



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERÍA

---

# TARIFICACIÓN DE CONGESTIÓN Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN EN MERCADOS ELÉCTRICOS

**ROBERTO MÉNDEZ DELAUNOY**

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

Profesor Supervisor:  
**HUGH RUDNICK V.D.W.**

Santiago de Chile, Junio, 2002



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

---

# **TARIFICACIÓN DE CONGESTIÓN Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN EN MERCADOS ELÉCTRICOS**

**ROBERTO MÉNDEZ DELAUNOY**

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**HUGH RUDNICK V.D.W.**

**LUIS CONTESSE BECKER**

**RODRIGO PALMA BEHNKE**

**JUAN C. ARANEDA TAPIA**

**RODRIGO GARRIDO HIDALGO**

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

Santiago de Chile, Junio, 2002

A mis padres, Pancho y a mi querida  
Claudia que hicieron todo lo posible por mi  
futuro.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer a todos aquellos que con su opinión colaboraron en el desarrollo de este trabajo.

Especialmente deseo agradecer al Profesor Hugh Rudnick por brindarme su constante apoyo y dedicación. Sus aportes conceptuales y sus constantes observaciones fueron un pilar importante para poder llevar a cabo el presente trabajo.

Además quiero agradecer particularmente a los Sr.(s) Rodrigo Palma y Juan Carlos Araneda por su tiempo y sus aportes conceptuales con respecto a los temas tratados. Deseo también dar agradecimientos a la totalidad de la comisión por el tiempo que se le dio a este trabajo.

Finalmente también deseo extender los agradecimientos a Fondecyt.

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
ÍNDICE GENERAL .....	iv
ÍNDICE DE TABLAS .....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ACRÓNIMOS.....	x
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT .....	xii
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. PRECIOS NODALES Y ZONALES .....	8
2.1 IMPLEMENTACIÓN DE PRECIOS NODALES EN EL SISTEMA PJM.....	10
2.1.1 Importancia del Sistema de Precios en Sistemas como el PJM .....	11
2.1.2 Congestión y Precios Nodales en el PJM.....	12
2.1.3 El Intento de Tarifación Zonal en el PJM y su Falsa Simplicidad.....	14
2.1.4 Alternativa al modelo en el PJM.....	16
2.1.5 Conclusiones del Caso PJM.....	18
2.2 IMPLEMENTACIÓN DE PRECIOS ZONALES EN CALIFORNIA .....	19
2.2.1 Como Definir Zonas en un Sistema Eléctrico.....	21
2.2.1.1 Método WEPEX vs. CCEM.....	22
2.2.2 La Conveniencia del Sistema Zonal.....	25
2.2.3 La Regla de Tarifación Zonal.....	27
2.2.4 Conclusiones del Sistema Californiano y su tarifación Zonal .....	28
III. APRECIACIÓN CRÍTICA A LOS SISTEMAS NODALES Y ZONALES .....	30

3.1	EL CASO ZONAL Y SUS DEBILIDADES. ....	30
3.1.1	Experiencias en Sistemas Nodales y Zonales .....	32
3.1.2	Ventajas de los Sistemas Nodales frente al Modelo Zonal .....	32
3.2	APRECIACIÓN CRÍTICA DE LOS SISTEMAS NODALES .....	35
3.2.1	El Sistema Nodal y sus Falencias.....	36
IV.	SISTEMAS DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN .....	47
4.1	FTR (FIXED TRANSMISSION RIGHTS) Y SU FUNCIÓN EN SIST. DE TRANSMISIÓN.....	49
4.1.1	Valorización de los FTR .....	52
4.2	FLOWGATE RIGHTS (FGR) Y SU MERCADO .....	54
4.2.1	Mercado Futuro y Despacho en Tiempo Real.....	58
4.2.2	Costo de Transmisión Usando Criterio de Flowgates.....	59
4.2.3	Algunas Ventajas del FGR sobre los FTR.....	61
V.	INTEGRACIÓN DE DESPACHO NODAL Y ZONAL CON DERECHOS DE TRANSMISIÓN .....	65
5.1	TARIFICACIÓN MARGINALISTA DE LA ENERGÍA .....	66
5.2	APLICACIÓN SOBRE SISTEMA DE 6 BARRAS .....	70
5.2.1	Derechos de Transmisión.....	77
5.2.2	Resultados de Simulación en el Despacho Nodal y Zonal.....	81
5.2.3	Conclusiones de los Resultados Obtenidos.....	94
5.3	APLICACIÓN EN SIC REDUCIDO .....	98
5.3.1	Derechos de Transmisión.....	102
5.3.2	Apreciación de Resultados del despacho Nodal y Zonal .....	104
5.3.3	Apreciación de Resultados Derechos de Transmisión .....	123
5.3.4	Conclusiones de los Resultados Obtenidos.....	136
VI.	CONCLUSIONES GENERALES.....	139
VII.	BIBLIOGRAFÍA .....	149

ANEXOS .....	152
ANEXO A: SISTEMA SIC REDUCIDO.....	153
ANEXO B: CAPACIDADES EN LAS LÍNEAS EN EL MODELO SIC REDUCIDO .....	156
ANEXO C: MATRIZ DE ABASTECIMIENTO (MA).....	157
ANEXO D: COSTOS POR CONGESTIÓN Y CRÉDITOS POR DERECHOS DE TRANSMISIÓN .....	158
ANEXO E: DIAGRAMA DE FLUJO DESPACHO NODAL Y ZONAL .....	162
ANEXO F: DEFINICIÓN DE ZONAS EN DESPACHO ZONAL.....	163

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Paralelo entre sistemas nodales y zonales.....	46
Tabla 4.1: Factores de Distribución. ....	56
Tabla 4.2: Características de los FTR y FGR .....	64
Tabla 5.1: Costos Marginales por barra en despachos Nodales y Zonales. ....	82
Tabla 5.2: Sensibilidad en costos marginales nodales y zonales. ....	86
Tabla 5.3: Créditos por FTR y cobros por congestión. ....	88
Tabla 5.4: Créditos por FGR y cobros por congestión. ....	88
Tabla 5.5: Niveles de generación y costos variables de despachos nodales y zonales. ...	92
Tabla 5.6: Costos Variables en Despachos Nodales y Zonales. ....	104
Tabla 5.7: Desviación Estándar de Costos Marginales en Barra en Despachos Nodales y Zonales. ....	106
Tabla 5.8: Definición de Flowgates en despacho zonal. ....	108
Tabla 5.9: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Muy Húmedo. ....	111
Tabla 5.10: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Muy Húmedo. ....	113
Tabla 5.11: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Húmedo. ....	114
Tabla 5.12: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Húmedo. ....	116
Tabla 5.13: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Seco. ....	117
Tabla 5.14: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Seco. ....	119
Tabla 5.15: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Muy Seco. ....	120
Tabla 5.16: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Muy Seco. ....	122
Tabla 5.17: Crédito por FTR (US\$/h) en despacho nodal. ....	126
Tabla 5.18: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Muy Húmedo. ....	127
Tabla 5.19: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Húmedo. ....	128
Tabla 5.20: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Seco. ....	128
Tabla 5.21: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Muy Seco. ....	129
Tabla 5.21: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Muy Seco. ....	129
Tabla 5.22: Caso Híbrido de Despacho Nodal con FGR. ....	134



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Red con características zonales. ....	28
Figura 2.2: Red con características no zonables. ....	29
Figura 4.1: Sistema implementado con FG. ....	56
Figura 4.2: Cobro de transmisión implementado con FG. ....	60
Figura 4.3: Implementación de FG con contraflujo. ....	61
Figura 5.1: Sistema térmico de 6 barras a simular. ....	73
Figura 5.2: Esquema de un mercado eléctrico tipo <i>Pool o Mandatory System</i> . ....	74
Figura 5.3: Reducción de circuitos paralelos a su equivalente en paralelo. ....	76
Figura 5.4: Construcción de costos zonales en la agrupación de nodos. ....	77
Figura 5.5: Costos Marginales en barras para sistema de 6 barras según Caso N°1. ....	82
Figura 5.6: Costos Marginales en barras para sistema de 6 barras según Caso N°2. ....	83
Figura 5.7: Costos Marginales en barras para sistema de 6 barras según Caso N°3. ....	83
Figura 5.8: Agrupación de barras para los respectivos despachos zonales en los diferentes casos simulados. ....	84
Figura 5.9: Desviación estándar en costos marginales en sistema de 6 barras. ....	85
Figura 5.10: Análisis de sensibilidad de costos marginales en el sistema de 6 barras. ....	87
Figura 5.11: Cargo por congestión con FTR. ....	89
Figura 5.12: Cargo por congestión con FGR. ....	89
Figura 5.13: Cobertura por FTR en sistema de 6 barras. ....	91
Figura 5.14: Cobertura por FGR en sistema de 6 barras. ....	92
Figura 5.15: Costos variables totales en despachos nodales y zonales. ....	93
Figura 5.16: Niveles de generación en los diferentes casos simulados. ....	93
Figura 5.17: Estructura de costos y curva de oferta en el SIC. ....	100
Figura 5.18: Interpolación para unidad marginal según estructura de costos en el SIC. ....	101
Figura 5.19: Costos variables Totales en SIC reducido. ....	105
Figura 5.20: Desviación Estándar de costos marginales en SIC reducido. ....	107
Figura 5.21: LMP despacho nodal hidrología muy húmeda en SIC reducido. ....	112

Figura 5.22: ZLMP despacho zonal hidrología muy húmeda en SIC reducido.....	113
Figura 5.23: LMP despacho nodal hidrología húmeda en SIC reducido.....	115
Figura 5.26: ZLMP despacho zonal hidrología seca en SIC reducido.....	120
Figura 5.27: LMP despacho nodal hidrología muy seca en SIC reducido.....	121
Figura 5.28: ZLMP despacho zonal hidrología muy seca en SIC reducido. ....	123
Figura 5.29: Cobertura de FTR con demanda media al 60%.....	130
Figura 5.30: Cobertura de FGR con demanda media al 60%. ....	130
Figura 5.31: Cobertura de FTR con demanda media al 80%.....	131
Figura 5.32: Cobertura de FGR con demanda media al 80%. ....	131
Figura 5.33: Cobertura de FTR con demanda media al 100%.....	132
Figura 5.34: Cobertura de FGR con demanda media al 100%. ....	132
Figura 5.35: Cobertura de FTR con demanda media al 120%.....	133
Figura 5.36: Cobertura de FGR con demanda media al 120%. ....	133

## ACRÓNIMOS

CAISO: California Independent System Operator  
CCEM: Coalition for a Competitive Electric Market  
CDEC: Centro de Despacho de Carga  
CMS: Congestion Management System  
CNE: Comisión Nacional de Energía  
COYM: Costo Operación y Mantenimiento  
CSF: Commercially Significant Flowgates  
FDC: Factor de Distribución Comercial  
FERC: Federal Electric Regulatory Commission  
FG: Flowgate  
FGR: Flowgate Rights  
FTR: Fixed Transmisión Rights  
ISO: Independent System Operator  
IT: Ingreso Tarifario  
LMP: Locational Marginal Pricing/Prices  
MA: Matriz de Abastecimiento  
OR: Operador Regional  
PECO: Philadelphi Electric Company  
PJM: Sistema Interconectado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland  
PTDF: Power Transmission Distribution Factors  
RMR: Reliability Must Run Units  
RTO: Regional Transmission Operator  
SFT: Simultaneous Feasible Test  
SIC: Sistema Interconectado Central, Chile  
VNR: Valor Nuevo de Reemplazo  
WEPEX: Western Power Exchange, California  
ZLMP: Zonal Locational Marginal Prices

## RESUMEN

El principal objetivo de este trabajo es el definir un sistema de manejo de congestión aplicado bajo despachos nodales y zonales con la implementación de derechos de transmisión tipo *Fixed Transmission Rights* (FTR) y *Flowgate Rights* (FGR) respectivamente. La principal contribución de este trabajo es la definición de una valoración no tradicional de los FGR bajo un mercado eléctrico centralizado, lo cual crea un acercamiento entre los dos tipos de derechos de transmisión bajo una misma estructura de mercado. Para poder llevar a cabo lo anterior se desarrolló un modelo computacional, introduciendo teoría marginalista que incorpora efectos de congestión en el modelo de precios del sistema simulado. Dicho modelo fue implementado en una representación multinodal del Sistema Interconectado Central Chileno (SIC). A pesar que los FGR definidos en este trabajo presentaron ciertas ventajas por sobre los FTR respecto al uso que se le daba a la red en los respectivos despachos, su aplicación presentó ciertos inconvenientes que hicieron poco atractiva su implementación. Es por ello que un despacho nodal, complementado con FTR, puede ser una buena alternativa para el manejo de congestión para complementar el actual sistema de tarificación de transmisión en Chile.

## **ABSTRACT**

The main objective of this work is to define a congestion management system (CMS) applied under nodal and zonal dispatches with implementation of fixed transmission rights (FTR) and flowgate rights (FGR) respectively. This work contributes with a non traditional valuation of FGR under a centralized market and creates an approach between both transmission rights under the same market structure. A computational model was developed for that purpose, implementing marginal theory where congestion components are introduced in the pricing model. Such model was applied to a multinodal representation of the Chilean Central Interconnected System (SIC) grid. Although the FGR proposed here presented certain advantages over the FTR regarding signals towards the use of the grid, its application resulted in certain complications that made unattractive its implementation. Therefore is way a nodal dispatch with FTR can be a good alternative for a management congestion system to complement the actual Chilean transmission pricing model.

## I. INTRODUCCIÓN

Durante las últimas dos décadas la tendencia dentro de los mercados eléctricos ha sido de romper con la integración vertical de su estructura y desregular la operación bajo la cual los distintos agente del mercado actúan. De esta manera se busca obtener mejores señales de precios que apunten hacia una expansión del sistema que sea consecuente con las reales necesidades en el corto y largo plazo. La tarificación eficiente de la energía suministrada a los usuarios del sistema eléctrico es vital para el envío de las señales adecuadas, para que así la expansión de las líneas de transmisión y la construcción de nuevas centrales de generación sea lo más eficiente posible dentro de un mercado competitivo. Para el caso particular de la red eléctrica, si las tarifas relacionadas con el servicio no reflejan adecuadamente los costos de transmisión relacionados con las restricciones y externalidades inherentes presentes en la red eléctrica, los participantes podrían obtener percepciones erradas de cómo realizar las inversiones necesarias para asegurar una operación económicamente óptima y técnicamente segura dados los requerimientos que los niveles de demanda impongan al sistema. Por lo tanto dichas señales económicas complementadas por el marco regulatorio existente deberían dar las garantías para que el sistema de transmisión se desarrolle a un mínimo costo, se logren niveles de calidad de servicio y confiabilidad adecuados, se adapten requerimientos de generadores y consumidores y finalmente se remunere adecuadamente a los propietarios para que los anteriores objetivos se cumplan.<sup>1</sup>

Un aspecto importante dentro del sector de transmisión para asegurar la competencia, es el asegurar el libre acceso no discriminatorio de los distintos agentes usuarios del sistema de transmisión. Pero por otro lado existe la necesidad de remunerar las grandes inversiones del sector dadas sus características de economías de escala,

---

<sup>1</sup> Profesor Hugh Rudnick V.D.W. (2000) *Apuntes curso IEE3372 Mercados Eléctricos*, Pontificia Universidad Católica de Chile.

indivisibilidad<sup>2</sup> y requerimientos de seguridad.<sup>3</sup> Dado que una tarificación puramente marginalista no alcanzaría a cubrir los costos asociados a las instalaciones de un adecuado sistema de transmisión, generalmente se estipula se pague un sistema económicamente adaptado impuesto por el regulador del sistema o por negociaciones entre las partes, lo cual es posible de complementar con una tarificación marginalista.<sup>4</sup> La implementación de un sistema marginalista usualmente significa el hacer una representación multinodal de algún tipo sobre el sistema de transmisión,<sup>5</sup> en donde precios según costos u ofertas de precios por parte de los agentes, determinan los costos marginales por barra. Dichos costos marginales por barra o nodos, representan el costo instantáneo de suministrar una unidad más de energía en la barra en cuestión, dado los niveles de operación del sistema y del tipo de unidades generadoras presentes en la barra o nodo. En algunos sistemas eléctricos es posible agrupar dichas barras en zonas y así obtener un sólo precio para las barras en cuestión, logrando reducir el número de precios nodales, ya que en sistemas de gran tamaño pueden alcanzar a algunos miles. De esa manera se pretende lograr algún nivel de simplificación con respecto al manejo del mercado basado en dicho costos marginales. El agrupamiento de barras en zonas puede obedecer a diferentes criterios, pero lo importante es tratar de minimizar los subsidios de agentes dentro de una misma zona producto de la diferencia de precios nodales reales con respecto al precio zonal impuesto por el despacho de unidades. Dichas variaciones de precios son causados por la presencia de pérdidas en las líneas de transmisión y además cuando se presentan importantes niveles de congestión en el sistema. Por ello uno de los temas que ha estado en continuo debate ha sido el del tratamiento de la

---

<sup>2</sup> Dado que los niveles de voltajes en las líneas de alta tensión son estandarizados, sólo se pueden proveer según bloques de potencia y no en forma continua.

<sup>3</sup> Por ejemplo el criterio N-1 en transmisión, que implica redundancia en líneas, es decir que los niveles de seguridad deberían de seguir aceptables aun después de desconectar cualquier línea del sistema eléctrico.

<sup>4</sup> En Chile actualmente se usa un sistema de peajes que incorporan la valorización de los activos presentes de las instalaciones de transmisión (VNR, valor nuevo de reemplazo) más el costo de operación y mantenimiento (COYM) de las respectivas instalaciones y menos un ingreso tarifario (IT) marginalista, lo cual se prorroga según máxima potencia transmitida.

<sup>5</sup> En Chile se utilizan factores de penalización sobre el precio de nudo calculado semestralmente para modelar dichos efectos.

congestión sobre las líneas de alta tensión. Dicho fenómeno impacta directamente sobre los precios *spot* o instantáneos de la energía en barra del sistema, pudiendo producir importantes diferencias de precios a lo largo de éste, dejando a los usuarios del sistema de transmisión expuesto a la volatilidad de dichos precios. Lo anterior jugaría en contra de los contratos de energía de largo plazo, los cuales son responsables del abastecimiento seguro de la demanda del sistema. Dichos contratos por si solos perderían su mayor atributo, el cual es el de asegurar precios estables de abastecimiento de energía, ya que de todas formas los cobros por congestión derivados del despacho real del sistema aplicados a dichas transacciones, introducirían un importante nivel de incertidumbre. Por ello, se han propuesto algunos modelos de manejo de congestión (*Congestion Management Systems*, CMS) que tratan de entregar herramientas para que los usuarios del sistema puedan cubrirse frente a la volatilidad de precios causados por los fenómenos de saturación de las líneas. Dichos modelos proponen la implementación de Derechos de Transmisión, que serían una especie de seguros financieros para los agentes que los adquieran, los cuales cubrirían a sus dueños frente a la diferencia de precios nodales de energía producto de los costos por congestión. En la literatura que trata el tema, se identifican dos claras tendencias en ambos extremos del espectro de posibilidades propuestas: sistemas nodales con implementación de *Fixed Transmission Rights* (FTR) bajo una estructura centralizada en donde el operador del sistema (ISO/RTO) maneja la operación física y el mercado spot, y sistemas zonales implementados con *Flowgate Rights* (FGR), en donde predomina la tendencia de descentralizar la operación y el mercado, lo cual implica que los agentes participan activamente de la valorización de la energía y de los niveles de congestión en el sistema. A pesar de que en ambas posturas se pueden hallar importantes precursores de dichos sistemas<sup>6</sup>, en la actualidad sólo el modelo nodal con implementación de *Locational*

---

<sup>6</sup> Algunos trabajos representativos con respecto al caso nodal con FTR son: William W. Hogan (1999) *Getting the Prices Right in PJM, Analysis and Summary: April 1998 through March 1999*. Steven Stoft (1997) *Zones: Simple or Complex?*, *The Electricity Journal*, January/February 1997: p.p. 24-31. Larry E. Ruff (2000) *Flowgates vs. FTRs, and Options vs. Obligations*, unpublished mimeo, Agosto 26, 2000.



*Marginal Pricing* (LMP) complementado con derechos de transmisión financieros tipo *Fixed Transmission Rights* (FTR) está siendo implementado con éxito en sistemas como los de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), New York, New England y Nueva Zelanda<sup>7</sup>. Los sistemas zonales con derechos de transmisión tipo FGR, aun no han sido implementados en sistemas reales de gran tamaño, a pesar de que han sido estudiados y discutidos por ya algunos años. Sin embargo, y como se mencionará más adelante en este trabajo, algunos operadores regionales de transmisión (RTO) en EE.UU. están estudiando la posibilidad de implementar modelos híbridos de tarificación de energía,<sup>8</sup> en los cuales se trata de combinar las indiscutidas ventajas de un despacho económico basado en LMP (nodal), complementado con un mercado *forward* o futuro de derechos de transmisión basados en FGR, los cuales presentarían algunas ventajas frente a los FTR con respecto a las señales económicas-espaciales de la utilización de la red eléctrica que dichos derechos entregan.

Considerando que un mercado eléctrico por si sólo es incompleto<sup>9</sup> y dado que la modelación zonal con implementación de FGR generalmente se asocia a mercados eléctricos descentralizados, en donde los agentes son los que imponen los niveles de precios de energía en barra y los redespachos de unidades generadoras son producto de incentivos económicos por la creación de contraflujos que alivien la red eléctrica de

---

Con respecto a al postura zonal, algunos trabajos destacados son: Shmuel S. Oren, Pablo T. Spiller, Pravin Varaiya and Felix Wu (1995) *Nodal Prices and Transmission Rights: a Critical Appraisal*, The Electricity Journal. Hung-po Chao, Stephen Peck, Shmuel Oren and Robert Wilson (2000) *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management*, The Electricity Journal, 2000. Yong T. Yoon, Jose R. Arce, Ken K. Collison and Marija D. Ilic (2000) *Implementation of Cluster-based Congestion Management Systems*, Energy Laboratory Publication # MIT EL 00-001 WP, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology.

<sup>7</sup> Para el caso de Nueva Zelanda se está estudiando la aplicación de FTR.

<sup>8</sup> Ver: John D. Chandley (2001) *Developing Forward Markets Based on Flowgate Rights Analysis of the Alliance Companies' Hybrid Market Proposal*, LECG market design team in Cambridge, Massachusetts. Además ver : Midwest ISO Hybrid Model Working Group (2000) *Midwest ISO Hybrid Proposal for Linking Forward Flowgate Transmission Markets to Real-Time Locational Marginal Pricing Dispatch*, September 6, 2000.

<sup>9</sup> En el contexto del argumento presentado, un “mercado incompleto” se refiere a uno en que los agentes participantes de éste no son capaces de manejar las externalidades propias de un sistema eléctrico. Un ejemplo de ello es la necesidad de contar con un organismo central (ISO) que maneje los desbalances de inyección y retiros de energía en el corto plazo.

congestión, se hace complejo el pensar que se podría llevar a cabo una exitosa desregulación directamente pasando de un sistema centralizado (*mandatory*) tipo pool en donde el mercado spot y su operación son manejados centralizadamente por el operador del sistema. Más aun generalmente se propone que sean los mismos agentes los que valoricen los derechos de transmisión por el uso de los *flowgates* (FG). Lo anterior hace menos probable que una aplicación directa de FGR con un mercado descentralizado arroje resultados positivos. Además se debe tomar en cuenta la inmadurez de un mercado sin experiencia previa en torno al tema de tratamiento de congestión y más aun se debe tener presente que al momento no han habido importantes experiencias de implementación de mercados basados en FGR. Entonces, ¿cómo se puede pensar que un sistema zonal descentralizado basado en FGR pueda ser viable? No se quiere decir que un modelo como el anterior no sea implementable, sólo que se necesitaría una transición más gradual que de tiempo a los agentes del mercado para aprender el comportamiento de los fenómenos de congestión en el sistema y así poder tener experiencia para poder implementar un posible sistema descentralizado en donde los agentes usuarios del sistema de transmisión sean los que valoricen los respectivos derechos de transmisión basados en FGR y en donde posiblemente ya no sea necesario imponer los precios de energía en barra por medios centralizados.

Este trabajo comprende tres objetivos. El primero y más fundamental de todos, es el desarrollar un modelo computacional que mediante un tratamiento multinodal del Sistema Interconectado Central (SIC), es decir representando las limitaciones físicas de capacidad de flujos por las líneas de transmisión, realice sendos despachos económicos nodales y zonales, estos últimos basados en similitud de precios por barras. De esta manera se busca identificar las ventajas y desventajas relativas de ambos modelos frente a las señales de precios que entregan. Segundo, incorporar componentes de calidad de abastecimiento de las redes en los costos marginales *spot*, o instantáneos por barras, que se desprenden de los despachos económicos mencionados anteriormente. Así se espera obtener una tendencia del comportamiento de los niveles de congestión en el sistema para diferentes escenarios de operación bajo ambos modelos de

despacho. Como tercer objetivo se busca implementar ambos derechos de transmisión antes mencionados, FTR y FGR, bajo los despachos nodales y zonales respectivamente. Sin embargo, a diferencia de lo establecido comúnmente en la literatura concerniente al tema, en este trabajo se hace un acercamiento entre ambos tipos de derechos de transmisión, definiendo en el caso zonal con FGR, cobros por congestión y créditos por FGR consistentes con un despacho centralizado, en donde la valoración de los cuellos de botella o *flowgates* (FG) está dada por la diferencia de costos marginales zonales derivados del despacho zonal, y no por la simple valoración que los agentes le den a los respectivos FG en un mercado descentralizado. Además se introducen señales espaciales de la utilización de la red, tanto en los costos por congestión como en la valorización de créditos por FGR, mediante los respectivos factores de distribución de la red de transmisión. De esta manera se pretende obtener resultados y tendencias que permitan comparar las ventajas y desventajas relativas entre ambos sistemas de derechos de transmisión, aplicados a un sistema eléctrico tan particular como el SIC con su respectiva estructura de costos. Implementar el sistema de FGR bajo un mercado centralizado, implica la compatibilidad de ambos sistemas de derechos de transmisión, ya que en los dos casos dependerían de la diferencia de precios marginales para su valoración (ya sean nodales o zonales), lo que da una mayor flexibilidad para una posible implementación simultánea de ambos instrumentos en un determinado mercado eléctrico. De esta manera se abren nuevas posibilidades para enfrentar los fenómenos de congestión en las líneas y sus consiguientes desviaciones en los precios de energía.

En Chile la tarificación de la transmisión está sujeta al D.F.L. N°1 de 1982 el cual a su vez es complementado por el Reglamento Eléctrico (Decreto Supremo N°327) de 1998. En éste se reconoce la limitación de una tarificación puramente marginalista para la remuneración de la totalidad de las instalaciones y costos propios de la actividad de transmisión, por lo que se formula la tarificación por medio de un sistema de *peajes*, en donde se incorporan el valor de la totalidad de los activos de la empresa de transmisión (AVNR), además de los costos de operación y mantenimiento (COYM). Se descuenta de los peajes de transmisión una componente por ingresos tarifarios (IT) que

trata, por medio de la diferencia de precios de nudo calculados semestralmente, emular costos marginales calculados a largo plazo.<sup>10</sup> Lo anterior es prorrateado de acuerdo a la potencia firme de los generadores que hacen uso de las instalaciones afectadas por el peaje en cuestión. Dichas instalaciones son definidas dentro de lo que el Reglamento define como *áreas de influencia*, las cuales comprenden las líneas de transmisión, subestaciones e instalaciones necesarias para llevar a cabo el abastecimiento energético por medio del sistema de transmisión. De esta manera, a pesar de que hay una aplicación directa de costos marginales por barra en el sistema por parte del CDEC de cada sistema y que se hace una interpretación de la topología de la red por medio de los precios de nudo y de las áreas de influencia implementadas, no queda explícito como se llega a resolver los problemas de congestión presentes en las líneas de transmisión. Por otro lado los derechos de transmisión mencionados anteriormente son herramientas que hacen un manejo explícito de los costos asociados a los problemas de saturación en líneas, por lo que su implementación como complemento de una tarificación que asegure los adecuados retornos a los dueños de las líneas, es una alternativa real para enfrentar el desafío de renovar el marco regulatorio vigente.

A continuación se hace una breve descripción de la estructura de este trabajo. Primero se introduce el tema de la modelación nodal y zonal de los precios de energía en el sistema, describiendo las experiencias obtenidas en los sistemas de PJM y California respectivamente. Luego se entregan sendas apreciaciones críticas acerca de los modelos antes mencionados. Posteriormente se presentan los principales conceptos y definiciones respecto a los derechos de transmisión tipo FTR y FGR asociados generalmente a modelos nodales y zonales respectivamente. La siguiente sección hace referencia específicamente al modelo desarrollado para lograr una aplicación nodal y zonal con sus respectivos derechos de transmisión sobre el Sistema Interconectado Central (SIC). En ésta, se definen específicamente los conceptos referentes a la teoría marginalista implementados en el modelo desarrollado, además de las definiciones de costos por

---

<sup>10</sup> Peaje = (AVNR+COYM-IT)\*(pro rata)

congestión y créditos por derechos de transmisión implementados para ambos casos, nodal y zonal. Primero dichas definiciones son aplicadas a un sistema menor de seis barras, obtenido directamente del texto *Power Generation, Operation, and Control*, Allen J. Wood, Bruce Wollenberg (1984), para luego ser aplicados a un sistema reducido del SIC. Finalmente se presentan las principales conclusiones obtenidas de la aplicación del modelo desarrollado.

## II. PRECIOS NODALES Y ZONALES

El despacho nodal se basa en los resultados obtenidos de la teoría marginalista para tarificación *spot* de la energía<sup>11</sup>, en donde los niveles de precios en barra para una hora en particular son comúnmente llamados *Locational Marginal Prices* (LMP), y ellos dependen directamente de los costos de generación de unidades, disponibilidad de generadores, pérdidas de transmisión y niveles de congestión en líneas, entre otros.<sup>12</sup> Los beneficios de implementar un sistema de precios basados en LMP son reconocidos por todos los entendidos en el tema, ya que maximizan los beneficios en el corto plazo para la operación global del sistema. La implementación de LMP por definición, reconoce las limitaciones de la red de transmisión y por lo tanto entrega las señales adecuadas para que ésta se expanda en forma consistente con el crecimiento del parque de generación y la demanda presente. Sin embargo debido que en un sistema eléctrico real pueden llegar a tener miles de barras (y por lo tanto miles de LMP), ha sido propuesto en algunos sistemas eléctricos, el reducir este número de barras por medio de definición de zonas, las cuales tratarían de agrupar nodos con similitud en el comportamiento de sus precios para que de esa manera se le pueda otorgar un precio único a la zona que sería aplicable a todas las barras contenidas en ella. Estas simplificaciones irían a favor de una operación más simple y transparente en cuanto a las señales de precios que los usuarios de transmisión estarían recibiendo. Además los

---

<sup>11</sup> Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors, Roger E. Bohn (1988) *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts.

<sup>12</sup> Más adelante, se definen claramente los principales factores que inciden en los precios spot en barra de un despacho nodal.

límites de las zonas entregarían claras señales de los fenómenos más importantes de congestión en la red de transmisión. Por esta razón es que los límites de las zonas deberían de ser claramente definidas bajo criterios que sean consistentes con el comportamiento de precios en barras para así no perjudicar los mercados de corto y largo plazo. Además éstas deberían de ser estables en el tiempo, ya que sería inadmisibles tener que estar definiendo nuevas zonas cada cierto tiempo ya que eso atentaría en contra de contratos a más largo plazo y por lo tanto pondría en riesgo el abastecimiento energético.

A continuación se presentarán dos experiencias en la implementación de sistemas tarifarios en un intento por desregular el mercado eléctrico. El primero corresponde a la experiencia obtenida en el sistema interconectado de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), en donde se comenzó implementando un sistema zonal, el cual no dio los resultados esperados, debido a que se produjeron importantes inconsistencias entre la operación del sistema físico y las señales que el mercado entregaba a los agentes participantes. Finalmente se optó por un sistema nodal de tarificación, el cual era inicialmente desacreditado debido a ser considerado demasiado complejo en su aplicación en un sistema real que involucraría miles de nodos. El segundo caso que se describirá, será el de la implementación de tarificación zonal en el sistema de California, en donde se discutirá la forma adecuada de determinación de los límites de las zonas aplicadas para homogeneizar los precios y lograr una mayor simplificación en la operación del sistema. Sin embargo, y como ya es sabido, este sistema resultó ser un completo fracaso, llevándolo al colapso en el año 2000. Sin embargo es importante dejar en claro que la aplicación del sistema zonal no fue el único elemento decisor en el fracaso del plan desregulador implementado en California.

En la discusión de la implementación de los dos sistemas antes mencionados, el efecto de las congestiones en la red de transmisión toma un carácter protagónico, ya que a pesar que los costos por congestión puedan ser comparablemente menores que los asociados a los de suministro de energía, éstos entregan las señales que determinarán el

comportamiento de los agentes del mercado y por lo tanto la funcionalidad del mercado como un ente “autorregulable”.

## **2.1 Implementación de Precios Nodales en el Sistema PJM**

Desde Abril de 1998 que el sistema interconectado de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), introdujo el sistema de Mercado Spot de Precios Locales o Nodales (*locational marginal pricing* o LMP). Este mercado spot es coordinado por el correspondiente ISO (*Independent System Operator*), el cual recibe contratos bilaterales y ofertas voluntarias de los participantes del mercado, para poder dar un despacho óptimo y seguro desde el punto de vista de las restricciones impuestas por el sistema. Además con esta información el ISO es capaz de obtener los costos marginales locales o nodales de cada barra.

En los casos en que se presentan limitaciones en la capacidad de transmisión de las líneas, los precios spot pueden variar de manera importante entre las distintas barras. De hecho, en sistemas enmallados puede bastar que se presente una simple restricción térmica en una línea, para que los precios en todos los nodos varíen. Esto ocurre debido a que el flujo de potencia se distribuye por las líneas que encuentra a su paso (fenómeno denominado “*flow loop*” o flujos paralelos).

Las ventas producidas en el mercado spot del sistema PJM dependen directamente de los precios (es decir los LMP) observados en las distintas barras, en cada instante (en el PJM, para cada hora). En el caso de las transacciones bilaterales entre los agentes del mercado, el uso que los agentes hacen del sistema de transmisión corresponde a la diferencia entre los precios locales de los puntos de inyección y retiro de energía. El sistema anterior es complementado con la aplicación de FTR (*Financial or Fixed Transmission Rights*) que proporciona la consistencia tarifaria entre las distintas barras.

### **2.1.1 Importancia del Sistema de Precios en Sistemas como el PJM**

El actual sistema de precios locales o nodales fue adoptado en el PJM, después de haber experimentado con sistemas tarifarios basados en zonas, el cual resultó ser inconsistente con las necesidades de un mercado competitivo y flexible para los agentes usuarios del sistema de transmisión. Lo fundamental de un sistema tarifario, que pretenda funcionar exclusivamente de acuerdo a lo que dicte el mercado, es que el desempeño de las reglas del juego debe ser cuestionado no en los momentos de operación normal, sino que en los momentos en que se producen restricciones en los sistemas de transmisión de energía.

El anterior sistema de precios por zonas daba la posibilidad a los agentes del mercado de escoger entre transacciones bilaterales y compra de energía por medio del mercado spot, pero no reflejaba los precios adecuados que involucraba cada alternativa. De esta manera los agentes del mercado tenían la falsa percepción de que se podían ahorrar dinero con el simple hecho de crear transacciones bilaterales en vez de comprar en el mercado spot. De esta manera los contratos bilaterales aumentaron al punto de sobrepasar los límites de transporte de potencia por algunas áreas críticas del sistema. Esto obligó al ISO a intervenir con medidas administrativas, para resguardar la integridad del sistema, el cual se vio seriamente afectado por estas prácticas poco sensatas.

Lo último prueba que en un sistema manejado por la mano invisible del mercado, las señales que reciben los agentes involucrados, son clave para que éste pueda funcionar de manera eficiente en cuanto a operación y planes de inversión. De esta manera los incentivos producidos por la implementación de zonas, provocaron un alza en los costos de congestión en el sistema, debido a que éste entregaba señales poco claras de los reales costos de oportunidad del uso de la transmisión. Por el contrario, en el caso del sistema de tarificación nodal, se evitaban estas falsas percepciones, ya que por construcción los precios nodales equivalen a los costos marginales del sistema, y por lo tanto cada generador estaría maximizando sus ingresos al corto plazo. De esta manera



el mercado logró funcionar eficientemente frente a la presencia de limitaciones en el sistema de transmisión, y las transacciones bilaterales y las del mercado spot resultaron ser compatibles.

### **2.1.2 Congestión y Precios Nodales en el PJM**

La volatilidad horaria de los precios no restringidos de un sistema puede ser alta, incluso cuando no hay restricciones de transmisión.<sup>13</sup> Esto se puede verificar fácilmente si se toma cualquier día de operación del sistema PJM y se comprueba que los extremos pueden ser de un mínimo de 13US\$/MWh a un máximo de 54 US\$/MWh<sup>14</sup> y en los días de verano que representan mayor demanda, las diferencias pueden ser aún mayores.

Cuando el sistema de tarificación nodal se aplica en circunstancias en que no hay restricciones de transmisión, los precios nodales, si no se consideran las pérdidas de transmisión, son idénticos en todo el sistema, con lo que los costos de congestión (la diferencia de precios locales o nodales) serían nulos. Bajo circunstancias en las cuales restricciones de transmisión se presentaran, los precios nodales se separarían, con lo que los costos de oportunidad de transmisión aumentarían de manera importante. Existen casos en que dichos precios podrían ser negativos, lo que indicaría la conveniencia de pagarle a un generador para que retirara potencia del nodo en cuestión y de esta manera aliviar la carga de la línea congestionada. Por otro lado también se dan casos en que los precios nodales aumentan para despachar unidades fuera de mérito, capaces de crear los contraflujos necesarios para aliviar niveles de congestión importantes en tramos específicos del sistema de transmisión.

Se ha demostrado empíricamente (en la operación del sistema PJM) que la saturación de los sistemas de transmisión no se produce necesariamente en los períodos de mayor demanda, de hecho en dichos períodos es cuando el mayor número de

---

<sup>13</sup> Para ver los precios horarios de un día cualquiera del sistema, referirse al artículo de William W. Hogan (1999) *Getting The Prices Right in PJM, Analysis and Summary: April 1998 through March 1999*.

<sup>14</sup> Datos de operación del sistema PJM en el 4 de Abril de 1998

centrales está operando y cuando hay mayor carga distribuida en el sistema, por lo tanto es más fácil aliviar las restricciones de transmisión. Por lo tanto es importante destacar que los problemas de congestión en las líneas del sistema son producidos por desbalances de cargas e inyecciones de energía. Además es interesante el efecto de alivio de las líneas de transmisión del sistema PJM en la temporada de verano (momento de mayor demanda), en donde se exporta energía al oeste, provocando el alivio de las restricciones de transmisión de las líneas.

Hay quienes piensan que el hecho de calcular el precio para cada nodo es impracticable, sin embargo el ISO del sistema tiene toda la información y las herramientas para llevar esta tarea a cabo. De hecho los precios en los distintos nodos pueden ser monitoreados vía Internet, para que los consumidores del sistema adecuen, según sea su conveniencia, el consumo deseado. Esto último es lo que finalmente se busca, es decir que sean los propios agentes quienes regulen el uso del sistema por medio de las señales de precios percibidas.

Una particularidad importante de la implementación de precios nodales, es que éstos son completamente compatibles con el sistema de Centro-Radio (*HUB-SPOKE framework*), en donde el costo de enviar energía desde el Centro (que puede ser definido por los propios usuarios de la red de transmisión) por algún Radio o línea conectada a dicho Centro, corresponde a la diferencia de los costos nodales desde el punto de inyección al de retiro dentro del sistema *hub-spoke*.

Además se debe mencionar que a pesar de las críticas que en un comienzo recibió la implementación de este sistema, éste ha presentado altos índices de liquidez y ha dado las señales correctas para guiar el comportamiento de los agentes del mercado, tanto en el sentido del consumo como el de la inversión de nuevas centrales y sistemas de transmisión, teniendo siempre en cuenta los efectos sobre los precios que producen las restricciones de transmisión.

### **2.1.3 El Intento de Tarificación Zonal en el PJM y su Falsa Simplicidad**

El hecho de que el ISO del PJM tenga que estar constantemente calculando aproximadamente 2000 precios nodales para el sistema, hace pensar que de alguna forma el sistema se podría operar de manera más “simple” por medio de aproximaciones de los precios nodales en zonas. En general es posible que muchos de los precios nodales de la red sólo sean múltiplos de otros y que en la mayoría de los casos (al no presentarse restricciones de transmisión) presenten el mismo valor. El argumento que generalmente se usa para justificar el uso de zonas en la tarificación, es que en algunos puntos de la red la diferencia de precios sería menor, con lo que dichos puntos podrían agruparse en relativamente pocas zonas. Sin embargo el poder determinar estas zonas y los criterios para ello, están lejos de ser simples, como se pudo comprobar en el caso del sistema del PJM.

Para poder estimar un límite inferior del número de zonas posibles, es que se deben observar el comportamiento de los precios en cada nodo en las horas que se produzca congestión en las líneas. Si los precios en los nodos son iguales, y su media y su desviación estándar son iguales, entonces esta sería una condición necesaria pero no suficiente para que los dos precios en cuestión sean equivalentes. Sin embargo a medida que nuevos criterios más precisos son aplicados para la determinación de zonas, y a medida que nuevas restricciones afecten al sistema, es que el número de zonas aumentará. Recordemos que hasta una simple restricción térmica puede hacer variar todos los precios en los nodos de un sistema, variaciones que pueden llegar a ser considerables, lo que implicaría definir nuevas zonas que capturen el efecto de estos cambios de precios. Lo anterior es contrario a la falsa analogía que se hace con sistemas radiales y que no presentan interacciones con otros sistemas, en donde una restricción en una línea sólo produce cambios de precios en los respectivos extremos de dicha línea, y por lo tanto no se producen los fenómenos de *loops* o flujos paralelos de potencia transmitida.

Se podría pensar que en vez de considerar que los precios sean exactamente iguales a través de los distintos nodos, se consideren dentro de una zona aquellos nodos en que la variación de precios sea pequeña. Una variación “pequeña” puede ser definida como aquella que no induce cambio en el comportamiento de los agentes del mercado, lo que puede considerarse como el primer gran error de este método, ya que en un mercado en que los márgenes son pequeños, como lo es en el mercado eléctrico, los agentes pueden llegar a modificar sus patrones de conducta por la más mínima diferencia de precios que pudieran identificar.

Datos estadísticos obtenidos de la operación del sistema PJM en 1998, demostraron que a pesar de imponer un mínimo de 1 US\$/MWh en la variación interna de los precios de los nodos dentro de una zona, de todas formas el número de zonas necesarias para poder representar el cambio de los precios de nodos, variaba de mes en mes y además dichas zonas no eran las mismas, lo que hacía que el método fuera poco práctico de implementar. De lo anterior se deduce que para poder implementar adecuadamente el método de zonas sería necesario el definir muchas zonas (por sobre las 130 en el sistema PJM), lo cual hace que el objetivo principal de este método, la simplificación del cálculo de precios, se pierda.

El hecho de agrupar en zonas que no presentan homogeneidad de precios hace que se presente el incentivo perverso de destruir la flexibilidad del mercado (escoger entre mercado spot y contratos bilaterales) lo que a su vez hace necesaria la intervención del ISO por medio de medidas administrativas para poder dar seguridad en la operación del sistema.

Una operación que pueda conciliar una operación segura del sistema en conjunto con los aspectos económicos involucrados, restringiría las intervenciones del ISO para administrar los recursos escasos de transmisión, para así dar mayor libertad a los participantes del mercado en la toma de decisiones. De esta manera las operaciones en el mercado spot y los contratos bilaterales podrían coexistir sin problemas.

Básicamente lo importante de este caso es que, si se quiere que el mercado administre adecuadamente la operación del sistema, las señales (precios) que se entregan a los agentes tienen que ser las correctas.

#### **2.1.4 Alternativa al modelo en el PJM**

En Marzo de 1997, la FERC aprobó un sistema interino de tarificación y acceso a las redes de transmisión, el que operaría en coordinación con un mercado spot de tiempo real manejado por el ISO del sistema. Dado que en un comienzo la FERC encontró oposición en implementar un sistema basado totalmente en tarifas nodales y mecanismos de pago por congestión, es que se adoptó el sistema propuesto por la Philadelphia Electric Company (PECO), el cual no consideraba como importante el efecto de la congestión de líneas y rechazaba el sistema de precios nodales por considerarlo demasiado complejo. El Modelo PECO consideraba a todo el sistema del PJM como una *única zona*. En términos simples, el modelo PECO consideraba los precios de todas las transacciones por medio del mercado spot, basado en un despacho hipotético no restringido. En el momento en que produjera una restricción en el sistema, el modelo haría correr la central más cara del sistema, y el costo de la restricción la distribuiría por todos los participantes del sistema. El modelo además incluía dos importantes características:

1. En los casos en que hubieran restricciones de transmisión, a los generadores que se les prohibiera generar no se les pagaría nada, incluso cuando sus ofertas estuvieran por debajo del precio no restringido del despacho hipotético, lo que introducía discriminación e incentivos perversos para el desarrollo del sistema.
2. Los participantes del mercado tenían la posibilidad de participar en transacciones bilaterales con cargos diferenciados por concepto de congestión de las líneas, con respecto a los participantes que participaban del mercado spot.

El sistema anterior presenta todas las características de un modelo zonal, pero sin embargo los dos puntos mencionados al final, serían responsables del mal funcionamiento del sistema, introduciendo incentivos perversos para la operación de éste.

El ignorar la diferencia entre precios y costos marginales en el sistema puede ser seguro en mercados poco flexibles y regulados, en donde la posibilidad de escoger diferentes alternativas no existe. Pero en mercados que se suponen flexibles y no regulados, en donde el mercado es el que controla las decisiones, el costo de ignorar la diferencia en los costos marginales puede ser alto. Las fallencias del sistema no se hicieron esperar al momento de la llegada del verano (Junio 1997), periodo en el cual la demanda eléctrica sube notablemente y los problemas de congestión suelen ser frecuentes. Datos obtenidos en un despacho tipo que presentaba problemas de restricciones de transmisión, arrojó precios de 89 US\$/MWh en el este del sistema y de 12 US\$/MWh en la parte oeste., mientras que el precio calculado por el modelo (sin restricción) era de 29 US\$/MWh. De esta manera, los agentes del mercado se percataron rápidamente de la falencia del sistema y comenzó una estampida de transacciones bilaterales con generadores no restringidos (en el caso particular del ejemplo serían del oeste) donde el precio es menor y como el precio de la congestión se reparte uniformemente entre todos, la diferencia de precios no sería afectada. Esto produjo que las líneas de las áreas más baratas se congestionaran por la gran cantidad de contratos involucrados en el sector y por lo tanto el ISO se vio en la obligación de restringir la operación de aquellos generadores que no tuvieran obligaciones en ese momento. De esta manera cada vez se transó menos en el mercado spot y el ISO tuvo menos acceso a generadores que controlar para lograr sanear el sistema. Esto llevo al ISO a intervenir con medidas administrativas para impedir transacciones bilaterales o declarar un mínimo de generación para períodos de congestión en las líneas de transmisión.

### 2.1.5 Conclusiones del Caso PJM

El proceso de desregulación en el PJM pasó por diferentes etapas, en donde se presentaron bastantes inconvenientes al momento de implementar los diferentes modelos propuestos. Los puntos más trascendentes que destacan de la experiencia en el PJM son:

- Lo importante no son los costos totales de la congestión, que en promedio pueden ser bajos, pero si lo son los incentivos que estos producen.
- El desempeño de las reglas implementadas, se debe de analizar en contextos en que el sistema esté restringido.
- Dados los pequeños márgenes del negocio, hasta las más pequeñas diferencias en los precios son incentivos para que los agentes modifiquen su conducta, y es por medio de estos incentivos es que se esta tratando de implementar mercados eléctricos no regulados.
- La estructura de precios nodales no presentaría los anteriores incentivos perversos, ya que éstos reflejan los costos en cada nodo y además internalizan los efectos de congestión de las líneas por medio de la diferencia de los costos marginales entre las barras de inyección y retiro de potencia. De esta manera no habría discriminación entre mercado spot y transacciones bilaterales.
- Por lo anterior, los agentes del mercado no tendrían incentivos para comprar energía de algún generador en particular, y por lo tanto no se producirían situaciones de congestión masiva.

La mala experiencia que se tuvo en la implementación de precios por zonas en el sistema PJM, ilustra la importancia del uso, o al menos el reporte, de los precios de costos marginales en cada nodo del sistema. De esta manera, se pone de manifiesto que los costos de congestión no pueden considerarse como despreciables, ya que sin éstos no se estarían mandando las señales de precios adecuadas a los participantes del mercado, con lo que la operación y planificación del sistema sería incompatible con las

necesidades básicas de los usuarios, y por lo tanto se necesitaría de intervenciones externas que manipularan las falencias que el mercado en esas condiciones no podría manejar.

## **2.2 Implementación de Precios Zonales en California**

Al contrario del sistema en PJM, en 1998 California implementó un sistema bilateral para el manejo del mercado de energía, en donde se limitaban las tareas a realizar por parte del ISO del sistema. Además se creó una entidad independiente llamada *Power Exchange* (PX o *Western PX*, WEPEX) la cual tendría como tarea principal el manejo del mercado *spot* de energía de manera independiente de las transacciones bilaterales entre los agentes. Las principales tareas a realizar por parte del ISO de California eran el velar por una operación segura del sistema y manejar el mercado de transmisión, además se mencionaba explícitamente que el operador tuviera una mínima intervención en el mercado de energía. El principal argumento que se dio para separar dichas funciones, fue que de esa manera se estaría entregando mayor libertad a los agentes del mercado, y por lo tanto mayor nivel de competencia, para transar en el mercado de energía ya que no estaría presente la intervención de un tercer agente (ISO) que los restringiera.

El sistema de precios en este mercado no utilizaba directamente los costos de los generadores involucrados, lo cual era considerado como información confidencial, sino que se basaba en ofertas de ajustes marginales de dichos agentes para incrementos y decrementos de inyección de potencia en el sistema para cada hora de operación, los cuales eran llamados ofertas incrementales de ajuste.

Dicha operación, se definió en base a zonas geográficas, las cuales agrupaban un conjunto de barras. Los límites de las zonas fueron definidas según líneas o un conjunto de ellas que presentaran importantes niveles de congestión. La ambigüedad de tal definición hizo que la FERC (*Federal Electric Regulatory*



*Commission*) le solicitara al ISO de California que elaborara un informe<sup>15</sup> detallando los procedimientos bajo los cuales dichos límites serían definidos. En dicho informe se mencionaba que el tratamiento de la congestión sería llevado en dos pasos: primero un tratamiento **interzonal**, es decir los fenómenos de congestión que ocurran en los interfaces zonales del sistema, y segundo un tratamiento **intrazonal** lo que implicaba un tratamiento de la congestión dentro de la zona en cuestión. En el caso de los fenómenos interzonales de congestión, éstos se manejaban en mercados con un día de anticipación al despacho del sistema y nuevamente dos horas antes que el despacho tenga efecto. Cuando el ISO anticipaba problemas de congestión en un interfaz zonal, despejaba dicha saturación por medio de las ofertas de incremento y decremento de inyección de potencia que entregaban los agentes. De esta manera el ISO lograba despejar de la manera más económica posible los niveles de congestión presentes y además obtenía los respectivos precios marginales por el uso de capacidad de dichos interfaces, los cuales eran cobrados a todos los agentes que hicieran uso de éstos. Las unidades generadoras que no entregaran ofertas incrementales de ajuste de potencia serían consideradas como tomadoras de precios y estarían sujetas a pagar los niveles resultantes por acceso a dichos interfaces zonales. En el caso que las ofertas de ajustes no fueran suficientes para despejar el interfaz saturado, se prorratearía dicha capacidad y su costo marginal de utilización se calcularía mediante un flujo óptimo de potencia, el cual se aplicaría de igual forma a los agentes que hicieran uso de dicha capacidad. Sin embargo para el despacho en tiempo real, dado que se hace imperioso el cumplir con los requerimientos impuestos por el sistema, además de las ofertas incrementales de ajustes se implementaban contratos con unidades que aseguraban el abastecimiento (*Reliability Must Run Units*, RMR). Para el caso intrazonal de congestión, punto en el cual la FERC planteo ciertas dudas respecto de su eficacia, también se despejaban dichos niveles de saturación por medio de cobros y pagos según las ofertas incrementales de ajustes

---

<sup>15</sup> California Independent System Operator (CAISO), (1999) *Report to the Federal Energy Regulatory Commission: Studies Conducted Pursuant to the October 30, 1997 Order*.

presentadas por los generadores en la respectiva zona. Sin embargo el saldo neto resultante sería prorrateado por todos los usuarios dentro de la zona según los niveles de carga zonal y exportación de energía fuera de la zona. El anterior manejo de congestión intrazonal sólo se realizaría en los respectivos despachos de tiempo real.

La FERC reconoció las ventajas administrativas del sistema zonal, que principalmente hacían relación a la reducción de precios, de varios cientos a unos pocos precios zonales que en un comienzo sólo resultaron ser cuatro. Además se reconocía la baja volatilidad de dichos precios con respecto a los nodales, ya que en el caso de implementación de zonas los precios obtenidos serían el resultado de una ponderación de los precios nodales contenidos en ellas. Sin embargo resaltó su preocupación por el tratamiento de congestión en el interior de las zonas y sobre todo de cómo dichas zonas eran definidas.

La definición de zonas mencionada, fue planteada inicialmente en 1996 por el WEPEX de California. Además de esta propuesta, se contaba con estudios estadísticos del comportamiento de los precios nodales, los cuales pudieron haber servido para determinar de manera más precisa los límites de las zonas en cuestión, pero sin embargo, éstos se consideraron como inadecuados para su implementación. Finalmente la FERC aceptó la propuesta del WEPEX para ser implementada para la operación inicial del ISO con las observaciones antes mencionadas.

### **2.2.1 Como Definir Zonas en un Sistema Eléctrico**

El sistema propuesto por el WEPEX de California en 1996, buscaba simplificar el método de tarificación nodal y de transmisión del sistema. Como se dijo anteriormente, dicho sistema se basaba en una ambigua concepción de zonas según lo estipulado en el informe de la FERC del 30 de Octubre de 1997, en donde se asignaba uno a uno líneas congestionadas con límites de zonas, lo cual en la teoría provocaba serias contradicciones.

Se presentó una posible alternativa por parte de la CCEM (*Coalition for a Competitive Electric Market*), la cual enfatizaba que los límites de las diferentes zonas

deberían obedecer a diferencias en los precios marginales de las barras, pero no dejaba claro la manera en que éstos se debían de aplicar para calcular los límites en cuestión. Esta propuesta hacía mención al trabajo estadístico hecho por Walton y Tabors,<sup>16</sup> el cual dejaba claramente dicho que el sistema zonal de tarificación obedecía a las diferencias de los costos marginales durante los períodos de congestión. Sin embargo dichos datos estadísticos fueron considerados inadecuados para ser utilizados en el cálculo de los límites de las zonas.

### **2.2.1.1 Método WEPEX vs. CCEM**

En un comienzo se discutieron dos criterios para la definición de zonas. Uno propuesto por el WEPEX y otro por el CCEM (*Coalition for a Competitive Electric Market*). Como se mencionó, básicamente el primero proponía diferenciar las diferentes zonas de acuerdo a la presencia de líneas congestionadas, y el segundo se basaba en la diferencia de costos marginales entre las barras de la zona en cuestión. A continuación se detalla cada una de las posturas.

#### **2.2.1.1a Propuesta del WEPEX.**

Como se dijo, esta propuesta se basaba en que los límites de cada zona serían definidos por las líneas que presentaran frecuentemente restricciones frente a cargas. Nuevos límites se fijarán sólo cuando se identifiquen nuevas restricciones de transmisión que sean de importancia comercial. Para implementar lo anterior se define un umbral de costos por congestión de líneas, el cual al ser sobrepasado indicaría la necesidad de implementar un nuevo límite entre los nodos de la línea afectada. Dicho umbral se definió bajo el denominado *Criterio del 5%*, el cual comparaba los cargos por congestión de 12 meses en una determinada línea intrazonal y si estos llegaban a sobrepasar el 5% del producto entre la capacidad real de dicha línea y los cobros por acceso a ella entonces implicaba que una nueva zona se debería definir. Lo anterior se

---

<sup>16</sup> Steven Walton, Richard Tabors (1996) *Zonal Transmission Pricing: Methodology and Preliminary Results from the WSCC*, Electricity Journal.

puede ver como el máximo beneficio que se podría obtener de dicha línea si fuera usada a plena capacidad por el periodo de un año. Sin embargo este era una condición necesaria pero no suficiente para poder definir una zona. Además se analizaba si las zonas a ambos lados del nuevo interfaz podrían lograr niveles competitivos de precios para las ofertas de ajustes utilizadas por el ISO en el mercado de transmisión. Una zona con altos índices de concentración de propiedad de unidades generadoras presentaría un alto nivel de poder de mercado y por lo tanto bajos niveles de competitividad. Dichas zonas eran clasificadas como *inactivas*.<sup>17</sup> En el caso de esas zonas no se implementarían las ofertas de ajustes para el manejo de congestión interzonal, sino que se implementarían unidades de tipo RMR cuyo costo se traspasaría en su totalidad al dueño de las respectivas instalaciones de transmisión entre las zonas, de esta manera se buscaba responsabilizar a dichos agentes por la falta de infraestructura para el manejo de congestión. A su vez los dueños de transmisión cargaban dichos costos a los usuarios finales, lo cual también fue un punto más de preocupación por parte de la FERC.

El criterio del 5% claramente ignora el efecto de flujos paralelos o *loop flows* presentes en sistemas enmallados, y los conceptos relacionados con la tarificación nodal. El resultado de esto es que aparecen importantes inconsistencias al momento de aplicar el modelo,<sup>18</sup> ya que entonces se deberían de incluir líneas de transmisión no congestionadas a los límites de las zonas, de otra manera los límites de las zonas no se cerrarían y habrían barras perteneciendo a dos zonas al mismo tiempo. De esta manera sólo se está considerando el efecto de las restricciones de líneas en aquellas saturadas y no en el resto que a su vez son afectadas.

Sin embargo lo anterior no significa que no se puedan definir los límites de cada zona, sino que el criterio adecuado no corresponde al de características físicas (como saturación) de las líneas de transmisión, sino más bien a la diferencia de precios marginales en las distintas barras. Para poder llegar a establecer límites de zonas

---

<sup>17</sup> Este fue el caso de las zonas de San Francisco y Humboldt en donde habían niveles de concentración del orden de 52% y 100% por parte de la empresa *Pacific Gas & Electricity* respectivamente.

<sup>18</sup> Para mayor detalle del porque de estas inconsistencias se debe referir al artículo, Steven Stoft (1997) *Zones: Simple or Complex?*, The Electricity Journal, January/February 1997: p.p. 24-31.

coherentes con una tarificación marginalista, es necesario determinar la diferencia de costos marginales entre los puntos de análisis. Para este efecto se puede utilizar la siguiente simple relación:

$$\text{Cobro por Congestión} = Q \times (P_D - P_O) \quad (2.1)$$

En donde  $P_D$  es el precio en el nodo de destino y  $P_O$  el precio en el nodo de origen. El factor  $Q$  corresponde a la cantidad de potencia que se desea transmitir. Utilizando esta simple relación se pueden ir definiendo los diferentes límites para las zonas que corresponda implementar, debido a que el cobro por congestión debe ser consistente con las zonas definidas.<sup>19</sup>

Además del criterio por diferencias de costos marginales también se puede implementar definición de zonas por medio de características físicas más precisas utilizando factores de distribución, en donde se agrupan aquellos nodos que tienen un impacto similar en las líneas que presentan los mayores niveles de congestión en el sistema.<sup>20</sup>

### **2.2.1.1b Propuesta de CCEM (Coalition for a Competitive Electric Market)**

La propuesta mencionaba que el criterio que realmente se debía usar para definir los límites de las zonas, era el de diferencia de costos marginales como se mencionó anteriormente. Sin embargo el CCEM no definía ningún método concreto para llevar a cabo dicho cálculo. Sin embargo el trabajo de Walton y Tabors antes mencionado sugiere un método estadístico para determinar si zonas se deberían de

---

<sup>19</sup> Para un ejemplo claro de cómo se implementarían las diferencias de costos marginales para la definición de límites de zonas refiérase a Steven Stoft (1997) *Zones: Simple or Complex?*, The Electricity Journal, January/February 1997: p.p. 24-31.

<sup>20</sup> Yong T. Yoon, Jose R. Arce, Ken K. Collison And Marija D. Ilic (2000) *Implementation of Cluster-based Congestion Management Systems*, Energy Laboratory Publication # MIT EL 00-001 WP, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology, 2000.

separar o agrupar. El resultado del estudio realizado por Walton y Tabor hace referencia a dos puntos importantes:

1. Para captar la diferencia de precios se necesitan 15 zonas.
2. Las zonas en cuestión logran capturar de manera correcta el comportamiento de los precios que los agentes observarían al largo plazo.

Lo más interesante de este estudio, es el planteamiento de que sólo bastaría representar el sistema de California con 15 zonas, ya que sería poco atractivo que hubieran llegado a la conclusión de que se necesitarían al menos 350 zonas para representar la variabilidad de los precios. Sin embargo el estudio sólo hace mención de la cantidad de zonas, pero nunca indica si las barras incorporadas en cada zona están efectivamente agrupadas según ubicación geográfica además de homogeneidad de precios. Es decir, no queda claro si se agrupa a San Francisco junto con Nevada por tener similitud de comportamiento de precios o con el resto del Norte de California. De esta manera el método de Walton y Tabors tampoco entrega una metodología clara para definir los límites de las zonas a implementar.

### **2.2.2 La Conveniencia del Sistema Zonal**

Un sistema típico puede llegar a tener miles de barras, lo cual obligaría al ISO a estar calculando en cada hora miles de precios nodales. Además en sistemas enmallados basta que se active una sola restricción del sistema de transmisión, para que el precio en las diferentes barras varíe. Los dos argumentos más fuertes para la implementación de este tipo de sistema son:

1. El segmentar el sistemas en unas cuantas zonas reduce el número de precios de miles a unos pocos (en el caso de la propuesta del WEPEX sólo 4).
2. Se argumentaba que el sistema de California, por naturaleza presentaba uniformidad de precios que se podían agrupar en unas pocas regiones.

Además de los dos puntos anteriores, también se reconoce que los precios por zonas presentan menor volatilidad que los respectivos precios nodales. También se

argumenta que al hacer un tratamiento uninodal de las barras contenidas en una zona, se estaría imponiendo mejores condiciones de competencia para los generadores de dicha zona, ya que todos estarían en iguales condiciones de abastecimiento dado que no estarían restringidos por las limitaciones que impone la red. Además mejores niveles de competencia serían posibles de lograr mediante transacciones bilaterales en vez de procesos centralizados que requieren de la intervención del operador del sistema, ya que sería posible que los mismos agentes ajusten sus requerimientos según las restricciones que imponga la operación del sistema para así lograr un abastecimiento más económico de la energía.<sup>21</sup>

Otro aspecto relevante del sistema zonal implementado en California, es como trata el tema de capacidad de reserva en transmisión. En él, se definieron derechos de transmisión tipo FTR (*firm transmission rights*) los cuales además de tener atribuciones financieras también entregaban prioridad para la utilización de los respectivos interfaces zonales. Dado que dichos derechos de transmisión sólo se definían entre los límites de zonas, el número de transacciones necesarias y por lo tanto el nivel de *pancaking*<sup>22</sup> se reducía notablemente en comparación a un sistema nodal. De esta manera los agentes que deseen transmitir potencia entre zonas deberán comprar los respectivos derechos de transmisión. Sin embargo el método de zonas no toma en cuenta los efectos de congestión dentro de las zonas, y sólo cobra una tarifa fija de acceso a la red para cubrir los costos fijos de las instalaciones. De esta manera se haría más atractivo a primera vista el sistema de zonas, ya que si se considera que el número de nodos es excesivo, entonces el número de líneas involucradas (que son más que los nodos del sistema) se pensaría como inmanejable, sobre todo si se recuerda nuevamente,

---

<sup>21</sup> Ziad Alaywan (1999) *Facilitating the Congestion Market Management in California*, California Independent System Operator, Abril 1999.

<sup>22</sup> Término que implica el tener que adquirir diferentes niveles de derechos a distintos precios con dueños de las instalaciones de transmisión que sean afectadas por una sola transacción de energía. Esto es un fenómeno que se daba especialmente en California en donde aun después de la reforma al mercado de electricidad, siguieron existiendo tres empresas con importantes niveles de activos en el sistema de transmisión: Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison, y San Diego Gas and Electric Company.

que basta que una línea se vea restringida para que los flujos en todo el sistema se vean alterados.

Sin embargo nunca se demostró teóricamente (ni en la práctica) que el sistema propuesto fuera realmente más sencillo que el de tarificación nodal. Además, del segundo argumento que sustenta la implementación de precios zonales, se puede deducir que si por naturaleza se identifican zonas con homogeneidad de precios, entonces el sistema nodal sería igualmente sencillo de implementar. Si el sistema no presentara homogeneidad de precios, entonces el sistema zonal debiera de poder definir mecanismos que manejen los gradientes de los precios dentro de cada zona.

### **2.2.3 La Regla de Tarificación Zonal**

Algunas veces las propiedades geométricas de las redes hacen que los precios se comporten de forma uniforme dentro de zonas definidas, y que sólo difieran entre ellas. Por ejemplo en redes radiales, se puede observar este fenómeno, pero en muchos otros casos la situación es bastante diferente, y los precios dentro de las diferentes zonas varían de acuerdo al nivel de congestión que presente el sistema. En general cuando las distintas zonas están conectadas entre sí por sólo una barra o nodo, y no hay líneas dentro de las zonas involucradas entre dichas interconexiones (sólo una línea que une las dos zonas), entonces las congestiones que afecten a líneas interzonales no afectarán a la uniformidad de precios dentro de las zonas en cuestión, y sólo variará los precios entre ellas.

De la figura 2.1 se puede entender mejor lo antes dicho. Como las diferentes zonas se conectan entre ellas por medio de un nodo cada una, sin comprometer líneas dentro de las zonas, entonces no existe la posibilidad de que flujos paralelos producto de congestión en una de las líneas, modifique los precios dentro de las zonas. Una congestión en líneas que unen diferentes zonas sólo modificará los precios entre las zonas afectadas. Sin embargo cuando hay líneas dentro de zonas comprometidas en la interconexión de diferentes zonas, una congestión en las líneas de interconexión



provocará gradientes en los precios intrazonales producto de los flujos paralelos de potencia.

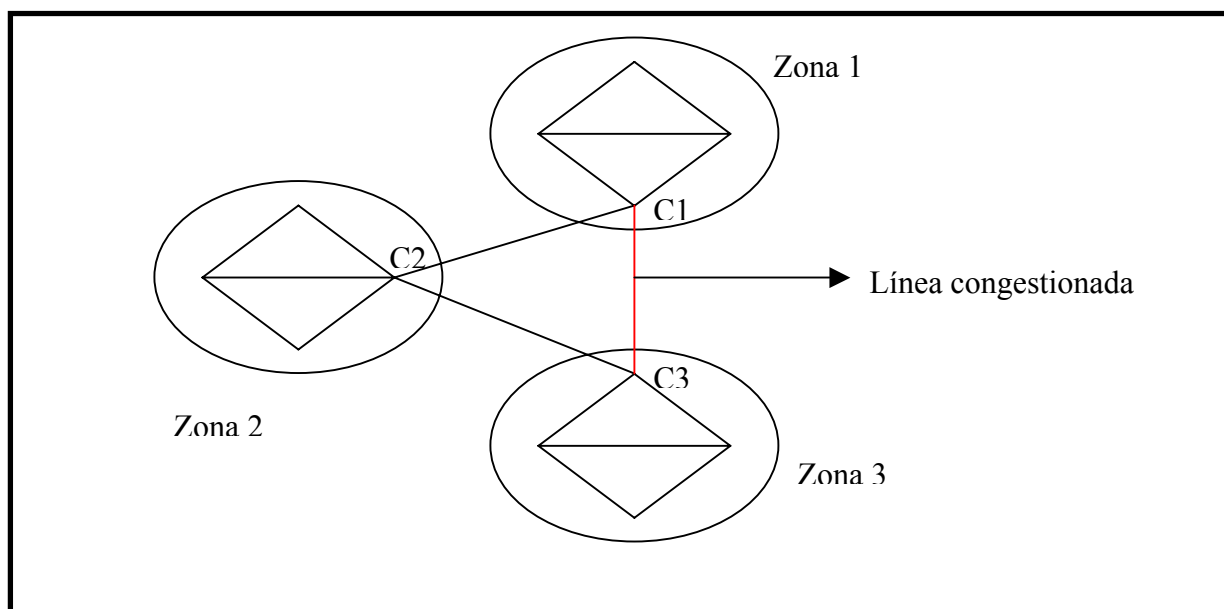


Figura 2.1: Red con características zonales.

De la figura 2.2 se puede ver claramente lo anteriormente explicado. Si se produjera congestión en la línea que une las zonas 1 y 3, entonces inevitablemente producto de flujos paralelos de potencia, líneas dentro de las zonas 2 y 3 se verían afectadas por el efecto de la congestión en la línea que une las zonas 1 y 3, y por lo tanto se producirían gradientes de precios al interior de la zona en cuestión.

#### 2.2.4 Conclusiones del Sistema Californiano y su tarificación Zonal

A pesar de que es posible de implementar el sistema de tarificación zonal utilizando límites de zonas que presenten uniformidad de precios frente a niveles de congestión, hay que ser cuidadoso al momento de decidir que criterio implementar para definir los límites en cuestión. Para que el sistema zonal implementado tenga alguna ventaja comparativa frente al sistema nodal, dichas zonas deberían de ser un número reducido y estables en el tiempo para que así sea posible el poder implementar un

sistema de precios que respete contratos de abastecimiento de largo plazo. Si embargo hay que considerar que inevitablemente se producirán diferencias de precios en las barras al interior de las zonas definidas durante la operación real del sistema, por lo que habría que adecuar de alguna manera los cargos sobre los usuarios del sistema de transmisión para así minimizara los subsidios entre agentes y rescatar dichos costos por congestión que no son capturados por los interfaces zonales. Es por ellos que la FERC llamó la atención del ISO de California al momento de definir el prorrateo de los saldos netos producidos según las ofertas incrementales de ajustes de los agentes dentro de una misma zona.

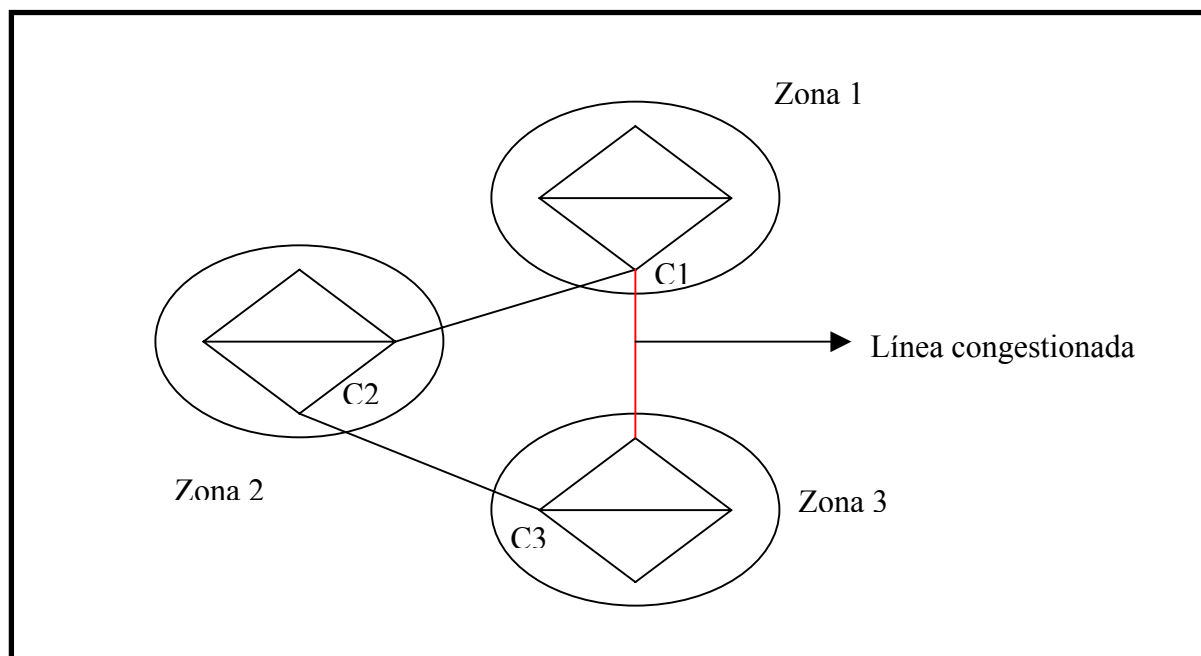


Figura 2.2: Red con características no zonables.

La experiencia en distintos sistemas eléctricos que han implementado algún tipo de sistema zonal, ha mostrado que dicho proceso puede llegar a ser más complejo de lo esperado en cuanto al diseño e implementación de dichos mecanismos. Además, dado que los precios por zonas en el fondo son ponderaciones de precios nodales, no es evidente el ahorro computacional involucrado.

El modelo zonal podría facilitar la operación del mercado eléctrico en un sistema, pero primero hay que atender a los puntos mencionados anteriormente y ver sobre todo si la topología de la red y sus características operacionales son compatibles para funcionar bajo un despacho de tipo zonal.

El mercado eléctrico en California antes descrito sólo duró hasta Mayo del 2001 produciendo la quiebra del PX californiano y dejando millonarias deudas a los productores de energía eléctrica. Las razones que generalmente se dan a tal fracaso apuntan dentro de otras a la fuerte dependencia en el mercado *spot* de energía y las pobres señales de precios que se les entregaban a los consumidores finales lo cual resultó en una demanda insensible (inelástica) frente a las reales necesidades del mercado de reducir los niveles de consumo. Sin embargo es importante señalar que no se alude a la implementación de un sistema de precios zonales ni al modelo de manejo de congestión en el sistema, como factores que hayan influido para llevar al mercado al colapso.

### **III. APRECIACIÓN CRÍTICA A LOS SISTEMAS NODALES Y ZONALES**

#### **3.1 El Caso Zonal y sus Debilidades.**

Un ejemplo claro de implementación zonal es el caso del Sistema Interconectado de Nueva Inglaterra, en donde el ISO de dicho sistema tuvo que tomar medidas para impedir el perverso incentivo de construcción de nuevas centrales que sólo encarecerían más el sistema, lo cual había sido producto de las malas señales entregadas por el manejo de precios a través de tarificación zonal, que en este caso consistía en una única zona. El FERC (*Federal Electric Regulatory Commission*) tuvo que intervenir para regularizar la situación, entonces la pregunta surgió: ¿Será necesario implementar más zonas o se debe cambiar definitivamente al sistema de precios nodales como en PJM?

**Realidad:** Una simple restricción en el sistema puede llevar a que todos los precios nodales varíen, ya que cada sector reacciona de manera diferente con respecto a la restricción. Esto es producido por los flujos paralelos de potencia que circulan en la red.

**Posibilidad:** Se podría evitar tanta complejidad de cálculo de precios por cada nodo, si se agruparan distintos nodos en pocas zonas bien definidas. Esto daría una simple base para poder estructurar un mercado competitivo. De lo último, se pueden hacer algunas observaciones.

En la práctica, y la experiencia en PJM lo respalda, es que el único sistema que se ha podido implementar con éxito es el de sistema de precios nodales, en conjunto con un mercado spot que recepcione las ofertas y que además hayan contratos bilaterales, los cuales serían administrados por un ISO quien sería responsable de despachar el sistema. Las compras y ventas en el mercado spot se harían a precio de nodo. A las transacciones bilaterales se les cobraría por el uso de las líneas de acuerdo a la diferencia de los precios nodales de los puntos de inyección y retiro de potencia. Contratos de transmisión por congestión serían necesarios para asegurar el abastecimiento de aquellos agentes que estén dispuestos a pagar para tener un suministro asegurado. De esta manera el sistema se comportaría de manera eficiente guiado por las señales del mercado hacia los agentes participantes.

La principal crítica que se le hace al sistema zonal, es su propia definición, ya que si los costos marginales de diferentes nodos no se comportan de igual manera, no hay necesidad de agruparlos. De esta manera se argumenta que la simplificación del sistema, es un esfuerzo por tratar distintos nodos como si se comportaran de igual forma en la presencia de congestión de líneas. El real impacto que la experiencia en distintos sistemas eléctricos ha entregado acerca de los sistemas zonales, es el de crear más reglas administrativas, incentivos incorrectos de inversión, restringir a los generadores sin compensación alguna, y distribuir los altos costos resultantes de la operación por medio de la administración del ISO. Esta no es la forma en que un mercado maneja correctamente un sistema. Se crean más problemas que los que resuelve.

### **3.1.1 Experiencias en Sistemas Nodales y Zonales**

El sistema PJM en 1997, mientras experimentaba con un sistema zonal, tuvo varias complicaciones al momento de aparecer restricciones de transmisión, creando grandes diferencias de precios dentro de la zona definida. El sistema de Nueva Inglaterra también presentó problemas con la implementación de zonas, en donde las señales incentivaban para construir centrales de generación en sitios en donde se producirían serios problemas de congestión. En Australia, la implementación de sistemas zonales complicó la aplicación de derechos de transmisión que reflejaran la real capacidad del sistema. Experiencias similares se han encontrado en sistemas en Inglaterra y California, en donde se han tenido que crear cada vez más reglas que restrinjan las decisiones de los participantes del mercado, guiados por las erróneas señales del sistema zonal implementado. En contraste, la aplicación de sistemas nodales en Nueva Zelanda, permite la aplicación de contratos de transmisión “punto a punto”, los cuales son consistentes con la estructura de tarifas implementadas y que respetan las capacidades de la red. Este mismo sistema de contratos de transmisión se implementó en el sistema de PJM, y también en el sistema de Nueva York que se administra por medio de un sistema nodal.

### **3.1.2 Ventajas de los Sistemas Nodales frente al Modelo Zonal**

La principal ventaja de los sistemas de tarificación por nodos, es que crean incentivos que son consistentes con las limitaciones propias del sistema. De esta manera los generadores y consumidores participarían de las transacciones en el mercado spot, el cual entregaría como resultado un despacho coherente con las limitaciones propias del sistema. Por lo tanto no existirían incentivos para crear reglas artificiales que desviarán del equilibrio del mercado. En contraste, el sistema zonal de tarificación puede crear incentivos conflictivos para su implementación al momento de prorratear los cobros por congestión intrazonales. Cualquiera sea el tipo de regla implementada en este tipo de tarificación, una zona siempre asignará el mismo precio a las barras que formen parte de

ella. De esta manera habrán generadores que ofrezcan precios por debajo del precio zonal pero que no estarán habilitados para entregar potencia al sistema, debido a restricciones de transmisión. Esto entrega un fuerte incentivo a este tipo de generadores, a dejar de participar en el mercado spot y amarrar contratos bilaterales, como fue lo que ocurrió con la experiencia en el sistema de PJM, ya que de esa manera podrán hacer ventas de energía a un precio estable. Por el contrario, generadores que tengan precios por sobre el precio zonal y que estén obligados a generar por restricciones de transmisión, tendrán ventajas comparativas en el mercado spot, mientras que estarán limitados para participar de transacciones bilaterales ya que seguramente tendrán que operar bajo contratos de suministro para mantener la seguridad de operación en el sistema (unidades RMR en el caso de California) en el mercado de tiempo real.

De lo anterior se desprende que los generadores no tardarán mucho en percatarse de estas fallas del sistema, con lo que se crearía el incentivo perverso de generar por debajo de sus capacidades u ofrecer ajustes de energía muy por sobre sus costos variables de operación, para así manipular los desbalances en la diferencia de precios de las diferentes zonas dependiendo de las reglas particulares de cada sistema.

La operación de sistemas eléctricos bajo mercados desregulados presenta ciertas particularidades que podrían presentar serios inconvenientes para la implementación de un sistema zonal que presente conceptos errados en su aplicación en un determinado sistema. Algunos de los principales puntos que se deben tener en mente al considerar la implementación de un sistema zonal son los siguientes:

1. Los problemas relacionados con congestión en la transmisión no son despreciables y rara vez se pueden encontrar sistemas que no presenten algún grado de problemas de saturación de líneas de transmisión. De hecho los costos por congestión pueden fácilmente sobrepasar a los costos marginales de generación cuando se obtienen importantes separaciones de precios en barra dado importantes niveles de saturación.

2. Hay autores <sup>23</sup> que afirman, que al contrario de la creencia generalizada de que los precios nodales de cada barra son muy complicados de calcular y utilizar para un despacho de energía, éstos podrían fácilmente ser calculados, explicados y auditados, ya que se tiene una amplia experiencia en la utilización de estos precios.
3. A pesar de que con los precios nodales de energía no se pueden predecir claramente cuales serán los costos de transmisión asociados al sistema, si se pueden fijar contratos por congestión de transmisión para tener certeza de los precios futuros. Los que no quieran pagar para tener certeza en los precios cobrados, deberán depender del mercado spot.
4. La diferencia entre los precios marginales de las distintas barras es un factor vital para poder reflejar de manera correcta las capacidades del sistema. El sistema por zonas desconoce esto si no es capaz de internalizar correctamente los costos por congestión intrazonales, por lo que podría producir inconsistencias de comportamiento de los agentes en relación a la disponibilidad de la red y por consiguiente importantes ejercicios de poder de mercado. De esta manera generadores favorecidos, podrían aprovecharse de las reales restricciones del sistema, donde sus mayores costos se distribuirían por todos los participantes de la zona en cuestión, con lo que el ejercicio de poder de mercado no sería fácilmente identificado.
5. Sin embargo, todavía se puede considerar un sistema más simple de implementar que el cuestionado sistema nodal. Este es el de *Hub y Spoke o Centro y Radio*, el cual consiste en definir un cierto número de centros físicos de tarificación que pueden corresponder a barras en particular o portafolios de estas, y radios que serían las líneas conectadas a dichos centros. Los costos de transmitir desde un *hub* o centro a un cierto punto de retiro a través de los *spokes* o radios, correspondería a la diferencia de los costos marginales

---

<sup>23</sup> William W. Hogan, Getting The Prices Right in PJM, Analysis and Summary: April 1998 through March 1999, 1999.

de los puntos de inyección y de retiro. Dichos costos de transmisión se prorratearían sobre las barras contenidas en los respectivos *hubs* según niveles de potencia de inyección o retiro. De hecho este es el sistema que se está implementando con éxito en el sistema PJM.

### **3.2      Apreciación Crítica de los Sistemas Nodales**

En la sección anterior se describieron los casos de implementación de sistemas nodales y zonales para la tarificación en sistemas eléctricos desregulados (California y PJM). A pesar de que en la práctica los sistemas nodales han dado mejores resultados que los sistemas zonales, aún no es recomendable descartar de plano la factibilidad desarrollada en la teoría zonal. El hecho de que el sistema eléctrico californiano haya sucumbido en una profunda crisis, no implica que el sistema zonal sea responsable de ello. De hecho en dicha crisis se deben considerar factores como mala regulación, trabas de políticas medioambientales, deficiencia en la proyección de demanda, falta de contratos a largo plazo de abastecimiento de energía y una profunda crisis financiera.<sup>24</sup>

De hecho en la literatura es posible encontrar varios retractores al sistema propuesto por Hogan y sus seguidores.<sup>25</sup> Estos críticos,<sup>26</sup> dan consistencia en la teoría zonal para la tarificación eléctrica, enfocándose principalmente en el problema de la congestión en las líneas de transmisión. En la siguiente sección se presenta una visión crítica hacia el sistema nodal, destacando las ventajas de un sistema basado en zonas de acuerdo al criterio de algunos retractores del sistema planteado por Hogan.

---

<sup>24</sup> Para un mayor detalle de la crisis en el mercado Californiano, refiérase a : Manifiesto On The California Electricity Crisis, University of California, Berkeley, 2001.

<sup>25</sup> Algunos destacados académicos que soportan la postura de Hogan son Steven Stoft y Larry E. Ruff.

<sup>26</sup> Dentro de los retractores más activos del sistema de diferencia de precios nodales se encuentran Shmuel Oren, Felix Wu y Hung-po Chao.



### 3.2.1 El Sistema Nodal y sus Falencias

A pesar de que en sistemas como el PJM, se han implementados sistemas basados en la diferencia de precios nodales utilizando sistemas de derechos de transmisión de tipo Punto-a-Punto (FTR),<sup>27</sup> y que en la práctica han presentado buenos resultados en cuanto las señales de precios que estos entregan a los participantes del mercado, hay un grupo importante de personas involucradas en el medio que piensan que el sistema implementado en el PJM a pesar de funcionar en la práctica, presenta varios inconvenientes en la teoría que a su vez hacen que en la práctica se llegue a soluciones que no necesariamente representan el óptimo. En particular se plantea la no conveniencia del sistema de tarificación de transmisión y las compensaciones de transmisión por medio de diferencias nodales. Se dice que a pesar de que el sistema de diferencias nodales para la tarificación de transmisión puede ser adecuada para sistemas radiales (como es el caso del sistema chileno), en sistemas enmallados el efecto de flujos paralelos o *loop flows* hace que la diferencia de precios en los respectivos nodos no refleje la real situación que afecta a las redes de transmisión. Lo anterior no significa que una representación nodal del sistema de transmisión entregue señales incompletas de cómo los agentes hacen uso del sistema de transmisión, sino que la diferencia de costos marginales entre dos puntos de un sistema altamente enmallado no entregaría indicios claros de cómo los puntos de inyección y retiro de energía en cuestión hacen uso del sistema de transmisión. Además se critica fuertemente el sistema de derechos de transmisión implementado por diferencias de precios nodales, ya que según los retractores, éste no estaría dando las correctas señales para la inversión y expansión del sistema. Además se dice que tampoco entregaría las compensaciones apropiadas para aquellos agentes que adquirieran los respectivos derechos sobre las capacidades de transmisión en un sistema descentralizado.

---

<sup>27</sup> El sistema centralizado basado en diferencia de precios nodales y complementado con FTR punto-a-punto, es la postura de importantes académicos del área como William Hogan, Larry E. Ruff y Steven Stoft, entre otros.

El sistema de precios nodales o locales ha sido implementado en los procesos de reestructuración en los sistemas eléctricos de Chile, Argentina, California y Nueva Zelanda. El concepto de precios nodales surge del trabajo de Schweppe<sup>28</sup> y ha sido retomado y enfatizado por académicos destacados como Hogan (1992, 1994) para su implementación en la desregulación de los mercados eléctricos. En general la postura de estos académicos es la de reflejar las diferencias en los valores de generación y consumo en los distintos nodos por razones de pérdidas y congestión en las líneas.

La principal fortaleza del sistema de precios nodales, es que éstos representan el valor marginal de los beneficios netos en los diferentes nodos. De esta manera reflejan los incentivos adecuados para la generación y consumo de energía tanto en el corto como en el largo plazo. Además otra importante característica es que la diferencia de precios nodales representa las restricciones por capacidad en las líneas y por lo tanto se utiliza para valorizar las compensaciones por dichas restricciones. En el caso chileno (1982) y en el argentino (1992) se adoptaron sistemas de tarificación en transmisión basados parcialmente en diferencias de precios nodales. Se pueden identificar claramente una serie de puntos que los retractores del sistema esgrimen para sustentar sus argumentos en contra del sistema puramente nodal:

1. El sistema nodal esta asociado a la falsa analogía de sistemas de transporte convencionales y sustentados en una inapropiada teoría de arbitraje.
2. Lo anterior ha hecho que se instauren inapropiados sistemas de derechos de transmisión (firmes y tranzables).
3. Contradicen la aseveración de que un sistema eficientemente coordinado basado únicamente en transacciones bilaterales, es equivalente a un sistema “pool” óptimamente despachado. Esto debido a que en sistemas descentralizados transacciones multilaterales pueden ser necesarias, por lo tanto se evolucionaría de un sistema bilateral a uno tipo pool. Es más se

---

<sup>28</sup> Para más detalle del trabajo de Schweppe referirse a: Bohn et al 1984 y Schweppe et al 1988.

podrían generar sistemas pool independientes dentro de un mismo sistema eléctrico.

4. Además, afirman que la operación económica se debería de hacer en conjunto con la operación física del sistema para lograr eficiencia en el sistema eléctrico.

### **3.2.1.1 Sistemas de Precios Nodales y Analogías de Transporte**

La base para poder definir la tarificación en un sistema de transmisión según la diferencia de precios entre dos nodos, radica en la siguiente idea. Si un bien tiene un nivel de precio  $p_A$  en un punto A, luego el precio en un punto B no puede ser mayor (o menor) que  $p_A$  más el costo de transporte entre A y B, ya que de otra manera se producirían arbitrajes, hasta que el precio en B converja a la suma entre  $p_A$  y el costo de transporte. A medida que el costo por transporte suba, ya sea porque la capacidad de transporte ha disminuido o porque el costo de transportar ha aumentado, la diferencia entre los niveles de precios entre los dos puntos aumentará.

Esta analogía es adecuada para redes eléctricas simples (en particular de tipo radial). En dichas redes la diferencia de precios entre dos nodos efectivamente refleja las pérdidas marginales entre los dos puntos además del costo de oportunidad producto de la congestión de la línea. De esta manera las pérdidas en transmisión pueden considerarse como el costo por transporte y en caso de que no hayan pérdidas el costo de transporte se asociará a la posibilidad de aliviar la congestión en la línea entre los dos puntos en cuestión. Sin embargo, esta analogía de transporte no puede aplicarse de manera tan simple para redes eléctricas. Esto se debe a que en sistemas eléctricos las restricciones de capacidad de transmisión y sus respectivos niveles de precios, son fijados por un operador central del sistema y no por los agentes del mercado. En el mercado eléctrico no hay competencia entre los agentes para transmitir los electrones por los cables. De esta manera, los críticos del sistema puramente nodal, proponen que una analogía más adecuada para reflejar la diferencia de precios nodales, correspondería a la de la imposición de un *impuesto* por parte de un operador del sistema. Se sabe que para

cualquier nivel de impuesto (sea este nivel de impuesto óptimo o no), existe un equilibrio competitivo. De esta manera se puede concluir que en un sistema eléctrico pueden existir múltiples equilibrios dependiendo del nivel de costo de congestión que se asigne a cada línea.

Con lo anterior se puede concluir que el despacho final del sistema bajo ciertos niveles de costos de congestión no tiene porque ser óptimo. Como se dijo antes, a diferencia de otros sistemas de transporte, en este caso los denominados “impuestos” o costos por congestión son fijados por un operador central y no por el mercado, por lo tanto para obtener un despacho óptimo este operador debiera de fijar los costos por congestión o los precios nodales con mucho cuidado para dar un despacho óptimo.

Si se consideran redes de mayor complejidad entonces la analogía pierde más sentido aún. La principal razón es que debido a que los flujos obedecen a las leyes de Kirchoff, aparecen los llamados flujos paralelos o *loop flows*, por lo tanto el problema de congestión no afecta sólo a la línea en cuestión, sino que además a las que están adyacentes a la afectada. En este tipo de sistemas, los críticos del sistema nodal identifican una serie de relaciones que son contra-intuitivas:

- Líneas que estén cargadas con flujos por debajo de sus límites pueden presentar diferencias de precios de nudos que sean mayores a las pérdidas marginales de la línea debido a congestión en líneas vecinas.
- El reforzar una línea (es decir disminuir su reactancia) puede resultar en una disminución de la capacidad de transmisión del sistema.
- Bajo un despacho óptimo los flujos pueden orientarse de precios nodales mayores a precios nodales menores.
- Derechos de transmisión en un ambiente dinámico no son compatibles con un despacho óptimo.

Los puntos anteriores afectan directamente el diseño de un sistema eléctrico competitivo, por lo que los críticos del sistema nodal llegan a las siguientes conclusiones. Primero un despacho óptimo puede que no se logre con sistemas de

contratos exclusivamente de carácter bilateral, ya que transacciones más complejas pueden ser necesarias, como por ejemplo que involucren tres agentes. Segundo, la diferencia de precios nodales no son adecuadas para valorizar las congestiones en la red, por lo que se deben encontrar nuevos mecanismos para ello. Tercero, los derechos físicos de transmisión no se deben de implementar ya que restringen la operación del sistema y por lo tanto impiden que se alcance un óptimo. Con respecto a los derechos financieros, dicen que estos no cubren de manera adecuada los costos por congestión en la transmisión.<sup>29</sup>

### **3.2.1.2 La Relativa Ineficiencia de las Transacciones Bilaterales**

Algunos precursores de la implementación de sistemas nodales, en particular Hogan,<sup>30</sup> afirman que no habría diferencia entre sistemas eficientes que se basan en transacciones bilaterales y sistemas pool totalmente integrados. Además afirman que la operación económica del sistema debe hacerse en conjunto con la operación física del sistema eléctrico. Sin embargo los críticos del sistema argumentan que, bajo los supuestos anteriores sólo se han tomado en cuenta el tema de las diferencias de las cantidades contratadas y las despachadas. Por lo tanto la principal razón por la cual se podrían suponer equivalencias entre los dos sistemas, es debido a que en sistemas de tipo pool (como en UK hasta el 2001) la totalidad de las cantidades despachadas son transadas a precio de pool, mientras que en sistemas de transacción bilateral (como en Noruega), las únicas cantidades que se transan a precio de pool corresponden a las diferencias entre lo contratado y lo que realmente se despacha. Por lo tanto la equivalencia de ambos sistemas estaría dada por el hecho de que la diferencia de energía contratada a precio de pool sería suficiente para replicar el sistema basado en transacciones bilaterales.

---

<sup>29</sup> Para poder apreciar un ejemplo simple de tres nodos, en donde se ejemplifican los puntos antes mencionados, es recomendable referirse al artículo: Shmuel S. Oren, Pablo T. Spiller, Pravin Varaiya and Felix Wu (1995) *Nodal Prices and Transmission Rights: a Critical Appraisal*, The Electricity Journal.

<sup>30</sup> Comentarios hechos en Agosto de 1994 en la audiencia de la CPUC.

Sin embargo, según Oren y otros autores, lo anterior deja de lado la complejidad de redes enmalladas, en donde el despacho óptimo quizás necesite de transacciones de precios de nodo mayores hacia precios de nodos menores, lo cual en sistemas basados puramente en transacciones bilaterales no se pueden llevar a cabo.

El que algunas transacciones no puedan ser llevadas a cabo en sistemas de transacción bilateral, no significa que despachos óptimos no puedan ser realizados bajo ese sistema. Por el contrario, lo anterior significa que se dejarían de explotar otro tipo de oportunidades de negocio, que requerirían de sistemas más complejos de transacciones, por ejemplo transacciones trilaterales por medio de brokers. Por ejemplo el broker podría gestionar transacciones trilaterales que involucraran compras de energía de flujos que van de nodos más caros a otros más baratos, pero en las cuales los beneficios netos de las transacciones serían favorables. En un sistema de pool estas transacciones aparecen implícitas en el sistema. Sin embargo un sistema que opere solamente bajo precios de pool puede resultar restringido y poco flexible.

### **3.2.1.3 Derechos y Propiedad de Transmisión**

Se han propuesto varios sistemas para regular el acceso a la transmisión, basados en la capacidad de las líneas. El fin de estos instrumentos es el asegurar el acceso y/o las compensaciones respectivas, por el uso del sistema de transmisión eléctrico, en donde dicho uso se paga generalmente mediante un *access fee* o cobro por acceso. En un extremo se encuentran los *Firm Transmission Rights*, que otorgan al dueño de dichos derechos la posibilidad de transmitir una determinada cantidad de potencia desde un punto de inyección a uno de retiro (sistema punto-a-punto). Sin embargo este tipo de derechos restringe la adecuada operación del sistema de transmisión (cuando éstos son enmallados) y por lo tanto impide lograr un buen nivel de eficiencia en el despacho del sistema. Por lo anterior es que se han definido sistemas más “débiles” de derechos de transmisión, como lo son los de tipo financiero, basados en diferencias de precios nodales.

En la literatura se pueden encontrar dos de estos tipos de derechos. Uno de estos tipos permite a los dueños de líneas obtener ganancias de los márgenes resultantes de la operación del sistema (*link-based*), es decir la diferencia de precios nodales entre barras por la potencia transmitida menos las pérdidas. Este sistema fue implementado en Chile en 1982 y una variante del sistema fue implementado en el sistema argentino. El segundo tipo de este sistema de derechos de transmisión se denomina *contract network*, el cual es propuesto por Hogan (1992). Esta propuesta trata de dar solución a las deficiencias presente en el primer tipo de derechos de transmisión (*link-based*). El sistema propuesto permite que los derechos en cuestión sean asociados a cantidades determinadas de potencia que se inyectarían y se retirarían en nodos específicos del sistema. De esta manera un derecho de transmisión de este tipo equivalente a una potencia de 100MW entre los nodos A y B, le permite al dueño de dicho título el poder inyectar 100MW en el nodo A y retirar 100MW en el nodo B, o recibir la diferencia de precios nodales entre los nodos en cuestión equivalentes a 100MW menos las pérdidas asociadas, independiente del flujo que en el momento haya pasado por la línea.

Primero se discutirán las ventajas y desventajas del sistema “*link-based*” y luego se analizará el sistema propuesto por Hogan, el *contract network*.

a) Derechos de Transmisión de Tipo *Link-Based* :

El asignar este tipo de derechos a los dueños (o inversionistas) de redes de transmisión presenta algunas desventajas, según algunos expertos del área (Oren, Wu, etc.). Primero, este sistema presenta incentivos perversos para la planificación e inversión en el sistema de transmisión, ya que a medida que la diferencia de precios entre nodos se hace mayor, los márgenes de ganancia para los dueños de las redes se incrementarían. En otras palabras existiría el incentivo de degradar o reducir la capacidad de las líneas. Esto es lo mismo que sucedería en un caso monopólico, en donde el monopolista trataría de restringir el suministro del producto. Esta falencia fue identificada por parte de las autoridades del sector eléctrico chileno y argentino, con lo que se permitió que terceras partes pudieran solicitar expansiones de sectores específicos de líneas o llevar a cabo ellos mismos las tareas de expansión necesarias.

En segundo lugar el sistema de derechos de transmisión de este tipo presenta serios inconvenientes en sistemas enmallados, en donde el fenómeno de flujos paralelos toma real importancia. En presencia de dichos flujos se hacen posibles transacciones de flujos que pueden ir de nodos de mayor precio a menor precio, lo cual entregaría un margen de ganancias negativas para los dueños de la línea en cuestión. Esto se percibiría como una amenaza para los inversionistas del sector lo cual afectaría directamente a la planificación y desarrollo del sistema. Para poder controlar lo anterior sería necesario un estricto sistema regulador lo que atentaría en contra de un buen sistema de compensación para los inversionistas y dueños de los sistemas de transmisión. Además lo anterior podría resultar en la no inversión en nuevas líneas lo que introduciría bajas en el beneficio social neto ya que menos energía se podría entregar a los usuarios finales. Otro posible escenario producto de los mismos incentivos anteriores, es que en vez de no construir la línea en cuestión se podría pensar en *robustecer* dicha línea, es decir bajar su reactancia. Con lo anterior es posible que generadores inyectando potencia en otros sectores cercanos a la línea en cuestión, vean disminuida su capacidad de entrega de energía al sistema por efectos de límites en la capacidad del resto de las líneas afectadas por el nuevo nivel de flujo, con lo que el costo asociado a la diferencia de precios nodales relacionado a la línea en cuestión, se reduciría. Lo anterior reafirma el hecho (contra-intuitivo) de que el reforzar líneas de transmisión puede hacer que la capacidad de la red se vea perjudicada.<sup>31</sup>

b) Derechos de Transmisión de Tipo *Contract Networks*:

En el trabajo de Hogan ( 1992, p234 ), estos tipos de derechos de transmisión se caracterizan de acuerdo a los siguientes puntos:

1. *Un derecho de transmisión por capacidad se define como el poder inyectar potencia en una barra y retirar la misma cantidad en otra barra.*

---

<sup>31</sup> Para poder tener mayor claridad del efecto de robustecimiento de las líneas es recomendable referirse al ejemplo entregado en la página 13 del artículo : Shmuel S. Oren, Pablo T. Spiller, Pravin Varaiya and Felix Wu, (1995) *Nodal Prices and Transmission Rights: a Critical Appraisal*, The Electricity Journal.



2. Sin embargo en el sistema de contract network se rectifica la definición de derecho por capacidad en el sentido que se puede optar por el derecho del transporte de potencia propiamente tal o el recibir una compensación equivalente a la diferencia de precios nodales de las barras en cuestión.
3. Se supone que la implementación simultanea de todos los derechos de transmisión es factible dentro del sistema.

Sin embargo el mismo Hogan ha dejado claro que en el caso de implementación de estos derechos para asegurar la capacidad de inyección y retiro de potencia en el sistema, se hace irrelevante frente a la alternativa de indemnización o compensación que presentan dichos derechos. Por lo tanto estos instrumentos son considerados como derechos financieros basados en la diferencia de precios nodales (menos las pérdidas), independiente del flujo de potencia que esté pasando por la línea, ya que este derecho depende de una cantidad fijada previamente. La tercera condición restringe la cantidad de derechos a emitir para poder llegar a condiciones factibles de implementación en el sistema.

En síntesis los derechos de transmisión de este tipo tienen dos propósitos claros:

- Compensar parcialmente a los dueños de las líneas de transmisión por el uso de sus activos.
- Proveer a los usuarios de la red, protección frente a efectos de congestión en las líneas por medio de compra de derechos de transmisión.

Los derechos de transmisión de tipo financiero, permiten a su dueño el recibir pagos equivalentes a la diferencia de precios nodales entre los nodos involucrados en el derecho contratado. Estos pagos serán volátiles y variarán de período en período, a medida que los precios nodales cambian.

Estos derechos se pueden descomponer en tres factores:

- Un *short forward*<sup>32</sup> en el nodo A (inyección).
- Un *long forward*<sup>33</sup> en el nodo B (retiro).

---

<sup>32</sup> Un short forward en un nodo corresponde al conjunto de ingresos ( positivos o negativos )que percibe el dueño del derecho, equivalente a la diferencia entre el precio forward del nodo y el precio spot del nodo.

- Un monto fijo equivalente a la diferencia entre el *forward* del precio en A y en B al momento de emitir el derecho.

Sin embargo en un sistema de N nodos hay  $N(N-1)$  posibles derechos de transmisión a definir, correspondiendo a las posibles direcciones en cada par de nodos del sistema. Sin embargo todos estos derechos pueden ser deducidos del cálculo de N contratos *forwards* correspondientes a cada nodo del sistema. El hecho de reducir el número de instrumentos financieros entrega mayor liquidez y facilita la creación de este tipo de mercados.

Además los críticos mencionan que hay una serie de complicaciones involucradas en el tercer punto referente a la factibilidad de la implementación simultanea de estos derechos, ya que éstos suponen que habrán algunos derechos que tengan que valorizarse negativamente representando costos adicionales para los agentes que los adquieren, lo que implicaría el tener ciertas normas reguladoras para estos casos. Además Hogan menciona que los márgenes recaudados por el coordinador del mercado de derechos de transmisión (en un despacho óptimo), sería superior a las obligaciones que este coordinador tendría con los propietarios de derechos al momento de pagar las compensaciones, con lo que también habría que regular la administración de la diferencia o excedente de este mercado. Finalmente también se menciona que Hogan no especifica en que cantidad inicial (MW por derecho en una línea determinada) se fijarían los derechos de cada línea del sistema, por lo que normas regulatorias adicionales deberían de ser impuestas.

Finalmente se cuestiona que el sistema propuesto por Hogan presentaría falencias parecidas a los derechos de tipo *linke-based*. Sin embargo dado que los derechos de Hogan no necesitan que los nodos estén conectados por la misma línea

---

<sup>33</sup> Un long forward en un nodo corresponde al conjunto de ingresos ( positivos o negativos )que percibe el dueño del derecho, equivalente a la diferencia entre el precio spot del nodo y el precio forward del nodo.

Por lo tanto un derecho financiero de transmisión de un nodo A a uno B equivale a:

$$(P_{fA} - P_{sA}) + (P_{sB} - P_{fB}) + (P_{fB} - P_{fA}) = P_{sB} - P_{sA}$$

De la relación anterior, se aprecia que estos derechos dependen directamente de la diferencia de precios spot y por lo tanto presentan un alto grado de volatilidad en el tiempo.

dichas falencias no existirían, pero en muchos casos se presentarían casos en que sí estén conectados directamente. En esos casos los incentivos perversos de inversión del sistema de transmisión descritos anteriormente, afectarían nuevamente a la planificación del sistema. Por lo anterior, se necesitarían de todas formas mecanismos regulatorios que velen por el beneficio social.

Resumiendo, las principales críticas que se hacen al sistema de derechos financieros de transmisión aplicado a sistemas nodales son:

- El objetivo de estos derechos de transmisión pueden lograrse más fácilmente por medio de identificar o definir ingresos libres de riesgo para los dueños de las redes por el uso en conjunto que se hace de ellas. Por lo tanto los agentes participantes del mercado pueden disminuir la incertidumbre presente en la volatilidad de los precios spot nodales por medio del mercado *forward* nodal.
- El sistema de derechos propuestos, no entrega una buena solución para las señales de precios e inversión en el sector, ya que necesariamente se necesitarían normas que regulen la operación de este mercado.

Tabla 3.1: Paralelo entre sistemas nodales y zonales.

<b>Sistema Nodal</b>	<b>Sistema Zonal</b>
Precios nodales varían constantemente, por lo que se considera complejo su implementación.	Al agrupar en zonas que presenten homogeneidad de precios, el número de operaciones para calcular dichos precios se hace considerablemente menor.
Sistema centralizado tipo <i>pool</i> .	Sistema descentralizado por medio de contratos bilaterales.
Se reflejan exactamente los costos en cada nodo y se internalizan los costos por pérdida y congestión por medio de la diferencia de los costos marginales en los nodos.	Sólo se representan costos por zonas, asumiendo igualdad de costos dentro de dichas zonas, y los costos por congestión se representan en las conexiones interzonales.
Se logra compatibilidad entre contratos bilaterales y mercado a corto plazo (spot).	Se pueden producir incompatibilidades en los mercados de corto plazo (spot) y sistema de contratos bilaterales en

	transacciones intrazonales.
En general no hay incentivos para generar reglas artificiales.	Al tener un mismo precio dentro de una zona, se hace necesario manejar los gradientes de los precios por medio de reglas artificiales que prorrateen los respectivos costos.
Sistema implementado con éxito en PJM, NY, New England y Nueva Zelanda.	En la práctica el sistema ha presentado inconvenientes para su aplicación.
Operación física y económica unidas.	Operación económica y física separadas (California).
Es aplicable a cualquier tipo de red, radial o enmallada con altos niveles de interconexión.	Al parecer, su buen funcionamiento depende fuertemente de las condiciones geométricas de la red. (recomendable en sistemas radiales con bajos niveles de interconexión)
Contratos bilaterales no explotan todas las posibilidades de transacciones (compra de nodo de mayor a menor precio). Necesidad de involucrar brokers que coordinen transacciones multilaterales.	Como el sistema es descentralizado, las transacciones multilaterales se ven implícitamente involucradas en el desarrollo del mercado.

#### IV. SISTEMAS DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN

En las secciones anteriores se ha discutido sobre la implementación de sistemas nodales y zonales para la tarificación del sistema eléctrico. Se han discutido los resultados prácticos de la implementación de estos dos sistemas en diferentes sistemas interconectados. Además de los resultados prácticos que han presentado cada sistema, se han descrito los cuestionamientos teóricos de cada tipo de tarificación, mencionando y justificando las ventajas y desventajas del uno respecto del otro.

Al final de la última sección, se introdujo el tema de los derechos de transmisión y las relativas deficiencias del sistema propuesto por Hogan (*Fixed Transmission Rights*, FTR). Para dar una perspectiva más global de este tema, en la siguiente sección se presentarán los FTR y *Flowgate Rights* (FGR). Se hará una descripción de ellos respecto a su valorización, tipos de derechos y sus mercados.

Además se presentarán las relativas ventajas y desventajas de un sistema de derechos frente al otro.

Los derechos de transmisión se hacen necesarios, debido a la necesidad de manejar las externalidades producidas por los flujos paralelos en la red de transmisión. Estos instrumentos no pretenden ser las herramientas por las cuales los dueños de las redes recuperen el capital invertido en los activos del sistema de transmisión, ya que generalmente eso se logra por medio de algún tipo de cobro por acceso o *access fee* que puede ser complementado por medio de los ingresos que se perciben durante la venta de derechos de transmisión. En esencia un derecho de transmisión presenta las mismas características de un derecho de propiedad ordinario:

- Recibir beneficios financieros por el uso de la capacidad de la línea.
- Derecho de usar la capacidad.
- Derecho de excluir a otros del uso de la capacidad del sistema.

De lo anterior se concluye que pueden definirse tres tipos de derechos de transmisión:

1. *Derecho de Transmisión Financiero*: provee protección a los participantes del mercado frente a las volatilidades de los precios, por medio de contratos a largo plazo.
2. *Derechos de Reserva y Capacidad*: en este caso se combinan los beneficios financieros con la posibilidad de reservar capacidad en el sistema de transmisión y así generar prioridades entre los participantes del mercado.
3. *Derecho Físico de Transmisión*: en este caso se combinan los tres puntos antes mencionados. Sin embargo se reconoce en general que este tipo de derechos restringiría demasiado la operación del sistema sin traer beneficios claros para el mercado en general.

De acuerdo a como se especifique la capacidad en el sistema de transmisión, se pueden identificar dos posturas de derechos de transmisión. Una postura define las

capacidades de las líneas de “punto-a-punto”<sup>34</sup> y la otra postura define los flujos de potencia posibles de transportar en ciertas zonas de la red. Críticos del sistema de derechos basados en capacidades “punto-a-punto”,<sup>35</sup> afirman que dichas capacidades varían mucho en el tiempo debido a cambios en los patrones de flujos del sistema, con lo que las capacidades se tendrían que actualizar continuamente. En contraste, los retractores del sistema anterior respaldan el sistema de capacidad por zonas, ya que dicha capacidad sólo dependerían de las características de la red en la zona en cuestión (límites de voltaje, térmicos, estabilidad dinámica, etc.) y en general es independiente de los patrones de flujo. En el caso anterior, una transferencia de potencia requeriría de una fracción de la capacidad de cada interfaz zonal definido como comercialmente significativa. Dicha fracción de capacidad están definidas por los factores de distribución de potencia.

De las distintas posibilidades descritas, podemos definir los siguientes tipos de derechos de transmisión:<sup>36</sup>

- *Derecho financiero punto-a-punto.*
- *Derechos financieros según flujos en zonas.*
- *Derechos reserva de capacidad punto-a-punto.*
- *Derechos reserva de capacidad según flujos en zonas.*

#### **4.1 FTR (*Fixed Transmission Rights*) y su Función en Sist. De Transmisión<sup>37</sup>**

Los FTR son instrumentos financieros, utilizados en sistemas de tarificación nodal con LMP, los cuales habilitan al propietario de dichos derechos a recibir compensaciones cuando éste es afectado por cargos por congestión en el sistema de

---

<sup>34</sup> Hogan introdujo un tipo de derecho de transmisión financiero “punto-a-punto” que esta siendo implementado en el Sistema de PJM.

<sup>35</sup> Chao, Hung Po, Steven Peck, Shmuel Oren, Robert Wilson, "Flow-based Transmission Rights and Congestion Management", *Electricity Journal*, 2000.

<sup>36</sup> Los derechos propuestos por Hogan caben en la categoría de tipo financiero punto-a-punto. Chao y Peck han desarrollado una teoría de derechos según flujos en zonas, que se puede aplicar como tipo financiero o de reserva de capacidad.

<sup>37</sup> Estas definiciones fueron extraídas del sitio WEB del sistema PJM (<http://www.pjm.com>), por lo tanto la operación descrita corresponde a aquella del sistema interconectado PJM.

transmisión que ocurren cuando el sistema presenta niveles de congestión al momento de planificar un despacho óptimo para el día siguiente (*Day-ahead Market*), y en donde, producto de la congestión, se crean diferencias en los precios marginales (LMP) los cuales son el resultado del despacho de generadores más caros y fuera de mérito, que serían utilizados para aliviar la carga en las líneas afectadas. Cada FTR es definido de punto a punto (*point-to-point*), es decir desde un punto de inyección de potencia en la red, a un punto de retiro de potencia de ésta. Para cada hora en que exista congestión en el sistema de transmisión entre los puntos de inyección y retiro de energía que comprometan al FTR del propietario, éste recibirá como compensación una parte de los cargos cobrados por concepto de congestión a los participantes del mercado.

Particularmente, en el sistema PJM se ha implementado este sistema en donde todos los clientes del sistema de transmisión están habilitados para adquirir FTR, los cuales pueden ser de dos tipos: *Network Integration Service* o *Firm Point-to-Point Service*.

El principal propósito de los FTR, es de proteger a los clientes del sistema de transmisión de posibles aumentos de costos por causa de tarifas extraordinarias producto del efecto de congestión en la red, cuando la energía recibida por el cliente es consistente con los derechos contratados. Esencialmente los FTR son instrumentos financieros que tienen por finalidad el amortizar los cargos por congestión pagados por los usuarios del sistema de transmisión, pero no otorgan derechos físicos sobre la red de transmisión para la transferencia de energía.

El propietario de FTR no necesita estar recibiendo energía para ser compensado por sus FTR adquiridos al momento de producirse congestiones en las líneas respectivas. Si se producen congestión, el dueño del FTR recibe su compensación de acuerdo a los MW involucrados en los FTR contratados y según la diferencia de precios marginales de las barras afectadas por la congestión (puntos de inyección y retiro de potencia). Es importante destacar que este pago se hace independiente de quien esta inyectando la potencia o de la cantidad de ésta que circula por el paso involucrado en el FTR en cuestión.

En el caso particular del sistema interconectado de PJM, en donde se esta implementando este sistema con éxito, existen cuatro maneras de diferentes de adquirir los FTR:<sup>38</sup>

1. *Network Integration Service*: Este tipo de FTR esta definido para aquellos pasos de transmisión desde fuentes generadoras específicas hasta donde este ubicada la carga agregada del cliente. El cliente tiene la opción de contratar FTR por la totalidad o por una fracción de la potencia que esta siendo abastecido. Sin embargo el cliente no puede contratar FTR por más de la potencia que lo abastece. En el caso particular de PJM las solicitudes y modificaciones de FTR se hacen vía Internet por un software llamado *eCapacity*.
2. *Firm Point-to-Point Service*: Cuando un cliente tiene servicios de transferencia de potencia contratados previamente, se puede optar a este tipo de FTR. El punto de recepción de potencia puede ser el de inyección de un generador dentro del Área de Control del PJM o un punto de interconexión con otra Área de Control de donde provenga la el flujo de potencia en cuestión. El punto de entrega puede ser el de retiro de potencia correspondiente al nodo de carga del cliente, o a algún punto de interconexión con otra Área de Control involucrada en la transmisión de flujo de potencia. En este caso la duración del FTR contratado equivale a la duración del servicio de potencia contratado y en general son a largo plazo.
3. *FTR Auction* (Subasta): En el sistema PJM se lleva a cabo un sistema mensual de venta y compra de FTR por medio de subastas. La subasta de FTR ofrece a la venta cualquier excedente de estos instrumentos financieros de transmisión, que resultan de la adjudicación de FTR de tipo *Network*

---

<sup>38</sup> En el PJM tanto generadores como consumidores pueden adquirir FTR, en donde generalmente a los generadores se les asocia con *point to point costumers* y a los consumidores con *network service costumers*. Los ingresos que el operador del sistema capta por conceptos de venta de derechos de transmisión se usan para disminuir los *access fee* que deben pagar los usuarios de la red por el uso que hacen de ésta.



*Services* y de los de tipo Punto-a-Punto de largo plazo. La subasta además entrega la posibilidad a los agentes del mercado de generar ventas de sus FTR que actualmente poseen. Estas solicitudes de compra y venta de FTR se hacen por medio del software *eFTR*.

4. Mercado Secundario: Como se mencionó en el punto anterior, existe la posibilidad de que los agentes del mercado creen solicitudes de compra y venta de FTR por medio de software especializados vía Internet.

#### **4.1.1 Valorización de los FTR**

Como se mencionó antes, los FTR se valorizan de acuerdo a la reserva que se haga de potencia (MW) por medio del FTR en cuestión y la diferencia de precios marginales entre las barras de inyección y retiro de potencia, en el *Day-Ahead Market*. Los FTR pueden representar un beneficio financiero como también un riesgo, producto de que pueden convertirse en costos adicionales para el que los posea:

- Representa un beneficio cuando el FTR contratado esta orientado en la misma dirección que el flujo que produce la congestión. Es decir que el precio marginal en el nodo de retiro de potencia es mayor que el precio marginal en el nodo de inyección.
- De manera contraria, un FTR puede representar un costo adicional si éste esta orientado en sentido contrario al flujo que produce la congestión de la línea en cuestión, es decir el precio marginal en el nodo de retiro es menor que el precio marginal de nodo de inyección. Sin embargo si el cliente afectado estuviera retirando potencia por el paso de línea afectado por la congestión, éste recibiría un compensación por congestión que compensaría el cargo anterior producto del FTR.

El punto anterior es vital para entender las debilidades del sistema de FTR que se cuestiona fuertemente por parte de proponentes de sistemas basados en sistemas zonales de tarificación, los cuales recomiendan el uso de *flowgate rights* (FGR). De esta

manera los FTR se pueden considerar como obligaciones bidireccionales,<sup>39</sup> ya que un mismo FTR es definido para ambos sentidos de circulación de flujos dentro de líneas de transmisión. El concepto de FTR como obligación aparece al momento en que importantes niveles de contraflujo son necesarios para poder hacer factibles ciertas transacciones de energía, en donde los flujos de potencias por las líneas afectadas por dichas transacciones sobrepasan los límites permitidos para una operación segura (por ejemplo criterio N-1). De esta manera el agente responsable de crear los contraflujos necesarios para que la transacción anterior pueda fluir con sus respectivos FTR, estaría en la obligación de realizar dichos contraflujos con sus respectivos FTR. Por construcción, los LMP respectivos darían una valorización negativa a los FTR del agente responsable de los contraflujos necesarios, representando costos extraordinarios para éste. Sin embargo, éstos serían amortizados por las compensaciones correspondientes a los respectivos costos por congestión valorizados negativamente, es decir aquellos pagos para el agente responsable de los contraflujos en cuestión. Se critica fuertemente el hecho que los mismos instrumentos financieros que se supone resguarden los intereses económicos de quienes los adquieren, puedan convertirse en *armas de doble filo*, transformándose en costos adicionales para sus respectivos dueños. Con respecto a lo anterior, algunos expertos<sup>40</sup> afirman que el fenómeno de valoración negativa de FTR podría introducir ineficiencia en el sistema de derechos de transmisión, dado que a pesar de que el agente asuma el riesgo de ejercer los FTR negativos, aun corre el riesgo de no poder despachar los respectivos contraflujos y no ser indemnizado, no pudiendo entonces cubrir los costos de sus respectivos FTR. Lo anterior implicaría un mayor premio por tomar la obligación de dichos derechos.

---

<sup>39</sup> Larry E. Ruff (2000) *Flowgates vs. FTRs, and Options vs. Obligations*, unpublished mimeo, Agosto 26, 2000. Chao, Hung Po, Steven Peck, Shmuel Oren and Robert Wilson, (2000) *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management*, The Electricity Journal, 2000.

<sup>40</sup> Hung-Po Chao, Stephen Peck, Shmuel Oren And Robert Wilson, (2000) *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management*, The Electricity Journal, 2000.

## 4.2 Flowgate Rights (FGR) y su Mercado

Como alternativa al sistema de FTR, considerado en sistemas centralizados como el PJM, esta la posibilidad de utilizar un sistema administrado descentralizadamente por medio de *flowgates* (FG). Los denominados *flowgates* son interfaces de transmisión en donde se sabe que hay problemas de congestión de importancia comercial para la operación del sistema. En general se podrían identificar unos pocos de estos *flowgates* o “cuello de botella” en un sistema. A los agentes del mercado se les debe exigir que haya capacidad de transferencia de potencia por estos “cuellos de botella” por los cuales circula la energía que ellos utilizan. De esta manera para poder administrar la red de transmisión acorde a las capacidades de ésta, es que la capacidad de cada *flowgate* debe corresponder a la capacidad de la red en el lugar que define el *flowgate* en cuestión. De esta manera para poder definir y coordinar las cantidades de flujo de potencia que cada agente pueda adquirir por estos “cuellos de botella”, es que se implementan los *flowgate rights* (FGR).

Cada FGR permitirá el flujo en una sola dirección, lo cual es la primera característica importante que los diferencia de los FTR que son válidos en ambos sentidos del flujo. En el caso de presentarse niveles de congestión de importancia comercial en ambos sentidos en un *flowgate*, se deberán definir dos FGR, uno para cada sentido. En el momento de producirse congestión en el sentido del FGR, éste tendrá valor. En caso contrario el FGR no tendrá valor alguno. De esta manera, la segunda característica importante que diferencia al FGR con el FTR implementado en el PJM, es que los FGR nunca tendrán valores negativos, ya que un mismo FGR no se definen para ambos lados del flujo. De esta manera el dueño de FGR nunca tendrá que pagar por el hecho de poseer un FGR.

Los participantes que creen contraflujos a través de *flowgates*, se les permitirá vender FGR de acuerdo al despeje de capacidad que su contraflujo produzca. Este último punto es importante porque crea incentivo a aquellos participantes del mercado descentralizado, para redespachar generación que cree estos contraflujos, y así

poder disminuir la congestión en estos *flowgates*. El hecho de que la cantidad de FGR que son emitidos en un determinado *flowgate*, esté limitado a la capacidad física de éste, hace que estos instrumentos sean considerados como opciones en vez de obligaciones que es el caso de los FTR. La emisión de FGR no obliga a otro agente a despachar contraflujos pero da la opción de que lo haga y de esa manera emita FGR en proporción al nivel de contraflujo que su inyección de potencia tenga sobre el FG en cuestión.<sup>41</sup> De esta manera un despacho basado en FGR no necesita de una prueba de factibilidad previa como en el caso de los FTR (en PJM, *Simultaneous Feasible Test-SFT*)<sup>42</sup>, ya que la cantidad de derechos se limita a las reales capacidades físicas de cada FG definido en el sistema.

Un mercado basado en el uso de *flowgate*, dependería del punto de inyección de la energía en cuestión, y el punto en donde se retira ésta. Luego la capacidad de cada *flowgate* afectado por la transacción en cuestión, se determinaría por medio de sendos factores de distribución de la red de transmisión. Estos factores muestran el uso de cada *flowgate* producto de una transacción entre cualesquiera dos puntos de inyección y retiro de energía.

En la figura que se muestra a continuación,<sup>43</sup> se muestra un ejemplo del uso de tablas de factores de distribución. La tabla muestra la fracción del flujo para cada punto de inyección del sistema, indicado al lado izquierdo de la tabla, hasta el nodo 11 que pasa por cada uno de los tres *flowgates* del sistema representado. De esta manera si se inyecta 1MW en el nodo 5, y se retira en el nodo 11, resultará en 0.6MW pasando por el flowgate A, 0.4MW por el flowgate C y -0.6MW (que sería un contraflujo) por el B.

---

<sup>41</sup> En general se pueden contar con dos tipos de FGR, los que son emitidos por el operador del sistema y los que son resultados del contraflujo producido por la inyección de potencia de algunos generadores en determinados FG, habilitando así mayor capacidad por las líneas de transmisión en cuestión.

<sup>42</sup> En el sistema PJM, cada vez que se emiten un conjunto determinado de FTR en el sistema para una determinada hora de operación, se corre una prueba de factibilidad (SFT), en donde se corre un flujo DC por el sistema representando las inyecciones de las unidades generadoras igual a las cantidades de FTR emitidas para así determinar si el operador del sistema podrá cubrir dichas obligaciones financieras al momento de producirse congestión.

<sup>43</sup> Ejemplo obtenido del artículo publicado por la empresa Automated Power Exchange Inc., *Frequently Asked Questions About Forward Flowgate Markets*, 2000.

Tabla 4.1: Factores de Distribución.

de Nodo i a Nodo 11

Nodo	Flowgate		
	A	B	C
1	0,70	0,30	0,30
2	0,80	0,20	0,20
3	0,90	0,10	0,10
4	0,60	0,40	0,40
5	0,60	-0,60	0,40
6	0,50	-0,50	0,50
7	0,55	-0,55	0,45
8	0,20	-0,20	-0,20
9	0,05	-0,05	-0,05
10	-0,01	0,01	0,01
11	0,00	0,00	0,00
12	-0,05	0,05	0,05

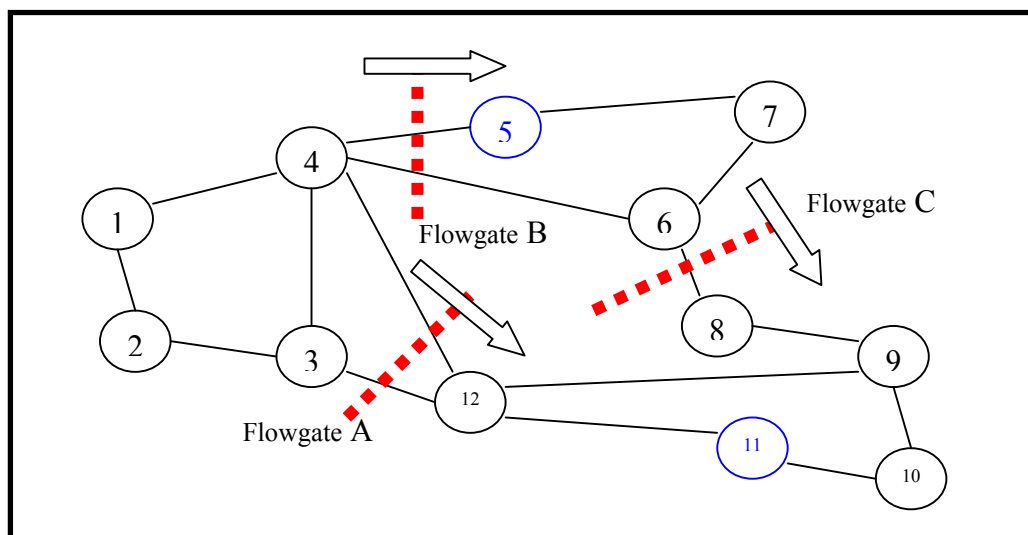


Figura 4.1: Sistema implementado con FG.

Sin embargo puede ocurrir que un participante del mercado no tenga todos los FGR necesarios después de que las transacciones por FGR hayan cerrado. En este caso el RTO o Coordinador Regional de Transmisión,<sup>44</sup> sería el responsable de entregar el déficit de FGR. Si no hubiera suficientes FGR disponibles para cubrir la necesidad del agente, el RTO tendría que crear nuevos FGR disponibles por medio del correspondiente redespacho económico de generación. En este caso todas las transacciones deberían de fluir y los participantes del sistema que estuvieran utilizando la nueva capacidad tendrían que pagar su costo marginal (de la capacidad creada). En el caso de los participantes que hayan adquirido sus respectivos FGR con anticipación, no se les cobraría por el nuevo despacho.

El método por el cual el RTO calcularía este nuevo despacho para hacer compatibles las necesidades de los participantes, sería muy parecido (o idéntico) al sistema LMP. La gran diferencia es que en el caso del LMP el RTO tendría que calcular todo desde el principio, mientras que en este caso, el RTO partiría de una solución factible, resultado de las transacciones bilaterales por parte de generadores y clientes, por lo que el LMP sólo tendría que refinar un poco la solución para ajustarla a las restricciones de la red.

Para evitar que participantes retengan sus FGR y así ejercer algún tipo de poder de mercado, y además para incentivar el uso de dichos instrumentos, es que los FGR estarán sometidos a una regla tipo *úselos o piérdalos*. De esta manera cualquier FGR que no sea despachado con su respectiva transacción de energía, al momento de cerrarse el mercado futuro de FGR, será automáticamente devuelto al RTO del sistema, sin compensación alguna. De esta manera los FGR no se pueden considerar estrictamente como instrumentos financieros, ya que estos pierden su valor si no son utilizados en el momento apropiado. Obviamente los participantes con FGR que no utilicen tienen la opción de venderlos antes que el mercado futuro de FGR cierre.

---

<sup>44</sup> En los sistemas de tipo centralizado, como el PJM, el RTO tiene la función de aceptar ofertas de compra y venta de energía por parte de clientes o cargas y generadores. Además debe calcular un despacho económico factible que respete las restricciones de la red y además calcular los precios nodales del sistema.

#### 4.2.1 Mercado Futuro y Despacho en Tiempo Real

Al parecer hasta el momento no hay ningún sistema definitivo para administrar el mercado futuro de FGR y hacerlo compatible con los despachos de tiempo real. Sin embargo se han propuesto algunos modelos tentativos.<sup>45</sup>

El ordenamiento de centrales para abastecer al sistema se haría constantemente, en conjunto con las transacciones del mercado. Los participantes del mercado estarían obligados a comunicar al RTO del sistema las cantidades, pero no así los precios, de transacciones de energía y las referentes a FG. De esta manera el RTO estaría constantemente ordenando los despachos y viendo que dichos ordenamientos de energía no violen alguna restricción en el sistema. De esta manera, X minutos antes de cada hora el mercado futuro de FGR y de energía cerraría. En este momento los contratos de energía de los participantes pasarían a ser su propuesta definitiva para el sistema. Además es en este momento o antes, que se deberían adjuntar ofertas de los participantes del mercado por incrementos (INC) y decrementos (DEC) de energía para así facilitar más la función del posible redespacho del RTO.

Como se explicó antes, cualquier FGR que no haya sido utilizado por los participantes se devuelve automáticamente a poder del RTO, sin compensación alguna para el usuario. El RTO determinará con toda esta información, que poseería carácter confidencial, los déficits de derechos de FG adquiridos por los participantes en sus transacciones de energía y de los retenidos por el RTO. Para poder revertir este déficit, el RTO haría nuevos redespachos hasta ajustar los dos tipos de déficits mencionados. Para ello utilizaría el método de LMP y cobraría a cada participante involucrado en los desbalances de FGR, el costo marginal en que se incurrió para crear las nuevas capacidades (o nuevos FGR). Cada pocos minutos el RTO estaría encargado de hacer leves cambios en el despacho de tiempo real para ajustar la operación del sistema debido a cambios inesperados que pudieran afectar a la red, como cambios en los factores de

---

<sup>45</sup>Automated Power Exchange Inc., *Frequently Asked Questions About Forward Flowgate Markets*, 2000.

distribución, salidas intempestivas de centrales, etc. De esta manera los participantes que presentaran desbalances, se les cobraría el costo marginal producto de dicho desbalances.

Del último aspecto se discute si los costos por desbalances inesperados del despacho se deben cobrar en forma uniforme e incorporada inmediatamente en los costos de los participantes del mercado, o si se deberían de cobrar en forma individual como en el sistema LMP<sup>46</sup>. Hay argumentos a favor para los dos sistemas. En el caso de incorporar dichos costos de manera uniforme entre los diferentes participantes, entregaría seguridad en los precios además de simplificar la operación del sistema. De hecho este costo podría ser incorporado en la cuota de incorporación al mercado. En el otro caso, el cobrar en forma independiente evitaría posibles manipulaciones que los participantes del mercado pudieran hacer.

#### **4.2.2 Costo de Transmisión Usando Criterio de Flowgates**

El costo de trasladar un flujo de potencia entre un nodo de inyección y otro de retiro de potencia, correspondería a la suma ponderada de los precios de cada FG que afecte dicho flujo. En el siguiente ejemplo (variación del anterior ejemplo en figura 4.1), se suponen dos FG, un FG A que cobra \$10 por MW y otro B que tiene un precio de \$20 por MW. Si de nuevo tomamos un flujo inyectado en el nodo 5 y retirado en el nodo 11, y los factores de distribución los consideramos como si el 10% de la potencia pasará por el flowgate A y 20% por el B (los factores de distribución no corresponden al del caso anterior), entonces el costo total de transmisión para este caso sería de 5 \$/MW :  $0.1 * 10\$/MW + 0.2 * 20\$/MW = 5\$/MW$ .

---

<sup>46</sup> Discusión que se formula como posibles métodos de implementación en este tipo de mercado descentralizado. Referirse al artículo Automated Power Exchange Inc., *Frequently Asked Questions About Forward Flowgate Markets*, 2000.



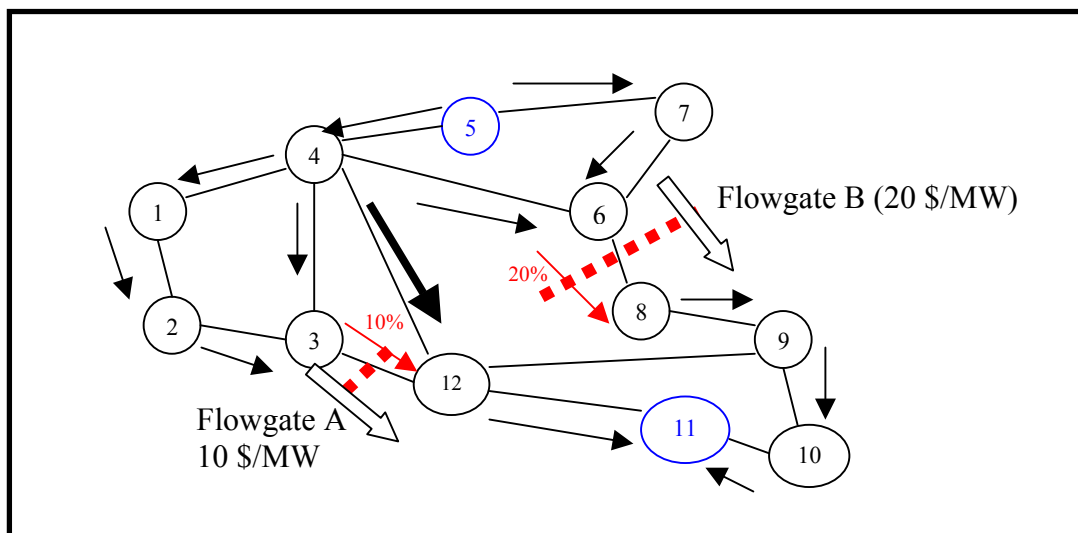


Figura 4.2: Cobro de transmisión implementado con FG.

En la figura 4.3 que se muestra a continuación, se presenta otro caso, en el cual se ha modificado el sentido del flowgate B, lo que implica que la transacción de energía anterior (nodo 5 al 11), crea un contraflujo en dicho FG. De esta manera el costo de trasladar este flujo de potencia resultaría ser negativo, lo que significa que se está recompensando al agente por aliviar la línea de transmisión. Costo de transmisión:

$$0.1 * 10\$/MW + 0.2 * (- 20\$/MW) = -3\$/MW$$

Es importante entender que los precios en cada nodo y en cada flowgate serían impuestos por los participantes del mercado y su voluntad de comprar y vender energía. No están sujetos a tarifas ni son fijados. Sin embargo y como muestran los dos ejemplos, los precios en dos nodos serán diferentes (diferencia equivalente al costo de transmisión) debido a los costos de transmisión. Se pueden dar casos en que arbitrajes sean factibles, es decir que la diferencia de precios entre dos nodos sea mayor que el costo de transmisión. De esta manera algún agente podrá comprar energía en el nodo de menor precio, comprar los FGR necesarios y vender la energía en el nodo de mayor precio. De la misma forma si se da el caso en que el costo de transmisión es mayor que la diferencia de costos en dos nodos, es posible comprar energía en el nodo de mayor precio y venderla en la de menor precio, creando un contraflujo que sería recompensado,

para así obtener resultado positivo de la transacción. Esto se repetiría hasta que los niveles de precios se nivelen al punto de que ningún arbitraje sea posible.

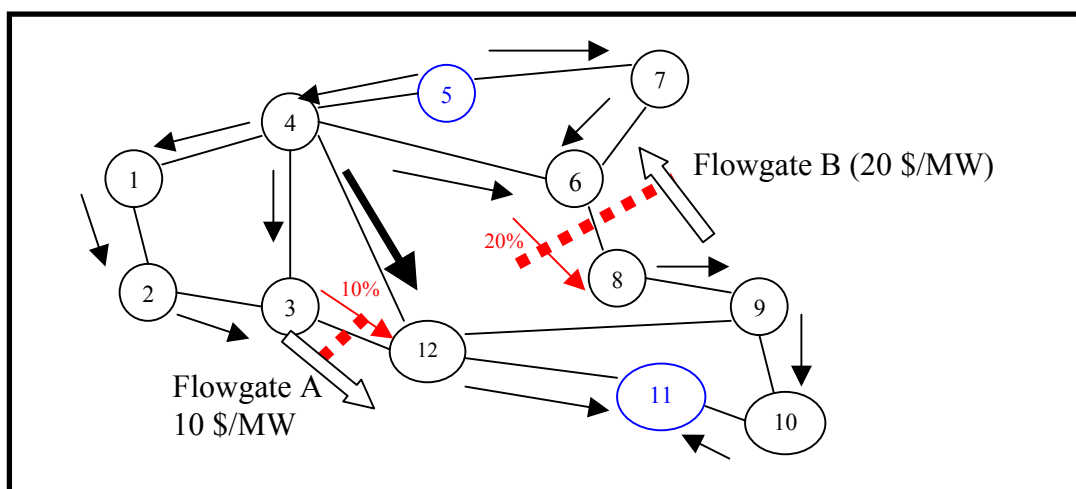


Figura 4.3: Implementación de FG con contraflujo.

Mirado desde una perspectiva de implementación de tarifas zonales, se puede decir que éstas no obedecen necesariamente a la estructura del mercado antes descrito. Cuando los FG no están restringidos, los precios en las diferentes zonas definidas serán iguales. Cuando algunos FG se vean congestionados, y por lo tanto su precio suba, naturalmente se crearán diferentes mercados locales con diferentes niveles de precios de energía. Las zonas que se vean restringidas por los mismos FG presentarán niveles de precios similares. Además se puede generar puntos o subzonas dentro de las mismas zonas generadas espontáneamente, las cuales se transformen en *centros o hubs* para las transacciones dentro de la zona en cuestión.

#### 4.2.3 Algunas Ventajas del FGR sobre los FTR

El principal argumento que se esgrime a favor de los FGR, es que estos no dependen de los patrones de flujos creados por los agentes del mercado. De esta manera puede que varíe el valor de los derechos pero la capacidad de transferencia asociada a cada derecho se mantendría relativamente constante en el tiempo. Por lo tanto no se

necesita estar constantemente evaluando los niveles de capacidad de este tipo de derechos de transmisión como en el caso de los FTR (SFT). Sin embargo esto deja de ser cierto al momento de tener líneas fuera de servicio o problemas en transformadores, ya que entonces la topología de la red cambiaría y por lo tanto también lo harían los factores de distribución que gobiernan los flujos por los FG definidos. Además se debe considerar que a medida que los patrones de la distribución de carga en la red se modifican, también lo hacen los flujos de potencia que circulan por ella, con lo que nuevos FG tendrían que ser definidos. Lo último podría producir graves inconsistencias en contratos a largo plazo que no consideren estos nuevos FG obtenidos de los nuevos patrones de flujos en el sistema.

Otro argumento que se esgrime a favor de los FGR, es que en presencia de una línea congestionada se produce variación de precios en todas las barras del sistema, por lo tanto con la implementación de derechos “punto-a-punto” o FTR, se tendrían que realizar muchas transacciones referentes a pagos por los derechos en cuestión. En contraste, CPOW <sup>47</sup> argumentan que en el caso de FGR sólo algunas pocas zonas o FG se verían afectados, con lo que las compensaciones serían menores y la liquidez del mercado sería mayor. Como el número de FG es menor que el número de nodos de un sistema, los derechos de transmisión requeridos para dar seguridad frente a costos por congestión, sería considerablemente menores en el caso de FGR que en el FTR. Nuevamente lo anterior implica mayor liquidez y eficiencia en el mercado de derechos de transmisión. Un aspecto que se deriva de lo anterior, pero que no es claro, se refiere a que CPOW afirman que al tener los precios de los FG es inmediato el valor de los precios zonales, pero que a la inversa (precios nodales a precios de flowgates) no se puede. Si lo anterior fuera cierto, entonces el sistema de FGR ofrecería mayor transparencia en relación al cálculo de precios.

Otra real ventaja de los FGR por sobre los FTR, es que los FGR nunca toman valores negativos. Lo anterior se debe a que los FTR son derechos bidireccionales

---

<sup>47</sup> Chao, Hung Po, Steven Peck, Shmuel Oren And Robert Wilson, Flow-based Transmission Rights and Congestion Management, *Electricity Journal*, October 2000.

mientras que los FGR se definen sólo en un sentido del flujo. Por lo tanto los dueños de este tipo de derechos nunca se verán afectados por costos adicionales producto de compensaciones debido a congestiones, ya que si la congestión no es en el sentido del derecho en cuestión, éste no tendría valor alguno. Por lo tanto los FGR se pueden ver como *opciones* que garantizan beneficios a su dueño en el caso que el respectivo flowgate se vea congestionado. En el caso de los FTR, éstos representan *obligaciones* necesarias para generar los flujos apropiados, con lo que pueden representar costos extras a su propietario a no ser que pueda crear los contraflujos necesarios por una cantidad equivalente a los derechos contratados y así contrarrestar dichos costos extraordinarios. Por lo antes mencionado, los FGR se pueden ver como contratos a futuro que representan una opción, mientras que los FTR representan obligaciones equivalentes a portofolios de contratos futuros de corto y largo plazo necesarios para realizar transferencias de *punto-a-punto* de acuerdo a los factores de distribución (PTDF), de lo cual dichos portofolios pueden tener valores negativos o positivos.

Con respecto a la flexibilidad de dichos instrumentos, los FGR dan mayor garantía frente a transacciones parcialmente cubiertas, para adquirir coberturas marginales de acuerdo a lo que la operación del sistema indique según los FG previamente definidos. En cambio los FTR sólo se limitan a puntos fijos de retiro e inyección de energía. En general con FGR se podrían crear portofolios con diferentes porcentajes de capacidades de los FG definidos para cubrir en forma precisa los niveles de congestión producidos por una cierta transacción. En cambio los FTR nuevamente se limitan a cantidades de potencia asociadas a puntos de retiro e inyección de energía.

En la siguiente tabla se hace un paralelo entre los sistemas de derechos de transmisión descritos anteriormente destacando las diferencias (ventajas y desventajas) que resumen lo discutido en la sección anterior:

Tabla 4.2: Características de los FTR y FGR

<b>FTR</b>	<b>FGR</b>
Definidos en ambos sentidos.	Sólo validos en un sentido.
Puede tomar valores negativos.	Nunca toma valores negativos.
Se pueden ver como obligaciones, necesarias para cumplir con las condiciones de flujo de un despacho.	Se pueden considerar como opciones que sólo toman valor si el flujo por la línea es consistente con la dirección en que se contrató el FGR.
Sus valores varían constantemente de acuerdo a los costos marginales en cada barra, y sus capacidades están sujetas a pruebas de factibilidad para cada hora de operación (SFT).	Sus capacidades se mantiene relativamente constantes ya que dependen de la topología de la red (factores de distribución)
En general se necesitan una cantidad importante de estos derechos para cubrir el mercado total, lo que puede ir en desmedro de la liquidez del mercado de derechos de transmisión.	El ideal es poder definir un número reducido de flowgates o “cuellos de botella”, lo que haría más líquido el mercado de este tipo de instrumentos.
Los costos por congestión son fijados centralizadamente por el operador del sistema según las diferencias de costos marginales por barras.	Los agentes del mercado son los que valorizan el precio de los flowgates y por lo tanto el valor de la congestión en líneas, las cuales son el resultado de las ofertas de ajustes de los agentes para la operación diaria del sistema.
Poca flexibilidad de cobertura sobre la red de transmisión	Posibilidad de crear portofolios con diferentes niveles de capacidad sobre los FG definidos.
Entrega mayor seguridad en contratos a largo plazo.	Pueden producirse incompatibilidades en el largo plazo si patrones de flujos obligan a definir nuevos FG.
Fáciles de definir e implementar.	Puede llegar a ser complicado el criterio de definición de los FG necesarios para capturar focos importantes de congestión en la red.

## **V. INTEGRACIÓN DE DESPACHO NODAL Y ZONAL CON DERECHOS DE TRANSMISIÓN**

Una vez presentados los conceptos, diferentes puntos de vista y experiencias de implementación de los sistemas nodales, zonales y sus respectivos derechos de transmisión, se plantea el objetivo de desarrollar un modelo computacional que permita simular despachos nodales y zonales bajo diferentes escenarios de demanda energética y condiciones de generación, además de la implementación de los respectivos derechos de transmisión. Con lo anterior se logrará tener una percepción más objetiva de las ventajas y desventajas de ambos sistemas de despacho económico y valoración de la energía. Además como segundo objetivo planteado en este trabajo, se introducen componentes de calidad de abastecimiento de las redes de transmisión, para así mediante los respectivos despachos económicos simulados, poder introducir componentes de costos por congestión en los respectivos costos marginales nodales y zonales resultantes de la representación multinodal del sistema eléctrico a simular, para así poder obtener tendencias del comportamiento de los niveles de congestión bajo diferentes escenarios de operación. Sin embargo el hecho de diseñar un sistema zonal descentralizado basado en FGR en donde la valorización de los precios en barra de la energía y de los mismos FG son valorados según las preferencias de los agentes, lo haría demasiado arbitrario e inconsistente para poder hacer cualquier análisis entre los dos modelos antes discutidos. Por ello se plantea como tercer objetivo, diseñar un modelo zonal centralizado en donde la valoración de los precios de la energía en las zonas definidas y por lo tanto los costos por congestión, obedecen a principios marginalistas análogos a los aplicados en el despacho nodal para obtener los LMP. De esta manera también se puede hacer una valoración precisa de los FG definidos mediante sendas diferencias de precios marginales zonales. Por lo tanto se obtiene consistencia y un acercamiento entre los despachos nodales y zonales, lo que hace posible la implementación de ambos tipos de derechos de transmisión presentados anteriormente, bajo una misma estructura de mercado eléctrico.

Para el desarrollo del modelo, se comenzó trabajando con un pequeño sistema de 6 barras, 3 generadores térmicos y tres cargas. El modelo de despacho logrado se implementó luego para ser simulado en un sistema *reducido* del Sistema Interconectado Central Chileno (SIC)<sup>48</sup>. Sin embargo dada la estructura de costos de unidades generadoras auditados por la CNE para la fijación de precio de nudo, es que se tuvieron que hacer algunas modificaciones en la estructura del algoritmo, pero que aun contenían los conceptos del modelo original.

Básicamente el modelo logra hacer un despacho económico utilizando iteración en lambda ( $\lambda$ ) que además incorpora elementos de la teoría marginalista de Schweppe,<sup>49</sup> en particular aquella componente de la calidad del suministro por las líneas de transmisión (*network quality of supply*), es decir la congestión por las líneas. Por ello es que antes de entrar en más detalles sobre el modelo desarrollado y los sistemas simulados, se debe entender los conceptos de tarificación marginalista involucrados en éstos.

## 5.1 Tarificación Marginalista de la Energía

Como se dijo anteriormente Schweppe, Caramanis, Tabors y Bohn, definen claramente las diferentes componentes de los costos marginales o *spot*, de la energía. Básicamente para cierto agente  $k$  en un instante  $t$  su precio marginal de energía esta dado por los siguientes componentes:

$$\begin{aligned}
 \rho_k(t) = & \gamma_F(t) && \text{(Generación Marginal de Combustible)} \\
 & + \gamma_M(t) && \text{(Generación Marginal de Mantenimiento)} \\
 & + \gamma_{QS}(t) && \text{(Calidad Abastecimiento en Generación)} \\
 & + \gamma_R(t) && \text{(Recuperación de Capital en Generación)} \\
 & + \eta_{L,k}(t) && \text{(Perdidas Marginales en Transmisión)} \\
 & + \eta_{QS,k}(t) && \text{(Calidad de Abastecimiento en Transmisión)}
 \end{aligned}$$

<sup>48</sup> Ver ANEXO A.

<sup>49</sup> Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors, Roger E. Bohn, (1988) *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts.

$$+\eta_{R,k}(t) \quad (\text{Recuperación de Capital en Transmisión}) \quad (5.1)$$

Lo que generalmente se conoce como “*el lambda del sistema*”, bajo la anterior definición equivaldría a:

$$\lambda(t) = \gamma_F(t) + \gamma_M(t) \quad (5.2)$$

Es decir, está intrínsecamente ligada a los costos combustibles de generación y a su disponibilidad. Dado que el modelo asume que no hay pérdidas en la energía transmitida, las respectivas componentes marginales son omitidas en el modelo. Con respecto a la componente marginal de calidad de abastecimiento en generación, a pesar de que no se trabaja directamente sobre esta variable en el modelo, se puede considerar como parcialmente introducida, ya que dicha componente tiene relación con las capacidades máximas y mínimas de las unidades generadoras, las cuales son consideradas al momento de hacer el despacho en una iteración en lambda. Además el modelo considera la variable de calidad de abastecimiento en transmisión, que refleja el comportamiento de los niveles de saturación en la red eléctrica, la cual como se verá más adelante, es la directa responsable de que los precios en barra varíen bajo la presencia de congestión en las líneas. Por simplicidad y transparencia en los resultados que el modelo arrojaría, no se consideraron las restantes componentes del precio marginal por barra, ya que lo que realmente se desea simular es el comportamiento de los niveles de congestión bajo distintos escenarios y modelos de despacho económico. Por lo tanto el precio en barra por energía para un determinado agente  $k$  en un instante  $t$  estaría dado por:

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \eta_{QS,k}(t) \quad (5.3)$$

Para valorar la calidad de servicio de transmisión se utiliza el *Criterio de Despeje Mercado*, el cual obedece a la siguiente expresión:

$$\eta_{QS,K(t)} = \sum_i \left[ \mu_i(t) * \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_K(t)} \right] \quad (5.4)$$

en 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.

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

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”.*

Por lo anterior y dada las recomendaciones de los autores,<sup>50</sup> es que se implementó un modelo que despachara el sistema en base a una iteración en  $\lambda$  y en  $\mu$  (iteración  $\lambda$ - $\mu$ ), para así lograr que se cumplieran las ecuaciones de balance de energía (variación en  $\lambda$ ) y se respetaran los límites de flujo por las líneas, lo cual se lograba por los redespachos de generadores según las señales de precios locales (LMP) obtenidas por la variación de los respectivos  $\mu$ .<sup>51</sup>

Las señales económicas que el sistema de LMP entregan a los agentes del mercado son eficientes en el corto y mediano plazo, lo cual es reconocido por todos los precursores de los diferentes modelos de tratamiento de congestión, y es por ello que todos los modelos propuestos en la literatura tienen sus bases en la información que

<sup>50</sup> Schweppe, Caramanis, Tabor y Bohn.

<sup>51</sup> En ANEXO E ver detalles y diagrama de flujo del algoritmo desarrollado para el despacho nodal y zonal.

estos precios entregan. Algunos de las características más importantes de este tipo de precios se muestran en la siguiente lista:<sup>52</sup>

1. Un LMP en una barra significa el costo incremental de suministrar la siguiente unidad de carga en esa barra. El LMP en una barra incorpora la oferta del generador marginal de dicho nodo además del impacto que la inyección de ese generador va a tener sobre el nivel de congestión en el sistema.
2. El LMP en un nodo no es necesariamente igual a la oferta del generador marginal en dicho nodo, ni tampoco equivale al del generador marginal de una zona.
3. Los LMP de dos barras pueden ser diferentes incluso si la línea entre ellos no presenta congestión (recordar teoría de despeje de mercado).
4. La oferta de un generador activa el nivel del LMP de su respectiva barra, cuando éste está siendo parcialmente despachado (a menos que esté en su mínimo o que esté siendo despachado parcialmente para proporcionar regulación, reserva en giro o por condiciones de operación en caliente). Este punto se entenderá más claramente cuando se expliquen las modificaciones del algoritmo por efecto de la estructura de costos de los generadores del SIC.
5. Si un generador es despachado totalmente, el LMP de su nodo pagará la equivalencia de ofertas de generadores más caros o de ofertas equivalentes a la suya.
6. En el caso de que la oferta de un generador sea mayor que su LMP local, implica que hay una manera más económica de abastecer la carga del nodo en cuestión.

---

<sup>52</sup> SOUTHEAST RTO MEDIATION PROCESS, Appendix 3: Congestion Management: LMP/Financial Rights Model.

7. A las unidades generadoras se les paga por el LMP de su barra, y a los consumos se les cobra por el nivel de LMP de la barra en que se encuentren.

Es importante destacar que las características antes mencionadas de los LMP, son completamente consecuentes con las definiciones impuestas en los modelos simulados, tanto en el sistema de 6 barras como en el del SIC reducido.

## 5.2 Aplicación sobre Sistema de 6 Barras

Como se mencionó anteriormente el modelo fue desarrollado inicialmente para un pequeño sistema de 6 barras obtenido directamente del texto de Wood y Wollenberg,<sup>53</sup> el cual aparece en la figura 5.1. El motivo de lo anterior obedece a razones de consistencia de los resultados, ya que en la actualidad no se cuenta con trabajos que presenten un parámetro a seguir con respecto a aplicaciones de LMP en el SIC y tendencias de congestión en el sistema, además de la implementación de derechos de transmisión según las definiciones que se darán más adelante. Por lo tanto se hace necesario contar con al menos dos casos con los cuales se pueda confirmar la consistencia del modelo desarrollado mediante los resultados obtenidos en cada modelo de despacho a simular (nodal y zonal). Por un lado el sistema pequeño de 6 barras es enmallado (como la mayoría de los sistemas reales) y presenta estructura de costos lineales y continuos, por lo que los resultados obtenidos bajo este sistema eléctrico serían útiles para validar el modelo desarrollado. Luego el mismo modelo podría ser aplicado a un SIC reducido con sus particularidades topológicas y de estructura de costos.

Los generadores fueron simulados con costos cuadráticos, con características lineales para sus respectivos costos marginales:

$$F_1(P) = 220 + 0.09 \cdot P^2 \text{ ($) } \quad F_1(P)' = CM_{g_1}(P) = 0.18 \cdot P \text{ ($/MWh)} \quad (5.5)$$

---

<sup>53</sup> Allen J. Wood, Bruce Wollenberg, (1984) *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, NY.

$$F_2(P) = 80 + 0.1 \cdot P^2 (\$) \quad F_2(P)' = CM_{g_2}(P) = 0.2 \cdot P (\$/MWh) \quad (5.6)$$

$$F_3(P) = 60 + 0.3 \cdot P^2 (\$) \quad F_3(P)' = CM_{g_3}(P) = 0.6 \cdot P (\$/MWh) \quad (5.7)$$

Para efectos de simplicidad en el algoritmo destinado al despacho zonal, los costos marginales se consideraron sin componente fija.

En ambos casos, tanto para el sistema pequeño de 6 barras como para el sistema reducido del SIC, el problema de optimización a resolver está dado por la siguiente expresión:

$$\underset{P_G}{\text{Min}} \sum_G CV_G * P_G * h \quad (5.8)$$

s.a.

$$[P_{Gj} - P_{Dj}] = [B_{RED}] * [\theta] \quad (5.9)$$

$$P_{G\_MIN} < P_G < P_{G\_MAX} \quad (5.10)$$

$$|F_i| < F_{i\_MAX} \quad (5.11)$$

en donde:

$CV_G$ : costos variables totales del generador G.

$P_G$ : potencia activa despachada para el generador G.

$F_i$ : flujo de potencia activa transitada por la línea i.

$P_{Gj}, P_{Dj}$ : potencias de generación y demanda en el nodo j.

$h$ : una hora  $h$  en particular.

$B_{RED}$ : matriz reactancia, en donde se elimina la fila y la columna de la barra referencia.

$\theta$ : vector ángulos de voltaje.

Los supuestos aplicados para realizar las simulaciones, tanto en el sistema de 6 barras como en el del SIC reducido, fueron los siguientes:

1. Se hace un análisis estático para una hora en particular, es decir no se consideran efectos futuros dentro de la operación (predespacho y valorización de agua en los embalses).
2. Se despacha y redespacha generación según iteración en  $\lambda$ - $\mu$ .
3. La demanda se considera inelástica y no interrumpible en el corto plazo de análisis.
4. El flujo de potencia se hace en DC.
5. No se consideran pérdidas.
6. Capacidades en líneas de transmisión se consideran simétricas (igual límite de capacidades en ambos sentidos de flujo) y por tramos.
7. Criterio N-1 en transmisión (en SIC reducido).
8. Costos marginales lineales en el caso del sistema de 6 barras y no continuos para el caso del SIC reducido (ver figuras 5.17 y 5.18).
9. Para efectos de derechos de transmisión, se simulan transacciones dentro de mercado *spot* (*Day Ahead Market*). Para el caso del SIC se define una Matriz de Abastecimiento (MA, ANEXO C).
10. Los usuarios de la red contratan derechos de transmisión, FTR y FGR, en los despachos nodales y zonales respectivamente, por la totalidad de su demanda, independiente de cual sea el despacho final que se asigne a los generadores que los abastecen. Es decir para el caso del sistema de 6 barras, cada agente se cubre por sus 70 MW para cada hora en particular.<sup>54</sup>
11. Distribución constante de demanda en la red eléctrica.
12. Para el despacho zonal no se consideran los efectos de costos por saturación intrazonal.

---

<sup>54</sup> Para efectos de cobro por congestión, detallados más adelante, se definen los siguiente abastecimientos entre generadores y cargas: generador 1 abastece a carga 4, generador 2 abastece a carga 5, generador 3 abastece a carga 6.

13. Tanto el despacho nodal con FTR como el zonal con FGR se definen bajo un mercado eléctrico centralizado.

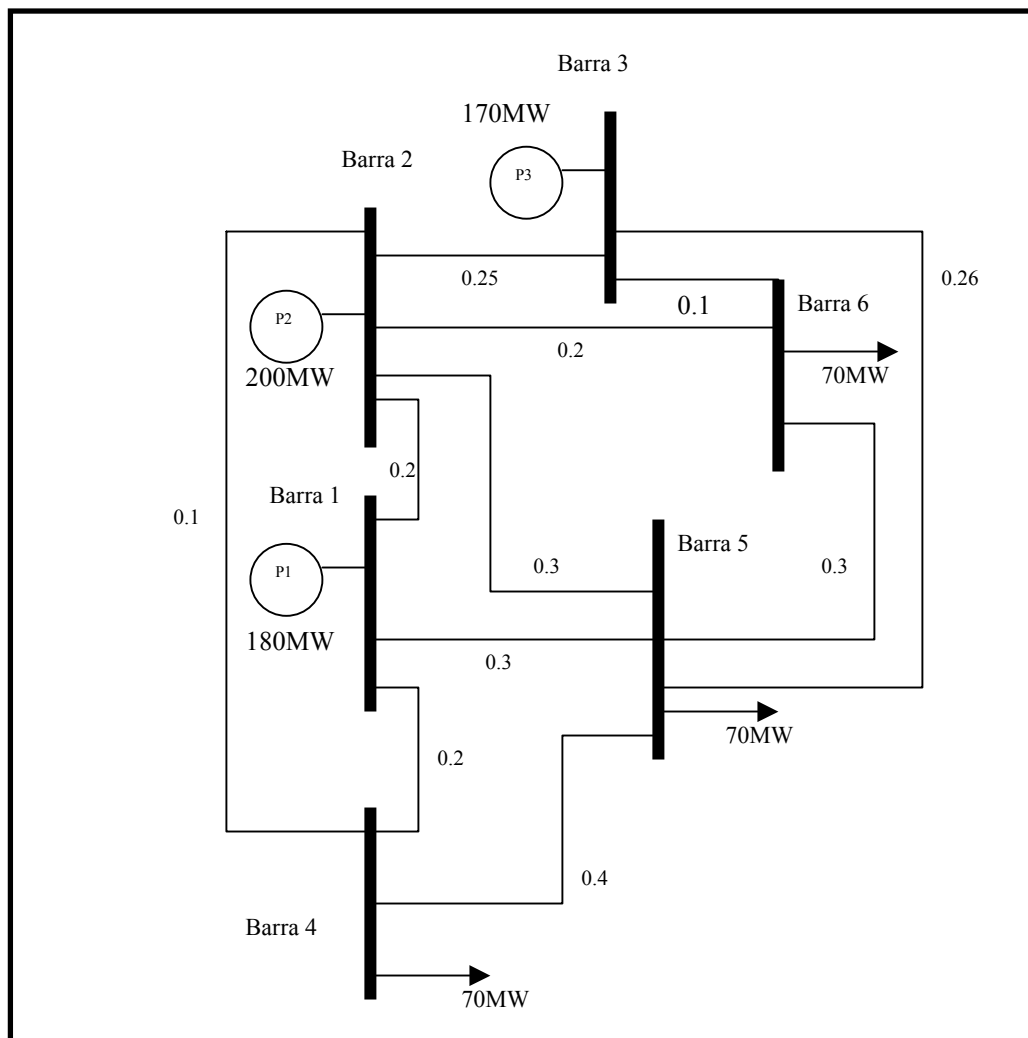


Figura 5.1: Sistema térmico de 6 barras a simular.

De los supuestos anteriores se entiende que se estaría simulando un sistema tipo *pool* o *Mandatory System*,<sup>55</sup> en el cual el RTO u operador del sistema es quien

<sup>55</sup> Yong T. Yoon, Santosh G. Raikar, And Marija D. Ilic (2000) Congestion Management for Large Electric Power Systems.

maneja el mercado de energía y además vela por la seguridad del sistema (figura 5.2). Otro aspecto relevante es que según el punto 12, no se estarían considerando las congestiones en líneas contenidas dentro de zonas, sólo se consideran congestiones interzonales. Como se detallará más adelante, este es uno de los tantos cuestionamientos que se le hace al sistema zonal y al mercado de FGR.

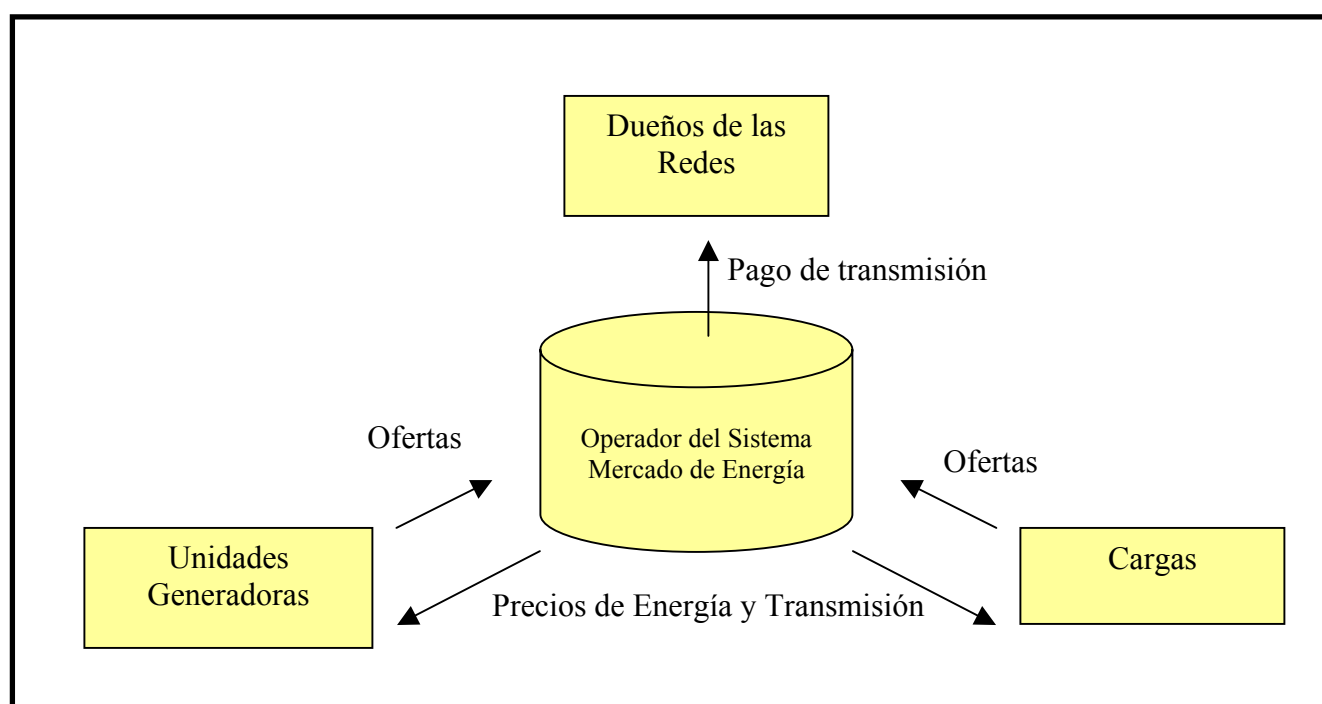


Figura 5.2: Esquema de un mercado eléctrico tipo *Pool o Mandatory System*.

El despacho nodal para ambos sistemas simulados está basado como ya se mencionó, en el resultado de la implementación de la teoría marginalista de Schweppe, es decir los LMP, los cuales son el resultado del despacho de las unidades más económicas y factibles de operar para entregar el suministro de manera más eficiente posible, obedeciendo así a las características de los LMP ya listadas. En cuanto al despacho zonal, éste se desprende directamente del resultado de los LMP logrados de la operación nodal anterior. Con dichos LMP se implementan criterios particularmente

diseñados para lograr una agrupación de nodos que obedecen básicamente a los postulados desprendidos del trabajo de Yoon y sus colaboradores,<sup>56</sup> los cuales fueron adaptados para la implementación del despacho que se simuló. Básicamente lo que se realiza en el despacho zonal, es tomar los precios en barra del despacho nodal y agrupar las barras que posean costos marginales (LMP) “*similares*” y que además estén conectadas entre si. El criterio de agrupación por similitud de LMP se rige por el umbral máximo de 15% de diferencia máxima de LMP entre barras de una misma zona. A pesar de que la diferencia podría parecer excesiva para formar zonas, se debe tomar en cuenta que este sistema es pequeño en comparación con los sistemas reales, en donde los criterios de diferencias máximas de precios en barras están entre el 5% y el 2%. Por lo tanto para poder apreciar el efecto de agrupación de las barras en zonas para este caso, se debe aumentar la tolerancia de diferencias en precios de barras.

En el proceso del despacho zonal, además se tuvieron que definir conceptos como el de “*líneas equivalentes*”. Lo anterior ocurría en el momento de agrupar las barras en zonas, las cuales para efectos del despacho zonal eran consideradas como nodos, con una generación o consumo neto asociado. Sin embargo al momento de realizar lo anterior era muy frecuente el tener zonas interconectadas por más de una línea, lo cual claramente era un problema para realizar un flujo en DC para lograr el despacho utilizando iteración en  $\lambda$ - $\mu$ . Por lo tanto lo que se consideró más oportuno, fue reducir aquellas líneas a su circuito equivalente en paralelo, como se muestra en la figura 5.3.

A pesar que con lo anterior se pierden las señales reales de congestión interzonal, el algoritmo se preocupa de correr, con los resultados del despacho zonal anterior, un flujo con dichos niveles de potencias de los generadores en la red real para verificar que no se violen los límites de transmisión por las líneas. Si se llegaran a violar,

---

<sup>56</sup> Yong T. Yoon, Jose R. Arce, Ken K. Collison Marija D. Ilic, (2000) *Implementation of Cluster-based Congestion Management Systems*, Energy Laboratory Publication # MIT EL 00-001 WP, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology, 2000.



se ajustan los valores y se repite el despacho zonal hasta que se converja a una solución que respete el balance de generación/carga y límites de transmisión.<sup>57</sup>

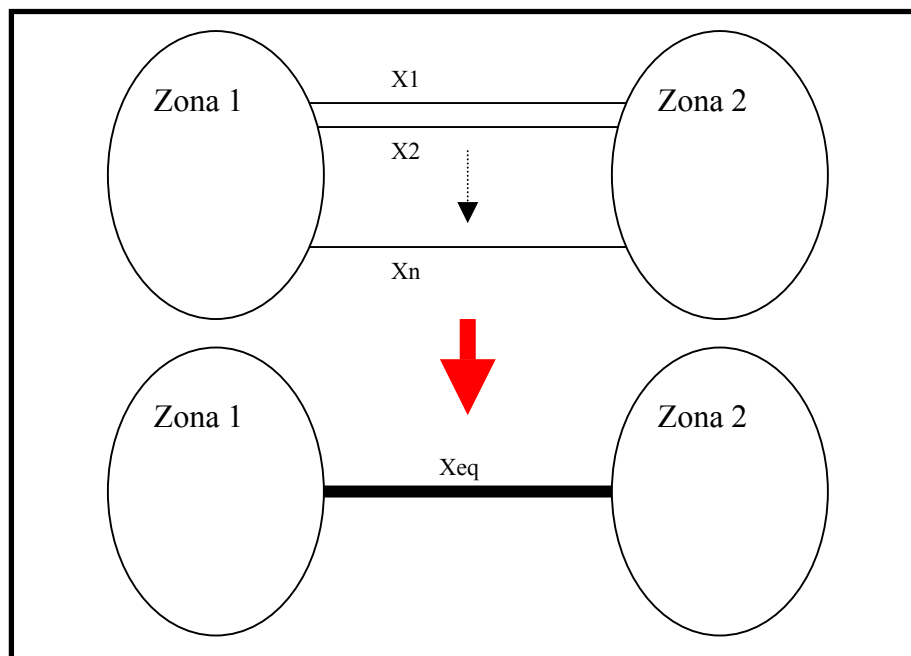


Figura 5.3: Reducción de circuitos paralelos a su equivalente en paralelo.

Otro aspecto relevante en el proceso de despacho zonal, es el de niveles de generación y estructura de costos de las zonas. Dado que cada zona puede estar compuesta por más de un generador, su estructura de costos marginales debe representar los límites de generación de las unidades que la componen. La figura 5.4 muestra como se construyen los costos para una zona en particular.<sup>58</sup>

Por lo tanto la operación de las unidades generadoras dentro de las zonas definidas dependerá de la *región* en que en ese momento se opere. Así mismo los

<sup>57</sup> Ver diagrama de flujos para despacho zonal en el ANEXO E del informe.

<sup>58</sup> Yong T. Yoon, Jose R. Arce, Ken K. Collison Marija D. Ilic, (2000) *Implementation of Cluster-based Congestion Management Systems*, Energy Laboratory Publication # MIT EL 00-001 WP, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology, 2000.

factores de distribución utilizados para valorar los niveles de congestión<sup>59</sup> son redefinidos dependiendo de la región en que se este operando dentro de la zona. Para el ejemplo de la figura 5.4, el factor de distribución para las dos regiones estaría dado por:

$$\text{región1: } \frac{\partial Zi}{\partial P_{zona}} = \frac{1}{m1} * \left( \frac{m1 * m2}{m1 + m2} \right) * \frac{\partial Zi}{\partial P1} + \frac{1}{m2} * \left( \frac{m1 * m2}{m1 + m2} \right) * \frac{\partial Zi}{\partial P2} \quad (5.12)$$

$$\text{región2: } \frac{\partial Zi}{\partial P_{zona}} = \frac{\partial Zi}{\partial P2} \quad (5.13)$$

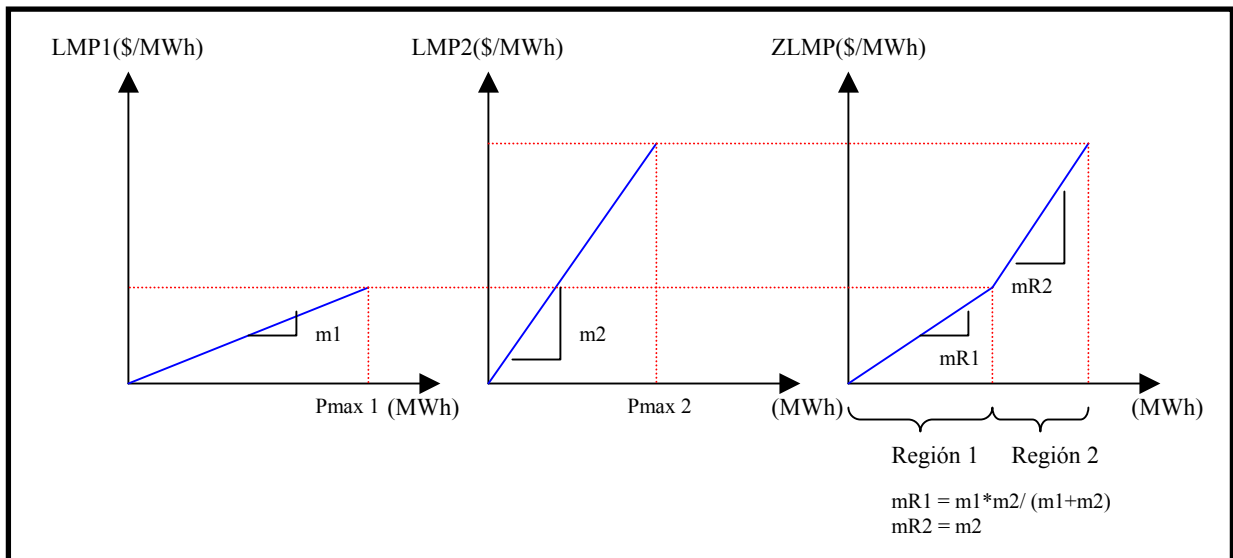


Figura 5.4: Construcción de costos zonales en la agrupación de nodos.

### 5.2.1 Derechos de Transmisión

Para proteger a los agentes de los efectos de la congestión (reflejados en la diferencia notable de los precios en barras y zonas) se implementan los derechos de transmisión, comentados en las secciones previas. En el caso nodal se implementaron

<sup>59</sup>  $\eta_{QS,K(t)} = \sum_i \left[ \mu_i(t) * \frac{\partial z_i(t)}{\partial d_K(t)} \right]$ , en donde  $\frac{\partial z_i(t)}{\partial d_K(t)} = -A_{i,K}$

derechos financieros del tipo FTR (*Fixed Transmisión Rights*) y para el caso zonal se definieron *Flowgates* (FG) para implementar FGR (*Flowgates Rights*). Tanto los FTR como los FGR en los sistemas simulados, representan derechos financieros y no físicos, entendiendo por derechos físicos a las restricciones que dichos instrumentos puedan ejercer sobre la utilización real de la red por parte de los agentes. Sin embargo es común que se confunda a los FGR como derechos de transmisión físico-financieros, ya que están intrínsecamente relacionados a las capacidades de los FG definidos en los despachos. Sin embargo dichos instrumentos (FGR) no impiden a los agentes usuarios de la red hacer uso de ella. De hecho, tanto para el sistema de FTR como para el de FGR, las transacciones de energía no necesitan de estar por completo respaldadas por derechos de transmisión, es más dichas transacciones pueden estar parcialmente respaldadas por FTR/FGR o no estar de ninguna manera cubierta por ellos, en dichos casos el agente estaría dispuesto a enfrentar los costos por congestión que surgieran del despacho respectivo. La política anterior que se refiere a considerar derechos predominantemente financieros y no físicos, es el consenso que se puede apreciar en la mayor parte de la literatura concerniente al tema, y de hecho algunos prospectos de proyecto de desregulación en sistemas en EE.UU. sugieren lo mismo.<sup>60</sup> Sin embargo se pueden dar atribuciones físicas a los derechos de tipo FGR,<sup>61</sup> desde la perspectiva de que en cada FG sólo se pueden emitir hasta un número limitado de derechos, los cuales en los sistemas simulados corresponde a la capacidad real de flujo de potencia que pueden circular por ellos.

### 5.2.1.1 FTR

Estos son derechos netamente financieros, es decir no otorgan derechos por capacidades a los dueños de éste. Además se definen en ambos sentidos del flujo por las líneas, por lo tanto pueden también representar un costo para su dueño si es que la

---

<sup>60</sup> John D. Chandley (2001) *Developing Forward Markets Based on Flowgate Rights Analysis of the Alliance Companies' Hybrid Market Proposal*, LECG market design team in Cambridge, Massachusetts.

<sup>61</sup> Midwest ISO Hybrid Model Working Group (2000) *Midwest ISO Hybrid Proposal for Linking Forward Flowgate Transmission Markets to Real-Time Locational Marginal Pricing Dispatch*, September 6, 2000.

transacción en cuestión está definida de precios mayores a precios menores. Estos derechos se definen entre puntos de inyección y retiro de la potencia de la transacción que se esté cubriendo, y además éstos se pagan (o cobran) independiente de la potencia que el agente dueño de éstos este inyectando en el sistema.

En el sistema simulado para el despacho nodal se supuso que los agentes serían abastecidos de FTR por parte del OR (Operador Regional),<sup>62</sup> según la cantidad de energía que demandaran para la hora en cuestión simulada. Los cobros por congestión corresponderían a la potencia realmente despachada por el OR. La estructura implementada para los cobros por congestión y los créditos por derechos de transmisión se muestran a continuación.

a) Cobro por congestión para transacción entre el proveedor de energía  $k$  y el agente a abastecer  $L$ : para el cobro por congestión se utiliza el despacho final  $P_k(\text{MW})$  y la demanda  $P_L(\text{MW})$  del agente consumidor para una hora dada resultante en la simulación.

$$C.C._{k-L} (\$/h) = P_L (\text{MW}) * LMP_L (\$/\text{MWh}) - P_k (\text{MW}) * LMP_k (\$/\text{MWh}) * \varepsilon_{k-L} \quad (5.14)$$

en donde  $\varepsilon_{k-L}$  representa el porcentaje de energía de la carga  $L$  siendo abastecida por el generador  $k$ .

b) Crédito por Derechos de Transmisión (FTR): en este caso la potencia  $P_{k-L}(\text{MW})$  por la que se desea cubrir el agente es pactada previamente al despacho real y en los casos simulados equivale exactamente a lo que la carga consume en una hora dada.

$$FTR_{k-L} (\$/h) = (LMP_L - LMP_k) * P_{k-L} (\text{MW}) \quad (5.15)$$

c) Saldo neto por congestión:

---

<sup>62</sup> El OR es mencionado como el RTO (*Regional Transmisión Operator*). Básicamente hay tres formas bajo las cuales los agentes pueden acceder a los derechos de transmisión, tanto en el caso de los FTR como para los FGR, a pesar de que estos últimos actualmente sólo son sugeridos en la literatura, ya que no se encuentran en operación en ningún sistema. El primer caso es bajo diferentes tipos de contratos a largo plazo, el segundo es por medio de una subasta que puede ser mensual, en los cuales los usuarios adquieren los derechos que estimen necesarios para cubrir los futuros costos por congestión. La tercera forma de adquirirlos es mediante un mercado secundario en donde los agentes pueden comprar y vender sus excedentes en derechos de transmisión.

$$S.N.(\$ / h) = \sum_k FTR_{k-L}(\$ / h) - C.C._{k-L}(\$ / h) \quad (5.16)$$

### 5.2.1.2 FGR

Como se mencionó antes, los FGR también se pueden considerar como derechos financieros a pesar de que su emisión dependa directamente de la capacidad física (flujo de potencia por una línea) que el *flowgates* (FG)<sup>63</sup> en cuestión pueda soportar bajo condiciones aceptables de operación.

Los derechos por transmitir energía por estos FG se definen en una sola dirección y la cantidad de derechos en MW emitidos en un FG no pueden superar la capacidad de éste. Al igual que en el caso anterior, en un comienzo se supone que los agentes reciben FGR por parte del OR, de acuerdo al nivel de energía que éste deba abastecer por contrato.

Del trabajo de Tabors<sup>64</sup> presentado al *Alliance Market Development Advisory Group* aplicado a FGR bajo sistemas de tarificación multinodal (LMP) se tomó la definición de *Factor de Distribución Comercial* (FDC) para implementarlo en las definiciones de cobros por congestión interzonales y créditos por derechos e transmisión en un sistema centralizado con implementación de FGR. En ambos, se han incorporado señales espaciales con respecto a la utilización de la red, lo cual focaliza más aun las transacciones respecto a la congestión en el sistema.

a) Factor de Distribución Comercial:

$$FDC_{k-L,FGij} = A_{ij,k} - A_{ij,L} \quad (5.17)$$

b) Costo por congestión para usuario L abastecido por generador k en FG contenido entre zonas i-j:

$$C.C._{k-L,FGij}(\$ / h) = (ZLMP_j - ZLMP_i) * P_k (MW) * FDC_{k-L,FGij} \quad (5.18)$$

<sup>63</sup> En el algoritmo diseñado, se define que una línea o un conjunto de ellas (líneas equivalentes) pasa a ser un FG cuando se verifica que la línea (o línea equivalente) en cuestión presenta niveles de congestión en más del 50% de las iteraciones realizadas.

<sup>64</sup> Richard D. Tabors (2001) *Hybrid Congestion Management System "Without Uplift"*, Tabors Caramanis and Associates TCA, August 29, 2001.

en donde  $P_k(MW)$  corresponde a la potencia despachada por el generador  $k$ .

c) Crédito por FGR en FGi-j para transacción entre generador  $k$  y carga  $L$ :

nivel de potencia reservada,

$$FGR_{k-L,FGij}(MW) = P_{k-L}(MW) * FDC_{k-L,FGij} * \min\{\alpha_{ij}, 1\} * \varepsilon_{k-L} \quad (5.19)$$

valor de FG,

$$FGR_{FGij}(\$ / MWh) = (ZLMP_j - ZLMP_i) \quad (5.20)$$

en donde  $P_{k-L}(MW)$  es la potencia por la cual el respectivo agente se desea cubrir frente a efectos de congestión en los precios para una hora dada. El factor  $\alpha_{ij}$  representa el porcentaje de reserva de potencia total de todos los agentes respecto de la capacidad total de potencia del  $FG_{ij}$ , de esta manera se asegura que no se emitan más derechos de los que el FG en cuestión puede soportar.

d) Saldo Neto por congestión:

$$S.N.(\$ / h) = \sum_{FGij} \sum_k FGR_{k-L,FGij}(MW) * FGR_{k-L,FGij}(\$ / MWh) - \sum_{FGij} \sum_k C.C_{k-L,FGij} \quad (5.21)$$

### 5.2.2 Resultados de Simulación en el Despacho Nodal y Zonal

Arbitrariamente se consideraron tres situaciones diferentes de niveles de congestión para comparar los resultados obtenidos:

- **Caso N°1:** límite de transmisión en líneas 1-2(100MW) y 2-6(30MW).
- **Caso N°2:** límite de transmisión en líneas 1-2(100MW), 2-5(20MW) y 2-6(30MW).
- **Caso N°3:** límite de transmisión en líneas 1-2(100MW), 3-6(35MW) y 2-6(30MW).

Al simular diferentes condiciones topológicas se busca poder identificar tendencias sobre los precios en barra/zonas obtenidos de los despachos respectivos, además del comportamiento de los respectivos derechos de transmisión. Los resultados en los precios de nodos que se obtuvieron, tanto en el despacho nodal como zonal para los tres casos se muestran en las figura 5.5, 5.6 y 5.7 respectivamente.

Tabla 5.1: Costos Marginales por barra en despachos Nodales y Zonales.

Barras	Caso N°1		Caso N°2		Caso N°3	
	LMP Nodales (\$/MWh)	LMP Zonales (\$/MWh)	LMP Nodales (\$/MWh)	LMP Zonales (\$/MWh)	LMP Nodales (\$/MWh)	LMP Zonales (\$/MWh)
1	16,990	15,406	17,303	16,544	26,682	26,745
2	14,414	15,406	14,072	9,825	5,645	5,594
3	26,694	28,558	26,370	41,862	19,607	19,567
4	16,231	15,406	16,352	16,544	20,485	20,527
5	21,981	24,784	23,564	41,862	67,452	67,785
6	33,421	39,236	32,369	56,271	260,728	262,101
<b>Desviación Estándar</b>	7,314943	9,701367	7,003245	18,651158	97,293508	97,842516

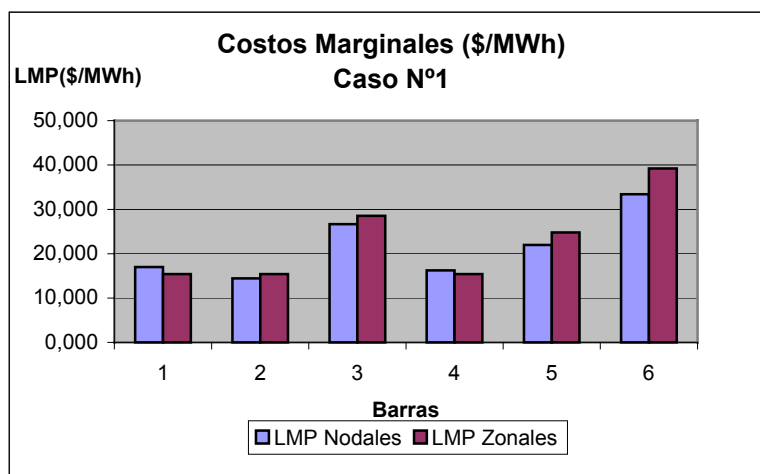


Figura 5.5: Costos Marginales en barras para sistema de 6 barras según Caso N°1.

La topología de la agrupación en zonas resultante en las simulaciones para el despacho zonal, para cada caso resultó como se muestra en la figura 5.8.

Las líneas de transmisión más anchas, en la figura 5.8, representan aquellas que presentaron niveles de congestión significativos y que por lo tanto fueron asignadas como FG en el despacho zonal. Se puede deducir de las topologías resultantes que a medida que los niveles de congestión o el número de líneas congestionadas se hace mayor, es más difícil el agrupar a las barras en zonas que presenten homogeneidad de

costos, ya que como lo postula la teoría marginalista de Schweppe, a medida que los niveles de congestión aumentan, los precios entre barras tienden a separarse para así lograr una operación que respete los límites de flujo por las líneas.

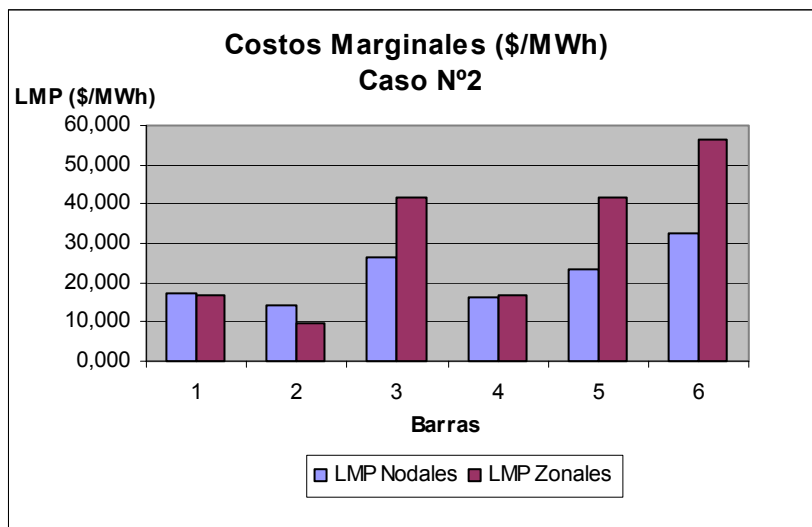


Figura 5.6: Costos Marginales en barras para sistema de 6 barras según Caso N°2.

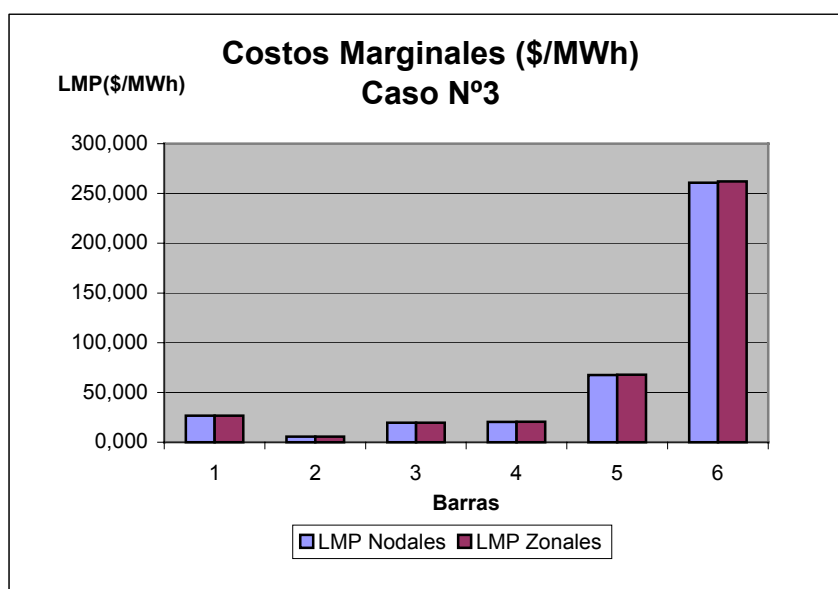


Figura 5.7: Costos Marginales en barras para sistema de 6 barras según Caso N°3



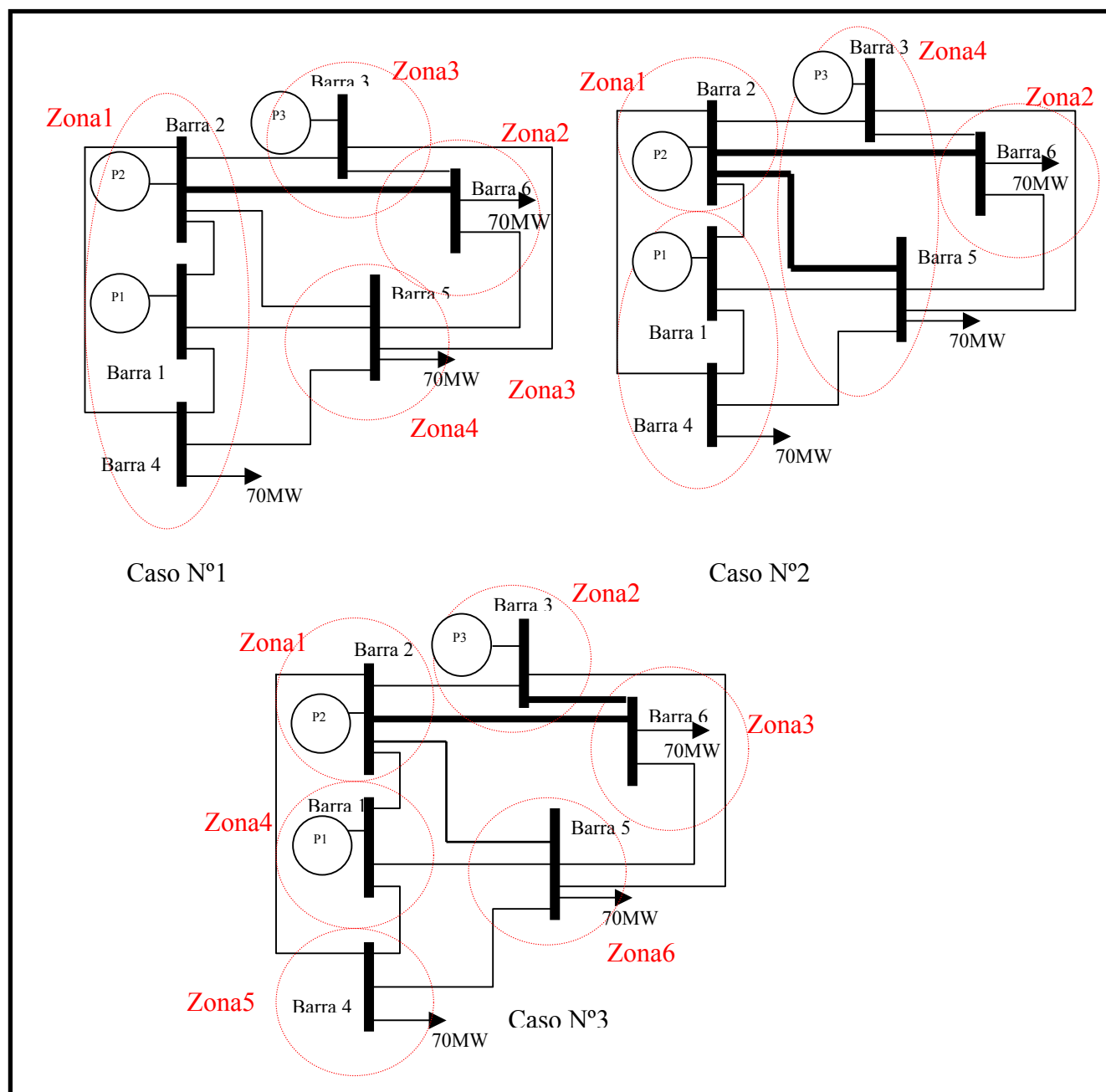


Figura 5.8: Agrupación de barras para los respectivos despachos zonales en los diferentes casos simulados.

Lo anterior es confirmado además por la figura 5.9 en el cual se muestran las desviaciones estándar entre los costos nodales para los tres casos de congestión.

En la figura 5.9 se muestra claramente lo que sustenta la teoría de Schweppe. A medida que las condiciones de congestión se van viendo acentuadas, los costos en las barras se van haciendo más disímiles y por lo tanto el costo por congestión va tomando más relevancia. Lo anterior hace que se haga más difícil el poder agrupar barras bajo el criterio de homogeneidad de costos marginales instantáneos. Además, en las figuras 5.5, 5.6 y 5.7, se ve que en el despacho zonal los costos por barras tienden a ser más elevados. Esto se puede apreciar en el análisis de sensibilidad que se muestra en la figura 5.10.

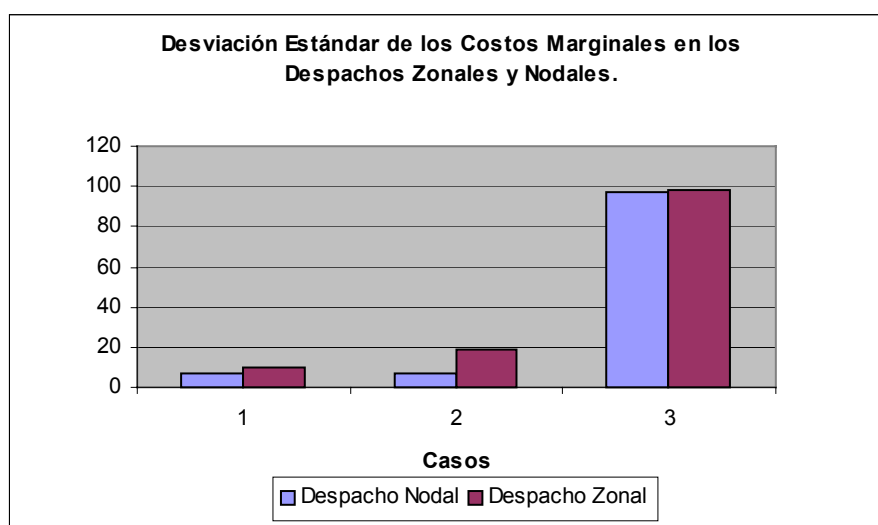


Figura 5.9: Desviación estándar en costos marginales en sistema de 6 barras.

Frente a diferentes niveles de congestión<sup>65</sup> simulados, se obtuvo la variación porcentual media de los costos marginales por barra de los sistemas nodales y zonales<sup>66</sup>, la cual indicaba que los costos zonales resultan mayores en promedio que los costos resultantes del despacho nodal. Esto es resultado de la agrupación de barras en zonas y

<sup>65</sup> Para cada uno de los casos se simuló una disminución en 5%, 10% y 15% de las capacidades de las líneas con límites de transmisión. En el Caso 3, no se pudo simular las disminuciones en las capacidades de las líneas, ya que el algoritmo presentaba problemas de convergencia debido a que el sistema no podía compensar las disminuciones de potencias de las unidades generadoras, ya que éstas llegaban a sus límites mínimos de generación por lo que no se podía disminuir los niveles de flujos por las líneas saturadas. Es decir que técnicamente, para este sistema, no era factible ese nivel de operación en las líneas.

<sup>66</sup>  $\text{PROMEDIO}(\text{nodo1:nodo6})[(\text{ZLMP}/\text{LMP})-1]$

el reducir la topología de la red original. Esto lleva a obtener resultados subóptimos y por lo tanto hacían que el costo total el despacho fuera más caro.

Tabla 5.2: Sensibilidad en costos marginales nodales y zonales.

Barras	Caso N°1 al -5%			Caso N°2 al -5%		
	LMP Nodales	LMP Zonales	Diferencia %	LMP Nodales	LMP Zonales	Diferencia %
1	16,893	16,798	-0,0056	17,545	16,423	-0,06395
2	13,521	12,573	-0,0701	12,885	8,528	-0,33815
3	29,602	32,718	0,1053	29,305	46,173	0,575601
4	15,9	16,798	0,0565	16,172	16,423	0,015521
5	23,429	25,659	0,0952	26,576	46,173	0,737395
6	38,411	44,483	0,1581	36,923	63,104	0,70907
<b>Variación media:</b>			<b>0,0565</b>	<b>0,272582</b>		
Barras	Caso N°1 al -10%			Caso N°2 al -10%		
	LMP Nodales	LMP Zonales	Diferencia %	LMP Nodales	LMP Zonales	Diferencia %
1	16,8	16,708	-0,0055	17,923	16,277	-0,09184
2	12,575	11,583	-0,0789	11,487	7,338	-0,36119
3	32,72	36,021	0,1009	32,158	49,958	0,553517
4	15,555	16,708	0,0741	16,027	16,277	0,015599
5	24,988	27,457	0,0988	30,4	49,958	0,643355
6	43,755	50,293	0,1494	41,104	69,127	0,681758
<b>Variación media:</b>			<b>0,0565</b>	<b>0,2402</b>		
Barras	Caso N°1 al -15%			Caso N°2 al -15%		
	LMP Nodales	LMP Zonales	Diferencia %	LMP Nodales	LMP Zonales	Diferencia %
1	16,706	16,613	-0,0056	18,33	16,184	-0,11708
2	11,581	10,777	-0,0694	10,157	6,353	-0,37452
3	36,019	38,601	0,0717	34,612	53,228	0,537848
4	15,196	16,613	0,0932	15,922	16,184	0,016455
5	26,639	28,85	0,0830	34,169	53,228	0,557786
6	49,406	54,85	0,1102	44,566	74,311	0,667437
<b>Variación media:</b>			<b>0,0472</b>	<b>0,214655</b>		

Lo anterior coincide con los resultados obtenidos por Yoon, Collison, Arce e Ilic, en que la suboptimalidad del sistema zonal hace que los costos totales del despacho zonal sean mayores. Además de lo anterior, en la figura 5.10 se ve a que a mayor grado de congestión, para las mismas líneas saturadas, la diferencia porcentual entre los costos por barras zonales y nodales disminuye. Esto nuevamente se debe a que a mayores niveles de congestión, los costos de las barras se separan y por lo tanto se hace más difícil el agrupamiento en zonas. Lo anterior lleva a que el nivel de agrupación de barras en zonas sea bajo y por lo tanto la suboptimalidad del despacho se reduzca, produciendo entonces el acercamiento entre los costos del despacho nodal y zonal.

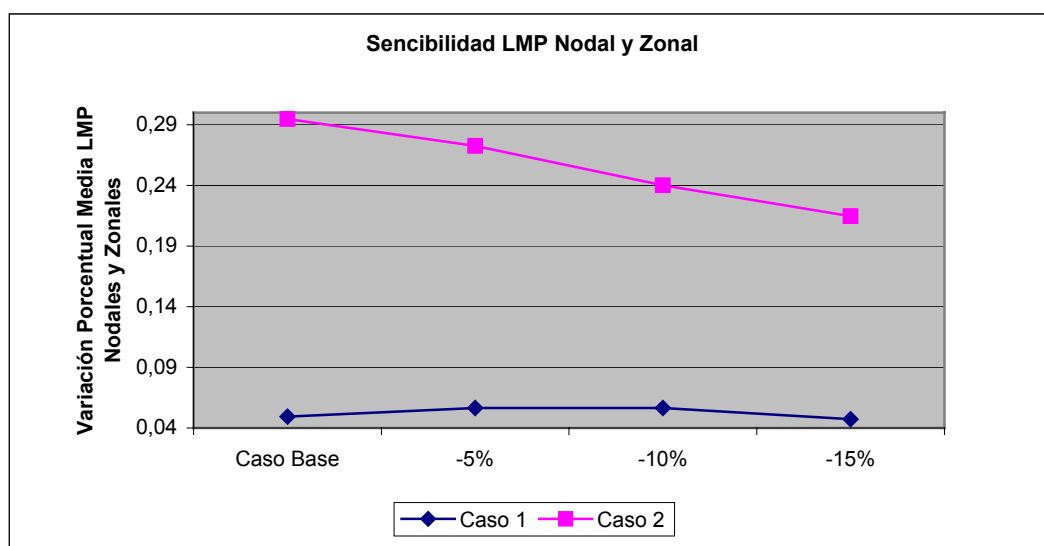


Figura 5.10: Análisis de sensibilidad de costos marginales en el sistema de 6 barras.

Con respecto a los cobros por congestión y los respectivos derechos de transmisión, es importante mencionar que dada la definición de Tabors en su trabajo presentado a la *Alliance Market Development Advisory Group*, que dice relación a la valorización de los FGR y los costos por congestión, no tenía mayor sentido comparar los créditos por FGR y FTR directamente, sin embargo con las modificaciones realizadas, en las cuales se incorporan de forma directa las señales espaciales para la cobertura y costo de la congestión, se hace más útil el hacer las comparaciones

anteriores. Es interesante además ver los niveles por cobros en congestión definidos para cada sistema de despacho y analizar los efectos que los derechos de transmisión respectivos tienen sobre éstos. Las figuras 5.11 y 5.12 muestran los diferentes niveles de cobros por congestión para los tres casos simulados.

Tabla 5.3: Créditos por FTR y cobros por congestión.

	<b>Transacción Barras</b>	<b>Reserva FTR(MW)</b>	<b>Cobertura FTR(\$/h)</b>	<b>Cargo Congestión(\$/h) (\$Carga-\$Gen)</b>
<b>Caso N°1</b>	1, 4	70.0	-53,1	-467,4
	2, 5	70.0	529,7	499,8
	3, 6	70.0	470,9	1151,8
<b>Caso N°2</b>	1, 4	70.0	-66,6	-518,7
	2, 5	70.0	664,4	659,3
	3, 6	70.0	419,9	1106,9
<b>Caso N°3</b>	1, 4	70.0	-433,8	-2521,2
	2, 5	70.0	4326,5	4562,3
	3, 6	70.0	16878,5	17610,2

Tabla 5.4: Créditos por FGR y cobros por congestión.

		<b>Transacción Barras</b>	<b>Reserva FGR(MW)</b>	<b>Precio FGR(\$/MWh)</b>	<b>Crédito FGR (\$/h) FGR(\$/MWh)*FGR(MW)</b>	<b>Cargo Congestión(\$/h)</b>
<b>Caso N°1</b>	<b>Flowgate N°1 (nodos 2-6)</b>	1, 4	0.0	0.0000	0,0000	0,0000
		2, 5	13.2	23,8293	314,9153	346,5485
		3, 6	11.7	23,8293	279,9571	190,3540
<b>Caso N°2</b>	<b>Flowgate N°1 (nodos 2-6)</b>	1, 4	0.0	0	0	0
		2, 5	13.2	46,4462	613,8073	430,7465
		3, 6	11.7	46,4462	545,6695	543,8698
<b>Caso N°3</b>	<b>Flowgate N°1 (nodos 2-6)</b>	1, 4	0.0	0	0	0
		2, 5	13.2	256,5069	3389,8563	1354,5571
		3, 6	11.7	256,5069	3013,5538	1403,9327
	<b>Flowgate N°2 (nodos 3-6)</b>	1, 4	0.0	0	0	0
		2, 5	0	0	0	0
		3, 6	35	242,5345	8488,7074	5637,5575

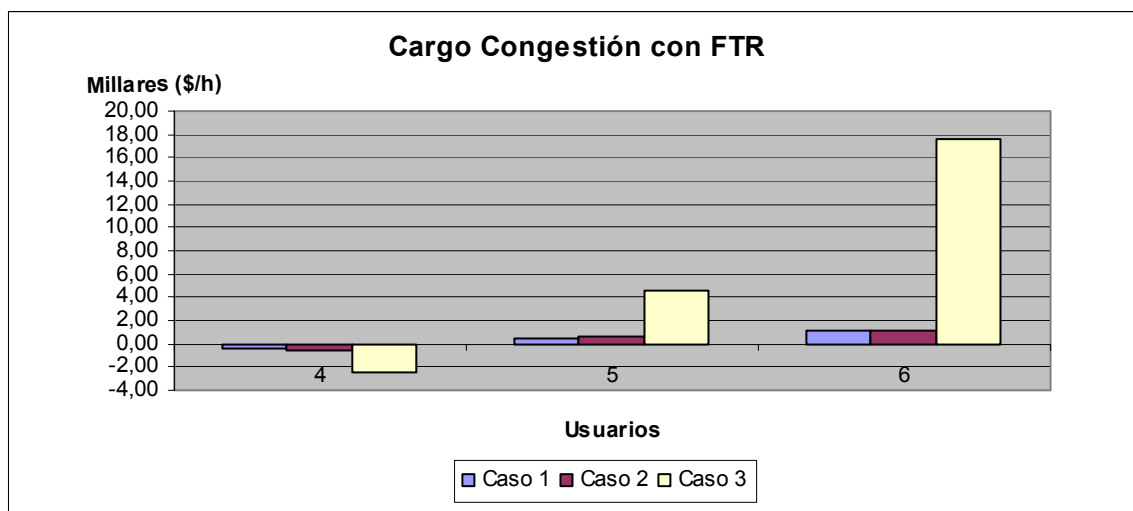


Figura 5.11: Cargo por congestión con FTR.

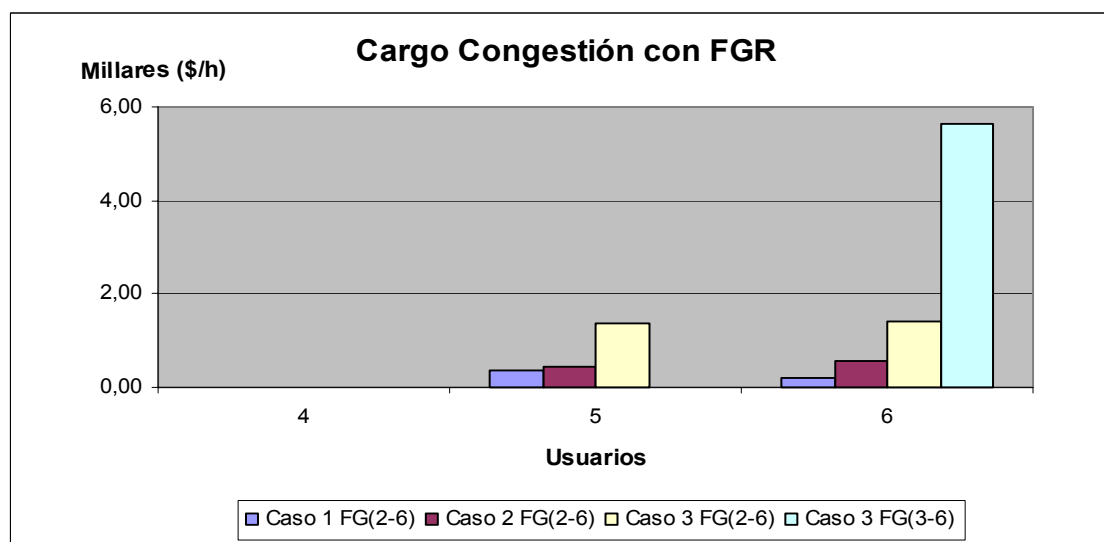


Figura 5.12: Cargo por congestión con FGR.

De las figuras 5.11 y 5.12 se puede apreciar que los cobros por congestión son notablemente mayores en el despacho nodal. Sin embargo esto último no se debe exclusivamente al despacho. Hay que recordar que los costos por congestión en el caso con FGR consideraban la diferencia de precios entre los nodos que contenían al FG en cuestión, y que además dicha diferencia se multiplicaba por la potencia efectivamente

despachada, la cual a su vez estaba ponderada por los factores de distribución correspondientes al FG afectado. Al contrario, el caso nodal con FTR, considera los costos por congestión entre las barras de inyección y retiro de potencia, en donde se toman en cuenta la totalidad de la potencia despachada en la barra de inyección, y la demanda total de la barra de retiro. A pesar de que la dispersión de costos por barras es siempre más alta entre los nodos que contienen al FG (en comparación a los nodos de retiro e inyección de potencia), la diferencia porcentual de potencia, que realmente afecta al FG con respecto a la potencia realmente despachada, es considerablemente mayor. Es decir que en el caso nodal se están ignorando los efectos de los flujos paralelos o *loop flows*, mientras que en el caso zonal se identifican específicamente las contribuciones de flujos que hacen uso de las líneas más afectadas por los niveles de congestión en el sistema. Sin embargo también se debe considerar que en el caso de implementación de FGR, sólo se están analizando los interfaces zonales para efectos de cobros por congestión y por lo tanto como se mencionó anteriormente, se están omitiendo los fenómenos intrazonales de saturación en líneas, lo que explica en parte la diferencia en cuanto a cobros por congestión.

Otro aspecto interesante es que aquellos agentes que produzcan efectos de contraflujo, son ignorados en el sistema zonal con FGR, mientras que en el sistema nodal con FTR son considerados. Esto último es necesario ya que los FTR se pueden considerar como obligaciones bidireccionales, lo que hace necesario el tomar en cuenta los contraflujos que contrarrestarían los costos adicionales que el FTR produciría al estar definido en el sentido contrario de la orientación de precios nodales. En el caso de los FGR, como están siendo implementados en un sistema centralizado, no habrían incentivos para remunerar en forma extraordinaria a estos agentes que producen contraflujos, ya que en un principio, esto se justificaba para sistemas descentralizados en donde por medio de estos contraflujos remunerados, los agentes tendrían incentivos para ser autorredespachados, pero en este sistema simulado (*mandatory system*) esa función la cumple el OR. Es importante notar que en el caso que un agente tenga FTR que se

valoren negativamente, de todas maneras lo deberá pagar a pesar de que no este entregando potencia al sistema.

Con respecto a la cobertura monetaria de los derechos de transmisión, es necesario mencionar que en las simulaciones realizadas, se supone que los agentes se cubren por la potencia que se supone consumen en la hora determinada a simular, de ahí que los créditos por derechos de transmisión no calcen exactamente con los respectivos costos por congestión, ya que la potencia que finalmente es abastecida por los generadores obedece a la operación programada por el operador del sistema, y difiere de las obligaciones que éstos tengan con los usuarios.

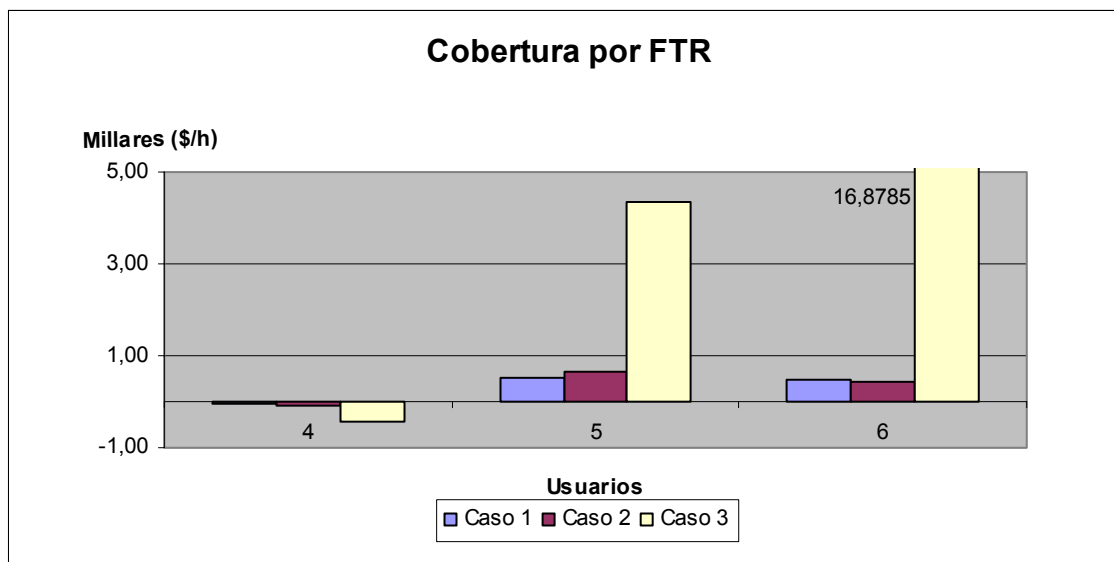


Figura 5.13: Cobertura por FTR en sistema de 6 barras.

En donde se hace evidente la diferencia en cuanto a los sistemas de cobertura y cobros por congestión, es en el tercer caso simulado. Para el caso de este despacho zonal, resultó equivaler a un despacho nodal ya que no se pudo agrupar a barras en zonas con homogeneidad de precios. Sin embargo si comparamos los niveles de coberturas adquiridos en FTR y FGR por los usuarios del sistema de transmisión, se ve que en el caso zonal éstos son inferiores como se mencionó anteriormente, y además para la carga



4, la cobertura por FTR resulta ser negativa representando costos extraordinarios para el agente por las razones explicadas anteriormente. Para el caso con FGR en el pseudo despacho zonal, el usuario 4 no adquiere derechos de transmisión ya que su transacción crea flujos en sentido contrarios a los FG definidos en el sistema, por lo que se ve imposibilitado de entrar al mercado de FGR.

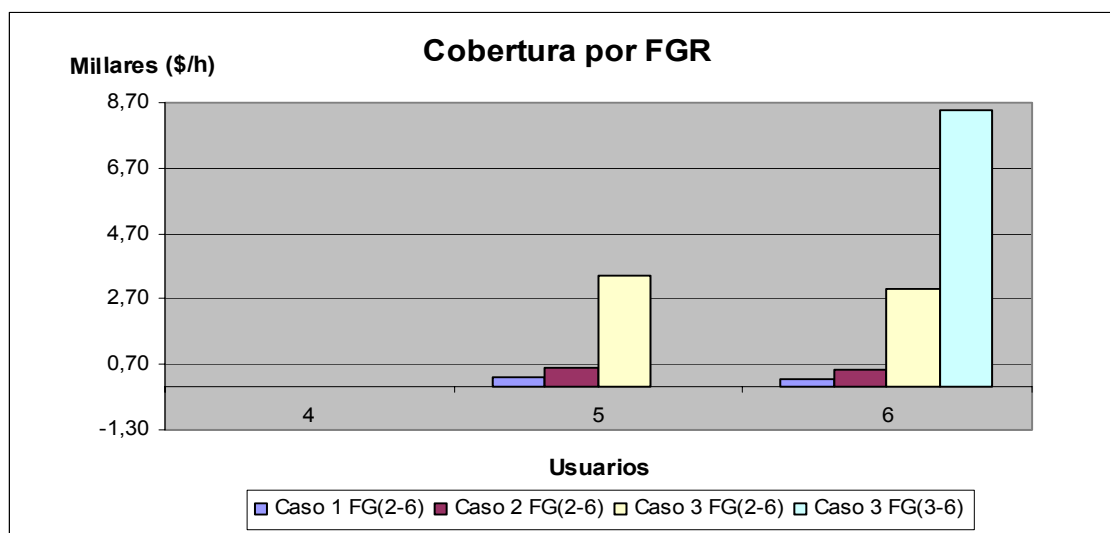


Figura 5.14: Cobertura por FGR en sistema de 6 barras.

Tabla 5.5: Niveles de generación y costos variables de despachos nodales y zonales.

Nivel de Generación (MW)			
Despacho Nodal	Caso N°1	Caso N°2	Caso N°3
Generador 1	94,4	96,1	148,2
Generador 2	72,1	70,4	28,2
Generador 3	44,5	44	32,7

Despacho Zonal	Caso N°1	Caso N°2	Caso N°3
Generador 1	85,6	91,9	148,6
Generador 2	77	49,1	28
Generador 3	47,6	69,8	32,6
<b>Costo Var.Tot.Nodal (\$/h)</b>	1915,03	1906,24	2377,59
<b>Costo Var.Tot.Zonal (\$/h)</b>	1932,31	2461,89	2384,28

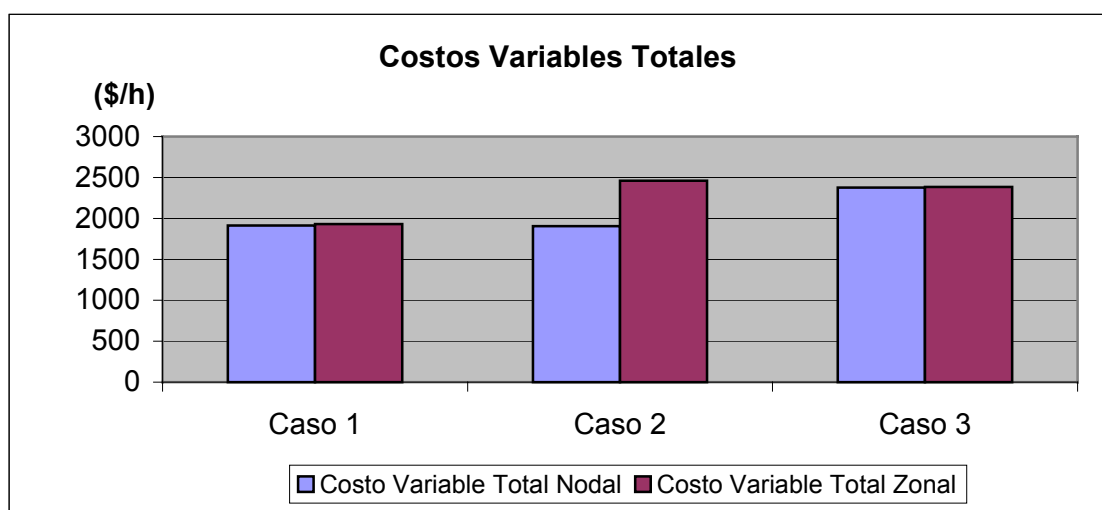


Figura 5.15: Costos variables totales en despachos nodales y zonales.

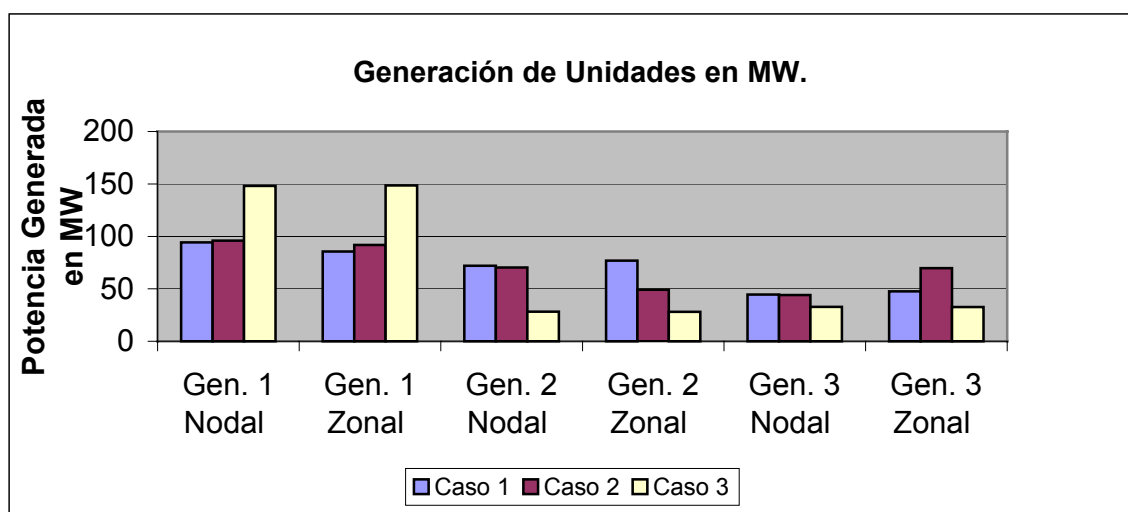


Figura 5.16: Niveles de generación en los diferentes casos simulados.

### 5.2.3 Conclusiones de los Resultados Obtenidos

A medida que se trabaje en sistemas de mayor tamaño (número de barras), será posible el ir implementando umbrales de diferencia de costos marginales por barras menores que el 15% actualmente implementado para simular el despacho zonal. En sistemas de tamaño real (algunos miles de barras) se recomienda usar de un 5% a un 2% de diferencia de precios nodales para no distorsionar tanto las señales de precios.

Con respecto al despacho zonal, éste se realizó en base a simplificaciones importantes de la red (reducción de líneas interzonales a su circuito equivalente en paralelo) que hacen que se pierdan las señales de congestión intrazonales. Sin embargo el algoritmo siempre verificó que el despacho zonal respetara las restricciones físicas que impone la topología real de la red. Este punto es básico para entender los resultados subóptimos que entregó el despacho zonal.

En cuanto al algoritmo propiamente tal, confirma ser consistente en sus resultados, ya que en el Caso 3 en el cual el despacho zonal resultaba en uno nodal con un nuevo ordenamiento de las barras, entregó los mismos niveles de generación y costos por barras que su respectivo despacho nodal.<sup>67</sup> Sin embargo dado que lo anterior (no poder agrupar barras en zonas) ocurría debido a los altos niveles de congestión en las líneas definidas con límites de transmisión, el algoritmo presentaba problemas de convergencia al momento de realizar los análisis de sensibilidad sobre la capacidad de dichas líneas. Dichos problemas se deben a la incapacidad de las unidades generadoras definidas en el problema, para absorber las disminuciones y aumentos de potencia requeridas para aliviar los niveles de congestiones en las líneas, es decir, dicho estado de operación para el sistema, es infactible dadas las restricciones impuestas al modelo.

En cuanto a los derechos de transmisión para el despacho zonal (FGR), se tomó el trabajo de R. Tabors como base para aplicarlo a sistemas centralizados en que la

---

<sup>67</sup> El pequeño margen de diferencia en los datos de costos y niveles de generación obtenidos entre el despacho nodal y zonal en el Caso 3 (e.j. :0.059% de diferencia media de costos marginales por barras), se deben exclusivamente a criterios de convergencia del algoritmo (porcentaje de tolerancia en la diferencia de potencia generada y demandada) y de puntos de partida del proceso iterativo.

valoración de los FG definidos en el sistema depende directamente de los costos por zonas obtenidos del despacho zonal. Sin embargo se hicieron modificaciones a la propuesta hecha por Tabors, para así tener una definición consistente de los costos por congestión y valorización de los derechos de transmisión en ambos despachos. Esta modificación resultó en un acercamiento en cuanto a las tendencias sobre niveles de cobertura entre FGR y FTR que anteriormente, aplicando directamente la teoría propuesta por Tabors, entregaba resultados que difícilmente podían ser comparados.

El análisis de sensibilidad realizado sobre los casos simulados y la desviación de costos por barras presentados en la figura 5.10, indican que los resultados obtenidos con el despacho zonal son subóptimos comparados con los entregados por el sistema de LMP. Lo anterior se debe a la reducción en la topología de la red y al agrupamiento de unidades generadoras, lo que produce pérdidas en las señales espaciales que se utilizan para realizar el despacho definitivo. Según Yoon esta suboptimalidad en el corto plazo se ve compensada en el largo plazo con la información que entrega un despacho zonal con respecto a las señales espaciales referentes a congestión y de cómo la actividad de los agentes afecta a ésta. Sin embargo esa aseveración no queda explícitamente clara en su trabajo<sup>68</sup> y las simulaciones realizadas tampoco ayudan a aclarar lo anterior. A pesar de que las señales económicas-espaciales entregadas por los FGR son más precisas que las de los FTR al momento de cubrir costos por congestión, el despacho zonal se construya bajo importantes simplificaciones de la red lo cual obviamente distorsiona el real comportamiento de los costos por congestión en el sistema.

Del análisis de sensibilidad también se aprecia que a mayor nivel de congestión por las líneas, la diferencia media de los costos por barras se va reduciendo, lo que se debe a que al aumentar los niveles de congestión, el agrupamiento de barras en zonas se va haciendo cada vez más difícil y por lo tanto se va reduciendo la suboptimalidad antes mencionada.

---

<sup>68</sup> Yong T. Yoon, Jose R. Arce, Ken K. Collison And Marija D. Ilic (2000) *Implementation of Cluster-based Congestion Management Systems*, Energy Laboratory Publication # MIT EL 00-001 WP, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology, 2000.

Dada la definición de la estructura de costos y créditos por congestión para el caso nodal y zonal, es que los cargos por congestión para el despacho zonal nunca tendrán valores negativos, es decir no se remunerará a individuos que creen contraflujos en la red. Esto último si se propone en sistemas descentralizados con implementación de FGR, ya que esto estimulaba a los agentes para ser autorredespachados. Sin embargo dado que el modelo simulado presenta características de un sistema centralizado, no se hace necesario el estar remunerando dichos contraflujos. Simplemente dicha transacción no existe. En el caso nodal con FTR, dado que estos últimos pueden valorarse en forma de costos adicionales para el agente que los adquiere, es necesario que los contraflujos se remuneren para de esta manera aliviar los costos producidos por estos FTR valorados como costos adicionales.

Los cobros por congestión resultaron ser mayores en el caso del despacho nodal, lo que se explica por la estructura de costos definida para cada caso. Para el despacho zonal se cobraba por el uso exclusivo de los FG afectados<sup>69</sup> por medio de ponderación de factores de distribución del FG y la energía realmente despachada por el operador del sistema. En cambio en el caso nodal se cobraba directamente por la energía despachada y el nivel de carga en los puntos de inyección y retiro de potencia respectivamente. A pesar de que la dispersión de costos es mayor en los nodos que contienen un FG que en los puntos de inyección y retiro (claro cuando estos no coinciden con un FG), de todas formas la diferencia entre energía total despachada y la que realmente circula por el FG tiende a ser mayor en los casos simulados. Sin embargo como se mencionó antes, hay que considerar que en el caso zonal, los cobros por congestión sólo se realizan sobre los interfaces zonales o FG, lo que implica que quizás hay que incorporar más líneas de transmisión dentro del cálculo de cobros por congestión en el sistema.

Con respecto al número de transacciones por cobros y créditos de congestión, éstas resultaron ser menor en el caso zonal (ya que el efecto de contraflujos no se transa,

---

<sup>69</sup> En el algoritmo desarrollado, se consideraba que una transacción debía de hacer uso sobre el 5% de la capacidad total del FG, para poder llevar a cabo cobros y coberturas por congestión.

que existe un porcentaje mínimo de uso de FG para que éste sea transable en el mercado y que el número de FG es limitado) hace que dicho sistema sea más transparente para los agentes y además ayude a la liquidez de ese mercado y su implementación práctica.

Dado que el despacho zonal se basa en un previo análisis nodal del sistema para así poder definir los posibles FG y dado que la construcción de zonas (agrupamiento de barras) necesita de la implementación de criterios para reducir la red real, no se hace evidente que dicho sistema de despacho se torne más fácil de implementar que el LMP tradicional bajo un sistema centralizado. Más aun si se considera que la topología de la red puede variar durante el transcurso de la operación, se necesitaría de estar actualizando constantemente los FG definidos, la configuración de zonas y los nuevos factores de distribución (y los FDC), lo cual hace más incierta la posibilidad de que los agentes puedan enfrentar de forma conveniente los riesgos de cobros por congestión en el sistema.

El despacho zonal por si sólo tampoco da solución a los costos por congestión dentro de zonas. Un sistema de *up-lift* que básicamente implica distribuir dichos costos por todos los usuarios de una zona, implicaría el subsidio de unos usuarios a otros lo cual repercutiría en la creación de perversos incentivos dentro del comportamiento de los agentes del mercado.

Como se mencionó, los FGR presentan claras ventajas frente a los FTR en cuanto a las señales económicas y espaciales. Sin embargo la definición de FG <sup>70</sup> necesita de constantes actualizaciones, tanto en la cantidad a definir como en la capacidad de cada uno de ellos para así reflejar fielmente las condiciones y costos de oportunidad sobre el uso de la red.

---

<sup>70</sup> En la literatura los FG que son considerados como relevantes en los problemas de congestión se denominan *Commercially Significant Flowgates (CSF)*, los cuales se supone debieran capturar el mayor porcentaje posible de los costos por congestión en el sistema.

### 5.3 Aplicación en SIC Reducido

Una vez obtenido resultados y tendencias concretas en el sistema de 6 barras, se procedió a implementar el algoritmo en el SIC, representado por un sistema reducido de 23 barras y las principales líneas del sistema. 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, Pangué y Canutillar.

Para la valorización del agua se consideraron cuatro escenarios hidrológicos diferentes en donde el agua embalsada en el sistema presentaba distintos niveles de costos de oportunidad. Dichos escenarios fueron:<sup>71</sup>

1. *Escenario Hidrológico Muy Seco*: en este caso se le dio un costo variable al agua de **113 (mills/kWh)**, representando un costo superior a la de la central más cara del sistema (Renca, unidad diesel) de 110,017 (mills/kWh).
2. *Escenario Hidrológico Seco*: el costo de oportunidad del agua se situó en un nivel inferior al anterior con niveles de costos de unidades a carbón con altos niveles de consumo específico (Laguna Verde) equivalente a **50 (mills/kWh)**.
3. *Escenario Hidrológico Húmedo*: en este caso se ubicó el costo de oportunidad del agua a un nivel equivalente al costo variable promedio de unidades con tecnología tipo ciclo combinado, equivalente a **14,54 (mills/kWh)**.

---

<sup>71</sup> Costos según la CNE para la fijación de Precio Nudo Octubre 2001.

4. *Escenario Hidrológico Muy Húmedo*: bajo este escenario se consideró un costo de oportunidad para el agua de **11.34 (mills/kWh)**, equivalente al costo variable de la unidad tipo ciclo combinado más económica del sistema (Taltal).

Además de los diferentes escenarios hidrológicos, se consideraron diferentes niveles de demanda, para así representar en forma aproximada los distintos niveles de demanda de la curva de carga diaria típica de un sistema eléctrico. Para lo anterior se consideró la demanda media estimada por la CNE para el año 2002 en la fijación de Precio de Nudo de Octubre 2001, la cual corresponde a 33.396 GWh anuales, equivalentes a unos 3812,33MWh de energía demandada promedio por hora. Teniendo como referencia el nivel de energía demandada anterior y la distribución de carga en las diferentes barras del sistema reducido del SIC,<sup>72</sup> se consideraron cuatro niveles de demanda para cada uno de los escenarios hidráulicos antes descritos. Dichos niveles fueron del 60%, 80%, 100% y 120% de la demanda promedio horaria antes mencionada. Por lo tanto se simularán 16 diferentes estados (4 condiciones hidrológicas, por 4 condiciones de carga) del SIC reducido.

Con lo anterior se desea lograr identificar el comportamiento y tendencia de los niveles de congestión alcanzados en el sistema implementado además del funcionamiento del sistema de derechos de transmisión, tanto en el despacho nodal como en el zonal. Para implementar el sistema de derechos de transmisión, fue necesario definir una Matriz de Abastecimiento (MA),<sup>73</sup> la cual indicaba en forma arbitraria que generador abastecería a que carga para el mercado *spot* para la operación del día siguiente (*Day Ahead Market*), especificando el porcentaje de la energía de dicho generador que se destinaba a la carga en cuestión.

---

<sup>72</sup> Larraín R. (2001) *Cálculo de Un Índice de Disponibilidad de Transmisión para El Sistema Interconectado Central Basado en el Método Predictivo Probabilístico Analítico*, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil de Industrias con Diploma en Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile.

<sup>73</sup> Ver ANEXO C.



Con respecto al algoritmo, cabe mencionar que dada la estructura de costos de las unidades, que corresponden a costos marginales constantes, como se muestra en la figura 5.17, se debió modificar la forma en que se llevaba a cabo la iteración en lambda. La modificación en el algoritmo es la misma tanto para el despacho nodal como para el de tipo zonal mantiene consistencia con los principios básicos de un sistema de precios LMP. Para lograr lo anterior, en un generador en particular perteneciente a una barra o una zona, se linealiza en torno a un punto de referencia con costo mayor que el del mismo generador, el cual puede corresponder al costo del siguiente generador más caro o, en el caso de ser el generador en cuestión el más caro de la barra o la zona, se define un “techo” que arbitrariamente se fija en un 20% más caro que el costo actual del generador a redespachar. La figura 5.18 muestra lo anterior.

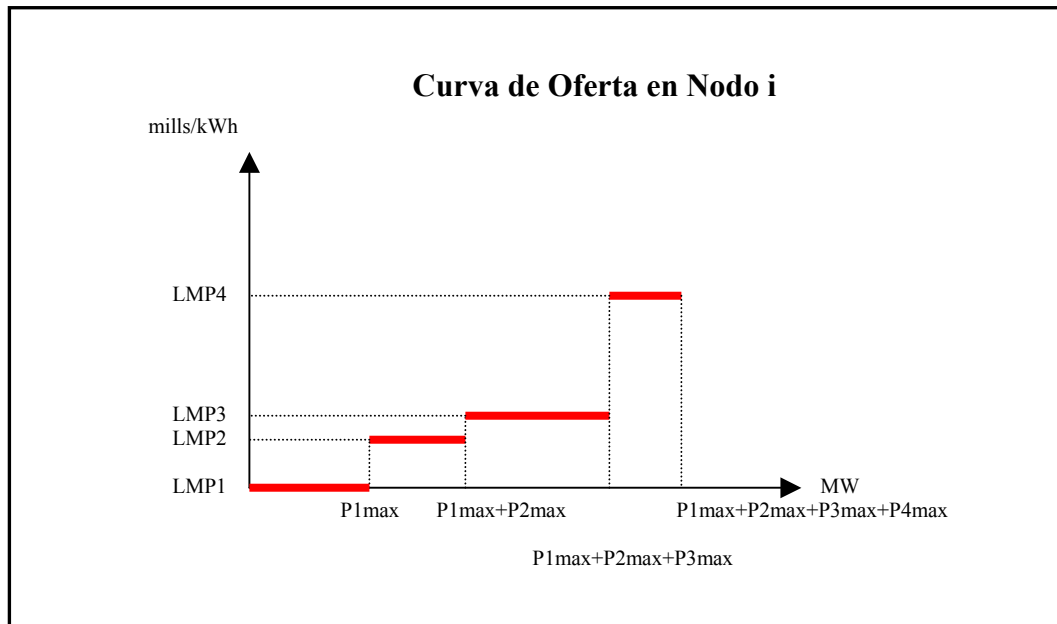


Figura 5.17: Estructura de costos y curva de oferta en el SIC.

Para el caso particular de la figura 5.18, dado un nivel de costo en el nodo i de  $LMP(t)$  y  $LMP(t+1)$ , tanto la unidad 1 (hidráulica de pasada) como la 2, están siendo despachadas a su máxima capacidad. Sin embargo la unidad 4 no está siendo despachada dado que sus niveles de costos son mayores al costo de la barra en cuestión. En el caso

de la unidad 3, ésta viene siendo la unidad marginal para la barra  $i$  (o zona  $i$ ). En este caso para la iteración  $t$  esta siendo despachada parcialmente a un nivel  $P(t)$  dado que el costo de la barra (o de la zona) es mayor que su propio costo de generación. Sin embargo en la iteración  $t+1$  el costo en la barra (o zona) baja pero sigue siendo mayor que el costo de la unidad 3. Luego para poder lograr que la interpolación en lambda tenga efecto en los niveles de generación es que se disminuye el nivel de potencia de la unidad marginal de la barra (o zona) linealmente con respecto a el punto actual de operación en la barra (o zona) y el de generación mínima de la unidad en cuestión. Lo anterior se repite para las 23 barras (o  $N$  zonas) del sistema en cada iteración. Por lo tanto lo que básicamente se esta haciendo, tanto en el despacho nodal como zonal, es el crear una lista de mérito y despachar a las unidades que presenten costos menores al costo de la barra o zona en cuestión. Al mismo tiempo se define una unidad marginal por cada zona o barra que corresponderá al generador más caro que este siendo despachado en ese momento. Éste será parcialmente despachado obedeciendo al criterio de interpolación antes descrito y que se puede apreciar en la figura 5.18.

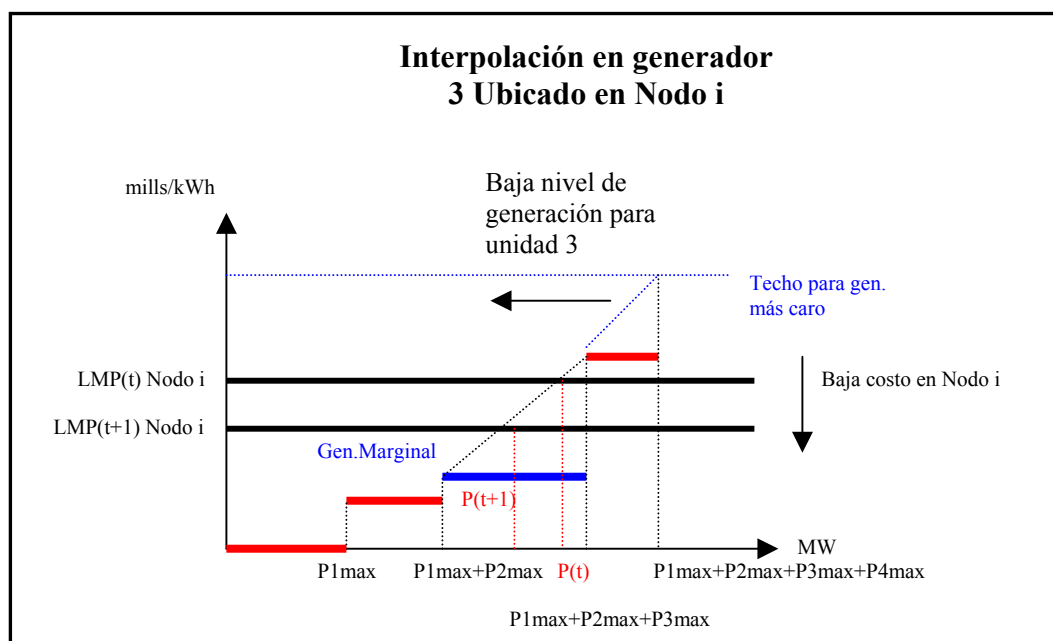


Figura 5.18: Interpolación para unidad marginal según estructura de costos en el SIC.

Claramente el nivel de sensibilidad para redespachar a las unidades es bastante menor en el caso zonal, ya que el número de unidades marginales a redespachar es equivalente al número de zonas, por lo tanto a menor número de zonas menor será la cantidad de unidades marginales y por lo tanto menor el número de generadores a redespachar en cada iteración. Lo anterior implica que bajo similares condiciones de congestión, el despacho zonal tendería a presentar diferencia de costos por zonas mayores que los observados en los despachos nodales. Hay que hacer notar además que en el despacho zonal, al igual que en el pequeño sistema enmallado de 6 barras, sólo se despacha considerando congestión entre zonas y no interzonal, sin perjuicio de una corrida de flujos total en el sistema considerando el despacho de generadores según el sistema zonal, para asegurar que no hayan líneas saturadas.

El criterio de agrupación de nodos en zonas se bajó de un 15% utilizado en el sistema de 6 barras, a un 2% de diferencia de costos para este caso. Al igual que en el sistema de 6 barras, a partir del despacho nodal y los niveles de congestión en líneas resultantes, se definen como FG a aquellas líneas que han presentado congestión en más del 50% de las iteraciones realizadas en cada simulación.

Para el caso del SIC que se simuló, es importante mencionar que los límites que se impusieron sobre las líneas de transmisión fueron térmicos y por tramos. En los casos de presentarse circuitos dobles, se impuso el criterio N-1 de seguridad, es decir que se simuló la mitad de la capacidad máxima térmica del tramo en cuestión.<sup>74</sup>

### **5.3.1 Derechos de Transmisión**

En cuanto a los derechos de tipo FTR implementados en el despacho nodal y los derechos de transmisión basados en la definición de *flowgates* (FG) en el despacho zonal, ambos se implementaron de acuerdo a la definición implementada para el sistema de 6 barras. Especialmente en el caso de los FGR es importante recordar que éstos se

---

<sup>74</sup> Las capacidades utilizadas en las simulaciones aparecen en el ANEXO B.

definen sólo en el sentido que fluye la potencia por dicho FG, a diferencia de los FTR que son validos en ambos sentidos del flujo pudiendo representar coberturas o mayores costos frente a los fenómenos de congestión. Además para poder definir FGR sobre una transacción, ésta debe hacer uso del FG en cuestión por sobre el 5% de su capacidad total. Otra condición para poder definir FGR para una cierta transacción entre generador y carga, es que su respectivo FDC sea del mismo signo que el flujo por el FG en cuestión, ya que de otra manera la transacción neta estaría produciendo un flujo neto en sentido opuesto al sentido en que se ha definido el FG.

Finalmente a diferencia de los FTR, los FGR al ser capacidades físicas por sobre las líneas, presentan limitaciones en cuanto a la cobertura que un agente puede adquirir por sobre dicho FG, la cual se limita a la capacidad máxima de flujo que puede soportar dicha línea o FG. Este último atributo *físico* de los FGR no debe ser elemento de confusión, ya que los FGR son considerados como instrumentos financieros que no restringen a los usuarios del sistema de transmisión a fijar transacciones de inyección o retiro de energía a la red. Una transacción puede o no estar acompañada de los respectivos derechos de transmisión que sean necesarios.

Para el sistema reducido del SIC que se implementó, es importante mencionar que en varios casos las líneas que unen dos nodos, representan el circuito equivalente de dos o tres circuitos paralelos, por lo que en esos casos los FG definidos en dichos circuitos representarían capacidades para el conjunto de líneas que se esta abarcando. Si se deseara hacer una prorrata de los derechos de transmisión (FGR) para este tipo de líneas, se debería distribuir según los factores de distribución correspondientes para cada circuito que forma parte del circuito equivalente, y la definición de cada derecho respectivamente.<sup>75</sup>

---

<sup>75</sup> Si se tiene por ejemplo un circuito equivalente con impedancia  $X_{eq}$  compuesto por dos líneas, ( $X_{eq} = X_1 * X_2 / (X_1 + X_2)$ ), entonces la prorrata de derechos sobre el FG<sub>ij</sub> de parte del generador G y la carga L, sería :  $A_{1G} = (Y_{iG} - Y_{jG}) / X_1$  ;  $A_{2G} = (Y_{iG} - Y_{jG}) / X_2$  ;  $A_{1L} = (Y_{iL} - Y_{jL}) / X_1$  ;  $A_{2L} = (Y_{iL} - Y_{jL}) / X_2$ , en donde Y corresponde a los elementos de la matriz reactancia y X corresponde a la reactancia propia de la línea en cuestión. De esta manera los nuevos factores de distribución comercial (FDC) para ambas líneas estarían dados por :  $FDC_1 = A_{1G} - A_{1L}$  y  $FDC_2 = A_{2G} - A_{2L}$ . Por lo tanto los nuevos derechos de transmisión para

### 5.3.2 Apreciación de Resultados del despacho Nodal y Zonal

El primer punto a analizar será la tendencia de los costos variables totales obtenida en las simulaciones realizadas en el sistema reducido del SIC. A diferencia de los casos simulados en el sistema de 6 barras y a las aseveraciones de Yoon, en el cual el despacho nodal presentaba costos variables totales menores que en los despachos zonales, en los casos simulados para el SIC se vieron más proclive a presentarse costos variables totales menores en los despachos zonales, lo cual se puede apreciar en la figura 5.19.

Tabla 5.6: Costos Variables en Despachos Nodales y Zonales.

<b>Costo Variable Total Nodal (US\$/h)</b>				
<b>Nivel Demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
Caso Muy Seco	12667,9882	24908,5655	75873,7018	143161,48
Caso Seco	15547,5342	24297,2619	53306,0384	88692,0164
Caso Húmedo	15002,7402	21872,3419	33022,0545	44554,0322
Caso Muy Húmedo	13496,0473	19011,9458	28142,2309	37964,7187
<b>Costo Variable Total Zonal (US\$/h)</b>				
Caso Muy Seco	14651,9766	23685,1177	76107,2118	142654,714
Caso Seco	14876,7354	22032,3661	53306,8074	83788,123
Caso Húmedo	15128,0746	20770,6559	32072,3372	44635,1642
Caso Muy Húmedo	13353,669	19011,9458	27691,954	39973,0442

---

cada línea dada la transacción entre G y L serán:  $FGR_1(MW) = P_G(MW) * FDC_1$  y  $FGR_2(MW) = P_G(MW) * FDC_2$

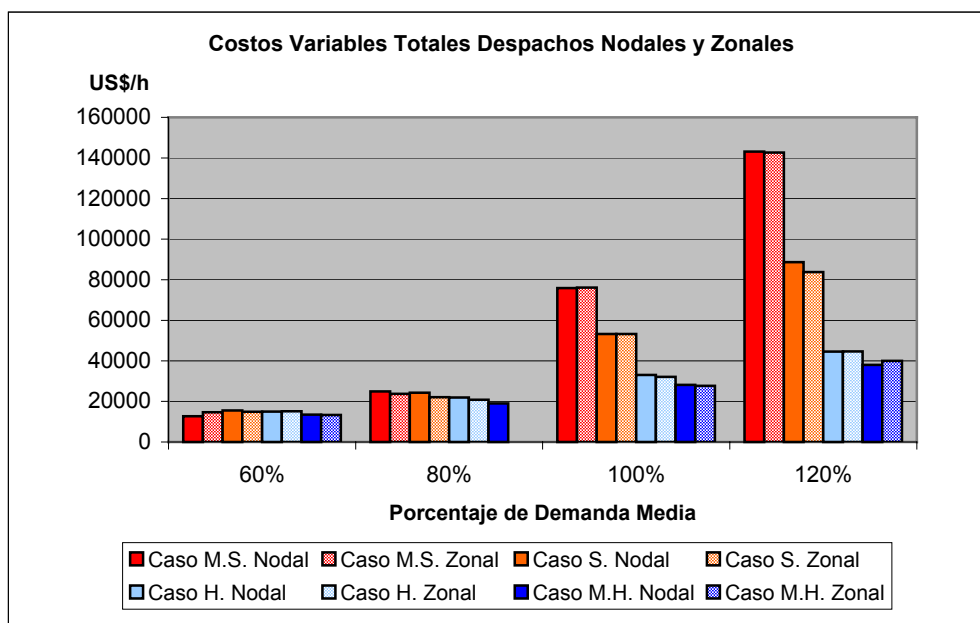


Figura 5.19: Costos variables Totales en SIC reducido.

Lo anterior se explica por la estructura de costos asociada al despacho en el sistema que representa al SIC. En éste los costos de las unidades son constantes y por lo tanto la curva de oferta por barra y por lo tanto por zona, son no continuas y escalonadas, como ya se mostraron en las figuras 5.17 y 5.18. De esta manera la agrupación de curva de costos en el despacho zonal no se puede realizar según lo propuesto por Yoon, Ilic y sus colaboradores. Como ya se explicó, se agrupan las unidades respectivas en sendas listas de mérito para realizar el redespacho de generación. Dado que dichas listas de mérito abastecen cada kWh de demanda con las unidades más baratas disponibles en el sistema y dado que la iteración en lambda se hace sobre la unidad marginal de la barra o la zona en vez de hacerse en todas las unidades como se hizo en el sistema de 6 barras, es que se puede lograr un despacho de los generadores más económicos. Por las razones anteriores, el despacho zonal al agrupar a varias barras y hacer una sola lista de mérito con las unidades contenidas en ellas, es que logra, en la mayoría de los casos simulados, obtener despachos más económicos que en el caso nodal.

Otro aspecto importante de comparación entre ambos tipos de despachos, es la tendencia de una mayor separación de precios en el despacho zonal (sobre todo en los casos más secos) con respecto los costos por barras obtenidos en el despacho nodal (figura 5.20), lo cual coincide con lo obtenido en las simulaciones realizadas en el sistema de 6 barras.

Tabla 5.7: Desviación Estándar de Costos Marginales en Barra en Despachos Nodales y Zonales.

<b>Desviación Estándar Nodal</b>				
<b>Nivel Demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
Caso Muy Seco	4,241997	25,477110	35,829741	16,559992
Caso Seco	1,129764	6,969514	7,683092	5,207880
Caso Húmedo	1,648575	0,233307	0,756171	5,991746
Caso Muy Húmedo	0,275508	0,103271	1,476268	6,846708
<b>Desviación Estándar Zonal</b>				
Caso Muy Seco	9,03026594	19,3953086	45,2656255	39,8077485
Caso Seco	1,8314458	10,4332494	14,7123588	15,3802259
Caso Húmedo	3,05758773	0	0,78207501	5,078178961
Caso Muy Húmedo	0,25117646	0	1,64559576	4,49504077

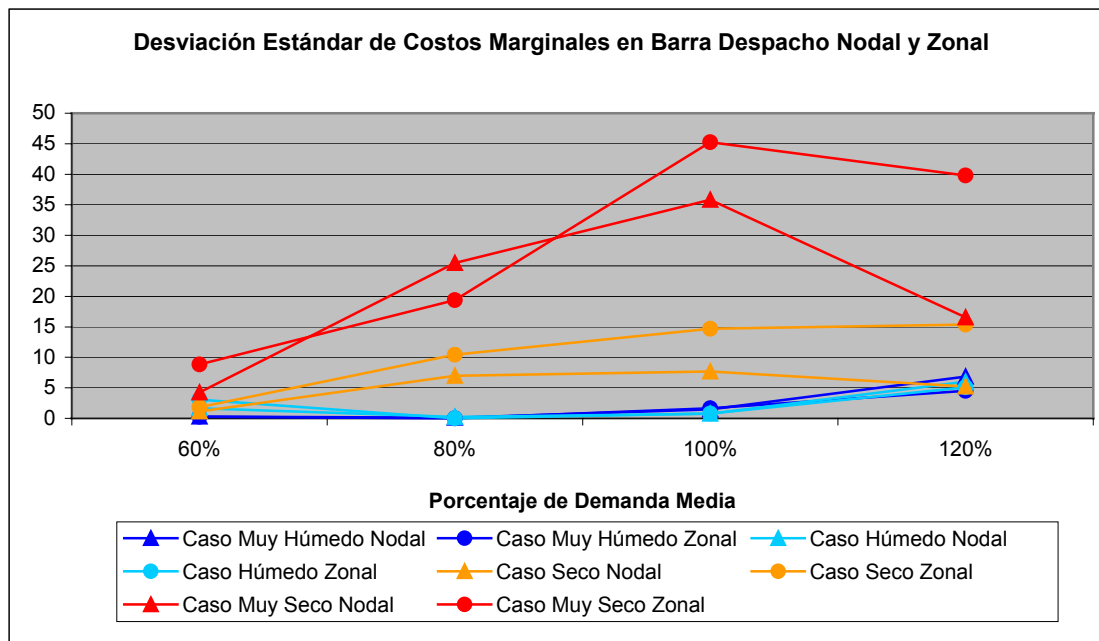


Figura 5.20: Desviación Estándar de costos marginales en SIC reducido.

Al igual que en el sistema simulado anteriormente, esta mayor varianza en los costos por barra, sobre todo entre nodos que contienen líneas con niveles de congestión importantes, se debe al agrupamiento de barras en zonas y el consiguiente tratamiento uninodal que se les da. De lo anterior se limitan las posibilidades de redespacho intrazonales y por lo tanto los cuellos de botella interzonales se hacen más difíciles de despejar. En el caso particular del despacho en el SIC, se debe considerar además la estructura de costos tipo lista de mérito escalonada, en donde por cada iteración sólo se redespacha a la unidad marginal por barra o zona, lo que limita más aun la posibilidad de despeje de líneas congestionadas. Con respecto a la definición de zonas propiamente tal, el anexo F muestra que bajo las diferentes condiciones de operación simuladas, no se pudo definir un conjunto estable de zonas mediante el criterio de diferencia de costos marginales por barra, lo que hace poco atractivo la implementación de un despacho de este tipo. Además debido a que se deberían estar actualizando constantemente los interfaces zonales, el sistema de FGR no estaría en condiciones de funcionar adecuadamente.



Además de lo anterior se pueden analizar los resultados simulados según las condiciones hidrológicas y niveles de demanda impuestos. Dependiendo de los niveles de congestión impuestos en el sistema simulado, los costos por barra resultaron elevarse de norte a sur o de sur a norte. Lo anterior se explica por la topología tipo radial que presenta el SIC, lo cual le da una forma particular a la matriz de factores de distribución A, los cuales son responsables directos del comportamiento de los costos en barra en el despacho nodal y zonal. Se debe recordar que dada la definición que da Schweppe para los precios *spot* relacionados a la congestión en líneas, basta que haya una sola restricción en el sistema para que todos los precios en barra varíen. Para ver con mayor claridad lo anterior se debe apreciar la estructura que presenta la matriz de factores A del sistema simulado y además entender bien como funciona el sistema de despeje de mercado planteado por Schweppe el cual se implementó en el algoritmo.

Tabla 5.8: Definición de Flowgates en despacho zonal.

<b>Escenario Hidrológico</b>	<b>Porcentaje de Demanda Media</b>	<b>Flowgates Definidos</b>
Caso Muy Húmedo	60%	<i>Alto Jahuel/Itahue (nodos 12-14)</i>
	80%	<i>No se definen FG</i>
	100%	<i>Charrúa/San Vicente (nodos 18-19)</i>
	120%	<i>Charrúa/San Vicente (nodos 18-19)</i>
Caso Húmedo	60%	<i>No se definen FG</i>
	80%	<i>No se definen FG</i>
	100%	<i>Charrúa/San Vicente (nodos 18-19)</i>
	120%	<i>Alto Jahue/Chena (nodos 12-10)</i>
		<i>Charrúa/San Vicente (nodos 18-19)</i>

Caso Seco	60%	<i>No se definen FG</i>
	80%	<i>Polpaico/Cerro Navia (nodos 8-9)</i>
	100%	<i>Polpaico/Cerro Navia (nodos 8-9)</i>
	120%	<i>Polpaico/Cerro Navia (nodos 8-9)</i>
Caso Muy Seco	60%	<i>Itahue/Alto Jahuel (nodos 14-12)</i>
	80%	<i>Polpaico/Cerro Navia (nodos 8-9)</i>
		<i>Itahue/Alto Jahuel (nodos 14-12)</i>
	100%	<i>Quillota/Polpaico (nodos 7-8)</i>
		<i>Polpaico/Cerro Navia (nodos 8-9)</i>
		<i>Cerro Navia/Chena (nodos 9-10)</i>
	120%	<i>Quillota/Polpaico (nodos 7-8)</i>
		<i>Polpaico/Cerro Navia (nodos 8-9)</i>
		<i>Cerro Navia/Chena (nodos 9-10)</i>

Específicamente, con respecto a los resultados obtenidos se observó que bajo condiciones húmedas y de baja demanda (60% y 80% de demanda media, figuras 5.21 a 5.24) los costos por barra presentaban la tendencia de elevarse al norte del sistema. Este fenómeno se explica por lo descrito en el párrafo anterior. Además los niveles de congestión en las líneas son bajos (número de iteraciones que la línea estuvo congestionada VS. número de iteraciones para llegar a convergencia) por lo que la curva de costos por barra resulta ser más suave. Sin embargo en el caso *muy húmedo* al 60% de demanda se puede apreciar una importante discontinuidad en las barras Alto Jahuel e Itahue producto de congestión en dicha línea. Al mismo nivel de demanda pero con escenario hidrológico *seco* aun se pueden apreciar efectos radiales al norte del sistema pero con importantes desvíos en la curva de costos debido a presencia de niveles importantes de congestión en los tramos de Polpaico-Cerro Navia y Alto Jahuel-Itahue. Sin embargo en el caso *muy seco* la tendencia de los costos por barra cambia, presentando mayores niveles hacia el sur del sistema. Lo anterior nuevamente se explica

por las características radiales del sistema, pero además debido a que al presentarse escenarios de mayor escasez de agua (altos costos del agua) los flujos tienden a ir en sentido norte sur, lo que hace que los precios en el sur se eleven. Lo anterior se explica (también en el caso de flujos de sur a norte) por el hecho de que la barra de destino del flujo tenderá a subir sus costos para así aumentar su nivel de generación y crear contraflujos (en casos de saturación) en la línea en cuestión dada la distribución de factores A del sistema radial.

Para el caso simulado al 80% de la demanda media, también se observan los efectos radiales de la red al presentarse costos en barra superiores en el norte del sistema bajo escenarios húmedos. Lo anterior también se puede explicar por el exceso de agua presente en el sistema bajo dicho escenario, lo cual hace que los flujos se dirijan en sentido sur a norte. Bajo dichas condiciones hidrológicas no se aprecian importantes niveles de congestión, es más para el caso *muy húmedo* sólo se define una sola zona por lo que no se definen FG. Con lo anterior y viendo los niveles de costos por barra para este escenario en los despachos nodales y zonales, se puede apreciar como las leves señales espaciales entregadas por el despacho nodal (mayores costos en el norte del sistema) son desechadas en el despacho zonal. Para este caso en el despacho nodal, se observan mayores costos en las barras presentes en el norte del sistema (flujos de sur a norte), ya que se está llevando la energía del sur desde las centrales hidráulicas del sistema que presentan costos menores de generación al haber exceso de agua. Sin embargo bajo condiciones secas, nuevamente aparecen importantes cuellos de botella en el sistema, especialmente en los tramos de Quillota-Polpaico y Alto Jahuel-Itahue. En este caso se produce una importante diferencia entre los bajos costos por barra del norte y los altos niveles de costos del sur, especialmente entre las barras Quillota y los Almendros (nodos 7 y 11 respectivamente, ver figuras 5.25 a 5.28). Esto nuevamente se explica por la topología del sistema y por la necesidad de llevar energía del norte al sur del sistema. Se aprecia además una mayor dispersión de precios en el despacho zonal, lo que se explica por las razones antes mencionadas, las cuales apuntan a una menor capacidad de regulación del despacho de unidades (ver figura 5.20).

Para los niveles al 100% de la demanda media del sistema, no se aprecian importantes niveles de congestión para los casos húmedos. Sin embargo la tendencia de separación de costos vistas para escenarios secos al 80% de la demanda se observa nuevamente para el 100% de demanda bajo escenarios secos. Sin embargo la congestión en el tramo Alto Jahuel-Itahue desaparece, lo cual se debe en parte al aumento en la carga situada en la misma barra de Itahue. Nuevamente se observa una mayor separación de costos para el despacho zonal. Para los casos más húmedos no se aprecian importantes niveles de congestión por lo que los costos por barra se mantienen constantes a excepción del tramo Charrúa-San Vicente.

Para un nivel de demanda del 120% de la demanda media del sistema bajo escenarios de hidrología húmedos, no se observan importantes niveles de congestión ni de diferencia de costos por barra a excepción del tramo Charrúa-San Vicente, lo cual se explica en parte por el aumento de la demanda y por lo tanto en la carga en la barra de San Vicente lo que produce un mayor flujo por dicha línea. Sin embargo bajo hidrologías secas nuevamente se presentan separaciones de los costos por barra, en donde se sigue la tendencia de tener mayores costos en nodos al sur del sistema bajo condiciones de escasez de agua. En este caso los cuellos de botella se producen en los tramos Quillota-Polpaico, Polpaico-Cerro Navia y Cerro Navia-Chena.

Tabla 5.9: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Muy Húmedo.

<b>Caso Muy Húmedo Nodal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel Demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	12,313569	12,691082	12,844583	13,605729
2. C. Pinto	12,313868	12,652418	12,838652	13,685256
3. Cardones	12,294153	12,612931	12,832718	13,704802
4. Maitencillo	12,274309	12,57321	12,826752	13,724556
5. Pan de Azúcar	12,254536	12,533619	12,820805	13,744194
6. Los Vilos	12,246296	12,517088	12,818317	13,752288
7. Quillota	12,232717	12,489864	12,814228	13,765864

8. Polpaico	12,212821	12,47009	12,812261	13,785679
9. Cerro Navia	12,198297	12,441015	12,807901	13,966442
10. Chena	12,183021	12,430643	12,803315	14,131333
11. Los Almendros	12,172508	12,409569	12,800159	13,209395
12. Alto Jahuel	12,172508	12,409569	12,800159	13,209395
13. Rancagua	10,919847	12,409569	12,800159	13,209395
14. Itahue	12,313569	12,409569	12,800159	13,209395
15. Colbún	12,172508	12,409569	12,800159	13,209395
16. Ancoa	12,152508	12,389568	12,798159	13,229394
17. Parral	12,112506	12,369565	12,796159	13,269394
18. Charrúa	12,132506	12,369565	12,796159	13,249394
19. San Vicente	12,132506	12,369565	19,88846	46,304646
20. Temuco	12,132504	12,349562	12,796158	13,328996
21. Valdivia	12,116562	12,333618	12,796158	13,313053
22. B.Blanco	12,119593	12,33665	12,796158	13,316084
23. Puerto Montt	12,122515	12,339572	12,796158	13,319006

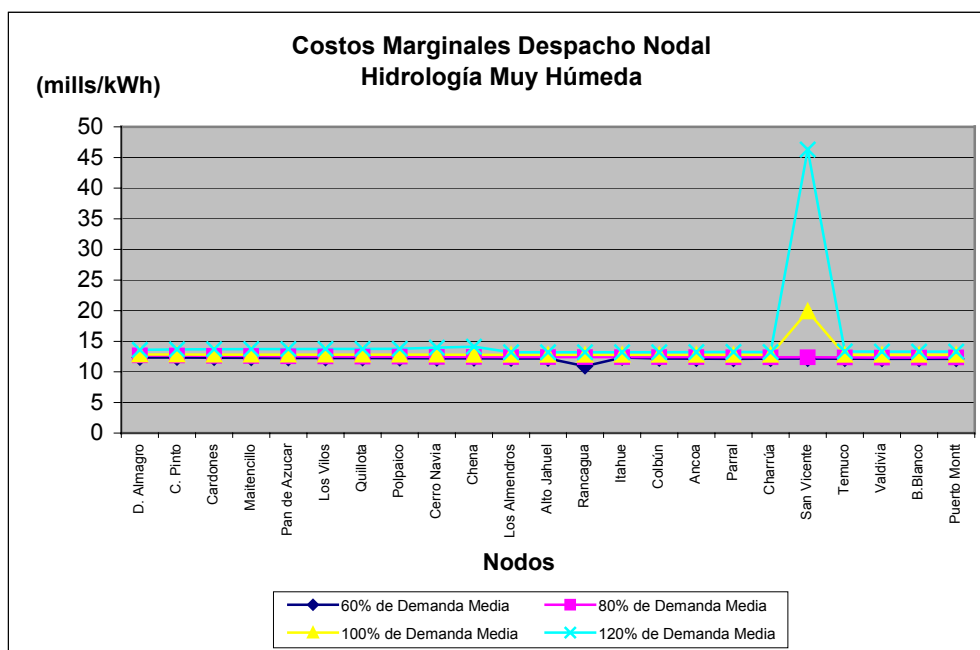


Figura 5.21: LMP despacho nodal hidrología muy húmeda en SIC reducido.

Tabla 5.10: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Muy Húmedo.

<b>Caso Muy Húmedo Zonal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
2. C. Pinto	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
3. Cardones	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
4. Maitencillo	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
5. Pan de Azucar	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
6. Los Vilos	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
7. Quillota	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
8. Polpaico	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
9. Cerro Navia	11,7317	12,6911	12,1816	20,581
10. Chena	11,7317	12,6911	12,1816	21,6597
11. Los Almendros	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
12. Alto Jahuel	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
13. Rancagua	10,5271	12,6911	12,1816	21,297
14. Itahue	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
15. Colbún	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
16. Ancoa	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
17. Parral	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
18. Charrúa	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
19. San Vicente	11,7317	12,6911	20,0736	42,5036
20. Temuco	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
21. Valdivia	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
22. B.Blanco	11,7317	12,6911	12,1816	21,297
23. Puerto Montt	11,7317	12,6911	12,1816	21,297

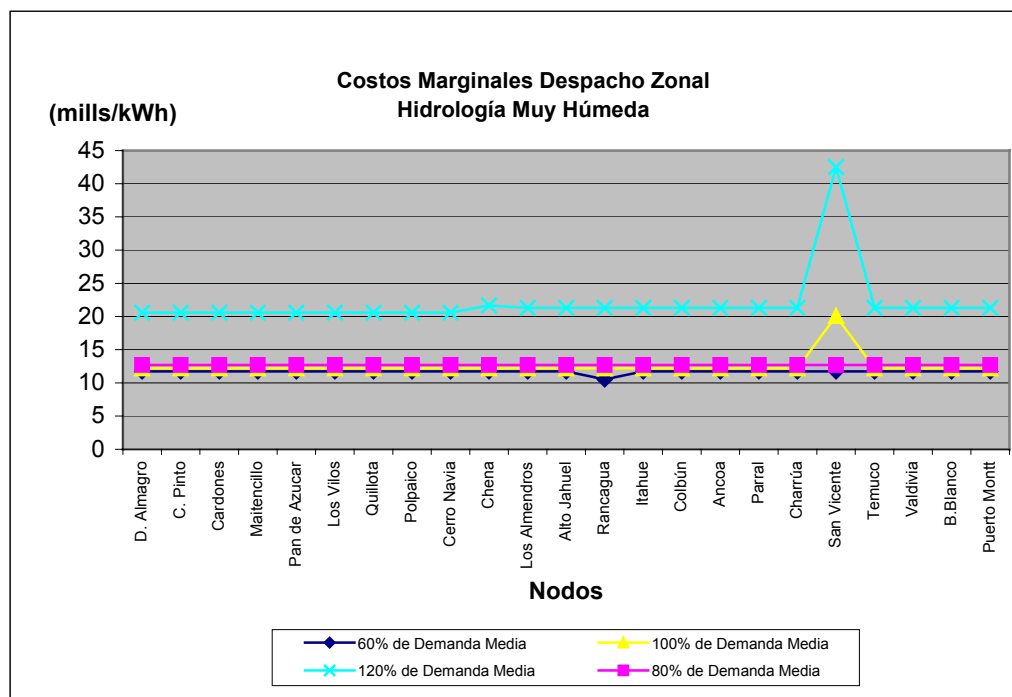


Figura 5.22: ZLMP despacho zonal hidrología muy húmeda en SIC reducido.

Tabla 5.11: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Húmedo.

<b>Caso Húmedo Nodal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel Demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	19,005872	15,96042	16,205279	17,761779
2. C. Pinto	18,414469	15,882029	16,19941	18,018613
3. Cardones	17,822718	15,803587	16,193538	18,077464
4. Maitencillo	17,227392	15,724615	16,187627	18,116838
5. Pan de Azucar	16,634045	15,645936	16,181737	18,15592
6. Los Vilos	16,386389	15,61316	16,179282	18,171895
7. Quillota	15,978374	15,559049	16,175232	18,199044
8. Polpaico	15,662191	15,499916	16,17131	18,238555
9. Cerro Navia	15,412826	15,456633	16,215972	18,659576
10. Chena	15,171176	15,411109	16,205595	19,042902
11. Los Almendros	15,007872	15,379777	16,183323	16,865315

12. Alto Jahuel	15,007872	15,379777	16,183323	16,865315
13. Rancagua	13,489864	15,374627	16,185323	16,865315
14. Itahue	19,005872	15,328841	16,185329	16,865315
15. Colbún	15,007872	15,379777	16,183323	16,865315
16. Ancoa	14,70826	15,320172	16,16533	16,905314
17. Parral	14,10901	15,260561	16,16735	16,985313
18. Charrúa	14,388613	15,260561	16,155354	16,945313
19. San Vicente	14,388613	15,260561	19,806246	46,095693
20. Temuco	14,388573	15,20095	16,171345	17,124516
21. Valdivia	14,237841	15,153437	16,154976	17,092629
22. B.Blanco	14,104532	15,162471	16,156188	17,098693
23. Puerto Montt	14,168809	15,171179	16,167352	17,104536

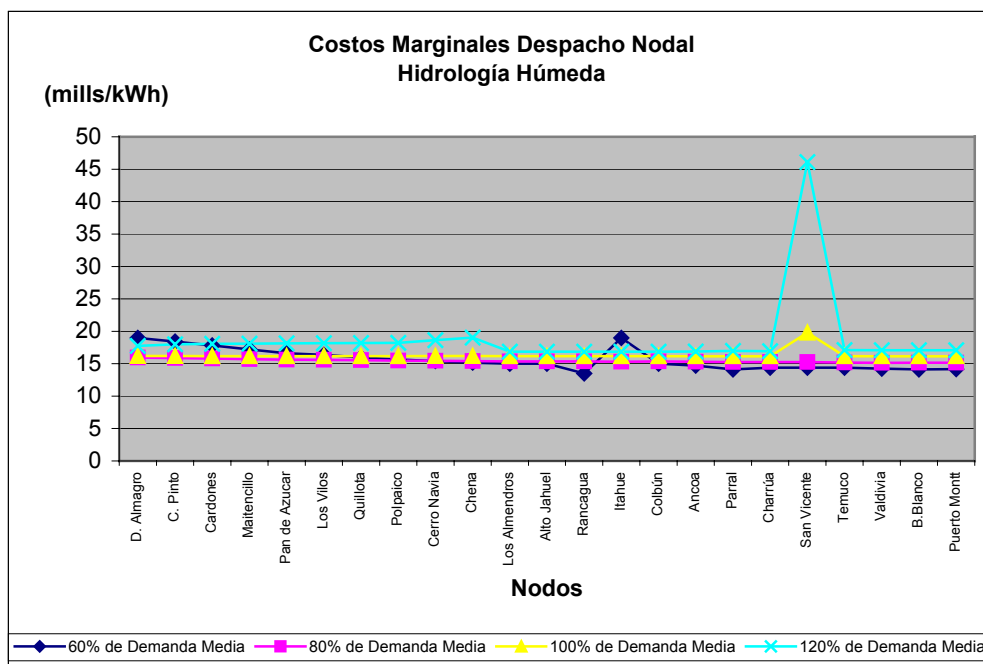


Figura 5.23: LMP despacho nodal hidrología húmeda en SIC reducido.



Tabla 5.12: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Húmedo.

<b>Caso Húmedo Zonal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	23,1114	14,8756	16,1952	20,8678
2. C. Pinto	22,2615	14,8756	16,1952	20,8678
3. Cardones	21,2103	14,8756	16,1952	20,8678
4. Maitencillo	19,359	14,8756	16,1952	20,8678
5. Pan de Azucar	17,3726	14,8756	16,1952	20,8678
6. Los Vilos	17,3726	14,8756	16,1952	20,8678
7. Quillota	15,234	14,8756	16,1952	20,8678
8. Polpaico	15,234	14,8756	16,1952	20,8678
9. Cerro Navia	14,9383	14,8756	16,1952	20,8875
10. Chena	14,9383	14,8756	16,1952	20,9071
11. Los Almendros	14,9383	14,8756	16,1952	20,8872
12. Alto Jahuel	14,9383	14,8756	16,1952	20,8872
13. Rancagua	13,4248	14,8756	16,1952	20,8872
14. Itahue	23,1114	14,8756	16,1952	20,8872
15. Colbún	14,9383	14,8756	16,1952	20,8872
16. Ancoa	14,7402	14,8756	16,1952	20,8872
17. Parral	14,6018	14,8756	16,1952	16,7833
18. Charrúa	14,6018	14,8756	16,1952	16,7833
19. San Vicente	14,6018	14,8756	19,9459	42,4907
20. Temuco	14,6018	14,8756	16,1952	16,7833
21. Valdivia	14,6018	14,8756	16,1952	16,7833
22. B.Blanco	14,6018	14,8756	16,1952	16,7833
23. Puerto Montt	14,6018	14,8756	16,1952	16,7833

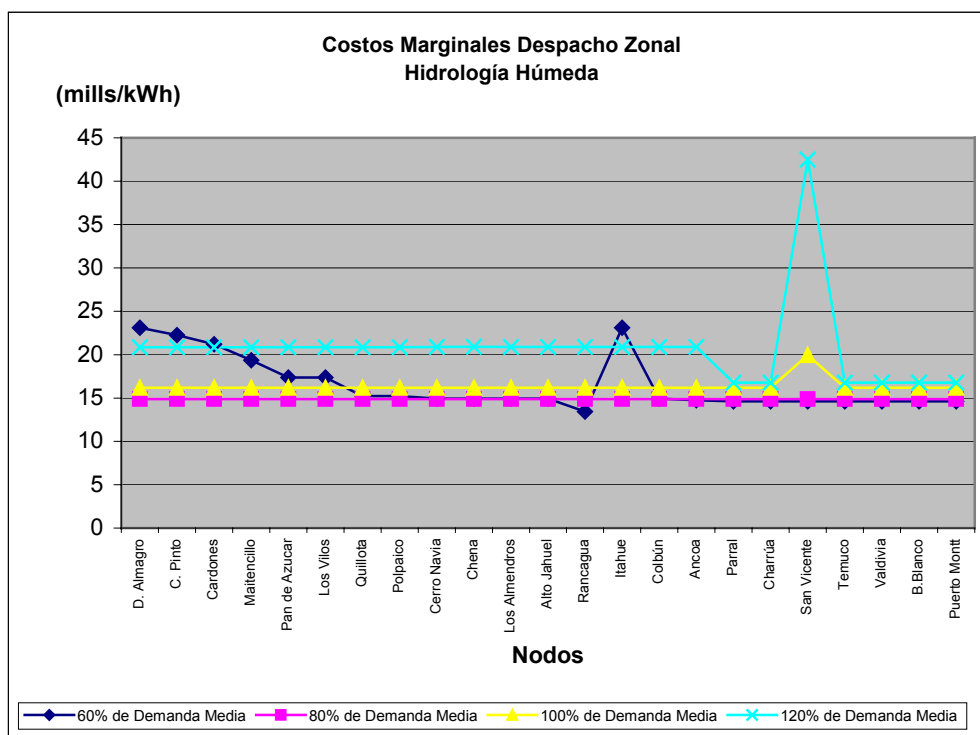


Figura 5.24: ZLMP despacho zonal hidrología húmeda en SIC reducido.

Tabla 5.13: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Seco.

<b>Caso Seco Nodal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel Demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	21,471599	23,344979	37,372685	45,604029
2. C. Pinto	21,275029	23,32164	37,360308	45,425246
3. Cardones	21,078313	23,278444	37,348457	45,206429
4. Maitencillo	20,880101	23,197104	37,322016	44,966448
5. Pan de Azúcar	20,682714	23,174577	37,312638	44,967085
6. Los Vilos	20,600685	23,163311	37,302911	44,976263
7. Quillota	20,464912	23,14795	37,295477	44,989675
8. Polpaico	20,266147	23,666488	39,009345	45,070229
9. Cerro Navia	24,822636	44,782056	60,657965	61,245515
10. Chena	24,001581	41,763363	57,580844	59,029899
11. Los Almendros	22,617237	36,003923	51,688844	54,594336

12. Alto Jahuel	22,617237	36,003923	51,688844	54,594336
13. Rancagua	20,328904	35,971295	51,688671	54,594336
14. Itahue	21,471599	35,681201	51,687135	54,594336
15. Colbún	22,617237	36,003923	51,688844	54,594336
16. Ancoa	22,417237	35,983942	51,688865	54,574349
17. Parral	22,217228	35,984003	51,688936	54,574392
18. Charrúa	22,217228	35,964003	51,688936	54,534392
19. San Vicente	22,217228	35,964003	51,688936	54,534392
20. Temuco	22,217233	35,964111	51,689059	54,614469
21. Valdivia	22,057836	35,94829	51,687194	54,614554
22. B.Blanco	22,088145	35,951298	51,687168	54,614538
23. Puerto Montt	22,117357	35,954197	51,689143	54,614522

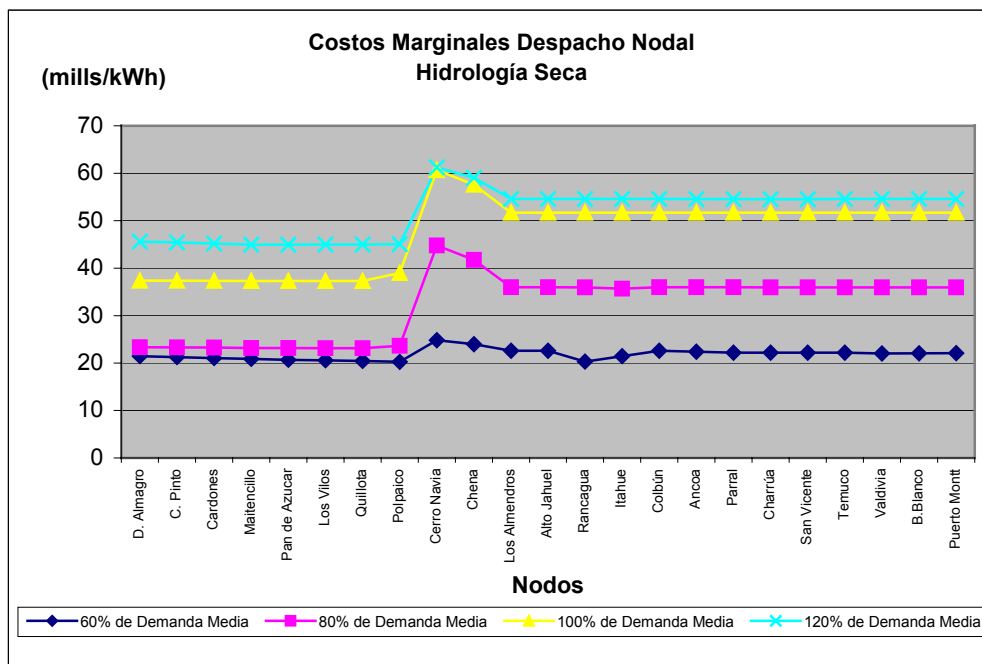


Figura 5.25: LMP despacho nodal hidrología seca en SIC reducido.

Tabla 5.14: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Seco.

<b>Caso Seco Zonal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	20,67	19,5023	21,2247	26,702
2. C. Pinto	20,67	19,5023	21,2247	26,702
3. Cardones	20,67	19,5023	21,2247	26,702
4. Maitencillo	20,67	19,5023	21,2247	26,702
5. Pan de Azucar	15,6329	19,5023	21,2247	26,702
6. Los Vilos	15,6329	19,5023	21,2247	26,702
7. Quillota	15,6329	19,5023	21,2247	26,702
8. Polpaico	15,6329	31,6135	40,4386	26,702
9. Cerro Navia	21,8056	47,502	55,5109	74,402
10. Chena	20,7679	45,2641	57,5359	71,252
11. Los Almendros	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
12. Alto Jahuel	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
13. Rancagua	17,0252	40,8674	52,0837	53,7484
14. Itahue	20,6703	40,8674	52,0837	53,7484
15. Colbún	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
16. Ancoa	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
17. Parral	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
18. Charrúa	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
19. San Vicente	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
20. Temuco	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
21. Valdivia	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
22. B.Blanco	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484
23. Puerto Montt	18,9403	40,8674	52,0837	53,7484

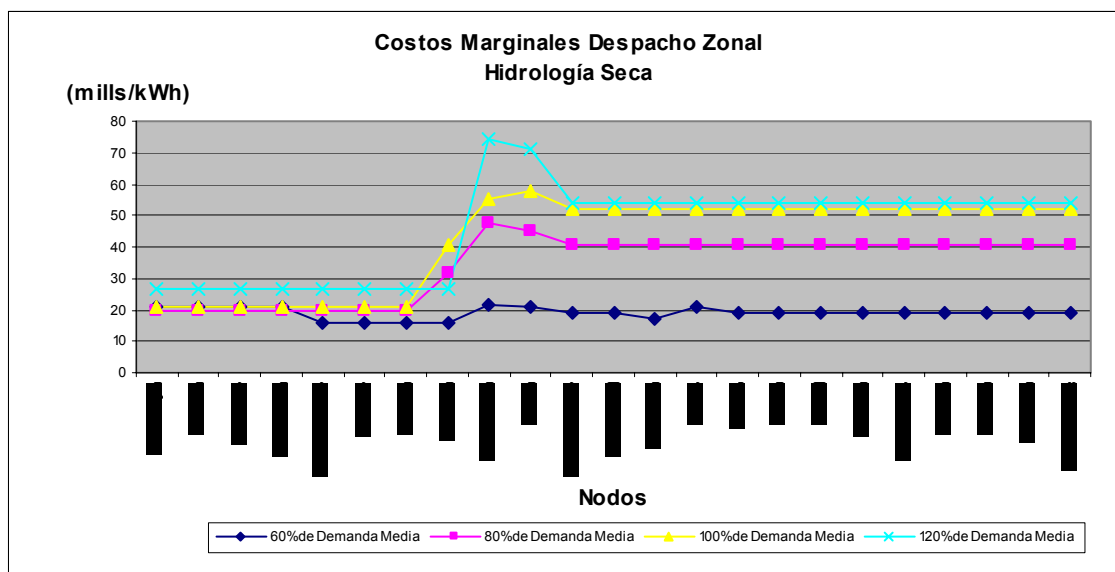


Figura 5.26: ZLMP despacho zonal hidrología seca en SIC reducido.

Tabla 5.15: Costos marginales por barra en despacho nodal Caso Muy Seco.

<b>Caso Muy Seco Nodal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel Demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	17,948249	23,016549	41,467039	86,120621
2. C. Pinto	18,143384	23,342176	41,212533	86,043249
3. Cardones	18,338727	23,670967	40,968857	85,970021
4. Maitencillo	18,536192	22,565769	40,7764	85,793567
5. Pan de Azucar	18,732491	22,70942	40,583559	85,739787
6. Los Vilos	18,813326	22,732408	40,371727	85,666384
7. Quillota	18,948435	22,834473	40,253785	85,63351
8. Polpaico	19,347005	33,051549	75,208449	99,020593
9. Cerro Navia	20,699935	98,622184	114,476695	120,458941
10. Chena	20,854427	89,30202	134,504288	129,933313
11. Los Almendros	20,775624	71,462027	115,698463	120,133069
12. Alto Jahuel	20,775624	71,462027	115,698463	120,133069

13. Rancagua	18,71725	67,797102	115,70029	120,134896
14. Itahue	0,416613	35,212924	115,698754	120,133359
15. Colbún	20,775624	71,462027	115,698463	120,133069
16. Ancoa	20,775629	71,462097	115,698571	120,133118
17. Parral	20,975645	71,662339	115,700942	120,143289
18. Charrúa	20,775645	71,46234	115,698942	120,141289
19. San Vicente	20,775645	71,46234	115,698942	120,143288
20. Temuco	21,175674	71,462753	115,699576	120,151579
21. Valdivia	21,175704	71,46321	115,700276	120,158277
22. B.Blanco	21,175698	71,463123	115,700143	120,165003
23. Puerto Montt	21,175693	71,463039	115,700015	120,163776

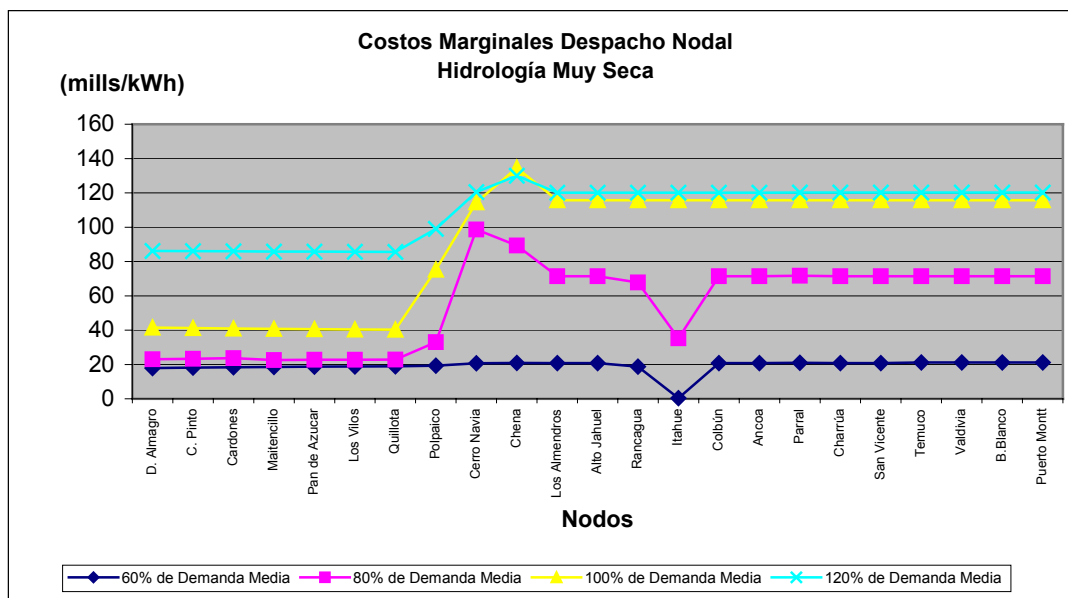


Figura 5.27: LMP despacho nodal hidrología muy seca en SIC reducido.

Tabla 5.16: Costos marginales por barra en despacho zonal Caso Muy Seco.

<b>Caso Muy Seco Zonal (mills/kWh)</b>				
<b>Nivel demanda Media</b>	<b>60%</b>	<b>80%</b>	<b>100%</b>	<b>120%</b>
1. D. Almagro	40,4999	42,4899	21,5412	38,7845
2. C. Pinto	40,4999	42,4899	21,5412	38,7845
3. Cardones	40,4999	32,1264	21,5412	38,7845
4. Maitencillo	18,1572	21,3628	21,5412	38,7845
5. Pan de Azucar	18,1572	21,3628	21,5412	38,7845
6. Los Vilos	18,1572	21,3628	21,5412	38,7845
7. Quillota	18,1572	21,3628	21,5412	38,7845
8. Polpaico	17,9572	33,6803	63,843	62,8752
9. Cerro Navia	17,7572	84,9874	113,2624	120,5208
10. Chena	17,7572	77,5913	140,5751	147,0559
11. Los Almendros	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
12. Alto Jahuel	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
13. Rancagua	15,8793	60,368	116,1028	120,363
14. Itahue	-0,8162	33,0582	116,1028	120,363
15. Colbún	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
16. Ancoa	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
17. Parral	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
18. Charrúa	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
19. San Vicente	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
20. Temuco	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
21. Valdivia	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
22. B.Blanco	17,7572	63,4397	116,1028	120,363
23. Puerto Montt	17,7572	63,4397	116,1028	120,363

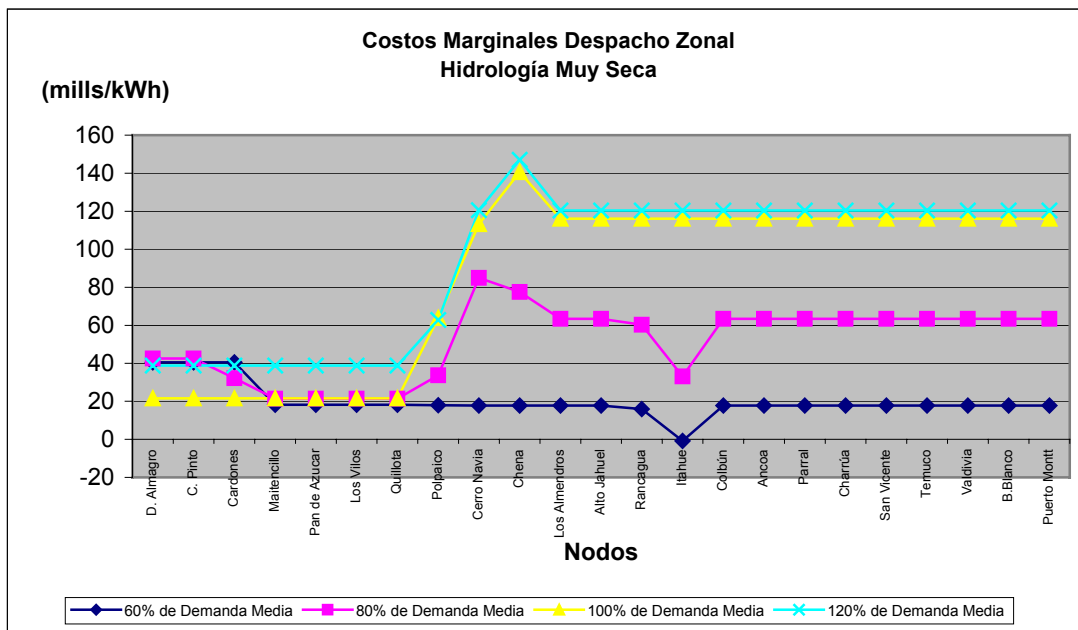


Figura 5.28: ZLMP despacho zonal hidrología muy seca en SIC reducido.

### 5.3.3 Apreciación de Resultados Derechos de Transmisión

Con respecto a los derechos de tipo FTR implementados en el despacho nodal, los resultados de las simulaciones mostraron que durante escenarios de mayor escasez de agua la cobertura de dichos instrumentos resultaba ser mayor. Lo anterior es evidente, ya que de los resultados analizados sobre los despachos nodales y zonales, se vio que en los casos más secos era cuando se producían los mayores niveles de congestión en el sistema, lo que a su vez hacía que los costos en barras se separaran aun más. Por lo tanto a partir de la matriz de abastecimiento (MA) definida, aquellas transacciones que abastecían a partir de generadores ubicados más al norte del sistema hacia cargas ubicadas en el sur de éste, tendieron a presentar los mayores niveles de cobertura por FTR, ya que los costos en barras involucrados en dichas transacciones presentarían gran diferencia producto de las congestiones en el sistema. En los casos más húmedos las coberturas por FTR se debieron a la congestión producida en el tramo



Charrúa-San Vicente (ver figuras 5.29 al 5.36)<sup>76</sup>. Con respecto a los diferentes niveles de demanda, se obtuvo la tendencia que a mayor demanda mayor nivel de cobertura, lo cual era evidente dada la definición de coberturas con FTR: se cubre la energía que se debe abastecer en el contrato. Sin embargo en el caso con 120% de la demanda media, se aprecia una disminución en los niveles de cobertura por FTR para los casos secos, lo cual es directa consecuencia de la menor diferencia de precios nodales entre norte y sur del sistema. El fenómeno anterior se puede explicar debido al incremento de demanda global en el escenario simulado. Al haber un aumento en los niveles de carga, los flujos que van desde el norte al sur del sistema produciendo las congestiones, se ven disminuidos debido a que algunas unidades del norte del SIC se encuentran en sus límites superiores de generación abasteciendo cargas locales, con lo que los niveles de congestión bajan y la separación de costos entre el norte y sur del sistema se ve disminuida. Otro aspecto que tomará relevancia frente a los FGR, es que en el caso de los derechos FTR, casi la totalidad de los agentes que participan del mercado de contratos deben estar cancelando saldos (a favor o en contra) por concepto de congestión. Con respecto a los derechos de transmisión FGR, de los resultados obtenidos de las simulaciones en los despachos zonales, se vio una tendencia similar a la presente en los FTR, en donde bajo escenarios de mayor escasez de agua se presentaban los mayores niveles de cobertura por concepto de FGR. Es interesante notar que en el caso de cobertura por FGR no sólo se está dando una señal económica de la utilización de la red por parte de los agentes, sino que además se da la señal física al nivel que cada agente hace uso de los cuellos de botella más críticos (FG) del sistema. Con respecto a la similitud de tendencias por coberturas, también se debe destacar que las transacciones definidas por la MA que abastecían de norte a sur presentaron mayor nivel de cobertura en escenarios secos, y las que abastecían de sur a norte en escenarios húmedos. Esto es aprecia en las figuras 5.29 al 5.36, relacionados con FGR. Lo anterior nuevamente se

---

<sup>76</sup> En dichos gráficos se representan las transacciones en el eje X con la siguiente nomenclatura:  
b<sub>i,j</sub>: abastecimiento de generador número i de barra b, para carga en barra j.

explica por la tendencia de los flujos que se orientan según la condición hidrológica del sistema.

Al igual que en el caso del despacho nodal con FTR, en el despacho zonal se observa de los resultados que a mayor demanda la cobertura por FGR va aumentando en los diferentes FG definidos para cada escenario, para bajar el nivel de cobertura cuando se despacha a 120% de la demanda media. Sin embargo si se presta mayor atención se puede apreciar que disminuye la cobertura sólo para el FG definido en el tramo Quillota-Polpaico (ver figura 5.36) mientras que las coberturas en el resto de los FG para el caso *muy seco* siguen subiendo. Por lo tanto las coberturas realizadas por medio de FGR además de entregar señales económicas, también dan una buena idea de la distribución de los flujos en los interfaces de zonas que presentan niveles importantes de congestión.

Se mencionó anteriormente que la tendencia de coberturas de los FGR eran muy similares a aquellas simuladas en los despachos nodales bajo mismos escenarios de demanda e hidrologías, sin embargo hay un detalle vital que los diferencia, y es que los FGR nunca entregaran una cobertura negativa (un costo extra para el agente que los toma), ya que por definición los FG se implementan en el sentido del flujo por la línea y sólo aquellas transacciones que presenten un FDC del mismo signo que el flujo son válidas para participar del mercado de FGR.<sup>77</sup> Por esta misma razón, y como ya se mencionó anteriormente, el número de transacciones por cobertura ante congestión implementando FGR, es mucho menor que las resultantes de las simulaciones en el despacho nodal con FTR. De las simulaciones realizadas con despacho zonal y FGR, se ve que el número de FG definidos es directamente proporcional a los niveles de congestión que presente el sistema. De las figuras 5.29 al 5.36, se ve como frente a condiciones más secas se deben definir mayor número de FG, con lo que el número de transacciones aumenta. Además a medida que aumenta la demanda del sistema también se incrementan los niveles de congestión por lo que también se va aumentando el número

---

<sup>77</sup> Esto quiere decir que el resultado neto de inyectar potencia en el nodo i y retirarla en el nodo j (considerando que el FDC relaciona a estos dos nodos) debe producir un flujo neto en el sentido en que se ha definido el FG.

de transacciones para todos los escenarios hidrológicos. Con respecto a lo anterior en las figuras 5.33 a 5.36 se puede apreciar que las coberturas por FGR resultan ser mayores que las logradas por FTR bajo alto niveles de congestión, lo que indicaría que los FGR serían instrumentos financieros eficaces al momento de producirse importantes problemas de congestión.

Con respecto a una posible implementación híbrida para el manejo de la congestión en el SIC, en donde se implementen derechos de transmisión tipo FGR con un despacho nodal implementando LMP, se obtuvo que los FG definidos a partir del despacho nodal para luego ser implementados en el despacho zonal en casos secos y muy secos, sólo pudieron cubrir entre un 50% y 60% de los costos totales de congestión para los respectivos escenarios que fueron simulados, como se muestra en la tabla 5.22. Claramente ese nivel de cobertura es insuficiente por lo que bajo un posible sistema híbrido otros criterios deberían de utilizarse en la definición de FG, los cuales además de proveer una buena cobertura sobre los costos de congestión, deberían ser estables en el tiempo y reducidos en número.

Tabla 5.17: Crédito por FTR (US\$/h) en despacho nodal.

Transacción	Caso Muy Húmedo bajo X% de Demanda Media				Caso Húmedo bajo X% de Demanda Media			
	60%	80%	100%	120%	60%	80%	100%	120%
1_1,1	0	0	0	0	0	0	0	0
1_1,2	0	-0,7	0,2	2,3	-8,4	-1,5	-0,1	7,3
1_1,3	-1,6	-8,7	2,2	16,5	-98,8	-17,5	-1,6	52,7
4_1,4	0	0	0	0	0	0	0	0
4_1,9	-13	-30,2	7,6	83	-311,2	-61,3	8,1	186,1
7_2,9	-3,7	-7,1	1,8	43,4	-61,2	-14,8	7,4	99,7
7_5,8	-2,1	-2,7	0,7	4,1	-32,8	-8,2	-0,7	8,2
9_1,10	-2,4	-2,2	1,7	52,8	-38,7	-9,7	-2,8	122,8
9_3,12	-2,1	-3,4	1,2	-122,9	-32,9	-8,3	-4,4	-291,4
15_1,13	-101,4	0	0	0	-122,9	-0,6	0,3	0
16_1,12	3,2	4,3	-0,5	-6,5	48,7	12,9	4,9	-13
18_1,19	0	0	1712,9	9655,6	0	0	888,7	8514,9
18_2,12	6,5	8,7	-1,1	-13	100,6	25,8	7,6	-26
18_3,19	0	0	1712,9	9655,6	0	0	888,7	8514,9

19_2,20	0	-1,4	-609	-3424,5	0	-4,1	-314,6	-3008,6
	Caso Seco bajo X% de Demanda Media				Caso Muy Seco bajo X% de Demanda Media			
Transacción	60%	80%	100%	120%	60%	80%	100%	120%
1_1,1	0	0	0	0	0	0	0	0
1_1,2	-2,8	-0,4	-0,1	-5,1	2,8	6,2	-5,6	-2,2
1_1,3	-32,8	-7,4	-1,5	-66,4	32,6	72,8	-64,6	-25,1
4_1,4	0	0	0	0	0	0	0	0
4_1,9	676,1	4935	6713,3	5583,3	371,1	17390	21065	11889
7_2,9	471,8	3123	4240,5	3519,8	189,6	10940	13386	7540,6
7_5,8	-20,6	71,8	229,9	16,7	41,1	1415	5680	2780,4
9_1,10	-131,5	-645	-840,1	-709,5	24,7	-1990	5605	3034
9_3,12	-179,1	-950	-1242	-1080,2	6,1	-2941	165,3	-52,9
15_1,13	-185,3	-3,5	0	0	-166,7	-396	0,3	0,3
16_1,12	32,5	4,3	0	6,5	0	0	0	0
18_1,19	0	0	0	0	0	0	0,5	0,6
18_2,12	65	8,6	0	19,5	0	-0,1	-0,1	-2,7
18_3,19	0	0	0	0	0	0	0,5	0,6
19_2,20	0	0	0	8,3	20,8	0	0,1	0,9

Tabla 5.18: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Muy Húmedo.

Transacciones	Caso Muy Húmedo bajo X% de Demanda Media			
	60%	80%	100%	120%
	FG(12-14)	Sin FG	FG(18-19)	FG(18-19)
1_1,1	0	0	0	0
1_1,2	0	0	0	0
1_1,3	0	0	0	0
4_1,4	0	0	0	0
4_1,9	0	0	0	0
7_2,9	0	0	0	0
7_5,8	0	0	0	0
9_1,10	0	0	0	0
9_3,12	0	0	0	0
15_1,13	0	0	0	0
16_1,12	0	0	0	0
18_1,19	0	0	1674,3	4499,0
18_2,12	0	0	0	0
18_3,19	0	0	1674,3	4499,0
19_2,20	0	0	0	0

Tabla 5.19: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Húmedo.

Transacciones	Caso Húmedo bajo X% de Demanda Media				
	60%	80%	100%	120%	
	Sin FG	Sin FG	FG(18-19)	FG(10-12)	FG (18-19)
1 1,1	0	0	0	0	0
1 1,2	0	0	0	0	0
1 1,3	0	0	0	0	0
4 1,4	0	0	0	0	0
4 1,9	0	0	0	0	0
7 2,9	0	0	0	0	0
7 5,8	0	0	0	0	0
9 1,10	0	0	0	0	0
9 3,12	0	0	0	2,1	0
15 1,13	0	0	0	0	0
16 1,12	0	0	0	0	0
18 1,19	0	0	795,7	0	5453,8
18 2,12	0	0	0	0	0
18 3,19	0	0	795,7	0	5453,8
19 2,20	0	0	0	0	0

Tabla 5.20: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Seco.

Transacciones	Caso Seco bajo X% de Demanda Media			
	60%	80%	100%	120%
	Sin FG	FG(8-9)	FG(8-9)	FG(8-9)
1 1,1	0	0	0	0
1 1,2	0	0	0	0
1 1,3	0	0	0	0
4 1,4	0	0	0	0
4 1,9	0	2921,9	8037,9	8772,1
7 2,9	0	1844,6	5074,4	5537,9
7 5,8	0	0	0	0
9 1,10	0	0	0	0
9 3,12	0	0	0	0
15 1,13	0	0	0	0
16 1,12	0	0	0	0
18 1,19	0	0	0	0
18 2,12	0	0	0	0
18 3,19	0	0	0	0
19 2,20	0	0	0	0

Tabla 5.21: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Muy Seco.

Transacciones	Caso Muy Seco bajo X% de Demanda Media					
	60%	80%		100%		
	FG(12-14)	FG(8-9)	FG(12-14)	FG(7-8)	FG(8-9)	FG(9-10)
1_1,1	0	0	0	0	0	0
1_1,2	0	0	0	0	0	0
1_1,3	0	0	0	0	0	0
4_1,4	0	0	0	0	0	0
4_1,9	0	9435,3	0	13887,6	7734,1	0
7_2,9	0	5956,7	0	8900,8	4882,6	0
7_5,8	0	0	0	8537,8	0	0
9_1,10	0	0	0	0	0	5422,9
9_3,12	0	0	0	0	0	2013,6
15_1,13	159,1	0	283,4	0	0	0
16_1,12	0	0	0	0	0	0
18_1,19	0	0	0	0	0	0
18_2,12	0	0	0	0	0	0
18_3,19	0	0	0	0	0	0
19_2,20	0	0	0	0	0	0

Tabla 5.21: Crédito por FGR (US\$/h) en despacho zonal bajo Caso Muy Seco.

Transacciones	Caso Muy Seco bajo 120% de Demanda Media		
	FG(7-8)	FG(8-9)	FG(9-10)
1_1,1	0	0	0
1_1,2	0	0	0
1_1,3	0	0	0
4_1,4	0	0	0
4_1,9	7262,3	10601,1	0
7_2,9	4654,5	6692,6	0
7_5,8	4464,7	0	0
9_1,10	0	0	5959,8
9_3,12	0	0	2212,9
15_1,13	0	0	0
16_1,12	0	0	0
18_1,19	0	0	0
18_2,12	0	0	0
18_3,19	0	0	0
19_2,20	0	0	0

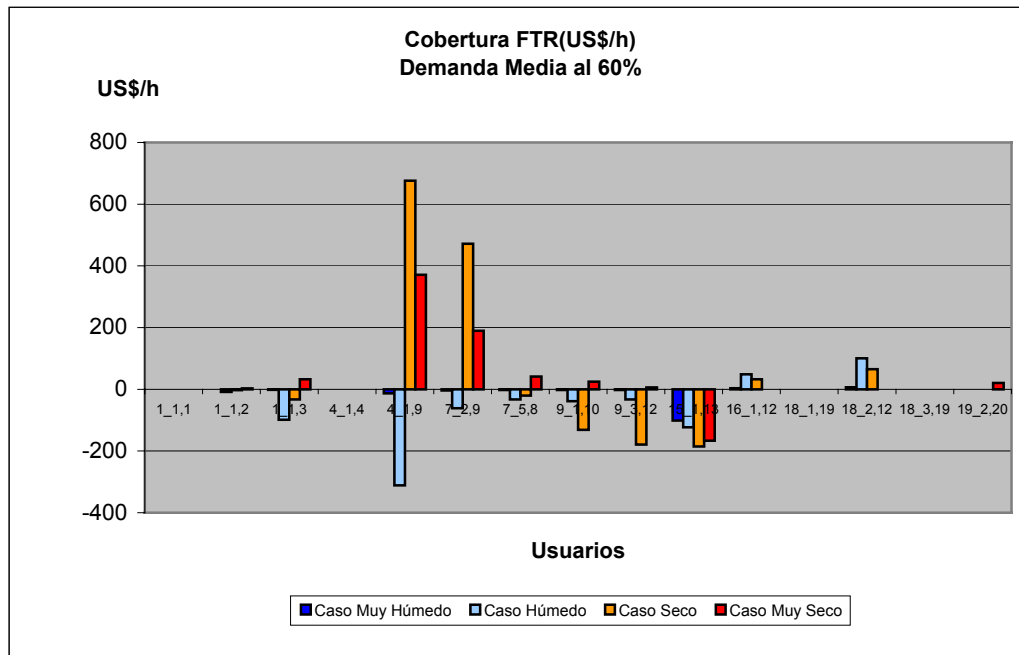


Figura 5.29: Cobertura de FTR con demanda media al 60%.

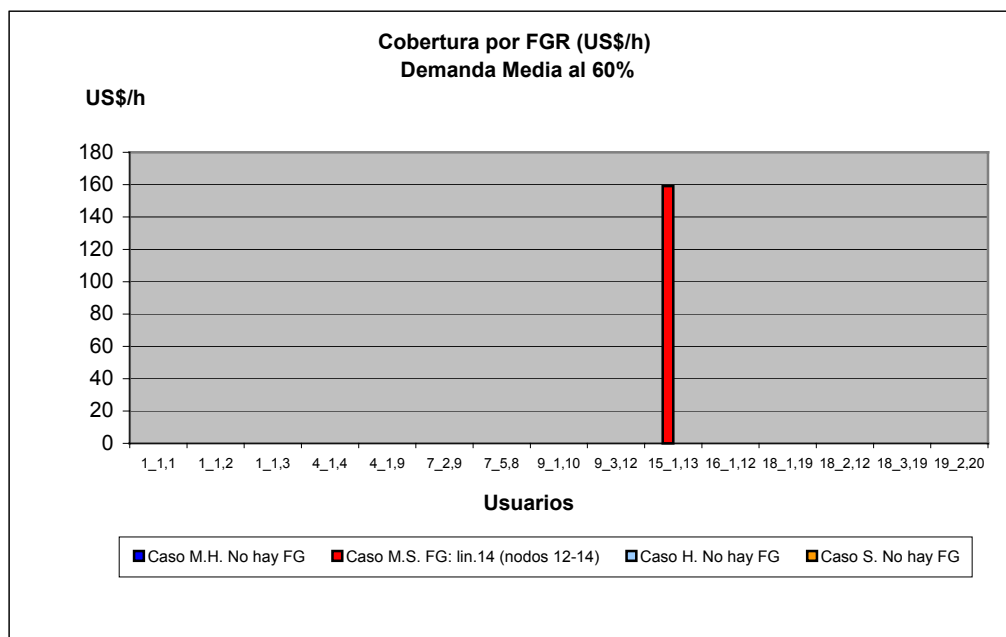


Figura 5.30: Cobertura de FGR con demanda media al 60%.

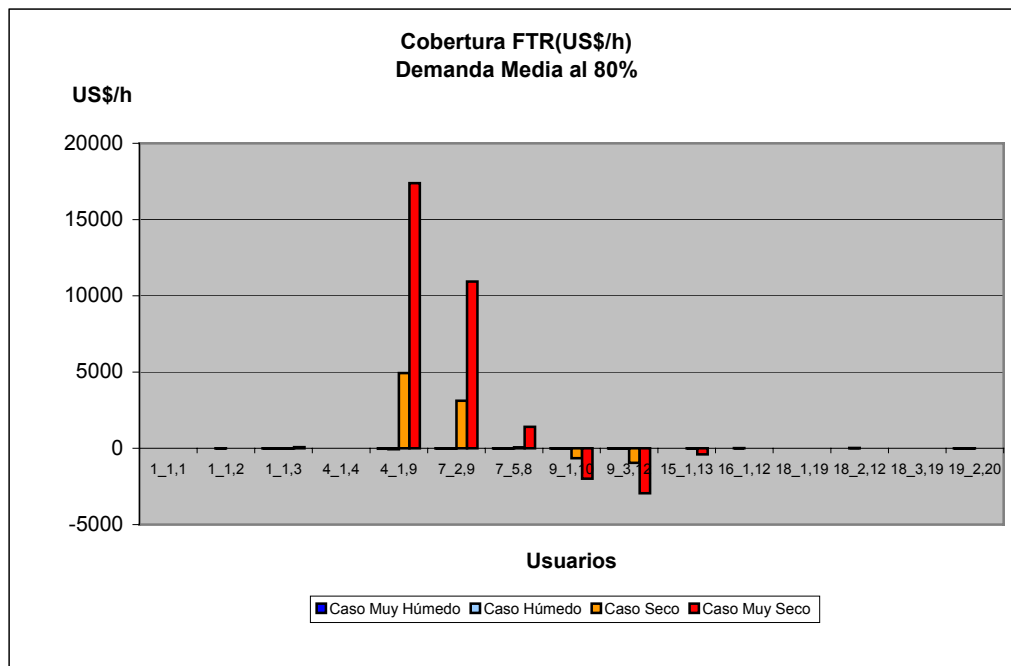


Figura 5.31: Cobertura de FTR con demanda media al 80%.

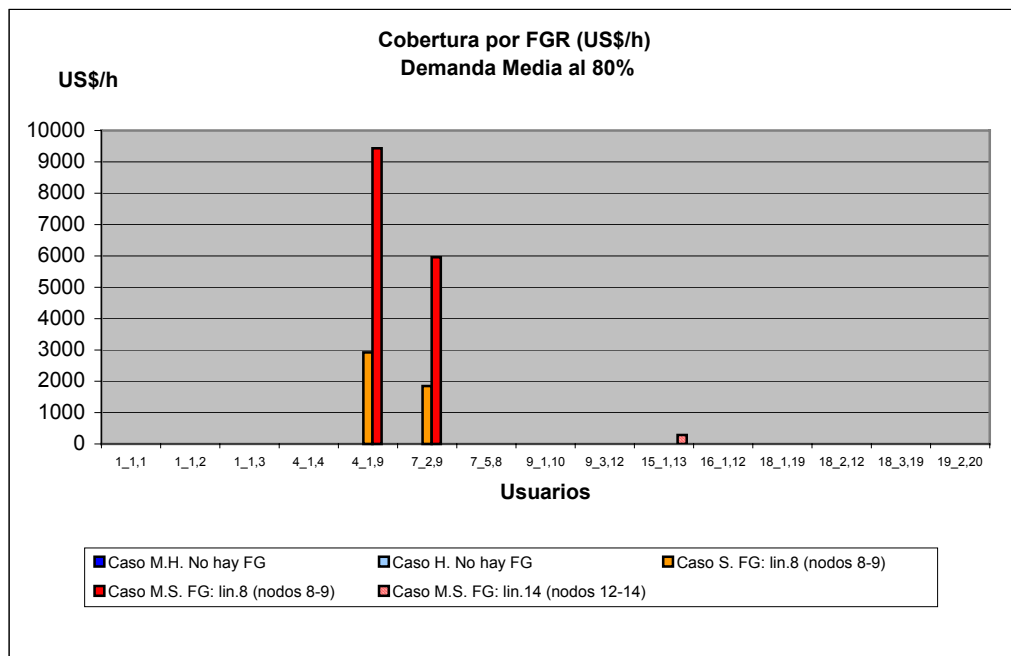


Figura 5.32: Cobertura de FGR con demanda media al 80%.



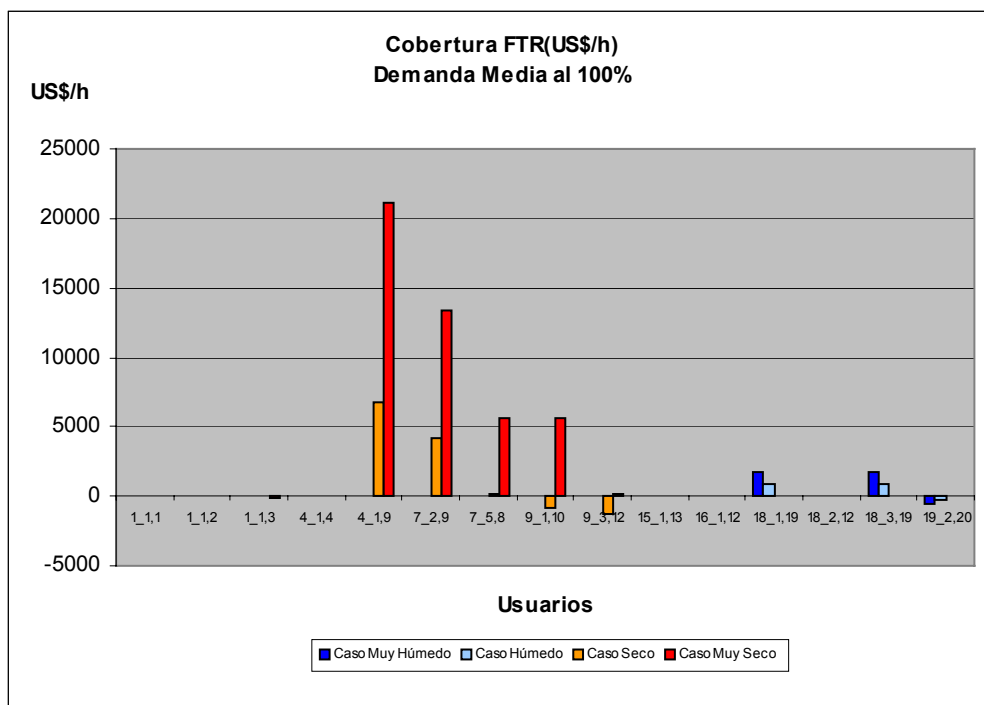


Figura 5.33: Cobertura de FTR con demanda media al 100%.

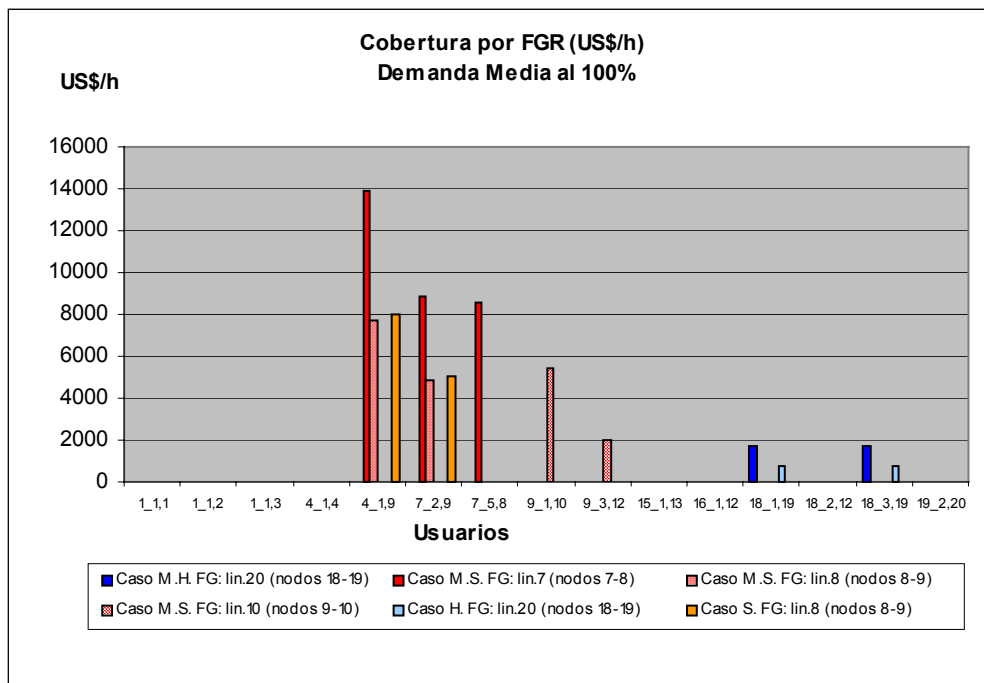


Figura 5.34: Cobertura de FGR con demanda media al 100%.

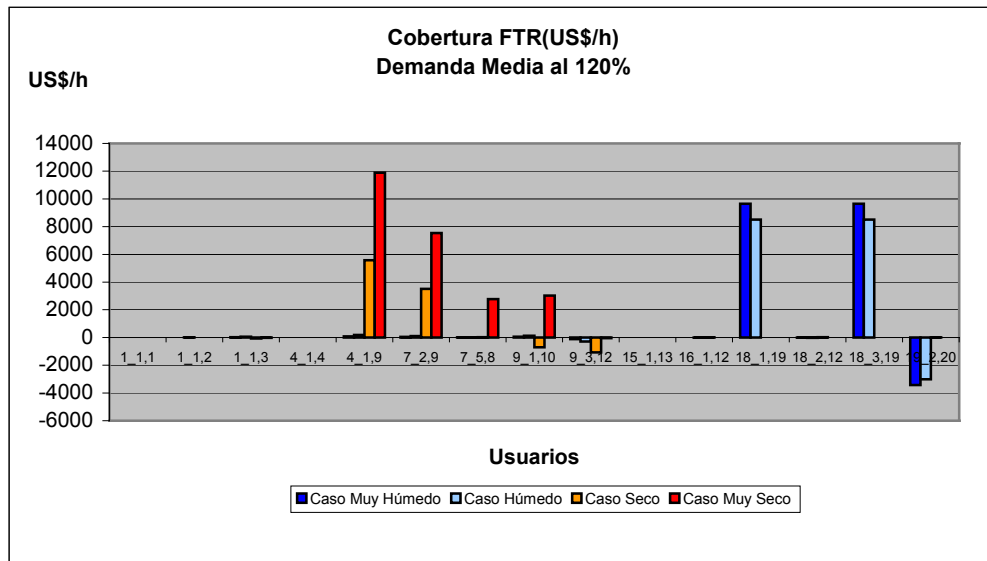


Figura 5.35: Cobertura de FTR con demanda media al 120%.

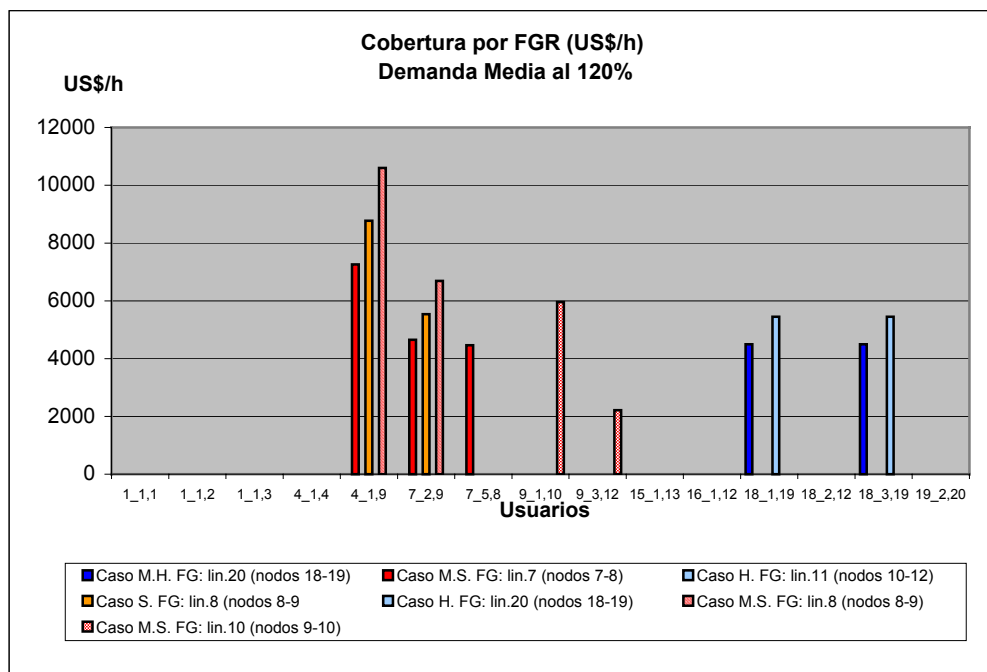


Figura 5.36: Cobertura de FGR con demanda media al 120%.

Tabla 5.22: Caso Híbrido de Despacho Nodal con FGR.

FG Definidos para Despachos Zonales Secos	Cobertura de FG (mills/kWh) Caso Seco			
	60%	80%	100%	120%
<b>Nivel Demanda Media</b>				
Polpaico-Cerro Navia	4,556489	21,115568	21,64862	16,175286
Quillota-Polpaico	-0,198765	0,518538	1,713868	0,080554
Itahue-Alto Jahuel	1,145638	0,322722	0,001709	0
Cerro Navia-Chena	-0,821055	-3,018693	-3,077121	-2,215616
<b>C.C. nodales por tramos</b>	<b>15,613904</b>	<b>43,683817</b>	<b>45,095899</b>	<b>33,272125</b>
<b>Porcentaje cobertura con FG</b>	<b>43,05103323</b>	<b>57,1733944</b>	<b>58,6335312</b>	<b>55,5163098</b>
	Cobertura de FG (mills/kWh) Caso Muy Seco			
<b>Nivel Demanda Media</b>				
Polpaico-Cerro Navia	1,35293	65,570635	39,268246	21,438348
Quillota-Polpaico	0,39857	10,217076	34,954664	13,387083
Itahue-Alto Jahuel	20,359011	36,249103	-0,000291	-0,00029
Cerro Navia-Chena	0,154492	-9,320164	20,027593	9,474372
<b>C.C. nodales por tramos</b>	<b>45,731732</b>	<b>216,086511</b>	<b>154,767763</b>	<b>75,752645</b>
<b>Porcentaje cobertura con FG</b>	<b>48,68611362</b>	<b>56,1612927</b>	<b>60,8982079</b>	<b>58,479929</b>

En el ANEXO D se muestran un par de ejemplos de valorización de FGR y FTR para la transacción entre la carga en la barra de Cerro Navia y los generadores Guacolda y Nehuenco ubicados en las barras de Maitencillo y Quillota respectivamente. Dichos generadores abastecen a Cerro Navia en el 61% y 39% de su carga, respectivamente. Los saldos por congestión distintos de cero indican que los derechos de transmisión no cubren exactamente los costos por congestión que surgen del despacho para la hora en cuestión. Esto se debe a la condición que se impuso de que los usuarios de la red se cubrían por la cantidad de energía que demandarían en la hora en cuestión. Sin embargo el nivel de energía despachada por el o los proveedores para la hora en cuestión no tenía porque coincidir con la transacción financiera que se habría pactado previamente para el mercado *spot* el día antes del despacho real. Por lo tanto para minimizar esta diferencia entre cobros por congestión y créditos por FTR o FGR, los usuarios de transmisión deberían de cubrirse por la energía necesaria para contrarrestar el despacho del generador en cuestión, según los niveles impuestos por el operador del

sistema en la planificación para el día siguiente (*Day-Ahead Market*). Sin embargo, dado que una predicción exacta de las condiciones de operación del sistema no es posible, incluso en horizontes cortos de tiempo como un día antes, es que diferencias entre cobros y créditos por congestión tendrán que surgir. El manejo de dichos saldos a favor o en contra de los agentes, es posible de prorratearlos al final de períodos preestablecidos (mensualmente, semanalmente, etc.) para que de esa manera el dueño de las líneas de transmisión recupere los costos o devuelva los excedentes a los usuarios del sistema de transmisión.<sup>78</sup> Sin embargo un aspecto interesante que se desprende de los saldos netos por congestión, es que en el caso con coberturas con FGR para el ejemplo N°1 del ANEXO D, dado que los generadores que abastecen a la carga en cuestión están siendo sobredespachados con respecto a la transacción en cuestión, resulta un saldo neto por congestión positivo, lo que indica que se le está cobrando al agente el exceso de energía despachada por su proveedor. De esta manera se está haciendo responsable al usuario de transmisión del tipo de proveedor que lo abastece. En el caso con FTR ocurre lo contrario, sin embargo se podría argumentar que dichos generadores que están siendo sobredespachados son responsables de los contraflujos necesarios para aliviar a las líneas congestionadas, por lo que las diferencias obtenidas en el caso con FTR son las adecuadas y que el resultado obtenido con FGR sólo entregaría incentivos perversos para reducir el nivel de contratación con algunos generadores necesarios para una adecuada operación. Cualquiera de las dos razones que se prefiera, lo más indicado es que dichas diferencias entre cobros por congestión y créditos por derechos de transmisión sean minimizadas por medio de una buena programación diaria de las unidades que serán despachadas para el día siguiente.

---

<sup>78</sup> En el sistema de PJM existe un sistema de prorrateo mensual para el manejo de dichos saldos, el cual depende si han habido excedentes o déficits de cobros por congestión con respecto a los créditos que se les debe pagar a los agentes usuarios del sistema de transmisión.

### 5.3.4 Conclusiones de los Resultados Obtenidos

A diferencia de los resultados de la simulación en el sistema de 6 barras, los despachos zonales realizados en el sistema reducido del SIC resultaron ser predominantemente más económicos que los de sus respectivos despachos nodales en término de costos variables totales. Lo anterior se explica por la estructura de costos definida para las unidades generadoras en el SIC y la modificación implementada en el algoritmo de redespacho de unidades por medio de sendas listas de mérito. Sin embargo la separación de costos en barra resultó ser mayor en los despachos zonales, lo que se debe al tratamiento uninodal que se le da al redespacho de las zonas definidas a partir del despacho nodal. Con respecto al algoritmo propiamente tal, las supuestas simplificaciones computacionales para obtener los precios por zonas no son evidentes, y de hecho la implementación de criterios para la definición de dichas zonas se hace bastante complicado, sobre todo si se piensa en sistemas de mayor tamaño y con un nivel de enmallamiento mayor.

Dada la topología de tipo radial del sistema, los costos por barra se elevaban al norte o sur del sistema dependiendo de las condiciones hidrológicas impuestas en las simulaciones. Por ejemplo, bajo condiciones secas los flujos tendían a orientarse de norte a sur con lo que las barras receptoras de los flujos (en este caso las ubicadas al sur del sistema) tendían a subir sus costos para producir los contraflujos necesarios al momento de producirse congestiones. Sin embargo fue en los escenarios hidrológicos secos, en donde se marcó notablemente la diferencia de costos marginales por barra, elevándose los costos en el sur del sistema por sobre los del norte, llegando a diferencias de hasta 80 (mills/kWh). En los casos más húmedos se produjeron congestiones en el sur del sistema que se pueden considerar de menor importancia, ya que no representan cuellos de botella de mayor trascendencia. Además se vio en los resultados de las simulaciones que a bajos niveles de congestión el despacho zonal hace perder las señales físicas de distribución de flujos en el sistema, entregados en el despacho nodal, lo cual se hace especialmente notorio para el caso húmedo al 80% de demanda media, en donde se

define una sola zona, homogenizando todos los precios en barra del sistema. Por lo tanto se puede afirmar que los fenómenos de congestión son más sensibles a las condiciones hidrológicas del sistema que a los diferentes niveles de demanda que éste pudiere presentar. Es más, frente a altos niveles de demanda los niveles de congestión tendían a bajar debido a la mayor disponibilidad de unidades para crear contraflujos en líneas congestionadas, lo cual es consistente con la experiencia en el PJM como se comenta más adelante.

Con respecto a las coberturas por derechos de transmisión, tanto para los FTR como para los FGR, se obtuvieron tendencias similares con la salvedad de que los FGR nunca se valoraron en forma negativa (costos extraordinarios para los agentes afectados). Ambos derechos de transmisión fueron consistentes con los niveles de congestión observados en el sistema, presentando mayores niveles de cobertura bajo escenarios secos, ya que en éstos era cuando se producían los mayores niveles de congestión en el sistema. Un aspecto interesante es que las coberturas por FGR y FTR no aumentan indefinidamente en proporción a los aumentos de demanda como podría pensarse, resultado que es corroborado por la experiencia en la operación del sistema del PJM, en donde se afirma que las congestiones son producto de los desbalances de inyección y retiro de energía en el sistema y que a niveles altos de demanda hay mayor flexibilidad para redespachar unidades que están funcionando en “caliente”. Se vio que bajo niveles altos de demanda (120% de demanda media) las coberturas por FTR bajaban con respecto a los niveles anteriormente simulados de (100% de demanda media). Bajo FGR ocurría un fenómeno parecido, sin embargo sólo se presentaba en ciertos FG en particular, ya que en el resto las coberturas seguían aumentando. Lo anterior demuestra la notable diferencia en cuanto a las señales espaciales entregadas por los dos tipos de derechos. Mientras los FTR muestran que los niveles de congestión se reducen al momento de llegar a un nivel de demanda alto, los FGR además son capaces de identificar cuales FG son responsables de ese fenómeno. Por lo tanto los FTR entregan señales netamente económicas, mientras que los FGR dan señales espacio-

económicas, lo cual sirve de mejor guía al momento de planificar la expansión de los sistemas eléctricos de generación y transmisión.

Bajo FTR con despacho nodal, prácticamente la totalidad de los agentes que presentan contratos, representados en la MA, se ven en la obligación de participar en el mercado de transmisión presentando diferentes niveles de saldos por congestión, en el caso zonal con FGR sólo los agentes que directamente afectan a los FG definidos,<sup>79</sup> participan del mercado de transmisión, reduciendo notablemente el número de transacciones involucradas. Lo anterior hace que las señales entregadas en el mercado de transmisión con FGR sean más precisas y claras al momento de indicar el uso de la red frente a diferentes escenarios de hidrología y demanda.

Con respecto a la definición de FG, ésta se hizo sobre circuitos equivalentes a dos o más líneas en paralelo entre barras adyacentes. Por lo tanto la cobertura por derechos tipo FGR en esos casos podría ser prorrateado a partir de los factores de distribución, como se explicó anteriormente. La valoración de los FG definidos, siempre resultó ser positiva, lo cual era de esperar, ya que por construcción se definían dichos FG según un despacho basado en LMP zonales, en donde los flujos entre zonas se tenían que orientar hacia precios más elevados.

Para los diferentes escenarios simulados (de demanda y condiciones hidrológicas) esta definición de FG se mantuvo relativamente estable, es decir que independiente de las condiciones bajo las cuales se corriera el modelo, las líneas que presentaban los principales problemas de congestión eran las mismas. Sin embargo hay que tomar en cuenta que la distribución de carga a lo largo del sistema siempre se mantuvo constante. Si no hubiera sido así, lo más probable es que la definición de FG hubiera sido diferente, en donde los principales problemas de congestión se localizarían en líneas diferentes. Este argumento es consistente con un estudio llevado a cabo en el sistema de PJM, en donde con información real de la operación del sistema se simuló

---

<sup>79</sup> Flujo de transacción en el mismo sentido que se define el FG, FDC de mismo signo que el flujo, participación de flujo de transacción debe hacer uso sobre el 5% de la capacidad máxima del FG en cuestión.

una implementación de derechos de transmisión tipo FGR.<sup>80</sup> El estudio arrojó como conclusión que no se podía definir un conjunto de FG (o CSF) en un sistema híbrido (LMP implementados con FGR), que en el mediano plazo pudieran cubrir un porcentaje alto de los costos por congestión en el sistema. Lo anterior se debía principalmente a que los patrones de consumo en el sistema variaban constantemente, por lo que la configuración de flujos en la red producía niveles importantes de congestión en diferentes lugares cada vez, no pudiéndose capturar los efectos de la congestión con los CSF previamente definidos. Con respecto a lo anterior, los resultados de las simulaciones indicaron que bajo condiciones importantes de congestión (escenarios secos y muy secos) los FG definidos no serían suficientes para capturar un porcentaje alto de los costos totales por congestión en un despacho nodal, por lo que más FG deberían de definirse si un sistema híbrido de manejo de congestión se desea implantar. Lo importante es que estos nuevos FG definidos para capturar un porcentaje mayor de los costos por congestión, deberían ser unos pocos y además ser estables en el tiempo para así poder ser aplicables a transacciones de energía de más largo plazo.

## **VI. CONCLUSIONES GENERALES**

Se desarrolló un modelo estático para realizar un despacho económico multinodal para implementar criterios nodales y zonales, ambos basados en LMP, los cuales reflejan los costos marginales por barra incorporando factores de costos por combustible, restricciones de límites de generación en unidades y costos por congestión. El haber desarrollado un modelo estático y por lo tanto no incorporar fenómenos dinámicos de valoración del agua en embalses o condiciones de predespachos para unidades térmicas, implica un alejamiento de las reales condiciones de operación que afectan directamente en el sistema, pero por otro lado hace que las señales por congestión en los costos por barra resultante de los respectivos despachos, sean claras al

---

<sup>80</sup> Andrew L. Ott (2000) *Can Flowgates Really Work ? An Analysis of Transmission Congestion in the PJM Marke from April 1, 1998 – April 30, 2000*, Market Development Department, PJM Interconnection.



momento de hacer interpretaciones de los resultados, tanto para el despacho nodal como para el caso zonal.

Además, complementando los modelos nodales y zonales desarrollados, se definieron derechos de transmisión de tipo financieros, *Fixed Transmission Rights* (FTR) y *Flowgate Rights* (FGR) respectivamente. Tanto los cobros por congestión como los créditos por derechos de transmisión para el caso de FTR se definieron de forma tradicional según como son implementados en sistemas reales, específicamente en el PJM. Sin embargo para el caso de FGR, dado que no han podido ser implementados en sistemas eléctricos reales y debido a que generalmente se asocian a mercados descentralizados en donde los usuarios del sistema de transmisión imponen los precios de energía por barra y la respectiva valorización de los FG definidos se hace según la voluntad de adquirir energía de ciertos proveedores, se optó por proponer un sistema alternativo de valorización de los FG definidos en el modelo. Basado en la propuesta de R. Tabors<sup>81</sup> para la valorización de congestión intrazonal para eliminar los nocivos *uplifts* aplicados a los agentes dentro de una misma zona, se definieron cobros por congestión y créditos por uso de FGR, basados en diferencias de precios entre zonas o ZLMP (*zonal locational marginal pricing*) y en donde se incorporan señales reales de la utilización de la red, específicamente en los interfaces zonales. De esta manera se pudo implementar el sistema de FGR bajo un mercado centralizado en donde el operador del sistema impone los precios en zonas para la energía, la valorización de los FG definidos y los cobros por congestión relacionados, quedan claramente definidos y eliminan así la posibilidad de arbitrajes entre los agentes del mercado. De esta manera es posible implementar simultáneamente ambos derechos de transmisión bajo un mismo mercado eléctrico, creando así compatibilidad y un acercamiento entre ambos sistemas de manejo de congestión.

Con respecto a los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas sobre el modelo del SIC reducido, se puede destacar la relativa suboptimalidad obtenida por el

---

<sup>81</sup> Richard D. Tabors (2001) *Hybrid Congestion Management System "Without Uplift"*, Tabors Caramanis and Associates TCA, August 29, 2001.

despacho zonal con respecto al costo total del despacho frente al caso nodal. Se observó de los resultados obtenidos del pequeño sistema de 6 barras y del SIC reducido, que dicha suboptimalidad depende fuertemente de la estructura de costos que se imponga al modelo y también del tipo de criterio implementado para la agrupación de nodos en la definición de zonas. Sin embargo es definitivo que un despacho zonal en donde se hace un tratamiento uninodal a las barras contenidas en una misma zona, distorsiona las reales posibilidades de despacho de las unidades generadoras, con lo que las oportunidades de utilización de la red se restringen y se simplifican demasiado, lo que resulta en una dispersión mayor de los precios en barra con respecto al caso nodal. Además la supuesta simplicidad que es argumentada por algunos autores del tema que se lograría al reducir el número de nodos a zonas no se logró, y sólo se complicó más aun el procedimiento de despacho y la representación de la red en el modelo. De hecho un sistema zonal que deja en manos del operador del sistema la totalidad del despacho de unidades, no tiene mayor sentido, ya que de hecho como se vio en este trabajo, los ZLMP dependen directamente de los LMP obtenidos de un despacho nodal previo, por lo que el despacho zonal sería una redundancia del caso nodal con LMP. Sin embargo en mercados eléctricos que se desea limitar las responsabilidades del operador del sistema, los balances de inyección y retiro de energía para cada hora, son procesados a partir de un despacho de unidades que obedece a contratos establecidos previamente (al igual que en el caso nodal) y a un mercado spot que obedece a las preferencias de los agentes del mercado. De esta manera los ajustes de balance de energía que realizaría el operador del sistema (que se manejan de manera análoga al caso centralizado con LMP) partirían de un despacho previo por lo que dicho operador no tendría que calcular los LMP completamente y entonces un modelo zonal no presentaría la redundancia antes mencionada. Por lo tanto un despacho zonal necesariamente implica una reducción en las funciones que el operador del sistema (ISO, RTO, CDEC en el caso chileno) debiera realizar, dejando a los agentes del mercado la responsabilidad de la mayor parte del despacho en el sistema. Sin embargo al delegar funciones desde el operador del sistema a los agentes del mercado, se deben definir de manera adecuada las reglas bajo las cuales los usuarios del sistema de

transmisión operen, para así obtener las señales de precios adecuadas a las necesidades presentes y futuras del sistema eléctrico.

Por otro lado, el número de zonas definidas bajo los diferentes casos simulados, no resultó ser estable en el SIC, es decir que bajo una misma condición hidrológica y diferentes niveles de demanda no resultaría posible el establecer límites claros en el sistema para implementar un sistema de precios que incorpore los efectos de la congestión, al menos si se implementa el criterio de diferencias de precios marginales por barra usado en este trabajo. Es más, la situación se agrava si se considera que la distribución de las cargas en el sistema se mantuvo constante bajo los diferentes niveles de demanda simulados. Si se llegara a introducir variaciones en algunos de los niveles de demanda de las cargas en barra con respecto a la distribución de demanda previamente definida, los patrones de flujos por el sistema y el despacho de unidades generadoras se modificarían obedeciendo a las leyes físicas de Kirchoff, por lo que la definición de zonas se haría menos estable de lo que ya resultó ser.

Con respecto a los niveles de congestión observados en el SIC, los resultados indican que la saturación en líneas depende fuertemente de las condiciones hidrológicas del sistema, al menos en el corto plazo. Por ello frente a escasez de agua (es decir altos costos de oportunidad de su utilización) se presentan importantes cuellos de botella en el sector central de SIC, produciendo una importante diferencia de precios entre el norte y sur del sistema, lo cual implica un desacoplamiento de mercados. Con respecto a los diferentes niveles de demanda simulados, éstos no fueron determinantes en el comportamiento de los niveles de congestión observados. Es más, bajo altos niveles de congestión bajo escenarios de escasez de agua, altos niveles de demanda implicaban una reducción en la diferencia de precios entre el norte y sur del sistema. Lo anterior es consistente con la experiencia obtenida en la operación del PJM, en donde a medida que se tienen mayores niveles de demanda es posible despachar mayor número de unidades generadoras y por lo tanto se puede hacer un mejor manejo de los contraflujos necesarios para aliviar las líneas congestionadas.

La implementación de FTR, FGR y sus respectivos cobros por congestión, bajo una misma estructura de mercado centralizado, mostró ser consistente en su aplicación. Ambos derechos de transmisión presentaron mayores niveles de cobertura a medida que niveles de congestión aumentaban. Sin embargo el número de transacciones por parte de los FTR fueron bastante mayores a la de los FGR, incorporando FTR valorados negativamente los que a su vez eran responsables de los contraflujos necesarios en el sistema. Estos resultaban en costos extraordinarios para los agentes respectivos los que a su vez eran amortizados por los costos por congestión asociados a dichos derechos, que resultaban en indemnizaciones para dichos agentes.

Con respecto a la definición de FG para los casos simulados, éstos resultaron ser pocos y estables en el caso del SIC, sin embargo hay que considerar que la distribución de la demanda se mantuvo constante y que además las particularidades que presenta la topología de la red ayudan a que los patrones de flujos presenten una tendencia más bien estable. Sin embargo en sistemas más enmallados y con puntos de interconexión con otros sistemas, la estabilidad de estos FG es poco probable dado que un mínimo cambio en la distribución de la carga o en los factores de distribución de la red, produciría cambios importantes en los flujos por las líneas, debido a los *loop flows* o flujos paralelos que inherentemente obedecen a las leyes de Kirchoff. Por lo tanto a pesar de que la aplicación de derechos de transmisión con FGR presentó ventajas con respecto a las señales económicas y espaciales de la utilización de la red, su buen desempeño depende fuertemente de la habilidad del operador del sistema en definir estos FG, para que puedan capturar un porcentaje alto de los costos por congestión, sean un número reducido y además sean relativamente estables en el tiempo. De hecho se obtuvo de las simulaciones implementadas en el SIC, que si un sistema híbrido de manejo de congestión (LMP nodal con FGR) fuera implementado bajo condiciones de operación en donde importantes niveles de congestión ocurren (hidrología seca con altos niveles de demanda), aproximadamente sólo el 50% de los costos por congestión serían cubiertos por los FG definidos en el modelo. Lo anterior es claramente insuficiente para un adecuado tratamiento de los fenómenos de congestión, por lo que nuevos FG deberían

de definirse bajo el mismo criterio implementado en las simulaciones (similitud de LMP por barras) o quizás otro. El argumento anterior es importante dado que una de las principales ventajas que se argumentaba a favor de los FGR era su relativa estabilidad en la cantidad y capacidad de dichos derechos. En contraste, es común encontrar críticas con respecto a derechos tipo FTR, en donde se cuestiona la constante variación en las capacidades de los respectivos derechos dado que una reserva en potencia de un derecho afecta directamente a la capacidad del resto de los derechos que se deseen emitir. Lo anterior es causa de que los FTR se definan como obligación, dado que una transacción que reserve niveles de potencia que impliquen flujos superiores a las capacidades de ciertas líneas de transmisión, obligaría a otros generadores a producir los respectivos contraflujos para así aumentar la capacidad de las respectivas líneas. Lo anterior implica valorización negativa de los respectivos FTR del agente responsable de los contraflujos, los cuales se compensarían por medio de cobros por congestión negativos que equivalen a pagos compensatorios. En sistemas reales como el PJM, se realizan pruebas de factibilidad (*Simultaneous Feasible Test*, SFT) el día antes de la operación, para corroborar que el despacho realmente implementado pueda cubrir las compensaciones por FTR emitidas. En el caso de las simulaciones realizadas se supuso que los derechos de transmisión eran adquiridos por los usuarios del sistema de transmisión (en particular por las cargas en barras), en cantidades equivalentes a los niveles de potencia que ellos demanden, por lo tanto la factibilidad de la emisión de dichos derechos estaba asegurada. Sin embargo dado que los generadores con que se pactaban las respectivas transacciones de energía para el corto plazo (mercado *spot*) no calzaban directamente con los niveles de demanda de las cargas que supuestamente abastecían, surgieron diferencias entre los cobros por congestión y créditos por derechos de transmisión respectivos. Dichas diferencias implican subsidios entre los agentes dueños de FTR y FGR, lo cual introduce señales que van en desmedro de una óptima operación y posterior plan de inversión. A pesar de que es imposible hacer una predicción exacta de las condiciones futuras de operación, incluso con sólo un día de anticipación, es que dichas diferencias se deberían minimizar por medio de sendas simulaciones el día antes

del despacho económico y técnico de unidades generadoras (*Day-Ahead Market*), para así prever los reales niveles de derechos de transmisión que los agentes deberían de adquirir dadas las diferentes condiciones de operación que estén presentes en el sistema. Con niveles altos de contratación a más largo plazo (*Network Integration Service* o *Firm Point-to-Point Service* en el PJM) dichas diferencias se minimizarían, ya que los agentes saben a que niveles de inyección y retiro de potencia están sujetos. Además un alto nivel de contratación en el sistema favorece a un abastecimiento más confiable. Sin embargo el mercado *spot* también es necesario para manejar los imbalances que se producen en la operación horaria, por lo tanto el mecanismo de derechos de transmisión en un mercado competitivo debería de poder balancear los incentivos de participación en los dos tipos de mercados, contratos y *spot*.

De los puntos antes descritos se desprende que no existe una solución única al problema del manejo de congestión, y cada sistema eléctrico debe analizar las ventajas y desventajas que les puede acarrear dependiendo de las particularidades presentes en el sistema, el nivel de desregulación que se desee, la madurez en que se encuentre el mercado con respecto al tema de congestión y la aversión al riesgo por parte de los agentes involucrados.

En el caso chileno, la implementación de un sistema de manejo de congestión explícito podría considerarse como una alternativa para realizar la planificación de expansión por medio de las señales que el propio mercado entregue de forma descentralizada. A pesar de que el actual modelo tarifario entrega las herramientas necesarias para una posible implementación de derechos de transmisión, como lo es el cálculo de costos marginales por barra, es necesario hacer algunas observaciones para garantizar coherencia en dicha implementación. Primero se hace necesario que la estructura de peajes incorpore las señales que entregan los costos marginales por barra en el sistema, como se propone en el proyecto de Ley Corta. Lo anterior es completamente factible dado que el CDEC-SIC actualmente debe calcular dichos costos marginales para efectos de transacciones de energía en el corto plazo entre generadores. Además es importante mencionar que los derechos de transmisión no están diseñados

para asegurar retornos a los dueños de las redes por sobre sus activos, sino que para contrarrestar los cobros por congestión que surgen de la operación del sistema, es decir lograr una suma cero entre costos por congestión y créditos por derechos de transmisión. Sin embargo los ingresos por concepto de venta de derechos de transmisión por parte del operador del sistema a los usuarios de la red podrían ser destinados para ese propósito. De esta manera la diferencia de precios marginales en barra, que actualmente equivaldría a los ingresos tarifarios (IT) que se deducen de los costos de inversión y operación (VNR y COYM), pasarían a ser simplemente señales de inversión para la planificación del sistema y no a formar parte directa del cobro por uso de la red. De esta manera los ingresos que capte el operador del sistema por conceptos de ventas de derechos de transmisión pasarían a reemplazar a los actuales IT, los cuales reducirían los cobros que deberían pagar los usuarios del sistema de transmisión por concepto de acceso a la red. Por otro lado, los contratos bilaterales de largo plazo como las transacciones realizadas en el mercado *spot* deberían de estar sujetas a las mismas reglas concernientes a los costos por congestión y sus respectivos derechos de transmisión, para así facilitar la implementación simultánea de ambos mercados ya que ambos son necesarios para una operación sustentable en el largo plazo: los contratos aseguran el abastecimiento energético de la demanda y el mercado *spot* hace posible el manejo de los desbalances horarios entre la oferta y la demanda del sistema. Por lo tanto todos los agentes que realicen algún tipo de transacción en el mercado de corto plazo o de contratos, serían afectados por los respectivos costos por congestión resultantes de su transacción y tendrían la opción de cubrir dichos costos con la adquisición de derechos de transmisión. Las condiciones antes mencionadas, harían posible la implementación de derechos de transmisión tipo FTR y FGR definidos en este trabajo para un mercado centralizado en donde el operador del sistema, en este caso el CDEC-SIC, debe llevar a cabo un gran número de tareas para coordinar la operación diaria del sistema. Con respecto a que modelo de tratamiento de congestión es más conveniente de implementar dado los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en el SIC, una operación zonal, como la que se definió en este trabajo, presenta ciertos inconvenientes al momento de

definir zonas frente a diferentes condiciones de operación y no entrega claros beneficios al momento de ser aplicada, por lo que a pesar de que los FG definidos bajo dichas circunstancias fueron estables y reducidos en número y dado que una aplicación híbrida (LMP con FGR) no lograría capturar un nivel aceptable de costos por congestión de acuerdo a los criterios usados para definir FG, es que dicha alternativa resulta poco atractiva frente a la posibilidad de una aplicación nodal con FTR “punto a punto”. Esta última alternativa además de estar siendo implementada en algunos mercados eléctricos, lo cual implica el tener un parámetro a seguir en una posible implementación, además es compatible con el actual sistema de peajes implementados en donde los ingresos tarifarios (IT) obedecen a diferencias de precios de nudo en barras, lo cual ayuda a un mejor entendimiento de una posible implementación. El mercado de FTR podría ser manejado por el respectivo CDEC, el cual sería responsable de la emisión de estos derechos, manejar las respectivas subastas, verificar que el número de FTR en el mercado no sean superior a los posibles costos por congestión originados de la operación horaria (*Simultaneous Feasible Test*, SFT) y manejar los cobros por congestión y créditos por FTR. Los ingresos provenientes de las subastas y los saldos a favor del CDEC producto de las liquidaciones entre cargos por congestión y créditos por FTR, podrían ir a un fondo destinado a reducir los montos a pagar por efectos del AVNR y el COYM en caso de que el agente en cuestión sea un generador, o para cubrir los déficit que afecten a los usuarios cuando los cobros por congestión no sean suficientes para cubrir los respectivos FTR que se les deben. Además dado que los factores de distribución demostraron ser buenos indicadores de la utilización de la red incorporando los fenómenos de los flujos paralelos en redes enmalladas, es que sería conveniente hacer la pro rata de los respectivos peajes de transmisión utilizando dichos factores y dejando de lado la definición de áreas de influencia que daban pie a definir peajes básicos y adicionales en donde se prorrateaba según una ambigua definición de *potencia firme* que producía diferentes interpretaciones entre los agentes afectados.

Como trabajo futuro, queda pendiente el desarrollo y análisis de un modelo que incorpore factores temporales dentro del tratamiento de los fenómenos de



congestión en el sistema, como por ejemplo considerar usos futuros del agua en embalses del sistema por medio de programación dinámica. Además sería deseable el imponer restricciones de predespacho incorporando condiciones como mantenimientos preventivos de unidades, velocidades de toma de carga, tiempos de encendido y apagado de unidades, etc. De esa manera sería posible obtener un comportamiento más realista de los costos marginales en barra del SIC, pero por otro lado, como se mencionó antes en este trabajo, las señales de precios por costos de congestión en las líneas se verían confundidas por el resto de las componentes marginalistas relacionadas con las nuevas restricciones impuestas en el modelo. Es por eso que esta primera fase de desarrollo presentada en este trabajo es necesaria, para así tener una percepción clara de los fenómenos de congestión sobre los precios marginales resultantes de los respectivos despachos económicos. Además un segundo punto que sería interesante incorporar al trabajo ya realizado, sería el tema de contratos de abastecimientos y como éstos mediante sendas ofertas marginales de ajustes (como las empleadas en el sistema californiano) pueden participar en forma activa del mercado de transmisión, aliviando en el mercado diario de energía (*Day Ahead Market*) las congestiones previstas de acuerdo a la operación fijada para el día siguiente, en donde dichos generadores reducen o aumentan sus niveles de generación según las necesidades del operador del sistema y las respectivas ofertas de decremento e incremento de inyección de potencia. Con lo anterior se flexibiliza más el mercado eléctrico para enfrentar el tema de la congestión y además se dan incentivos que equiparen los estímulos para participar tanto en el mercado de contratos como en el mercado *spot*.

## VII. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ALAYWAN, Z. (1999) *Facilitating the Congestion Market Management in California*, California Independent System Operator.
- [2] AUTOMATED POWER EXCHANGE, Inc.(2000) *Frequently Asked Questions About Forward Flowgate Markets*.
- [3] CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (CAISO), (1999) *Report to the Federal Energy Regulatory Commission: Studies Conducted Pursuant to the October 30, 1997 Order*.
- [4] CADWALADER, M., CHANDLEY, J. y HOGAN W. (2000) *Analysis of LMP/Flowgate Hybrid Market Designs*, unpublished mimeo.
- [5] CARDELLS, J. (2001) *Hybrid Congestion Management Systems: Flow-based versus Point-to-point Transmission Rights*, Tabors Caramanis & Associates, Cambridge.
- [6] CHANDLEY, C.(2001) *Developing Forward Markets Based on Flowgate Rights Analysis of the Alliance Companies' Hybrid Market Proposal*, LECG market design team in Cambridge, Massachusetts.
- [7] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. (2001) *Fijación de Precio de Nudo Octubre 2001*. Santiago, Chile.
- [8] HOGAN, W. (2001) *California Electricity Market: Policy Meltdown*, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University Cambridge, Massachusetts.
- [9] HOGAN, W., CHANDLEY, J. y HARVEY S. (2000) *Electricity Market Reform In California*, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University Cambridge, Massachusetts.
- [10] HOGAN, W. (2002) *Financial Transmission Right Formulations*, Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University Cambridge, Massachusetts.
- [11] HOGAN W. (1999) *Getting The Prices Right in PJM, Analysis and Summary: April 1998 through March 1999*. Center for Business and

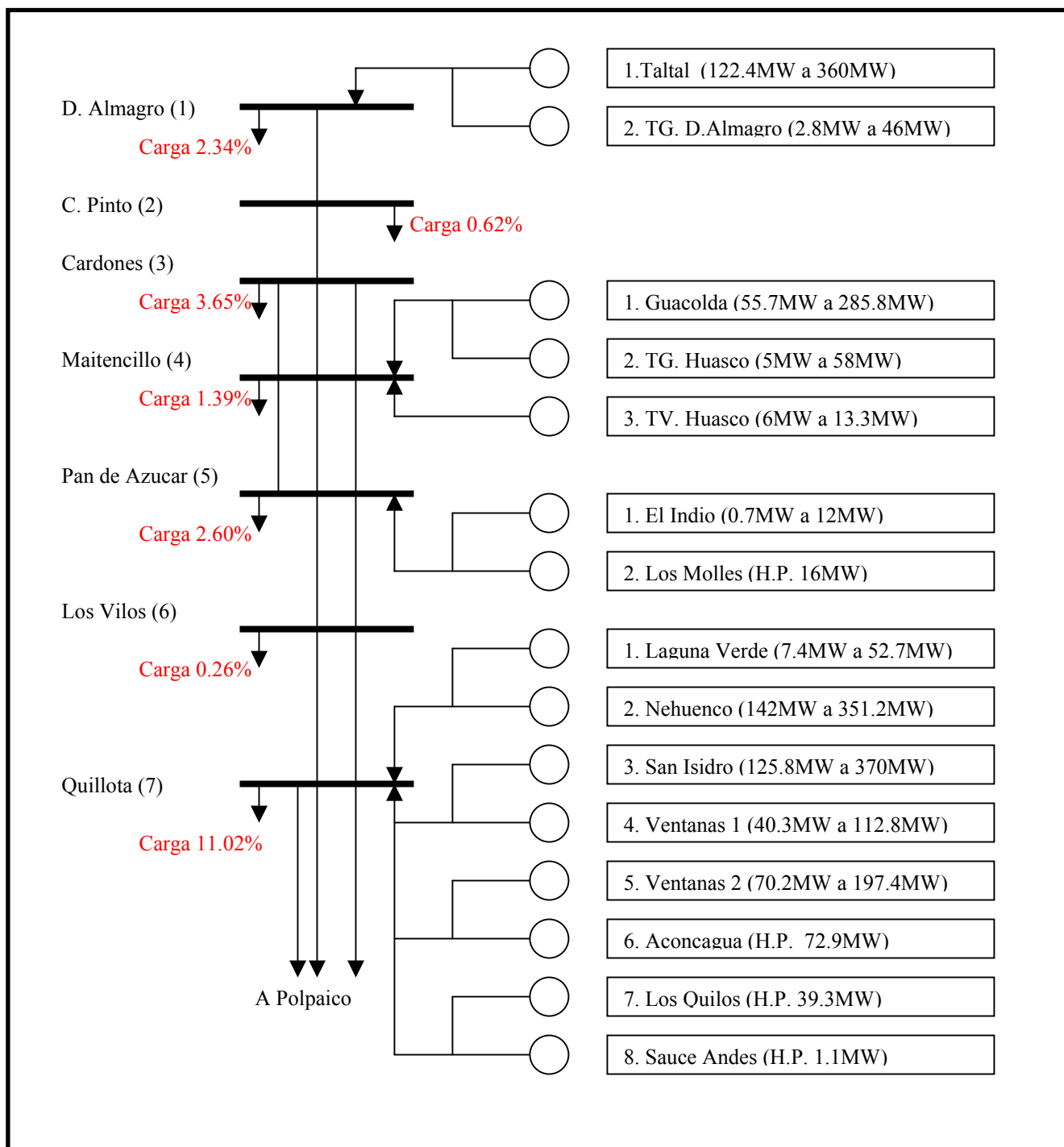
Government John F. Kennedy School of Government Harvard University  
Cambridge, Massachusetts.

- [11] HOGAN, W. y HARVEY, S. (2000) *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power*, trabajo realizado para *Harvard Electricity Policy Group and the Harvard-Japan Project on Energy and the Environment*.
- [12] INSTITUTE OF MANAGEMENT, INNOVATION, AND ORGANIZATION, *Manifesto On The California Electricity Crisis* (2001) University of California, Berkeley.
- [13] LARRAÍN, R. (2001), *Cálculo de un Índice de Indisponibilidad de Transmisión para el Sistema Interconectado Central Basado en El Método Predictivo Probabilístico Analítico*, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [14] MIDWEST ISO HYBRID MODEL WORKING GROUP (2000) *Midwest ISO Hybrid Proposal for Linking Forward Flowgate Transmission Markets to Real-Time Locational Marginal Pricing Dispatch*, September 6, 2000.
- [15] OREN, S., CHAO, H., PECK, S. y WILSON, R.(2000) *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management*, The Electricity Journal, 2000.
- [16] OREN, S., SPILLER, P., VARAIYA, P y WU, F. (1995) *Nodal Prices and Transmission Rights: a Critical Appraisal*, The Electricity Journal.
- [17] OTT A. (2000) *Can Flowgates Really Work ? An Analysis of Transmission Congestion in the PJM Marke from April 1, 1998 – April 30 2000*, Market Development Department, PJM Interconnection, 2000.
- [18] PJM INTERCONNECTION, sitio web:  
[http://pubs.pjm.com/dynaweb/PJMpubp/m06/@Generic\\_\\_BookTextView/262;pt=285;lang=es](http://pubs.pjm.com/dynaweb/PJMpubp/m06/@Generic__BookTextView/262;pt=285;lang=es)
- [19] PJM INTERCONNECTION, System Operation Division, Operations Planning Department, L.L.C., *PJM Manual for Transmission Operations Manual M-03*, Enero 24, 2001.
- [20] PJM INTERCONNECTION, Market Development Department, L.L.C., *PJM Manual for Fixed Transmission Rights Manual M-06*, Junio 1, 2000.

- [21] RUDNICK, H. (2000) *Apuntes curso IEE3372 Mercados Eléctricos*, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [22] RUFF, L. (2000) *Flowgates vs. FTRs, and Options vs. Obligations*, unpublished mimeo, Agosto 26, 2000.
- [23] RUFF, L. (2000) *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management: A Comment*, unpublished mimeo, Agosto 17, 2000.
- [24] SCHWEPPE, F., CARAMANIS, M., TABORS, R. y BOHN, R. (1988) *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Massachusetts.
- [25] SOUTHEAST RTO (2001) *Mediation Process, Appendix 3: Congestion Management: LMP/Financial Rights Model*, Southeast RTO report to the FERC.
- [26] STOFT S. (1997) *Zones: Simple or Complex?* The Electricity Journal, January/February 1997: p.p. 24-31.
- [27] TABORS CARAMANIS & ASSOCIATES (2000) *Congestion Management System (CMS) Conceptual Design Report for the MISO*, colaboración de Tabors Caramanis & Associates TCA, November 2000.
- [28] TABORS, R. (2001) *Hybrid Congestion Management System "Without Uplift"*, Tabors Caramanis and Associates TCA, Agosto 29, 2001.
- [29] WOOD, A. WOLLENBERG B. (1984) *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, NY.
- [30] YOON, Y. RAIKAR, A. y ILIC, M. (2000) *Congestion Management for Large Electric Power Systems*, Energy Laboratory Publication # MIT EL 00-003 WP, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology Cambridge, Massachusetts May 2000.
- [31] YOON, Y. ARCE, J. COLLISON, K. y ILIC, M.(2000) *Implementation of Cluster-based Congestion Management Systems*, Energy Laboratory Publication # MIT EL 00-001 WP, Energy Laboratory Massachusetts Institute of Technology, 2000.

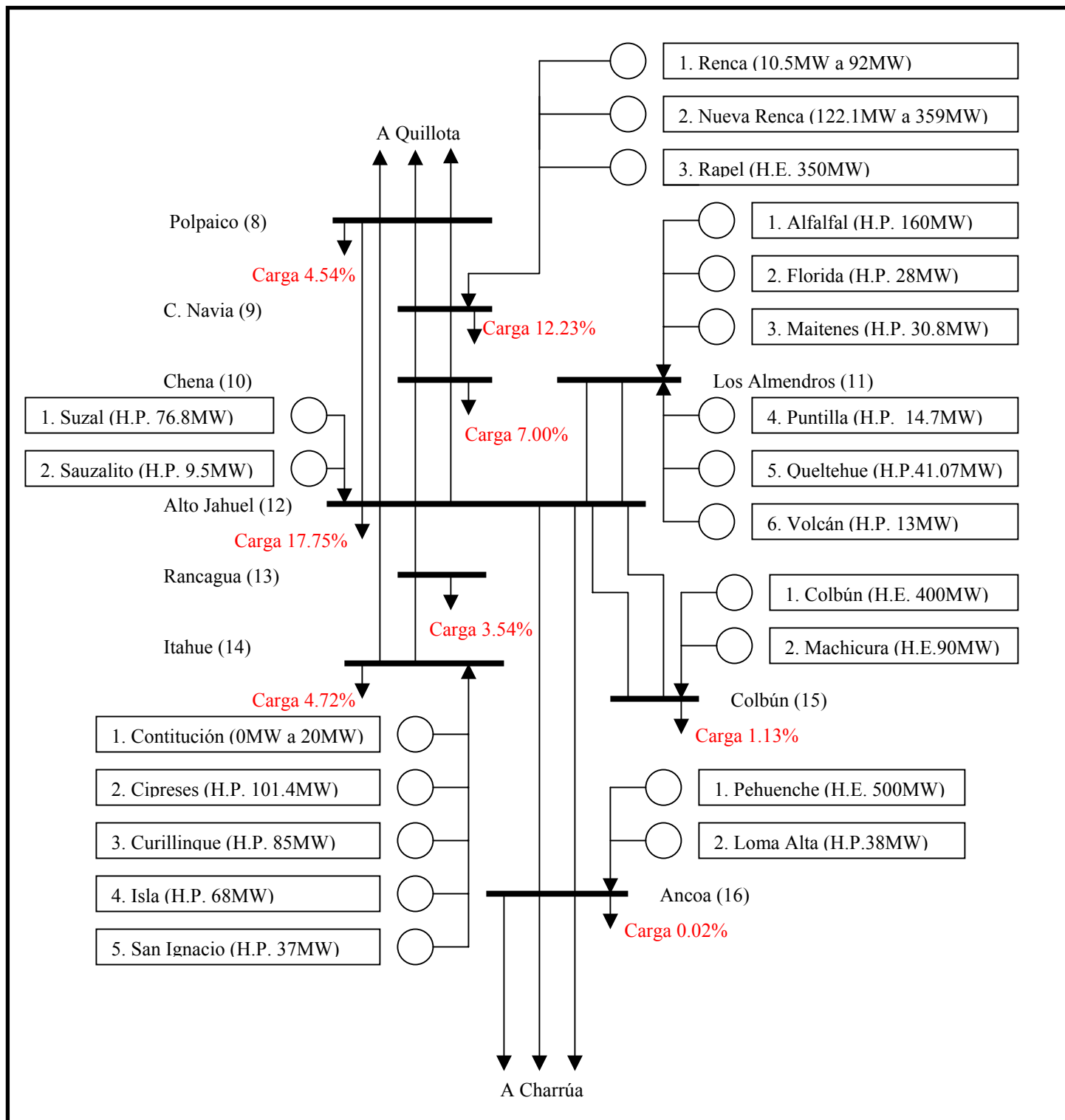
**ANEXOS**

### ANEXO A: SISTEMA SIC REDUCIDO



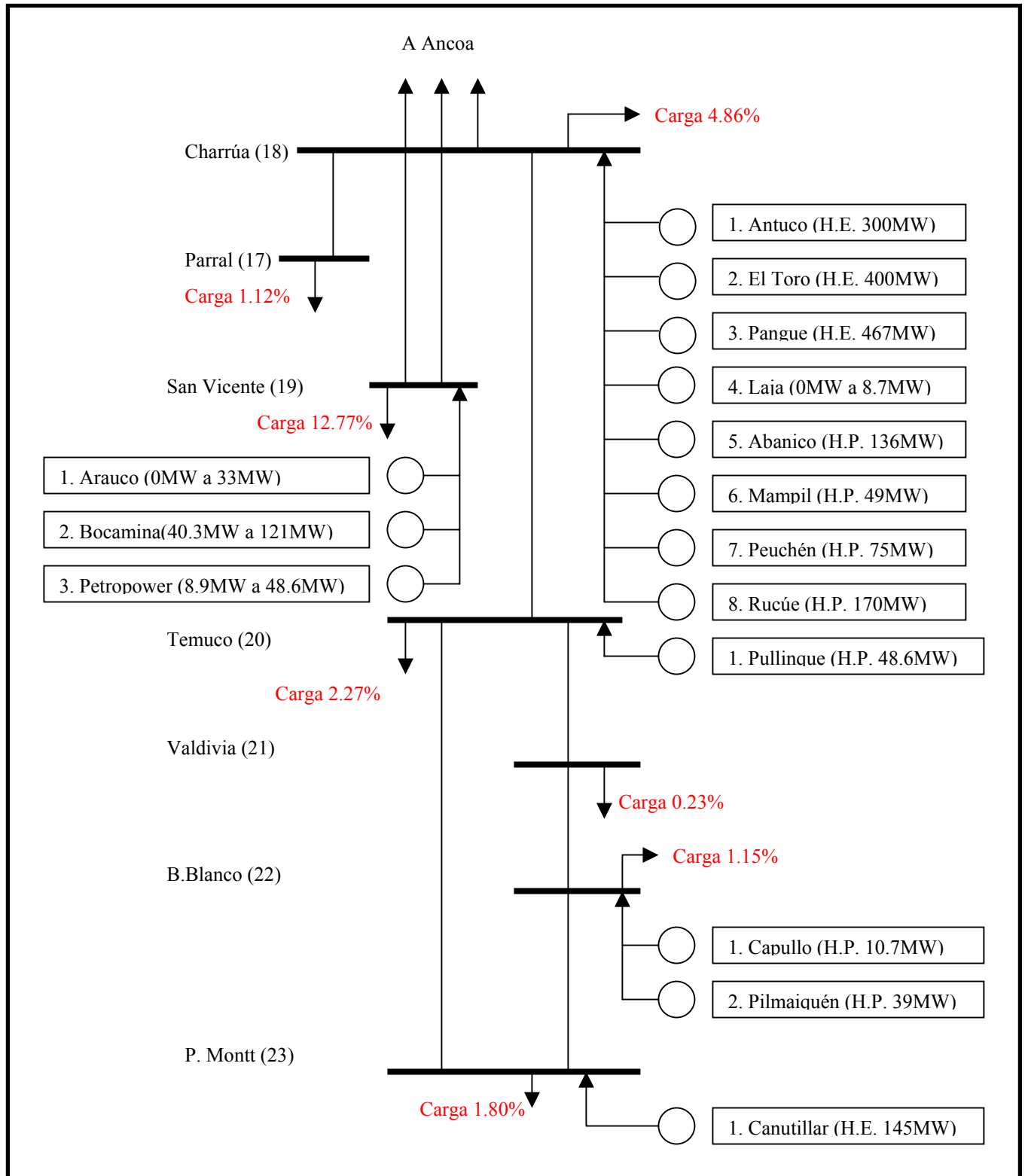
H.P. : considerada como unidad hidráulica de pasada en el modelo.

H.E. : considerada como unidad hidráulica de embalse en el modelo.



H.P. : considerada como unidad hidráulica de pasada en el modelo.

H.E. : considerada como unidad hidráulica de embalse en el modelo.



H.P. : considerada como unidad hidráulica de pasada en el modelo.

H.E. : considerada como unidad hidráulica de embalse en el modelo.



**ANEXO B: CAPACIDADES EN LAS LÍNEAS EN EL MODELO SIC  
REDUCIDO**

<b>Barra Inicio</b>	<b>Barra Fin</b>	<b>Voltaje (kV)</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Cap. Máx. (MW)</b>	<b>R (p.u.)</b>	<b>X (p.u.)</b>
D.Almagro 220	C. Pinto 220	220	72,29	194	0,0151	0,0611
C. Pinto 220	Cardones 220	220	75,33	194	0,0144	0,0585
Cardones 220	Maitencillo 220	220	132,69	127,4	0,0265	0,1074
Cardones 220	Maitencillo 220	220	133,3	127,4	0,0265	0,1074
Cardones 220	Maitencillo 220	110	133,01	60,8	0,0561	0,078
Maitencillo 220	P. Azucar 220	220	196,83	127,4	0,0399	0,1589
Maitencillo 220	P. Azucar 220	220	196,83	127,4	0,0399	0,1589
Maitencillo 220	P. Azucar 220	110	193,57	24,8	0,0787	0,111
P. Azucar 220	L. Vilos 220	220	228,11	110	0,0469	0,1837
P. Azucar 220	L. Vilos 220	220	228,11	110	0,0469	0,1837
L. Vilos 220	Quillota 220	220	124,61	110	0,0255	0,1013
L. Vilos 220	Quillota 220	220	124,61	110	0,0255	0,1013
Quillota 220	Polpaico 220	220	49,54	244,4	0,0052	0,0213
Quillota 220	Polpaico 220	220	49,54	244,4	0,0052	0,0213
Quillota 220	Polpaico 220	220	49,54	191,2	0,0043	0,0423
Polpaico 220	C. Navia 220	220	29,99	150	0,0035	0,011
Polpaico 220	C. Navia 220	220	30,99	150	0,0035	0,011
Polpaico 220	A. Jahuel 220	220	71,91	200	0,0035	0,0407
Polpaico 220	A. Jahuel 220	220	71,91	200	0,0035	0,0407
C. Navia 220	Chena 220	220	24,2	154	0,0026	0,0099
C. Navia 220	Chena 220	220	24,2	154	0,0026	0,0099
Chena 220	A. Jahuel 220	220	15	240	0,0047	0,0189
Chena 220	A. Jahuel 220	220	15	240	0,0047	0,019
A. Jahuel 220	L. Almendros 220	220	30	211,5	0,0094	0,0644
A. Jahuel 220	L. Almendros 220	220	30	211,5	0,0094	0,0644
A. Jahuel 220	Colbún 220	220	261	300	0,091	0,1629
A. Jahuel 220	Colbún 220	220	261	300	0,091	0,1629
A. Jahuel 220	Rancagua 154	154	60,7	179,3	0,0073	0,0284
A. Jahuel 220	Itahue 154	154	184,02	122,5	0,0131	0,0478
A. Jahuel 220	Ancoa 220	500	240,51	521,8	0,0026	0,0307
A. Jahuel 220	Ancoa 220	500	257,8	578,2	0,0024	0,0277
Itahue 154	Rancagua 154	154	143,4	122,5	0,0666	0,2525
Ancoa 220	Charrúa 220	220	182,94	225,3	0,0203	0,1443
Ancoa 220	Charrúa 220	220	182,94	225,3	0,0203	0,1443
Ancoa 220	Charrúa 220	220	196,25	199,5	0,0166	0,1629
Parral 154	Charrúa 220	154	242,61	106	0,032	0,1003

Charrúa 220	San Vicente	220	82,89	259,7	0,0148	0,0574
Charrúa 220	San Vicente	153	82,96	164,6	0,0402	0,1224
Charrúa 220	Temuco 220	220	195,64	210	0,0167	0,0853
Temuco 220	Valdivia 220	220	151,65	145	0,0313	0,1184
Temuco 220	P. Montt 220	220	359,08	145	0,1087	0,2913
Valdivia 220	B. Blanco 220	220	115,01	145	0,0228	0,0884
B. Blanco 220	P. Montt 220	220	100	145	0,022	0,0852

### ANEXO C: MATRIZ DE ABASTECIMIENTO (MA)

Carga	Nivel de Carga (MWh)*	Abastecimiento Contratado	Generador (MW)	Barra Generador
D. Almagro	89,21	100%	Taltal (360)	D. Almagro
C. Pinto	23,64	100%	Taltal (360)	D. Almagro
Cardones	139,15	100%	Taltal (360)	D. Almagro
Maitencillo	52,99	100%	Guacolda (285,8)	Maitencillo
Polpaico	173,08	100%	Ventanas 2 (197,4)	Quillota
C. Navia	466,25	61,30% 38,70%	Guacolda (285,8) Nehuenco (351,2)	Maitencillo Quillota
Chena	266,86	100%	Nueva Renca (359)	C. Navia
A. Jahuel	676,69	20% 40% 40%	Rapel (350) Pehuenche (500) El Toro (400)	C. Navia Ancoa Charrúa
Rancagua	134,96	100%	Colbún (400)	Colbún
San Vicente	486,84	50% 50%	Antuco (300) Pangue (467)	Charrúa Charrúa
Temuco	86,54	100%	Bocamina (121)	San Vicente

(\*) Nivel de demanda correspondiente a la proyección realizada por la CNE para el año 2002 para la fijación de precio de nudo en Octubre del 2001. La distribución de carga en las barras del SIC obedece a la información entregada por Gener S.A.<sup>82</sup>

<sup>82</sup> Larraín R. (2001) *Cálculo de Un Índice de Indisponibilidad de Transmisión para El Sistema Interconectado Central Basado en el Método Predictivo Probabilístico Analítico*, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil de Industrias con Diploma en Ingeniería Eléctrica, pontificia Universidad Católica de Chile, Chile.

## ANEXO D: COSTOS POR CONGESTIÓN Y CRÉDITOS POR DERECHOS DE TRANSMISIÓN

### Ejemplo N°1

Cobertura por FGR: Caso Muy Seco al 100% de Demanda media.

Usuario Transmisión (carga en MWh)	Proveedor de Energía (energía despachada MWh)	ZLMP(mills/kWh)		Flowgates (FG)			Cargo Neto Usuario (US\$/hr)
		Usuario	Proveedores	Quillota-Polpaico	Polpaico-Cerro Navia	Cerro Navia-Chena	
Cerro Navia 466.3 MWh	Guacolda (barra Maitencillo) 285,8 MWh abastece al 61,3% de la carga en C° Navia	113,26	21,54	<b>FDC</b>			
				0,9841	0,8636	-0,1378	
				<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>			
				11897,6258	12197,5421	0,0000	
				<b>Reserva de FGR (MW)</b>			
				281,3000	246,9(*0,7451)	0,0000	
				<b>Costo de FG(mills/kWh)</b>			
				42,3018	49,4194	27,3127	
				<b>Créditos por FGR (US\$/hr)</b>			
				11899,4963	9091,4493	0,0000	
				<b>Cargo Neto de Congestión por FG (US\$/hr)</b>			
				-1,8705	3106,0928	0,0000	
				<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>			
				3104,2223			19570,5367
Cerro Navia 466.3 MWh	Nehuenco (barra Quillota) 351,2 MWh abastece al 38,7% de la carga en C° Navia	113,26	21,54	<b>FDC</b>			
				0,999	0,8636	-0,1378	
				<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>			
				14841,5358	14988,7222	0,0000	
				<b>Reserva de FGR (MW)</b>			
				180,3000	155,8(*0,7451)	0,0000	
				<b>Costo de FG(mills/kWh)</b>			
				42,3018	49,4194	27,3127	
				<b>Créditos por FGR (US\$/hr)</b>			
				7627,0145	5736,9291	0,0000	
				<b>Cargo Neto de Congestión por FG (US\$/hr)</b>			
				7214,5213	9251,7931	0,0000	
				<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>			
				16466,3144			

Cobertura por FTR: Caso Muy Seco al 100% de Demanda media.

Usuario Transmisión (carga en MWh)	Proveedor de Energía (energía despachada MWh)	LMP(mills/kWh)		Cobros por Congestión y Créditos por FTR	Cargo Neto Usuario (US\$/hr)
		Usuario	Proveedores		
Cerro Navia 466.3 MWh	Guacolda (barra Maitencillo) 277,7 MWh abastece al 61,3% de la carga en C° Navia	114,4767	40,7764	<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>	-6544,1229
				21398,6312	
				<b>Reserva de FTR (MW)</b>	
				285,8000	
				<b>Créditos por FTR (US\$/hr)</b>	
				21066,6338	
	<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>				
	331,9974				
	<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>				
	6521,1132				
	<b>Reserva de FTR (MW)</b>				
	180,5000				
<b>Créditos por FTR (US\$/hr)</b>					
13397,2335					
<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>					
-6876,1203					

## Ejemplo N°2

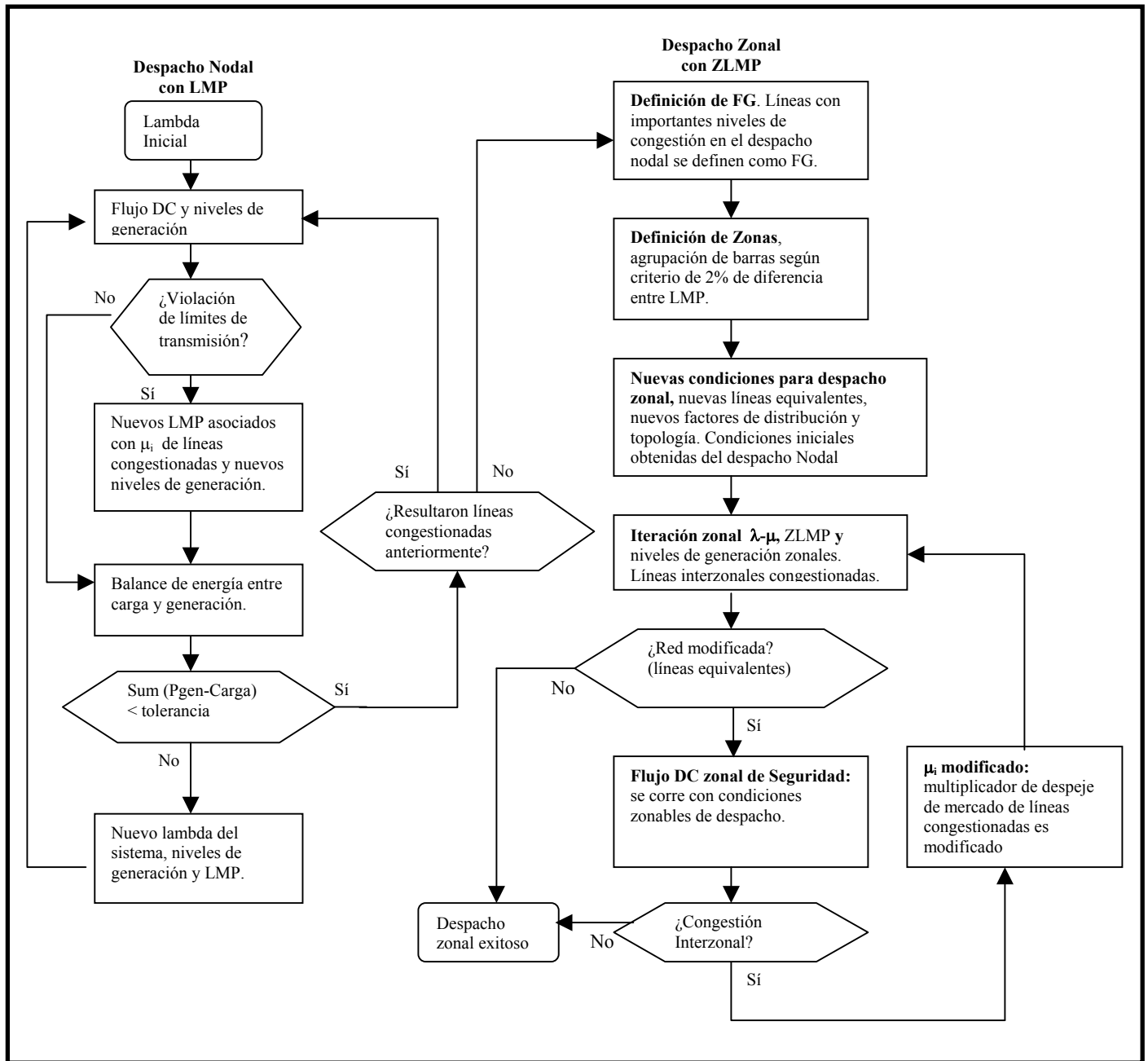
Cobertura por FGR: Caso Húmedo al 100% de Demanda media

Usuario Transmisión (carga en MWh)	Proveedor de Energía (energía despachada MWh)	ZLMP(mills/kWh)		Flowgates (FG)	Cargo Neto Usuario (US\$/hr)
		Usuario	Proveedores	Charrúa-San Vicente	
San Vicente 486.8 MWh	Antuco (barra Charrúa) 103,3 MWh abastece al 50% de la carga en San Vicente	19,9459	16,1952	<b>FDC</b>	-600,8375
				0,9994	
				<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>	
				387,2148	
				<b>Reserva de FGR (MW)</b>	
				243,3(*0,872)	
				<b>Costo de FG(mills/kWh)</b>	
				3,7507	
				<b>Créditos por FGR (US\$/hr)</b>	
				795,5889	
	<b>Cargo Neto de Congestión por FG (US\$/hr)</b>				
	-408,3741				
	<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>				
	-408,3741				
	<b>FDC</b>				
	0,9994				
	<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>				
	603,1255				
	<b>Reserva de FGR (MW)</b>				
	243,3(*0,872)				
<b>Costo de FG(mills/kWh)</b>					
3,7507					
<b>Créditos por FGR (US\$/hr)</b>					
795,5889					
<b>Cargo Neto de Congestión por FG (US\$/hr)</b>					
-192,4634					
<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>					
-192,4634					

## Cobertura por FTR: Caso Húmedo al 100% de Demanda media

Usuario Transmisión (carga en MWh)	Proveedor de Energía (energía despachada MWh)	LMP(mills/kWh)		Cobros por Congestión y Créditos por FTR	Cargo Neto Usuario (US\$/hr)
		Usuario	Proveedores		
San Vicente 486.8 MWh	Antuco (barra Charrúa) 166,65 MWh abastece al 50% de la carga en San Vicente	19,8063	16,1554	<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>	980,6909
				2127,7482	
				<b>Reserva de FTR (MW)</b>	
				243,4000	
				<b>Créditos por FTR (US\$/hr)</b>	
				888,6000	
	<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>				
	1239,1482				
	<b>Costo Congestión (US\$/hr)</b>				
	630,1427				
	<b>Reserva de FTR (MW)</b>				
	243,4000				
<b>Créditos por FTR (US\$/hr)</b>					
888,6000					
<b>Cargo Neto de Congestión (US\$/hr)</b>					
-258,4573					

## ANEXO E: DIAGRAMA DE FLUJO DESPACHO NODAL Y ZONAL



## ANEXO F: DEFINICIÓN DE ZONAS EN DESPACHO ZONAL

Barras del SIC	Caso Muy Húmedo				Caso Húmedo				Caso Seco				Caso Muy Seco																																																																																																																			
	60%	80%	100%	120%	60%	80%	100%	120%	60%	80%	100%	120%	60%	80%	100%	120%																																																																																																																
D. Almagro	zona 1	zona 1	zona 1	zona 3	z1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z5	zona 1	zona 1																																																																																																																
C. Pinto					z2												zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z5	zona 1	zona 1																																																																																																		
Cardones					z3																										zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z6	zona 1	zona 1																																																																																				
Maitencillo					z4																																								zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z7	zona 1	zona 1																																																																						
Pan de Azucar					z5																																																						zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z8	zona 1	zona 1																																																								
Los Vilos					z6																																																																				zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z9	zona 1	zona 1																																										
Quillota					z7																																																																																		zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z10	zona 1	zona 1																												
Polpaico					z8																																																																																																zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z1	zona 1	zona 1														
Cerro Navia					z9																																																																																																														zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z2	zona 1	zona 1
Chena					z10																																																																																																																											
Los Almendros	z11	zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z4	zona 1	zona 1																																																																																																																	
Alto Jahuel	z12															zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z5	zona 1	zona 1																																																																																																			
Rancagua	z13																													zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z6	zona 1	zona 1																																																																																					
Itahue	z14																																											zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z7	zona 1	zona 1																																																																							
Colbún	z15																																																									zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z8	zona 1	zona 1																																																									
Ancoa	z16																																																																							zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z9	zona 1	zona 1																																											
Parral	z17																																																																																					zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z10	zona 1	zona 1																													
Charrúa	z18																																																																																																			zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z11	zona 1	zona 1															
San Vicente	z19																																																																																																																	zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z12	zona 1	zona 1	
Temuco	z20																																																																																																																															zona 3
Valdivia	z21	zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z14	zona 1	zona 1																																																																																																																	
B. Blanco	z22															zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z15	zona 1	zona 1																																																																																																			
Puerto Montt	z23																													zona 3	zona 1	zona 1	zona 1	zona 1	zona 5	zona 1	zona 3	zona 3	zona 1	zona 3	z16	zona 1	zona 1																																																																																					