



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA:
EVALUACIÓN DE METODOLOGÍAS
DE ASIGNACIÓN DE CARGOS
COMPLEMENTARIOS**

ELIANA MARÍA CURA CAPURRO

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

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, 1998



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

TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: EVALUACIÓN DE METODOLOGÍAS DE ASIGNACIÓN DE CARGOS COMPLEMENTARIOS

ELIANA MARÍA CURA CAPURRO

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V. D. W.

RAUL ESPINOSA W.

JOSÉ ANTONIO VALDÉS C.

BONIFACIO FERNÁNDEZ L.

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

Santiago de Chile, 1998

A mi Padre

AGRADECIMIENTOS

Especiales agradecimientos al Profesor Hugh Rudnick V. D. W. por su dedicación, paciencia y apoyo durante el desarrollo de este trabajo, sin los cuales éste no habría llegado a ser concluido.

Se agradece el apoyo de Fondecyt y de Endesa a través de su Unidad de Investigación y Desarrollo en la Universidad Católica de Chile.

También se agradece la colaboración de Rodrigo Palma y Carlos Silva en la elaboración de los modelos y ejemplos de cálculo de las metodologías presentadas en este trabajo.

Finalmente agradezco el apoyo brindado por mi familia; especialmente por Rodrigo, por la comprensión y cariño con que me acompañó durante el desarrollo del trabajo, y por sus críticas oportunas y motivadoras para la conclusión del mismo.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS	viii
RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
I. Introducción	1
1.1 Características Fundamentales del Sistema de Tarificación.....	4
1.1.1 Requisitos Básicos.....	4
1.1.2 Seis Principios Básicos Enunciados en Energy Modeling Forum of Stanford University.....	5
1.2 Legislación de la Transmisión en Latinoamérica	8
1.2.1 Chile	8
1.2.2 Bolivia	10
1.2.3 Perú	14
1.2.4 Argentina	16
1.2.5 Colombia	19
1.2.6 Comparación de los Sistemas Regulatorios de los Distintos Países.....	21
II. Metodologías alternativas de tarificación de sistemas de transmisión.....	27
2.1 Tarificación de Transacciones “Wheeling”	27
2.1.1 Rolled in Allocation	27
2.1.2 Mega Watt Mile Allocation.....	30
2.2 Tarificación a Costo Marginal de Corto Plazo.....	33
2.2.1 Ingreso Tarifario Por Potencia.....	34
2.2.2 Ingreso Tarifario Por Energía	35

2.2.3 Alternativas para Asignar Peajes de Transmisión	37
3.2 Sistema Adaptado.....	52
3.3 Aplicación al SIC	53
3.4 Distribución en Base a la Generación Media	61
3.5 Peaje calculado en Base a Prorrata Con Factores GSDF.....	65
3.6 Peaje Calculado en Base a Prorrata Con Factores GGDF	68
3.7 Peaje Calculado en Base a Prorrata Con Factores GLDF.....	70
3.8 Prorrata en Base el Beneficio de Cada Usuario del Sistema	73
3.8.1 Peaje Asignado entre Generadores y Consumidores para la línea Oeste 2 - Centro.....	77
3.8.2 Peaje Asignado entre Generadores para la línea Oeste 2 - Centro	78
3.8.3 Peaje Asignado entre Consumidores para la línea Oeste 2 - Centro	80
 IV. Comparación de Las Metodologías Evaluadas.....	 83
4.1 Comparación de las Metodologías con respecto a la metodología del Beneficio de los Usuarios	84
4.1.1 Comparación de las Metodologías Evaluadas con respecto a la Metodología del Beneficio de los Usuarios en el Caso de los Generadores	85
4.1.2 Comparación de la Metodología de Cálculo en Base al Factores GLDF respecto de Metodología del Beneficio de los Usuarios en el Caso de los Consumidores	87
4.1.3 Comentarios.....	88
4.2 Comparación de las Metodologías en Base a la Variabilidad del Efecto de los Pagos en el Margen de los Generadores en el Horizonte de Estudio (Cargo Complementario es Asignado Entre los Generadores).....	90
4.3 Comparación de las Metodologías en Base a la Variabilidad de los Pagos en Periodosde Cinco Años (Cargo Complementario es Asignado Entre los Generadores).....	93
4.4 Resumen Comparativo	95
 V. Conclusiones.....	 97
 BIBLIOGRAFÍA	 100
 A N E X O S.....	 105

Anexo A : Modelo de Despacho Multinodal	106
Anexo B : Cálculo de la Potencia Firme.....	108
Anexo C: Plan de Generación para los Diez Años de Estudio	109
Anexo D: Detalle de Avnr+Coym e Ingresos Tarifarios por Línea para cada Periodo de Estudio.....	111
Anexo E: Generación Media en Cada Nodo Durante el Horizonte de Estudio (MW)	116
Anexo F: Prorratas en Base a Potencia Media Generada y Cálculo del Peaje	117
Anexo G: Barra Marginal para cada Período.....	118
Anexo H: Prorratas en Base a Factores GSDF y Cálculo del Peaje.....	119
Anexo I: Prorratas en Base a Factores GGDF y Cálculo del Peaje.....	125
Anexo J: Prorratas en Base a Factores GLDF y Cálculo del Peaje.....	131
Anexo K: Utilidades y Costo de los Agentes del Sistema (US\$ Miles)	137
Anexo L: Prorrata para Generadores y Consumos en Base al Método del Beneficio	141
Anexo M: Peaje para Generadores y Consumos en Base al Método del Beneficio	142
Anexo N: Prorrata para Generadores en Base al Método del Beneficio y Cálculo del Peaje.....	143
Anexo O: Prorrata para Consumos en Base al Método del Beneficio y Cálculo del Peaje.....	145
Anexo P: Indicadores Comparativos de las Metodologías Respecto de la Metodología del Beneficio para cada Generador	146
Anexo Q: Indicadores Comparativos de las Metodologías Respecto de la Metodología del Beneficio para cada Consumo.....	149
Anexo R: Ingreso de Generadores para cada Periodo.....	150
Anexo S: Medida de Efecto Sobre el Margen para cada Metodología en el Horizonte de Estudio.....	151

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1: Comparación de la regulación de la transmisión en Sudamérica.....	22
Tabla 2.1: Esquemas tarifarios de la transmisión en uso en el mundo.....	50
Tabla 3.1: Metodologías evaluadas	52
Tabla 3.2: Generación instalada inicialmente en el sistema de pruebas.....	55
Tabla 3.3: Demanda máxima en cada nodo.....	56
Tabla 3.4: Líneas de transmisión del sistema en el período 1	57
Tabla 3.5: Características de las nuevas instalaciones	57
Tabla 3.6: AVNR, COYM e IT del sistema	61
Tabla 3.7: Beneficio total para gneradores, consumos y para ambos.....	76
Tabla 4.1: Indicador comparativo para cada metodología aplicada a generadores	86
Tabla 4.2: Indicador comparativo para las metodologías aplicadas a los consumos..	87
Tabla 4.3: Media y variabilidad del índice para la metodología en base a GGDF.....	91
Tabla 4.4: Media y variabilidad del índice para la metodología en base a GSDF.....	91
Tabla 4.5: Media y variabilidad del índice para la metodología en base a generación media	92
Tabla 4.6: Media y variabilidad del índice por períodos de cinco años para la metodología en base a GGDF.....	93
Tabla 4.7: Media y variabilidad del índice por períodos de cinco años para la metodología en base a GSDF	94
Tabla 4.9: Variabilidad media del índice para cada período de cinco años para las diferentes metodologías.....	95
Tabla 4.10: Resumen Comparativo de las Metodologías Evaluadas.....	96

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: División de negocios de la industria eléctrica.....	1
Figura 2.1: Ingreso tarifario por potencia	34
Figura 2.2: Ingreso tarifario por energía.....	35
Figura 2.3: Esquema de precios Ramsey.....	38
Figura 2.4: Factores de distribución de cambios en la inyección de potencia (GSDF)42	42
Figura 2.5: Factores de distribución generalizados de generación (GGDF).....	44
Figura 2.6: Factores de distribución generalizados de carga (GLDF).....	45
Figura 3.1: Configuración inicial del sistema de pruebas	54
Figura 3.2: Configuración del sistema de pruebas en el horizonte de estudios.....	58
Figura 3.3: Ingresos tarifarios y anualidades de valor de nuevo reemplazo y costos de operación y mantenimiento	59
Figura 3.4: Ingresos tarifarios y peajes.....	60
Figura 3.5: Potencia media generada en cada nodo.....	62
Figura 3.6: Prorrata en base a la potencia media generada en cada nodo.....	63
Figura 3.7: Peajes a partir de prorrata en base a generación media.....	64
Figura 3.8: Peaje calculado en base a prorrata con factores GSDF.....	67
Figura 3.9: Proporción porcentual del pago que realiza cada generador.....	67
Figura 3.10: Peaje calculado en base a prorrata con factores GGDF	69
Figura 3.11: Porcentaje pagado por cada generador en base a prorrata con factores GGDF.....	70
Figura 3.12: Peaje calculado en base a prorrata con factoes GLDF.....	72
Figura 3.13: Pago porcentual calculado en base a prorrata con factores GLDF.....	72
Figura 3.14: Beneficio de los generadores	74
Figura 3.15: Beneficio de los consumidores	75
Figura 3.16: Porcentaje a pagar en base al beneficio de generadores y consumos.....	77
Figura 3.17: Peaje calculado en base al beneficio de generadores y consumos	78
Figura 3.18: Porcentaje a pagar en base al beneficio de generadores.....	79
Figura 3.19: Peaje calculado en base al beneficio de generadores	79
Figura 3.20: Porcentaje a pagar en base al beneficio de consumos.....	81
Figura 3.21: Peaje calculadoe en base al beneficio de consumos.....	81
Figura 4.1: Gráfico de indicadores comparativos de las metodologías respecto	

del método del beneficio 88

RESUMEN

La privatización regulacion del negocio eléctrico ha hecho surgir la necesidad de regular el segmento de la transmisión, porque a diferencia de la generación, esta no permite la competencia. La tarificación de los servicios de transmisión debe permitir que la generación se desarrolle en un marco competitivo y debe financiar el sistema de transmisión y ser un incentivo económico para la realización de inversiones para su expansión eficiente. Este problema ha generado mucha discusión y se han planteado diversas soluciones a nivel teórico y práctico, algunas en vigencia como esquemas regulatorios en distintos países.

La tarificación marginal de corto plazo ha sido ampliamente usada, pero requiere de un cargo complementario para cubrir los costos de inversión y operación de los sistemas. La asignación de este cargo complementario constituye un desafío adicional en la solución del problema de tarificación. Esta Tesis contribuye con el análisis, para un horizonte de tiempo, de metodologías para asignar cargos complementarios. Los métodos comparados son: prorrata en base a generación media, en base al beneficio de los usuarios del sistema y en base a factores de distribución de inyección de potencia, generalizados de generación y generalizados de consumo.

Para la evaluación se simuló la aplicación de los métodos a un modelo del Sistema Interconectado Central, económicamente adaptado, en un horizonte de diez años. Las metodologías se calificaron en términos cualitativos y se crearon indicadores para compararlas en términos de variabilidad y de ventajas para el establecimiento de contratos entre usuarios y propietarios de los sistemas de transmisión.

El objetivo del estudio no es encontrar la mejor metodología, sino contribuir con la identificación de sus características y la comparación entre ellas.

Como resultado de este trabajo se realizaron dos publicaciones internacionales, que se encuentran en la bibliografía.

ABSTRACT

Regulating transmission services emerges as a key issue after the privatization and deregulation of the electric industry. Generation develops in a competitive environment, but on the other hand, transmission develops as a natural monopolies. The establishment of prices for transmission services must let generation continue to develop in competence and must finance the transmission system, giving an incentive for investment and efficient expansion of the system. This problem has been broadly discussed and many theoretic and practical solutions have been developed.

Short term marginal pricing is a methodology used in many countries. This scheme of tariff requires a complementary charge or toll for financing investment and operating costs of the transmission facilities. Allocating this complementary charge is an additional challenge for the pricing problem. This work contributes with the proposal and analysis of five methods for allocating complementary charges: based on mean generation, on users benefits and on distribution factors.

Simulations were done using an economically adapted system, over a ten year horizon. The modeled system used is a representation of the Chilean Central Interconnected System (SIC). For qualifying the allocation methodologies, two indicators were developed for analyzing variability and the advantages of the methodologies for medium term contract establishments.

The main objective of this work is not find one best methodology but identify its advantages and disadvantages for satisfy some specific standards.

As a result of this work two papers were published in IEEE publications.

I. INTRODUCCIÓN

La privatización de la industria de la electricidad en muchos países, ha llevado a la división de ella en tres negocios independientes:

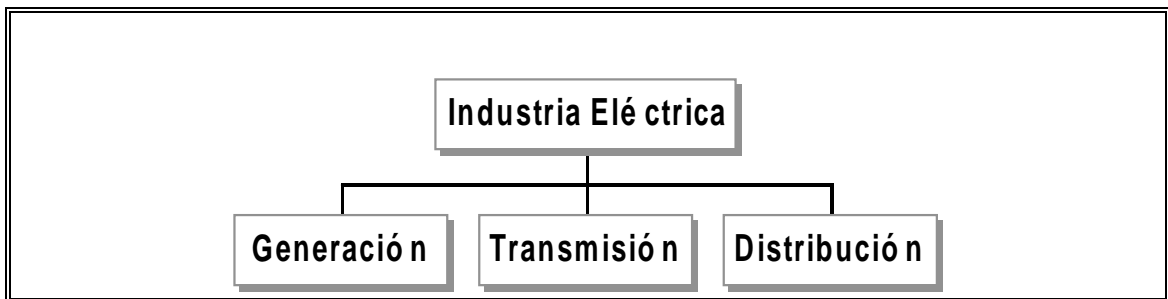


Figura 1.1: División de negocios de la industria eléctrica

La generación, por sus características, puede desarrollarse en un marco de mercado competitivo, en que se busca la mayor eficiencia a través de la producción al mínimo costo.

Por el contrario los negocios de la transmisión y distribución, dada la presencia de importantes economías de escala, no permiten promover la competencia y tienden a desarrollarse como monopolios naturales.

En transmisión se requiere de grandes inversiones, las cuales son realizadas generalmente en grandes saltos discretos y que una vez realizadas constituyen un costo hundido. Por otra parte, muchas veces es necesario realizar inversiones redundantes con el fin de lograr un determinado nivel de seguridad en el sistema.

Dadas estas características se hace necesaria la regulación de estos monopolios de manera que permita a la generación desarrollarse en forma competitiva y que se satisfaga adecuadamente la demanda de los consumidores finales a precios concordantes con el nivel de servicio entregado.

Por otra parte, en particular para el negocio de la transmisión, debe buscarse las formas de financiamiento del sistema de transmisión que provean a su dueño un incentivo económico para realizar inversiones con una rentabilidad atractiva, y que permitan que su operación y expansión sea eficiente y segura.

Es así como en diversos países, especialmente en Latinoamérica, se han establecido a través de sistemas de regulación de los sistemas de transmisión, formas de tarificación, las cuales basándose en diversas metodologías, financian los sistemas de transmisión existentes e intentan promover el desarrollo y la inversión para la expansión de estos sistemas, en forma económica y eficiente, de acuerdo a las necesidades de creciente demanda por servicios eléctricos.

La privatización de los mercados eléctricos latinoamericanos ha producido un auge en la discusión acerca de los esquemas de tarificación de los sistemas de transmisión, buscándose en cada caso el esquema más adecuado para la realidad de cada sistema y de cada país. La implementación de estos esquemas no ha estado exenta de problemas, que se han presentado en la operación de los sistemas, el establecimiento de contratos entre partes involucradas y la toma de decisiones, bajo condiciones de incertidumbre, para la realización de inversiones.

Un claro ejemplo se presenta en Chile, uno de los primeros países en que se desreguló la industria eléctrica. La legislación propicia el acuerdo entre partes involucradas en cobro y pago por servicios de transmisión, y de no lograrse la posibilidad de acudir a una solución arbitral. Algunas ambigüedades de la legislación que se prestan para interpretaciones diversas y la carencia de un método de determinación de conceptos fundamentales para la aplicación de la normativa, ha hecho que se mantengan litigios por mucho tiempo, durante los cuales se hacen pagos provisionales. De esta forma se realizan esfuerzos de negociación que implican costos adicionales para las partes. En este sentido existen incentivos para establecer contratos de largo plazo, que permitan asegurar el funcionamiento del sistema, pero siendo este muy dinámico a través del tiempo, los contratos de largo plazo no dejan de tener riesgos que deben ser analizados. Por esta razón otro de los requisitos que debe tener un esquema de tarificación al definir precios es que estos

deben tener un plazo conocido y si es necesario un mecanismo de reajuste durante la duración de su vigencia.

Entendiendo que no existe una única y mejor forma para establecer un esquema de tarificación para la transmisión, ya que dependerá de las características particulares del sistema que se estudie y de distintos objetivos que pueda tener la regulación que se establezca, se planteó el objetivo del trabajo realizado para esta Tesis. Éste es analizar los requerimientos y plantear las posibilidades y problemas que se presentan al seleccionar un esquema de tarificación para la transmisión eléctrica y aportar con el análisis de algunas metodologías, nuevas o utilizadas ya en algún esquema, con el fin de explicar como funcionan y determinar algunas de las señales que entregan a los agentes del mercado.

El desarrollo del trabajo para concretar este objetivo, se lleva a cabo de la siguiente forma:

En el Capítulo I se hace una introducción al tema de la tarificación de los sistemas de transmisión en términos de su regulación. Se realiza una revisión bibliográfica de los que se ha planteado como requisitos y condiciones que debe cumplir un sistema de tarificación. Además se analizan algunos otros puntos que se consideran relevantes de considerar cuando se selecciona una metodología para la determinación de precios que deben pagar los agentes del mercado eléctrico.

Por otra parte, también se presentan los esquemas tarifarios utilizados en cinco países latinoamericanos en los cuales se ha desregulado la industria eléctrica en general y se han establecido esquemas regulatorios para el negocio de la transmisión. Se describen los esquemas de Chile, Bolivia, Perú, Argentina y Colombia, los que finalmente se comparan.

El Capítulo II contiene una revisión de distintas metodologías planteadas en términos teóricos o prácticos para la tarificación de sistemas de transmisión, para el cual se hizo una revisión bibliográfica de diversas publicaciones en las que distintos autores han desarrollado el tema, planteado, analizado y evaluado alternativas.

En el Capítulo III se evalúan cinco metodologías en un horizonte de diez años, las cuales son comparadas en base a indicadores que se formulan en el Capítulo IV.

Finalmente el Capítulo V contiene las conclusiones y comentarios generales de este trabajo.

1.1 Características Fundamentales del Sistema de Tarificación

El sistema de tarificación, mediante el cual se obtienen los ingresos de un sistema de transmisión, debe formar parte de un marco regulatorio claro y cuyo objetivo sea incentivar el desarrollo de la industria eléctrica y permitir su operación eficiente y óptima desde el punto de vista económico.

A continuación se analizan dos aproximaciones distintas, formuladas para orientar los objetivos a considerar cuando se diseña un sistema de tarificación en el marco de regulación del negocio eléctrico y en particular del negocio de la transmisión.

1.1.1 Requisitos Básicos

En [Pérez93] se enuncian algunos requisitos básicos para la regulación del negocio de la transmisión eléctrica:

- La regulación debe garantizar que la industria eléctrica sea viable en términos económicos.
- El sistema de precios debe promover la eficiencia económica del sistema eléctrico tanto en el corto como en el largo plazo.
- Debe propiciar que las inversiones en nuevas instalaciones de transmisión se realicen en forma óptima desde el punto de vista económico.
- La regulación debe incentivar la máxima eficiencia en la operación y el mantenimiento de las instalaciones de transmisión existentes.
- También debe promover que la disponibilidad del servicio de transporte sea la adecuada.
- La regulación debe generar el sistema adecuado que compense el ingreso insuficiente proveniente de tarificación a costo marginal.

- Por ultimo, debe existir consistencia entre la regulación para las instalaciones existentes, respecto de la regulación para futuras instalaciones de un sistema de transmisión.

Estos requisitos se consideran fundamentales para el funcionamiento de la industria eléctrica, cuyos distintos participantes deben servirse de un sistema de transmisión.

1.1.2 Seis Principios Básicos Enunciados en Energy Modeling Forum of Stanford University

El esquema de tarificación genera los precios a los cuales se transan bienes y servicios. Se debe considerar que en una economía de mercado son los precios los que deben entregar una señal de costo relativo y de la valorización distinta que hace cada agente del mercado del bien o servicio en cuestión. De esta forma son los precios los que contribuyen a que se produzca una distribución óptima de bienes escasos. Por otra parte, los precios determinan cuantos recursos son transferidos entre los agentes cuando se produce una transacción.

En este sentido se pueden definir los principios que deben tomarse en cuenta en el diseño de un esquema de precios para la transmisión de electricidad[Green97]. El esquema de precios debe:

- Promover la eficiencia de la operación del mercado eléctrico en el corto plazo.
- Dar una señal que identifique las ubicaciones más apropiada para realizar inversiones en generación y consumo.
- Dar una señal sobre los requerimientos de inversión del sistema de transmisión.
- Compensar a los dueños de los activos del sistema de transmisión existente.
- Ser simple y transparentes
- Ser políticamente implementable.

1.1.2.1 Eficiencia de la Operación del Mercado Eléctrico

La eficiencia de la operación del mercado eléctrico en el corto plazo, se logra a través de un despacho económico que persiga la operación del sistema eléctrico a mínimo costo, generadores y consumos deben enfrentar el mismo precio en un nodo del sistema. Este despacho no sólo debe considerar los costos de los

generadores, también debe considerar los costos marginales de la transmisión, incluyendo tanto las pérdidas del sistema como el costo de oportunidad de las restricciones de transmisión que presente el sistema. Cuando el sistema tiene grandes restricciones de transmisión se pueden producir problemas con los costos marginales, si en el despacho económico y en la determinación de estos costos se considera un modelo uninodal, dado que el despacho real diferirá del despacho programado.

El ingreso requerido por las instalaciones, los costos de reposición, suelen ser mayores que el que resulta de la diferencia de precios marginales. Por otra parte, el método que compense lo que falta no debe arruinar la señal de costo marginal.

1.1.2.2 Señal de Localización

El esquema que se escoja para tarificar los servicios de transmisión debe asegurar que cuando se toman las decisiones de localización de generación y de consumo, se consideren los costos de transmisión y se incluyan al tomar la decisión. Si los costos marginales de corto plazo no incluyen los costos marginales de la transmisión, se puede utilizar otros mecanismos de precios que entreguen una señal de localización pero estas deberán minimizar su efecto sobre las decisiones de despacho del sistema para no disminuir la eficiencia de corto plazo del sistema.

1.1.2.3 Señal de Inversión en el Sistema de Transmisión

El precio debería entregar una señal respecto del momento óptimo para realizar una inversión. En el caso de la transmisión eléctrica si se considera que la elevación de los precios es una señal para decidir una inversión, puede llevar a que se produzcan problemas. No es posible hacer inversiones que aumenten la capacidad de un sistema en forma marginal, por lo general las inversiones en transmisión producen cambios significativos en los flujos y las diferencias de precios ex-ante de una inversión suelen atenuarse, con lo cual una inversión podría ser no rentable con los precios ex-post.

Otro problema que se genera con la tarificación marginalista es que cuando hay líneas muy cargadas que causan restricciones y hay muchas pérdidas se

produce un ingreso sobrenormal del tramo sobrecargado. Los dueños de ellos tendrán incentivos “perversos” para no invertir, evitando que se optimice el sistema global. Si el ingreso total es regulado, el transmisor pierde el incentivo de dejar de invertir y así aumentar sus ingresos a costa de generar restricciones en el sistema de transmisión.

1.1.2.4 Financiar Activos del Sistema de Transmisión Existente

Al instaurar un esquema de precios en un sistema se debe velar por que las instalaciones ya existentes reciban la remuneración adecuada. Si esto no ocurre se puede interpretar como una mala señal para la inversión en nuevas instalaciones de transmisión. Por el contrario resulta un incentivo para la inversión en expansión y para la entrada de capitales privados a la industria de la transmisión eléctrica.

1.1.2.5 Simplicidad y Transparencia

El esquema de precios que se escoja debe ser comprensible por los usuarios de manera que éstos sepan cuanto están pagando exactamente por el servicio de transmisión eléctrica. El método de determinación de los precios debe ser conocido por todos los agentes del mercado. Tanto los datos como los procedimientos de cálculo deben estar disponibles para que sean ampliamente conocidos por los actores del mercado.

1.1.2.6 Implementabilidad

Al decir que un esquema debe ser políticamente implementable, se está considerando que la mayoría de las veces deben realizarse cambios en sistemas ya establecidos y que existirán agentes del mercado que puedan verse perjudicados. Estos podrían tener el poder político suficiente para intervenir e impedir o demorar la implementación de un nuevo esquema. Es por esto que las propuestas deben considerar muchas veces periodos de transición que permitan implementar cambios sin perjudicar los intereses de aquellos que ya participan en un sistema.

En estos seis principios se resumen los objetivos de corto y largo plazo e implementación que debe perseguir la creación de un esquema de precios de transmisión.

Además se debe incluir a los objetivos ya enunciados que el esquema de precios que se establezca, propicie las condiciones para que la operación del sistema tenga una seguridad adecuada y sea posible justificar y rentar inversiones destinadas a mantener niveles de seguridad aceptables. En general, si no se considera una forma de asegurar la seguridad global del sistema y el valor que asignan los diferentes usuarios es muy distinto, se presentarán problemas para realizar inversiones cuyo único objetivo sea mejorar la seguridad del sistema de transmisión. Si a la empresa de transmisión se le exige un nivel de seguridad que implique duplicar instalaciones deberá también existir la forma de rentar las instalaciones redundantes.

La tarificación del sistema de transmisión debe ser consistente con los objetivos del marco regulatorio y contribuir al cumplimiento de los requisitos enunciados y no discriminar entre los distintos agentes del mercado eléctrico. Debe entregar la estabilidad necesaria para que las inversiones que se hagan no tengan riesgos adicionales a los propios del negocio eléctrico, especialmente si se persigue el ingreso de capitales privados a la industria. En este sentido se intentará realizar la discusión de las diversas metodologías de tarificación expuestas en los capítulos siguientes.

1.2 Legislación de la Transmisión en Latinoamérica

Se revisarán a continuación los esquemas tarifarios utilizados en cinco países latinoamericanos en los cuales se ha desregulado la industria eléctrica, propiciando la competencia en el negocio de generación y venta de energía.

1.2.1 Chile

En Chile la industria eléctrica y los distintos negocios involucrados en ella, están regulados por la Ley General de Servicios Eléctrico D.F.L N°1 - 82 [Chile 82].

La industria eléctrica se encuentra dividida en las actividades de generación, transmisión y distribución. La comercialización de la energía la realizan las empresas generadoras dado que no está permitida la existencia de comercializadores sin capacidad instalada. La actividad de generadores se realiza en

un ambiente competitivo y existe acceso abierto a los sistemas de transmisión. No existe restricciones a la propiedad de los sistemas de transmisión. Para hacer uso de bienes públicos para la construcción de instalaciones o imponer servidumbre de paso se requiere de concesión y esta obliga a dar acceso, en la medida que exista capacidad, a terceros.

La legislación asegura a los propietarios de los sistemas de transmisión el pago del costo de la inversión de las instalaciones en forma de valor de nuevo reemplazo, VNR. El pago lo efectúan los generadores de acuerdo al uso que hacen de las instalaciones del sistema. Se entiende que hacen uso de dichas instalaciones cuando estas instalaciones forman parte del área de influencia del generador. En la legislación Chilena se define el *área de influencia* como “el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectadas por la inyección de potencia y energía de una central generadora.

Se contemplan dos formas para retribuir el VNR al propietario de un sistema de transmisión:

- Ingreso Tarifario (IT) correspondiente con la cantidad que resulta de las diferencias que se producen al valorizar las inyecciones y retiros con los precios de nudos que rigen en cada nudo del área de influencia, de potencia y energía. Este IT se estima por un periodo de cinco años sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje, en condiciones normales de operación esperadas.
- Peaje Básico correspondiente a la anualidad de costos de operación, mantenimiento (COYM) e inversión (AVNR) de las instalaciones, descontado el ingreso tarifario. La anualidad de inversión se calcula a partir del VNR, considerando vida útil de las instalaciones de treinta años y la tasa de descuento fijada para el cálculo de los precios de nudo que realiza la Comisión Nacional de Energía (10%). Este peaje básico queda representado por la siguiente expresión:

$$\text{Peaje Basico} = AVNR + COYM - IT \quad (1.1)$$

La ley estipula que las centrales generadoras que se conectan al sistema de transmisión, y cuya área de influencia comprende instalaciones de un tercero deben pagar el peaje básico, independiente del lugar donde comercialicen la energía.

El peaje básico se paga a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de las instalaciones, para cada tramo t , de la siguiente forma:

$$F_{j,t} = \frac{Pot. Maxima_{j,t}}{Pot. Total Transitada_t} \quad (1.2)$$

Este pago del peaje básico da derecho a los generadores a comercializar energía en su área de influencia sin pagos adicionales y derecho a retirar electricidad de los nudos para los cuales en condiciones típicas de operación del sistema se produzcan transmisiones netas, con el sentido de flujo, hacia su área de influencia.

Por otra parte, para comercializar energía fuera de su área de influencia el generador debe pagar un peaje adicional al dueño de las instalaciones involucradas. Este peaje adicional, al igual que el básico, corresponde a la suma de las anualidades de los costos de operación y mantenimiento (COYM) e inversión (AVNR) de las instalaciones, descontado el ingreso tarifario (IT). También se prorratea entre los usuarios en base a la potencia máxima transitada por cada uno, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de la instalación.

Los propietarios de las instalaciones deben proponer el peaje básico o el adicional y las formas de reajuste, justificando adecuadamente los valores propuestos, a los usuarios de sus instalaciones. Las partes tienen un plazo para acordar los montos. Si esto no sucede pueden solicitar la fijación del monto de peaje por parte de un tribunal arbitral. El tribunal arbitral será compuesto por tres árbitros: uno nombrado por cada parte y un tercero (abogado), elegido de común acuerdo por los dos anteriores o por la justicia ordinaria..

1.2.2 Bolivia

La ley N° 1.604 del 21.12.94 rige el sector eléctrico boliviano. El sector eléctrico es regulado por la Secretaría Nacional de Energía la cual depende del Ministerio de Hacienda y Desarrollo Económico, según dicta la ley 1493 del 17 de septiembre de 1993 [Bolivia95]. La Superintendencia de Electricidad es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de regulación de las

actividades de la Industria Eléctrica. La Superintendencia de Electricidad debe proteger los derechos de los consumidores, está encargada de otorgar concesiones y licencias e imponer las servidumbres necesarias, debe aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, además de supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga, entre otras funciones.

Por otra parte, también existen los Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico, Precios y Tarifas, de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, de Calidad de Servicio de Distribución y de Infracciones y Sanciones contenidos en el Decreto 24043 del 28 de junio de 1995.

La existencia de un Mercado Eléctrico Mayorista formado por generadores, transmisores, distribuidores y clientes no regulados, requiere que el Sistema Troncal de Interconexión Boliviano sea operado en la modalidad de acceso abierto. La actividad de transmisión cuyo objetivo es permitir el vínculo eléctrico entre dos puntos para la entrega y recepción de energía y potencia, puede estar a cargo de uno o más transportistas que cuenten con una licencia para ello.

El adecuado funcionamiento del sistema se sustenta en la operación del centro de despacho de carga, el cual está a cargo del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), quien además realiza la planificación de la operación y el cálculo de precios de nudo. Es este Comité al cual se debe informar para la aprobación de la Superintendencia de Electricidad, sobre la incorporación de nuevas instalaciones o aumento de capacidad que propongan las empresas propietarias para el Sistema Troncal de Interconexión. Las instalaciones que no pertenezcan al Sistema Troncal de Interconexión no requieren de aprobación y son de responsabilidad del propietario.

Sin embargo la ley boliviana además de reglamentar la tarificación para el Sistema Troncal de Interconexión, establece la remuneración para la instalaciones de transmisión y transformación que no pertenecen al Sistema Troncal de Interconexión, basándose en el mismo esquema.

1.2.2.1 Pago de las instalaciones de transmisión

La ley establece un precio máximo a pagar por las instalaciones de transmisión el cual debe cubrir la anualidad de los costos de inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración de las instalaciones de un Sistema Económicamente Adaptado de Transmisión. Se determina un costo anual de transmisión como una anualidad de la inversión, con una tasa de descuento del diez por ciento y treinta años de vida útil, más los costos fijos de operación mantenimiento y administración de un sistema económicamente adaptado. Se establece que los costos fijos alcanzan como máximo a un 2% de la inversión. La Superintendencia de Electricidad debe aprobar semestralmente los precios máximos de transmisión, determinar fórmulas de indexación mensual y determinar las condiciones de utilización de las instalaciones de transmisión.

Este precio máximo será cubierto por dos componentes: ingreso tarifario y peaje.

El ingreso tarifario se calcula como la diferencia entre los retiros valorizados de energía y de potencia de punta, menos las inyecciones de cada generador valorizadas a costo marginal de corto plazo de energía y potencia de punta, el cual es determinado por el CNDC para las transacciones entre los distintos agentes del mercado spot.

El peaje es la diferencia que resulta entre la anualidad del costo de inversión, operación y mantenimiento y el ingreso tarifario anual. Este peaje es prorrateado entre los generadores de acuerdo a su uso del sistema, uso que puede ser atribuible lo mismo a generadores que a consumos.

1.2.2.2 Método de distribución del peaje

A los generadores se les atribuye uso de acuerdo a su área de influencia. Esta es definida como el conjunto de instalaciones del Sistema Troncal de Interconexión cuyo flujo de energía se incrementa cuando una central aumenta su energía aportada al sistema, aumento que es compensado por una disminución de la generación de la central marginal.

Para obtener el peaje que cada generador debe pagar por un tramo del sistema, se considera a los generadores para los cuales ese tramo es parte de su área de influencia y el peaje de ese tramo se multiplica por un factor F estimado, en base a la potencia firme de cada generador j, de la siguiente forma:

$$F_j = \frac{Pot.Firme_j}{\sum_i Pot.Firme_i} \quad (1.3)$$

A los consumos se les atribuye un uso asociado al área de influencia del consumo definida como el conjunto de instalaciones del Sistema Troncal de Interconexión cuyo flujo de energía se incrementa cuando se produce un aumento de la energía demandada por el consumo, aumento que es compensado por un aumento de la generación de la central marginal ubicada en el nodo de referencia de aplicación del precio básico de energía. El peaje de cada tramo de un área de influencia de consumo se proratea en base a la potencia de punta retirada en los nodos donde se conecta el consumo i, que requiere del tramo para ser abastecido de acuerdo al siguiente factor G:

$$G_j = \frac{Pot.Retirada_j}{\sum_i Pot.Retirada_i} \quad (1.4)$$

Este peaje deben pagarlo los generadores que extraen potencia para abastecer los consumos de los nodos i. Para el cálculo de la ecuación (1.4) se considera potencia retirada para el consumo tanto la correspondiente a un contrato, como la suministrada en el Mercado Spot.

Los clientes regulados y los no regulados pueden comprar en el Mercado Spot los excedentes de demanda mayores a su potencia contratada con generadores. La potencia firme adquirida por los consumidores en el Mercado Spot se reparte entre todos los generadores en proporción a la potencia firme excedentaria de cada uno, después de descontada la potencia comprometida en contratos. Para la remuneración del sistema de transmisión se incluye en el precio a pagar por los cliente, en los nodos que corresponda, el respectivo peaje por transmisión y se

considera que la proporción de potencia firme suministrada en el Mercado Spot es retirada por cada generador en dichos nodos en la proporción indicada anteriormente.

Por otra parte, la reglamentación Boliviana establece que si entre dos puntos existe más de un propietario del sistema de transmisión el peaje se divide entre los propietarios en base a la capacidad de transporte que aporta cada uno en ese tramo.

1.2.3 Perú

El mercado eléctrico peruano está regulado por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas [Perú92] y Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas [Perú93]. La regulación Peruana también obliga al negocio de la transmisión a funcionar como un sistema de libre acceso, dado que exige a los concesionarios de transmisión “permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizar en caso necesario, y las compensaciones por el uso”.

El principal ente regulador Peruano es la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Éste es un organismo con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa, responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica, de acuerdo a los criterios establecidos en la Ley. La CTE cuenta con un Consejo Directivo integrado por cinco miembros, nombrados por el Ministro de Energía y Minas. Las principales funciones del Consejo son: fijar las tarifas de venta de energía eléctrica, resolver como última instancia administrativa los asuntos de materia de fijación tarifaria e imponer las sanciones que indican los reglamentos.

Por otra parte, la CTE cuenta con una Secretaría Ejecutiva que está principalmente encargada de ejecutar los estudios para determinar los factores de pérdidas de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra, elaborar estudios para definir el Sistema Principal y Sistemas Secundarios de transmisión de cada Sistema Interconectado, y fijar y actualizar los Valores Nuevos de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución.

En Perú, generadores y propietarios del sistema de transmisión en interconexión conforman un organismo técnico que debe coordinar la operación al mínimo costo garantizando la seguridad del abastecimiento y la optimización de los recursos energéticos. Se le denomina Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

El COES debe planificar la operación del sistema interconectado, controlar los programas de operación, coordinar mantenimientos, calcular costos marginales de corto plazo, calcular potencia y energía firme y garantizar a sus integrantes a compra y venta de energía a costo marginal de corto plazo.

Cada COES debe fijar las tarifas en barra, realizando una proyección de demanda para 48 meses, determinando un plan de obras de generación y transmisión en base a la referencia que elabora el Ministerio de Energía y Minas, calculando los costos marginales esperados de corto plazo para determinar el precio básico de la energía para bloques horarios. Por otra parte debe calcular para cada barra los factores de pérdidas de potencia y energía para un sistema económicamente adaptado. La ley Peruana define un sistema económicamente adaptado como:

“Aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”.

Al precio de potencia por barra se le agrega un cargo correspondiente al Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión. Se considera Sistema Principal las instalaciones de Alta Tensión que permiten flujo bidireccional de energía y tienen alta utilización. Cada cuatro años o por la incorporación de una central se evalúa las instalaciones que deben calificarse como Sistemas Principales. Este Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión (una anualidad de la inversión calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, con una tasa de 12% y los costos estándares de operación y mantención del Sistema Económicamente Adaptado) y el ingreso tarifario (calculado en función de la potencia y energía, entregado y retirada, valorizada en cada barra). El Peaje de Conexión es pagado en proporción a la potencia firme de cada generador. El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier

barra de dicho sistema (concepto similar al de Área de Influencia utilizado en Chile, sin embargo en este caso el sistema completo es área de influencia común a todos los generadores).

La CTE debe calcular anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión, tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le deberá proporcionar el respectivo COES.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas. En el caso que un generador utilice instalaciones de un Sistema Secundario de Transmisión, debe convenir con sus propietarios un precio a pagar por el uso de las instalaciones, que debe cubrir los costos medios del sistema (económicamente adaptado) y se paga sólo en caso que el uso sea en el sentido del flujo típico en dichas instalaciones. En caso de discrepancia entre propietarios y usuarios, estos pueden solicitar a la CTE que dirima el conflicto el que se deberá resolver en un plazo máximo de 30 días desde su presentación.

1.2.4 Argentina

La industria eléctrica en Argentina está regulada por la Ley N°24.065 del 16.01.92 [Argentina92] y las resoluciones SE N°61/92, 137/92 y modificaciones.

Por las características de operación del sistema eléctrico Argentino en que los distintos generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios conforman el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se requiere que exista acceso abierto e indiscriminado a las instalaciones de transporte.

El principal ente regulador del mercado eléctrico Argentino es el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Este ente es el encargado de “establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar la aplicación de las tarifas; publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus

servicios; determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte de electricidad”.

Existe una concesionaria del sistema público de transporte en alta tensión, Transener (existente cuando se privatizó el sistema Argentino), y transportistas independientes, además de nuevos agentes que pueden abordar la ampliación del sistema a través de inversión en nuevas instalaciones.

1.2.4.1 Remuneración para las Instalaciones Existentes

Para la tarificación del sistema de transmisión existente se considera dos instancias de remuneración: ingresos fijos e ingresos variables.

Ingresos Fijos:

- Cargos de conexión por equipos de conexión y transformación que permiten a los agentes del mercado conectarse al sistema de transmisión. Los cargos por conexión se prorratan de acuerdo con la potencia máxima requerida por cada usuario que utiliza una determinada instalación.
- Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RAEET) correspondiente a un monto fijo anual a pagar en doce cuotas mensuales anuales.

Ingresos Variables:

- Remuneración por capacidad de transporte (RTCT), correspondiente a las instalaciones de interconexión entre los distintos nodos del sistema considerando un cargo por los costos de operación y mantenimiento, de acuerdo a la calidad de servicio requerida.
- Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT) correspondiente a la suma de la Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) y la Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP).
- Recaudación Variable Total por Transporte de Energía (RVTE) corresponde a la diferencia entre el valor de la energía en el nodo de retiro y el nodo de inyección. Los precios en los distintos nodos se diferencian por el valor marginal de las pérdidas de transmisión. Estos cargos corresponden a lo que en otros países se denomina ingreso tarifario de energía.

- Recaudación Variable por Potencia Vinculada (RVTP), correspondiente a la diferencia entre lo que pagan por potencia los consumidores del MEM y lo que es previsto en la Programación Estacional que deberán percibir los generadores por la venta de potencia afectado por el factor de adaptación de cada generador. Este factor de adaptación relaciona los sobrecostos producidos por salidas de servicio forzadas, representando la relación del precio de la potencia en un nodo en estas condiciones al precio de mercado cuando el nodo se encuentra vinculado al mercado sin restricciones.
- Cuando existen restricciones de capacidad se acumula en una cuenta de excedentes, la Cuenta de Apartamientos (SCAP), las diferencias entre la Remuneración de la empresa concesionaria y lo que corresponde abonar a los usuarios.

El transportista recibe de parte de los usuarios un cargo complementario que resulta de la suma de la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (RAEET) y la Remuneración por Capacidad de Transporte (RTCT), menos la Recaudación por Ingresos Variables (RVT) y el estado de la Cuenta de Apartamientos (SCAP) para la instalación. Cada agente del MEM abona el cargo complementario en función de su participación marginal. Esta participación marginal surge de la determinación del área de influencia tanto de generadores como de consumos. El área de influencia comprende aquellas líneas en las cuales se produce una variación positiva en su flujo frente a una variación en la generación o demanda en algún nodo del sistema.

1.2.4.2 Remuneración para Nuevas Instalaciones

Las nuevas instalaciones requeridas para ampliar la capacidad del sistema de transmisión se ejecutan por concurso público aprobado por el ENRE y por más del 70% de los beneficiarios. Así las nuevas instalaciones se financian a través de un canon establecido compartido por todos los beneficiarios además de los ingresos resultantes del sistema vigente para las líneas del sistema existente.

Otra posibilidad para la ampliación del sistema es un contrato entre las partes beneficiadas, que realizan la construcción. Se requiere la aprobación del ENRE y el 100% de los beneficiarios debe estar de acuerdo.

Finalmente, con la aprobación del Poder Ejecutivo, se puede construir líneas de dedicación exclusiva, cuyo costo total es pagado por el propietario y no tiene la obligación de operar en acceso abierto.

1.2.5 Colombia

El marco regulatorio colombiano está contenido en la Resolución N°2 del 2 de Noviembre de 1994, Ministerio de Minas y Energía de Colombia [Colombia94].

En Colombia existe libertad de acceso a los sistemas de transmisión de energía eléctrica, lo que significa que todo generador puede transmitir su producción a través del sistema de transmisión pagando por ello. Se ha definido un esquema de cargos por uso y por conexión a los sistemas de transmisión y distribución. Por otra parte también se definen dos tipos de usuarios que pagan por uso del sistema: generadores y comercializadores de energía.

Existe una componente fija de los cargos que corresponde al 15% de los ingresos regulados del sistema de transmisión.

El sistema de transmisión nacional se divide en zonas y subzonas para definir en cada una de ellas los cargos máximos por uso del sistema.

1.2.5.1 Cargos por Uso

Existe un cargo por uso, el cual se basa en determinar los costos por uso del sistema de transmisión en máxima exigencia. Esto es, considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de satisfacer la condición de máxima exigencia. El cargo se divide en una parte fija y otra variable.

Para el cálculo del cargo por uso, se define un costo unitario (\$/MW-km) entre cada dos puntos del sistema considerando el costo de reposición y mantenimiento mayor del sistema. Se plantean escenarios de exigencia para el sistema, se simula la operación con un flujo de potencia para condiciones de carga máxima, media y mínima. De estos casos se obtiene la condición extrema para cada línea del sistema para dimensionar una red mínima.

Los costos nodales de transmisión son obtenidos de la solución del modelo de transporte que optimiza la red minimizando los costos de inversión, operación y mantenimiento, sujeto a abastecer la demanda para cada escenario y condición de carga.

Se determinan por otra parte factores de distribución de las transferencias de potencia que relacionan flujo en las líneas con la inyección de potencia en cada nodo.

$$\text{Factor}_{ij,k} = dS_{ij}/dS_k \quad (1.5)$$

El Factor $_{ij,k}$ es el flujo incremental en la línea ij debido a un incremento o disminución en la inyección neta en el nodo k ; S_{ij} es el flujo de potencia entre i y j ; S_k es la potencia inyectada o extraída en el nodo k .

De esta forma se determina el costo asociado a la inyección neta (incremento en la demanda o generación) en cada nodo, considerando la siguiente ecuación:

$$\text{COSTO}_k = \sum_e \left\{ \text{GD}_{k,e} \cdot \sum_j \left[\frac{\text{FACTOR}_{k,ij} \cdot (CU_{ij} \cdot RM_{ij} \cdot L_{ij} + CPM_{ij}) \cdot G_{ij,e}}{F_{ij,e}} \right] \right\} \quad (1.6)$$

donde COSTO_k es el costo en el nodo k , $\text{GD}_{k,e}$ es el valor de demanda (-) ó generación (+) en el nodo k en el escenario e , CU_{ij} es el costo unitario de la línea ij (\$/MW-km), RM_{ij} es la capacidad de la línea ij en la red óptima (MW), L_{ij} es la longitud de la línea ij (km), CPM_{ij} es el costo del par de módulos terminales de la línea ij , $G_{ij,e}$ función para asignar exigencia en la línea ij , y $F_{ij,e}$ flujo en la línea ij en el escenario e .

Por último, se ajusta los indicadores para asignar el 50% de los costos a los generadores y el 50% restante a los comercializadores. La distribución se realiza como se indica a continuación:

Generadores: Cargo anual por cada kW instalado que se prevea estará en servicio más de seis meses acumulados en un año. Se considera capacidad instalada la

capacidad con la cual se planea la operación del sistema, considerando tipo de planta y ubicación. Se obtiene el cargo como el cociente entre el costo promedio anual de transmisión (o beneficio si es que significa un ahorro de inversión en transmisión) que origina la inyección de generación y la capacidad instalada.

Comercializadores: El cobro es en base a cargos horarios y estacionales. Se establece demanda máxima, media y mínima en un mes. Se calcula el cobro como la relación entre el costo de transmisión que origina la extracción de potencia en cada período y la energía correspondiente.

Para distribuir la remuneración del sistema de transmisión completo entre las empresas que lo integran, se asocia cada empresa a una parte de la red mínima.

1.2.5.2 Cargos por conexión

Se suscriben contratos entre los usuarios y el propietario de las instalaciones de conexión. Se calculan los cargos considerando los activos involucrados en la conexión, valorizados a precio de reposición.

Se obtiene un costo anual equivalente con una tasa de descuento del 10% y una vida útil de 25 años, más una anualidad de costos de administración, operación y mantenimiento de 2% del costo de los activos.

1.2.6 Comparación de los Sistemas Regulatorios de los Distintos Países

Los sistemas regulatorios mostrados en los puntos anteriores comparten aspectos en común. En todos se asegura el libre acceso al sistema de transmisión, mediante pago de peaje. Por otra parte, se reconoce la presencia de economías de escala por lo que la tarificación marginalista es insuficiente para rentar el sistema de transmisión, por lo cual se regula el valor del peaje y la metodología para calcularlo. Aún cuando se reconoce la presencia de economías de escala, en ninguno de los casos existe un monopolio legal de los sistemas de transmisión.

En los cinco países revisados, la expansión del sistema depende de decisiones privadas, sin embargo en algunos casos se requiere de aprobación de algún organismo competente para llevar a cabo la inversión.

Las mayores diferencias se presentan en la metodología y los criterios para determinar la forma de pago de peajes, aún cuando los métodos aplicados en Chile, Bolivia y Perú presentan grandes similitudes.

En [Gatica96] se realiza una comparación de las características de la regulación en los distintos países para sus sistemas de transmisión, la cual por ser de interés en este trabajo es reproducida en la siguiente tabla, actualizada y completada. Se comparan aspectos generales, de propiedad, formas de expansión, cargos y formas de pago en cada país.

Tabla 1.1 Comparación de la regulación de la transmisión en Sudamérica

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Conceptos generales	Se definieron esquemas distintos de regulación para las redes existentes (Transener y transportistas regionales) y para las futuras ampliaciones	Se define uso para cada tramo de línea. Se determina un área de influencia de generación y de consumos	Se define área de influencia para cada central con peajes básicos y peajes adicionales.	El sistema debe tener una seguridad determinada	Se distinguen un Sistema Principal y Sistemas Secundarios
Restricciones a la propiedad	Generadores o distribuidores no pueden controlar directamente la propiedad de la transmisión.	Empresas generadoras y de distribución o sus accionistas, no pueden participar en la propiedad de empresas de transmisión.	No hay restricciones de propiedad.	Empresa encargada del servicio de interconexión nacional no puede participar en otras actividades.	Empresas de generación o distribución no pueden ser propietarias de líneas del sistema de transmisión principal

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Requisitos específicos	Requiere concesión otorgada por el ENRE	Se requiere licencia otorgada por la Superintendencia de Electricidad	Se requiere concesión sólo si se utilizan bienes de uso público o se desea imponer servidumbre de paso. Esta es otorgada por el Ministerio de Economía. Para líneas establecidas mediante concesión existe la obligación de dar acceso a terceros, si hay capacidad.	Se requiere concesión, la que es otorgada por el Ministerio de Minas y Energía, para interconexión y transmisión entre regiones y por los depts para las redes regionales. Plazo: 30 años renovables por 20 adicionales	Se requiere concesión, otorgada por el Ministerio de Energía y Minas.
Expansión	Propuesta por los interesados. Discutida en audiencia pública. Aprobada por el ENRE	Sist. Troncal: La expansión es propuesta por la empresa propietaria, y sólo puede ejecutarse previo informe del Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobación de la Superintendencia de Electricidad. Otros sistemas: son ejecutadas previa aprobación de los afectados.	Desarrollo de acuerdo a los intereses de generadores y consumidores. Propietario de líneas de transmisión no está obligado a ampliarse para dar servicio, pero el interesado en transporte puede ampliar las instalaciones a su costo	Es propuesta por la empresa Interconexión Eléctrica S. A. (ISA) y aprobada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).	Depende de la iniciativa de los interesados, sin embargo la CTE debe aprobar la incorporación de una instalación al sistema adaptado, que es pagado en la tarifa de transmisión.
Cargo por uso de los sistemas de transmisión	Transener cobra según metodología fijada al privatizarse. Nuevas instalaciones son licitadas por los interesados y pagadas por todos los beneficiarios.	El propietario de sistemas de transmisión recibe la anualidad del costo de inversión y operación de un sistema económicamente adaptado.	El propietario de sistemas de transmisión cobra la anualidad del costo de inversión y operación, a prorrata de las potencias transitadas	Se determinan cargos por inyección y retiro de modo que financien las actividades de transmisión.	El propietario de sistemas de transmisión recibe la anualidad del costo de inversión y operación de un sistema adaptado.

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Cálculo de los cargos	Calculado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa) a partir de los precios fijados en los contratos de concesión para Transener y las empresas transportistas regionales y de la anualidad o canon para las nuevas líneas.	La Superintendencia aprueba cada semestre los precios máximos de transmisión y sus fórmulas de indexación.	Realizado por el propietario del sistema de transmisión correspondiente y propuesto al generador. Si no hay acuerdo se lleva a arbitraje. Quedan fijados por 5 años.	Calculados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Se revisan cada 3 años.	El cálculo del ingreso tarifario es hecho por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). El cargo por conexión lo calcula la Comisión de Tarifas eléctricas (CTE) Para el sistema secundario, el cálculo lo hace el propietario del sistema de transmisión. Si hay discrepancias, lo fija la CTE.

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Pago al sistema de transmisión	<p>Transener : existe cargo variable por energía transportada (a través de los factores de nodo y de adaptación), cargo fijo por conexión (función de la potencia conectada) y cargo fijo por uso de la capacidad de transporte.</p> <p>Nuevas líneas: además de los cargos indicados existe una contribución al canon o anualidad pactado con el transportista independiente.</p>	<p>Se reconoce la anualidad de la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración (A), de un sistema económicamente adaptado.</p> <p>Se paga a través de un ingreso tarifario (Y, diferencia entre retiro e inyecciones de potencia de punta y energía, valorizados a los costos marginales) y un peaje (A-I).</p> <p>Se identifica uso atribuible a generadores y uso atribuible a consumos, según área de influencia.</p>	<p>Se define área de influencia para cada generador (Son líneas cuyo flujo se modifica significativamente e al variar la generación de la central).</p> <p>El generador paga anualidad de inversión y operación de estas instalaciones.</p> <p>Se paga en dos componentes: ingreso tarifario (diferencia entre retiro e inyecciones de un generador, ambos valorizados al costo marginal) y peaje básico (diferencia entre la anualidad de inversión más operación y el ingreso tarifario).</p>	<p>Se definen cargos por uso y por conexión para cada nudo</p> <p>Pagan los generadores y comercializadores. Generadores: pagan por inyección (\$/kW) según su potencia, zona de conexión y tipo de central.</p> <p>Comercializadores: pagan por el retiro (\$/kWh), según zona, época del año y demanda.</p> <p>Cargo por uso: basado en el impacto marginal que provoca la inyección de 1 kW en períodos de máxima exigencia de la red. Se aplica a una red teórica definida en forma tal que puede transportar la energía en 5 condiciones extremas.</p>	<p>Se definen sistema principal y sistema secundario</p> <p>Sistema principal: parte común al conjunto de generadores, que permite el intercambio y libre comercialización de electricidad. Es una parte tal que es difícil identificar la responsabilidad por uso a cada generador o distribuidor.</p> <p>Los generadores cubren el costo del sistema principal. Pagan anualidad del costo de inversión y operación de un sistema adaptado. Es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.</p> <p>Pago se separa en dos componentes: ingreso tarifario y peaje por conexión. Ingreso tarifario es igual a la diferencia entre inyecciones y retiros de los generadores, valorizadas al costo marginal.</p> <p>Peaje por conexión es igual a la anualidad menos el ingreso tarifario.</p>

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú
Pago al sistema de transmisión (cont.)	<p>Los cargos fijos por conexión y capacidad de transporte están fijados en el contrato de concesión.</p> <p>Se imponen sanciones por indisponibilidad de las instalaciones. Los cargos son pagados por generadores, distribuidores y grandes usuarios.</p>	<p>El peaje total de cada tramo de consumo se expresa por kW de demanda máx. anual suministrada en los nodos y es pagado por los generadores que retiran energía en dichos nodos.</p> <p>El peaje total en cada tramo es pagado por las centrales que tienen ese tramo como área de influencia en proporción a la potencia firme.</p>	<p>Cuando una línea es parte del área de influencia de varios generadores, el peaje básico de cada uno se calcula a prorrata de la potencia transitada.</p> <p>El peaje básico es pagado por los generadores y no se incorpora en los precios de nudo.</p> <p>Otras líneas, aquellas destinadas a abastecer a los clientes y que no forman parte del área de influencia de generadores, se remuneran con peaje adicional. Generadores pagan la anualidad de inversión y operación igual que el peaje básico.</p>	<p>El impacto marginal se evalúa en términos de costo o ahorro de inversión y operación requerido para transportar 1 kW extra inyectado o retirado en cada nodo. Puede ser + ó -.</p> <p>Cargos por conexión: se calculan a partir de los activos que conectan las empresas de distribución al sistema de transmisión.</p> <p>Son valorados a precio de reposición. Los cargos así determinados se ajustan a los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión</p>	<p>La CTE determina anualmente los peajes por conexión, tomando en cuenta el ingreso tarifario esperado calculado por el COES. El peaje por conexión es calculado por kW de demanda máxima y sumado al precio de barra de la potencia (por lo tanto, pagado por los consumidores).</p> <p>Sistemas secundarios: aquellos necesarios para que un generador entregue su energía al sistema principal o para transferir energía desde el sistema principal a un distribuidor o consumidor. Los flujos permiten asignar responsabilidad clara por el uso. Es pagado por los generadores usuarios del tramo. Se paga también a través de dos componentes: ingreso tarifario y complemento. El complemento es pagado al transportista por los generadores responsables de su uso. Se agrega a la componente de potencia de las tarifas en barra.</p>

II. METODOLOGÍAS ALTERNATIVAS DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

En este capítulo se analizan diversas metodologías posibles para la tarificación de sistemas de transmisión. Las metodologías que se presentarán plantean distintas formas de financiamiento de un sistema de transmisión, varias de ellas en aplicación en el mundo.

Es posible agrupar tres formas básicas de metodologías alternativas, para financiar un sistema de transmisión:

- Tarificación de Transacciones “Wheeling”
- Tarificación a Costo Marginal de Corto Plazo
- Tarificación a Costo Marginal de Largo Plazo

2.1 Tarificación de Transacciones “Wheeling”

Se denomina “wheeling” al transporte bilateral de energía eléctrica desde una entidad vendedora a una compradora utilizando una red de transmisión perteneciente a un tercero. El peaje típicamente se basa en un precio unitario por kWh de energía o kW de potencia suministrada, considerando el costo total de capacidad de transmisión del sistema, más un posible término adicional de pérdidas. Este concepto fue originado en EE.UU, donde se aplica principalmente para asignar valores correspondientes a la transmisión en empresas donde están integrados verticalmente los negocios de generación, transmisión y distribución.

Se distinguen dos formas básicas para asignar el costo de transmisión a transacciones wheeling. Estas son: Rolled in allocation y Mega Watt Mile allocation.

2.1.1 Rolled in Allocation

En esta metodología los costos totales existente de la red, sin considerar costos de expansión de la misma, se agregan en espacio y tiempo. Luego, estos costos totales se asignan a cada transacción wheeling, en base al uso del sistema que haga la transacción en proporción a una medida de utilización global de la red. La

medida de utilización global puede ser demanda de punta del consumo, energía total suministrada, potencia vendida, etc. A continuación se describen algunas formas alternativas en que puede plantearse la esta metodología de asignación.

2.1.1.1 Postage Stamp

Un ejemplo de tarificación Rolled in es el denominado Postage Stamp que consiste en agregar todos los costos existentes de la red de transmisión y cargar una cantidad fija por unidad de utilización, potencia (kW) o energía (kWh) vendida, independiente de la distancia o de instalaciones específicas involucradas en el abastecimiento debido a una transacción.

En [Shirmohammadi95] se enuncia la forma más habitual en que se define el Postage Stamp. La proporción que paga cada transacción de wheeling se basa en la magnitud de potencia transada la que generalmente es medida en condiciones de demanda máxima total del sistema. De esta forma se define el pago que debe efectuar cada transacción bilateral para hacer uso del sistema de transmisión, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R_t = TC * \frac{P_t}{P_{max}} \quad (2.1)$$

donde:

R_t : *precio de transmisión para la transacción t*

TC : *costo total del sistema de transmisión*

P_t : *potencia máxima suministrada a t*

P_{max} : *Potencia máxima del sistema en conjunto*

Actualmente éste es el sistema que se utiliza en Perú para distribuir los pagos complementarios que no son cubiertos por el ingreso marginal y la medida de utilización considerada es la potencia firme de cada generador [Rudnick98].

2.1.1.2 Red Line o Contract Path Allocation

Para este procedimiento se busca un camino “razonable” por donde se considera que circula la potencia que es objeto del contrato. Se reparten los costos totales correspondientes a las instalaciones de dicho camino, a prorrata entre los distintos usuarios de él, en proporción a alguna medida de utilización como energía total suministrada, potencia vendida, etc.

Esta metodología no toma en consideración las condiciones de operación del sistema.

2.1.1.3 Asignación en Base a la Distancia

Esta metodología planteada en [Shirmohammadi95] asigna los costos globales de transmisión en base a la magnitud de la potencia involucrada en la transacción y la distancia geográfica (no un camino eléctrico) entre los puntos de despacho y de entrega de la potencia asociada a la transacción. La medida de prorrata del costo es el producto de potencia por distancia la que determina un costo de transmisión para la transacción en base a la siguiente ecuación:

$$R_t = TC * \frac{PX_t}{\sum_t PX_t} \quad (2.2)$$

donde:

R_t : precio de transmisión para la transacción t

TC : costo total del sistema de transmisión

PX_t : es producto de la potencia asociada a la transacción t y la distancia geográfica entre el productor y el consumo

Esta metodología, como la anterior, tampoco toma en consideración las condiciones de operación del sistema y además tampoco identifica las instalaciones del necesarias para que la transacción entre productor y consumidor sea posible.

En general, las metodologías de Rolled in Allocation no son capaces de indicar restricciones de capacidad que hacen más costoso el sistema de transmisión y no consideran las pérdidas que existen en los sistemas, por lo que en términos de dar una señal a los usuarios del sistema presentan bastantes deficiencias. Por otra parte, en la literatura que ha mostrado estos desarrollos no se ha propuesto una forma para asignar los costos, evitando duplicidad de cobro cuando un consumo realiza transacciones wheeling con más de un proveedor de energía.

El incentivo mayor a utilizar estas metodologías es su simplicidad, lo comprensible que resultan para los agentes los procedimientos de cálculo y el bajo costo relativo que su determinación requiere.

2.1.2 Mega Watt Mile Allocation

Esta metodología se basa en considerar que la capacidad de transmisión de una red es una función de la magnitud, el camino recorrido y la distancia que recorre la potencia transmitida por las instalaciones de esa red. En [Shirmohammadi89] se describe esta metodología para asignar un precio de transmisión a una transacción. El método consiste en determinar la magnitud máxima de flujo en una línea, producto de una transacción “wheeling”, mediante un flujo de potencias DC. El flujo máximo en cada línea se multiplica por el largo de la línea y por un factor que refleja el costo por unidad de capacidad de la línea (cantidad de potencia transmitida y longitud en la cual se transmite).

El costo de una línea cualquiera puede expresarse de la siguiente forma:

$$H_l = g_l * L_l \quad (2.3)$$

donde:

L_l : *largo de la línea*

$$g_l = h_l * V_l \quad (2.4)$$

V_l : *voltaje*

h_l : *factor de costos, función de la ubicación, tiempo de funcionamiento y conductor utilizado*

La capacidad de la línea puede expresarse en función del voltaje y de otros factores como el tamaño y tipo de conductor utilizado de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Q_l = s_l * V_l^2 \quad (2.5)$$

El costo por unidad de potencia MW es:

$$IC_l = \frac{H_l}{Q_l} = \frac{h_l}{s_l * V_l} * L_l = W_l * L_l \quad (2.6)$$

con:

$$\frac{h_l}{s_l * V_l} = W_l \quad (2.7)$$

La proporción de este costo para la línea l asignado a una transacción t cualquiera es:

$$CP_{t,l} = IC_l * MW_{t,l} \quad (2.8)$$

donde:

$MW_{t,l}$: *es el flujo que produce la transacción t en la línea l*

Para una red completa el costo asociado a una transacción t será:

$$CT_t = \sum_l CP_{t,l} = \sum_l W_l * MW_{t,l} * L_l \quad (2.9)$$

Para determinar el C_t de cada transacción wheeling es necesario determinar W_l o utilizar valores proporcionales de W_l entre las líneas de transmisión.

La empresa proveedora de las transacciones debe poder recaudar un costo total de capacidad de la red, TC , equivalente a:

$$TC = K * \sum_t CT_t$$

La sumatoria de los costos de todas las transacciones, por un factor K que corresponde a los costos no cubiertos en C_t , tales como el costo de capital, de administración, de operación, mantenimiento e impuestos, los que se suponen proporcionales al costo de la línea.

El costo total debe ser distribuido entre todas las transacciones t que se realicen a través de la red de transmisión, lo cual se realiza de acuerdo a la siguiente proporción:

$$TC_t = \frac{CT_t}{\sum_t CT_t} * TC \quad (2.10)$$

El método de MWMile utiliza el planteamiento anterior considerando un costo de transacción en función de la potencia transmitida, de la distancia y de la capacidad de la red, de la siguiente forma:

$$MWMile_t = \sum_l W_l * MW_{t,l} * L_l \quad (2.11)$$

W_l : Costo por unidad de capacidad y de longitud

$MW_{t,l}$: Flujo por la línea l debido a transacción t

L_l : Longitud de la línea l

Se distribuye el costo total de la red de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$TC_t = TC * \frac{MWMile_t}{\sum_t MWMile_t} \quad (2.12)$$

donde:

TC_t : Costo capacidad de transmisión asignado, a la transacción t

TC : Costo total de capacidad de transmisión

En este método se determina la capacidad de transmisión utilizada por cada transacción. Puede ser utilizado para vender calidad y seguridad de servicio de transmisión dado que aquellos consumos que requieran más de un camino para ser abastecidos por más de un generador de manera de tener respaldo, podrán comprarlo pagando más por el sistema de transmisión.

2.2 Tarificación a Costo Marginal de Corto Plazo

En esta metodología el ingreso percibido por la red corresponde a la diferencia entre los costos marginales que rigen en cada barra del sistema para las inyecciones y retiros de potencia y energía en ellas.

Los costos marginales de corto plazo representan el costo marginal de abastecer una unidad más de demanda manteniendo constante los activos fijos que conforman el sistema, tanto activos de generación como de transmisión.

Los costos marginales para cada barra del sistema se pueden obtener mediante un despacho multinodal, cuyo modelo se presenta en el Anexo A, o con un despacho uninodal. En este último caso se utilizan factores de penalización para llevar el costo marginal del nodo único a las distintas barras del sistema.

A partir del modelo de despacho multinodal el Costo Marginal de Corto Plazo para una barra k puede expresarse como sigue:

$$\rho_k = \underbrace{\gamma}_{\lambda_{\text{sistema}}} + \underbrace{\gamma^* \frac{\partial L}{\partial d_k} - \sum \mu^* \frac{\partial Z}{\partial d_k}}_{\lambda_{\text{diferencial}}} \quad (2.13)$$

donde:

d_k : demanda en la barra k

λ_{sistema} : multiplicador de Lagrange asociado a la ecuación de balance de potencias

$\lambda_{\text{diferencial}}$: vector de multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones de red

L : pérdidas de la red

Z : restricciones (límites térmicos, límites de voltajes y reactivos, estabilidad, seguridad, etc..)

El ingreso marginal que resulta de estos conceptos, y que en la legislación Chilena se denomina ingreso tarifario, es la diferencia que se produce en la aplicación de los costos marginales en cada barra a las inyecciones y retiros de potencia y de energía. La suma del ingreso marginal o ingreso tarifario resultante de la potencia más el resultante de la energía lo denominaremos ingreso tarifario total, y corresponde a la siguiente expresión:

$$IT = IT_{Energía} + IT_{Potencia} \quad (2.14)$$

2.2.1 Ingreso Tarifario Por Potencia

Considerando un despacho multinodal para la red de la Figura 2.1, es posible definir el ingreso tarifario por potencia para la línea l a partir de la ecuación que sigue, considerando los costos marginales CMg correspondientes a la potencia.

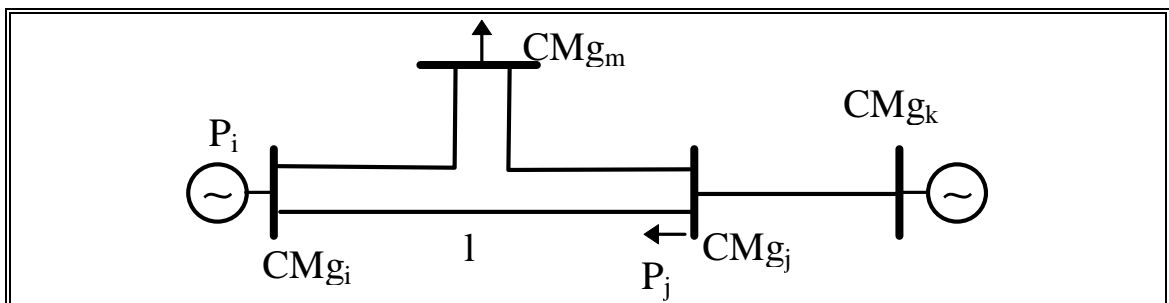


Figura 2.1: Ingreso tarifario por potencia

$$IT_{Potencia,l} = CMg_j * P_j - CMg_i * P_i \quad (2.15)$$

En el caso que el despacho sea uninodal y que se tenga sólo un costo marginal para la potencia, equivalente al precio de la potencia para el sistema, el ingreso tarifario para una línea l se define a partir de la siguiente ecuación:

$$IT_{Potencia,l} = \left[\left((P_i - \text{Perdidas}_l) * FPP_j \right) - (P_i * FPP_i) \right] * \text{Precio}_{potencia} \quad (2.16)$$

donde:

P_i : potencia inyectada en la barra i

Perdidas_l : pérdidas de potencia en la línea l

FPP_i : factor de penalización de la barra i

FPP_j : factor de penalización de la barra j

2.2.2 Ingreso Tarifario Por Energía

Considerando un despacho multinodal para la red de la Figura 2.2, es posible definir el ingreso tarifario por energía para la línea l a partir de la ecuación que sigue y considerando como precio de energía los costos marginales asociados al despacho bajo condiciones de demanda media.

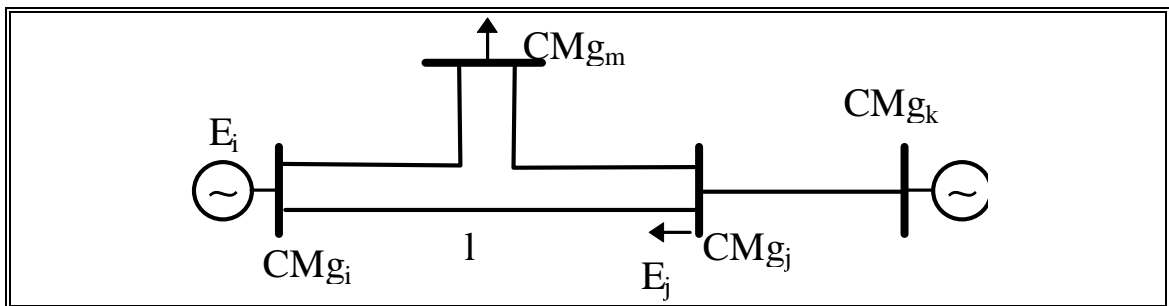


Figura 2.2: Ingreso tarifario por energía

$$IT_{Energia,l} = CMg_j * E_j - CMg_i * E_i \quad (2.17)$$

En el caso que el despacho sea uninodal y que se tenga sólo precio de la energía para el sistema, el ingreso tarifario para una línea l se define a partir de la siguiente ecuación:

$$IT_{Energia,l} = \left[\left((E_i - Perdidas_l) * FPE_j \right) - (E_i * FPE_j) \right] * Precio_{Energia} \quad (2.18)$$

donde:

E_i : energía inyectada en la barra i

$Perdidas_l$: pérdidas de energía en la línea l

FPE_i : factor de penalización de la barra i

FPE_j : factor de penalización de la barra j

La tarificación a costo marginal con precios diferenciados espacialmente es utilizada tanto en Chile como en Argentina, Bolivia y Perú. En [Rudnick98] se señala que mediante simulaciones de los sistemas de algunos de estos países se observa que en Chile el ingreso marginal cubre sólo el 15 % de la remuneración requerida por el sistema de transmisión, mientras que en Bolivia es menos del 4%. Este hecho se explica por las economías de escala presentes en los sistema de transmisión, con lo cual la tarificación a costo marginal es insuficiente para financiar los costo totales de un sistema de transmisión.

De esta forma para que el negocio de la transmisión resulte atractivo se requiere un aporte adicional al ingreso marginal que compense éste. Así se han establecido sistemas de tarificación con pagos en dos partes: ingreso marginal e ingreso que cubra los costos medios del sistema.

Este pago adicional que cobra la forma de un peaje, en la legislación Chilena en particular y en otras legislaciones de países latinoamericanos, corresponde a:

$$Peaje = AVNR + COYM - IT \quad (2.19)$$

$AVNR$: anualidad de valor de nuevo reemplazo

$COYM$: costo de operación, administración y mantenimiento

IT : ingreso tarifario

El valor de nuevo reemplazo (VNR) corresponde en Chile al costo total de inversión para reemplazar el sistema existente. En otros casos como en Perú y Bolivia corresponde al costo total de inversión para un sistema económicamente adaptado determinado por algún ente regulador. A partir de este VNR se calcula el AVNR de acuerdo a la siguiente ecuación

$$VNR = \frac{AVNR}{r} * \left[1 - \left[\frac{1}{1+r} \right]^n \right] \quad (2.20)$$

donde:

r: costo de capital

n: vida útil de las instalaciones de transmisión

Los costos de operación, administración y mantenimiento anuales (COYM) también se agregan a la anualidad de los costos de inversión, éstos suelen ser calculados como una proporción de los costos de inversión de las instalaciones de transmisión (VNR).

El pago adicional o peaje debe repartirse entre los distintos usuarios del sistema de transmisión, tanto generadores como consumos, para lo cual existen numerosas alternativas las que motivarán la discusión a continuación.

2.2.3 Alternativas para Asignar Peajes de Transmisión

Se pueden plantear diversas metodologías de reparto o asignación del pago adicional o peaje:

- a) Esquema de precios Ramsey
- b) En base a una medida independiente, tal como postage stamp, potencia firme, potencia media, capacidad instalada de generación, etc.
- c) Basado en el uso del sistema definiendo área de influencia o a través de factores de distribución.
- d) Basado en el beneficio de los usuarios
- e) En proporción a los costos marginales

Algunas de las anteriores son usadas en la realidad y otras sólo han sido planteadas a nivel teórico. A continuación se revisarán algunas de ellas.

2.2.3.1 Esquema de Precios Ramsey

Esta metodología consiste en corregir los costos marginales según un factor dependiente de la elasticidad de la demanda de cada consumidor.

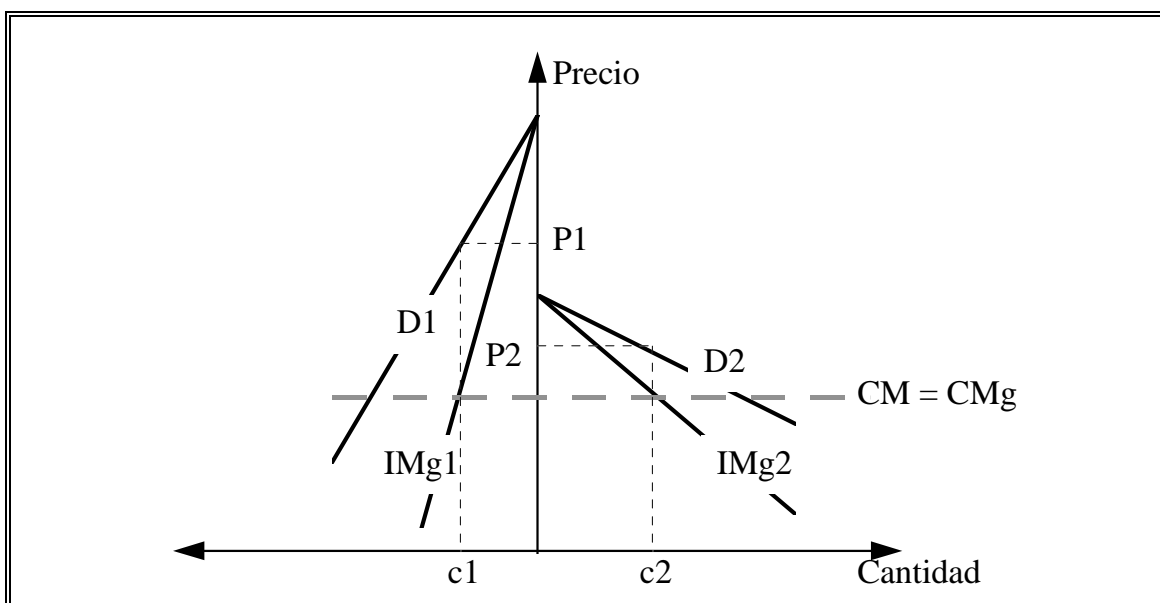


Figura 2.3: Esquema de precios Ramsey

El mayor peso de la corrección de los costos marginales lo soportan aquellos usuarios con menor elasticidad (con menor sensibilidad al precio). Como se puede ver en la figura 2.3 la curva de demanda D2 que corresponde a los usuarios de mayor elasticidad, pagarán un precio corregido proporcional a P2, menor al que resulta para los usuarios cuya curva de demanda es D1 cuyo precio se corregirá de acuerdo a P1, que representa su menor elasticidad al precio, o mayor disposición a pagar por el mismo consumo de un bien.

La dificultad para medir la elasticidad del consumo de electricidad (potencia y energía) a los precios de la misma, hacen difícil la aplicación de esta metodología en la realidad. Por otra parte, su implementación sería percibida, en muchos casos, como discriminatoria por los usuarios.

2.2.3.2 Métodos Basados en una Medida Independiente

En este método el pago adicional se distribuye entre los usuarios del sistema de transmisión en proporción a una medida independiente. Considerar una medida independiente, tiene un resultado neutro en términos de la señal que se superpone a la señal de costo marginal que se entrega a los agentes, la que es considerada económicamente correcta [Rudnick94]. Se estima un factor por el cual se multiplica el pago adicional total, factor que puede considerar distintas medidas, tales como: potencia firme, capacidad instalada de generación o potencia media. Este método es equivalente a un postage stamp. Se ejemplifica con dos de las alternativas posibles:

Prorrata por Potencia Firme

En la legislación Peruana se entiende por potencia firme:

“la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento”

En el Anexo B se presenta la metodología de cálculo de potencia firme para un generador, utilizada por el Centro Económico de Despacho de Carga del Sistema Interconectado Central en Chile.

A partir de ella se calcula el factor de prorrata del peaje entre los generadores conectados al sistema de transmisión:

$$F_j = \frac{Pot.Firme_j}{\sum_i Pot.Firme_i} \quad (2.21)$$

Prorrata por Capacidad Instalada de Generación

Este método consiste en distribuir el pago adicional entre los generadores del sistema en proporción a su capacidad instalada. Se estima un factor por el cual se multiplica el pago adicional total:

$$G_j = \frac{Capac.Gen_j}{\sum_i Capac.Gen_i} \quad (2.22)$$

2.2.3.3 Métodos Basados en el Uso del Sistema

Esta otra alternativa de prorrateo plantea que el uso del sistema entrega la señal económica adecuada a los agentes conectados al sistema de transmisión puesto que identifica la exigencia que imponen sobre las instalaciones de transmisión, independiente de los contratos comerciales de suministro. Por otra parte, también da una señal de necesidad de expansión del sistema, la que debe ser considerada por los generadores y consumos cuando toman decisiones de localización.

La medida de uso puede tomar diversas formas tales como energía o potencia, tanto de generadores o consumos. No es posible efectuar la medición eléctrica de corriente, energía y potencia activa o reactiva, en sistemas interconectados correspondientes a un agente determinado, por lo que se han planteado diversos métodos que permiten estimar el uso que realiza un agente. Esta restricción ha motivado a diversos investigadores para desarrollar métodos alternativos tales como medida en base a incrementos de flujo de potencia, factores de distribución [Rudnick94] y contribución de generadores [Kirschen95] .

En la legislación Chilena se acuñó un concepto nuevo para determinar el uso del sistema por parte de terceros (en el caso Chileno sólo los generadores). Luego Argentina también incorporó este concepto, en su regulación, el cual se denomina *Área de Influencia*.

Área de Influencia

La legislación Chilena define Área de Influencia como:

“el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectados por la inyección de potencia y energía de una central generadora”. [Chile82]

Esta área de influencia se determina buscando los tramos del sistema que sufren un incremento o disminución en sus flujos de potencia frente a un incremento o disminución en la potencia inyectada por un generador.

Determinada el área de influencia del generador se definen dos tipos de pagos que deben enfrentar los generadores: peaje básico y peaje adicional.

Cada central debe pagar un peaje básico calculado de acuerdo a la ecuación (2.19) por las instalaciones comprendidas en su área de influencia. El peaje es independiente de la cantidad y del lugar en que comercialice su potencia y energía. Este se prorroga entre los usuarios de las instalaciones en proporción a la potencia máxima transitada calculada de la siguiente forma, para cada generador k y cada tramo t :

$$\% Participacion_{k,t} = \frac{Pot. Max. Transitada_{k,t}}{Max. Pot. Transitada_t} \quad (2.23)$$

Además debe pagar un peaje adicional si es que comercializa energía o potencia fuera de su área de influencia. Este peaje se calcula de la misma forma que el peaje básico pero se relaciona con las instalaciones adicionales para efectuar el suministro.

Otra forma de medida del uso ha sido desarrollada a partir del concepto de *Factores de Distribución* [Rudnick94]. Esta metodología busca la obtención de factores que den una medida de utilización de la red basándose en su configuración y pueden tomar diferentes formas que se explican a continuación.

Factores de Distribución de Cambios en la Inyección de Potencia (GSDF)

Estos factores relacionan un cambio de flujo de potencia en una línea respecto de la variación de inyección de potencia en un nudo. Se mantienen sólo mientras la generación total o carga total del sistema se mantiene constante y sólo se producen cambios en la proporción de inyecciones en cada nudo del sistema. Originalmente estos factores se utilizaron en el análisis de sensibilidad de un sistema interconectado, con el fin de no tener que calcular innumerables flujos de potencia, frente a variaciones en la proporción de inyección de cada nodo [Ng81].

Con la siguiente figura se ejemplifica la determinación del factor GSDF correspondiente a un generador b cualquiera, para una línea i-k del sistema.

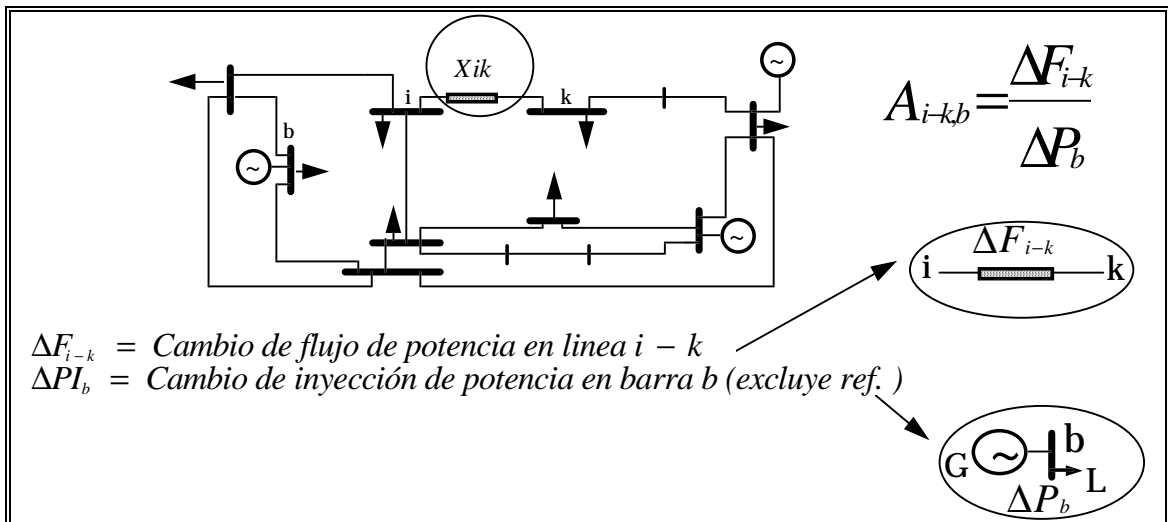


Figura 2.4: Factores de distribución de cambios en la inyección de potencia (GSDF)

Las ecuaciones que definen el GSDF son enunciadas en [Ng81], a través del siguiente desarrollo:

$$\Delta F_{i-k} = A_{i-k,b} * \Delta P_b \quad (2.24)$$

$$\sum_{b \neq R} \Delta PI_b + \Delta PI_R = 0 \quad (2.25)$$

$$A_{i-k,b} = \frac{\Delta F_{i-k}}{\Delta PI_b} = \frac{\Delta I_{i-k}}{\Delta I_b} \quad (2.26)$$

donde:

ΔI_{i-k} : cambio de la corriente de la línea $i-k$ debido a un cambio en la inyección en el nodo b

ΔI_b : cambio en la inyección de corriente en el nodo b

Utilizando la definición de matriz de reactancia y aproximaciones de flujo DC se obtiene:

$$\Delta I_{i-k} = \frac{\Delta V_i - \Delta V_k}{x_{i-k}} = \frac{x_{i-b} - x_{k-b}}{x_{i-k}} * \Delta I_b \quad (2.27)$$

donde:

x_{i-b} y x_{k-b} : son elementos de la matriz de reactancia

x_{i-k} : reactancia de la línea $i-k$

Sustituyendo la ecuación 2.27 en la ecuación 2.26 se tiene la siguiente definición para el factor:

$$A_{i-k,b} = \frac{x_{i-b} - x_{k,b}}{x_{i,k}} \quad (2.28)$$

Con la restricción que:

$$\sum_b P_b = \sum_l L_l = Constante \quad (2.29)$$

b : generadores

l : consumos

Los valores de los factores son independientes de las condiciones de operación del sistema (distribución de generación y carga) pero dependen fuertemente de la configuración de la red y de la barra de referencia.

Factores de Distribución Generalizados de Generación (GGDF)

El modelo de factores GGDF, también desarrollado en [Ng81], relaciona el flujo de potencia en una línea $i-k$ con la potencia inyectada por un generador en una barra g del sistema, para una configuración del sistema dada. Se definen a partir de la siguientes ecuaciones:

$$F_{i-k} = \sum D_{i-k,g} * G_g \quad (2.30)$$

$D_{i-k,g}$ = factor

F_{i-k} = flujo de potencia en línea $i - k$

G_g = Generación en la barra g

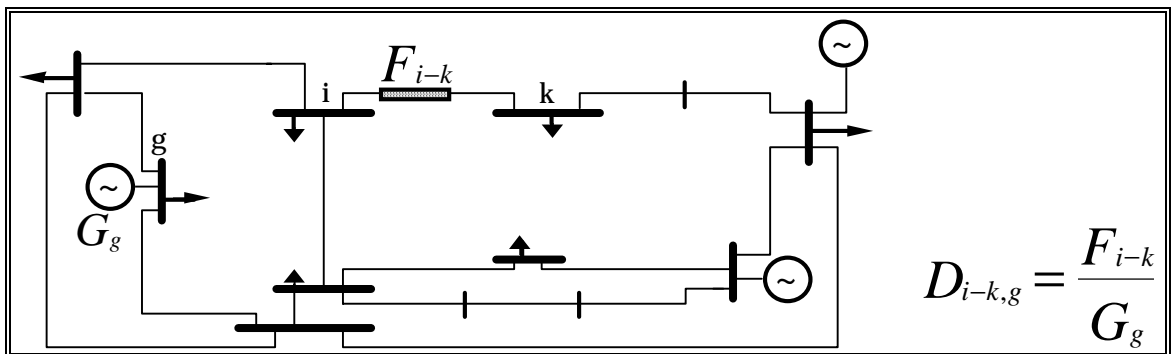


Figura 2.5: Factores de distribución generalizados de generación (GGDF)

Las ecuaciones antes señaladas se relacionan con los factores GSDF como se indica a continuación:

$$D_{i-k,g} = A_{i-k,g} + D_{i-k,R} \quad (2.31)$$

$$D_{i-k,R} = \frac{F_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} * G_p}{\sum_g G_g} \quad (2.32)$$

Los GGDF son independientes de la barra de referencia, dependen de la configuración de la red y de sus parámetros. Dependen de la condición de operación en estudio.

Se define una prorrata a partir de los factores GGDF, de la forma que se indica en la siguiente ecuación:

$$FP_{i-k,b} = \frac{D'_{i-k,b} * G_b}{\sum_g D'_{i-k,g} * G_g} \quad (2.33)$$

$$D'_{i-k,g} \begin{cases} D_{i-k,g} & \text{Si el factor es del mismo} \\ & \text{signo que el flujo} \\ \mathbf{0} & \text{Si el factor es de signo} \\ & \text{opuesto} \end{cases}$$

Finalmente también existe una definición de factores de distribución para los consumos de un sistema.

Factores de Distribución Generalizados de Carga (GLDF)

Estos factores relacionan el flujo de potencia en una línea i-k con la carga del consumo de una barra j del sistema.

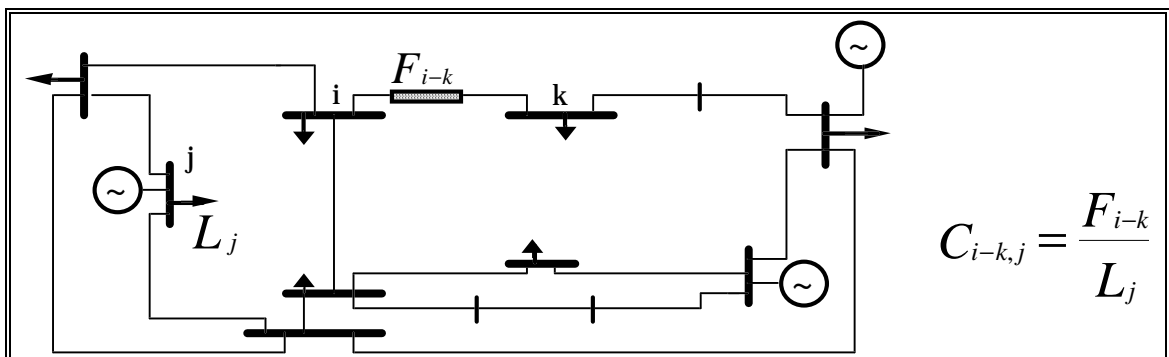


Figura 2.6: Factores de distribución generalizados de carga (GLDF)

Se definen a partir de la siguientes ecuaciones:

$$F_{i-k} = \sum_j C_{i-k,j} * L_j \quad (2.34)$$

donde:

$C_{i-k,j}$: *factor*

F_{i-k} : *flujo de potencia en linea i - k*

L_j : *consumo en la barra j*

las que se relacionan con los factores GSDF como se indica a continuación:

$$C_{i-k,j} = C_{i-k,R} - A_{i-k,j} \quad (2.35)$$

$$C_{i-k,R} = \frac{F_{i-k} + \sum_{p \neq R} A_{i-k,j} * L_j}{\sum_j L_j} \quad (2.36)$$

Se define una prorrata a partir de los factores GLDF, de la forma que se indica en la siguiente ecuación:

$$FP_{i-k,b} = \frac{C'_{i-k,b} * L_b}{\sum_j C'_{i-k,j} * L_j} \quad (2.37)$$

$$C'_{i-k,j} \begin{cases} C_{i-k,j} & \text{Si el factor es del mismo} \\ & \text{signo que el flujo} \\ \mathbf{0} & \text{Si el factor es de signo} \\ & \text{opuesto} \end{cases}$$

Estos factores son independientes de la barra de referencia, dependen de la configuración de la red y de sus parámetros. Dependen de la condición de operación en estudio definida por la carga en cada nodo.

2.2.3.4 Método Basado en el Beneficio del Usuario

Esta metodología distribuye los cargos complementarios entre generadores y consumidores asignándolos en proporción al beneficio económico que perciben cada uno por la existencia de la instalación como parte del sistema de transmisión.

Los beneficios netos aportados a cada usuario por una instalación específica se calculan como:

Generadores:

$$Benef.Netto_g = Ingreso_{Con Inst.} - Ingreso_{Sin Inst.} \quad (2.38)$$

Consumidores:

$$Benef.Netto_l = Costo_{Con Inst.} - Costo_{Sin Inst.} \quad (2.39)$$

El beneficio total de la instalación se calcula como:

$$Benef.Total = \sum_g Benef.Netto_g + \sum_j |Benef.Netto_j|$$

con $Benef.Netto_g > 0$
 $Benef.Netto_j < 0$

$$(2.40)$$

Así la prorrata se definirá de la siguiente forma para los generadores g y los consumos j:

$$Prorrata_g = \frac{Benef.Netto_g}{Benef.Total}$$

y

$$(2.41)$$

$$Prorrata_j = \frac{Benef.Netto_j}{Benef.Total}$$

En [Pérez93] donde se plantea esta metodología se consideran algunas condiciones adicionales para su utilización:

- Se deben calcular los beneficios para intervalos largos de tiempo para eliminar las señales económicas de corto plazo que puedan estar implícitas en el método.
- Es necesario considerar varios escenarios posibles para determinar el beneficio.
- Otro supuesto es que se debe mantener inalterable el suministro de la demanda, por lo que al retirar una instalación del sistema se debe suplir con generación local para satisfacerla.

Estos puntos, fundamentalmente los dos últimos hacen que esta metodología resulte muy difícil de implementar. Además la selección de escenarios y necesidad de sustitutos de la demanda que no se puede satisfacer sin la existencia de la instalación generan una fuente de polémicas entre los distintos actores del sistema que presionarán para tomar las alternativas más favorables.

2.2.4 Tarificación a Costo Marginal de Largo Plazo

La privatización de la industria eléctrica en el Reino Unido motivó el desarrollo y análisis de metodologías para que la empresa de transmisión pudieran cobrar por el uso de su sistema. En [Calviou93] se propone la alternativa de tarificar en base a costos marginales de largo plazo.

En ese caso los precios se basan en el costo de largo plazo de nuevas instalaciones de transmisión.

La mejor forma para calcularlos es determinar la expansión óptima de la red frente a cambios de la demanda y la generación, para diversos escenarios en el largo plazo. La determinación de estos escenarios y de la expansión óptima presenta la dificultad de la necesidad de que los agentes partícipes del sistema de transmisión lleguen a un acuerdo al respecto.

Una alternativa más simple es plantear el problema como el clásico problema de transporte, considerando el flujo óptimo de potencia en MW-km por el sistema. El modelo queda representado por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Min} \sum_i \sum_j |c_{ij} * x_{ij}| \quad (2.42)$$

$$s.a \quad \sum_j x_{ij} = P_i$$

donde:

$$c_{ij} \quad \text{costo de transporte entre } i \text{ y } j \text{ (= distancia)}$$

$$x_{ij} \quad \text{flujo de } i \text{ a } j$$

$$P_i \quad \text{inyección de potencia en el nodo } i$$

A partir de la resolución del problema anterior, a través de programación lineal standard, se obtiene los multiplicadores o los precios sombra que representan los costos marginales de aumentar o disminuir la potencia transportada. Se deben fijar a priori las rutas factibles, no como la distancia física entre dos puntos, si no como caminos eléctricos posibles entre dos nodos.

Sin embargo esta forma de plantear el problema deja afuera las consideraciones respecto de los principios físicos que rigen los flujos de potencia por lo que los resultados pueden alejarse bastante de la realidad. Los cargos se realizan respecto de la barra marginal, por lo que para esta barra son cero. Aún cuando el ingreso que percibirá el transmisor no cambia, la modificación de la barra marginal cambiará la distribución de cuanto han de pagar generadores y consumos.

2.2.5 Aplicaciones Reales

Las metodologías antes descritas plantean diversas alternativas para dar solución al problema de determinación de precios para los servicios de transmisión. Algunas de estas metodologías sólo han sido probadas a nivel teórico, sin embargo, otras son parte de la regulación de la industria eléctrica en el mundo.

En el siguiente cuadro se muestra algunas de las metodologías utilizadas actualmente en los mercados eléctricos de distintos países.

Tabla 2.1 Esquemas tarifarios de la transmisión en uso en el mundo

Ítem	Argentina	Bolivia	Chile	Colombia	Perú	USA	Inglaterra y Gales
Método Base de Tarificación	Marginal de corto plazo	Marginal de corto plazo	Marginal de corto plazo	Marginal de largo plazo	Marginal de corto plazo	Wheeling, costo medio	Marginal de largo plazo
Cargos	Transener: fijado al privatizarse Licitación de nuevas líneas.	Anualidad del costo de inversión y operación de un sistema económicamente adaptado.	Anualidad del costo de inversión y operación	Se determinan cargos por inyección y retiro de modo que financien las actividades de transmisión.	Anualidad del costo de inversión y operación de un sistema adaptado.	Depende de la transacción de Wheeling MW-mile, Postage Stamp en otros casos	Costo de desarrollar, operar y mantener una red básica
Cargo Adicional	Basado en el uso del sistema	Basado en el uso del sistema	Basado en el uso del sistema: Área de Influencia	Basado en el uso del sistema	Postage Stamp	No hay	
Prorrata	Flujo máximo transmitido	Prorrata a capacidad máxima de generadores y demanda máxima de consumos	Prorrata a potencias transitadas	Prorrata en base a potencia transmitida en condiciones de máximo uso	Prorrata a potencias firmes	Transito de Potencia y energía	En base al uso estimado de las instalaciones
Quien paga	Beneficiados	Generadores Consumos	Generadores	50% Generadores 50% Consumos	Generadores	Partes contratantes	Generadores (uso) Consumos (Pérdidas)

Aún cuando muchas de las metodologías están es uso en distintos países, se han presentado problemas de implementabilidad, conflictos entre los agentes usuarios de los sistemas de transmisión y entre las empresas propietarias del mismo.

Este hecho, el que permite entender el constante y creciente interés que concita el tema, a la vez motiva el desarrollo efectuado para este trabajo.

En el capítulo siguiente se presentan estudios de simulación de algunas de las metodologías descritas con el fin de compararlas y conocer que señales arroja su utilización en un horizonte de mediano plazo.

III. EVALUACIÓN COMPARATIVA DE METODOLOGÍAS DE PAGO DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

3.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es comparar, mediante la evaluación realizada a través de simulaciones de operación de un sistema, diferentes alternativas para asignar los pagos adicionales que deben realizar los agentes para financiar un sistema de transmisión en el cual existe tarificación marginalista de corto plazo, por lo cual se requiere una compensación adicional para cubrir los costos totales del sistema de transmisión

Las metodologías evaluadas son utilizadas para estimar una prorrata o porcentaje del total a distribuir (AVNR + COYM - IT), que le corresponde pagar a cada actor definido para cada metodología como usuario del sistema de transmisión, para cada uno de los tramos del sistema.

Las metodologías evaluadas son:

- Distribución en Base a la Generación Media
- Distribución en Base Factores GSDF
- Distribución en Base Factores GGDF
- Distribución en Base Factores GLDF
- Distribución en Base al Beneficio de la Instalación para el Usuario del Sistema

En el siguiente cuadro se muestra para cada metodología quienes son los agentes responsables por el pago y cual es el criterio de prorrata.

Tabla 3.1: Metodologías evaluadas

Método	Criterio de Prorrata	Agente Responsable del Pago
Generación Media	Participación en generación	Generadores
GSDF	Flujo incremental	Generadores, menos el marginal y/o Consumos
GGDF	Flujo Total	Generadores
GLDF	Flujo Total	Consumos
Beneficio	Beneficio Económico	Generadores y/o Consumos

3.2 Sistema Adaptado

Para poder comparar las metodologías en términos de la señal que entregan a los agentes del sistema se consideró un escenario de largo plazo. Las metodologías evaluadas que se mostrarán a continuación, se aplicaron a un sistema económicamente adaptado, en un horizonte de diez años. Entendemos por económicamente adaptado, considerando como lo definen la legislaciones Chilena [Chile82], Peruana [Perú92] y Boliviana [Bolivia95], a un sistema eléctrico que permite producir y abastecer una cantidad determinada de potencia y energía al mínimo costo.

Para la determinación del sistema económicamente adaptado se utilizó un algoritmo genético con el cual, dado un plan indicativo de obras de generación y un sistema inicial de transmisión, se identificó las inversiones necesarias en nuevas instalaciones de transmisión que aseguraran la mantención del sistema en la condición de adaptado económicamente a través del tiempo.

Tal como se plantea en [Rudnick95] la idea de utilizar un algoritmo genético para la obtención de un sistema económicamente adaptado es encontrar a través de una heurística, basada en la determinación del individuo más idóneo a

través de operadores genéticos que van combinando los mejores individuos de una población para formar uno aún mejor, el óptimo global para el problema de planificación de un sistema de transmisión. El algoritmo requiere de una población inicial, que en el caso del sistema de transmisión son los planes de expansión de las instalaciones de transmisión factibles para satisfacer las condiciones de demanda en el tiempo. Luego esta población inicial se combina de forma de ir mejorando el valor de la función objetivo. Esta función corresponde a la suma de los costos de transmisión y transformación más los costos esperados de operación del sistema. La nueva población resultante se ordena para obtener a los mejores individuos los que se cruzan y se producen mutaciones para generar nuevos individuos, en este caso nuevos planes de instalaciones de transmisión. Esto se realiza en forma iterativa hasta que se obtiene la convergencia del proceso, lo que ocurre cuando todos los individuos de la población tienen el mismo código genético o ya no se obtienen mejoras de la función objetivo. Así se obtiene el sistema óptimo para el horizonte de estudio.

Los parámetros definidos inicialmente para este sistema fueron demanda máxima, crecimiento de la demanda en el horizonte de tiempo y el costo de la energía no servida para cada nodo del sistema. La demanda se modeló a través de curvas de duración, divididas en tres etapas.

Los costos de operación del sistema se obtuvieron a través de la realización de despachos óptimos para cada período, así también, se determinan los costos de energía no servida en cada etapa, y los costos e ingresos de los distintos agentes participantes.

3.3 Aplicación al SIC

El sistema de pruebas utilizado para la evaluación de las metodologías, es un sistema modelo simplificado del Sistema Interconectado Central chileno, SIC. Este sistema es longitudinalmente radial, cerca de un 75% de la capacidad instalada es hidráulica y se encuentra en el sur. Por otra parte, la demanda está fundamentalmente concentrada en el centro del sistema.

En la siguiente figura se presenta la configuración inicial del sistema de pruebas en el período uno.

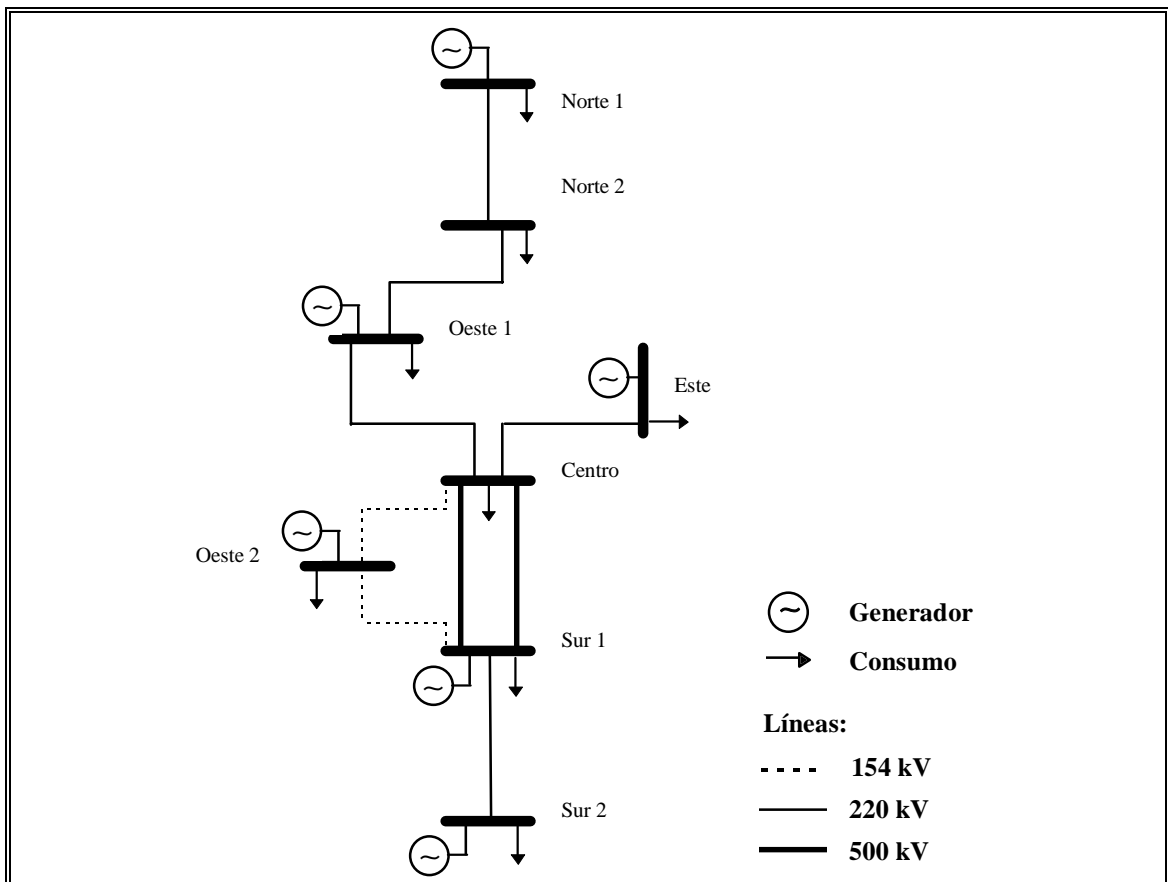


Figura 3.1 Configuración inicial del sistema de pruebas

La capacidad máxima de generación inicialmente es de 3447 MW considerando la capacidad de las centrales hidráulicas de pasada y de embalse en condición húmeda. En la Tabla 3.2 a continuación podemos ver la distribución inicial de la generación en el sistema.

Tabla 3.2 : Generación instalada inicialmente en el sistema de pruebas

Nodo	Generación MW		
	Térmica	Hidráulica Pasada	Hidráulica Embalse
Norte 1	104	-	-
Oeste 1	365	120	-
Este	155	452	-
Oeste 2	-	120	-
Sur 1	-	1149	-
Sur 2	150	332	500

En el Anexo C se muestra el plan de generación para los diez años del estudio.

La demanda máxima inicial del sistema considerada es de 2530 MW, con un factor de carga de 0,67. La Tabla 3.3 muestra la demanda máxima en cada nodo del sistema. El crecimiento anual de la demanda considerado es de un seis por ciento anual, dado que este crecimiento corresponde a la tendencia promedio de los años anteriores.

Tabla 3.3 Demanda máxima en cada nodo

Nodo	Demanda Máxima MW
Norte 1	150
Norte 2	65
Oeste 1	335
Este	650
Centro	790
Oeste 2	190
Sur 1	175
Sur 2	175
Total	2530

El sistema está constituido por líneas de transmisión en diferentes tensiones más las instalaciones de transformación asociadas a las subestaciones que deben existir en cada nodo para interconectar las líneas. En la tabla 3.4 se resumen las características de las líneas que interconectan cada tramo.

Tabla 3.4: Líneas de transmisión del sistema en el período 1

Tramo	Tensión kV	Longitud km	Capacidad MW
Norte 1 - Norte 2	220	250	280
Norte 2 - Oeste 1	220	130	280
Oeste 1 - Centro	220	105	280
Este - Centro	220	45	280
Oeste 2 - Centro	154	98	130
Oeste 2 - Sur 1	154	200	130
Centro - Sur 1	500	280	1050
Sur 1 - Sur 2	220	190	280

Las ampliaciones del sistema de transmisión que la aplicación del algoritmo genético arrojó como expansiones para los diez años de estudio se realizan en los períodos cuarto, séptimo y octavo. En la Tabla 3.5 se pueden ver las características de las nuevas instalaciones.

Tabla 3.5 Características de las nuevas instalaciones

Periodo de Entrada	Tramo	Tensión kV	Longitud km.	Capacidad MW
4	Oeste 1 - Este	220	90	280
7	Centro - Sur 1	500	280	500
7	Sur 1 - Sur 2	500	190	500
8	Norte 2 - Oeste 2	154	400	130

Así la configuración del sistema, obtenida por el algoritmo genético, para los diez años de estudio se muestra en el esquema de la Figura 3.2.

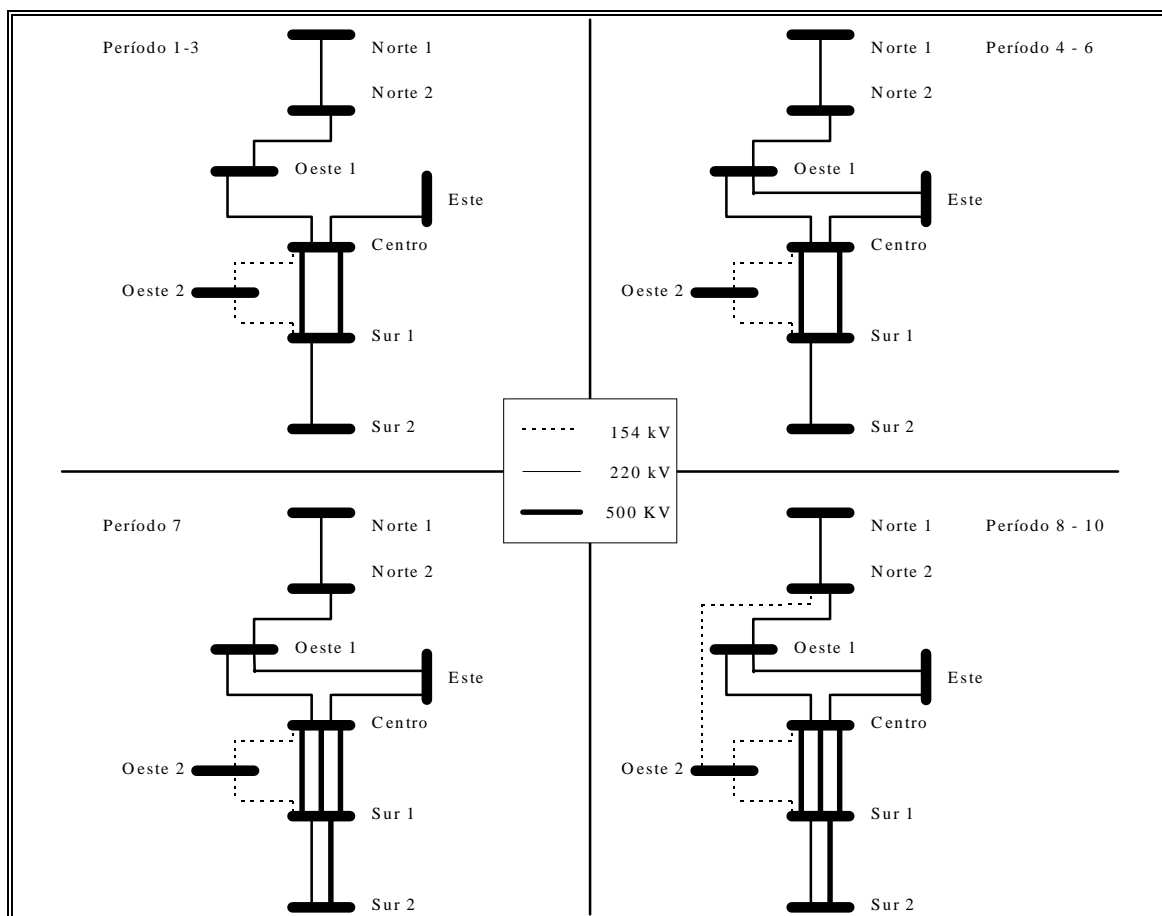


Figura 3.2 Configuración del sistema de pruebas en el horizonte de estudios

De la simulación de la operación económica del sistema se obtiene la magnitud correspondiente al ingreso marginal correspondiente al sistema de transmisión, el cual se ha definido en la legislación chilena como ingreso tarifario (IT).

Las metodologías evaluadas tienen por objetivo financiar la parte del costo de las instalaciones del sistema de transmisión que no es cubierta por el ingreso marginal para completar su anualidad de valor de nuevo reemplazo y su costo de operación y mantenimiento (AVNR + COYM).

Se conoce el valor de AVNR+COYM de cada instalación del sistema, valores que fueron empleados en la determinación del sistema económicamente

adaptado óptimo. A este valor se le descontó el valor de ingreso tarifario resultante de la situación de costos marginales en condiciones de demanda máxima para la potencia, y de demanda máxima, media y baja para la energía, en la condición hidrológica media. El gráfico de la Figura 3.3 muestra los valores de IT y de AVNR+COYM del sistema de transmisión.

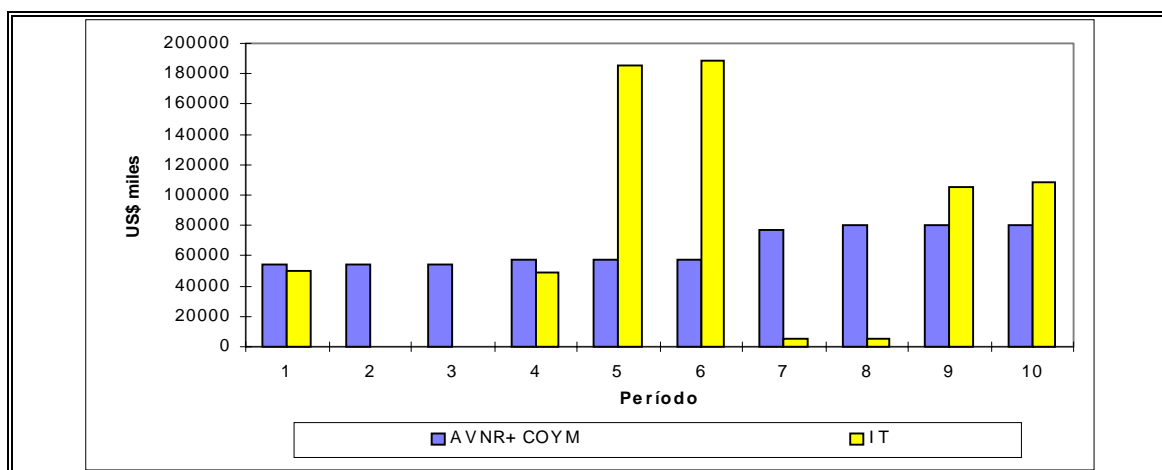


Figura 3.3 Ingresos tarifarios y anualidades de valor de nuevo reemplazo y costos de operación y mantenimiento

La figura 3.3 muestra una situación fuera de lo común para los períodos de cinco, seis, nueve y diez, en los que el IT total es mayor que los valores de AVNR+COYM de las instalaciones. Esto se produce puesto que se producen situaciones de congestión en las líneas que provocan que el sistema enfrente costos marginales distintos aguas arriba y aguas abajo de la instalación saturada con lo cual ésta se ve enfrentada a una diferencial de costos marginales entre ambos extremos muy significativa que genera el sobreingreso tarifario. Este es el caso de las líneas Oeste 2 - Sur 1 y Centro - Sur 1 en los períodos cinco y seis, y de las líneas Este - Centro y Sur 1 - Sur 2 en los períodos nueve y diez. En el Anexo D se presenta el detalle, por línea y por año, de los valores de AVNR + COYM e ingresos tarifarios para cada instalación del sistema.

Para la realización de los cálculos de valor complementario a pagar, en este trabajo, se optó considerar a cada instalación por separado y que los excesos de ingreso tarifario en alguna de ellas no serían pagados por los agentes, ni tampoco utilizados para financiar otras instalaciones del sistema. Es por esto que aún cuando en los períodos quinto, sexto, noveno y décimo la suma de los ingresos tarifarios alcanza a financiar la suma de anualidades y la excede, al hacer las estimaciones para cada línea el valor complementario a pagar es positivo en todos los periodos. Este es el valor que se distribuye de acuerdo a las diferentes metodologías en estudio. En la Figura 3.4 se muestran los valores del peaje que se distribuirán.

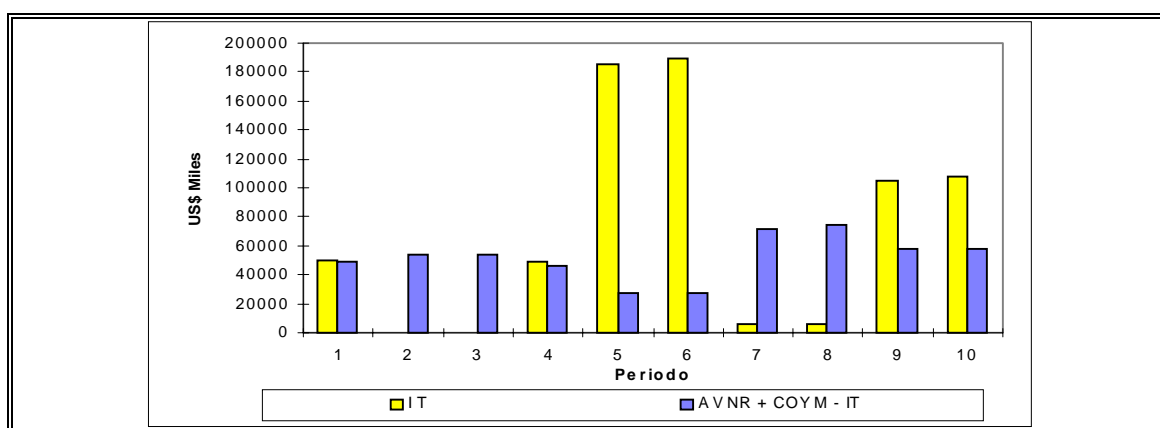


Figura 3.4 Ingresos tarifarios y peajes

En la siguiente tabla se resume los valores totales de AVNR + COYM y de IT para todo el sistema en el horizonte de estudio.

Tabla 3.6: AVNR, COYM e IT del sistema (miles US\$)

Período	IT	AVNR+ COYM	AVNR + COYM - IT
1	49712,29	54385,75	48974,41
2	1,17	54385,75	54384,58
3	1,97	54385,75	54383,78
4	49268,24	57395,29	45995,09
5	185704,29	57395,29	27703,27
6	188968,77	57395,29	27734,94
7	5476,48	76901,58	71425,09
8	5397,93	80257,17	74859,24
9	105279,11	80257,17	58222,29
10	108160,77	80257,17	58266,48

3.4 Distribución en Base a la Generación Media

La primera metodología evaluada considera el la distribución del cargo complementario en base a la generación media. Así con esta metodología los responsables por el pago del sistema de transmisión son todos los generadores que inyectan su potencia y energía en los nudos del sistema de transmisión estudiado.

Esta forma de repartir el pago adicional es similar a la metodología de Postage Stamp, pero no se basa en una medida independiente puesto que la generación media estimada busca identificar la participación de cada generador en la generación total del sistema.

Para la estimación de prorrata en base a potencia media generada se realizaron despachos óptimos considerando niveles de demanda del sistema, alto, medio y bajo, y tres condiciones hidrológicas. Para cada una de las tres hidrología se

obtuvo niveles de potencia de cada generador en los casos de demanda baja, alta y media. Cada uno de estos valores fue ponderado por un factor correspondiente con el tiempo de duración de esos casos en la curva de carga. Luego se promedió los valores de las tres hidrologías en forma simple, con el supuesto implícito de igual probabilidad de ocurrencia de las tres hidrologías y se obtuvo la generación media de cada nodo del sistema para cada periodo.

Las generaciones medias así calculadas se presentan en la Figura 3.5.

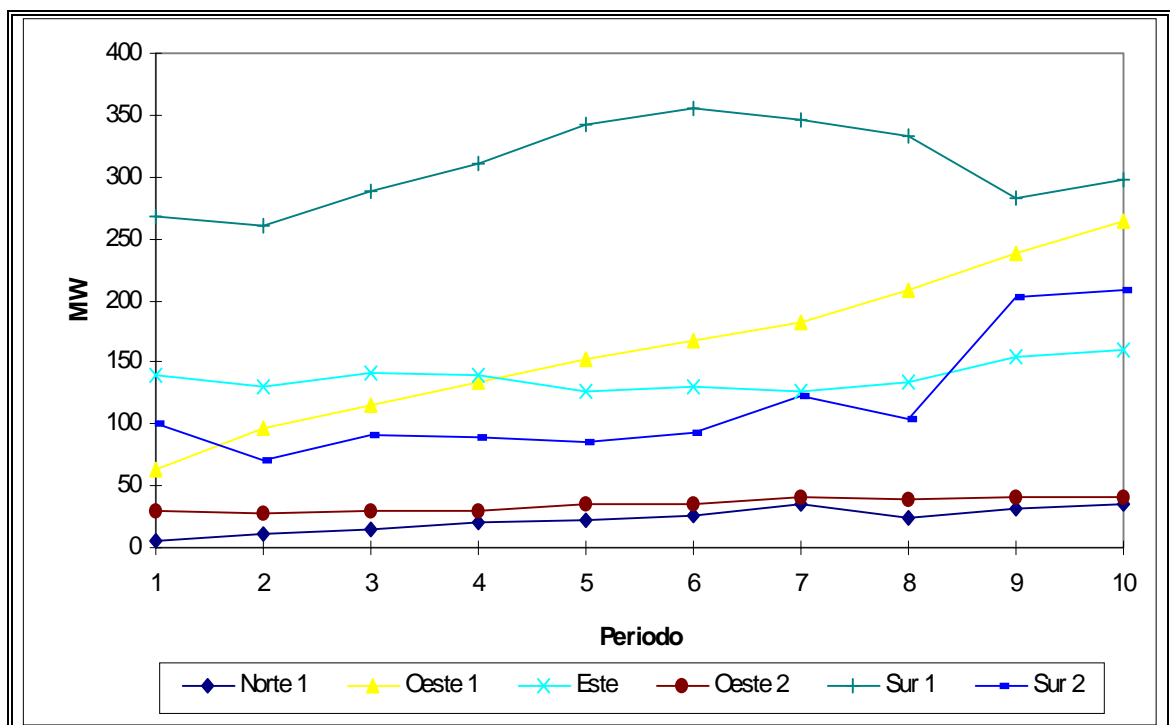


Figura 3.5: Potencia media generada en cada nodo

En el Anexo G se presenta una tabla con los valores de generación media por nodo para cada período.

Calculados los valores de generación media anual se determinó una prorrata fija para cada generador de la siguiente forma, los cuales se presentan en la Figura 3.6:

$$Prorrata_i = \frac{Gen. Media_i}{\sum_g Gen. Media_g} \quad (3.1)$$

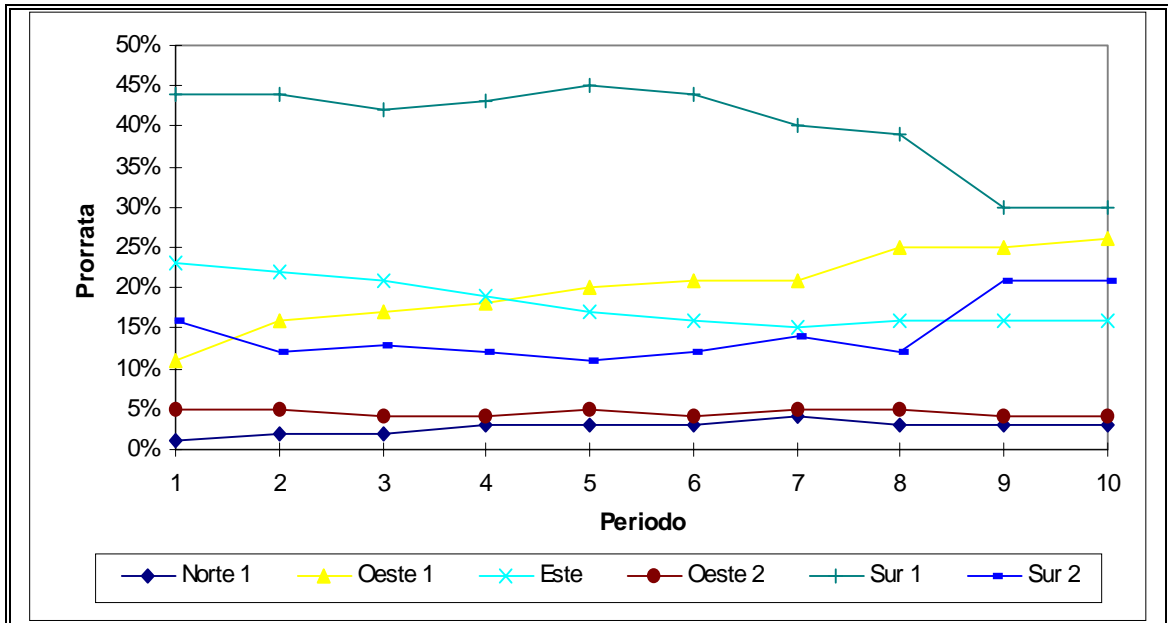


Figura 3.6: Prorrata en base a la potencia media generada en cada nodo

En el Anexo F se presentan los valores de las prorratas.

Las prorratas se aplicaron a la suma total de AVNR+COYM - IT para el sistema completo, calculándose el peaje correspondiente a cada nodo generador. En el gráfico de la Figura 3.7 se muestran estos peajes, los valores en detalle se presentan en el Anexo F.

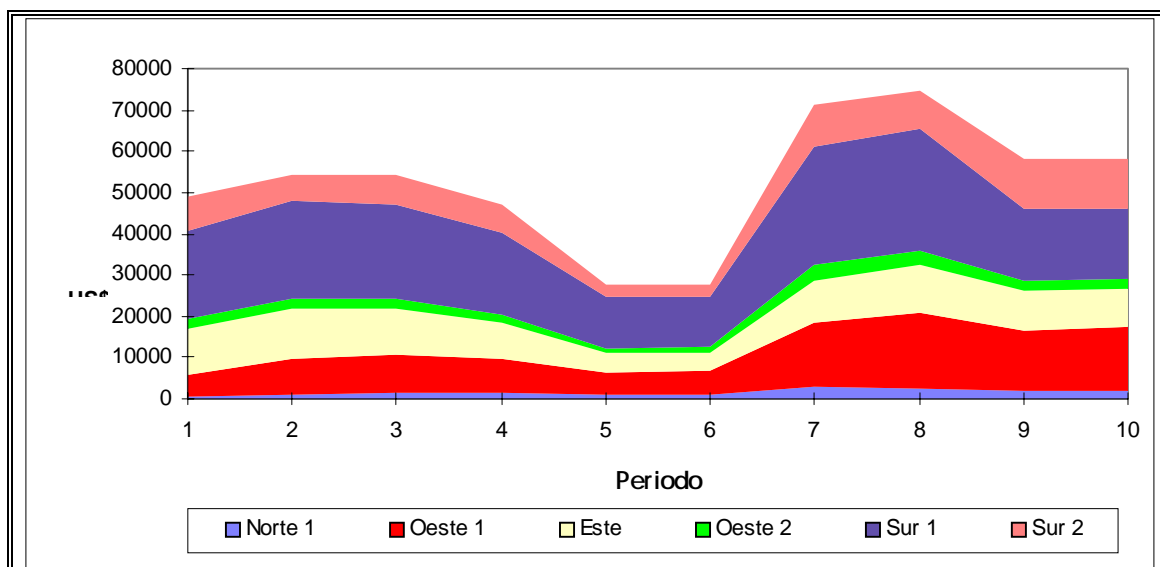


Figura 3.7: Peajes a partir de prorrata en base a generación media

Dado que con esta forma de prorratar los costos del sistema de transmisión no se diferencia una prorrata para cada línea del sistema se tomó en su conjunto, para el análisis de una línea en especial basta tomar el valor de peaje a prorratar para esa línea y repartirlo entre los generadores del sistema.

Este método no discrimina quienes utilizan una instalación determinada, ni cuanto uso hacen de ella. Dado que depende de cuanto participa un generador en promedio en la producción global de energía en el sistema, en la medida que esta generación media sea estable en el tiempo, la prorrata calculada a partir de ella también se mantendrá estable en el tiempo. Por otra parte dado que la operación es la resultante de despachos óptimos, o sea que la generación de cada agente es la que minimiza el costo de operación del sistema, los generadores que lo hacen con costo más bajo tendrán una participación mayor en la generación total del sistema. Esta metodología asigna un pago mayor a aquellos que participan en promedio más que otros en la generación del sistema, dado que estos son los de costo más bajo. La forma de distribuir el peaje planteada por esta metodología no entrega señales para la instalación de generación.

3.5 Peaje calculado en Base a Prorrata Con Factores GSDF

Aún cuando esta metodología puede aplicarse tanto a generadores como a consumos se evaluó haciendo responsables del pago del sistema de transmisión sólo a los generadores que inyectan su potencia en los nudos del sistema de transmisión estudiado. Estos factores relacionan un cambio de flujo de potencia en una línea respecto de la variación de inyección de potencia en un nudo, con lo cual a través de ellos se tiene una medida de cuanto afecta la inyección de un generador en el flujo.

Los factores de distribución de cambios en la inyección de potencia se calcularon en base a la impedancia equivalente de los distintos caminos eléctricos que representan las instalaciones de transmisión entre dos nodos de acuerdo con la ecuación 2.28. Como para este cálculo es necesario conocer el nodo de generación marginal, previo al cálculo fue necesario realizar los despachos óptimos por período. En la determinación del sistema económicamente adaptado se utilizaron tres condiciones hidrológicas posibles seca, media y húmeda, sin embargo para la determinación de los factores se consideró sólo la condición de hidrología media y el nivel de demanda máxima para la realización de los despachos óptimos con el fin de simplificar los cálculos dada la dependencia de los factores de las condiciones de operación del sistema, especialmente de la barra marginal resultante para cada despacho. Se tomó la condición de demanda máxima con el fin de estimar la participación de cada generador en condiciones de máxima exigencia para el sistema de transmisión. Para este efecto se utilizó el programa de despacho óptimo Juanac [Rivier89].

A partir de los resultados de los flujos de potencia óptimos se identificó el nodo marginal de cada caso. En el Anexo G se muestra el nodo marginal resultante para cada período. Conocido este, para el cual el factor GSDF se define como 0, se calcularon los factores correspondientes a los restantes nodos de generación.

Se define y calcula la participación $R_{i-k,b}$ del nodo b en el flujo F_{i-k} de la línea i-k como:

$$\begin{cases} R_{i-k,b} = A_{i-k,b} * F_{i-k}; & Si A_{i-k,b} * F_{i-k} > 0 \\ R_{i-k,b} = 0; & Si A_{i-k,b} * F_{i-k} \leq 0 \end{cases} \quad (3.2)$$

Lo que equivale a la parte del flujo de la línea i-k que corresponde al generador b. Donde $A_{i-k,b}$ es el factor de participación. La participación del generador es considerada sólo cuando su aporte es en el mismo sentido que el flujo por la instalación de lo contrario la participación es nula. La prorrata correspondiente a esta participación se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Prorrata}_{i-k,b} = \frac{R_{i-k,b}}{\sum_b R_{i-k,b}} \quad (3.3)$$

La definición respecto de a quien corresponde pagar que es determinada por la ecuación 3.2 es equivalente a la que determina la aplicación de área de influencia que se utiliza en Chile. Sin embargo la prorrata que se está utilizando en este caso difiere del sistema chileno puesto que éste considera una prorrata en base a la potencia máxima transitada por cada usuario.

Los valores de prorrata se multiplicaron por los valores de AVNR+ COYM - IT de la Tabla 3.6, para obtener los valores de peaje de cada nodo. En el Anexo H se presentan los valores de las prorratas para cada generador correspondiente a cada instalación del sistema para los diez años de estudio. En el mismo Anexo H también se encuentran los valores de los peajes que resultan al aplicar los valores de prorrata a los valores de AVNR+ COYM - IT de cada instalación. En la figura 3.8 se puede ver los valores de peaje resultantes que debe pagar cada generador durante los diez años. En el Anexo H se muestra el detalle para cada tramo del sistema de los valores de estos peajes.

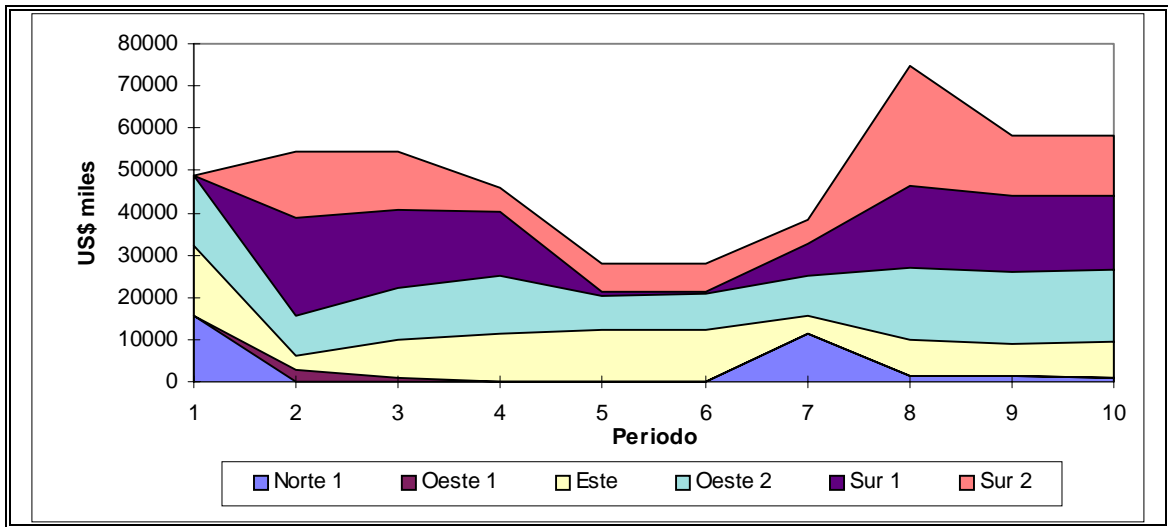


Figura 3.8 Peaje calculado en base a prorrata con factores GSDF

En la figura 3.9 se ve como se distribuyen los pagos totales de los generadores en términos porcentuales.

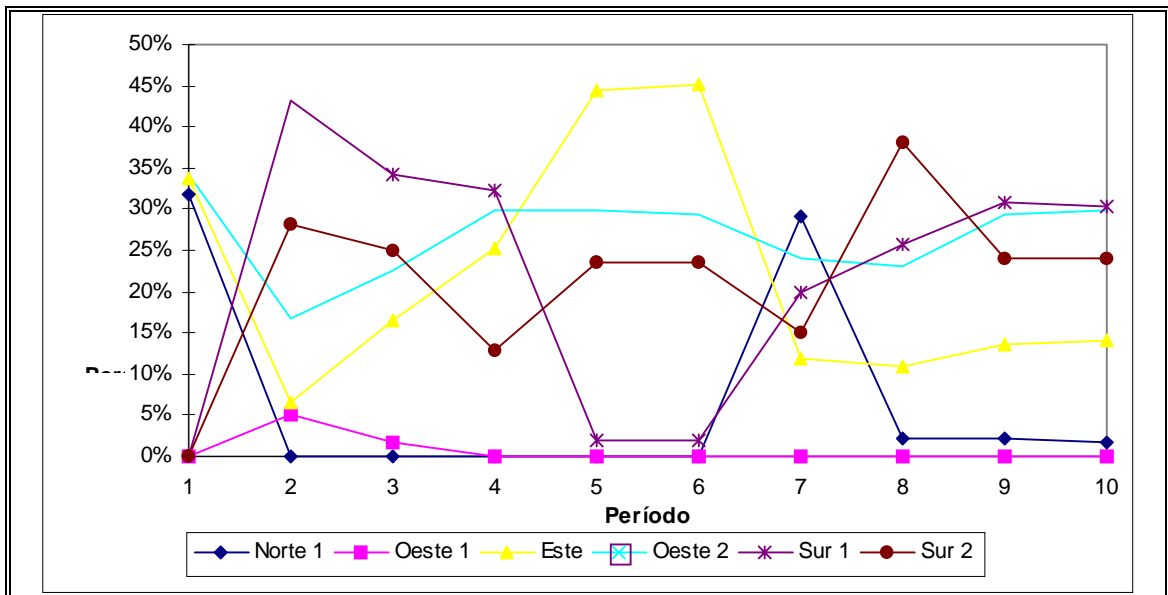


Figura 3.9 Proporción porcentual del pago que realiza cada generador

El porcentaje que le corresponde pagar del total a cada generador es bastante variable entre un año y otro. Esto se explica puesto que el valor del factor que determina la prorrata depende de las condiciones de despacho de los generadores. Ya el hecho que exista dependencia de la barra marginal y que esta cambie en el horizonte de estudio impone una variabilidad intrínseca al método. Por otra parte, por definición, la barra marginal no participa del financiamiento del sistema de transmisión lo cual para la implementación de esta metodología en un sistema real, se tendría que definir criterios adicionales para tratar al o a los generadores marginales, dado que la barra marginal puede cambiar constantemente.

3.6 Peaje Calculado en Base a Prorrata Con Factores GGDF

Con el peaje calculado en base a esta metodología los responsables por el pago del sistema de transmisión, nuevamente son todos los generadores que inyectan su potencia en nudos del sistema de transmisión estudiado.

Los factores GGDF relacionan el flujo total de potencia en una línea i-k con la potencia inyectada por un generador en una barra g del sistema. Para el sistema estudiado se calcularon los factores generalizados de generación (GGDF) a partir de los factores GSDF en base a las ecuaciones 2.31 y 2.32 del capítulo anterior, y de las generaciones de cada nodo G_g . Dado que los factores son independientes del nodo marginal, sólo se necesitó conocer como datos adicionales para el cálculo de los factores y luego de la participación de cada generador, la generación de cada nodo G_g , y el valor y sentido del flujo por cada línea del sistema F_{i-k} . Esto también se obtuvo de los resultados de flujos de potencia óptimos por período, realizados en condiciones de hidrología media y con nivel de demanda máxima. Para este efecto se utilizó el programa de despacho óptimo Juanac [Rivier89].

Se calculó la participación de cada nodo g en el flujo de la línea i-k como se indica en la ecuación 2.33, es decir considerando participación positiva sólo para aquellos generadores para los que el factor tiene el mismo signo que el flujo de la línea, en caso contrario se considera que la participación es 0 y no se le incluye en la prorrata.

Los valores anteriores de prorrata se multiplicaron por los valores de AVNR+ COYM - IT de la Tabla 3.6, para obtener los valores de peaje de cada nodo generador con la metodología propuesta. Los valores obtenidos mediante esta metodología pueden observarse en la Figura 3.10.

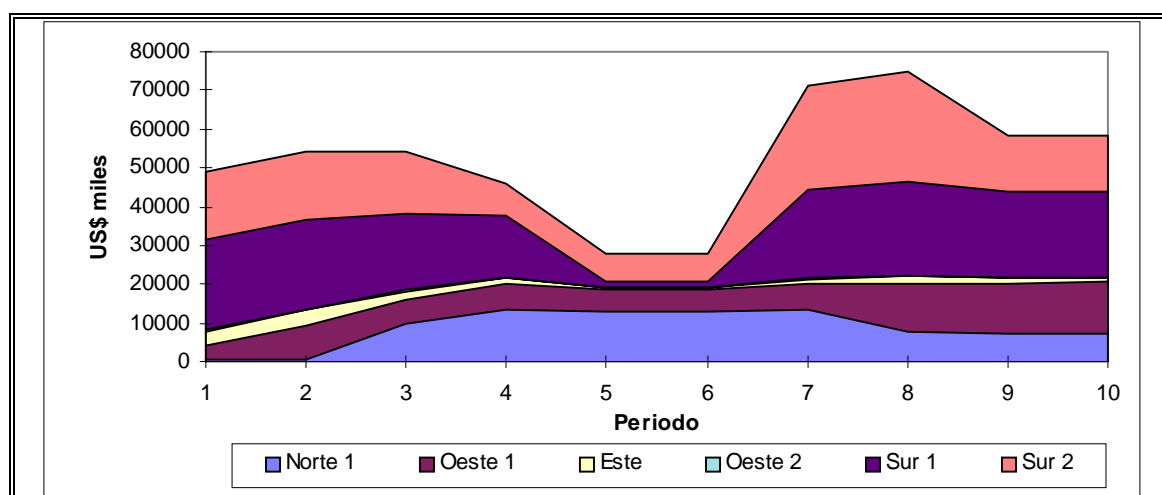


Figura 3.10 Peaje calculado en base a prorrata con factores GGDF

Los valores mostrados anteriormente pueden expresarse para cada generador como porcentaje del total a pagar. En la Figura 3.11 es posible ver estos valores porcentuales. Para fines de comparar la metodología con las metodologías expuestas anteriormente se presentan los resultados para el sistema completo. Sin embargo los cálculos se realizaron instalación por instalación, para cada año de estudio. En el Anexo I se presenta el detalle de prorrata y peaje a pagar por cada generador para cada línea del sistema.

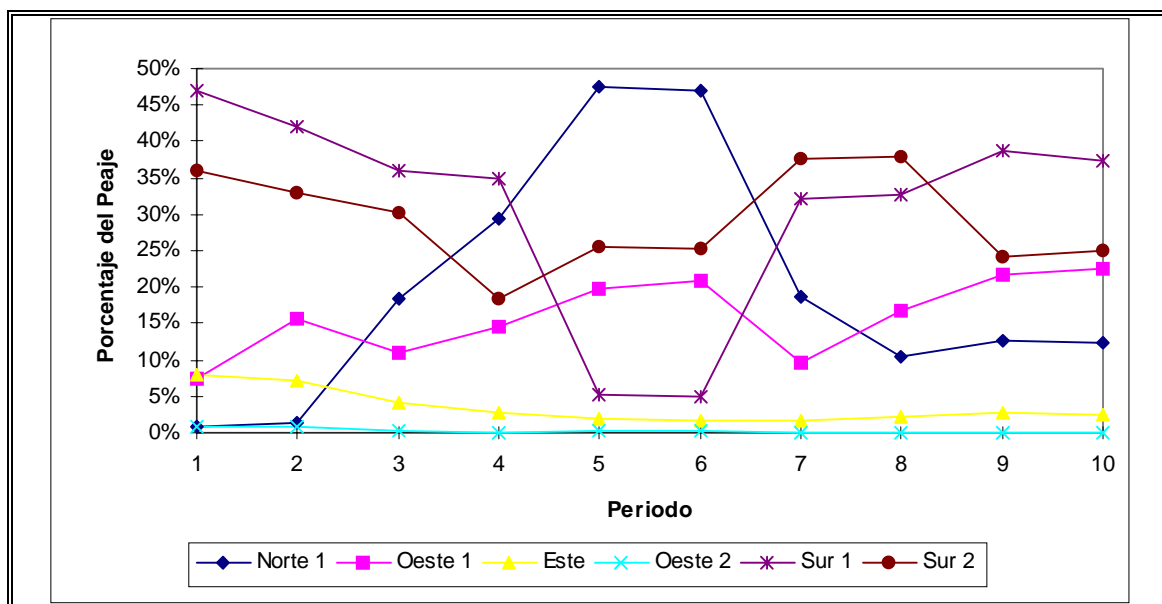


Figura 3.11 Porcentaje pagado por cada generador en base a prorrata con factores GGDF

En este caso los pagos que realizan los generadores resultan más estables en el tiempo que los calculados mediante la metodología que utiliza factores GSDF. Sin embargo, recordando además que en el sistema se produce congestión en la línea Centro - Sur 1, en los periodos cinco y seis, la participación de los generadores que inyectan en Sur 1 y Sur 2 encuentra esa restricción para su flujo hacia el norte, con lo cual sus participaciones en los flujos por las líneas Norte 1- Norte 2, Norte 2 - Oeste 1, Oeste 1 - Este y Este - Centro se hace cero y sus pagos se disminuyen en comparación con los de los años anteriores y posteriores. No resulta evidente de los resultados obtenidos, qué señal perciben los generadores al enfrentarse a estos pagos.

3.7 Peaje Calculado en Base a Prorrata Con Factores GLDF

El cálculo del peaje basándose en los factores generalizados de carga es una metodología con la cual el financiamiento del sistema de transmisión es de responsabilidad de los consumidores que se sirven del sistema de transmisión para satisfacer la potencia y energía que demandan en cada uno de los nodos del sistema de transmisión estudiado.

Estos factores relacionan el flujo de potencia total en una línea i-k con la carga del consumo de una barra j del sistema. Los factores generalizados de carga GLDF se calcularon a partir de los factores GSDF del punto 3.5 de este capítulo, en base a las ecuaciones 2.35 y 2.36 que los describen, a la información de carga L_j por periodo, para cada nudo del sistema y de los resultados de los flujos de potencia óptimos de cada periodo con los cuales se conoció el flujo por cada línea F_{i-k} .

Esto también se obtuvo de los resultados de flujos de potencia óptimos por período, realizados en condiciones de hidrología media y con nivel de demanda máxima. Para este efecto se utilizó el programa de despacho óptimo Juanac.

Se calculó la participación de cada nodo j en el flujo de la línea i-k como se indica en la ecuación 2.37, es decir considerando participación positiva sólo para aquellos consumos para los que su factor tiene el mismo signo que el flujo de la línea, en caso contrario se considera que la participación es 0 y no se le incluye en la prorrata.

Los valores de la prorrata se multiplicaron por los valores de AVNR+COYM-IT de la Tabla 3.6, para obtener los valores de peaje para cada consumo. Esto se realizó para cada una de las líneas del sistema y para cada año del horizonte de estudio. Sin embargo para fines comparativos en la Figura 3.12 se representa gráficamente el peaje que le corresponde pagar a cada consumo por el total del sistema y en la Figura 3.13 el pago porcentual respectivo.

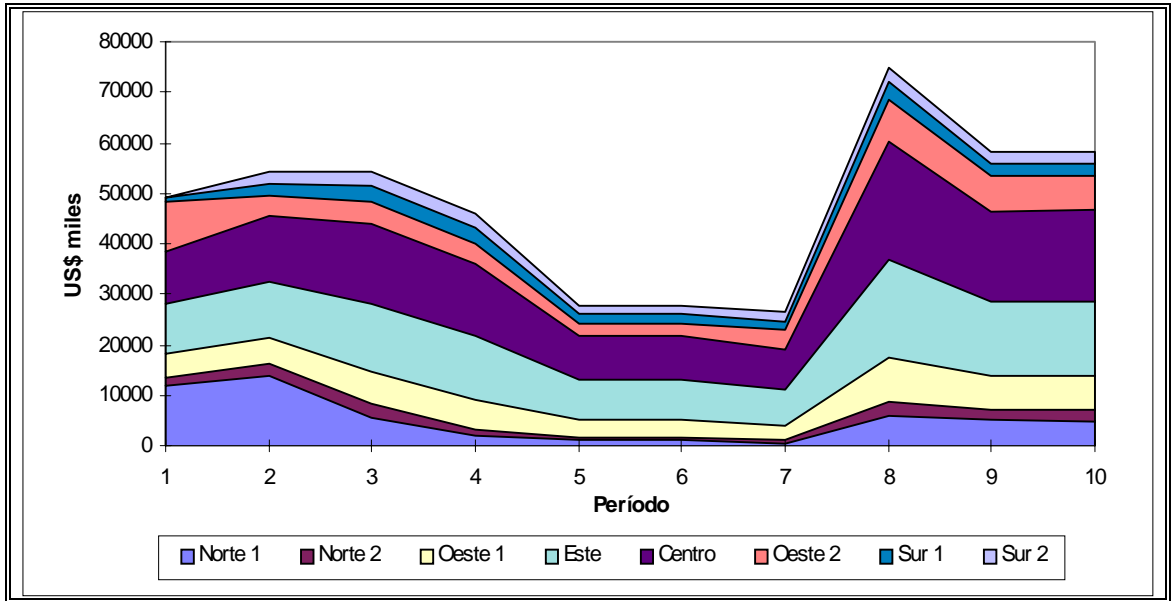


Figura 3.12 Peaje calculado en base a prorrata con factores GLDF

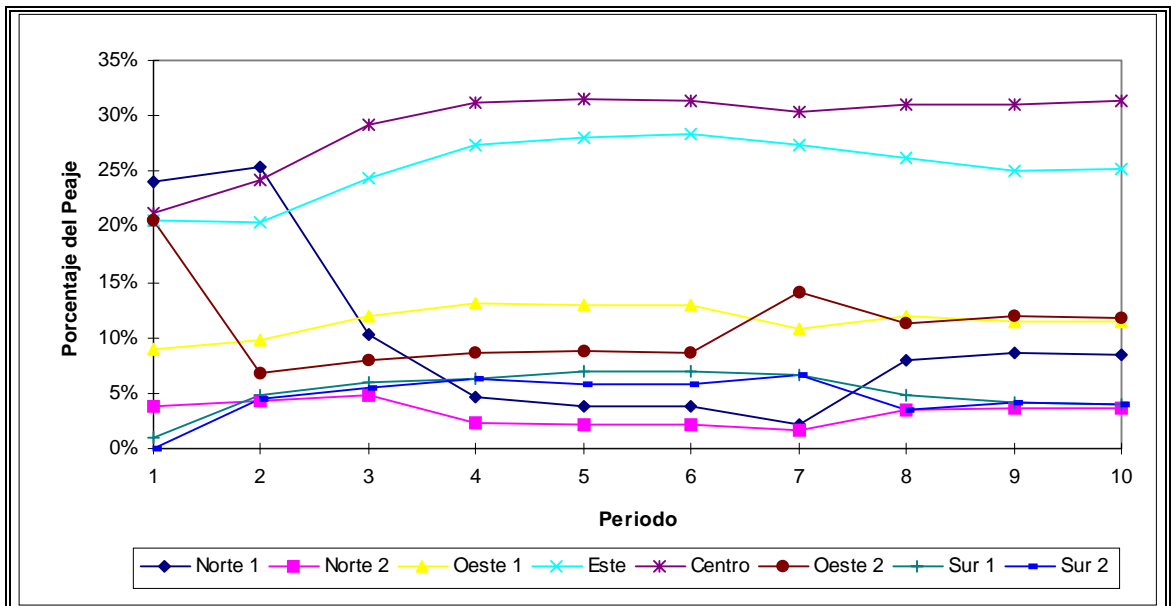


Figura 3.13 Pago porcentual calculado en base a prorrata con factores GLDF

En el Anexo J se presenta el detalle por línea, tanto para las prorratas como para los valores de peaje correspondiente a cada consumo del sistema.

Con esta metodología los consumos ubicados en los nodos Este, Centro, Oeste 1 y Norte 2 pagan un porcentaje del peaje total relativamente invariable en el tiempo. Lo mismo ocurre a partir del tercer período con los consumos de los nodos Sur 1 y Sur 2. Dado que todos los consumos del modelo de evaluación empleado crecen en la misma magnitud a lo largo del horizonte de estudio, la relativa estabilidad de sus pagos es justificada. Sin embargo para el resto de los consumos sus pagos no son tan estables en el tiempo dado que la prorrata para cada línea del sistema también varía a lo largo del horizonte de estudio de en relación a la condición de operación del sistema, por lo que varía la forma en que los consumos son abastecidos en términos de la proporción de potencia que reciben desde cada nodo donde es inyectada.

3.8 Prorrata en Base el Beneficio de Cada Usuario del Sistema

Para ilustrar la metodología del beneficio se retiró una línea del sistema de transmisión y se evaluó el impacto de esta acción sobre los agentes del sistema. Dado que el sistema debía seguir satisfaciendo la demanda, en todo el horizonte de estudio, con y sin la instalación se escogió la línea Oeste 2- Centro, puesto que esta era la única línea que permitía ser removida del sistema y continuar satisfaciendo la demanda sin necesidad de introducir generación local en algunos de los nodos del sistema, lo que constituía un ejercicio de planificación y evaluación de alternativas que escapaba a los objetivos de este trabajo.

La valoración del método de beneficio se obtuvo calculando la utilidad operacional de cada generador y el costo para cada consumo en las condiciones del caso base. Luego se retiró del sistema la línea indicada, manteniéndose las restantes condiciones de configuración del sistema y de nivel de demanda, constantes. Bajo este nuevo esquema se realizaron los despachos económicos para determinar la inyección de cada generador y se calcularon nuevamente las utilidades de cada generador y el costo para cada consumo. En el Anexo K se muestran las utilidades de generadores y costos de consumidores tanto para el caso base como para el caso en que se ha retirado la línea Oeste2 - Centro.

El beneficio se mide como la diferencia entre las utilidades de un generador con la existencia de la línea y las utilidades sin la existencia de ella. Si el valor es positivo el generador se beneficia de la existencia de la línea, si el valor es negativo no se beneficia y se le asignará un porcentaje cero en cálculo de la prorrata para esa línea determinada. En la figura 3.14 es posible ver los beneficios, para los generadores en cada uno de los períodos de estudio.

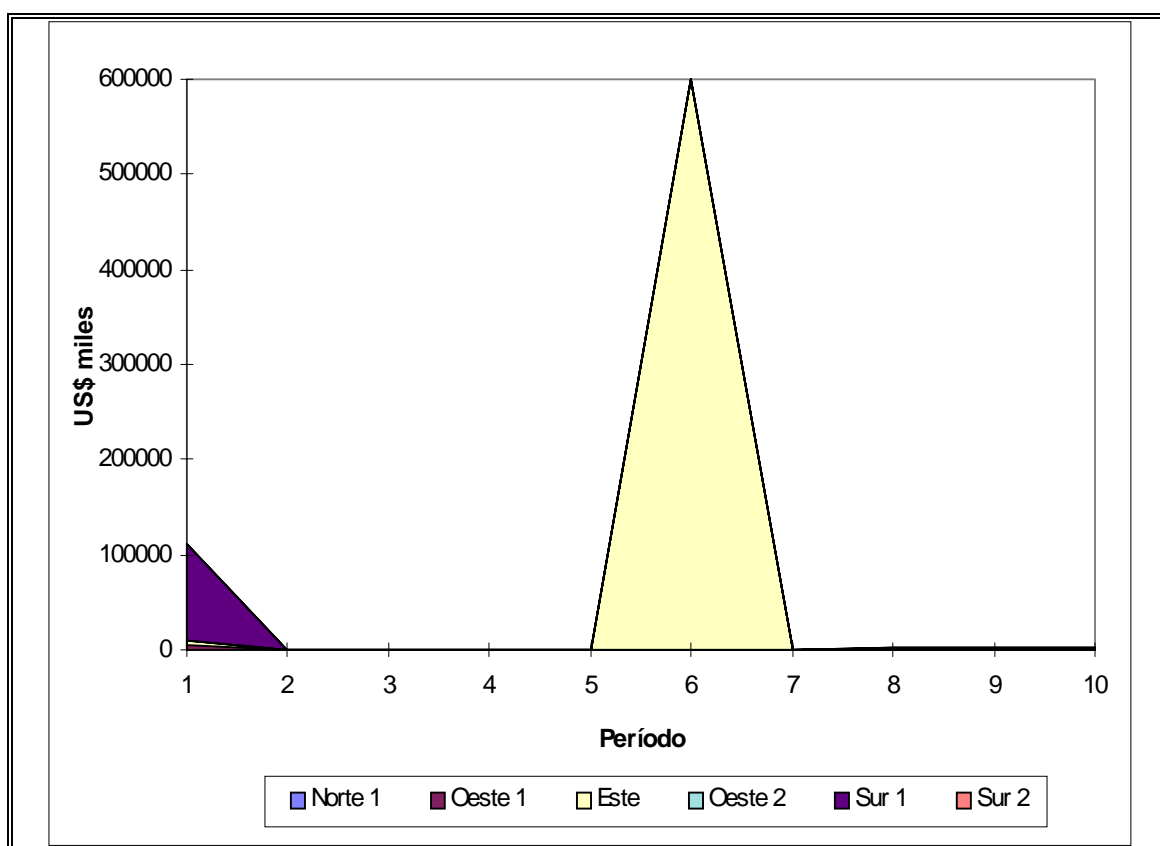


Figura 3.14: Beneficio de los generadores

En el caso de los consumos el beneficio se mide como la diferencia entre el costo que debe pagar el consumidor por la energía demanda con la existencia de la línea y el costo que pagaría en caso de no existir la misma. Si el valor es positivo el consumidor se beneficia de la existencia de la línea, si el valor es negativo no se

beneficia y se le asigna un porcentaje cero en la prorrata por esa línea determinada. En la figura 3.15 se muestra los beneficios para los consumidores en cada uno de los períodos de estudio.

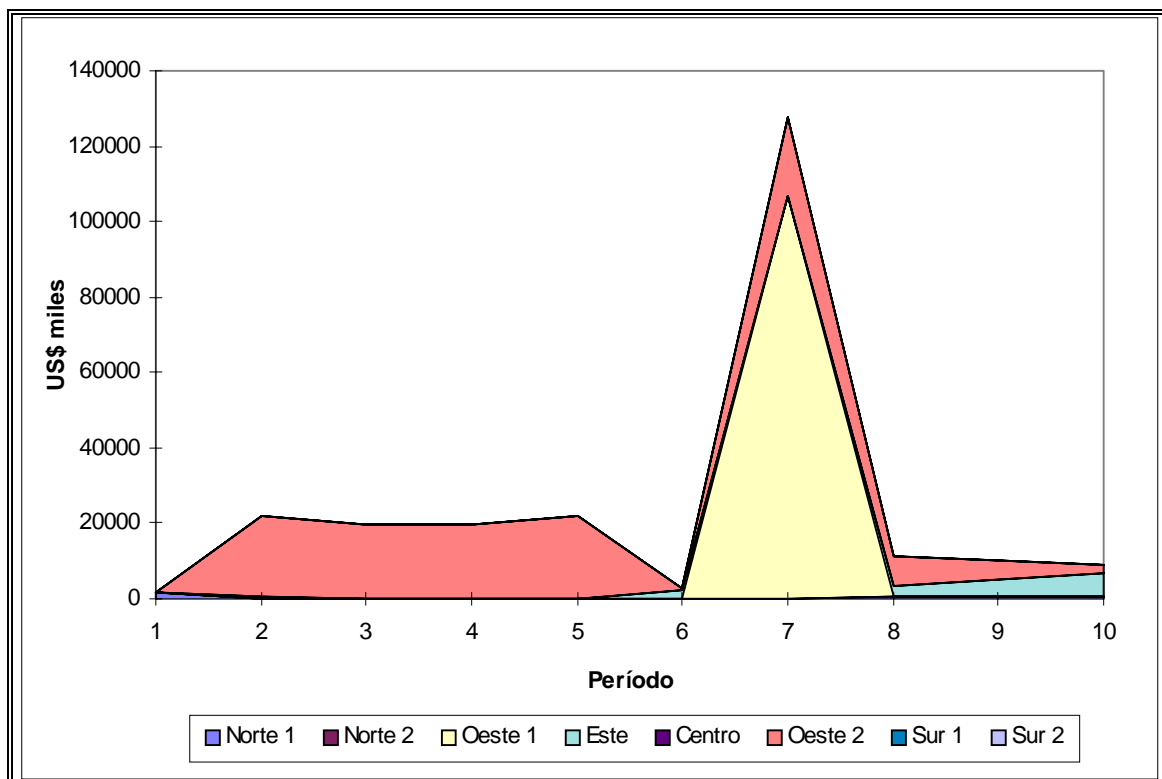


Figura 3.15 Beneficio de los consumidores

Se presentan tres alternativas para distribuir el peaje por esta instalación:

1. Prorratear entre los generadores y consumidores en base al beneficio que representa para los actores del sistema como un todo, mayores utilidades más menores costos, distribuyendo el costo de la instalación de transmisión entre todos.

2. Prorratear sólo entre los generadores considerando sólo el beneficio de sus mayores utilidades, distribuyendo el costo de la instalación de transmisión entre ellos.
3. Prorratear sólo entre los consumidores considerando sólo el beneficio de sus menores costos, distribuyendo el costo de la instalación de transmisión entre ellos.

Para cada una de las tres alternativas se sumaron los beneficios de los agentes del sistema que eran responsables por el pago del cargo complementario, para cada uno de los diez periodos de estudio, obteniéndose valores distintos de beneficio total a considerar para el cálculo de las prorratas. En la Tabla 3.7 se resume el beneficio total para los agentes del sistema por la existencia de la línea Oeste 2 - Centro.

Tabla 3.7 Beneficio total para generadores, consumos y para ambos

Período	US\$ miles		
	Generadores y Consumos	Sólo Generadores	Sólo Consumos
1	113103	111578	1525
2	22182	0	22182
3	19922	20	19902
4	19465	50	19415
5	21689	21	21668
6	602975	600000	2975
7	127987	271	127716
8	12917	1448	11469
9	11449	1503	9946
10	10716	1681	9035

3.8.1 Peaje Asignado entre Generadores y Consumidores para la línea Oeste 2 - Centro

En este primer caso se distribuyó el costo de la línea Oeste2 - Centro entre generadores y consumos. En la Figura 3.16 es posible ver el porcentaje que corresponde a cada agente pagar anualmente. En la Figura 3.17 se muestra el valor de peaje que debe pagar cada agente.

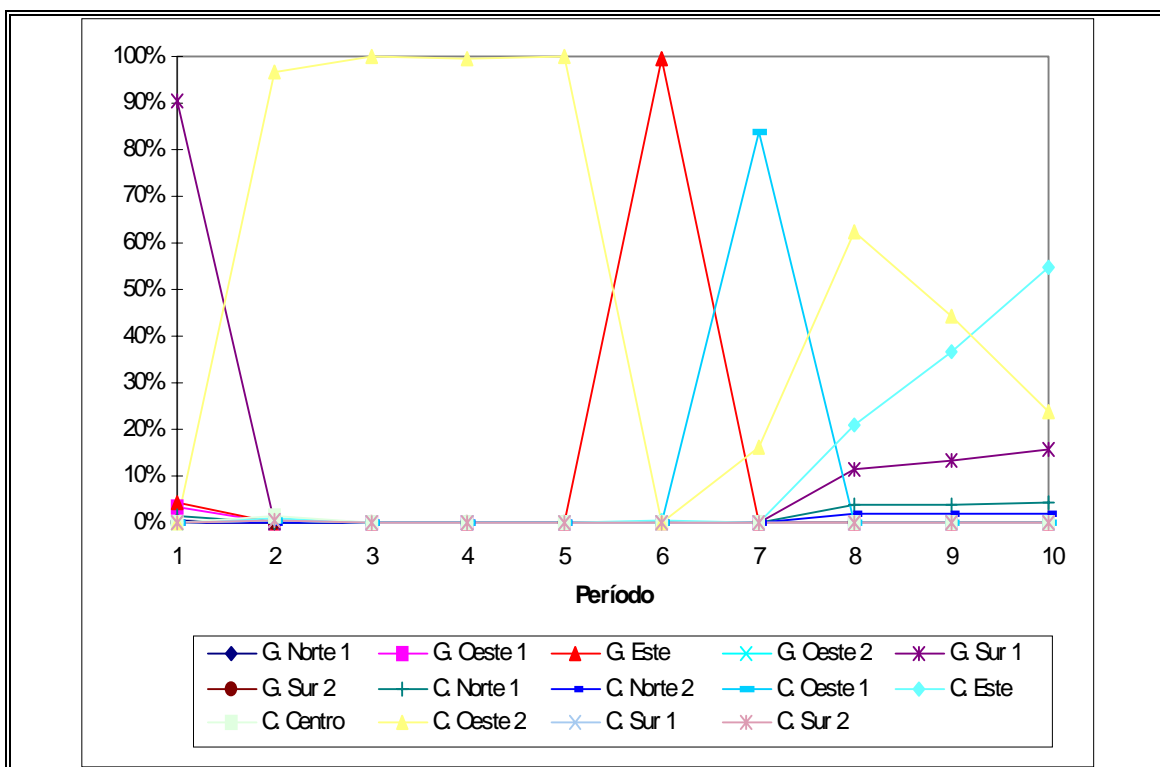


Figura 3.16 Porcentaje a pagar en base al beneficio de generadores y consumos

En el Anexo L se detalla la prorrata asignada a cada agente para cada año de estudio.

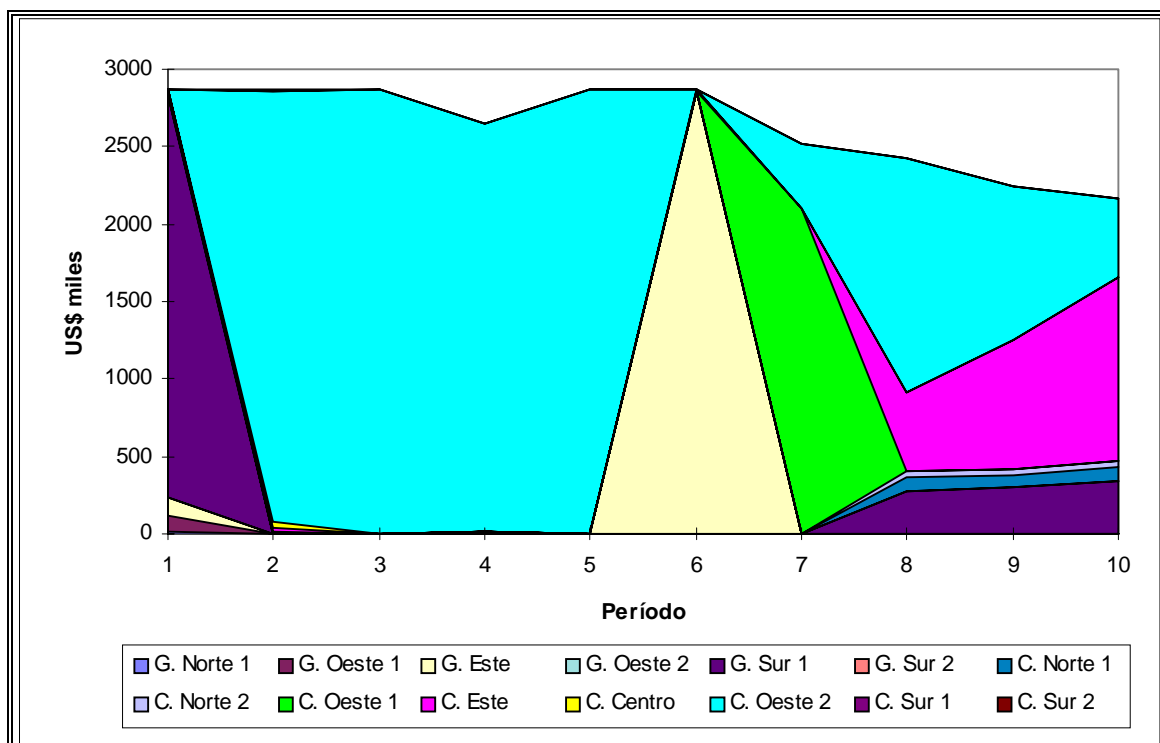


Figura 3.17 Peaje calculado en base al beneficio de generadores y consumos

En el Anexo M se resumen los pagos de peaje correspondientes a cada agente para cada año del horizonte de estudio.

Observando las figuras 3.16 y 3.17 es posible ver que en este caso los consumos son los más beneficiados por la existencia de esta línea por lo que es conveniente analizar por separado y establecer prorratas para generadores y consumos en forma independiente, lo cual además permitirá comparar esta metodología con las mostradas anteriormente en las que se asigna el cargo complementario a uno u otro.

3.8.2 Peaje Asignado entre Generadores para la línea Oeste 2 - Centro

En este caso se prorrató el peaje total en base sólo a los beneficios que los generadores perciben por la existencia de la línea Oeste2 - Centro. En la Figura 3.18 se muestra los porcentajes que corresponde financiar a cada generador y en la Figura 3.19 se muestra el peaje que le corresponde a cada generador.

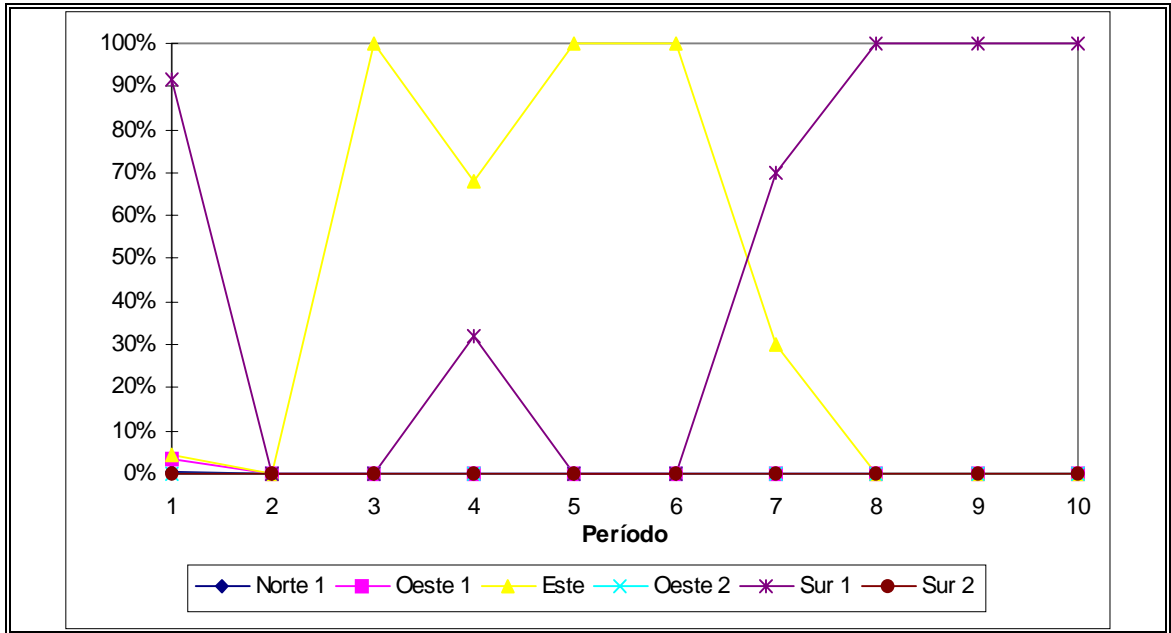


Figura 3.18 Porcentaje a pagar en base al beneficio de generadores

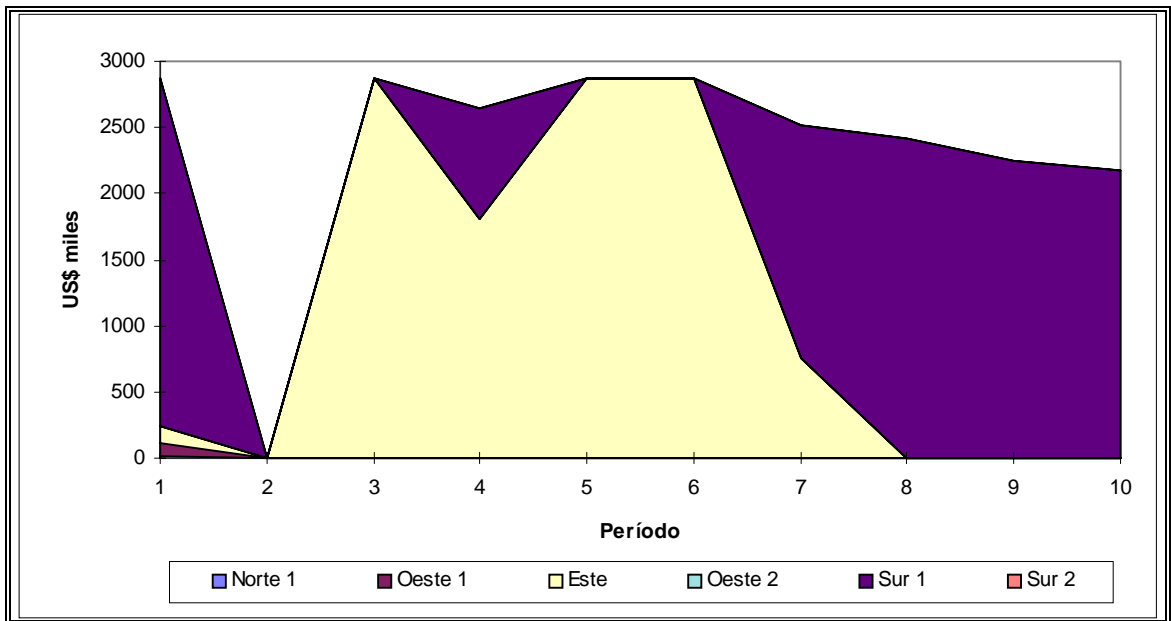


Figura 3.19 Peaje calculado en base al beneficio de generadores

En el Anexo N se puede ver el detalle de las prorratas correspondientes a cada generador para cada año y el cálculo del peaje a partir de ellas.

El pago que corresponde a algunos de los generadores es bastante variable a lo largo del horizonte de estudio. Los generadores que inyectan en el nodo Este aparecen como los únicos beneficiados en los periodos tres, cinco y seis, en tanto que los generadores que inyectan en el nodo Sur 1 aparecen como los más beneficiados en los periodos uno, ocho, nueve y diez.

3.8.3 Peaje Asignado entre Consumidores para la línea Oeste 2 - Centro

En este último caso se prorrateó el peaje en base sólo a los beneficios que los consumidores perciben por la existencia de la línea Oeste2 - Centro. En el Anexo O se encuentra el detalle de las prorratas correspondientes a cada consumidor y el peaje calculado a partir de las mismas para cada uno de los años del horizonte de estudio.

En la Figura 3.20 se muestra los porcentajes que corresponde financiar a cada consumidor y en la Figura 3.21 se muestra el peaje que le corresponde a cada generador.

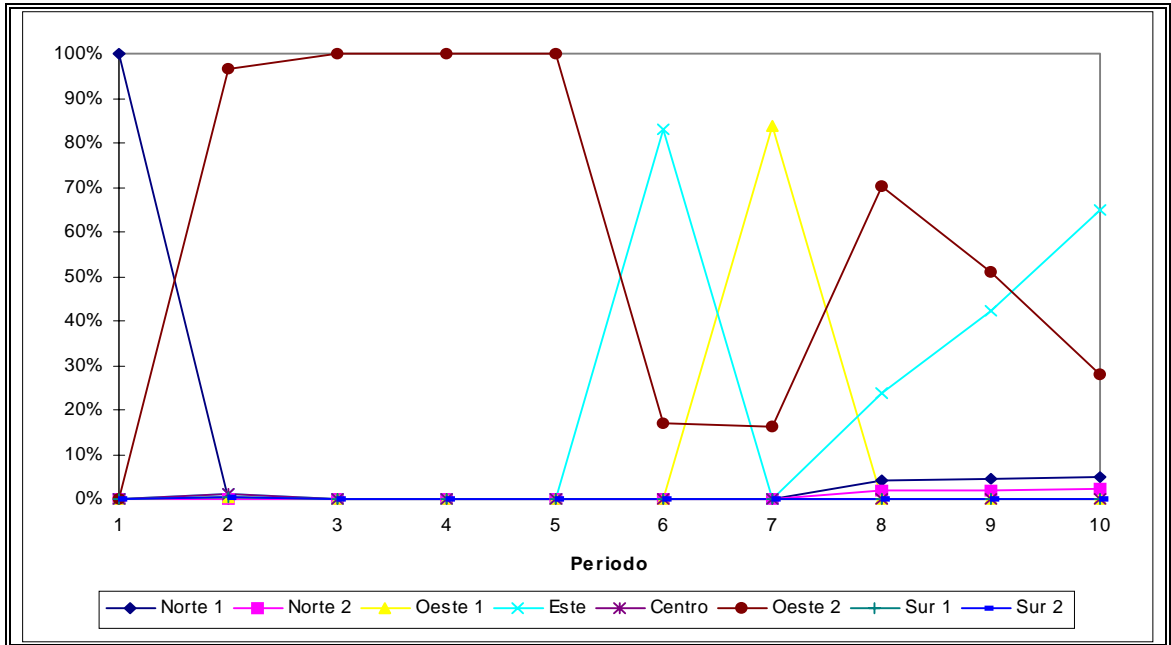


Figura 3.20 Porcentaje a pagar en base al beneficio de consumos

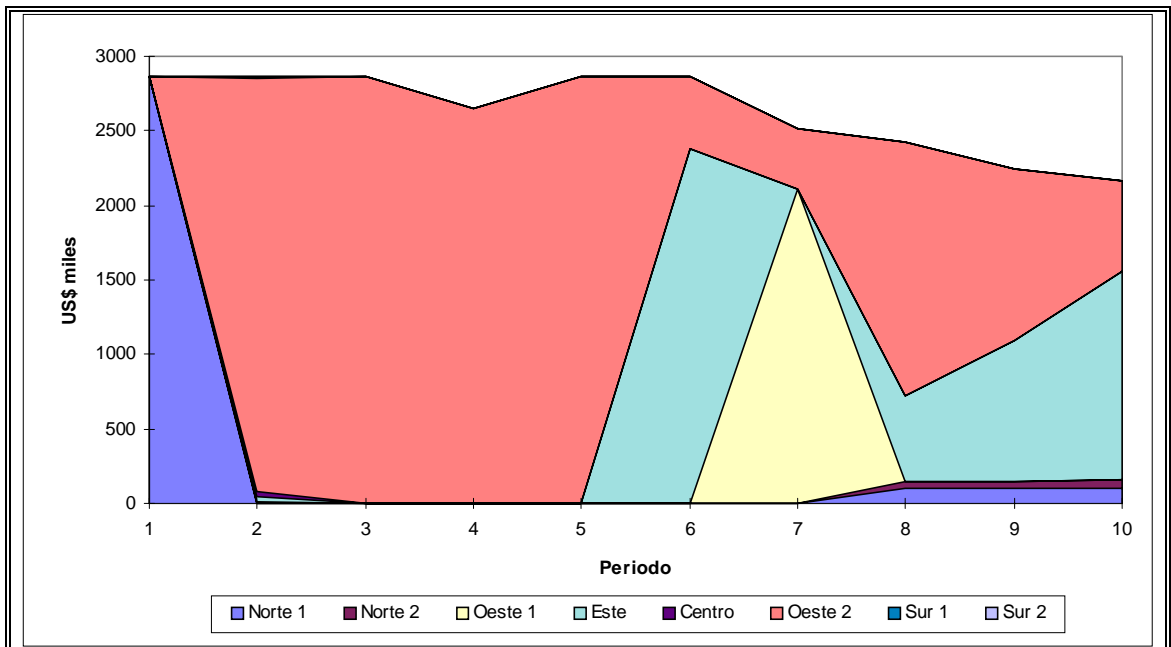


Figura 3.21 Peaje calculado en base al beneficio de consumos.

En este caso no resulta sorprendente que el que obtenga el mayor beneficio, a lo largo del horizonte de estudio, por la existencia de la línea Oeste 2 - Centro sea el consumo conectado al nodo Oeste 2. Sin embargo, para períodos aislados se benefician también los consumos conectados en Norte 1, Oeste 1 y Este.

IV. COMPARACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS EVALUADAS

Así como existen diversas metodologías que se han planteado para asignar los costos de un sistema de transmisión entre los usuarios, también hay visiones distintas respecto de cual es la mejor metodología. Las diferentes visiones han hecho surgir bastante discusión en torno a cual es la mejor solución pero no existe una referencia, ni se han establecido criterios que permitan realizar una comparación entre las distintas metodologías.

Con el fin de comparar las metodologías evaluadas en el Capítulo anterior se establecieron criterios comparativos para medir algunas de las características de las metodologías que aparecen como relevantes, de forma de poder clasificarlas. El establecimiento de éstos criterios de comparación constituye el aporte fundamental del estudio puesto que entrega una herramienta simple de comparación entre las distintas metodologías identificando para cada una de ellas que tan cerca o alejada está de lo que el criterio de comparación establece como mejor.

Para evaluar la bondad de cada método es necesario considerar la señal económica que cada uno de los éstos entrega a los usuarios del sistema de transmisión, los que son responsables de solventar el pago complementario requerido para financiar el sistema.

Si consideramos que el precio máximo que estará dispuesto a pagar un usuario por un bien es igual al valor del beneficio neto que el usuario percibe por la adquisición de ese bien o servicio, y que sólo un precio igual o menor a éste sería el que determinaría el equilibrio en un mercado en competencia, entonces en términos económicos, la mejor señal sería la que entrega el método de asignación en base a los beneficios para los participantes. Con esta metodología se tiene la medida justa de como incide la existencia de una determinada instalación de transmisión en las utilidades de un generador o en los costos de un consumidor, y de ésta forma se obtiene el valor máximo que deberían estar dispuestos a pagar los agentes por esa instalación de transmisión. Así la prorrata en base a este valor resulta la mejor señal en términos económicos puesto que estará relacionada con el valor que dicha instalación tiene para el usuario. Por esto es que el primer análisis consiste en

comparar los peajes asignados en base a los métodos Potencia Media, GGDF y GSDF con respecto al método del beneficio para los generadores. Lo mismo se realiza para los peajes asignados entre los consumidores en base al método GLDF comparándose con los peajes calculados en base a el beneficio para los consumidores.

Un segundo criterio seleccionado para medir la bondad de cada metodologías es la estabilidad de la señal entregada en el tiempo. Entendiendo que la señal es el precio a pagar por el servicio de transmisión y que esta señal que se entrega hoy a los usuarios, afectará las decisiones futuras de generadores y consumidores se analiza la variabilidad de la señal. Se considera que el generador no percibe la señal de precio en términos absolutos, sino como una medida que afecta su margen. De esta forma el criterio de comparación establecido mide la variabilidad del porcentaje que representa el pago anual por transmisión de los ingresos de cada generador a lo largo del escenario de estudio. Una mayor variabilidad significa que la señal es más inestable y que los usuarios podrían ver que sus decisiones para el futuro tienen una fuerte incertidumbre dado que la señal de precio de la transmisión cambia en forma significativa entre un periodo y otro haciendo que su margen de utilidades también varíe significativamente.

Finalmente, dado que las transacciones comerciales entre los usuarios y los dueños de los sistemas de transmisión, en la mayoría de los esquemas regulatorios actualmente en uso, se desarrollan en base a compromisos contractuales, se estableció como criterio de comparación la facilidad con que se ajustarían las distintas metodologías al establecimiento de contratos por un plazo de cinco años, que es el periodo más común para el establecimiento de contratos en Chile. La facilidad se mide en este caso con la variabilidad de la señal en cinco años considerando el mismo criterio que el establecido para todo el horizonte de estudio.

4.1 Comparación de las Metodologías con respecto a la metodología del Beneficio de los Usuarios

Dado que el método del beneficio se calculó sólo para una línea del sistema, la línea Oeste 2 - Centro, las comparaciones con las otras metodologías también se hace en base a esta línea en particular.

Para la comparación de las metodologías se utilizó un indicador simple para determinar la diferencia entre los pagos realizados con alguna de las metodologías respecto de la de Beneficio del Usuario, el cual describimos con la siguiente fórmula a continuación:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_n \sum_u |M_{un} - B_{un}| \quad (4.1)$$

donde :

\bar{X} es el factor de comparación

n es el número del período

u es cada generador o consumidor según corresponda

M_{un} es el monto pagado por el usuario con el método a comparar

B_{un} es el monto a pagar por el usuario con el método del beneficio

En base a este indicador y con los resultados presentados en el capítulo anterior se compararon las metodologías.

4.1.1 Comparación de las Metodologías Evaluadas con respecto a la Metodología del Beneficio de los Usuarios en el Caso de los Generadores

Para las metodologías aplicables a pagos de responsabilidad de los generadores se determinó el valor del factor de comparación en cada caso. En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos para cada metodología:

Tabla 4.1: Indicador comparativo para cada metodología aplicada a generadores

$\sum_g M_{un} - B_{un} $			
Período	Potencia Media	GGDF	GSDf
1	3199	3199	5681
2	3208	3208	2872
3	4943	4943	5743
4	2970	2970	5306
5	5116	5116	5745
6	5154	5154	5745
7	2618	2618	5029
8	3240	3240	4521
9	3631	3631	4210
10	3517	3517	4106
\bar{X}	3760	3914	4896
Desviación	947	839	960

En el Anexo P se presenta el valor de $|M_{un} - B_{un}|$ para cada generador durante los diez años del horizonte de estudio.

De los resultados obtenidos podemos observar que la metodología que presenta el menor indicador de diferencia con el método del beneficio es la metodología de cálculo en base a la potencia media y la más alejada es la de cálculo en base a factores GSDF. Por otra parte, es esta última la que también presenta una mayor desviación. Esto último permite pensar que no existe una relación directa entre el beneficio que percibe un agente por la existencia de una instalación y la utilización de la misma en términos marginales.

4.1.2 Comparación de la Metodología de Cálculo en Base al Factores GLDF respecto de Metodología del Beneficio de los Usuarios en el Caso de los Consumidores

Para estas dos metodologías aplicables a pagos de responsabilidad de los consumidores se determinó el valor del factor de comparación de la forma explicada anteriormente. En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos:

Tabla 4.2: Indicador comparativo para las metodologías aplicadas a consumos

Periodo	$\sum_g M_{un} - B_{un} $
1	5741
2	4491
3	4722
4	4399
5	4685
6	3466
7	3745
8	1831
9	1724
10	2121
\bar{X}	3693
Desviación	1384

En el Anexo Q se presenta el valor de $|M_{un} - B_{un}|$ para cada consumo durante los diez años del horizonte de estudio.

4.1.3 Comentarios

Como se puede apreciar en el gráfico de la Figura 4.1, a continuación, el método de cálculo que se presenta más cercano al método de beneficio es la metodología de cálculo en base a factores GLDF en que los cargos complementarios se prorratan entre los consumidores, lo cual podría explicarse con lo observado en el punto 3.8.1 del Capítulo anterior, en que los consumos se benefician en forma más significativa que los generadores con la existencia de la línea Oeste 2- Centro.

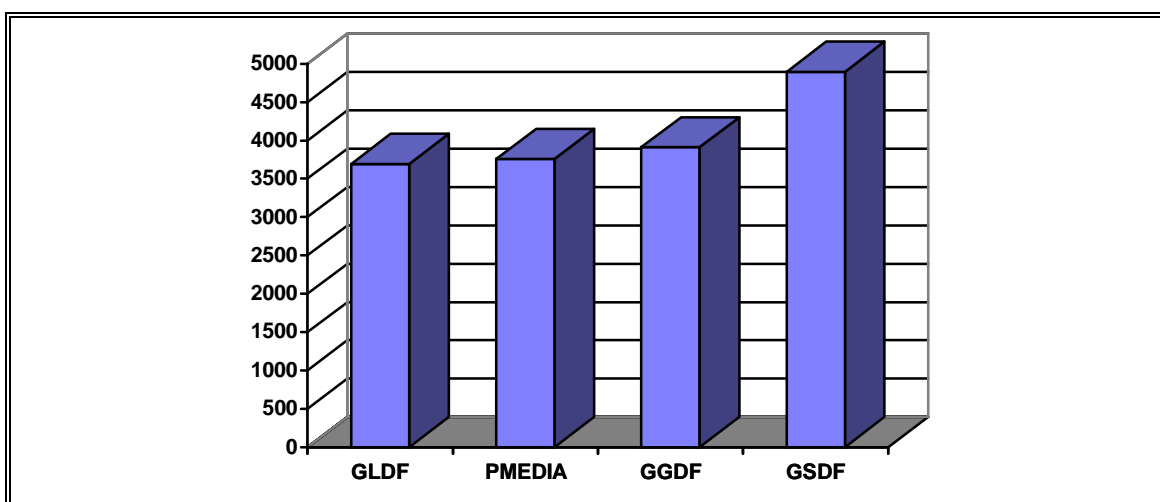


Figura 4.1: Gráfico de indicadores comparativos de las metodologías respecto del método del beneficio

En la Figura 4.2 se muestra la desviación los valores de $\sum_g |M_{un} - B_{un}|$ respecto de \bar{X} , para el horizonte de estudio.

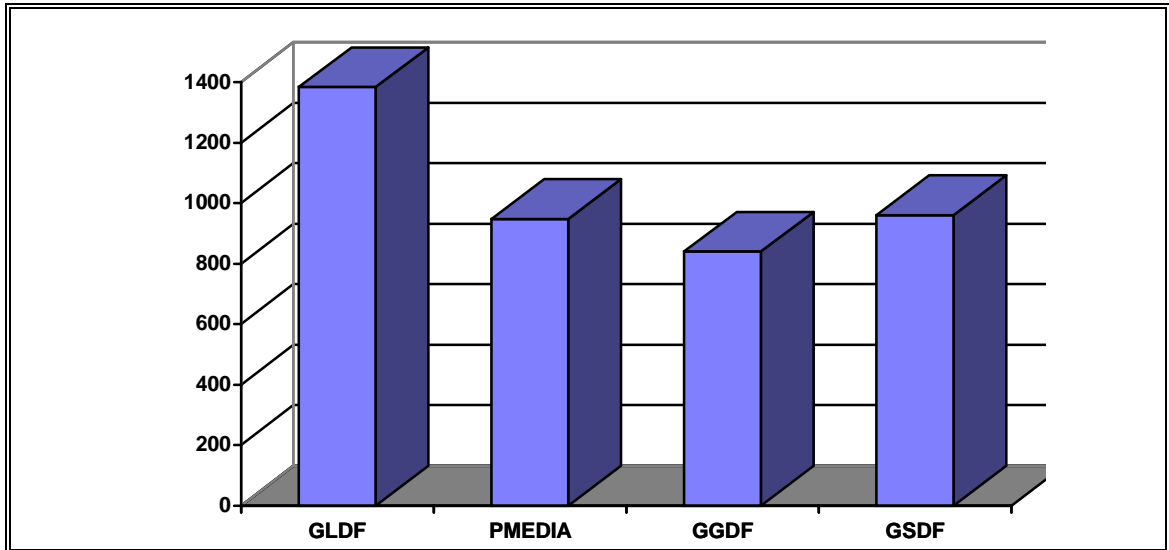


Figura 4.2: Gráfico desviación de los valores $\sum_g |M_{un} - B_{un}|$

De los resultados obtenidos podemos observar que la metodología que presenta una menor desviación es la metodología de cálculo en base a factores GGDF, y considerando solo las metodologías de prorrateo entre generadores la de mayor desviación es la de cálculo en base a factores GSDF.

Como se mencionó anteriormente se ve poca relación entre el beneficio que percibe un agente por la existencia de una instalación y la utilización de la misma en términos marginales. Como es planteado en [Rubio97] el uso marginal de una instalación no tiene como señal económica puesto que un megawatt adicional inyectado o retirado del sistema tiene una la productividad o utilidad marginal diferente para cada agente del sistema.

4.2 Comparación de las Metodologías en Base a la Variabilidad del Efecto de los Pagos en el Margen de los Generadores en el Horizonte de Estudio (Cargo Complementario es Asignado Entre los Generadores)

Conocido el ingreso de cada generador y el pago que le corresponde efectuar al sistema de transmisión con cada metodología se calculó una medida de efecto sobre el margen, EM de la siguiente forma:

$$EM_{ng} = \frac{M_{ng}}{I_{ng}} \quad (4.2)$$

donde:

n es el periodo

g identifica a cada generador

EM_{ng} es la medida de efecto sobre margen en un periodo n para el generador g

M_{ng} es el pago de peaje realizado por cada generador g en el periodo n

I_{ng} es el ingreso percibido por cada generador g en el periodo n

En el Anexo R se muestran los ingresos de los generadores para cada periodo y los valores de EM_{ng} calculados para cada metodología en estudio, se resumen en el Anexo S.

Para cada generador se calcula en todos los casos la desviación estándar de los valores de EM_{ng} para el periodo de 10 años. De esta forma es posible determinar la variabilidad que enfrentarán los generadores cada método como efecto sobre su margen

Las tablas a continuación muestran los resultados obtenidos para cada metodología:

Tabla 4.3: Media y variabilidad del índice para la metodología en base a factores GGDF

Generador	Media 10 años	Desviación Total
Norte 1	54,20%	0,42
Oeste 1	14,09%	0,15
Este	5,21%	0,09
Oeste 2	2,89%	0,06
Sur 1	22,06%	0,30
Sur 2	75,53%	0,53

Tabla 4.4: Media y variabilidad del índice para la metodología en base a factores GSDF

Generador	Media 10 años	Desviación Total
Norte 1	32,26%	0,58
Oeste 1	2,09%	0,05
Este	15,02%	0,15
Oeste 2	141,93%	1,37
Sur 1	18,76%	0,32
Sur 2	55,28%	0,53

Tabla 4.5: Media y variabilidad del índice para la metodología en base a generación media

Generador	Media 10 años	Desviación Total
Norte 1	11,58%	0,12
Oeste 1	17,82%	0,17
Este	21,28%	0,28
Oeste 2	27,74%	0,35
Sur 1	27,71%	0,31
Sur 2	34,07%	0,22

De los resultados anteriores es posible concluir que en promedio para el horizonte de diez años la variabilidad promedio que enfrentan los generadores es de 0,26 para el caso GGDF y de 0,24 para el caso de Generación Media. En el caso del método de factores GSDF la variabilidad promedio alcanza a 0,5, casi el doble que los otros dos métodos. En términos de la estabilidad de la señal que en este sentido reciben los generadores la menos estable sería la entregada por los factores GSDF.

Por otra parte, en el caso GGDF entre el generador que percibe una mayor variabilidad y el que percibe una menor existe una diferencia de 0,47, en el caso de los factores GSDF la diferencia es de 1,32 y en el caso de potencia media la diferencia alcanza a 0,23. En estos términos, el método de Generación Media es el que presenta menos diferencias entre la variabilidad que percibe cada generador, lo cual resulta comprensible por la forma en que se consideran distintos escenarios factibles para el cálculo de la generación media lo que contribuiría a disminuir las variaciones entre cada año del periodo de estudio.

4.3 Comparación de las Metodologías en Base a la Variabilidad de los Pagos en Periodos de Cinco Años (Cargo Complementario es Asignado Entre los Generadores)

Como se definió en el punto anterior se utiliza en este caso los valores de Em_{ng} pero en este caso para cada generador se calcula la desviación estándar de estos valores en dos periodos de 5 años. Resulta más relevante en la práctica considerar el primer período como definitorio puesto que para un horizonte tan largo el segundo período presenta mayores incertidumbres en términos de la expansión del parque generador como de las instalaciones de transmisión asociadas.

De esta forma se pretende identificar qué método será percibido como más adecuado por los generadores en términos de minimizar la variabilidad de los efectos sobre su margen en el horizonte pactado. Suponemos que los generadores ven en forma positiva la menor incidencia del costo de transmisión sobre como varía su margen de explotación. Como beneficio adicional el método que tenga la menor variabilidad debería minimizar el costo de negociaciones contractuales entre las partes.

Las tablas a continuación muestran los resultados obtenidos para cada metodología:

Tabla 4.6: Media y variabilidad del índice por períodos de cinco años para la metodología en base a GGDF

Generador	Media 1 ^{er} Periodo 5 años	Desviación 1 ^{er} Periodo 5 años	Media 2 ^{do} Periodo 5 años	Desviación 2 ^{do} Periodo 5 años
Norte 1	67,2%	0,56	41,2%	0,20
Oeste 1	19,9%	0,20	8,3%	0,02
Este	9,5%	0,11	0,9%	0,01
Oeste 2	5,6%	0,07	0,1%	0,00
Sur 1	36,5%	0,38	7,6%	0,04
Sur 2	104,2%	0,55	37,4%	0,12

Tabla 4.7: Media y variabilidad del índice por períodos de cinco años para la metodología en base a GSDF

Generador	Media 1 ^{er} Periodo 5 años	Desviación 1 ^{er} Periodo 5 años	Media 2 ^{do} Periodo 5 años	Desviación 2 ^{do} Periodo 5 años
Norte 1	16,2%	0,36	48,3%	0,75
Oeste 1	4,2%	0,07	0,0%	0,00
Este	25,5%	0,14	4,5%	0,02
Oeste 2	213,2%	1,69	70,6%	0,32
Sur 1	32,6%	0,42	4,9%	0,03
Sur 2	86,8%	0,48	13,3%	0,15

Tabla 4.8: Media y variabilidad del índice por períodos de cinco años para la metodología en base generación media

Generador	Media 1 ^{er} Periodo 5 años	Desviación 1 ^{er} Periodo 5 años	Media 2 ^{do} Periodo 5 años	Desviación 2 ^{do} Periodo 5 años
Norte 1	15,07%	0,16	8,10%	0,03
Oeste 1	24,29%	0,23	11,34%	0,04
Este	35,61%	0,35	6,95%	0,05
Oeste 2	45,15%	0,45	10,32%	0,05
Sur 1	45,87%	0,36	9,55%	0,04
Sur 2	48,40%	0,17	14,96%	0,07

La variabilidad media en cinco años para cada metodología se resume en la siguiente tabla:

Tabla 4.9: Variabilidad media del índice para cada período de cinco años para las diferentes metodologías

Método	Variabilidad Media	
	1 ^{er} Periodo	2 ^{do} Periodo
GGDF	0,31	0,13
GSDf	1,05	0,37
Generación Media	0,59	0,10

Considerando que cuanto menos variabilidad perciba el generador tendrá una mayor disposición a realizar contratos por un plazo definido, la metodología que aparece como más apropiada para establecer contratos por un periodo de cinco años es la metodología de factores GGDF y la de factores GSDf resultaría menos apropiada.

4.4 Resumen Comparativo

El análisis de las evaluaciones numéricas realizadas para las distintas metodologías permite ordenarlas de acuerdo a cuales resultan mejores de acuerdo al criterio de comparación escogido. En la tabla siguiente se resumen las conclusiones obtenidas y se agregan algunos otros criterios a considerar en la comparación cualitativa de las metodologías. En la medida que resulte aplicable se les asignará a cada método valores de 1 a 5 para cada criterio, de acuerdo a como se comporta cada método en el cumplimiento de ese criterio específico. Estos valores se promediarán en forma simple con el fin de compararlas en términos globales.

Tabla 4.10: Resumen Comparativo de las Metodologías Evaluadas

Criterio	Metodología de Prorrata del cargo complementario				
	Beneficio	Potencia Media	GSDF	GGDF	GLDF
Simplicidad del concepto aplicado	1	2	3	3	3
Costo computacional	5	1	3	3	3
Señal económica	1	5	5	5	5
Índice de comparación con Beneficio	n.a.	2	4	3	1
Variabilidad en horizonte de 10 años	n.a.	1	5	3	n.a.
Facilidad para el establecimiento de contratos	n.a.	3	5	1	n.a.
Promedio	2.3	2.3	4.2	3	3

El objetivo de este análisis es revisar cual de los métodos se ajusta más a todos los criterios utilizados para la evaluación, sin embargo el fin no es determinar una metodología única, que resultando como la mejor de esta evaluación sea considerada útil para cualquier caso. Considerando las tres metodologías para las que es posible evaluar todos los criterios la que se ajusta mejor a todos ellos es la metodología basada en prorratar el cargo complementario en base a potencia o generación media. Sin embargo, es necesario tener presente que de acuerdo a los objetivos que se persigan y las condiciones particulares del sistema que se analice la metodología mejor para cada caso puede ser distinta a la que mediante este análisis aparece como la mejor.

V. CONCLUSIONES

En los países donde se ha producido la desregulación del negocio eléctrico ha surgido como aspecto importante a considerar la necesidad de regular el negocio de la transmisión eléctrica. La forma en que se tarifique los servicios de transmisión incidirá en el funcionamiento de la industria eléctrica completa dado que estos precios afectan la toma de decisiones de generadores, consumos y de los propietarios de los sistemas de transmisión, en términos de inversión y operación de los sistemas eléctricos.

En Chile durante 1997 las empresas generadoras que participan en el Sistema Interconectado Central tuvieron ventas por 1.127 millones de dólares con un margen bruto del 35%, con lo que sus costos de explotación ascendieron a 736 millones de dólares. La empresa de transmisión más importante y propietaria de la mayoría de las instalaciones de alta tensión registró ventas por 145 millones. Suponiendo que todas sus ventas provienen de peajes cobrados a las generadoras, resulta para éstas últimas que el costo por servicios de transmisión representa cerca del 19,7% de sus costos de explotación. Esta cifra resulta aún más relevante si se considera que un 5% de disminución en los costos de transmisión aumentaría en un 0,6% el margen bruto de las generadoras, lo que equivale a 7 millones de dólares. Por esta razón en Chile ha habido bastante discusión en torno a la tarificación de los sistemas de transmisión, y aún permanece como un tema no resuelto. La revisión de esquemas de tarificación realizada en este trabajo aporta con antecedentes teóricos respecto de las alternativas de solución que se pueden plantear para la solución del problema. Especialmente en el Capítulo II se cumple con presentar la amplia variedad de alternativas existentes desde las formulaciones más simples a los esquemas más sofisticados que se han presentado en la literatura.

El hecho que en el mundo se encuentren en uso distintos esquemas tarifarios, refleja que no existe una única forma correcta de resolver el problema de tarificación y que dependerá de los objetivos que el regulador persiga y la importancia relativa que le asigne a cada uno de sus objetivos, para establecer la forma de tarificación que resulte más adecuada para la realidad que enfrenta cada sistema.

En todos los esquemas revisados se asegura el libre acceso a los sistemas de transmisión, mediante en pago de peaje. Sin embargo para que el acceso a los servicios de transmisión sea realmente libre el pago que realizan los agentes debe ser no discriminatorio.

Las metodologías de tarificación marginal de corto plazo ha sido ampliamente adoptada en muchos países para la tarificación de servicios de transmisión. Ésta al no financiar por completo los costos inversión y de operación de los sistemas plantea un desafío adicional puesto que es necesario encontrar un método de asignar entre los usuarios del sistema un cargo complementario al ingreso marginal que cubra todos los costos del sistema de transmisión. En este trabajo se plantearon distintas alternativas para asignar el cargo complementario y se analizaron con el fin de mostrar como se comporta cada una de las metodologías y qué señales perciben los usuarios de la aplicación de cada uno de los esquemas.

Las cinco metodologías analizadas para la asignación del cargo complementario se basaron en prorratear el cargo en base a indicadores como generación media, beneficio de los agentes y factores de distribución: de inyección de potencia, generalizados de generación y generalizados de consumo. En cada caso se presentaron ventajas y desventajas.

El caso de asignación en base a generación media se utiliza una medida que es independiente de los flujos resultantes en el sistema, pero no de la condición de operación. Dado que los generadores de más bajo costo generarán más en promedio que los de más alto costo en un esquema de despacho óptimo, los generadores de más bajo costo pagarán más que los generadores menos eficientes. Por esta razón, es necesario cuidar los escenarios en los que se estima la generación media para no introducir una distorsión adicional. En la realización de este trabajo se utilizaron nueve escenarios distintos para cada año obteniendo una generación media esperada cubriendo una buena parte de los posibles escenarios a los que se les asignó la misma probabilidad. Un ejercicio adicional que sería necesario realizar para la implementación real de este método de asignación es comparar los pagos que resultarían utilizando generaciones medias obtenidas del modelo versus generaciones medias obtenidas en la realidad para un sistema determinado.

Los factores de distribución generalizados de generación y de consumo dependen de la condición de operación, por lo que para establecer un esquema tarifario a partir de ellos es necesario que quede definido en forma explícita que se utilizará modelos proyectado o bien condiciones de operación real, puesto que podría surgir bastante discusión entre los agentes si se utiliza condiciones reales de operación cuando se produjera una contingencia.

El método empleando el beneficio de los agentes es visualizado como el más adecuado en términos económicos, sin embargo las simulaciones realizadas reflejaron lo engorroso y costoso que resulta éste método para establecer una forma sistemática de cálculo. En el ejemplo utilizado para este trabajo se retiró una línea considerando que el sistema aún satisficiera las condiciones de demanda. Esto sólo fue posible para una línea por lo cual los calculos realizados se utilizaron sólo como un ejemplo y la validez de las conclusiones es sólo limitada al caso particular. Con lo anterior en perspectiva se buscó entre las restantes metodologías cual se aproximaba más al método del beneficio. Se encontró que el beneficio de los agentes está poco relacionado con el uso marginal que realizan los usuarios del sistema, pero que existe una mayor relación con el uso total que se realiza.

Finalmente, la mayor contribución de este trabajo fue el análisis del problema en un horizonte de tiempo, con un sistema económicamente adaptado, lo cual permitió construir una herramienta de análisis y analizar la variabilidad de los métodos y las ventajas o desventajas que cada uno planteaba para el establecimiento de contratos, determinando criterios de comparación para estas características.

BIBLIOGRAFÍA

- [Pérez92] PERÉZ ARRIAGA, J. (1992) **A Conceptual Regulatory Framework of Transmission Access in Multy-Utility Electric Power Systems**, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- [Pérez93] PERÉZ ARRIAGA, J., RIVIER, M. y RUBIO, F. (1993) **Regulación de Peajes de los Servicios de Red de Transmisión**, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- [Gatica96] GATICA, P., SKOKNIC, E. (1996) **Marcos Regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano**, Comité Chileno de la Cier-Chicier, Santiago.
- [Rudnick97] RUDNICK, H., RAINIERI, R., (1997) **Transmission Pricing Practicles in South America**, Utilities Policy, Vol. 6, Nª 3 pp.211-218, Great Britain.
- [Rudnick95] RUDNICK, H., PALMA, R., CURA, E., SILVA C. (1995) **Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes - Aplication of Genetic Algorithms**, Santiago, Chile. Paper SM 95 - 207, IEEE Power Engineering Society 1995 Summer Meeting, Portland, OR.
- [Rudnick94] RUDNICK, H., PALMA, R., FERNÁNDEZ. J. (1994) **Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Pricing Open Access**, Santiago, Chile. Paper 94 SM 528-0 PWRS, IEEE Power Engineering Society 1994 Summer Meeting, San Francisco, CA.
- [Rudnick98] RUDNICK, H., SOTO, M., PALMA, R., (1998) **Use of System Approaches for Transmission Open Access Pricing**, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile. presentado a la revista Journal of Electrical Power and Energy Systems.
- [Chile82] DFL N° 1 del Ministerio de Minerías(1982) **Ley General de Servicios Eléctricos**

- [Argentina92] Ley 24065, **Ley 24065 del 3-ene-92**; Decreto 1398/92, **Reglamento de la ley 24065**; Resolución ex-SEE 61/92 del 29-abr-92 y modificaciones hasta la Resolución 29/95 del 29-dic-95, **Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios.**
- [Bolivia95] Ley 1604 (1995), **Ley de Electricidad**, Decreto 24023 (1995) **Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Reglamento de Precios y Tarifas, Reglamento de Concesiones Licencias y Licencias Provisionales, Reglamento de Infracciones y Sanciones.**
- [Colombia94] Ley 143 (1994), **Ley Eléctrica**; CREG 56/94, **Disposiciones Generales de Servicios Eléctricos**; CREG 1/94, **Reglamento de Transporte en Sistema Nacional**; CREG 2/94, **Reglamentos de Acceso y Uso de los Sistemas de Transmisión**
- [Colombia95] CREG 55/95 (1995), **Disposiciones Sobre Tarifas de Energía Eléctrica**
- [Perú92] Decreto Ley 2584 (1992) y Decreto Supremo 46-94-EM (1994), **Ley de Concesiones Eléctricas y Modificaciones**
- [Perú93] Decreto Supremo 009-93-EM (1993) y Decreto Supremo 02-94-EM, **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y Modificaciones**
- [Ng81] NG, WAY Y. (1981) **Generalized Generation Distribution Factors for Power Systems Security Evaluations**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-100, No.3, March 1981, Ontario Hydro, Canada.
- [Yu95] YU, C.W., DAVID A. K. (1995) **Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation**, The Hong Cong Polytechnic University, Kowloon, Hong Kong. (En revisión)
- [Calviou93] CALVIOU, M. C., DUNNETT, R. M., PLUMPTRE, P. H. (1993) **Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods**, The National Grid Company plc, UK

- [NGC92] The National Grid Company (1992) **Transmission Use of System Charges Review Proposed Investment Cost Related Pricing for Use of System**, UK
- [Shirmohammadi91] SHIRMOHAMMADI, D., RAJAGOPALAN, C., ALWRD, E., THOMAS, C. (1991), **Cost of Transmission Transactions: An Introduction**, Pacific Gas and Electric Company, San Francisco, California. Paper 91 WM 184 - 2 PWRS, IEEE/PES 1991 Winter Meeting, New York
- [Shirmohammadi95] SHIRMOHAMMADI, D., VIEIRA, X., GORENSTIN, B., PEREIRA, M. (1995) **Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing**. Paper 95 SM 577-7 PWRS, IEEE Power Engineering Society 1995 Summer Meeting, Portland, OR.
- [Pereira95] PEREIRA, M. V. F., CAMPODÓNICO, N. M., GORENSTIN, B. G., COSTA, B. G. (1995), **Application of Stochastic Optimization to Power System Planning and Operation**, Rio de Janeiro, Brazil. Paper SPT IS 11-2, IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Sweden.
- [Marangon95] MARANGON LIMA, J. W. (1995) **Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview**, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Brazil. Paper 95 SM 574-4 PWRS, IEEE Power Engineering Society 1995 Summer Meeting, Portland, OR.
- [Rubio97] RUBIO, F. J., PÉREZ-ARRIAGA Y. J. (1997), **Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods** Madrid, Spain. Aceptado para publicación en IEEE Transactions on Power Systems.
- [Pinto96] PINTO, F., CUERVO, R., FRANCO, P., (1996) **Experiencias en la Explotación Comercial del Sistema de Transmisión Nacional en Colombia**, Comité Nacional Colombiano-Cocier, Medellín, Colombia.

- [Shirmohammadi89] SHIRMOHAMMADI, D., GRIBIK, P., LAW, E. T. K., MALINOWSKI, J. H., O'DONNELL, R. E. (1989), **Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Weeling Transactions**, Pacific Gas and Electric Company, San Francisco, California. Paper 89 WM 195-9 PWRS, IEEE/PES 1989 Winter Meeting, New York.
- [Rivier89] RIVIER, M., PEREZ-ARRIAGA, J., LUENGO, G. (1989) **Juanac: a Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems**. Proceedings of the 10th PSCC Conference, Graz, Austria, August 1989.
- [Green97] GREEN, R. (1997) **Electricity Transmission Pricing: an International Comparison**. Utilities Policies, Vol. 6, No. 3 pp. 177-184. September 1997, Great Britain.

A N E X O S

Anexo A: Modelo de Despacho Multinodal

El modelo de despacho multinodal es representado por la minimización del siguiente problema de operación del sistema a mínimo costo sujeto a condiciones de satisfacer la demanda y a restricciones del sistema.

$$\min_{G,Q} \sum_k VCG_k(G_k)$$

s.a.

$$\sum (G_k - D_k) - L(G, D, Q) = 0$$

$$Z(G, D, Q) \geq 0$$

$$H_k(G_k, Q_k) \geq 0, \forall k$$

VCG_k : Costo Variable de generación en el nodo k

G_k : Potencia Activa en k

Q_k : Potencia Reactiva en k

D_k : Potencia activa demanda en k

$L(G, D, Q)$: pérdidas ohmicas

$Z(G, D, Q)$: restricciones asociadas a la red (sobrecargas, límites de tensión, de estabilidad, etc.)

$H_k(G, D, Q)$: restricciones físicas

De la solución de este problema se obtiene el precio de la potencia activa en cada nodo k, el que equivale al costo marginal de corto plazo:

$$\rho_k = X^* \left(1 + \frac{\partial L}{\partial D_k}\right) - \sum \mu^* \frac{\partial Z}{\partial D_k}$$

El primer término es el costo marginal de las pérdidas y el segundo el costo asociado a violar las restricciones de transmisión. Este segundo término es igual a cero si las restricciones $Z(G,D,Q)$ permanecen inactivas. Pero puede llegar a ser muy significativo si estas restricciones se activan produciendo grandes diferencias en los costo marginales entre dos extremos de una línea.

A partir de este modelo el ingreso tarifario del sistema de transmisión completo se define de la siguiente forma:

$$IT = \sum_k \rho_k * (D_k - G_k)$$

Anexo B: Cálculo de la Potencia Firme

A continuación se describe el procedimiento de cálculo de la potencia firme utilizado por el centro de despacho económico de carga del Sistema Interconectado Central en Chile.

1. Se determina la potencia total que el conjunto de unidades generadoras del sistema es capaz de garantizar en horas de punta con una probabilidad en el rango de 95% - 98%.
2. Se repite el cálculo anterior sacando la unidad para la cual se está calculando su potencia firme.
3. Se calcula la diferencia de los resultados de 1 y 2 la cual se denomina potencia firme preliminar.
4. Luego de repetir el cálculo para todas las unidades generadoras se calcula un residuo total, que equivale a la diferencia de la suma de las potencias obtenidas en 3 menos el total de la potencia determinada en 1.
5. Para el cálculo de la potencia firme inicial de cada unidad generadora se resta a la potencia firme preliminar un residuo equivalente a la prorrata del residuo total obtenido en 4 de acuerdo a la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad y su potencia media. Se entiende por potencia media a la potencia instalada multiplicada por indisponibilidad media en horas de punta. La potencia instalada es la máxima potencia media horaria que puede entregar una unidad en condiciones de operación óptima. Para determinar la disponibilidad se considera tanto la indisponibilidad mecánica como la hidrológica.
6. Una vez obtenidas las potencias firmes iniciales se colocan las unidades generadoras llenando la curva de carga del sistema representada por tres bloques y una punta instantánea. Se calcula la potencia total colocada por cada central en los tres bloques, la diferencia entre esta potencia y la potencia firme inicial se denomina excedente. También se calculan los excedentes correspondientes a reducciones de potencia firme de centrales térmicas de alto costo variable. Todas las centrales con reducciones abastecerán la punta instantánea a prorrata de dichos excedentes.
7. La potencia firme definitiva se obtiene finalmente de la suma de potencias colocadas en los tres bloques y en la punta instantánea.

Anexo C: Plan de Generación para los Diez Años de Estudio

Centrales Térmicas

Nodo	Unidad	Período Ingreso	Potencia	Potencia	Costo Combustible	Consumo Específico	Costo Variable No Combustible
			Máxima	Mínima			
			[MW]	[MW]	US\$/ton	ton/MWh	mills/kWh
Norte 1	1	1	104	10	44	0,748	1,67
Este	1	1	155	40	50	0,39	1,67
Oeste 1	1	1	356	25	44	0,401	2
Sur 2	1	1	150	48	67	0,368	1,67
Norte 1	2	2	150	10	58	0,368	1,67
Oeste 1	2	2	400	40	44	0,501	2
Oeste 1	1	3	356	30	44	0,401	2
Sur 3	1	3	150	48	67	0,368	1,67
Norte 1	2	4	300	10	58	0,368	1,67
Oeste 1	2	4	500	50	44	0,501	2,5
Oeste 1	2	6	600	50	44	0,501	3
Oeste 1	1	8	756	100	44	0,401	2

Centrales Hidráulicas de Pasada

Nodo	Unidad	Periodo Entrada	Hidrología			Potencia Mínima
			Humeda	Media	Seca	
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Este	1	1	452	350	300	30
Oeste 2	1	1	120	80	70	30
Oeste1	1	1	120	80	70	30
Sur 1	1	1	1149	950	900	30
Sur 2	1	1	332	280	220	30
Oeste1	1	2	310	250	200	30
Sur 2	1	2	770	580	500	30
Oeste 2	1	5	180	100	90	30
Sur 1	1	5	1249	1050	1000	30
Sur 2	1	9	1000	900	850	30

Centrales Hidráulicas de Embalse

Nodo	Período de Entrada		Hidrología		
			Humeda [MW]	Media [MW]	Seca [MW]
Sur 2	1	pmin	25	17,5	10
		lgtp	100	70	40
		pmax	500	350	250
	5	pmin	40	27,5	15
		lgtp	70	110	60
		pmax	800	550	300
	10	pmin	50	37,5	20
		lgtp	200	150	80
		pmax	1000	750	400

Anexo D: Detalle de Avnr+Coym e Ingresos Tarifarios por Línea para cada Periodo de Estudio

Periodo 1

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	884,8	7475,0
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	981,4	3365,8
Oeste 1 - Centro	3511,1	47812,1	0,0
Este - Centro	1504,8	0,2	1504,6
Oeste 2 - Centro	2870,3	0,2	2870,1
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	0,2	5857,5
Centro - Sur 1	21581,4	1,8	21579,7
Sur 1 - Sur 2	6353,5	31,7	6321,8
TOTAL	54385,7	49712,3	48974,4

Periodo 2

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	0,1	8359,8
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	0,1	4347,0
Oeste 1 - Centro	3511,1	0,1	3511,1
Este - Centro	1504,8	0,1	1504,7
Oeste 2 - Centro	2870,3	0,1	2870,2
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	0,1	5857,7
Centro - Sur 1	21581,4	0,3	21581,1
Sur 1 - Sur 2	6353,5	0,5	6353,0
TOTAL	54385,7	1,2	54384,6

Periodo 3

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	0,0	8359,8
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	0,0	4347,1
Oeste 1 - Centro	3511,1	0,3	3510,8
Este - Centro	1504,8	0,1	1504,7
Oeste 2 - Centro	2870,3	0,1	2870,2
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	0,1	5857,6
Centro - Sur 1	21581,4	0,4	21581,1
Sur 1 - Sur 2	6353,5	1,0	6352,5
TOTAL	54385,7	2,0	54383,8

Periodo 4

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	613,3	7746,6
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	867,2	3479,9
Oeste 1 - Este	3511,1	0,2	3510,9
Oeste 1 - Centro	3009,5	184,1	2825,5
Este - Centro	1504,8	429,2	1075,5
Oeste 2 - Centro	2870,3	219,1	2651,1
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	219,1	5638,6
Centro - Sur 1	21581,4	2514,5	19067,0
Sur 1 - Sur 2	6353,5	44221,5	0,0
TOTAL	57395,3	49268,2	45995,1

Período 5

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	595,8	7764,1
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	893,5	3453,6
Oeste 1 - Este	3511,1	0,2	3510,9
Oeste 1 - Centro	3009,5	201,6	2807,9
Este - Centro	1504,8	560,7	944,1
Oeste 2 - Centro	2870,3	0,1	2870,2
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	6053,2	0,0
Centro - Sur 1	21581,4	177399,2	0,0
Sur 1 - Sur 2	6353,5	1,0	6352,5
TOTAL	57395,3	185704,3	27703,3

Período 6

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	578,3	7781,6
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	928,6	3418,6
Oeste 1 - Este	3511,1	107,3	3403,8
Oeste 1 - Centro	3009,5	59,3	2950,3
Este - Centro	1504,8	527,4	977,4
Oeste 2 - Centro	2870,3	0,6	2869,7
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	6614,2	0,0
Centro - Sur 1	21581,4	180133,4	0,0
Sur 1 - Sur 2	6353,5	19,9	6333,6
TOTAL	57395,3	188968,8	27734,9

Período 7

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	560,7	7799,1
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	954,8	3392,3
Oeste 1 - Este	3511,1	212,4	3298,7
Oeste 1 - Centro	3009,5	24,7	2984,9
Este - Centro	1504,8	588,3	916,5
Oeste 2 - Centro	2870,3	359,2	2511,1
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	285,2	5572,5
Centro - Sur 1	33202,2	2158,3	31043,9
Sur 1 - Sur 2	14239,0	332,9	13906,1
TOTAL	76901,6	5476,5	71425,1

Período 8

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	525,7	7834,2
Norte 2 - Oeste 1	11715,4	10,1	11705,3
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	1025,1	3322,0
Oeste 1 - Este	3511,1	589,1	2922,0
Oeste 1 - Centro	3009,5	69,6	2940,0
Este - Centro	1504,8	490,7	1014,1
Oeste 2 - Centro	2870,3	446,8	2423,5
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	328,1	5529,6
Centro - Sur 1	33202,2	2123,0	31079,2
Sur 1 - Sur 2	14239,0	315,4	13923,6
TOTAL	80257,2	5397,9	74859,2

Período 9

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	560,7	7799,1
Norte 2 - Oeste 1	11715,4	27,6	11687,9
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	955,1	3392,0
Oeste 1 - Este	3511,1	370,1	3141,0
Oeste 1 - Centro	3009,5	781,1	2228,4
Este - Centro	1504,8	4721,6	0,0
Oeste 2 - Centro	2870,3	630,7	2239,6
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	496,2	5361,5
Centro - Sur 1	33202,2	3030,3	30171,9
Sur 1 - Sur 2	14239,0	94266,4	0,0
TOTAL	80257,2	105279,1	58222,3

Período 10

Línea	Miles US\$		
	AVNR + COYM	IT	AVNR + COYM - IT
Norte 1 - Norte 2	8359,8	490,6	7869,2
Norte 2 - Oeste 1	11715,4	2,0	11713,4
Norte 2 - Oeste 1	4347,1	1086,7	3260,4
Oeste 1 - Este	3511,1	694,2	2816,9
Oeste 1 - Centro	3009,5	37,1	2972,5
Este - Centro	1504,8	1918,4	0,0
Oeste 2 - Centro	2870,3	700,8	2169,5
Oeste 2 - Sur 1	5857,7	524,6	5333,1
Centro - Sur 1	33202,2	3201,5	30000,7
Sur 1 - Sur 2	14239,0	99995,4	0,0
TOTAL	80257,2	108160,8	58266,5

**Anexo E: Generación Media en Cada Nodo Durante el Horizonte de Estudio
(MW)**

Nodo	Período									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Norte 1	6,42	11,21	15,73	19,67	22,08	26,80	35,71	25,11	31,94	34,69
Norte 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oeste 1	64,14	97,63	115,60	133,49	152,43	168,26	182,78	207,51	238,53	263,51
Este	139,78	129,99	140,62	139,73	127,18	130,27	126,22	133,79	155,21	159,30
Centro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oeste 2	29,80	28,03	29,56	30,00	35,93	35,93	41,11	39,63	40,52	41,11
Sur 1	267,95	260,81	288,01	310,12	341,58	354,66	345,25	332,48	283,27	296,78
Sur 2	99,62	69,95	91,45	90,05	86,47	93,78	122,86	103,60	202,27	208,58

Anexo F: Prorratas en Base a Potencia Media Generada y Cálculo del Peaje

Prorrata Correspondiente a Cada Nodo

Nodo	Año									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Norte 1	1,0%	2,0%	2,0%	3,0%	3,0%	3,0%	4,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Norte 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Oeste 1	11,0%	16,0%	17,0%	18,0%	20,0%	21,0%	21,0%	25,0%	25,0%	26,0%
Este	23,0%	22,0%	21,0%	19,0%	17,0%	16,0%	15,0%	16,0%	16,0%	16,0%
Centro	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Oeste 2	5,0%	5,0%	4,0%	4,0%	5,0%	4,0%	5,0%	5,0%	4,0%	4,0%
Sur 1	44,0%	44,0%	42,0%	43,0%	45,0%	44,0%	40,0%	39,0%	30,0%	30,0%
Sur 2	16,0%	12,0%	13,0%	12,0%	11,0%	12,0%	14,0%	12,0%	21,0%	21,0%

Peaje calculado en base a prorrata con potencia media (US\$ miles)

Nodo	Periodo									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Norte 1	517,26	1020,05	1256,25	1251,36	798,95	918,13	2987,08	2232,56	1953,75	2013,06
Norte 2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oeste 1	5168,78	8884,58	9231,79	8491,67	5515,13	5763,39	15288,53	18446,37	14591,99	15293,35
Este	11264,54	11828,94	11230,14	8888,50	4601,79	4462,22	10557,11	11892,94	9495,05	9244,89
Centro	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oeste 2	2401,80	2550,85	2360,75	1908,34	1299,91	1230,62	3438,63	3523,23	2478,85	2385,93
Sur 1	21593,92	23734,19	23001,13	19727,04	12358,99	12148,40	28877,29	29555,07	17328,82	17223,86
Sur 2	8028,12	6365,96	7303,72	6772,88	3128,51	3212,18	10276,45	9209,07	12373,84	12105,38

Anexo G: Barra Marginal para cada Período

Período	Barra Marginal
1	Sur 2
2	Norte 1
3	Norte 1
4	Norte 1
5	Norte 1
6	Norte 1
7	Oeste 1
8	Oeste 1
9	Oeste 1
10	Oeste 1

Peaje Calculado en Base a Prorrata con Factores GSDF (US\$ miles)

Nodo	Período									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Norte 1	15609,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11191,38	1640,42	1289,97	970,48
Oeste 1	29,83	2742,34	914,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Este	16535,26	3620,09	8959,46	11568,67	12322,10	12518,17	4607,94	8190,42	7876,21	8271,92
Oeste 2	16800,18	9134,47	12238,04	13681,27	8267,77	8120,55	9309,99	17190,05	17054,57	17353,72
Sur 1	0,00	23531,46	18665,40	14872,94	562,34	561,23	7688,94	19237,02	17992,32	17634,93
Sur 2	0,00	15356,22	13606,62	5872,20	6551,06	6535,00	5757,59	28601,33	14009,22	14035,43
I.T	49712,29	1,17	1,97	49268,24	185704,29	188968,77	5476,48	5397,93	105279,11	108160,77

Peaje Calculado en Base a Prorrata con Factores GGDF

Nodo	Periodo									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Norte 1	415,95	691,91	10048,95	13567,16	13147,03	12997,42	13365,63	7761,84	7391,07	7249,91
Oeste 1	3671,03	8581,52	5935,65	6636,72	5498,29	5754,61	6902,89	12624,05	12559,11	13167,36
Este	3881,34	3929,08	2256,21	1281,36	513,97	485,13	1087,10	1653,46	1560,42	1480,72
Oeste 2	413,65	433,80	180,50	56,26	56,68	58,22	66,56	46,21	0,00	0,00
Sur 1	22968,10	22885,92	19542,56	16009,55	1433,29	1401,42	23034,67	24429,02	22579,01	21848,95
Sur 2	17624,35	17862,35	16419,92	8444,03	7054,01	7038,14	26968,25	28344,67	14132,68	14519,53
I.T	49712,29	1,17	1,97	49268,24	185704,29	188968,77	5476,48	5397,93	105279,11	108160,77

Anexo J: Prorratas en Base a Factores GLDF y Cálculo del Peaje

Prorratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 1

Línea	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Norte 2 - Oeste 1	69,76%	30,24%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 1 - Centro	0,00%	0,00%	0,00%	32,83%	39,90%	9,60%	8,84%	8,84%
Este - Centro	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Centro	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Sur 1	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%
Centro - Sur 1	7,26%	3,14%	16,21%	31,45%	38,22%	3,72%	0,00%	0,00%
Sur 1 - Sur 2	6,37%	2,76%	14,21%	27,60%	33,55%	8,07%	7,44%	0,00%

Prorratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 2

Línea	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Norte 2 - Oeste 1	69,76%	30,24%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 1 - Centro	3,09%	1,34%	6,90%	29,11%	35,38%	8,51%	7,84%	7,84%
Este - Centro	4,86%	2,10%	10,85%	39,11%	25,59%	6,15%	5,67%	5,67%
Oeste 2 - Centro	5,21%	2,25%	11,63%	22,57%	27,43%	18,50%	6,20%	6,20%
Oeste 2 - Sur 1	5,61%	2,43%	12,53%	24,31%	29,54%	12,73%	6,42%	6,42%
Centro - Sur 1	6,09%	2,64%	13,61%	26,40%	32,09%	7,30%	5,94%	5,94%
Sur 1 - Sur 2	6,17%	2,67%	13,78%	26,74%	32,50%	7,82%	7,20%	3,11%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 3

Línea	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	1,58%	2,69%	13,85%	26,88%	32,67%	7,86%	7,24%	7,24%
Norte 2 - Oeste 1	69,83%	30,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 1 - Centro	3,92%	1,70%	8,74%	28,12%	34,17%	8,22%	7,57%	7,57%
Este - Centro	4,98%	2,16%	11,12%	37,58%	26,23%	6,31%	5,81%	5,81%
Oeste 2 - Centro	5,26%	2,28%	11,74%	22,79%	27,69%	17,74%	6,25%	6,25%
Oeste 2 - Sur 1	5,61%	2,43%	12,53%	24,30%	29,54%	12,75%	6,43%	6,43%
Centro - Sur 1	6,11%	2,65%	13,64%	26,46%	32,16%	7,28%	5,86%	5,86%
Sur 1 - Sur 2	6,19%	2,68%	13,82%	26,81%	32,58%	7,84%	7,22%	2,87%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 4

	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	2,08%	2,67%	13,78%	26,74%	32,50%	7,82%	7,20%	7,20%
Norte 2 - Oeste 1	0,38%	0,17%	14,39%	27,92%	33,94%	8,16%	7,52%	7,52%
Oeste 1 - Este	4,48%	1,94%	10,00%	29,47%	32,15%	7,73%	7,12%	7,12%
Oeste 1 - Centro	4,13%	1,79%	9,21%	25,35%	35,36%	8,50%	7,83%	7,83%
Este - Centro	7,67%	3,32%	17,13%	71,88%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Centro	5,30%	2,30%	11,83%	22,97%	27,91%	17,10%	6,29%	6,29%
Oeste 2 - Sur 1	5,60%	2,43%	12,52%	24,31%	29,54%	12,75%	6,42%	6,42%
Centro - Sur 1	6,12%	2,65%	13,67%	26,52%	32,23%	7,26%	5,77%	5,77%
Sur 1 - Sur 2	6,20%	2,69%	13,85%	26,88%	32,67%	7,86%	7,24%	2,62%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 5

	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	2,02%	2,68%	13,79%	26,76%	32,52%	7,82%	7,20%	7,20%
Norte 2 - Oeste 1	0,27%	0,11%	14,42%	27,97%	33,99%	8,17%	7,53%	7,53%
Oeste 1 - Este	4,48%	1,94%	10,01%	29,45%	32,14%	7,73%	7,12%	7,12%
Oeste 1 - Centro	4,03%	1,75%	9,00%	25,33%	35,57%	8,56%	7,88%	7,88%
Este - Centro	8,23%	3,57%	18,37%	63,50%	3,76%	0,91%	0,83%	0,83%
Oeste 2 - Centro	5,21%	2,26%	11,64%	22,58%	27,44%	18,46%	6,21%	6,21%
Oeste 2 - Sur 1	5,59%	2,42%	12,48%	24,23%	29,44%	13,05%	6,39%	6,39%
Centro - Sur 1	6,11%	2,65%	13,65%	26,49%	32,20%	7,27%	5,81%	5,81%
Sur 1 - Sur 2	6,22%	2,69%	13,89%	26,95%	32,76%	7,88%	7,26%	2,35%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 6

	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	1,97%	2,68%	13,80%	26,77%	32,54%	7,83%	7,21%	7,21%
Norte 2 - Oeste 1	0,15%	0,07%	14,44%	28,02%	34,05%	8,19%	7,54%	7,54%
Oeste 1 - Este	4,63%	2,01%	10,34%	29,07%	32,05%	7,71%	7,10%	7,10%
Oeste 1 - Centro	4,34%	1,88%	9,70%	25,39%	34,86%	8,38%	7,72%	7,72%
Este - Centro	7,34%	3,18%	16,40%	73,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Centro	5,26%	2,28%	11,75%	22,80%	27,72%	17,69%	6,25%	6,25%
Oeste 2 - Sur 1	5,59%	2,43%	12,49%	24,23%	29,44%	13,04%	6,39%	6,39%
Centro - Sur 1	6,13%	2,66%	13,69%	26,56%	32,28%	7,25%	5,72%	5,72%
Sur 1 - Sur 2	6,24%	2,70%	13,93%	27,03%	32,85%	7,90%	7,28%	2,06%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 7

	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	0,00%	2,73%	14,07%	27,31%	33,20%	7,98%	7,35%	7,35%
Norte 2 - Oeste 1	0,00%	0,00%	14,47%	28,08%	34,13%	8,21%	7,56%	7,56%
Oeste 1 - Este	2,56%	1,11%	5,72%	34,44%	33,36%	8,02%	7,39%	7,39%
Oeste 1 - Centro	1,64%	0,71%	3,67%	24,88%	41,03%	9,87%	9,09%	9,09%
Este - Centro	6,83%	2,96%	15,24%	74,97%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Centro	4,18%	1,81%	9,35%	18,13%	22,04%	34,31%	5,09%	5,09%
Oeste 2 - Sur 1	4,81%	2,07%	10,74%	20,84%	25,32%	25,54%	5,34%	5,34%
Centro - Sur 1	6,57%	2,85%	14,67%	28,46%	34,59%	6,69%	3,10%	3,10%
Sur 1 - Sur 2	6,37%	2,76%	14,23%	27,60%	33,54%	8,07%	7,43%	0,00%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 8

	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	0,00%	2,73%	14,07%	27,31%	33,19%	7,98%	7,36%	7,36%
Norte 2 - Oeste 2	0,00%	0,00%	9,26%	24,28%	33,34%	18,23%	7,44%	7,44%
Norte 2 - Oeste 1	69,76%	30,24%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 1 - Este	3,02%	1,31%	6,12%	34,30%	33,17%	7,39%	7,34%	7,34%
Oeste 1 - Centro	2,40%	1,04%	4,37%	25,02%	40,47%	8,79%	8,96%	8,96%
Este - Centro	5,52%	2,39%	14,52%	77,57%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Centro	6,81%	2,94%	9,57%	15,25%	16,53%	41,10%	3,91%	3,91%
Oeste 2 - Sur 1	6,52%	2,83%	11,17%	19,73%	22,77%	27,69%	4,65%	4,65%
Centro - Sur 1	6,47%	2,80%	14,67%	28,60%	34,84%	6,87%	2,87%	2,87%
Sur 1 - Sur 2	6,37%	2,76%	14,23%	27,60%	33,54%	8,07%	7,43%	0,00%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 9

	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	0,00%	2,73%	14,08%	27,31%	33,19%	7,98%	7,35%	7,35%
Norte 2 - Oeste 2	0,00%	0,00%	9,34%	24,31%	33,32%	18,12%	7,46%	7,46%
Norte 2 - Oeste 1	69,76%	30,24%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 1 - Este	2,94%	1,27%	5,92%	34,54%	33,23%	7,39%	7,36%	7,36%
Oeste 1 - Centro	2,54%	1,10%	4,73%	25,05%	40,09%	8,73%	8,87%	8,87%
Este - Centro	3,53%	1,53%	10,67%	84,27%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Centro	6,76%	2,93%	9,75%	15,77%	17,25%	39,42%	4,06%	4,06%
Oeste 2 - Sur 1	6,52%	2,81%	11,18%	19,75%	22,79%	27,63%	4,66%	4,66%
Centro - Sur 1	6,51%	2,82%	14,79%	28,85%	35,16%	6,81%	2,52%	2,52%
Sur 1 - Sur 2	6,37%	2,76%	14,23%	27,60%	33,54%	8,07%	7,43%	0,00%

Proratas por Consumo en Cada Nodo Para el Período 10

	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
Norte 1 - Norte 2	0,00%	2,73%	14,07%	27,31%	33,19%	7,99%	7,35%	7,35%
Norte 2 - Oeste 2	0,00%	0,00%	9,40%	24,36%	33,34%	18,00%	7,45%	7,45%
Norte 2 - Oeste 1	69,78%	30,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 1 - Este	2,86%	1,24%	5,72%	34,78%	33,28%	7,38%	7,37%	7,37%
Oeste 1 - Centro	2,67%	1,16%	5,05%	25,07%	39,76%	8,69%	8,80%	8,80%
Este - Centro	0,14%	0,06%	4,20%	95,59%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Oeste 2 - Centro	6,73%	2,91%	9,90%	16,22%	17,89%	37,97%	4,19%	4,19%
Oeste 2 - Sur 1	6,52%	2,82%	11,19%	19,75%	22,81%	27,57%	4,67%	4,67%
Centro - Sur 1	6,56%	2,84%	14,93%	29,13%	35,50%	6,75%	2,14%	2,14%
Sur 1 - Sur 2	6,37%	2,76%	14,23%	27,60%	33,54%	8,07%	7,43%	0,00%

Peaje Calculado en Base a Prorrata con Factores GLDF (US\$ miles)

Nodo	Período									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Norte 1	11792,12	13758,53	5569,89	2153,82	1058,91	1061,89	569,05	5954,13	4981,11	4897,95
Norte 2	1870,69	2340,23	2577,28	1070,90	598,69	601,98	458,92	2580,32	2158,59	2121,08
Oeste 1	4396,59	5285,47	6523,75	5989,86	3562,73	3585,41	2859,88	8928,68	6663,95	6703,16
Este	10035,93	11079,09	13289,99	12603,17	7748,75	7860,55	7265,52	19559,83	14601,44	14723,95
Centro	10368,83	13134,80	15860,06	14377,24	8730,48	8691,68	8036,28	23221,54	18047,78	18280,22
Oeste 2	10040,14	3739,81	4365,37	3958,90	2440,04	2406,85	3744,95	8393,03	6963,58	6894,43
Sur 1	470,11	2653,32	3236,76	2920,60	1937,76	1928,52	1770,26	3628,31	2402,92	2322,84
Sur 2	0,00	2393,33	2960,68	2920,60	1625,90	1598,06	1770,26	2593,42	2402,92	2322,84
IT	49712,29	1,17	1,97	49268,24	185704,29	188968,77	5476,48	5397,93	105279,11	108160,77

Anexo K: Utilidades y Costo de los Agentes del Sistema (US\$ Miles)

Periodo 1

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	9880	17051	9239	18576	641	1525
Norte 2	0	8252	0	7731	0	-521
Oeste 1	45942	40770	42151	37857	3791	-2913
Este	59767	81117	54831	74764	4936	-6353
Centro	0	96374	0	88826	0	-7548
Oeste 2	10400	22649	10400	19811	0	-2838
Sur 1	112633	20748	10423	19162	102210	-1586
Sur 2	-1248	0	-1248	0	0	0

Periodo 2

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	-120	3657	-120	3657	0	0
Norte 2	0	1481	0	1492	0	11
Oeste 1	4886	7127	5041	7212	-155	85
Este	7704	14952	7873	15183	-169	231
Centro	0	17655	0	17928	0	273
Oeste 2	1836	4623	10400	26073	-8564	21450
Sur 1	19477	3803	19845	3875	-368	72
Sur 2	6931	3174	7086	3234	-155	60

Periodo 3

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	-120	3876	-120	3876	0	0
Norte 2	0	1766	0	1766	0	0
Oeste 1	7424	9034	7424	9034	0	0
Este	10523	19926	10503	19897	20	-29
Centro	0	23376	0	23342	0	-34
Oeste 2	2316	6180	10400	26073	-8084	19893
Sur 1	24339	5038	24382	5047	-43	9
Sur 2	8312	3933	8312	3933	0	0

Periodo 4

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	-120	4109	-120	4109	0	0
Norte 2	0	1926	0	1926	0	0
Oeste 1	8030	9975	8030	9975	0	0
Este	10245	20695	10211	20643	34	-52
Centro	0	24928	0	24835	0	-93
Oeste 2	2354	6658	10400	26073	-8046	19415
Sur 1	24498	5375	24482	5371	16	-4
Sur 2	8312	4169	8312	4169	0	0

Periodo 5

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	-120	4356	-120	4356	0	0
Norte 2	0	2044	0	2044	0	0
Oeste 1	8030	10573	8030	10573	0	0
Este	10303	22031	10282	21997	21	-34
Centro	0	26401	0	26340	0	-61
Oeste 2	2922	7010	13000	28673	-10078	21663
Sur 1	26985	5678	27010	5683	-25	5
Sur 2	8312	4419	8312	4419	0	0

Periodo 6

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	-120	4617	-120	4617	0	0
Norte 2	0	2170	0	2170	0	0
Oeste 1	8030	11208	8030	11208	0	0
Este	662395	108779	62395	111251	600000	2472
Centro	0	104895	0	104582	0	-313
Oeste 2	11079	28171	13000	28673	-1921	502
Sur 1	101201	22572	101207	22573	-6	1
Sur 2	8312	4684	8312	4684	0	0

Periodo 7

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	-117	4896	-117	4896	0	0
Norte 2	0	2304	0	2304	0	0
Oeste 1	8030	11880	8030	118880	0	107000
Este	10315	24777	10234	24628	81	-149
Centro	0	29234	0	28972	0	-262
Oeste 2	2952	7957	13000	28673	-10048	20716
Sur 1	26717	6316	26527	6271	190	-45
Sur 2	8312	4965	8312	4965	0	0

Periodo 8

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	224	5437	872	5910	-648	473
Norte 2	0	2532	0	2752	0	220
Oeste 1	4750	10074	4750	10074	0	0
Este	62395	123313	62395	126029	0	2716
Centro	0	112406	0	111479	0	-927
Oeste 2	9527	27217	13000	35277	-3473	8060
Sur 1	96677	24228	95229	23865	1448	-363
Sur 2	8312	5263	8312	5263	0	0

Periodo 9

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	1825	6999	2401	7443	-576	444
Norte 2	0	3222	0	3427	0	205
Oeste 1	10030	13348	10030	13348	0	0
Este	62395	114018	62395	118235	0	4217
Centro	0	122538	0	121415	0	-1123
Oeste 2	9985	30237	13000	35317	-3015	5080
Sur 1	99481	26426	97978	26027	1503	-399
Sur 2	-1248	0	-1248	0	0	0

Periodo 10

Barra	Caso Base		Caso Sin la Línea Centro - Oeste 2		Beneficio	
	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Utilidad Generadores	Costo Consumos	Mayores Utilidades	Menores Costos
Norte 1	2051	7603	2589	8044	-538	441
Norte 2	0	3458	0	3659	0	201
Oeste 1	10030	14149	10030	14149	0	0
Este	62395	104030	62395	109892	0	5862
Centro	0	131449	0	130023	0	-1426
Oeste 2	10229	32827	13000	35358	-2771	2531
Sur 1	100717	28360	99036	27887	1681	-473
Sur 2	-1248	0	-1248	0	0	0

**Anexo L: Prorrata para Generadores y Consumos en Base al Método del
Beneficio**

Generadores

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	0,57%	0,00%	3,35%	4,36%	0,00%	0,00%	90,37%	0,00%
2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	0,17%	0,00%	0,00%	0,08%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	99,51%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7	0,00%	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%	0,00%	0,15%	0,00%
8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	11,21%	0,00%
9	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	13,13%	0,00%
10	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	15,69%	0,00%

Consumos

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	1,35%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	0,00%	0,05%	0,38%	1,04%	1,23%	96,70%	0,32%	0,27%
3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,85%	0,05%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,74%	0,00%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,88%	0,02%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	0,41%	0,00%	0,08%	0,00%	0,00%
7	0,00%	0,00%	83,60%	0,00%	0,00%	16,19%	0,00%	0,00%
8	3,66%	1,70%	0,00%	21,03%	0,00%	62,40%	0,00%	0,00%
9	3,88%	1,79%	0,00%	36,83%	0,00%	44,37%	0,00%	0,00%
10	4,12%	1,88%	0,00%	54,70%	0,00%	23,62%	0,00%	0,00%

**Anexo M: Peaje para Generadores y Consumos en Base al Método del
Beneficio**

Generadores

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	16,3	0,0	96,2	125,3	0,0	0,0	2593,7	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	2,2	0,0
5	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	2855,5	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	3,7	0,0
8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	271,7	0,0
9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	294,0	0,0
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	340,3	0,0

Consumos

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	38,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	1,4	11,0	29,9	35,3	2775,5	9,3	7,8
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2866,0	1,3	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2644,3	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2866,7	0,7	0,0
6	0,0	0,0	0,0	11,8	0,0	2,4	0,0	0,0
7	0,0	0,0	2099,4	0,0	0,0	406,5	0,0	0,0
8	88,7	41,3	0,0	509,6	0,0	1512,2	0,0	0,0
9	86,9	40,1	0,0	824,9	0,0	993,7	0,0	0,0
10	89,3	40,7	0,0	1186,8	0,0	512,4	0,0	0,0

Anexo N: Prorrata para Generadores en Base al Método del Beneficio y Cálculo del Peaje

Prorratas

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	0,57%	0,00%	3,40%	4,42%	0,00%	0,00%	91,60%	0,00%
2	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	68,00%	0,00%	0,00%	32,00%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7	0,00%	0,00%	0,00%	29,89%	0,00%	0,00%	70,11%	0,00%
8	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
9	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
10	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Peaje

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	16,49	0,00	97,51	126,97	0,00	0,00	2629,11	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	2870,18	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	1802,78	0,00	0,00	848,37	0,00
5	0,00	0,00	0,00	2870,16	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	2869,68	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	750,56	0,00	0,00	1760,56	0,00

Anexo O: Prorrata para Consumos en Base al Método del Beneficio y Cálculo del Peaje

Prorrata

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2	0,00%	0,05%	0,38%	1,04%	1,23%	96,70%	0,32%	0,27%
3	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,95%	0,05%	0,00%
4	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%
5	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,98%	0,02%	0,00%
6	0,00%	0,00%	0,00%	83,09%	0,00%	16,87%	0,03%	0,00%
7	0,00%	0,00%	83,78%	0,00%	0,00%	16,22%	0,00%	0,00%
8	4,12%	1,92%	0,00%	23,68%	0,00%	70,28%	0,00%	0,00%
9	4,46%	2,06%	0,00%	42,40%	0,00%	51,08%	0,00%	0,00%
10	4,88%	2,22%	0,00%	64,88%	0,00%	28,01%	0,00%	0,00%

Peaje

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	2870,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	1,42	11,00	29,89	35,32	2775,49	9,32	7,76
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2868,88	1,30	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2651,15	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2869,50	0,66	0,00
6	0,00	0,00	0,00	2384,49	0,00	484,23	0,96	0,00
7	0,00	0,00	2103,81	0,00	0,00	407,31	0,00	0,00
8	99,95	46,49	0,00	573,92	0,00	1703,16	0,00	0,00
9	99,98	46,16	0,00	949,55	0,00	1143,87	0,00	0,00
10	105,89	48,26	0,00	1407,58	0,00	607,74	0,00	0,00

Anexo P: Indicadores Comparativos de las Metodologías Respecto de la Metodología del Beneficio para cada Generador

Potencia Media vs. Beneficio

Periodo	Norte 1	Oeste 1	Este	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	13,83	205,39	533,18	140,75	1363,63	470,48
2	53,83	468,89	624,29	134,62	1252,60	335,97
3	66,30	487,22	2277,49	124,59	1213,92	385,46
4	72,13	489,46	1290,45	110,00	288,70	357,45
5	82,77	571,39	2393,40	134,67	1280,44	324,12
6	95,00	596,33	2407,98	127,33	1256,97	332,36
7	105,02	537,51	379,40	120,89	745,31	361,29
8	72,28	597,19	385,03	114,06	1466,69	298,14
9	75,15	561,29	365,23	95,35	1573,00	475,97
10	74,95	569,43	344,22	88,84	1528,17	450,73

GSDF vs. Beneficio

Periodo	Norte 1	Oeste 1	Este	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	124,60	486,98	550,24	0,00	1645,55	483,72
2	99,46	792,15	618,09	0,00	905,82	454,69
3	259,39	751,23	2290,76	0,00	845,55	434,57
4	268,06	765,89	1302,01	0,00	117,83	385,89
5	288,75	820,05	2356,19	0,00	837,37	410,02
6	285,05	912,71	2384,55	0,00	789,37	397,42
7	252,26	800,35	340,06	0,00	1090,93	378,39
8	0,00	534,67	429,60	0,00	1505,94	541,67
9	0,00	519,82	384,22	0,00	1417,70	513,66
10	0,00	524,84	361,90	0,00	1398,32	511,58

Periodo	Norte 1	Oeste 1	Este	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	16,49	67,69	126,97	2840,24	2629,11	0,00
2	0,00	0,00	0,00	2870,21	0,00	0,00
3	0,00	0,00	2870,18	2870,17	0,00	0,00
4	0,00	0,00	1802,78	2651,15	848,37	0,00
5	0,00	0,00	2870,16	2870,16	0,00	0,00
6	0,00	0,00	2869,68	2869,68	0,00	0,00
7	0,00	0,00	750,56	2511,12	1760,56	0,00
8	0,00	0,00	0,00	1947,98	2153,79	205,81
9	0,00	0,00	0,00	1834,28	2011,70	177,42
10	0,00	0,00	0,00	1807,44	1967,88	160,45

Anexo Q: Indicadores Comparativos de las Metodologías Respecto de la Metodología del Beneficio para cada Consumo

GLDF vs. Beneficio

Periodo	Norte 1	Norte 2	Oeste 1	Este	Centro	Oeste 2	Sur 1	Sur 2
1	2870,08	0,00	0,00	0,00	0,00	2870,07	0,00	0,00
2	149,59	63,30	322,94	617,84	751,92	2244,62	168,73	170,29
3	151,02	65,45	336,96	654,03	794,87	2359,68	178,02	179,32
4	140,60	60,90	313,73	608,84	740,05	2197,73	166,80	166,80
5	149,49	64,85	334,14	648,06	787,65	2339,76	177,46	178,12
6	150,94	65,40	337,16	1730,11	795,34	23,46	178,43	179,39
7	104,90	45,42	1869,09	455,36	553,43	454,38	127,81	127,81
8	64,97	24,73	231,86	204,45	400,53	707,20	94,78	94,78
9	51,31	19,50	218,28	596,40	386,42	261,00	90,95	90,95
10	40,03	14,83	214,82	1055,74	388,22	215,92	90,96	90,96

Anexo R: Ingreso de Generadores para cada Periodo

Ingreso MMUS\$							
Generador							
Periodo	Norte 1	Oeste 1	Este	Oeste 2	Sur 1	Sur 2	Total
1	19239,77	88088,06	81540,27	13455,92	145728,88	0,00	326871,41
2	2435,00	16775,91	14179,17	2375,49	25200,09	10582,3	71547,96
3	6748,66	20340,43	17826,50	2996,53	31490,73	12664,09	92066,94
4	16161,40	79151,74	75687,95	15342,46	165691,65	12969,43	98111,75
5	18076,93	84458,60	75942,18	13956,97	34914,22	13292,89	104093,17
6	20102,76	105108,96	920689,00	24749,73	130937,72	13637,05	1059667,74
7	22242,47	111431,40	77279,21	19699,94	187004,10	90446,12	113949,63
8	24744,33	132719,89	145797,16	28662,36	280947,99	92399,58	280401,92
9	28025,28	112528,88	153457,45	28209,67	271114,42	0,00	273589,86
10	31027,90	143972,39	147156,01	29466,11	281366,89	0,00	278719,93

Anexo S: Medida de Efecto Sobre el Margen para cada Metodología en el Horizonte de Estudio

Metodología en base a factores GGDF

Generador	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 7	Periodo 8	Periodo 9	Periodo 10
Norte 1	2,16%	28,42%	148,90%	83,95%	72,73%	64,65%	60,09%	31,37%	26,37%	23,37%
Oeste 1	4,17%	51,15%	29,18%	8,38%	6,51%	5,47%	6,19%	9,51%	11,16%	9,15%
Este	4,76%	27,71%	12,66%	1,69%	0,68%	0,05%	1,41%	1,13%	1,02%	1,01%
Oeste 2	3,07%	18,26%	6,02%	0,37%	0,41%	0,24%	0,34%	0,16%	0,00%	0,00%
Sur 1	15,76%	90,82%	62,06%	9,66%	4,11%	1,07%	12,32%	8,70%	8,33%	7,77%
Sur 2		168,79%	129,66%	65,11%	53,07%	51,61%	29,82%	30,68%		

Metodología en base a factores GSDF

Generador	Periodo1	Periodo2	Periodo3	Periodo4	Periodo5	Periodo6	Periodo7	Periodo8	Periodo9	Periodo10
Norte 1	81,13%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,32%	176,83%	6,63%	4,60%	3,13%
Oeste 1	0,03%	16,35%	4,49%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Este	20,28%	25,53%	50,26%	15,28%	16,23%	5,96%	0,24%	5,62%	5,13%	5,62%
Oeste 2	124,85%	384,53%	408,41%	89,17%	59,24%	47,26%	126,55%	59,97%	60,46%	58,89%
Sur 1	0,00%	93,38%	59,27%	8,98%	1,61%	4,11%	0,51%	6,85%	6,64%	6,27%
Sur 2		145,11%	107,44%	45,28%	49,28%	6,37%	2,53%	30,95%		

Metodología en base a factores Potencia Media

Generador	Periodo1	Periodo2	Periodo3	Periodo4	Periodo5	Periodo6	Periodo7	Periodo8	Periodo9	Periodo10
Norte 1	2,69%	41,89%	18,61%	7,74%	4,42%	4,57%	13,43%	9,02%	6,97%	6,49%
Oeste 1	5,87%	52,96%	45,39%	10,73%	6,53%	5,48%	13,72%	13,90%	12,97%	10,62%
Este	13,81%	83,42%	63,00%	11,74%	6,06%	0,48%	13,66%	8,16%	6,19%	6,28%
Oeste 2	17,85%	107,38%	78,78%	12,44%	9,31%	4,97%	17,46%	12,29%	8,79%	8,10%
Sur 1	14,82%	94,18%	73,04%	11,91%	35,40%	9,28%	15,44%	10,52%	6,39%	6,12%
Sur 2		60,16%	57,67%	52,22%	23,54%	23,55%	11,36%	9,97%		