$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-19,6	100	-0,20
3	-20,4	100	-0,20
4	-15,7	100	-0,16
6	-38,5	100	-0,38
7	-38,5	100	-0,38
8	-38,5	100	-0,38
9	-38,5	100	-0,38
10	34,6	100	0,35
11	34,6	100	0,35
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-51,1	78	-0,65

Tabla D.13: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito G6<G1<G3.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
3	50,0	100	0,50
4	80,0	100	0,80
6	-57,5	100	-0,58
7	-57,5	100	-0,58
8	-57,5	100	-0,58
9	-57,5	100	-0,58
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-50,0	78	-0,64

Tabla D.14: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito G6<G1<G3.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-26,9	100	-0,27
2	-13,1	80	-0,16
4	15,1	100	0,15
6	-48,0	100	-0,48
7	-48,0	100	-0,48
8	-48,0	100	-0,48
9	-48,0	100	-0,48
10	25,1	100	0,25
12	-66,5	100	-0,67
13	-66,5	100	-0,67
14	-74,9	78	-0,96

Tabla D.15: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito G6<G1<G3.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
3	50,0	100	0,50
4	80,0	100	0,80
6	-57,5	100	-0,58
7	-57,5	100	-0,58
8	-57,5	100	-0,58
9	-57,5	100	-0,58
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-50,0	78	-0,64

Tabla D.16: Iteración resultante para coalición A, con lista de mérito G6<G3<G1.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
3	50,0	100	0,50
4	80,0	100	0,80
6	-57,5	100	-0,58
7	-57,5	100	-0,58
8	-57,5	100	-0,58
9	-57,5	100	-0,58
12	-60,0	100	-0,60
13	-60,0	100	-0,60
14	-50,0	78	-0,64

Tabla D.17: Iteración resultante para coalición B, con lista de mérito $G6 < G3 < G1$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-26,9	100	-0,27
2	-13,1	80	-0,16
4	15,1	100	0,15
6	-48,0	100	-0,48
7	-48,0	100	-0,48
8	-48,0	100	-0,48
9	-48,0	100	-0,48
10	25,1	100	0,25
12	-66,5	100	-0,67
13	-66,5	100	-0,67
14	-74,9	78	-0,96

Tabla D.18: Iteración resultante para coalición C, con lista de mérito $G6 < G3 < G1$.

Línea Número	Flujo [MW]	Pot. Máx [MW]	Indice Congestión Línea
1	-26,9	100	-0,27
2	-13,1	80	-0,16
4	15,1	100	0,15
6	-48,0	100	-0,48
7	-48,0	100	-0,48
8	-48,0	100	-0,48
9	-48,0	100	-0,48
10	25,1	100	0,25
12	-66,5	100	-0,67
13	-66,5	100	-0,67
14	-74,9	78	-0,96

**ANEXO E. CALCULO FUNCION CARACTERISTICA ANTE SENSIBILIDAD
DE LISTA DE MERITO EN EL PROBLEMA DE GARVER**

Tabla E.1: Función característica para cada coalición con sensibilidad de lista de mérito
para juego regulado.

v(S) Juego Regulado [\$]						
Coalición	G1<G3<G6	G1<G6<G3	G3<G1<G6	G3<G6<G1	G6<G1<G3	G6<G3<G1
Vacía	0	0	0	0	0	0
G1	0	0	0	0	0	0
G3	0	0	0	0	0	0
G6	0	0	0	0	0	0
G1-G3	0	0	0	0	0	0
G1-G6	29810	13490	31310	17910	9590	13910
G3-G6	29990	19110	28340	12740	15110	10790
G1-G3-G6	21280	13490	21130	12740	9590	10790

Tabla E.2: Función característica para cada coalición con sensibilidad de lista de mérito
para juego privado.

v(S) Juego Privado [\$]						
Coalición	G1<G3<G6	G1<G6<G3	G3<G1<G6	G3<G6<G1	G6<G1<G3	G6<G3<G1
Vacía	0	0	0	0	0	0
G1	0	0	0	0	0	0
G3	0	0	0	0	0	0
G6	0	0	0	0	0	0
G1-G3	0	0	0	0	0	0
G1-G6	3075	3075	3075	2093	2093	2093
G3-G6	2255	2625	2225	2255	2625	2625
G1-G3-G6	3600	4210	3600	3610	2810	4210

ANEXO F. COALICIONES FACTIBLES PARA EL PROBLEMA DE 24 BARRAS.

Para entender la tabla, cada generador será identificado con un número binario 1 (pertenece a la coalición) o 0 (no pertenece). Debido a que si se muestra el total de combinaciones posibles (2048, incluyendo la coalición vacía) estaríamos ante la presencia de una *tabla muy extensa*, sólo se muestra las coaliciones que resultaron factibles para el juego:

Tabla F.1: Coaliciones factibles para el sistema de 24 barras (Parte 1).

Nº	G1	G2	G7	G13	G14	G15	G16	G18	G21	G22	G23	Pot. Máx gen [MW]	90% Pot Máx gen	Dda total sist	¿Factible?
1	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	4012,4	3611,16	3592,4	SI
2	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	4229,4	3806,46	3592,4	SI
3	0	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	4012,4	3611,16	3592,4	SI
4	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	4229,4	3806,46	3592,4	SI
5	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	4131,4	3718,26	3592,4	SI
6	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	4348,4	3913,56	3592,4	SI
7	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	0	4012,4	3611,16	3592,4	SI
8	0	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	4432,4	3989,16	3592,4	SI
9	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	4089,4	3680,46	3592,4	SI
10	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	4089,4	3680,46	3592,4	SI
11	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	4229,4	3806,46	3592,4	SI
12	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4649,4	4184,46	3592,4	SI
13	0	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	4078,2	3670,38	3592,4	SI
14	0	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	4197,2	3777,48	3592,4	SI
15	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	4281,2	3853,08	3592,4	SI
16	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	4078,2	3670,38	3592,4	SI
17	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	4498,2	4048,38	3592,4	SI
18	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	4090,8	3681,72	3592,4	SI
19	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	4197,2	3777,48	3592,4	SI
20	0	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	4281,2	3853,08	3592,4	SI
21	0	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	4078,2	3670,38	3592,4	SI
22	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	4498,2	4048,38	3592,4	SI
23	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	4400,2	3960,18	3592,4	SI
24	0	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	4057,2	3651,48	3592,4	SI
25	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	4057,2	3651,48	3592,4	SI
26	0	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	4197,2	3777,48	3592,4	SI
27	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	4617,2	4155,48	3592,4	SI
28	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	4141,2	3727,08	3592,4	SI
29	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	4141,2	3727,08	3592,4	SI
30	0	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	4281,2	3853,08	3592,4	SI
31	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	4701,2	4231,08	3592,4	SI
32	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	4358,2	3922,38	3592,4	SI
33	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	4358,2	3922,38	3592,4	SI
34	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	4498,2	4048,38	3592,4	SI
35	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	3994,2	3594,78	3592,4	SI

Tabla F.2: Coaliciones factibles para el sistema de 24 barras (Parte 2).

Nº	G1	G2	G7	G13	G14	G15	G16	G18	G21	G22	G23	Pot. Máx gen [MW]	90% Pot Máx gen	Dda total sist	¿Factible?
36	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4918,2	4426,38	3592,4	SI
37	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	4078,2	3670,38	3592,4	SI
38	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	4197,2	3777,48	3592,4	SI
39	1	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	4281,2	3853,08	3592,4	SI
40	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0	1	4078,2	3670,38	3592,4	SI
41	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	4498,2	4048,38	3592,4	SI
42	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	4090,8	3681,72	3592,4	SI
43	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1	4197,2	3777,48	3592,4	SI
44	1	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	4281,2	3853,08	3592,4	SI
45	1	0	1	1	0	1	1	1	1	0	1	4078,2	3670,38	3592,4	SI
46	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	4498,2	4048,38	3592,4	SI
47	1	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	4400,2	3960,18	3592,4	SI
48	1	0	1	1	1	0	1	0	1	1	1	4057,2	3651,48	3592,4	SI
49	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	1	4057,2	3651,48	3592,4	SI
50	1	0	1	1	1	0	1	1	1	0	1	4197,2	3777,48	3592,4	SI
51	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	4617,2	4155,48	3592,4	SI
52	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	4141,2	3727,08	3592,4	SI
53	1	0	1	1	1	1	0	1	0	1	1	4141,2	3727,08	3592,4	SI
54	1	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	4281,2	3853,08	3592,4	SI
55	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	1	4701,2	4231,08	3592,4	SI
56	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	4358,2	3922,38	3592,4	SI
57	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	4358,2	3922,38	3592,4	SI
58	1	0	1	1	1	1	1	1	1	0	1	4498,2	4048,38	3592,4	SI
59	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	3994,2	3594,78	3592,4	SI
60	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4918,2	4426,38	3592,4	SI
61	1	1	0	1	0	0	1	1	1	1	1	4046	3641,4	3592,4	SI
62	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	4130	3717	3592,4	SI
63	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	4347	3912,3	3592,4	SI
64	1	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	4249	3824,1	3592,4	SI
65	1	1	0	1	1	0	1	1	1	0	1	4046	3641,4	3592,4	SI
66	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	4466	4019,4	3592,4	SI
67	1	1	0	1	1	1	0	1	1	0	1	4130	3717	3592,4	SI
68	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	4550	4095	3592,4	SI
69	1	1	0	1	1	1	1	0	1	1	1	4207	3786,3	3592,4	SI
70	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	4207	3786,3	3592,4	SI

Tabla F.3: Coaliciones factibles para el sistema de 24 barras (Parte 3).

Nº	G1	G2	G7	G13	G14	G15	G16	G18	G21	G22	G23	Pot. Máx gen [MW]	90% Pot Máx gen	Dda total sist	¿Factible?
71	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	4347	3912,3	3592,4	SI
72	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	4767	4290,3	3592,4	SI
73	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	4058,6	3652,74	3592,4	SI
74	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1	4142,6	3728,34	3592,4	SI
75	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	4359,6	3923,64	3592,4	SI
76	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	4249	3824,1	3592,4	SI
77	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	1	4046	3641,4	3592,4	SI
78	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	4466	4019,4	3592,4	SI
79	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0	1	4130	3717	3592,4	SI
80	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1	4550	4095	3592,4	SI
81	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	1	4207	3786,3	3592,4	SI
82	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	4207	3786,3	3592,4	SI
83	1	1	1	1	0	1	1	1	1	0	1	4347	3912,3	3592,4	SI
84	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	4767	4290,3	3592,4	SI
85	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	4109	3698,1	3592,4	SI
86	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1	1	4109	3698,1	3592,4	SI
87	1	1	1	1	1	0	0	1	1	0	1	4249	3824,1	3592,4	SI
88	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	4669	4202,1	3592,4	SI
89	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	4326	3893,4	3592,4	SI
90	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	4326	3893,4	3592,4	SI
91	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	4466	4019,4	3592,4	SI
92	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	4886	4397,4	3592,4	SI
93	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	4410	3969	3592,4	SI
94	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	4410	3969	3592,4	SI
95	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1	4550	4095	3592,4	SI
96	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	4046	3641,4	3592,4	SI
97	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	4970	4473	3592,4	SI
98	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	4067	3660,3	3592,4	SI
99	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1	4207	3786,3	3592,4	SI
100	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	4627	4164,3	3592,4	SI
101	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	4207	3786,3	3592,4	SI
102	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	4627	4164,3	3592,4	SI
103	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	4767	4290,3	3592,4	SI
104	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	4263	3836,7	3592,4	SI
105	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	5187	4668,3	3592,4	SI

ANEXO G. PEAJES PARA GENERADORES DEL SISTEMA DE 24 BARRAS

Tabla G.1: Peajes para generadores del sistema de 24 barras.

Línea	G1	G2	G7	G13	G14	G15	G16	G18	G21	G22	G23	Costo Total
1	5,51	7,13	0,52	0,35	0,19	0,06	0,03	0,00	0,02	0,01	0,26	14,08
2	79,71	73,68	21,72	14,83	7,89	2,68	1,43	0,00	0,78	0,30	10,81	213,84
3	37,54	33,17	5,33	3,64	1,93	0,66	0,35	0,00	0,20	0,08	2,65	85,56
4	56,58	63,42	2,98	2,04	1,09	0,36	0,19	0,00	0,10	0,02	1,48	128,28
5	75,62	87,59	11,20	7,64	4,07	1,40	0,72	0,00	0,42	0,17	5,56	194,40
6	5,30	8,77	38,24	26,10	13,86	4,72	2,50	0,00	1,41	0,56	19,03	120,48
7	20,35	19,91	16,06	10,96	5,82	1,98	1,06	0,00	0,59	0,23	7,99	84,94
8	46,32	51,91	2,44	1,67	0,89	0,30	0,16	0,00	0,08	0,02	1,21	105,00
9	39,23	34,66	5,57	3,81	2,02	0,69	0,36	0,00	0,21	0,08	2,77	89,40
10	23,83	27,60	3,53	2,41	1,28	0,44	0,23	0,00	0,13	0,05	1,75	61,26
11	0,00	0,00	62,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	62,16
12	7,62	7,07	146,52	2,29	1,23	0,40	0,23	0,00	0,11	0,03	1,66	167,16
13	7,93	7,37	145,65	2,39	1,28	0,42	0,24	0,00	0,12	0,03	1,73	167,16
14	20,32	21,10	26,95	1,94	8,96	1,63	0,87	0,00	0,48	0,19	2,50	84,94
15	13,53	14,34	20,32	16,31	0,70	1,87	0,76	0,00	0,43	0,17	16,51	84,94
16	24,77	24,60	23,86	1,64	4,85	0,62	0,34	0,00	0,18	0,07	4,01	84,94
17	24,62	24,33	22,59	9,27	2,74	0,44	0,23	0,00	0,13	0,05	10,53	94,94
18	0,06	0,06	0,07	28,00	6,32	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	13,67	48,20
19	7,71	7,79	8,48	8,37	4,09	0,35	0,19	0,00	0,11	0,04	5,20	42,32
20	8,18	8,25	8,98	20,01	1,87	0,37	0,20	0,00	0,11	0,04	0,18	48,20
21	10,78	10,89	11,85	7,39	3,52	40,18	0,26	0,00	0,14	0,05	12,74	97,80
22	10,82	10,92	11,88	26,17	6,86	0,49	0,26	0,00	0,14	0,06	19,98	87,58
23	5,73	5,78	6,29	6,21	11,02	0,26	0,14	0,00	0,08	0,03	3,86	39,40
24	0,26	0,32	0,84	1,53	2,22	5,35	2,86	0,00	1,60	0,63	1,93	17,52
25	5,79	5,78	5,64	5,45	5,26	7,31	5,09	0,00	2,85	1,11	5,34	49,62
26	12,59	12,32	9,93	6,78	3,60	1,22	0,66	0,00	0,37	0,14	4,94	52,54
27	3,11	3,12	3,16	3,21	3,26	2,68	3,31	0,00	0,80	0,31	3,24	26,22
28	3,22	3,26	3,54	4,55	1,47	0,15	0,08	0,00	0,04	0,02	7,07	23,40
29	1,58	1,59	1,60	1,63	1,65	1,41	1,67	0,00	0,63	1,19	1,64	14,58
30	0,48	0,50	0,80	1,19	1,58	2,68	1,94	0,00	16,57	79,44	1,42	106,62
31	2,28	2,27	2,23	2,17	2,11	2,76	2,05	0,00	4,87	3,34	2,13	26,22
32	5,53	5,58	6,07	7,80	2,52	0,25	0,14	0,00	0,07	0,03	12,11	40,10
33	3,01	3,04	3,31	4,25	1,37	0,14	0,07	0,00	0,04	0,02	6,60	21,86
34	0,25	0,26	0,41	0,61	0,81	1,37	0,99	0,00	8,48	54,73	0,72	68,64
TOTAL	570,17	588,38	640,73	242,58	118,35	85,67	29,63	0,00	42,33	143,24	193,22	2654,30

**ANEXO H. FUNCIONES CARACTERISTICAS PARA COALICIONES
FACTIBLES DEL PROBLEMA DE 24 BARRAS.**

Tabla H.1: Funciones características para coaliciones factibles del problema de 24 barras.

Coalición N°	v(S) regulado	v(s) privado	Coalición N°	v(S) regulado	v(s) privado	Coalición N°	v(S) regulado	v(s) privado
1	112050	27171	36	97550	23234,1	71	93132	14361,3
2	112050	27430,4	37	157394	71043,2	72	112050	36344,8
3	121839	37644,1	38	107050	26073,3	73	172295	77163,3
4	121839	37904,6	39	112050	31600,7	74	291086	197787,8
5	97550	17703,2	40	93132	9887,4	75	186086	93015,7
6	97550	17962,6	41	112050	31860,1	76	112739	37223,3
7	92131	10752,1	42	230604	133433,3	77	191868	109830
8	112050	32990	43	169839	89841,1	78	112739	37483,8
9	130843	40713,5	44	121839	42369,8	79	99050	18867,1
10	128026,4	40242,7	45	96092,8	13375,4	80	121839	47112,6
11	92131	11007,7	46	121839	42630,3	81	135153	46734,8
12	112050	33249,4	47	97550	22132,9	82	132353	46363,1
13	161394	75098,5	48	108142	21766,7	83	99050	19092,9
14	114050	33128,3	49	230493	147402	84	121839	49972,2
15	112050	31655,7	50	92131	14959,4	85	107342	25547
16	93132	9941,6	51	112050	36892,3	86	98287	18989,6
17	112050	31915,1	52	130843	45186,2	87	92031	19501,3
18	230604	133492,4	53	128026,4	44712,4	88	97550	26617,6
19	169839	89858	54	92031	15498,5	89	107342	25816,8
20	121839	42386,8	55	112050	37419,6	90	98287	19241,1
21	96092,8	13390,4	56	130843	45454,6	91	92131	19756,9
22	121839	42647,3	57	128026,4	44976,9	92	112050	41377
23	97550	22187,9	58	92031	15754,2	93	130843	49978,4
24	103447	17018,4	59	181046	76297,2	94	128026,4	49497,7
25	100530	16553,5	60	97550	23179,1	95	92031	20296
26	92131	15010,5	61	157901	73945,3	96	271156	170030,3
27	112050	36947,3	62	157394	75300,2	97	97550	27404,4
28	130843	45237,3	63	157394	75560,5	98	202335	108675
29	128026,4	44763,6	64	107050	30298,6	99	104317	17397,1
30	92031	15549,6	65	94301	11565	100	130843	50246,8
31	112050	37474,7	66	107050	30558	101	187649	104709,5
32	130843	45505,7	67	93135	14159,8	102	127926	49762,2
33	128026,4	45028,1	68	112050	36085,4	103	92031	20551,7
34	92031	15805,2	69	104952	15733,1	104	209577	108632,3
35	181466	76304,9	70	102152	15351,9	105	97550	27663,8

ANEXO I. DATOS SISTEMA REDUCIDO SIC

Para el desarrollo del modelo representativo del SIC, los datos necesarios se obtuvieron del Informe de Peajes del CDEC-SIC de 2003 [CDEC-SIC, 2003] y del Informe de Precios de Nudo de Abril de 2003 [CNE, 2003]. El modelo es unilineal. Parte de esta información debió procesarse de manera tal de poder representar el resto del sistema.

En el SIC unilineal reducido, se consideran 32 barras y 37 líneas, con sus reactancias, capacidades y costos. Éstos últimos son representados por el AVNR+COyM informados por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC. Los datos de las líneas se presentan en la tabla I.1.

Para representar el consumo, se consideró la **demanda media** estimada por la CNE para el año 2003 en la fijación de Precio de Nudo de Abril de 2003 [CNE, 2003], la cual corresponde a 31847 GWh anuales, equivalentes a unos 3635,4 MW de energía demandada promedio por hora. El uso de demanda media define el uso energético del sistema. Si se trabaja con **demanda máxima** (se obtiene dividiendo la demanda media por el factor de carga, igual a 0,72, siendo de 5049,2 MW) se estará analizando el uso de capacidad del sistema. La distribución espacial de la demanda se muestra la tabla I.2.

Por último, la representación de la generación se hace a través de 50 unidades generadores, entre generadores térmicos, ciclos combinados, hidráulicas de embalse e hidráulicas de pasada. Para los generadores térmicos y de ciclo combinado, los datos se obtuvieron del Informe de Fijación de Precios de Nudo para Abril de 2003 [CNE, 2003], considerando como costo variable de producción a la suma de costos

variables combustibles y no combustibles. Para las hidráulicas de pasada, los costos variables de producción se consideran nulos, mientras que para las hidráulicas de embalse, el costo variable de producción, o costo de oportunidad del agua, se considera igual a la unidad de ciclo combinado más económica del sistema, tal como se explica en el cuerpo de la presente tesis. La tabla I.3 muestra los datos de la generación.

Tabla I.1: Datos de líneas SIC reducido unilineal.

Línea Número	Desde Barra	Hasta Barra	x (p.u)	Pot Máx [MW]	AVNR+COyM [MUS\$]
1	D. Almagro 220	C. Pinto 220	0,0611	208	1514
2	C. Pinto 220	Cardones 220	0,0585	220	1355
3	Cardones 220	Maitencillo 220	0,0537	220	4679
4	Maitencillo 220	P. Azúcar 220	0,0795	190	4992
5	P. Azúcar 220	Los Vilos 220	0,0919	224	5846
6	Los Vilos 220	Quillota 220	0,0507	260	2810
7	Quillota 220	Polpaico 220	0,0121	745	2707
8	Polpaico 220	C. Navia 220	0,0125	620	1310
9	C. Navia 220	Chena 220	0,005	362	610
10	Chena 220	A. Jahuel 220	0,0095	383	924
11	Polpaico 220	A. Jahuel 220	0,0204	480	4598
12	A. Jahuel 220	Ancoa 220	0,0342	950	29144
13	Ancoa 220	Charrúa 220	0,05	549	10341
14	Charrúa 220	Concepción 220	0,0574	255	1593
15	Charrúa 220	Hualpén 220	0,0682	273	1210
16	Charrúa 220	Temuco 220	0,16	222	3523
17	Temuco 220	Valdivia 220	0,1184	174	2030
18	Temuco 220	P. Montt 220	0,2913	166	4693
19	Valdivia 220	P. Montt 220	0,1736	182	2920
20	Quillota 220	S. Luis 220	0,0022	1568	1768
21	S. Luis 220	A. Santa 220	0,0194	392	1407
22	C. Navia 220	Rapel 220	0,0458	640	3564
23	A. Jahuel 220	Colbún 220	0,0091	600	Sin Información
24	A. Jahuel 220	A. Jahuel 154	0,0783	390	953
25	A. Jahuel 154	Paine 154	0,0284	179	394
26	Paine 154	Rancagua 154	0,0714	179	703
27	Rancagua 154	Itahue 154	0,2525	122,5	1938
28	A. Jahuel 154	S. Fernando 154	0,1702	246	1503
29	S. Fernando 154	Itahue 154	0,1139	246	877
30	Itahue 154	Parral 154	0,2229	105	1540
31	Parral 154	Chillán 154	0,1132	105	778
32	Chillán 154	Charrúa 154	0,1003	105	788
33	Charrúa 220	Charrúa 154	0,028	382	1213
34	Concepción 220	Charrúa 154	0,0422	164	973
35	Concepción 220	S. Vicente 154	0,0399	310	2772
36	Hualpén 220	S. Vicente 154	0,0365	209	680
37	Hualpén 220	Coronel 154	0,0739	210	629

Tabla I.2: Datos de cargas SIC reducido unilíneal.

BARRA		Distribución espacial [%]	Demanda [MW]
Nº	Nombre		
1	D. Almagro 220	2,421%	88,0
2	C. Pinto 220	0,608%	22,1
3	Cardones 220	3,697%	134,4
4	Maitencillo 220	1,275%	46,4
5	P. Azúcar 220	2,631%	95,7
6	Los Vilos 220	0,023%	0,8
7	Quillota 220	9,151%	332,7
8	Polpaico 220	3,542%	128,8
9	C. Navia 220	13,652%	496,3
10	Chena 220	7,924%	288,1
11	A. Jahuel 220	12,453%	452,7
12	Ancoa 220	0,003%	0,1
13	Charrúa 220	3,294%	119,8
14	Concepción 220	1,797%	65,3
15	Hualpén 220	1,123%	40,8
16	Temuco 220	2,256%	82,0
17	Valdivia 220	1,166%	42,4
18	P. Montt 220	3,303%	120,1
19	S. Luis 220	2,555%	92,9
20	Rapel 220	1,779%	64,7
21	A. Santa 220	2,175%	79,1
22	Colbún 220	0,841%	30,6
23	A. Jahuel 154	0,861%	31,3
24	Paine 154	0,661%	24,0
25	S. Fernando 154	1,076%	39,1
26	Rancagua 154	4,927%	179,1
27	Itahue 154	3,519%	127,9
28	Parral 154	0,000%	0,0
29	Chillán 154	0,927%	33,7
30	Charrúa 154	1,770%	64,3
31	S. Vicente 154	5,161%	187,6
32	Coronel 154	3,427%	124,6
TOTAL		100,0%	3635,4

Tabla I.3: Datos de generación SIC reducido unilineal.

BARRA		Generador	Tipo de Generación	Potencia Máxima [MW]	Costo variable [US\$/MWh]
Nº	Nombre				
1	D. Almagro 220	TG D. Almagro	Térmica	46	323,14
1	D. Almagro 220	Tal Tal	C. Combinado	240	21,68
4	Maitencillo 220	Guacolda	Térmica	285,8	43,81
4	Maitencillo 220	TG Huasco	Térmica	58	297,6
4	Maitencillo 220	TV Huasco	Térmica	13,3	48,69
5	P. Azúcar 220	El Indio	Térmica	12	318,78
5	P. Azúcar 220	Los Molles	H. Pasada	16	0
7	Quillota 220	Laguna Verde	Térmica	52,7	56,17
7	Quillota 220	Nehuenco	C. Combinado	361,1	13,45
7	Quillota 220	San Isidro	C. Combinado	370	14,3
7	Quillota 220	Ventanas 1	Térmica	112,8	46,19
7	Quillota 220	Ventanas 2	Térmica	197,4	45,39
7	Quillota 220	Aconcagua	H. Pasada	72,9	0
7	Quillota 220	Los Quilos	H. Pasada	39,3	0
7	Quillota 220	Sauce Andes	H. Pasada	1,1	0
9	C. Navia 220	Renca	Térmica	92	300,27
9	C. Navia 220	Nueva Renca	C. Combinado	362,3	14,33
9	C. Navia 220	Rapel	H. Embalse	350	13,45
11	A. Jahuel 220	Sauzal	H. Pasada	76,8	0
11	A. Jahuel 220	Sauzalito	H. Pasada	9,5	0
11	A. Jahuel 220	Alfalfal	H. Pasada	160	0
11	A. Jahuel 220	Florida	H. Pasada	28	0
11	A. Jahuel 220	Maitenes	H. Pasada	30,8	0
11	A. Jahuel 220	Puntilla	H. Pasada	14,7	0
11	A. Jahuel 220	Queltehue	H. Pasada	41,07	0
11	A. Jahuel 220	Volcán	H. Pasada	13	0
12	Ancoa 220	Pehuenche	H. Embalse	500	13,45
12	Ancoa 220	Loma Alta	H. Pasada	38	0
27	Itahue 154	Constitución	Térmica	20	33
27	Itahue 154	Cipreses	H. Pasada	101,4	0
27	Itahue 154	Curillinque	H. Pasada	85	0
27	Itahue 154	Isla	H. Pasada	68	0
27	Itahue 154	San Ignacio	H. Pasada	37	0
22	Colbún 220	Colbún	H. Embalse	400	13,45
22	Colbún 220	Machicura	H. Embalse	90	13,45
13	Charrúa 220	Antuco	H. Embalse	300	13,45
13	Charrúa 220	El Toro	H. Embalse	400	13,45
13	Charrúa 220	Pangue	H. Embalse	467	13,45
13	Charrúa 220	Laja	Térmica	7	0
13	Charrúa 220	Abanico	H. Pasada	136	0
13	Charrúa 220	Mampil	H. Pasada	49	0
13	Charrúa 220	Peuchén	H. Pasada	75	0
13	Charrúa 220	Rucúe	H. Pasada	170	0
16	Temuco 220	Pullinque	H. Pasada	48,6	0
31	S. Vicente 154	Arauco	Térmica	33	45
31	S. Vicente 154	Bocamina	Térmica	121	43,97
31	S. Vicente 154	Petropower	Térmica	59,1	3,9
17	Valdivia 220	Capullo	H. Pasada	10,7	0
17	Valdivia 220	Pilmaiquén	H. Pasada	39	0
18	P. Montt 220	Canutillar	H. Embalse	145	13,45

ANEXO J. COALICIONES FACTIBLES PARA EL SIC REDUCIDO

La siguiente tabla muestra las coaliciones factibles, considerando como jugadores del juego a los grupos de generadores definidos en la tabla 9.1 del cuerpo de la tesis.

Tabla J.1: Coaliciones factibles SIC reducido unilineal.

Nº	1	2	3	4	5	6	7	Pot. Máx gen [MW]	90% Pot Máx gen	Dda total sist	¿Factible?
1	0	0	1	1	1	0	1	4170,17	3753,153	3635,4	SI
2	0	0	1	1	1	1	1	4577,97	4120,173	3635,4	SI
3	0	1	0	0	1	1	1	4072	3664,8	3635,4	SI
4	0	1	0	1	1	0	1	4513,6	4062,24	3635,4	SI
5	0	1	0	1	1	1	0	4117,1	3705,39	3635,4	SI
6	0	1	0	1	1	1	1	4921,4	4429,26	3635,4	SI
7	0	1	1	0	1	0	1	4528,07	4075,263	3635,4	SI
8	0	1	1	0	1	1	0	4131,57	3718,413	3635,4	SI
9	0	1	1	0	1	1	1	4935,87	4442,283	3635,4	SI
10	0	1	1	1	0	1	1	4132,67	3719,403	3635,4	SI
11	0	1	1	1	1	0	0	4573,17	4115,853	3635,4	SI
12	0	1	1	1	1	0	1	5377,47	4839,723	3635,4	SI
13	0	1	1	1	1	1	0	4980,97	4482,873	3635,4	SI
14	0	1	1	1	1	1	1	5785,27	5206,743	3635,4	SI
15	1	0	0	1	1	1	1	4385,2	3946,68	3635,4	SI
16	1	0	1	0	1	1	1	4399,67	3959,703	3635,4	SI
17	1	0	1	1	1	0	1	4841,27	4357,143	3635,4	SI
18	1	0	1	1	1	1	0	4444,77	4000,293	3635,4	SI
19	1	0	1	1	1	1	1	5249,07	4724,163	3635,4	SI
20	1	1	0	0	1	0	1	4335,3	3901,77	3635,4	SI
21	1	1	0	0	1	1	1	4743,1	4268,79	3635,4	SI
22	1	1	0	1	1	0	0	4380,4	3942,36	3635,4	SI
23	1	1	0	1	1	0	1	5184,7	4666,23	3635,4	SI
24	1	1	0	1	1	1	0	4788,2	4309,38	3635,4	SI
25	1	1	0	1	1	1	1	5592,5	5033,25	3635,4	SI
26	1	1	1	0	1	0	0	4394,87	3955,383	3635,4	SI
27	1	1	1	0	1	0	1	5199,17	4679,253	3635,4	SI
28	1	1	1	0	1	1	0	4802,67	4322,403	3635,4	SI
29	1	1	1	0	1	1	1	5606,97	5046,273	3635,4	SI
30	1	1	1	1	0	0	1	4395,97	3956,373	3635,4	SI
31	1	1	1	1	0	1	1	4803,77	4323,393	3635,4	SI
32	1	1	1	1	1	0	0	5244,27	4719,843	3635,4	SI
33	1	1	1	1	1	0	1	6048,57	5443,713	3635,4	SI
34	1	1	1	1	1	1	0	5652,07	5086,863	3635,4	SI
35	1	1	1	1	1	1	1	6456,37	5810,733	3635,4	SI

La tabla anterior corresponde a las coaliciones factibles trabajando con demanda media del sistema. Al trabajar con demanda máxima, las coaliciones factibles se reducen a 4, y corresponden a las N° 14, 33, 34 y 35.

ANEXO K. PEAJES PARA GRUPOS DE GENERADORES DEL SIC REDUCIDO

Tabla G.1: Peajes para grupo de generadores del SIC reducido unilineal.

Línea Número	GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5	GRUPO 6	GRUPO 7	Costo Total
1	1514,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1514,00
2	1355,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1355,00
3	4679,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4679,00
4	4992,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4992,00
5	5846,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5846,00
6	2810,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2810,00
7	2030,25	676,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2707,00
8	507,63	169,21	140,70	140,70	140,70	211,05	0,00	1310,00
9	66,16	22,05	115,95	115,95	115,95	173,93	0,00	610,00
10	100,22	33,41	175,64	175,64	175,64	263,46	0,00	924,00
11	955,80	318,60	738,58	738,58	738,58	1107,86	0,00	4598,00
12	0,00	0,00	0,00	6431,08	9105,59	13607,34	0,00	29144,00
13	0,00	0,00	0,00	750,04	3845,01	5745,96	0,00	10341,00
14	0,00	0,00	0,00	220,95	142,55	1229,50	0,00	1593,00
15	0,00	0,00	0,00	64,11	42,74	1103,16	0,00	1210,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	1174,33	2348,67	0,00	3523,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2030,00	0,00	2030,00
18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4693,00	0,00	4693,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2920,00	0,00	2920,00
20	0,00	1768,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1768,00
21	0,00	1407,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1407,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3564,00	3564,00
23	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i
24	0,00	0,00	0,00	547,00	159,45	246,55	0,00	953,00
25	0,00	0,00	0,00	226,52	65,90	101,59	0,00	394,00
26	0,00	0,00	0,00	404,16	117,57	181,26	0,00	703,00
27	0,00	0,00	0,00	1114,18	324,13	499,69	0,00	1938,00
28	0,00	0,00	0,00	861,86	252,25	388,89	0,00	1503,00
29	0,00	0,00	0,00	502,90	147,19	226,92	0,00	877,00
30	0,00	0,00	0,00	595,74	370,84	573,42	0,00	1540,00
31	0,00	0,00	0,00	300,97	187,34	289,69	0,00	778,00
32	0,00	0,00	0,00	304,83	189,75	293,41	0,00	788,00
33	0,00	0,00	0,00	413,34	257,54	542,11	0,00	1213,00
34	0,00	0,00	0,00	173,68	106,58	692,74	0,00	973,00
35	0,00	0,00	0,00	100,95	67,30	2603,75	0,00	2772,00
36	0,00	0,00	0,00	36,03	24,02	619,96	0,00	680,00
37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	629,00	0,00	629,00
TOTAL	24856,07	4395,02	1170,87	14219,19	17750,94	43322,91	3564,00	109279,00

**ANEXO L. FUNCIONES CARACTERISTICAS PARA COALICIONES
FACTIBLES DEL SIC REDUCIDO.**

Tabla L.1: Funciones características para coaliciones factibles del problema del SIC
reducido unilineal.

Coalición	C_Cong [MUS\$]	C_Lin [MUS\$]	C_Gen [MUS\$]	C_Peaj [MUS\$]	v(S) regulado	v(S) privado
1	86476,5	101587,0	288255,1	75510,9	3033655,4	2484639,4
2	83236,5	100907,0	277455,1	74830,9	2951255,8	2413039,8
3	89798,7	82912,0	399105,2	44920,6	3024198,4	2245179,4
4	72316,3	100277,0	321405,7	32033,1	2770501,2	1766656,5
5	80936,8	89954,0	323747,1	64575,4	2842022,5	2264489,3
6	84896,9	86431,0	308715,9	61052,4	2870963,6	2308461,6
7	71079,6	100353,0	315909,5	19544,0	2741032,0	1617032,9
8	77803,4	85341,0	311213,7	47840,2	2720692,5	2034470,7
9	68224,4	85341,0	303219,7	47840,2	2521118,5	1842890,8
10	36013,8	60940,0	360138,2	28339,2	1689814,6	1003668,0
11	54981,2	100277,0	274905,8	33063,3	2377299,1	1430255,9
12	34363,2	102540,0	274905,8	34361,0	1987570,4	1030874,8
13	52821,2	99597,0	264105,9	75248,6	2316499,4	1808909,2
14	39615,9	99597,0	264105,9	75248,6	2052393,5	1544803,3
15	58583,5	87741,0	334762,8	85350,1	2383842,7	2025170,9
16	49055,7	85341,0	327038,2	71476,2	2161562,6	1695876,9
17	78751,7	101587,0	286369,9	57290,6	2877274,4	2147940,7
18	90022,5	87741,0	276992,4	86521,0	2954853,0	2665660,3
19	89560,2	85649,0	275570,0	84429,0	2923264,7	2635494,5
20	42397,1	99236,0	423970,7	43118,3	2264272,2	1279124,7
21	36189,8	79433,0	361897,7	67376,0	1880023,2	1397555,1
22	43666,3	101587,0	349330,2	57339,8	2238525,6	1446723,2
23	71865,3	100277,0	319401,4	56381,5	2759477,6	2001121,6
24	85759,3	87741,0	311852,0	86570,1	2904447,9	2580887,2
25	84345,7	86431,0	306711,6	85400,8	2857935,7	2540922,4
26	42102,1	101663,0	336817,1	44850,7	2195490,0	1290549,9
27	70628,7	100353,0	313905,2	43892,5	2730008,5	1851497,9
28	76031,8	85341,0	304127,3	72696,3	2678174,0	2247599,3
29	67773,5	85341,0	301215,4	72696,3	2510094,9	2082432,2
30	19280,7	99480,0	385614,2	40065,4	1766028,3	786267,9
31	8333,0	55662,0	333319,3	48172,2	1056599,0	648381,6
32	54604,1	100277,0	273020,7	57411,7	2367873,4	1666199,7
33	34127,6	102540,0	273020,7	59217,1	1980972,4	1274722,6
34	52444,1	99597,0	262220,7	99597,0	2307073,7	2044852,9
35	32777,6	101860,0	262220,7	101860,0	1936372,6	1674151,8

ANEXO M. ASIGNACIÓN ABSOLUTA DE COSTOS PARA EL SIC REDUCIDO.

Tabla M.1: Asignación absoluta de costos anuales para el SIC reducido unilineal.

Grupo	Asignación Juego Regulado [MUS\$]	Asignación Juego Privado [MUS\$]
1	90327,2	135457,0
2	253392,3	124981,7
3	113517,1	53267,9
4	202316,8	181205,8
5	944162,3	802836,3
6	128674,2	253397,5
7	203982,6	123005,6
TOTAL	1936372,6	1674151,8

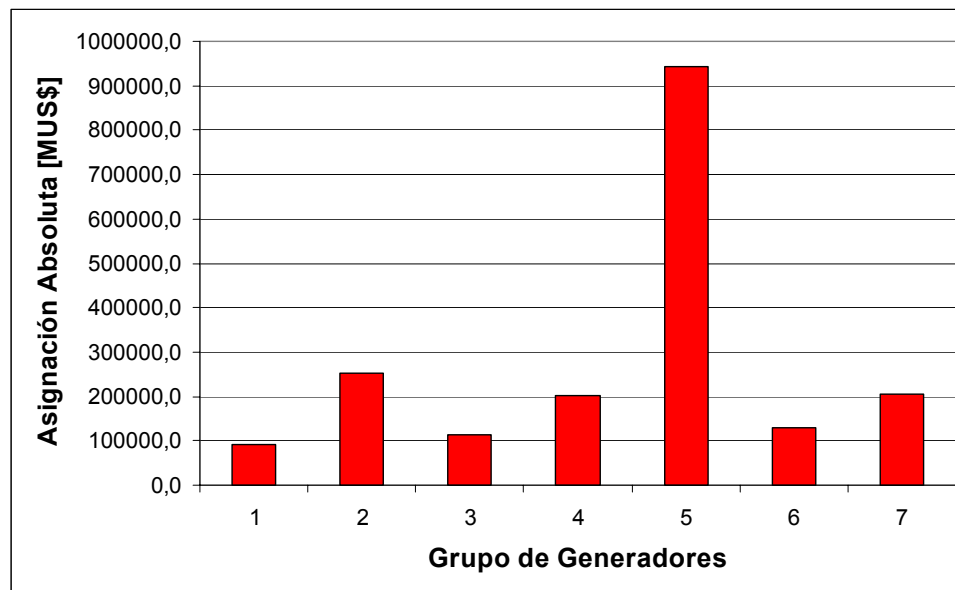


Figura M.1: Asignación absoluta de costos para el juego regulado del SIC reducido.

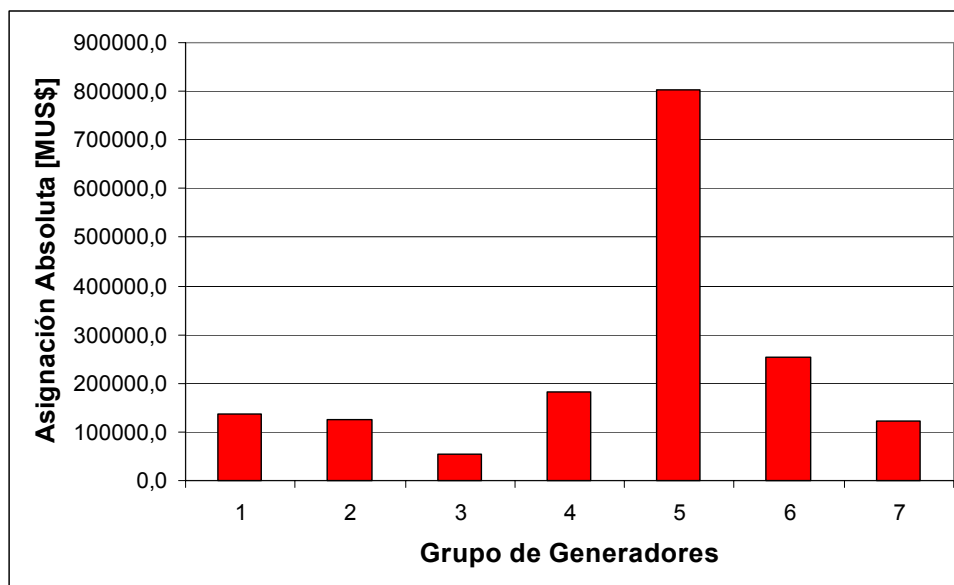


Figura M.2: Asignación absoluta de costos para el juego privado del SIC reducido.