



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS BAJO DISTINTOS ESQUEMAS DE PEAJES DE TRANSMISIÓN

MARIO DANIEL CANALES VALENZUELA

Memoria para optar al título de
Ingeniero Civil de Industrias, con Diploma en Ingeniería
Eléctrica.

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V.D.W.

Santiago de Chile, 2005



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

INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS BAJO DISTINTOS ESQUEMAS DE PEAJES DE TRANSMISIÓN

MARIO DANIEL CANALES VALENZUELA

Memoria presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V.D.W.

SAMUEL JERARDINO E.

JUAN DIXON R.

Para completar las exigencias del título de
Ingeniero Civil de Industrias, con Diploma en Ingeniería Eléctrica

Santiago de Chile, 2005

*A mis Padres, a mi hermano
Mauricio, a mis amigos y a mi gran
amor, Carolina Barriga Ch.*

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceras muestras de agradecimiento a todas las personas que aportaron en la realización de este importante trabajo. En especial a los profesores Dr. Hugh Rudnick V.D.W. y Dr. Juan Pablo Montero A. por la confianza y paciencia depositada en mí.

Me gustaría también agradecer a KAS INGENIERÍA, en la persona de Samuel Jerardino E. por su apoyo y valiosos comentarios realizados al presente trabajo.

A mi familia y amigos, por su comprensión, ayuda y apoyo, tanto en los momentos más difíciles, como así también por su compañía en los momentos alegres de este período.

Gracias a Dios y a la Virgen.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	6
INDICE DE FIGURAS.....	9
RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	11
I. INTRODUCCIÓN.....	12
1.1. Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	12
1.2. Sistemas Eléctricos Chilenos	13
1.3. Entorno de la Industria Eléctrica Chilena	16
1.4. Presentación del Trabajo	18
II. PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN SING-SIC	20
2.1. Sistemas Interconectados del Norte Grande y Central.....	20
2.2. Proyectos de Interconexión	24
2.3. Casos Estudiados.....	24
III. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO.....	26
IV. BASES DEL ESTUDIO DE LA INTERCONEXIÓN SING-SIC.....	29
3.1. Demanda	29
3.2. Empresas Generadoras	30
3.3. Plan de Obras	30
3.4. Sistema de Transmisión Troncal (STT)	32
3.5. Esquema de Peajes.....	35
3.5.1. Factores de Distribución	35
3.5.2. Formulación De Los Factores De Distribución	36
V. RESULTADOS DE LA MODELACIÓN.....	40
4.1. Resultados por Sistema	40

4.1.1. Inyecciones y Retiros Físicos de Energía	40
4.1.2. Precio de Venta de Energía o Precio Spot	43
4.1.3. Ingresos por Ventas de Energía	44
4.1.4. Costos de Operación	47
4.1.5. Costo de Transmisión	48
4.1.6. Utilidades y Retorno Sobre la Inversión.....	49
4.1.7. Retiros Valorados.....	53
4.2. Variación de la Asignación del Costo de Transmisión	55
4.2.1. Sin Interconexión	56
4.2.2. Con Interconexión SING-SIC.....	60
VI. CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS	71
BIBLIOGRAFIA	75
A N E X O S	78
Anexo A: EMPRESAS GENERADORAS: RESULTADOS Y ANÁLISIS	79
AI Resultados Por Empresas del SIC	79
A.1.1. ENDESA.....	79
A.1.2. COLBÚN	81
A.1.3. GENER.....	83
A.1.4. OTRAS EMPRESAS DEL SIC:	85
A.1.5. EMPRESAS FUTURAS:	86
AII Resultados Por Empresas del SING	87
A.2.1. ELECTROANDINA.....	88
A.2.2. GAS ATACAMA GENERACIÓN.....	89
A.2.3. EDELNOR.....	89
A.2.4. AES GENER	90
A.2.5. NORGENER	91
A.2.6. CELTA	92
AIII Variación del Cargo de Transmisión por Empresa	92

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1: Características de los Sistemas Eléctricos Chilenos	14
Tabla 1.2: Generación Bruta y Demanda Máxima del SING y del SIC	15
Tabla 1.3: Potencia Instalada Según Tipo de Combustible.....	15
Tabla 1.4: Ventas de Cada Sistema.....	15
Tabla 3.1: Plan de Obras de Generación Propuesto	31
Tabla 3.2: Plan de Obras con Interconexión Corta	32
Tabla 3.3: Plan de Obras con Interconexión Larga.....	32
Tabla 4.1: Inyección y Retiro de Energía en Operación Conjunta	42
Tabla 4.2: Variación del Precio Spot	43
Tabla 4.3: Valor Presente de los Ingresos por Inyección de Energía a Precio Spot (en MMUS\$).....	44
Tabla 4.4: Variación de Ingresos por Inyección de Energía a Precio Spot.....	45
Tabla 4.5 Variación de los Ingresos al No Considerar los Años Secos	47
Tabla 4.6 Variación en los Costos de Operación de Cada Sistema	47
Tabla 4.7 Variación en los Costos de Transmisión de Cada Sistema	48
Tabla 4.8 Valor Presente de las Utilidades de Cada Sistema (en MMUS\$).....	49
Tabla 4.9 Variación en las Utilidades de Cada Sistema.....	49
Tabla 4.10 Valor Presente de las Utilidades de Cada Sistema (en MMUS\$).....	53
Tabla 4.11 Variación en los Retiros de Cada Sistema	53
Tabla 4.12 Asignación de Peajes en el SIC en el Caso I (en MMUS\$).....	57

Tabla 4.13 Asignación de Peajes en el SING en el Caso I (en MMUS\$).....	57
Tabla 4.14 SIC al Variar Asignación después de Interconectar.....	60
Tabla 4.15 SING al Variar Asignación después de Interconectar	61
Tabla 4.16: Diferencias en el SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso (en MMUS\$).....	63
Tabla 4.17: Diferencias Porcentuales en el SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso	63
Tabla 4.18: Diferencias en el SING con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso (en MMUS\$).....	65
Tabla 4.19: Diferencias Porcentuales en el SING con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso	65
Tabla 4.20: Diferencias en SING-SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso (en MMUS\$).....	67
Tabla 4.21: Diferencias Porcentuales en SING-SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso	67
Tabla 4.22: Proporción de las Utilidades de Cada Sistema al Interconectar	68
Tabla 4.23: Proporción de los Retiros de Cada Sistema al Interconectar	69
Tabla 4.24 Diferencias entre Asignaciones en el SIC.....	69
Tabla 4.25: Diferencias entre Asignaciones en el SING.....	70
Tabla A1 Variación ENDESA	80
Tabla A2 Variación COLBÚN.....	83
Tabla A3 Variación GENER.....	84
Tabla A4 Variación OTRAS	86
Tabla A5 Variación FUTURAS.....	87

Tabla A6 Variación ELECTROANDINA	88
Tabla A7 Variación ATACAMA.....	89
Tabla A8 Variación EDELNOR	90
Tabla A9 Variación AES GENER.....	91
Tabla A10 Variación NORGENER.....	91
Tabla A11 Variación CELTA	92
Tabla A12: Diferencias en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta (en MMUS\$)	93
Tabla A13: Diferencias Porcentuales en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta.....	94
Tabla A14: Diferencias en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga (en MMUS\$).....	94
Tabla A15: Diferencias Porcentuales en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga	95
Tabla A16: Diferencias en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta (en MMUS\$).....	95
Tabla A17: Diferencias Porcentuales en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta.....	96
Tabla A18: Diferencias en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga (en MMUS\$).....	97
Tabla A19: Diferencias Porcentuales en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga	97

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1: Diagrama Simplificado del SING.....	21
Figura 2.2: Diagrama Simplificado del SIC.....	23
Figura 4.1: Inyecciones y Retiros de Energía en el SIC	41
Figura 4.2: Inyecciones y Retiros de Energía en el SING	42
Figura 4.3: Ingresos por Hidrología del Año 6	46
Figura 4.4: Balance de Costos y Utilidades del SIC	50
Figura 4.5: Balance de Costos y Utilidades del SING	51
Figura 4.6: Utilidades del SING	52
Figura A1: Capacidad Instalada por Combustible de ENDESA.....	80
Figura A2: Capacidad Instalada por Combustible de COLBÚN	82
Figura A3: Capacidad Instalada por Combustible de GENER	84
Figura A4: Capacidad Instalada por Combustible de OTRAS	86

RESUMEN

El presente trabajo tiene por objetivo principal mostrar el impacto que tiene en los diferentes agentes de un mercado eléctrico una modificación en las condiciones en que se desenvuelven, específicamente en la asignación de los costos de transmisión.

En términos generales una regulación eficiente del segmento de la transmisión debe entregar las señales que permitan a generadores y consumidores tomar las decisiones correctas, es decir, debe conceder los incentivos necesarios que lleven al adecuado desarrollo del mercado.

En esta base, el estudio presenta el análisis de una interconexión de sistemas eléctricos como una alternativa de optimización de recursos energéticos y de abastecimiento, acorde con una mejora en la calidad y seguridad del suministro, lo que permite ilustrar como las señales del regulador inciden directamente en las decisiones que toma cada agente.

El estudio se realiza a partir de la simulación de la operación conjunta de los dos principales sistemas de transmisión chilenos, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). Para esto se consideran dos casos de interconexión que son comparados con un caso base que muestra cada sistema operando de manera independiente, lo que permite apreciar las diferencias en la posición de los agentes involucrados producto de una interconexión u otra.

Cabe mencionar que todo lo anterior supone una situación de abastecimiento de gas natural Argentino sin restricciones.

Posteriormente y hecha la comparación, se analiza como variaría la posición de consumidores y generadores al cambiar las reglas de asignación de los costos de transmisión.

Como resultado adicional del estudio, este trabajo presenta las variaciones que se producen en la operación debido a la realización de una interconexión, desde un punto de vista de sistema y desde el punto de vista de las empresas que operan en él.

ABSTRACT

The present work has as its main objective to show the impact that has in the different agents in an electrical market the change of the market conditions, specifically in the allocation of the transmission costs.

In general terms, an efficient regulation of the transmission segment must give the signals that allow generators and consumers to make the correct decisions, in other words, it must concede the necessary incentives for a suitable development of the market.

The study analyses an interconnection of electrical systems as an alternative of optimization of power resources and supplying, according with an improvement of the supplying security and quality, which will let illustrate how the regulator signs affects directly in the decisions that take each agent of the electric market.

The analysis is made from the comparison of the interconnection of the main Chilean transmission systems, the Interconnected System of Norte Grande (SING) and the Central Interconnected System (SIC). For this, two cases of interconnection are considered and compared with a base case that shows each system operating in an independent way. This allows appreciating the differences between the positions of the agents involved because of one interconnection or the other.

It is worth mentioning that the simulations consider a full Argentinean natural gas supply for the whole period in analysis.

Later and made the comparison, it is analyzed how would vary the position of consumers and generators when changing the rules of allocation of the transmission costs.

As additional result of the study, this work presents the variations that take place in the operation due to the accomplishment of an interconnection, from a point of view of system and from the point of view of the companies that operate in him.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Interconexión de Sistemas Eléctricos

Una interconexión de sistemas eléctricos, se presenta como una alternativa o solución frente al problema de abastecimiento de energía producto del crecimiento de la demanda en forma más rápida que la oferta, así como también por la necesidad de asegurar el abastecimiento, bajar los costos, mejorar el nivel de seguridad de los sistemas, ampliar la oferta, etc. Ante estas necesidades surge el estudio de nuevas alternativas de utilización de recursos energéticos y económicos que en forma óptima y preservando el medio ambiente presenten una solución a lo antes mencionado.

Dentro de las alternativas existentes, a continuación se introduce la alternativa de la interconexión de sistemas eléctricos de potencia. Ésta se plantea como una alternativa de optimización de recursos, tanto de aspectos económicos como energéticos, frente a otras soluciones como el aumento del parque de generación, la búsqueda de nuevas tecnologías o de nuevos recursos energéticos, etc., siendo la interconexión una alternativa viable, cuando en la situación después de interconectar se produce claramente una mejora en la operación del sistema, un aumento de la seguridad y calidad del suministro y además reduce los costos en comparación a la situación pre interconexión.

En otro ámbito, a diferencia de otros segmentos de la industria eléctrica como lo es la generación, la transmisión de energía presenta importantes economías de escala por lo que es tratado como un monopolio natural regulado.

Una regulación eficiente, requiere que las tarifas utilizadas entreguen señales correctas tanto a productores como a consumidores. En el caso específico del segmento de transmisión, estas tarifas deben al menos permitir que se tomen decisiones correctas en relación a la localización de la generación. Además, deben velar por un uso eficiente de la capacidad de transmisión existente y proveer los incentivos adecuados para una expansión eficiente del sistema, entre otros aspectos. Lo anterior no resulta una tarea sencilla, basta con observar la variedad de esquemas de tarifas desarrollados, además de las constantes propuestas regulatorias y las búsquedas de esquemas más eficientes o adecuados a cada realidad [Ham96], [Rudn02], [Rudn94b].

De esta manera a lo largo de este trabajo se pretende mostrar que, suponiendo ciertas condiciones que permiten y hacen óptima la interconexión de

dos sistemas eléctricos, como lo son los sistemas eléctricos chilenos el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC), al variar el esquema de tarifas de transmisión, la solución que brinda una interconexión eléctrica se mueve en distintos grados de factibilidad o rechazo.

Dicho análisis se efectúa considerando dos tipos de interconexión, lo que permite además, comparar diferencias entre inversiones. Es así como en un caso, una interconexión resulta factible entregando el beneficio requerido por los diferentes agentes del sistema, mientras que la otra inversión puede resultar una mejor alternativa dependiendo del esquema de tarifas empleado.

El estudio supone una condición de operación previa a la crisis del gas, situación en la cual las centrales de ambos sistemas que utilizan dicho combustible, contaban con un abastecimiento seguro y de bajo costo y la proyección de la oferta era basada en centrales que utilizaban este combustible para la generación.

Hoy en día, la situación de incertidumbre causada por el abastecimiento de gas natural desde Argentina, afecta directamente el costo de generación de energía eléctrica y coarta el uso seguro y eficiente del parque de generadores tanto del SIC como del SING, lo que ha provocado que no se cuente con las características necesarias para aprovechar la sobreinstalación que fue realizada en años anteriores con el fin de aprovechar una interconexión.

Al suponer un contexto ajeno a la crisis del gas, se construye un escenario en el cual es posible aprovechar los recursos existentes en el SING para suplir una necesidad de abastecimiento del SIC, con lo cual se logra ilustrar como diferentes alternativas de tarificación de la transmisión inciden en las decisiones de los agentes de un sistema eléctrico.

1.2. Sistemas Eléctricos Chilenos

La demanda eléctrica chilena es abastecida a través de cuatro sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la XI Región, y finalmente el Sistema de Magallanes, que abastece la XII Región.

A continuación se presenta una tabla que resume las principales características de estos sistemas a Diciembre de 2002, según los datos proporcionados por la Comisión Nacional de Energía (CNE):

Tabla 1.1: Características de los Sistemas Eléctricos Chilenos

Sistema de Transmisión	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Instalada (%)	Demanda Máxima (MW)	Generación Bruta (GWh)	Ventas (GWh)
SIC	6.732,90	64,33	4.878,0	31.971,30	30.330,0
SING	3.645,10	34,83	1.420,0	10.399,60	9.481,9
Magallanes	64,46	0,62	35,1	176,50	170,1
Aysén	23,41	0,22	15,2	85,90	83,0
Total	10.465,91	100	6.348,3	42.633,30	40.065,0

El Sistema Eléctrico de Magallanes está constituido por tres subsistemas; Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir, operados independientemente por una sola empresa (EDEL MAG LTDA.) y con una capacidad instalada, a Diciembre del año 2002, de 59MW, 4MW y 2MW, respectivamente. Cada uno de ellos es 100% térmico (gas natural y petróleo diesel) y abastece una demanda máxima que el mismo año alcanzó los 35,1MW, representando un 54,88% de la capacidad instalada total.

Al analizar los valores presentados en la Tabla 1.1, es evidente que dada la capacidad instalada los dos primeros sistemas, SIC y SING, éstos resultan ser los más importantes del país.

El SING es un sistema en el cual la generación de energía eléctrica es en un 99% de origen térmico, del cual un 58% de la capacidad instalada según el tipo de combustible corresponde al gas natural. Las ventas sobre la generación, son de un 91% el que a su vez se descompone en un 89% a clientes libres y el 11% restante a clientes regulados.

Por su parte en el SIC, tan sólo el 29% de la generación es de origen térmico. Su principal combustible es el gas natural, el que representa un 22% de la capacidad instalada. El 71% restante proviene de centrales de embalse o de pasada, lo que deja en evidencia la importante dependencia hidrológica de este

sistema. Las ventas sobre la generación son de un 95% donde un 32% corresponde a ventas de energía a clientes libres y un 68% a ventas a clientes regulados.

Las siguientes tablas resumen las principales características de ambos sistemas con cifras presentadas a Diciembre de 2002:

Tabla 1.2: Generación Bruta y Demanda Máxima del SING y del SIC

Sistema	Generación Bruta			Demanda Máxima (MW)
	Térmico (GWh)	Hidráulico (GWh)	Total (GWh)	
SING	10.333,0	67,0	10.400,0	1.420,0
SIC	9.431,3	22.540,0	31.971,3	4.878,0

Tabla 1.3: Potencia Instalada Según Tipo de Combustible

Sistema	Térmico			Hidráulico		Total
	Carbón (MW)	Petróleo (MW)	Gas (MW)	Pasada (MW)	Embalse (MW)	
SING	1.205,74	303,09	2.122,85	13,39	0,00	3.645,07
SIC	937,70	274,50	1.471,90	1.259,40	2.753,40	6.732,90

Tabla 1.4: Ventas de Cada Sistema

Sistema	Ventas a Clientes		Total Ventas (GWh)	Cobertura Poblacional	
	Regulados (GWh)	Libres (GWh)		Población (Hab.)	Porcentaje (%)
SING	1.009,00	8.473,00	9.482,00	922.578	6,1
SIC	20.490,80	9.839,60	30.330,40	13.951.539	92,29

Es importante destacar que en el SING la demanda máxima del año 2002 fue aproximadamente 2,6 veces menor que su capacidad instalada, lo que demuestra la gran capacidad ociosa de este sistema, debido al sobredimensionamiento realizado en décadas pasadas a razón del importante auge

minero de la zona. Es así como se explica además el alto porcentaje de clientes libres en este sistema los que principalmente corresponden a empresas mineras con contratos de abastecimiento de largo plazo. Cabe destacar que esta situación supone un abastecimiento de gas previo a la crisis.

1.3. Entorno de la Industria Eléctrica Chilena

En Chile, el marco legal que define las reglas para la instalación y funcionamiento de empresas eléctricas y que busca crear las condiciones óptimas de competencia en los segmentos de la industria eléctrica en que sea posible es el Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982 (DFL N°1/82), decreto que en la actualidad se vio modificado por la Ley 19.940 (Ley Corta I) ya en vigencia.

El sistema es coordinado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), el que tiene entre sus funciones las de preservar la seguridad del servicio global del sistema y garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instituciones.

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía (CNE), es la entidad que elabora y coordina los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, vela por el cumplimiento de dichas normas, asesora al gobierno en materias relacionadas y se encarga de la fijación de las tarifas del sector eléctrico chileno, buscando asegurar el retorno de la inversión y protegiendo a su vez a la demanda.

El esquema de tarifas para la generación empleado en Chile, se basa en el cálculo de dos precios: un precio de energía que está asociado a la operación del sistema y un precio de potencia ligado a las inversiones necesarias para abastecer la demanda. Ambos precios son calculados en un nudo básico de energía o de potencia y luego son trasladados al resto de la red a través de los llamados “*factores de penalización de energía y de potencia*” [Palma99], los cuales introducen las pérdidas correspondientes, dando origen al Precio de Nudo de Energía y al Precio de Nudo de Potencia.

En cuanto al segmento de transmisión, las tarifas se basan en el cálculo del costo marginal de corto plazo, que busca abastecer una unidad más de demanda manteniendo constantes los activos fijos del sistema.

Debido a las economías de escala presentes en este segmento, los costos medios resultan mayores que los costos marginales, lo que impide que se aprecien retornos a la inversión en el largo plazo, resultando un esquema de

tarifas insuficiente para financiar los costos totales de transmisión, por lo que se debe agregar un cargo adicional que permita alcanzar los costos medios y por ende financiar el costo de transmisión. Dicho cargo se conoce como “*peaje*”.

Es así como la tarifa o peaje cobrado en el sistema chileno es la que permite cubrir los costos totales del sistema de transmisión, entre los que se encuentran los costos de operación, de mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un “*área de influencia*”.

Se entiende por área de influencia a todo el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico que se ven afectadas por la inyección de potencia y energía de manera directa de una central generadora. La Ley N° 19.940 redefine en Chile el área de influencia, pasando de ser una zona específica y definida para una central en particular, a ser un área de influencia común del sistema de transmisión troncal, la cual es descrita con mayor detalle más adelante.

El concepto de área de influencia pretende representar el uso efectivo de cada usuario del sistema de transmisión, independiente del contrato comercial que tenga. Entonces, cuando una central esté conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia pertenezcan a un tercero, se entiende que la central que hace uso de estas instalaciones, debe pagar los costos correspondientes.

Para determinar este costo, la Dirección de Peajes del CDEC competente utiliza la información sobre los valores nuevos de reemplazo (AVNR) y costos de operación y mantenimiento (COyM) correspondientes a la información entregada por lo propietarios de las instalaciones.

Dicha información sobre los AVNR, se determina calculando los valores de reemplazo de las instalaciones, las cuales se deprecian a 30 años a una tasa del 10% mientras que el COyM, se debe a los costos de operación y su correspondiente mantenimiento. Esto provee una señal económica del costo de expansión del sistema.

El monto del peaje básico es la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, de mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas, deducido el ingreso tarifario anual; ingreso producido por las diferencias de

precios entre la barra de inyección y la barra de retiro, y se calcula según la localización de cada generador de acuerdo a la cantidad de energía (potencia) transitada por cada empresa.

Dado que el peaje básico le permite al transmisor cubrir sus costos totales de transmisión incluyendo los costos de inversión, la existencia de éste incentiva a los transmisores a realizar inversiones en el largo plazo.

Una vez establecido el monto del peaje que permite al transmisor alcanzar sus costos totales, identificando a los usuarios y su proporción de utilización, el asignar los peajes no resulta ser algo trivial. En la literatura es posible encontrar numerosas alternativas que plantean alguna forma de distribución, por ejemplo, el esquema de precios planteado por Frank Ramsey, según el beneficio percibido por cada usuario, a través de la estimación de alguna medida independiente, como pueden ser la capacidad instalada o potencia media, o simplemente por el uso de la instalación.

La asignación de peajes en Chile se realiza mediante la determinación del uso efectuado por cada agente de una instalación. Tras la aprobación de la llamada Ley Corta, dicha asignación es efectuada de la siguiente manera: en primer lugar se define lo que se conoce como Área de Influencia Común del Sistema Troncal, en donde a los generadores en esa área se les atribuirá el 80% del uso de las líneas del sistema y el 20% restante a los consumos, mientras que en el resto del sistema troncal, el uso será determinado según la dirección del flujo. Para las líneas que inyecten energía al área de influencia común, el uso se supondrá por los generadores, mientras que las líneas que retiren energía, su uso será atribuido a los consumidores [LeyCorta].

De esta manera, resulta interesante mostrar como bajo distintos esquemas de asignación de peajes y bajo una operación conjunta de los dos sistemas de transmisión más importantes del país, la situación de los diferentes agentes involucrados cambia.

1.4. Presentación del Trabajo

El trabajo muestra brevemente al lector los diferentes proyectos de interconexión propuestos por la empresa privada, deteniéndose en dos casos de estudio los cuales, con el fin de mostrar las diferencias en la operación, son comparados con un caso base que no considera la unión de los sistemas.

Para objetivos del estudio, interesa apreciar las diferencias en la operación de los distintos agentes involucrados, por lo que fueron considerados sólo ingresos por conceptos de ventas de energía y no de potencia. El análisis es realizado tomando en cuenta los dos sistemas por separado y también considerando los cambios en las posiciones de las empresas generadoras que operan en Chile en cada sistema.

Se estructuró el presente documento a partir de temas generales para concluir con los puntos particulares de estudio. De esta manera en el capítulo 2, se realiza una muy breve descripción de las principales características técnicas y geográficas de los sistemas SING y SIC, y posteriormente se enuncian proyectos publicados en la prensa que avalan los casos estudiados.

En el capítulo 3 se expone la metodología empleada para el análisis, precisando los términos y definiendo los puntos más importantes a considerar en relación a este estudio.

En el capítulo 4, una vez definidos los casos o proyectos de interconexión a analizar, se presentan las bases, supuestos y condiciones de estudio utilizando el modelo OSE2000.

El cuerpo o desarrollo principal del trabajo es abordado en el capítulo 5, en el cual se presentan los principales resultados obtenidos producto de la simulación de la operación de los sistemas bajo cada caso de interconexión, y a su vez, comparados con los resultados obtenidos de la simulación de los sistemas sin incluir la interconexión. Además se presentan los resultados de la variación del esquema de tarifas de transmisión de energía eléctrica, específicamente, los cambios debido a la redistribución de las utilidades y pagos entre los agentes involucrados al variar la asignación del costo por uso del sistema de transmisión. Esta situación, en primer lugar, es analizada de manera aislada, sin interconexión, lo que permite apreciar su impacto en cada sistema y, posteriormente, bajo las condiciones de interconexión.

Finalmente, en el capítulo 6 se comentan las conclusiones del trabajo y posibles desarrollos futuros del estudio.

II. PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN SING-SIC

En su época, diversas empresas manifestaron su interés en llevar a cabo la interconexión de los sistemas eléctricos del norte grande y central, pero debido a la demora en la promulgación de la Ley Corta, se produjo un estancamiento en el sector ya que, por supuesto, nadie quería realizar inversiones mientras las reglas no fueran claras.

A continuación, se presentan los puntos más relevantes de los sistemas SING y SIC y posteriormente los proyectos que han sido estudiados con el objetivo de la interconexión de ambos

2.1. Sistemas Interconectados del Norte Grande y Central

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados entre la I y II región del país - entre Tarapacá y Antofagasta - cubriendo una superficie de 185.148,2 Km² (24,49% del territorio chileno). Según cifras del censo de 2002, la población en esta zona alcanza al 6,1% del total nacional (922.578 habitantes) y está concentrada principalmente en algunas ciudades y poblados muy distanciados entre sí.

En este territorio predominan los climas áridos diversificados tanto por el relieve transversal como por la altura, lo que ha definido la distribución y densidad de la población llevándola a ubicarse, principalmente, en el borde costero, lo que ha llevado a que los centros de consumo estén separados por grandes distancias. Esto, sumado al hecho que la sequedad del área impide un escurrimiento de aguas que permita un aprovechamiento para la generación de energía eléctrica, y que el consumo de energía en las ciudades es muy inferior al de las empresas mineras; grafican las características problemáticas muy particulares que presenta el Norte Grande para efectos del abastecimiento eléctrico.

Dado lo anterior, el abastecimiento eléctrico de los distintos centros de consumo, se consiguió con varios sub-sistemas eléctricos separados, basados fundamentalmente en plantas de generación termoeléctrica. A fines de 1987 se interconectaron algunos de estos sub-sistemas, lo que dio origen al Sistema Interconectado del Norte Grande.

Chiloé por el sur, lo que corresponde a una superficie de 329.976Km^2 (43,65% del territorio nacional).

La operación de este sistema, es coordinada por el CDEC-SIC y se basa en minimizar el costo global actualizado de la operación y racionamiento.

A continuación se muestra un diagrama simplificado del SIC:

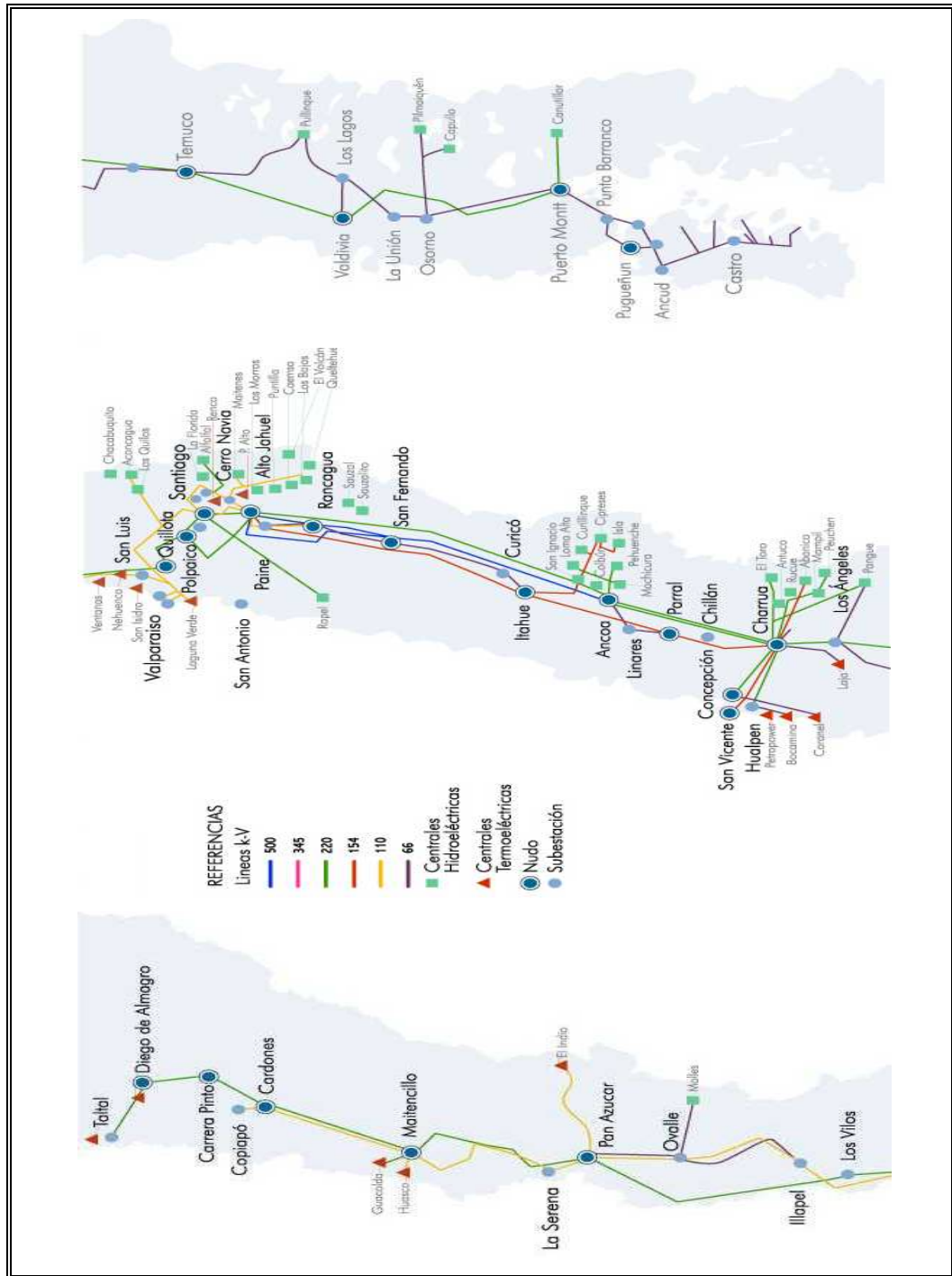


Figura 2.2: Diagrama Simplificado del SIC

2.2. Proyectos de Interconexión

Existieron varias alternativas que buscaban llevar a cabo la interconexión de los sistemas chilenos SING y SIC, para fines de este trabajo sólo se hará referencia a los proyectos comentados en la prensa de dos importantes empresas: ELECTROANDINA S.A. y el de HQI TRANSELEC.

ELECTROANDINA S.A. planteó una interconexión *corta* con una extensión de alrededor de 410 Km. que uniría los nodos de Chacaya-Mejillones del SING y Diego de Almagro del SIC a través de una línea de corriente alterna de 220 KV capaz de transportar unos 300 MW de potencia y un costo de inversión de aproximadamente US\$ 200 millones. Estudió, además, la posibilidad de realizar un proyecto de conexión *mixta*, es decir, unir con una línea corta los dos extremos más próximos del SING y del SIC y, posteriormente, desde esta línea, unir el centro del SIC. El costo aproximado es de US\$ 400 millones y consta en la unión de Crucero y Diego de Almagro a través de una línea de corriente alterna de 1.200 MW de potencia de los cuales unos 200 MW reforzarían la zona norte del SIC para luego, mediante el uso de una estación de transferencia, transportar 1.000 MW de potencia en corriente continua hasta Polpaico.

Por su parte HQI TRANSELEC propuso unir nudos fuertes de ambos sistemas, como serían Mejillones en el SING y Cardones en el SIC, dado que en este último es donde empieza el doble circuito de este sistema. La extensión de la línea sería de unos 380 Km., con una potencia de 300 MW en corriente alterna y el costo de la inversión sería aproximadamente de unos US\$ 250 millones.

En resumen, no existía certeza sobre cual era el mejor proyecto de interconexión. La variación en los diferentes estudios referentes al tema, se presenta en el largo de la línea y en los puntos de interconexión; temas básicos y trascendentales para este tipo de inversiones.

Se plantean interconexiones cortas, mixtas o en su defecto largas que unirían el SING con el centro del SIC directamente. En base a esto, los casos estudiados son dos:

2.3. Casos Estudiados

Se estudiaron dos tipos de interconexión, las que, como se ha dicho anteriormente, luego serán comparadas con un caso base (Caso I) que no

contempla interconexión alguna a fin de poder visualizar los cambios que produce una solución respecto de la otra.

La primera interconexión estudiada (Caso II) es del tipo corta y une los nodos de Chacaya 220 KV del SING y Cardones 220 KV del SIC. Su longitud es de aproximadamente 550 Km. con una potencia de 360 MW en una tensión de 300 KV en corriente continua y una inversión aproximada de US\$ 286 MM que depreciada a 30 años con una tasa de descuento del 10%, hace necesarios aproximadamente US\$ 30,3 MM anuales de retorno para realizar dicha inversión. Se modeló su ingreso al sistema para el mes de Abril del año 5.

La segunda es una interconexión larga que une los nodos Chacaya 220 KV y Polpaico 220 KV, con el propósito de que estuviera operativa en el mes de Enero del año 6 de la simulación. Posee una longitud de aproximadamente 1.300 Km., una potencia de 1000 MW, 500 KV, en corriente continua y requiere una inversión aproximada de US\$ 490 millones, lo que hace necesarios aproximadamente US\$ 52 MM de retorno anuales, durante 30 años.

Desde el punto de vista técnico-económico, el motivo de la elección de líneas en corriente continua se debe, por una parte, a que resulta mejor para el estudio comparar líneas de características similares, y por otra que se busca evitar las oscilaciones dinámicas que se producen de la operación conjunta de ambos sistemas.

III. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El objetivo del trabajo es ilustrar mediante un ejercicio práctico, cómo la definición de los cánones o reglas de un mercado eléctrico, influyen en las decisiones de los agentes involucrados, es decir, busca mostrar la incidencia de las señales entregadas por el regulador en el desarrollo de un mercado tan importante como es el mercado eléctrico.

A lo largo del trabajo se compararán dos tipos de interconexión y cada una con una condición sin interconexión permitiendo el análisis de dos escenarios diferentes. Esto ilustrará situaciones y características operacionales diferentes de los mercados SIC y SING en cada caso, entregando resultados adicionales al estudio.

Lo anterior supone, entonces, que se modelará la operación de los sistemas SIC y SING en tres casos: sin interconexión, bajo una interconexión corta y bajo una interconexión larga. En cada caso se analizan: las inyecciones físicas de energía durante todo el período de modelación ya que el estudio de este punto permite apreciar las variaciones en la generación de energía eléctrica en cada sistema, y en conjunto una vez interconectadas. Así se ilustrarán las variaciones de la oferta frente a una situación u otra. Además se mostrarán los retiros físicos de energía, los que, como fue mencionado, caracterizan una demanda completamente inelástica.

Una vez más es importante destacar el hecho de que se ha supuesto que la generación de energía cuenta con un suministro seguro y sin restricciones de gas natural desde Argentina. Esto permite eliminar las distorsiones que introduce un abastecimiento de gas inestable.

Otro punto que se analizará son las diferencias apreciadas en cada caso respecto de los ingresos de la oferta por ventas de energía valoradas a precio spot. Esto permitirá un primer estudio del beneficio o pérdida de cada empresa generadora frente a cada tipo de interconexión y, por ende, su apoyo o rechazo a este tipo de inversiones.

Al valorar los ingresos a costo marginal o precio spot, el análisis de las variaciones que enfrenta este precio respecto de una interconexión u otra permitirá revisar el acople de ambos sistemas y la posterior estabilización del costo marginal de conjunto. En forma adicional al análisis ésto permitirá

identificar las zonas específicas de cada sistema que se verían influenciadas con un tipo de interconexión u otro producto de la operación conjunta.

También resulta interesante estudiar qué sucede con los costos de operación en cada sistema, lo que permite chequear lo sucedido con el despacho de centrales. Las variaciones, tanto las alzas como las bajas en los costos de operación de un sistema, están directamente relacionadas con el mayor o menor despacho del parque de generación.

El análisis de la situación de los costos de transmisión es realizado suponiendo los siguientes escenarios; en primer lugar, se analiza la asignación bajo el esquema en el cual la generación es responsable del 100% de los costos de transmisión y desde este punto de vista se estudian las variaciones que establecen los diferentes proyectos de interconexión en comparación al caso sin interconexión. Posteriormente, a partir de la asignación anterior se variará la asignación del cargo entre generadores y consumidores a razón de 80-20, 50-50 y 0-100, es decir, en el caso 80-20, el 80% de los costos de transmisión serán de responsabilidad de los generadores y el 20% restante se atribuirán a los retiros. Luego, en el caso 50-50 se compartirán los costos en un 50% cada uno, oferta y demanda hasta finalmente traspasar todo el costo a la demanda.

Al revisar qué va sucediendo únicamente con los costos de transmisión no se apreciaría la situación favorable o desfavorable que adoptan los agentes involucrados y por ende no se logra el objetivo del estudio, es por eso que se analizan, además, las utilidades resultantes de los puntos anteriores.

Por utilidades se consideran los ingresos descontados los costos, es decir, los ingresos por ventas de energía, menos los costos de operación y transmisión.

En paralelo a lo anterior, se revisa qué sucede con el costo de la demanda, agrupando el costo de la compra de energía eléctrica más el costo de transmisión.

De esta manera, se tendrían las diferentes posiciones de consumidores y productores frente a una interconexión u otra y su correspondiente asignación del costo de transmisión.

Todo el análisis de los puntos anteriores permitirá ilustrar de una manera práctica y desde una perspectiva económica la factibilidad de realizar un proyecto u otro al variar el esquema de asignación del costo de transmisión, lo

que, a su vez, admitirá la evaluación de una interconexión desde un punto de vista socialmente óptimo, medido como la maximización del beneficio de consumidores y productores.

Bajo los supuestos mencionados en capítulos anteriores, la interconexión SING-SIC permitiría al SIC asegurar su abastecimiento acorde con los requerimientos de demanda en el tiempo y reducir el costo de abastecimiento comparando los planes de obras definidos para el estudio, ya que la inversión en una interconexión es menor al de los proyectos de generación determinados. Por otro lado implicaría un uso eficiente de los recursos ya existentes en el SING.

Debido a las economías de escala presentes en el segmento de la transmisión de energía eléctrica, se hace necesaria la intervención de un organismo regulador con el fin de verificar que la industria sea remunerada y que los clientes no estén sometidos a la acción de un mercado monopólico.

Desde un análisis netamente económico las señales que debe entregar el regulador son las que, entre otras, hagan viable inversiones de bajo costo para el conjunto oferta-demanda y que además permitan tanto hacer un uso eficiente de los recursos “capacidad de transmisión y generación” como también proveer los incentivos correctos para la localización de la generación, de los consumos y expansión de las redes.

Manteniendo claros los objetivos del regulador, el presente trabajo modela las situaciones que éste enfrenta a fin de mostrar el camino que sigue en pos de brindar las señales adecuadas y acordes con lo requerido.

IV. BASES DEL ESTUDIO DE LA INTERCONEXIÓN SING-SIC

Una vez determinados los casos de estudio, se utilizó el modelo computacional OSE2000 para su simulación.

Brevemente, el modelo OSE2000 desarrollado por el Sr. Samuel Jerardino E. de KAS INGENIERÍA, es un modelo multinodal que considera toda la representación topológica, tanto del SING como del SIC, necesaria para modelar la interconexión de ambos sistemas.

Actualmente este modelo es utilizado por la CNE en el cálculo de los precios de nudo de energía y potencia del SING y SIC.

El horizonte de estudio para el análisis de la interconexión contempla la operación de los sistemas durante ocho años, considerando 41 hidrologías históricas bajo las siguientes condiciones:

3.1. Demanda

En el caso del SING, el modelo, considera las demandas por barras y las clasifica según si son residenciales (clientes regulados) o industriales (clientes libres), en base a factores de repartición mensual, utilizando curvas de duración para cada tipo de demanda. En este sistema se consideró un crecimiento promedio anual de la demanda de un 4% [CNE03b].

En cuanto al SIC, el crecimiento estimado en la demanda de energía de este sistema es de un 7% promedio anual [CNE03] y es modelado por barras, considerando componentes de consumo residencial e industrial y para cada mes del año se utilizó una curva de duración diferente según el tipo de demanda.

El flujo por línea es representado mediante una aproximación lineal de 5 tramos para líneas de 220 KV y de 3 tramos para aproximaciones menores, lo que entrega un mayor grado de precisión en los resultados.

El estudio fue efectuado considerando inyecciones y retiros por barra, sin perjuicio del tipo de retiro que fuera, es decir, no se realiza una distinción en cuanto al tipo de retiro, si es residencial o industrial.

El supuesto de un crecimiento promedio anual sostenido, caracteriza una demanda inelástica, lo que implica que en el estudio el consumo de energía será constante sin importar el precio que alcance la oferta, pero por otro lado, se sabe, además, que la demanda alcanza un valor nulo cuando el precio de venta de energía sobrepasa el costo de falla.

3.2. Empresas Generadoras

Las empresas generadoras consideradas en el estudio, que operan en el SING son las siguientes:

- CELTA S.A.
- GASATACAMA GENERACIÓN LTDA.
- NORGENER S.A.
- AES GENER S.A.
- EDELNOR S.A.
- ELECTROANDINA S.A.

Del mismo modo, las principales empresas generadoras que operan en el SIC, son las siguientes:

- ENDESA S.A.
- AES GENER S.A.
- COLBÚN S.A.
- OTRAS EMPRESAS DEL SIC
- EMPRESAS FUTURAS

En el Anexo A, se realiza una breve descripción de cada una de estas empresas, comentando entre otras cosas las centrales pertenecientes a cada una de ellas, los usos y tipos de combustibles empleados para la generación y porcentajes de capacidad instalada en el sistema. Todo esto a partir de información presentada a Diciembre del año 2002 [CDEC-SIC], [CDEC-SING].

3.3. Plan de Obras

En el plan de obras se intentó no incluir inversiones en el sistema de transmisión con el objetivo de aislar los efectos producidos en la operación del sistema por las líneas de interconexión con respecto de otras inversiones. Aun así, se debió considerar el proyecto de ampliación de la línea entre Charrúa y Ancoa y la interconexión entre Polpaico y Charrúa en 500 KV.

Para el SING no se ha considerado un plan de obras futuras. Esto se debe a que, como fue mencionado, no se han considerado restricciones de gas natural desde Argentina, por lo que este sistema se encuentra sobredimensionado,

haciendo innecesaria la inclusión de nuevas inversiones en generación. Esta condición concuerda con lo propuesto en su época por la CNE en el cálculo del precio de nudo para este sistema [CNE-SING 03].

En el caso del SIC, el plan de obras utilizado en el estudio fue proporcionado por KAS INGENIEROS y resulta del análisis del comportamiento del sistema en el período de estudio, bajo un mínimo costo de operación, mantenimiento y falla. Las obras propuestas contribuyen a mantener un precio promedio de energía de 23 US\$/MWh, el cual permite el financiamiento de las inversiones de generación en el sistema. A continuación se muestra el plan de obras propuesto:

Tabla 3.1: Plan de Obras de Generación Propuesto

Año	Barra de Inyección	Tipo
4	Alto Jahuel 220	Central
5	Totihue 220	Central
7	Temuco 220	Central
7	Paposo 220	Central
8	Candelaria 220	Central

Las centrales futuras modeladas, son centrales a gas de ciclo combinado de 335 MW de potencia, sin considerar fogón adicional.

Al introducir las interconexiones, el plan de obras propuesto es modificado ya que esta inversión desplaza a otras inversiones en generación.

La Tabla 3.2 a continuación, muestra el plan de obras incluyendo la inversión en la interconexión corta. Si se compara con la Tabla 3.1 se aprecian las modificaciones que introduce la puesta en operación de la interconexión de ambos sistemas mediante dicha línea, la cual une las subestaciones de Chacaya 220 KV del SING con Cardones 220 KV del SIC. A diferencia de lo presentado en la Tabla 3.1 debido a la interconexión, la construcción de una central en Paposo 220 KV ya no es necesaria.

Tabla 3.2: Plan de Obras con Interconexión Corta

Año	Barra de Inyección	Tipo
4	Alto Jahuel 220	Central
5	Totihue 220	Central
5	Interconexión (Corta)	Línea
7	Temuco 220	Central
8	Candelaria 220	Central

De igual manera ocurre al interconectar ambos sistemas mediante la línea larga o Caso III. Esta inversión desplaza la construcción de dos centrales de generación de energía eléctrica: las centrales futuras de Totihue 220 KV y de Candelaria 220 KV, pero vuelve a hacer necesaria para el país la construcción de una central en la zona de Paposo, ya que esta interconexión va a reforzar la zona centro del SIC, específicamente en el nodo Polpaico 220 KV.

Tabla 3.3: Plan de Obras con Interconexión Larga

Año	Barra de Inyección	Tipo
4	Alto Jahuel 220	Central
6	Interconexión (Larga)	Línea
7	Temuco 220	Central
8	Paposo 220	Central

Es así como se puede apreciar, tal como fue mencionado al comienzo, que la interconexión de los sistemas SING y SIC se presenta como una alternativa de abastecimiento frente, en este caso, a la inversión en generación de energía eléctrica en el SIC.

3.4. Sistema de Transmisión Troncal (STT)

Otro punto importante, que enmarca el desarrollo del estudio, es la determinación de qué conjunto de líneas del sistema de transmisión serán remuneradas.

Para estos efectos, las líneas del sistema de transmisión consideradas son sólo las que pertenecen al STT definido por la CNE antes de la aprobación de la Ley N° 19.940, la que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. Esta información sobre el sistema fue proporcionada por KAS INGENIEROS.

El STT definido para el SING se compone de tres líneas:

- Crucero 220 - Lagunas 220
- Central Atacama 220 - Crucero 220
- Chacaya 220 - Crucero 220

En el SIC, el STT está definido por 24 líneas detalladas a continuación:

- Diego de Almagro 220 - Carrera Pinto 220
- Carrera Pinto 220 - Cardones 220
- Cardones 220 - Maitencillo 220
- Maitencillo 220 - Pan de Azúcar 220
- Pan de Azúcar 220 - Quillota 220
- Quillota 220 - Polpaico 220
- Cerro Navia 220 - Polpaico 220
- Chena 220 - Cerro Navia 220
- Alto Jahuel 220 - Chena 220
- Alto Jahuel 220 - Polpaico 220
- Ancoa 500 - Alto Jahuel 500
- Alto Jahuel 500 - Alto Jahuel 220
- Polpaico 500 - Polpaico 220
- Polpaico 500 - Alto Jahuel 500
- Ancoa 500 - Polpaico 220
- Ancoa 500 - Ancoa 220
- Charrúa 220 - Ancoa 220

- Charrúa 220 - Charrúa 500
- Charrúa 500 - Ancoa 500
- Temuco 220 - Charrúa 220
- Valdivia 220 - Temuco 220
- Barro Blanco 220 - Valdivia 220
- Puerto Montt 220 - Barro Blanco 220
- Puerto Montt 220 - Temuco 220

Después de la aprobación de la Ley N° 19.940, el sistema de transmisión troncal lo definen [Ley Corta] “...las líneas o subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas”.

Entonces, para que una línea cualquiera califique como parte del STT debe cumplir con lo siguiente [CEP]:

- Tener una tensión mayor o igual a 220 KV.
- Debe mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.
- Los flujos en las líneas no deben ser atribuidos a un solo cliente o a la producción de una sola central de generación o a un grupo con un número reducido de estas.
- La magnitud de estos flujos no debe estar determinada por un número reducido de consumidores.
- La línea debe tener tramos con flujos bidireccionales relevantes.

En la modelación del ejercicio, las líneas que serán remuneradas corresponden al sistema de transmisión propuesto y descrito previo a la promulgación de la Ley Corta.

Por otra parte bajo las definiciones que entrega la Ley N° 19.940, en este sistema se introduce del concepto de área de influencia común:

“(C)...Es el área, fijada para efectos de remuneración del Sistema Troncal, constituido por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema.
2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema.
3. Que la densidad de la utilización, dada por el cociente (SIC) entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

Bajo esta regla, el STT del SIC definido previamente se divide en tres subsistemas: el subsistema norte que comprende todos los nodos entre las barras Diego de Almagro 220 KV y Quillota 220 KV, luego entre Quillota 220 KV y Charrúa 500 KV se define el Área de Influencia Común y finalmente el subsistema sur que va entre Charrúa 500 KV y Puerto Montt 220 KV.

3.5. Esquema de Peajes

El esquema determinado en Chile para el pago de las instalaciones de transmisión asegura a los propietarios de dichas instalaciones el pago del costo de inversión a partir del concepto de valorización de activos, Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), reflejado en el peaje.

El peaje básico se paga a prorrata de la utilización efectiva que cada usuario hace de la línea.

Las participaciones de los generadores y/o consumidores, en los flujos por las líneas, se ha determinado mediante la utilización de los llamados factores de distribución de la generación y la carga [Rudn95].

3.5.1. Factores de Distribución

Los factores de distribución, han sido usados en los estudios de seguridad y contingencia de los sistemas eléctricos de potencia y presentan un

procedimiento que busca encontrar índices que den una medida de la utilización de la red de transmisión tanto para generadores como para consumos.

La metodología de estos factores define los siguientes:

- Factores de distribución A o GSDF (generalized shift distribution factors): Relacionan los cambios incrementales de inyección o de retiro de potencia en las barras - exceptuando la de referencia - con la variación del flujo en una línea.
- Factores B o GGDF (generalized generation distribution factors): Representan el impacto total - no incremental -, en el flujo de potencia a través de una línea de transmisión, debido al cambio en la inyección de un generador del sistema.
- Factores C o GLDF (generalized load distribution factors): Representan el impacto total - no incremental - en el flujo de potencia a través de una línea de transmisión, debido al cambio del retiro de una carga del sistema.

3.5.2. Formulación De Los Factores De Distribución

3.5.2.1. Factores A o GSDF

El factor de distribución de desplazamiento de la generación $A_{l-k,g}$ indica la relación entre un cambio en la potencia inyectada ΔPI_g en una barra g y el cambio ΔF_{l-k} en el flujo a través de la línea $l-k$. Además, se considera que un cambio de inyección de potencia, en una barra cualquiera, es absorbido por un cambio igual ΔPI_R en la barra de referencia R , manteniéndose constantes las restantes generaciones y cargas del sistema.

Tenemos que la variación en el flujo por una línea está dada por:

$$\Delta F_{l-k} = \sum_{g \neq R} A_{l-k,g} \cdot \Delta PI_g \quad (1)$$

Donde se cumple que:

$$\sum_{g \neq R} \Delta PI_g + \Delta PI_R = 0 \quad (2)$$

Los factores GSDF se obtienen de la matriz de reactancias del sistema, excluida la fila y columna de la barra de referencia g , como:

$$A_{l-k,g} = \frac{X_{l-g} - X_{k-g}}{X_{l,k}} \quad (3)$$

Donde X_{l-g} y X_{k-g} corresponden a elementos de la matriz de reactancia (la inversa de la matriz de admitancia nodal) y $X_{l,k}$ corresponde a la reactancia del tramo $l-k$, donde l y k son los nodos terminales o de conexión de la línea $l-k$.

Los factores GSDF son determinados para los cambios en los flujos de las líneas, debido a una variación incremental en la inyección o retiros de potencia en las barras, y son independientes de la operación del sistema, pero dependen de la configuración o topología de la red, la barra de referencia elegida y los valores de las reactancias.

3.5.2.2. Factores D o GGDF

Los factores D o GGDF, relacionan el flujo de potencia en una línea $l-k$, con la potencia inyectada en una barra generadora g del sistema. Se diferencian de los factores GSDF, debido a que suponen variaciones totales de generación - flujo, y no incrementales.

Un factor $D_{l-k,g}$ relaciona la inyección total de un generador G_g en una barra g , con el flujo real F_{l-k} por una línea $l-k$. Estos factores se definen como:

$$F_{l-k} = \sum_g D_{l-k,g} \cdot G_g \quad (4)$$

Estos factores son independientes de la barra de referencia escogida, pero sí dependen de la operación del sistema, de su configuración o topología y de los valores de las reactancias.

Las siguientes ecuaciones nos muestran las expresiones, que relacionan los factores GGDF, como una función de los factores GSDF y de los flujos por las líneas:

$$D_{l-k,g} = A_{l-k,g} + D_{l-k,R} \quad (5)$$

Donde $D_{l-k,R}$ queda dado por:

$$D_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} - \sum_{p \neq R} A_{l-k,p} \cdot G_p}{\sum_g G_g} \quad (6)$$

3.5.2.3. Factores C o GLDF

Estos factores relacionan el flujo de potencia en una línea l-k, con la potencia retirada en una barra generadora j del sistema. Se diferencian de los factores GSDF, debido a que suponen variaciones totales de la carga - flujo, y no incrementales.

Un factor $C_{l-k,j}$ relaciona la inyección total de una carga L_j en una barra j, con el flujo real F_{l-k} por una línea l-k. Estos factores se definen como:

$$F_{l-k} = \sum_j C_{l-k,j} \cdot L_j \quad (7)$$

Al igual que los GGDF estos factores GLDF son dependientes de la configuración, la operación del sistema y los valores de las reactancias, pero son independientes de la barra de referencia escogida.

Las siguientes ecuaciones nos muestran las expresiones, que relacionan los factores GLDF, como una función de los factores GSDF y de los flujos por las líneas:

$$C_{l-k,j} = C_{l-k,R} - A_{l-k,j} \quad (8)$$

Donde $C_{l-k,R}$ queda dado por:

$$C_{l-k,R} = \frac{F_{l-k} + \sum_{p \neq R} A_{l-k,p} \cdot L_p}{\sum_j L_j} \quad (9)$$

En Chile, previo a la promulgación de la ley 19.940, el pago por el sistema de transmisión era de total responsabilidad de los agentes generadores, en relación al uso que efectivamente hacen de las instalaciones de transporte. Como fue presentado en el punto anterior, actualmente se establece un esquema de pago por uso del sistema de transmisión, compartido entre los generadores y consumidores del sistema.

La implementación de los factores de distribución en el modelo, nos permite determinar quiénes son los usuarios que efectivamente hacen uso de la instalación de transmisión y, por lo tanto, realizar la asignación del pago correspondiente, dependiendo del esquema de tarifas empleado.

Una vez definidas las bases y condiciones que enmarcan este trabajo, a continuación se presentan los resultados obtenidos de la modelación de los sistemas descritos, utilizando el modelo OSE2000, a partir de la información proporcionada por la CNE y KAS INGENIERÍA.

V. RESULTADOS DE LA MODELACIÓN

La modelación se efectuó considerando la operación independiente de los sistemas SING y SIC, situación definida como caso base o Caso I, además de la operación conjunta de ambos sistemas interconectados por una línea corta, contexto definido como Caso II y operando en conjunto mediante la consideración de una interconexión larga o Caso III.

Los resultados de lo anterior son presentados en el siguiente capítulo comparando la operación en los casos II y III con la operación en el Caso I, a fin de exponer de mejor manera las implicancias que tiene una interconexión u otra frente a una operación normal de ambos sistemas.

4.1. Resultados por Sistema

4.1.1. Inyecciones y Retiros Físicos de Energía

Las inyecciones y retiros físicos de energía corresponden a la energía física que es despachada o consumida en el correspondiente sistema, por generadores y consumidores respectivamente, durante el período de estudio.

La Figura 4.1 muestra las inyecciones (el abastecimiento) y retiros (consumo) anuales de energía en el SIC. A partir de esta información se tiene que la suma total de energía inyectada durante el período de estudio en el Caso I es de 343.973 GWh, los que permiten abastecer una demanda total de 337.019 GWh presentes en el mismo período. Es posible apreciar que producto de la interconexión, la inyección de energía en el SIC disminuye aproximadamente en un 2,1% en ambos casos, es decir, bajo el Caso II se inyectarían 336.746 GWh y 336.823 GWh en el Caso III.

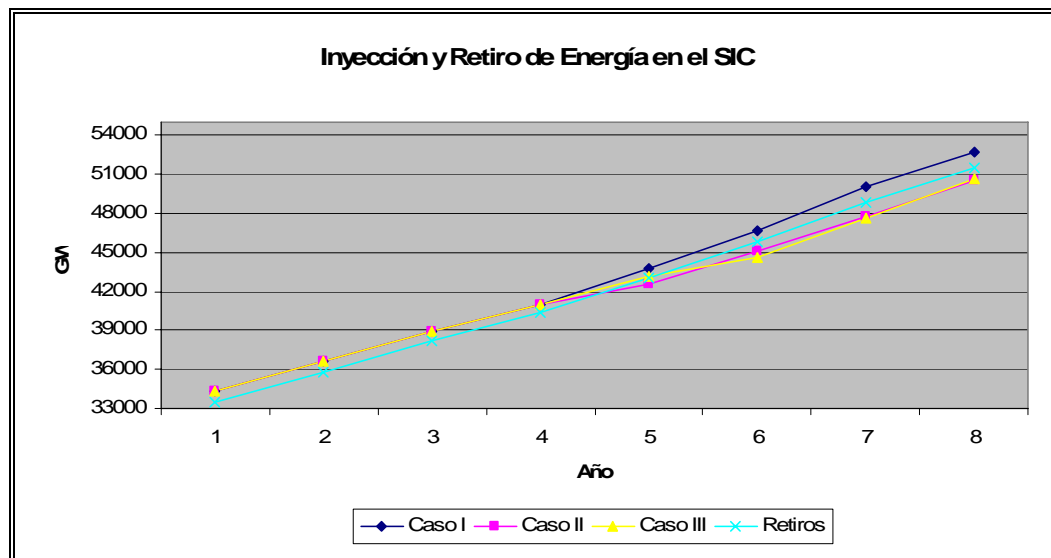


Figura 4.1: Inyecciones y Retiros de Energía en el SIC

Por otro lado en el SING la inyección de energía sufre un importante aumento en proporción a lo generado normalmente en este sistema, indicado en el Caso I.

En la Figura N° 4.2 se puede observar que en el año 5, cuando entran en operación ambas líneas, la línea del Caso III muestra una pendiente menor que la línea del Caso II. Esta situación se debe a la entrada desfasada en 9 meses de ambas líneas, situación que es atenuada al considerar, para el análisis, la suma total de energía inyectada en el período.

La energía total inyectada en este sistema en el Caso I, fue de 106.664 GWh para abastecer una demanda por 102.332 GWh. Comparándolo con el Caso I, bajo el Caso II el SING aumenta la inyección de energía en un 5,97%, es decir, se inyectaría una cantidad de energía equivalente a 113.031 GWh, mientras que en el Caso III se inyectan 115.770 GWh durante el período de estudio o un 6,39% más de energía que en el caso sin interconexión.

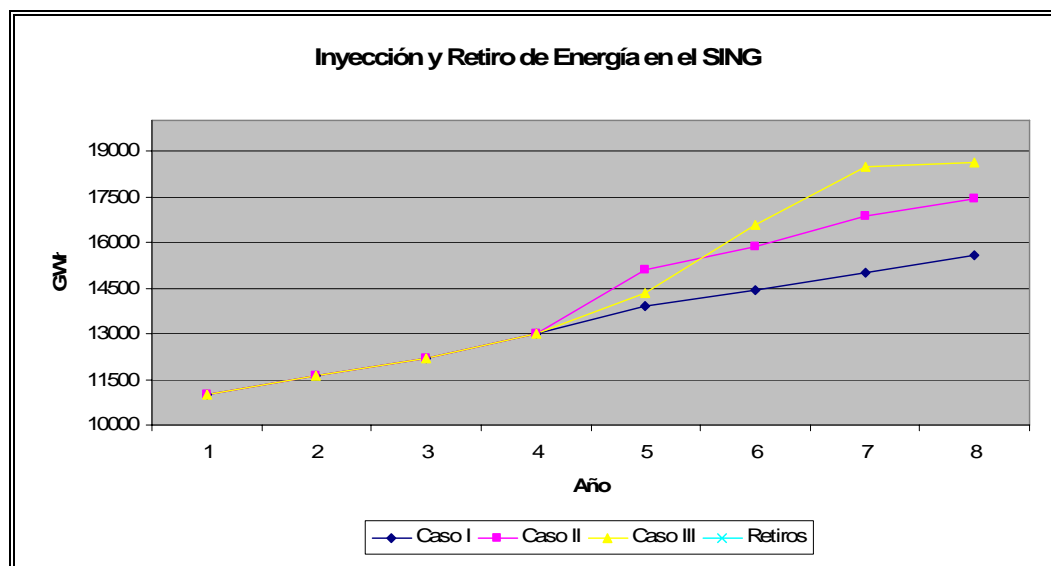


Figura 4.2: Inyecciones y Retiros de Energía en el SING

Los porcentajes presentados representan datos calculados con respecto del propio sistema al cual pertenecen, es decir, son magnitudes apreciables sólo desde el sistema del cual se está hablando. Al considerar la operación conjunta de ambos sistemas después de la interconexión, es posible determinar los cambios y redistribuciones entre ambos. Es así como se observa un aumento de aproximadamente un 1,5% en la generación del SING versus una baja en el SIC de la misma magnitud.

Tabla 4.1: Inyección y Retiro de Energía en Operación Conjunta

	SING	SIC
Caso I	23,67 %	76,33 %
Caso II	25,13 %	74,87 %
Caso III	25,58 %	74,42 %
Retiros	23,29 %	76,71 %

La Tabla 4.1 muestra la proporción de inyecciones y retiros de energía correspondiente de cada sistema. Ahí se puede apreciar como en los casos II y III aumenta la inyección de energía en el SING y disminuye en el SIC.

Cabe recordar que la demanda que debe ser abastecida en cada caso no sufre modificaciones. La necesidad de energía eléctrica es la misma independiente de la situación de abastecimiento en que se encuentre (demanda inelástica)

4.1.2. Precio de Venta de Energía o Precio Spot

El precio de venta de energía analizado, corresponde al costo marginal o precio Spot.

El precio Spot guarda directa relación con el despacho de centrales determinado por la operación económica del sistema y corresponde al costo variable (o de operación) de la central que debe abastecer al sistema la potencia adicional que requiere la demanda en un tiempo determinado, es decir, el costo marginal lo entrega la última central en orden de precio que es capaz de abastecer el aumento de la demanda.

Específicamente en este trabajo, el precio de venta de energía de cada sistema es obtenido como un promedio anual del cociente entre las inyecciones anuales de energía valoradas y las inyecciones anuales de energía en GWh de cada sistema.

Con el aumento de la generación de energía en el SING, el precio spot de este sistema sufre un alza, debido a que a partir de la fecha de interconexión este sistema pasa a ser excedentario en energía debiendo operar con centrales menos eficientes. En el SIC en tanto, se produce una baja debido a la importación de energía a un precio menor.

En la situación sin interconexión, el promedio de los costos marginales anuales de cada sistema es de aproximadamente 15 US\$/MWh para el SING y de 21 US\$/MWh para el SIC. Posterior a la interconexión, se observan las variaciones en el precio de venta de energía, presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 4.2: Variación del Precio Spot

	SIC	SING
Caso II - I	- 4 %	16 %
Caso III - I	- 2 %	44 %

En el SING, claramente la mayor alza es con respecto al Caso III, debido a la mayor capacidad de transporte de la línea lo que permite al SING exportar más energía y, por ende, operar con más centrales; mientras que en el SIC ocurre lo inverso, la mayor baja se produce cuando ambos sistemas se conectan mediante una línea corta. Esta situación es atribuible a la barra desde donde se interconectan ambos sistemas, es decir, a la barra del SIC donde el SING inyecta energía y a las características del sistema de transmisión del SIC.

El norte del SIC, es abastecido la mayor parte del tiempo desde el centro a través de la línea Quillota – Los Vilos. Al llegar las transferencias de energía por esta línea al máximo permitido, se deben despachar centrales térmicas ubicadas en la zona norte lo que implica un aumento del costo marginal desacoplado del resto del sistema. Al ser reforzado el norte con energía más barata, importada del SING, como es en el Caso II, el costo marginal disminuye, ya que inyecta energía directamente en la zona posterior al cuello de botella, lo que explica, finalmente, que la diferencia sea mayor al reforzar directamente el norte que al hacerlo desde el centro del SIC (Caso III).

4.1.3. Ingresos por Ventas de Energía

Los ingresos por energía a precio spot, debido a la operación de los sistemas bajo cada caso, se presentan en la Tabla 4.3:

Tabla 4.3: Valor Presente de los Ingresos por Inyección de Energía a Precio Spot (en MMUS\$)

	SIC	SING
Caso I	4.612	1.030
Caso II	4.348	1.247
Caso III	4.433	1.584

Los resultados obtenidos para el SIC, considerando las variaciones en el precio spot presentadas en el punto anterior, serían los esperados. Los ingresos por conceptos de venta de energía disminuyen aproximadamente en un 6% y un 4% en los Casos II y III respectivamente. En cambio, el alza en el precio de venta de energía del SING de un 16% y 44%, se traduce en un considerable aumento en los ingresos por conceptos de ventas de energía de este sistema del 21% y 54% en los Casos II y III respectivamente.

Tabla 4.4: Variación de Ingresos por Inyección de Energía a Precio Spot

	SIC	SING
Caso II - I	- 6 %	21 %
Caso III - I	- 4 %	54 %

Cabe recordar, que para efectos del estudio, se considera que el total de las ventas de energía son realizadas al mercado spot, en ausencia de información de los compromisos de cada empresa, lo que impide realizar el balance comercial respectivo.

Por su parte, el SING es un sistema que abastece casi en un 90% a clientes libres con contratos de abastecimiento de largo plazo, donde las variaciones que se puedan producir en el precio, producto de un alza en los costos de generación, no se traspasarían a los clientes finales en el corto o incluso en el mediano plazo, por lo que considerar ingresos por ventas de energía a precio spot resulta irreal en la práctica. Aun así, para efectos del estudio en el cual interesa apreciar los cambios en la posición de los diferentes agentes al variar la asignación de peajes, considerando los cambios que se introducen debido a la operación del sistema por la interconexión SING-SIC, los ingresos considerados para el SING serán considerados a precio spot.

En cuanto al SIC, la situación es diferente, este sistema cuenta con aproximadamente un 68% de clientes regulados lo que implica que una revisión de los precios cada seis meses tiene un mayor efecto, ya que los precios serían traspasados a la mayoría de los clientes en un corto plazo.

Todas las suposiciones anteriores son realizadas estudiando 41 hidrologías históricas, pero si de éstas se toman los ingresos por hidrología posterior a la interconexión, se puede apreciar que existen 4 hidrologías de las 41 que aportan gran parte de los ingresos.

Tomando, por ejemplo, el año inmediatamente después de la interconexión (año 6), los ingresos producidos a precio spot, posterior a la interconexión corta, según hidrología son los siguientes:

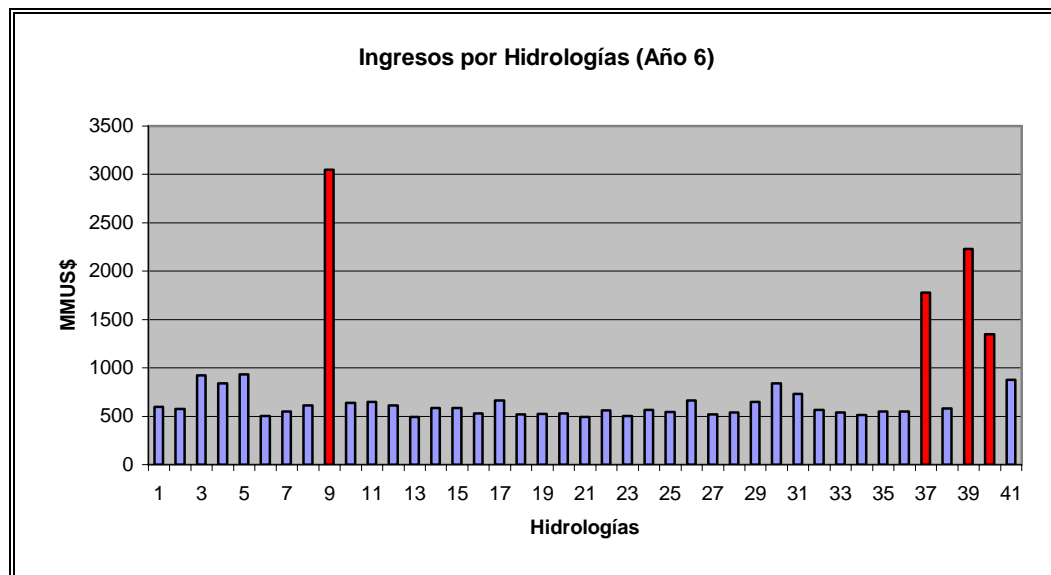


Figura 4.3: Ingresos por Hidrología del Año 6

El ingreso promedio esperado (promedio de las 41 hidrologías) del sistema SING + SIC para el año 6, bajo las condiciones de la interconexión corta, es de US\$ 756 MM. Sólo las hidrologías 9, 37, 39 y 40, resaltadas en rojo en la Figura 4.3, que corresponden a los ingresos percibidos durante una sequía, representan el 27% de los ingresos totales, aportando en promedio ganancias de US\$ 2.101 MM, mientras que el promedio de las 37 hidrologías restantes alcanza la suma de US\$ 611 MM, aproximadamente 3,4 veces menos. En otras palabras, si no sucedieran las hidrologías en rojo habría una disminución del 27% en los ingresos del año 6.

La probabilidad de sequía, esperando que se den las cuatro, en este caso es de un 10% aproximadamente, concluyendo, entonces, que sólo hay un 10% de probabilidades de que las utilidades lleguen a ocurrir, es decir, con un 90% de seguridad las utilidades son menores a las esperadas siendo estas de un porcentaje considerablemente menor.

Al retirar los años secos del estudio, es decir, las hidrologías 9, 37, 39 y 40, la disminución en los ingresos del período de estudio por sistema se resume a continuación:

Tabla 4.5: Variación de los Ingresos al No Considerar los Años Secos

	SIC	SING
Caso I	- 22 %	- 17 %
Caso II	- 20 %	- 18 %
Caso III	- 17 %	- 25 %

En estricto rigor, en el Caso I, el SING no tiene por qué disminuir sus ingresos. La razón se debe a que, simplemente, fueron descontados cuatro componentes de ingresos, las cuatro hidrologías mencionadas, lo cual, en ese caso, es incorrecto, ya que este sistema no posee una variable hidrológica hasta después de la interconexión. Previo a la interconexión, en el SING cada hidrología aporta exactamente lo mismo, para este sistema el análisis debe ser efectuado considerando los sistemas ya interconectados (Casos II y III). En el SIC es posible tomar el valor presentado en la Tabla 4.5 del Caso I.

Ante esto, se entiende que en algún momento las empresas generadoras del SING no estuvieron de acuerdo con asumir absolutamente el riesgo de la interconexión [Estrategia].

4.1.4. Costos de Operación

Como es de esperar, en el SING, los costos de operación suben debido al aumento del número de centrales que generarían en cada caso, mientras que en el SIC los costos de operación disminuyen.

Tabla 4.6: Variación en los Costos de Operación de Cada Sistema

	SIC	SING
Caso II - I	- 4 %	8 %
Caso III - I	- 4 %	10 %

La baja de un 2% en la generación física de energía en el SIC, se traduce en una baja de un 4% en los costos de operación debido al no uso del gas de las centrales futuras, en cambio, un alza de un 6% (5,97%) en la inyección de energía física en el SING bajo las condiciones del Caso II, produce un aumento del 8% en los costos de operación de este sistema. Una situación parecida es la

del Caso III, que al aumentar la generación de energía en un 6,4% sube los costos de operación en un 10%.

4.1.5. Costo de Transmisión

La responsabilidad del pago del uso de las líneas de transmisión es de los agentes que comercializan la energía en un sistema eléctrico. En Chile, los encargados de la comercialización de energía son las empresas generadoras, quienes bajo la antigua legislación eran responsables del 100% de los costos de transmisión. Hoy en día, se ha definido una zona en la cual el cargo de transmisión es compartido entre los generadores y consumidores.

En este punto, se analizan los costos de transmisión bajo el esquema antiguo y para efectos del estudio, se utilizará como asignación el esquema en el cual los cargos de transmisión son asignados en un 100% a la generación. De este modo, será posible tener, de alguna manera, un punto de comparación con nuevos esquemas de asignación de peajes.

En la tabla que se muestra a continuación, se aprecian las magnitudes de variación producidas en los costos de transmisión, principalmente por la inclusión de las respectivas líneas de interconexión:

Tabla 4.7: Variación en los Costos de Transmisión de Cada Sistema

	SIC	SING
Caso II - I	- 0,73 %	110 %
Caso III - I	- 0,88 %	138 %

Como fue mencionado en el capítulo anterior, no se introdujeron variaciones o ampliaciones mayores al sistema de transmisión de cada sistema interconectado, con el propósito de aislar el efecto de la interconexión de ambos sistemas.

Dada la operación del sistema, comparando cada caso con la situación sin interconexión, en el SIC el pago por uso de líneas de transmisión disminuye levemente en cada caso y se podría decir que la disminución se debe al no pago de costos de transmisión de las centrales desplazadas por la interconexión.

4.1.6. Utilidades y Retorno Sobre la Inversión

Por último, después de haber mostrado y explicado las variaciones producidas por la operación en ambos sistemas posterior a su interconexión, a continuación se resumen las utilidades de cada sistema, entendiéndose por utilidades los ingresos a precio spot menos los costos de operación y costos de transmisión, traídos a valor presente, descontados a una tasa del 10%, durante el período de estudio.

Tabla 4.8: Valor Presente de las Utilidades de Cada Sistema (en MMUS\$)

	SIC	SING
Caso I	2.932	185
Caso II	2.720	269
Caso III	2.797	570

Tabla 4.9: Variación en las Utilidades de Cada Sistema

	SIC	SING
Caso II - I	- 7 %	45 %
Caso III - I	- 5 %	209 %

Comparando los casos mostrados, (Tablas 4.8 y 4.9), el SIC baja sus utilidades principalmente porque el efecto de una interconexión en este sistema es el desplazamiento de las inversiones en generación, es decir, la baja en las utilidades producto de una interconexión u otra es atribuible a la no generación de las Empresas Futuras.

En general, las empresas que operan en este sistema no varían en forma considerable sus utilidades después de la interconexión, en cambio el SING sí aumenta sus utilidades después de la interconexión.

Por otro lado, resulta interesante mencionar los porcentajes del total de los ingresos correspondientes a cada ítem. En el Caso I, en el SIC, un 25% de los ingresos por venta de energía a precio spot de inyección cubre los costos de operación, mientras que en el SING, es necesario el 75% de los ingresos para

cubrir estos costos, nada sorprendente si se considera que el 99% de la generación bruta de este sistema es de origen térmico y en el SIC alrededor del 71% es de origen hidráulico según datos a Diciembre de 2002.

Los costos de transmisión, en el SIC representan un 12% de las utilidades, dejando una utilidad para este sistema del 63% de las ventas. En cambio en el SING los costos de transmisión, representan un 7%, con lo que resultan unas utilidades de un 18% de los ingresos por venta de energía a precio spot de inyección.

Al interconectar ambos sistemas, las proporciones se ven modificadas. En el SIC, la magnitud de las variaciones en los porcentajes que completan los ingresos por venta de energía, es mínima. En cambio en el SING, las variaciones son mayores: el porcentaje de utilidades aumenta de un 18% de los ingresos a un 22% y un 35% bajo cada interconexión.

Gráficamente, lo descrito en los párrafos anteriores se aprecia en los siguientes esquemas:

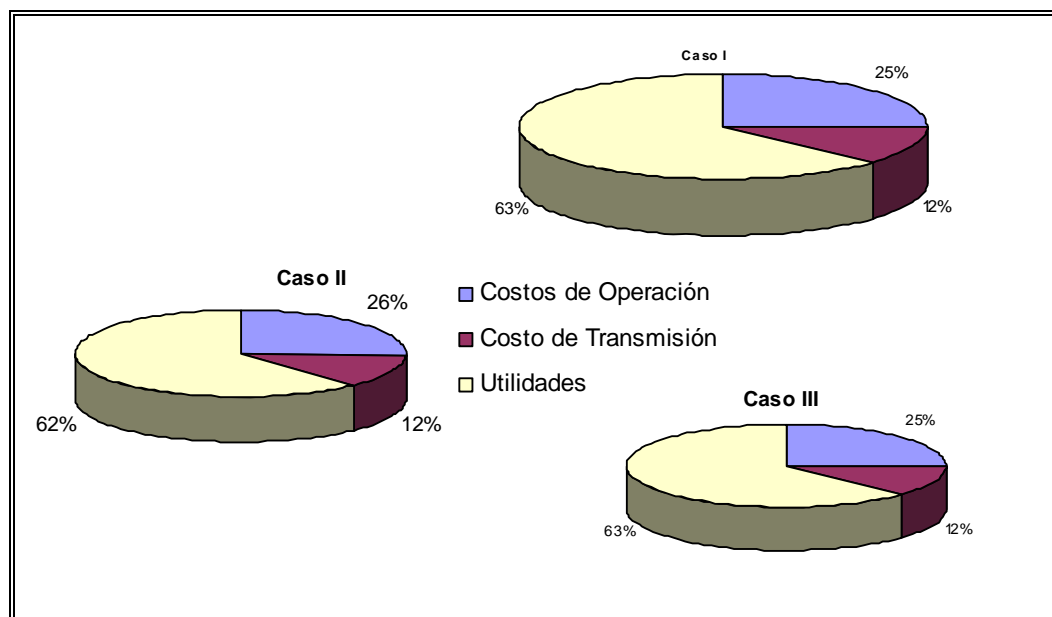


Figura 4.4: Balance de Costos y Utilidades del SIC

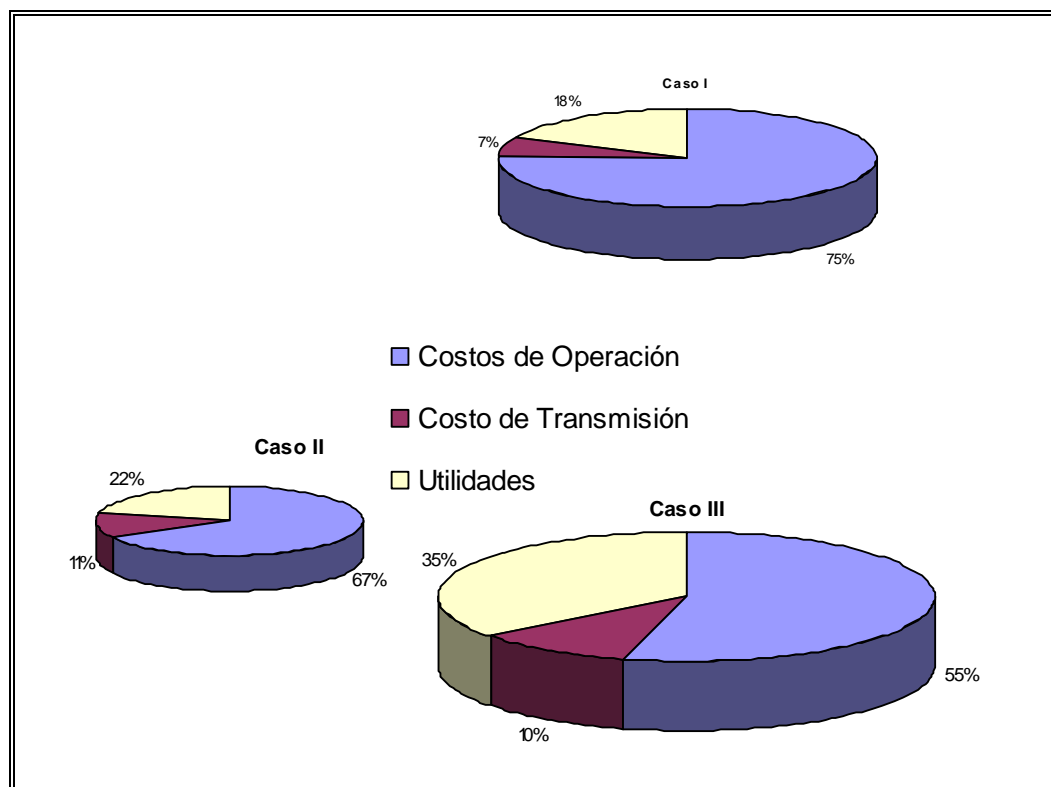


Figura 4.5: Balance de Costos y Utilidades del SING

Ante lo mostrado, cabe destacar que bajo la Ley N° 19.940, el costo de inversión en la interconexión de ambos sistemas será asumido por los generadores del norte, ya que serían ellos los que inyectan energía hacia el área de influencia común. Dado esto y con las utilidades presentadas, es interesante apreciar muy brevemente la posibilidad del financiamiento de la inversión, es decir, si los sobreingresos percibidos por el SING, en comparación a la situación sin interconexión, alcanzan a cubrir la inversión.

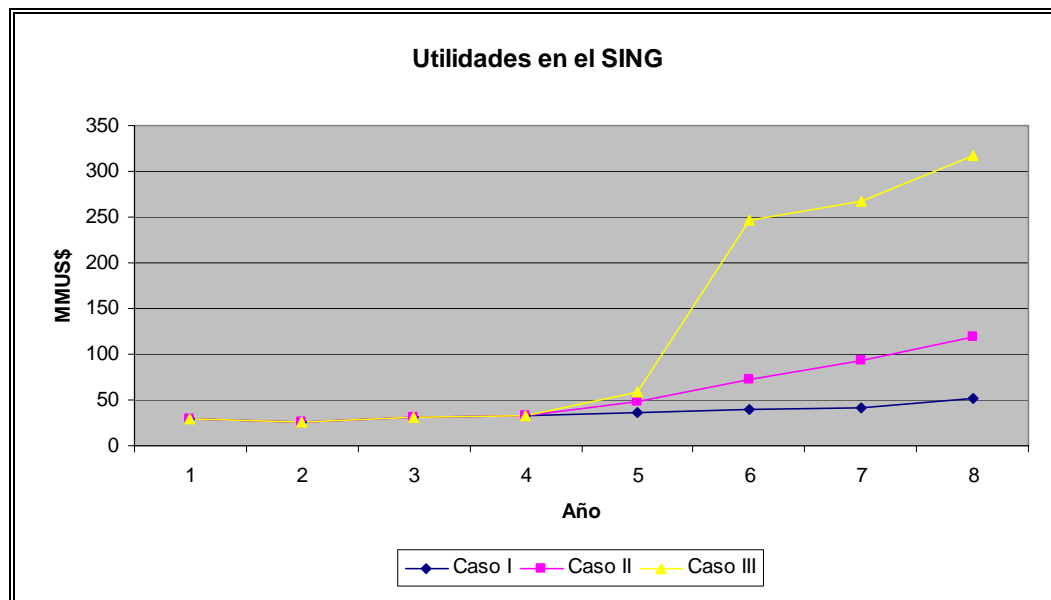


Figura 4.6: Utilidades del SING

Para esto se realizó un ejercicio muy simple, el último flujo de las utilidades obtenido en cada caso, correspondiente al año 8, es repetido 26 veces más a fin de alcanzar 30 años de depreciación de las instalaciones, (año 5 a año 34) sin considerar crecimiento alguno cuando, evidentemente, debe existir un cierto crecimiento, con lo que se obtiene una supuesta utilidad a partir del año de la interconexión, muy inferior a la esperada.

El resultado traído a valor presente con una tasa de descuento del 10%, resultó ser en el Caso I de US\$ 409 MM, en el Caso II de US\$ 777 MM y en el Caso III de US\$ 1.911 MM.

Comparando las alzas producidas en las utilidades con respecto del Caso I, se aprecia un alza de US\$ 368 MM y US\$ 1.502 MM. Con esto, el costo de la inversión en la línea corta (US\$ 286 MM), es superada por el aumento en las utilidades y en el caso de la línea larga las utilidades esperadas son aproximadamente más de 3 veces la inversión (US\$ 490 MM).

De esta manera, es posible concluir que el costo de la inversión de la interconexión es cubierta por el aumento en las utilidades valorando los ingresos por concepto de energía a precio spot, pero de todas maneras se debe recordar que se han considerado las 41 hidrologías y, con esto, una probabilidad del 10% de ocurrencia de los ingresos mostrados.

4.1.7. Retiros Valorados

Los retiros o consumos de energía fueron valorados al costo marginal en la barra de retiro, sin distinguir el tipo de consumo del que se trate, ya sea libre o regulado, siendo considerados sólo por sistema.

Tabla 4.10: Retiros Valorados a Precio Spot de Retiro (en MMUS\$)

	SIC	SING
Caso I	4.704	1.056
Caso II	4.620	1.124
Caso III	4.675	1.221

Tabla 4.11: Variación de los Retiros de Cada Sistema

	SIC	SING
Caso II - I	- 2 %	6 %
Caso III - I	- 1 %	16 %

Comparando los casos sin interconexión y con interconexión, en el SIC durante el período de estudio, al interconectar ambos sistemas se produce una baja en el pago que deben efectuar los consumidores, principalmente, debido a la importación de energía a un menor precio que, en términos monetarios, en comparación con la situación sin interconexión, es de US\$85 MM en el Caso II y de US\$30 MM en el Caso III.

Ante esto, volviendo al punto anterior frente a la interconexión las empresas del SIC bajan sus utilidades en US\$213 MM y US\$135 MM en los Casos II y III respectivamente, entonces, la baja en las utilidades compensada con el ahorro de los consumidores, deja un saldo negativo para el SIC de US\$128 MM en el Caso II y de US\$105 MM en el Caso III.

En el SING la situación es completamente diferente. La interconexión corta produce un aumento en el pago que deben efectuar los consumidores de este sistema en US\$68 MM, mientras que la interconexión larga produce un aumento de US\$165 MM. En cuanto a las utilidades, frente a la interconexión se aprecia

un aumento de éstas, por US\$84 MM y US\$385 MM en los Casos II y III respectivamente.

Bajo esta situación, si el aumento en las utilidades compensa de alguna manera el alza en los pagos, se tiene que existe una mayor riqueza en el SING correspondiente a US\$16 MM en el Caso II y de US\$220 MM en el Caso III.

Finalmente, si se considera que después de la interconexión los sistemas SING-SIC pasan a ser uno sólo, en el caso en que se interconectarán ambos sistemas mediante la línea corta el aumento en las utilidades del SING no alcanza a amortiguar la baja que se produce en el SIC, implicando una disminución de US\$129 MM en las utilidades del sistema conjunto.

Por otra parte los pagos ven un ahorro de US\$16 MM, lo que compensando las utilidades permite disminuir a US\$113 MM la baja en esta cuenta.

En cambio, bajo la interconexión larga, el aumento en las utilidades del SING sí compensa la baja en las utilidades del SIC resultando un aumento de US\$250 MM en las utilidades del conjunto.

Los pagos del sistema SING-SIC, en el Caso III, aumentan con respecto del Caso I en US\$136 MM, los que, si son compensados por el aumento en las utilidades, lleva finalmente a que el sistema en su conjunto aprecie utilidades por US\$115 MM.

Resumiendo, la interconexión corta produce un ahorro en los pagos por US\$16 MM y una baja en las utilidades de las empresas mayor que ese ahorro por US\$129 MM, mientras que la interconexión larga produce un aumento en las utilidades por US\$250 MM, mucho mayor que el aumento en los pagos de US\$136 MM. Entonces, se puede concluir que dadas las características de las interconexiones estudiadas, operacionalmente, la interconexión larga resulta ser una mejor solución económica que la interconexión corta.

Suponiendo que la señal de localización de la generación que quiere entregar el regulador, va de acuerdo a las necesidades de abastecimiento que enfrenta el SIC en la zona norte, el resultado anterior indica que, bajo los actuales esquemas, no sería posible que las decisiones de inversión apunten a suplir esta necesidad a través de un proyecto de menor envergadura (como lo es la interconexión), que el desarrollar centrales. A continuación, se ilustrará cómo a

través de mecanismos de tarifas de transmisión, una herramienta más que posee el gobierno, se pueden brindar las señales adecuadas para el desarrollo del mercado.

4.2. Variación de la Asignación del Costo de Transmisión

Previo a la publicación de la Ley N° 19.940, según lo definido en el DFL N° 1 de 1982, los cargos de transmisión eran responsabilidad exclusiva de las empresas generadoras, las que debían pagar un peaje en proporción a la energía y potencia inyectada en una barra en particular, situación que fue considerada en el análisis realizado.

La Ley N° 19.940, definió otro sistema de asignación del cargo de transmisión, específicamente aplicable en el SIC. En este sistema se definieron tres zonas comprendidas entre Diego de Almagro y Quillota la primera; entre Quillota y Charrúa la segunda y entre Charrúa y Puerto Montt la tercera, donde además se definió el Área de Influencia Común entre Quillota y Charrúa.

A partir de estas zonas, los costos de transmisión asociados a los flujos de energía que vayan hacia el área de influencia, son de responsabilidad de los agentes que inyectan esos flujos, los costos de transmisión de los flujos que salen del área de influencia común deben ser cancelados por los que retiran esa energía, mientras que dentro del área los cargos son compartidos en razón 80% a 20% entre los generadores y consumidores respectivamente.

Bajo este esquema, de realizarse las inversiones correspondientes para lograr la interconexión de ambos sistemas, los costos por uso de esa línea deberán ser asumidos en gran parte por los generadores del SING ya que inyectarían su energía hacia el Área de Influencia Común y según lo presentado debido a la baja probabilidad de las utilidades esperadas producto de las hidrologías, los operadores de este sistema no estarían de acuerdo con esta inversión.

Dada esta situación, en este capítulo se muestra la magnitud en que varían las utilidades y pagos de generadores y consumidores respectivamente, al variar el esquema de asignación de peajes. Ejercicio mediante el cual se muestra como cambia la posición y situación económica de los agentes frente a las diferentes asignaciones estudiadas.

En Chile, el pago del servicio de transmisión era efectuado en su totalidad por las empresas generadoras, y el razonamiento económico utilizado

para avalar este esquema estaba dado por el hecho de que los servicios de transmisión son requeridos por los generadores para llegar a los consumidores y competir. Las modificaciones propuestas al marco regulador chileno, buscan encontrar soluciones a un problema surgido producto de la unión o coordinación entre la regulación y operación, (teoría y la práctica) situación que en algunos casos no dejaba en claro el sujeto de pago de ciertos tramos del sistema de transmisión chileno.

Ahora, al variar la asignación de los cargos de transmisión, se produce una redistribución de este costo entre los diferentes agentes del sistema involucrados, lo que impacta finalmente en las utilidades de cada sistema y en los pagos a efectuar por los consumidores. Como resultado, lo que debe suceder, es que por un lado, obviamente las empresas de generación de ambos sistemas aumenten sus utilidades, debido a la disminución de sus costos y por otro lado, los consumos deban desembolsar una mayor cantidad de dinero al asumir los costos de transmisión.

Cabe recordar que como pagos de los retiros (o consumidores) en el estudio se consideraron los costos de compra de energía más el costo de transmisión correspondiente a cada caso, y la determinación del uso de cada instalación de transmisión fue determinada por el modelo, mediante la implementación de los factores de distribución.

Una vez identificados los agentes y su proporción de uso, la asignación del costo de transmisión es variada, desde asumir que el 100% de los costos de transmisión son de responsabilidad de los generadores, posteriormente se considera que deben asumir el 80% de los costos de transmisión, luego un 50%, hasta finalmente liberarlos de ese cargo (0%). Este análisis implica que al mismo tiempo los consumidores en primera instancia no pagan los costos de transmisión, luego deben iniciar un pago de un 20%, luego un 50% y hasta el total del cargo.

El motivo para estudiar estas proporciones de asignación del costo de transmisión entre generación y consumos, es que en algún momento de discusión del proyecto de Ley Corta, se mencionaron estos montos.

4.2.1. Sin Interconexión

En primer lugar se analiza lo que sucede al variar la asignación de peajes entre los distintos agentes en el caso sin interconexión.

Cabe recordar que el análisis supone que el total de las líneas estudiadas son remuneradas según el esquema citado, es decir, para una línea cualquiera se definen sus generadores y retiros correspondientes y se asigna el costo de la transmisión según corresponda, no se reconocen zonas o subsistemas como las definidas para el SIC en la Ley N° 19.940, ya que el análisis general es efectuado considerando cada sistema interconectado como una unidad.

A continuación, en las tablas 4.12 y 4.13 se muestran los resultados obtenidos al variar la asignación del pago de los peajes de transmisión. Como fue mencionado, las utilidades se obtienen a partir de los ingresos a precio spot menos los costos de operación y costos de transmisión, traídos a valor presente, descontados a una tasa del 10%, durante el período de estudio, mientras que por retiros se entiende el costo de compra de energía más el costo de transmisión.

Tabla 4.12: Asignación de Peajes en el SIC en el Caso I (en MMUS\$)

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Utilidades	2.932	3.041	3.204	3.476
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Pagos	4.704	4.813	4.976	5.248

Tabla 4.13: Asignación de Peajes en el SING en el Caso I (en MMUS\$)

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Utilidades	185	198	219	253
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Pagos	1.056	1.070	1.090	1.124

Como era de esperarse, al variar la asignación del costo de transmisión, existe un aumento, tanto en las utilidades, como en el pago de los consumidores de ambos sistemas, ya que por un lado las empresas ven disminuidos sus costos y por otra parte los consumidores deben hacerse cargo de éstos.

Este primer análisis de resultados permite observar de manera aislada de la interconexión, el impacto que implica el modificar el esquema de asignación de peajes en cada sistema.

Partiendo desde el caso en el cual el costo de transmisión es asumido en un 100% por las empresas generadoras y en un 0% por los consumos, los resultados presentados en las tablas 4.12 y 4.13 muestran cómo aumentan las utilidades y pagos en comparación a esta asignación.

En primer lugar, en el SIC, al variar la asignación del peaje correspondiente a la generación de un 100% a un 80%, se tiene que las utilidades aumentan en un 4%, correspondiente aproximadamente a US\$109 MM. Luego al variar la asignación de un 100% a un 50%, el aumento en las utilidades producto de que se reducen los costos de transmisión es de un 9%, lo que representa aproximadamente US\$272 MM. Finalmente, al liberar del pago de los costos de transmisión a las empresas generadoras del SIC, en comparación con el caso en que debían responder por el 100% de éstos, se tiene que aumentan sus utilidades en un 19%, equivalente a US\$543 MM.

Desde el punto de vista de las empresas, el aumento en sus utilidades producto de la modificación en la distribución de sus costos de transmisión resulta muy favorable, pero analizando la situación desde la perspectiva de los consumidores, no es igualmente bienvenido un aumento en el pago que deben efectuar. Los consumidores aumentan sus egresos en exactamente los mismos montos en que las empresas aumentan sus utilidades, pero con un impacto menor desde la perspectiva porcentual. Al variar la asignación de un 0% a un 20% el aumento en el pago es de un 2%, mientras que al pasar a un 50% el aumento en el pago es de un 6%. Finalmente el aumento es de un 12% al imponer que los consumidores asuman el 100% del costo de transmisión, en comparación al caso en que no respondían por el costo de transmisión.

En general, en el SIC, al variar los porcentajes de peajes entre los agentes, se producen importantes transferencias dependiendo del caso del cual se trate, siendo el más importante y significativo, como es de esperarse, el caso extremo, es decir, el caso que reasigna el 100% del costo de transmisión a los consumidores.

Un aumento de las tarifas y, más aún, si el cargo es impuesto de manera inmediata, trae consigo un importante impacto social y económico. De

esta manera una primera conclusión dice que el alza, o la redistribución del cargo de transmisión, debe ser impuesta de manera paulatina por el regulador.

Las variaciones entre asignaciones, son menores en comparación al salto drástico desde la asignación base del 100% del costo de transmisión a la generación, hacia otra. El aumento de las utilidades de las empresas del SIC es de un 4% al variar el costo de transmisión de un 100% a un 80%; un 5% al pasar de un 80% a un 50%, y de un 8% al reasignar desde un 50% a un 0%, mientras que el aumento en el pago efectuado por los consumidores es de un 2% (de 0% a 20%), de un 3% (de 20% a 50%) y de un 5% (de 50% a 100%).

En otras palabras, en la práctica, al variar desde un sistema de asignación de peajes en que el 100% de los costos de transmisión se atribuye a la generación y un 0% a los consumidores a uno completamente inverso, implica un aumento en las utilidades de los generadores de un 19% y un aumento en el pago de un 12%, pero si estos aumentos son traspasados de manera paulatina según las asignaciones estudiadas, en el último paso las empresas aprecian un aumento del 8% y los consumidores un aumento del 5%.

En el caso del SING se tiene una situación similar, pero más significativa. La variación con respecto a la situación base 100-0, 100% de asignación del costos de transmisión a la generación y 0% a los consumidores, es de un aumento del 7%, de un 18% y de un 37% respectivamente para las empresas y de un 7%, de un 10% y de un 16% entre asignaciones.

La variación en los pagos de los consumidores del SING es de un 1%, un 3% y un 6% con respecto a la situación base 100-0 y de un 1%, de un 2% y de un 3% entre asignaciones.

Resumiendo esta primera parte, al variar los esquemas de asignación de peajes, las utilidades del SIC no sufren una gran diferencia en comparación al cambio del mismo punto en el SING, mientras que los pagos se mueven prácticamente de la misma forma en ambos sistemas.

Por último, dadas las características del mercado del SING, se puede suponer que el precio en este sistema está amarrado a largo plazo debido al gran porcentaje de clientes libres que actúan en él, como dado que el precio libre es calculado por cada empresa estimando las inversiones necesarias en generación y transmisión, los costos de operación, seguridad del suministro al cliente, etc, implica entonces que además estas variables se encuentran fijas. Ante esto,

cualquier variación u oscilación que se produzca en cualquiera de los puntos antes mencionados, es enfrentada por las empresas.

Bajo este marco, al variar la asignación del costo de transmisión, por un lado los consumos no apreciarán el aumento en el pago y, por otro las empresas no aumentarán sus utilidades debido a la disminución de sus costos ya que en todo momento deberán responder por este.

4.2.2. Con Interconexión SING-SIC

Como fue comprobado, dada la operación conjunta de los principales sistemas de transmisión chilenos mediante las interconexiones estudiadas, las empresas que operan en el SIC no sufren mayores cambios en ninguna de las variables estudiadas, mientras que por el contrario, el SING sí enfrenta importantes diferencias entre una situación y otra.

Las Tablas 4.14 y 4.15 a continuación, muestran los resultados obtenidos al variar la asignación del costo de transmisión posterior a la interconexión corta o Caso II y a la interconexión larga o Caso III:

Tabla 4.14: SIC al Variar Asignación Considerando la Interconexión

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	2.932	3.041	3.204	3.476
Caso II	2.720	2.827	2.989	3.259
Caso III	2.797	2.905	3.066	3.336
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	4.704	4.813	4.976	5.248
Caso II	4.620	4.728	4.890	5.159
Caso III	4.675	4.782	4.944	5.213

Tabla 4.15: SING al Variar Asignación Considerando la Interconexión

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	185	198	219	253
Caso II	269	297	340	411
Caso III	570	602	651	732
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	1.056	1.070	1.090	1.124
Caso II	1.124	1.153	1.196	1.267
Caso III	1.221	1.254	1.302	1.383

En una simple inspección de las tablas anteriores, resulta evidente notar que existen varios puntos interesantes de estudiar. En primer lugar, se observa lo comentado con anterioridad, las utilidades y pagos aumentan al variar la asignación del peaje, producto de la disminución de los costos por parte de los generadores y su traspaso a los consumidores.

Considerando como situación inicial el caso 100-0 en que el 100% del costo de transmisión es de responsabilidad de los generadores y el 0% es de responsabilidad de los consumidores, las utilidades de las empresas que operan en el SIC al interconectar este sistema con el SING mediante la línea definida como corta, bajan en un 7% mientras que al interconectarlos mediante la línea larga la disminución es de un 5% y, como fue comentado, esto se debe a la baja en el precio de venta de energía y a la disminución de las ventas de energía producto del desplazo de las centrales futuras debido a la interconexión.

Al interconectar mediante una línea corta y variar la asignación, comparativamente con la situación inicial (100-0 sin interconexión) la baja en las utilidades del 7% pasa a ser una baja del 4% cuando la asignación del costo de transmisión es de un 80-20, es decir, si se interconectan ambos sistemas mediante la línea corta y se adopta un esquema de tarifas de transmisión en que el costo por este concepto sea compartido en una razón de un 80% asignable a los generadores y en un 20% a los consumidores, la baja en las utilidades es de tan

solo un 4% en vez del 7% de baja en el caso posterior a la interconexión corta y a la asignación del costo de transmisión de un 100% a la generación.

En la situación en que el paso es desde la asignación 100-0 sin interconexión, a la asignación 50-50, posterior a la interconexión corta, se produce esta vez un alza del 2% en las utilidades de las empresas de este sistema y si el cambio fuera hasta el punto en que se libera a las empresas del pago por transmisión, se produciría un alza del 11% en las utilidades.

Bajo la interconexión larga, se produce el mismo fenómeno que cuando se interconectan ambos sistemas mediante la línea descrita como corta pero de proporciones diferentes. Comparando el cambio en la asignación del costo de transmisión desde un esquema 100-0 sin interconexión, al esquema 80-20 con interconexión larga, la baja en las utilidades de las empresas del SIC es de tan solo un 1% versus la baja del 5% que se producía al interconectar ambos sistemas mediante la línea larga manteniendo el esquema 100-0. Luego, si el nuevo esquema de asignación es de un 50-50, existe un alza en las utilidades de un 5% y cuando el costo de transmisión es asumido en un 100% por los consumidores, las empresas aumentan en un 14% sus utilidades al interconectar, además, ambos sistemas mediante la línea descrita como larga.

Cabe mencionar que para el SIC bajo los dos tipos de interconexión estudiada, comparando las situaciones 100-0 con la situación 0-100, se produce un alza en las utilidades, pero siempre menor que para el mismo esquema 0-100 sin interconexión.

En cuanto a los retiros presentes en el SIC, considerando la situación base, la asignación 100-0 sin interconexión, al interconectar ambos sistemas manteniendo esta asignación se produce un ahorro en el pago de un 2% en el Caso II y de un 1% en el Caso III. Pero al interconectar y variar la asignación desde el esquema 100-0 al esquema 80-20 en el Caso II, no aumenta ni disminuye el pago de los consumidores, mientras que en el Caso III aumenta el pago en un 2%. Posteriormente, al pasar a la asignación 50-50 y compararla con la situación base se produce un aumento del pago en un 4% y en un 5% en los Casos II y III respectivamente. Finalmente, al obligar a los consumidores del SIC a responder por los costos de transmisión, el pago aumenta en un 10% si la interconexión de ambos sistemas es realizada mediante la interconexión corta y en un 11% si la interconexión es larga.

Las Tablas 4.16 y 4.17 a continuación muestran las diferencias con respecto a la asignación definida como base y descritas en los párrafos anteriores. La primera presenta los valores monetarios de dichas diferencias y la segunda los montos porcentuales.

Tabla 4.16: Diferencias en el SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso (en MMUS\$)

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	0	109	272	543
Caso II	- 213	- 105	57	327
Caso III	- 135	- 27	134	404
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	0	109	272	543
Caso II	- 85	23	185	455
Caso III	- 30	78	240	509

Tabla 4.17: Diferencias Porcentuales en el SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	0 %	4 %	9 %	19 %
Caso II	- 7 %	- 4 %	2 %	11 %
Caso III	- 5 %	-1 %	5 %	14 %
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	0 %	2 %	6 %	12 %
Caso II	- 2 %	0 %	4 %	10 %
Caso III	- 1 %	2 %	5 %	11 %

Analizando la situación en el SING se tiene que las utilidades después de la interconexión comparadas con la situación base y manteniendo el esquema 100-0, aumentan en un 45% en el Caso II y en un 209% en el Caso III. Luego,

comparando las utilidades con la situación base, al modificar el esquema de asignación se tiene que éstas aumenta en un 61% (80-20), 84% (50-50) y 123% (0-100) en el Caso II y en un 226% (80-20), 252% (50-50) y 296% (0-100).

Por otra parte, los retiros del SING también ven incrementados sus pagos en todos los puntos de variación. Al interconectar ambos sistemas, los pagos aumentan en un 6% en el Caso II y en un 16% en el Caso III, ambos bajo el esquema 100-0. Luego, al variar el esquema de asignación de peajes, en el Caso II los pagos en el SING aumentan en un 9% bajo la asignación 80-20, en un 13% al comparar la asignación 50-50 con la asignación 100-0 y en un 20% en la asignación 0-100. Bajo el Caso III las variaciones en los pagos son en un 19% (80-20), en un 23% (50-50) y en un 31% (0-100).

Este aumento en el SING es proporcionalmente mayor al aumento en el SIC, pero en un menor monto en comparación al aumento producido en los pagos del SIC

Comparando los casos extremos: asignación 100-0 y asignación 0-100, se tiene que bajo el Caso II el aumento en los pagos es de US\$455 MM en el SIC y de US\$211 MM en el SING, lo que implica que serían los retiros del SIC los más afectados por el costo de la interconexión. Del mismo modo ocurre bajo el Caso III, los pagos del SIC aumentan en US\$509 MM y en el SING aumentan en US\$327 MM.

Las Tablas 4.18 y 4.19 muestran los resultados del SING descritos en los párrafos anteriores:

Tabla 4.18: Diferencias en el SING con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso (en MMUS\$)

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	0	14	34	68
Caso II	84	112	155	227
Caso III	385	418	466	547
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	0	14	34	68
Caso II	68	97	140	211
Caso III	165	198	246	327

Tabla 4.19: Diferencias Porcentuales en el SING con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	0 %	7 %	18 %	37 %
Caso II	45 %	61 %	84 %	123 %
Caso III	209 %	226 %	252 %	296 %
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	0 %	1 %	3 %	6 %
Caso II	6 %	9 %	13 %	20 %
Caso III	16 %	19 %	23 %	31 %

En el capítulo anterior, se estimó que la inversión en la interconexión de los sistemas chilenos SING-SIC, que según los resultados de la modelación y recordando la nueva legislación debería ser asumida en una gran parte por las empresas generadoras del SING, era ampliamente superada por los aumentos en las utilidades producto de la interconexión, pero considerando 41 hidrologías históricas.

Si de las 41 hidrologías, no eran consideradas las más secas y se toma en cuenta el 10% de probabilidad de ocurrencia de las utilidades esperadas, es

muy comprensible que las empresas del SING no acepten que se lleve a cabo el proyecto de interconexión, pero, si esa probabilidad y riesgo del retorno es compartido, la inversión de la interconexión se podría llevar a cabo.

Después de realizar el estudio, considerando diferentes asignaciones del costo de transmisión entre los agentes involucrados, se estimó que las utilidades de las empresas operadoras del SING aumentaban aún más sus utilidades, mientras que para las empresas del SIC, la baja que aprecian en el comienzo bajo una asignación 100-0 pasa a ser un alza al variar la asignación y, además, este hecho involucra a los consumidores dentro de la decisión de la mejor alternativa de abastecimiento.

Analizando los resultados considerando los sistemas SING y SIC como uno sólo, como fue visto en el Capítulo 4 ¹, se obtiene desde el punto de vista económico cual resultaría ser la mejor alternativa entre los tipos de interconexión estudiadas y la conveniencia para cada sistema. Se debe recordar que estudiando la interconexión bajo el esquema 100-0, la interconexión que resulta factible desde un punto de vista social es la interconexión larga.

Sobre este punto en el Caso II, debido a que al interconectar ambos sistemas el ahorro para los consumos es mucho menor que la baja en las utilidades de las empresas de este sistema, la interconexión no resulta una buena solución bajo el esquema 100-0, pero como se puede apreciar en las Tablas 4.20 y 4.21 al variar el esquema de asignación del costo de transmisión, las empresas comienzan a tener utilidades positivas y los retiros aumentan el pago debiendo asumir el costo que trae esta alternativa de abastecimiento.

¹ Específicamente en el punto 4.1.7 “Retiros Valorados”

Tabla 4.20: Diferencias en SING-SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso (en MMUS\$)

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	0	122	306	611
Caso II	- 129	8	212	553
Caso III	250	390	601	951
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	0	122	306	611
Caso II	- 16	120	325	666
Caso III	136	276	486	836

Tabla 4.21: Diferencias Porcentuales en SING-SIC con Respecto a la Asignación 100-0 en Cada Caso

Inyección	100 %	80 %	50 %	0 %
Caso I	0 %	4 %	10 %	20 %
Caso II	- 4 %	0 %	7 %	18 %
Caso III	8 %	13 %	19 %	31 %
Retiro	0 %	20 %	50 %	100 %
Caso I	0 %	2 %	5 %	11 %
Caso II	0 %	2 %	6 %	12 %
Caso III	2 %	5 %	8 %	15 %

En el Caso III la situación es diferente. Al interconectar ambos sistemas las empresas aprecian un aumento en sus utilidades siempre mayor que el aumento que también se produce en los pagos, con lo cual, se puede dar la situación en que sea conveniente para las empresas compensar de alguna manera a los consumidores por este aumento y llevar a cabo la interconexión.

En términos operacionales, considerando los sistemas SING y SIC como uno sólo, previo a la interconexión las utilidades del SIC representaban el 94% de las utilidades del conjunto y las del SING el 6% restante. Posterior a la interconexión corta y bajo sus condiciones de operación, las utilidades del SIC pasan a ser sólo el 91% de las utilidades del conjunto, mientras que las utilidades del SING aumentan al 9%. En el Caso III las utilidades del SIC pasan a ser el 83% de las utilidades del conjunto y las del SING alcanzan el 17% restante.

En el caso de los pagos, de manera previa a la interconexión, estos correspondían en un 82% del total al SIC y en un 18% al SING, posteriormente, con la interconexión corta, los pagos del SIC pasan a ser un 80% del total y los del SING resultan ser el 20% restante. Bajo la interconexión larga las proporciones son en un 79% para el SIC y en un 21% para el SING.

Del análisis efectuado para las empresas y consumidores desde el punto de vista monetario, se concluye que, la interconexión, la cual permite una importación de energía a un menor costo, incide en una baja en el precio promedio del sistema importador y en un alza en el sistema exportador tendientes a un equilibrio conjunto, lo que lleva a un aumento en las utilidades y pagos del sistema exportador y un baja en los mismos conceptos en el sistema importador. La proporción de estos cambios guarda estrecha relación con la capacidad de la línea y con los puntos de interconexión.

Al variar la asignación y calcular las transferencias de las empresas y consumidores pertenecientes a cada sistema, se obtiene que dichos montos no difieren considerablemente de los porcentajes presentados, como se puede apreciar en las Tablas 4.22 y 4.23.

Tabla 4.22 Proporción de las Utilidades de Cada Sistema al Interconectar

	100 %		80 %		50 %		0 %	
	SING	SIC	SING	SIC	SING	SIC	SING	SIC
Caso I	6 %	94 %	6 %	94 %	6 %	94 %	7 %	93 %
Caso II	9 %	91 %	10 %	90 %	10 %	90 %	11 %	89 %
Caso III	17 %	83 %	17 %	83 %	18 %	82 %	18 %	82 %

Tabla 4.23: Proporción de los Retiros de Cada Sistema al Interconectar

	0 %		20 %		50 %		100 %	
	SING	SIC	SING	SIC	SING	SIC	SING	SIC
Caso I	18 %	82 %	18 %	82 %	18 %	82 %	18 %	82 %
Caso II	20 %	80 %	20 %	80 %	20 %	80 %	20 %	80 %
Caso III	21 %	79 %	21 %	79 %	21 %	79 %	21 %	79 %

Como se vio en el caso sin interconexión al realizar un estudio entre asignaciones, la transición directa de un esquema a otro puede resultar compleja si se toma en cuenta que los pagos aumentan en cada asignación. De esta manera la implementación de una nueva asignación de los costos de transmisión entre generadores y consumos debe ser efectuada de manera paulatina.

Tabla 4.24: Diferencias entre Asignaciones en el SIC

Inyección	100% a 80%	80% a 50%	50% a 0%
Caso I	4 %	5 %	8 %
Caso II	4 %	6 %	9 %
Caso III	4 %	6 %	9 %
Retiro	0% a 20%	20% a 50%	50% a 0%
Caso I	2 %	3 %	5 %
Caso II	2 %	3 %	6 %
Caso III	2 %	3 %	5 %

Tabla 4.25: Diferencias entre Asignaciones en el SING

Inyección	100% a 80%	80% a 50%	50% a 0%
Caso I	7 %	10 %	16 %
Caso II	11 %	14 %	21 %
Caso III	6 %	8 %	12 %
Retiro	0% a 20%	20% a 50%	50% a 0%
Caso I	1 %	2 %	3 %
Caso II	3 %	4 %	6 %
Caso III	3 %	4 %	6 %

Los montos porcentuales de variación de las utilidades y pagos entre asignaciones, considerando cada caso por separado, son prácticamente los mismos tanto para los generadores como para los consumidores de cada sistema.

Las Tablas 5.13 y 5.14 muestran esta situación, por ejemplo, al variar el esquema de asignación del costo de transmisión desde una asignación 100-0 hasta el otro extremo, que sería la asignación 0-100, en el caso del SIC y bajo las condiciones de interconexión, el aumento en las utilidades es de un abrupto 19% ó 20% y el aumento de los pagos es de entre un 10% y 12%. Al variar paulatinamente la asignación el aumento en las utilidades es de un 4%, un 5% y de un 8% y el aumento en los pagos es de un 2%, un 3% y un 6% entre las asignaciones, lo que implica un impacto menor y pausado en las alzas. Lo mismo ocurre para el SING, los importantes aumentos en los pagos y utilidades, comparando las asignaciones 100-0 y 0-100, tienen un impacto mucho menor al considerar aumentos pausados producto de variaciones graduadas en ciertos períodos.

VI. CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS

El trabajo realizado fue presentado comenzando desde lo general hasta lo particular, de manera que el lector tuviese una idea más acabada sobre el objetivo del estudio, el cual pretendía mostrar el impacto que tiene en los diferentes agentes del sistema un cambio en la asignación de los costos de transmisión frente a la interconexión de dos importantes sistemas eléctricos, provocado por el requerimiento y objetivos del regulador planteados.

De este modo a lo largo del trabajo fue posible obtener de manera conjunta otros importantes resultados interesantes de estudiar y de presentar.

A grandes rasgos, fue posible entender lo que sucedía con los principales puntos de la operación de los sistemas SING y SIC bajo la perspectiva de una interconexión, pasando desde un análisis de la operación independiente de cada sistema, de las empresas operadores de cada uno y de ambos sistemas como conjunto.

En primer lugar, la interconexión se presentó como una alternativa de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, al igual como es, por ejemplo, la inversión en nuevas centrales de generación. Esta afirmación pudo ser confirmada al definir los planes de obra del SIC en cada caso.

El SIC se presenta como un sistema dinámico y con una cada vez más ajustada demanda de energía eléctrica. De esta manera se hace necesaria la determinación por parte de la autoridad de un Plan de Obras que permita indicar las principales necesidades de inversión en este sistema.

Por el contrario como se pudo apreciar, el SING no precisa de nuevas inversiones destinadas al abastecimiento de la demanda dada su importante capacidad ociosa en generación bajo el supuesto de un abastecimiento de gas natural de Argentina en condiciones similares a la situación previa a la crisis.

Al considerarse en dicho plan de obras la interconexión de los sistemas SIC y SING, se aprecia un cambio en las inversiones en generación. Ya no se requieren todos los proyectos de generación, lo que, finalmente, se podría traducir en un ahorro en inversiones para el país. Esta situación implica una disminución en las utilidades de la empresa considerada como Empresa Futura, debido a que no invierte lo esperado y mostrado en el Caso I.

Bajo este marco, las empresas operadoras del SIC prácticamente no aprecian cambios importantes en sus resultados finales producto de la interconexión de ambos sistemas. En la práctica, se tiene que la empresa que se ve más perjudicada con la interconexión es la empresa Futura, siendo ella la que absorbe la baja en la generación del SIC producto de la importación de energía a un menor costo. Mientras que las empresas operadoras del SING sí cambian drásticamente sus utilidades. Principalmente, producto del aumento del precio de venta de energía que comienzan a enfrentar

En el estudio se pudo determinar que, una vez interconectados ambos sistemas, comienza un proceso de convergencia entre ambos debido a las características propias de cada uno. Como fue visto, el SING es un sistema principalmente térmico, con un precio de energía menor que el SIC, que tiende a subir su costo marginal de energía mientras que el SIC comienza a bajar.

La operación conjunta de ambos sistemas le suma al SING la variable hidrológica de la que carece. Los ingresos obtenidos del estudio para el SING presentan una probabilidad del 10% debido a la probabilidad de ocurrencia de las mayores sequías que, finalmente, son las que aportan los más altos ingresos para las empresas del SING o térmicas en general. Esto, en otras palabras, implica que con un 90% de seguridad los ingresos obtenidos para este sistema bajan entre un 18% y 25%.

No es posible apreciar el impacto en las utilidades producto de no considerar ciertas hidrologías. Esto se debe a que la simulación se obtuvo considerando 41 hidrologías históricas, las cuales determinan de cierta manera la operación de los sistemas, por lo que al retirar las hidrologías antes mencionadas, es posible ver la variación en los ingresos, pero no es posible apreciar los aumentos o disminuciones en la operación: inyecciones de energía, costos de operación, uso de líneas, cambios de flujo, etc. Este análisis, considerando los cambios en la hidrología, podría ser muy útil e interesante de estudiar, ya que resulta una gran ayuda y herramienta de apoyo para la gestión de importantes empresas del sector.

Suponiendo que la inversión en la interconexión de ambos sistemas es la mejor alternativa de abastecimiento, dado el actual marco regulatorio (Ley Corta) y el riesgo que implica para las empresas del SING el asumir por completo el costo de dicha interconexión, no sería posible llevar a cabo este proyecto, pero si el costo de dicha inversión es compartida, como fue visto, sí sería posible

realizar la interconexión. En un principio, al interconectar ambos sistemas, el SIC vería disminuidas sus utilidades pero al variar el costo de transmisión éstas pasaban a aumentar en comparación a la asignación base. Por otra parte, en el SING el riesgo y costo de la interconexión era compartida entre generadores y consumidores.

Al variar la asignación del costo de transmisión las utilidades y pagos de empresas y consumidores de ambos sistemas aumentan, mientras más diferente a la asignación en curso sea la variación, mayor es el impacto que tiene el cambio en dichas partidas. De esta manera, como se mostró, la imposición de una asignación diferente debe ser establecida de manera paulatina en determinado período, para así provocar una percepción e impacto de cambio menor.

Por otro lado, la capacidad de la línea y el punto de interconexión resultaron ser fundamentales. La mayor capacidad de la línea del Caso III permitió a los generadores del SING exportar un porcentaje de energía mayor que en el Caso II.

Se pudo apreciar que en el Caso III varios puntos de análisis eran en general más convenientes desde un punto de vista global que en el Caso II. De manera anexa, se obtuvo que, económicamente, la mejor alternativa de interconexión de las estudiadas resulta ser la interconexión larga. El aumento en las utilidades de las empresas de ambos sistemas permitía amortiguar el alza en los pagos que deben efectuar los consumidores, no así en el caso de la interconexión corta.

Como desarrollos futuros del tema, desde el punto de vista técnico, surgen otros estudios como los son el determinar la línea de mejores características para algún actor interesado. Capacidad, tensión, largo, tipo, inversiones adicionales al sistema, etc.

El riesgo presente de la interconexión para los generadores del SING, lo trae la ocurrencia de las sequías. Dada esta situación, resulta interesante un análisis del riesgo que tiene para las empresas el hecho de presentar restricciones o no contar con el abastecimiento del agua o combustible para la generación de energía y apreciar el impacto que esto trae en sus utilidades, compromisos o cartera de clientes. Dicho estudio podría estar enmarcado, además, en un análisis estratégico o reglamentario que tienda a diversificar esta pérdida creando algún esquema que permita a las empresas o al país anteponerse a estas situaciones

adversas, tanto desde el punto de vista económico como desde el punto de vista del abastecimiento.

El estudio considera que el 100% de las ventas de energía de las empresas consideradas son realizadas al spot. Este supuesto deja de lado los compromisos que posee cada empresa, lo que abre otra posibilidad de estudio. Por ejemplo, una empresa excedentaria en energía del SIC tendría un mayor o menor grado de simpatía con la interconexión dependiendo del grado de compromisos que tenga ya que el gran o pequeño margen que vende al SIC se vería devaluado en el caso de estar interconectados ambos sistemas.

Las empresas futuras, fueron consideradas como una sola. Las inversiones en nuevas centrales de generación se ven desplazadas por la interconexión y, como fue visto, son éstas las grandes perjudicadas. En realidad se puede decir que existe un traspaso entre las inversiones futuras y las centrales ya existentes en el SING. Resultaría interesante, en estudios futuros, estudiar el caso en que la inversión en nuevas centrales sea asumida por algún actor actual del sistema y apreciar el impacto que tendría en éste, producto de la interconexión entre ambos sistemas, su cartera de clientes, riesgo, utilidades, etc.

La interconexión SING-SIC, fue abiertamente estudiada y en algún momento fue propuesta en el plan de obras indicativo presentado por la CNE, por lo que realizar un estudio de las características propuestas sería un importante aporte a la empresa privada. Desde otro punto de vista, se podría estimar o comparar las inversiones en cada alternativa de abastecimiento de la demanda (interconexión, centrales eólicas, geotérmicas, etc.), permitiendo una mayor diversificación de la matriz y una mayor independencia, lo que permitiría determinar el costo o el ahorro para los diferentes agentes involucrados, de manera acorde con el marco regulatorio vigente, además de proponer señales económicas que hagan realizable la inversión socialmente óptima.

Otro factor importante de analizar resulta ser la incidencia que tiene la interconexión de los principales sistemas chilenos en el cálculo de la potencia firme, tema muy discutido hasta el día de hoy. Los ingresos por potencia representan aproximadamente un 30% de los ingresos de las empresas.

El cálculo de la potencia firme se realiza de manera diferente en el SING y en el SIC. Ante esto, un estudio importante sería el estimar un método de cálculo de la potencia firme del conjunto SING-SIC

BIBLIOGRAFIA

- [CDEC-SIC] Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central (2003) Anuario CDEC-SIC, **Estadísticas de Operación CDEC-SIC 1993-2003**, CDEC-SIC 2003, Santiago, Chile.
- [CDEC-SING] Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado del Norte Grande (2003) Anuario CDEC-SING, **Estadísticas de Operación CDEC-SING 1993-2003**, CDEC-SING 2003, Santiago, Chile.
- [CEA] GALETOVIC, A. y PALMA, R. (2004) Documentos de Trabajo, **Transmisión Eléctrica y la Ley Corta: una Estimación de la Redistribución de Peajes**. Centro de Economía Aplicada, Serie Económica N° 160, Mayo 2003, Santiago, Chile.
- [CEP] GALETOVIC, A. y MUÑOZ, C. (2004) Puntos de Referencia, **Transmisión Eléctrica y la Ley Corta, una Estimación del Cargo Directo que Pagarán los Consumidores**. Centro de Estudios Públicos, Enero 2004, Santiago, Chile.
- [CNE03] Comisión Nacional de Energía (2003) Informe Técnico Definitivo, **Fijación de Precios de Nudo Octubre 2003 Sistema Interconectado del Central (SIC)**. Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile.
- [CNE03b] Comisión Nacional de Energía (2003) Informe Técnico Definitivo, **Fijación de Precios de Nudo Octubre 2003 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**. Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile.
- [Danitz02] DANITZ, F., RUDNICK, H., ZOLEZZI, J., y WATTS, D., (2002), **Use Based Allocation Methods for Payment of Electricity Transmission Systems**, PowerCon 2002 IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology, Kunming, China Octubre 13-17, 2002.

- [DFL1/82] Ministerio de Minería (1982) Decreto con Fuerza de Ley N° 1, **Ley General de Servicios Eléctricos**, Ministerio de Minería, Septiembre de 1982, Santiago, Chile.
- [DS327] Comisión Nacional de Energía (1997) Decreto Supremo N° 327, **Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos**, Comisión Nacional de Energía, Diciembre de 1997, Santiago, Chile.
- [Estrategia] Diario Estrategia (2003) Decreto Supremo N° 327, **Los Ganadores y Perdedores de la Ley Rodríguez**, Estrategia Pág. 24, 23 de Junio de 2003, Santiago, Chile.
- [Ham96] HAMMONS, T.J., WILLINGHAM, M., MAK, K.P., DUSSAN, M.I., de FRANCO, N., MALHAES da SILVA, J., MEISEN, P., RUDNICK, H., MOROKOWSKI, M. y BLYDEN, B.K. (1996), **Generation and Transmission in Developing Countries**, IEEE Power Engineering Review, Julio 1996, pp.14-22.
- [LeyCorta] Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción (2004) Ley N° 19.940, **Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e Introduce las Adecuaciones que Indica a la Ley General de Servicios Eléctricos**, Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, Marzo 2004, Santiago, Chile.
- [Palma99] PALMA, R., RUDNICK, H., LIRA, H., (1999), **Penalty Factor Calculations for Marginal Pricing of Transmission Systems in a Hydroelectrical System**, Proceedings of the International Symposium on Electric Power Engineering, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995, pp. 704-709.
- [Rudn02] RUDNICK, H. y MONTERO, J.P., (2002), **Second Generation Electricity Reforms in Latin America and the California Paradigm**, Journal of Industry, Competition and Trade 2 (1-2), Junio 2002, pp. 159-172.
- [Rudn01] RUDNICK, H. y ZOLEZZI, J., (2001), **Electric Sector Deregulation and Restructuring in Latin America: Lessons to be Learnt and Possible Ways Forward**, Marzo de 2001.

- [Rudn99] RUDNICK, H., SOTO, M., PALMA, R., (1999), **Use of System Approaches for Transmission Open Access Pricing**, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Volume 21, Issue 2, 1999, pp. 125-135.
- [Rudn97] RUDNICK, H., RAINIERI, R., (1997), **Transmission Pricing Practices in South America**, Utilities Policy, Vol. 6, No 3, Pergamon, Septiembre 1997, pp. 211-218.
- [Rudn96] RUDNICK, H., CURA, E. y PALMA, R., (1996), **Open Access Pricing Methodologies in Economically Adapted Electric Transmission Systems**, invited paper, V SEPOPE Symposium of specialists in electric operational and expansion planning, 19-24 Mayo 1996, Recife, Brazil.
- [Rudn95] RUDNICK, H., PALMA, R., FERNÁNDEZ, J., (1995), **Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access**, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N°2, Mayo 1995, pp. 1125-1132.
- [Rudn94] RUDNICK, H., (1994), **Transmission Open Access in Chile**, Harvard Electricity Policy Group Fifth Plenary Session, Harvard University. 27-28 Octubre 1994, 9 pages.
- [Rudn94b] RUDNICK, H., (1994), **International Experience in Transmission Open Access: Argentinean, Chilean and Peruvian perspectives**, IEEE Power Engineering Review, December 1994, Vol. 14, N°12, pp 11-12 (within the article "International Experience in Transmission Open Access", T. W. Hissey, pp. 3-18).
- [Sore03] SORE, F., RUDNICK, H. y ZOLEZZI, J. (2003), **Definition of an Efficient Transmission System Using Cooperative Games Theory**, presentado ante IEE Transactions On Power Systems, 2003.
- [Zole03] ZOLEZZI, J. y RUDNICK, H. (2003), **Consumers Coordination and Cooperation in Transmission Allocation**, IEE Powertech, Bologna, Italy, Junio 2003.

ANEXOS

ANEXO A: EMPRESAS GENERADORAS: RESULTADOS Y ANÁLISIS

AI Resultados Por Empresas del SIC

Los operadores en este sistema fueron agrupados en cinco grandes grupos considerando a las centrales futuras como uno y utilizando la información descrita por el CDEC-SIC en el anuario del año 2002 de esta entidad [CDEC-SIC].

Los resultados obtenidos por empresa, permiten de alguna manera extrapolar los resultados presentados y analizar la situación desde el punto de vista de los agentes generadores de cada sistema.

En una primera aproximación, se comprueba lo que de, alguna manera, se esperaba desde la definición del plan de obras del estudio. La empresa más perjudicada, o en realidad la única perjudicada con la interconexión de ambos sistemas es la definida como “Empresas Futuras”. La interconexión en ambos casos estudiados, desplaza las centrales futuras, provocando un traspaso desde una central futura operando en el SIC, a una central que comienza a operar en el SING.

De las demás empresas que operan en el SIC, se puede mencionar que estas no ven mayores variaciones en sus utilidades producto de la operación coordinada de ambos sistemas, incluso, sería completamente válido suponer que las magnitudes presentadas para las empresas de este sistema, se encuentran dentro del intervalo de error de la simulación.

Al estudiar cada empresa de este sistema, se tiene lo siguiente:

A.1.1. ENDESA

Esta empresa cuenta con 3.531,7 MW de capacidad instalada, (a Diciembre de 2002) lo que corresponde a un 51% de la capacidad instalada del SIC y a un 34% de la capacidad instalada del conjunto SING + SIC.

Las centrales de ENDESA, se encuentran ubicadas en la II, III, IV, VI, VII, VIII y X región del país. A continuación se presentan los combustibles que éstas utilizan para la generación de energía eléctrica:

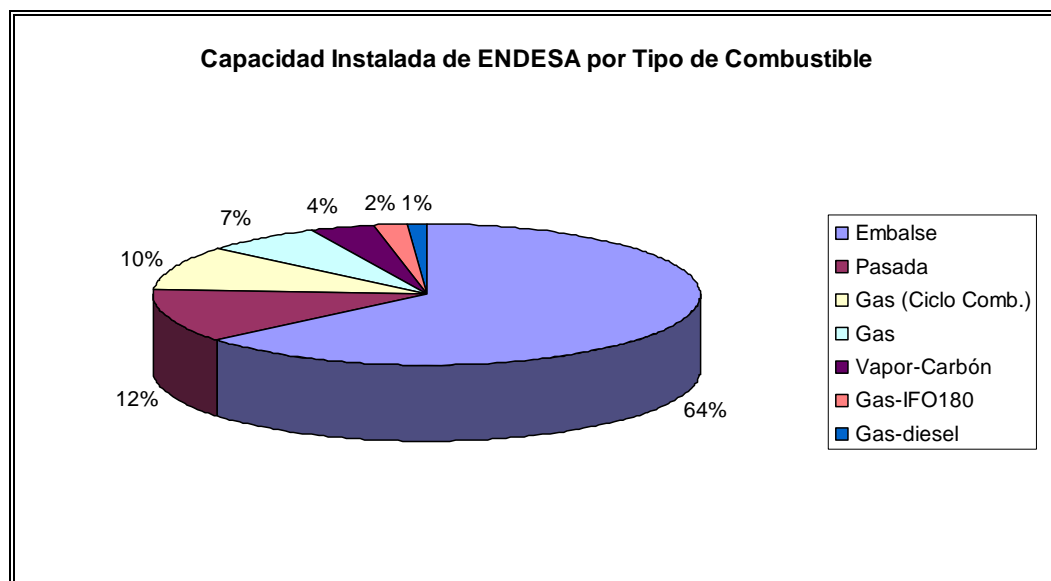


Figura A1: Capacidad Instalada por Combustible de ENDESA

Tabla A1: Variación ENDESA

ENDESA	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	- 422,13	- 0,63	- 75,44	- 0,32	4,47	- 79,59
	0 %	- 3 %	- 3 %	0 %	1 %	- 5 %
Caso III – I	1.263,73	0,12	27,94	13,60	- 2,96	17,30
	1 %	1 %	1 %	4 %	- 1 %	1 %

Ante la interconexión SING-SIC, ENDESA no sufre grandes cambios en su posición. Las variaciones porcentuales presentadas en la Tabla A1, muestran diferencias entre un – 5% y un 1% en sus utilidades, magnitudes que no implican un gran cambio frente a una interconexión.

Los cambios más importantes e interesantes de los resultados presentados en la tabla anterior, resultan ser los cambios operacionales que se producen en el sistema, dependiendo del punto de interconexión y que repercuten en esta empresa.

ENDESA posee centrales al norte de Santiago ubicadas en la II, III y IV región de país, de carácter térmico y al sur de la capital en las regiones VI,

VII, VIII y X, también de origen térmico (Bocamina en la VIII región) pero principalmente de carácter hidráulico.

En el Caso II, la interconexión es al norte del SIC provocando un aumento de la competencia en esta zona, bajando el precio de venta y por ende los ingresos por conceptos de venta de energía. Ante esto, ENDESA no varía sus inyecciones de energía y por ende sus costos de operación con respecto de la situación sin interconexión se mantienen, pero al producirse una baja en el precio y un aumento en el costo de transmisión, las utilidades de esta empresa disminuyen en un 5%.

En cambio, en el Caso III, al interconectar el SING con el centro del SIC, ENDESA aumenta sus inyecciones de energía, producto de que las centrales que posee al norte deben aumentar levemente su generación para reforzar esa zona, implicando además un aumento considerable en sus costos de operación debido a que dichas centrales son térmicas. Aún así, el precio de venta de energía que observa esta empresa aumenta y sus costos de transmisión disminuyen. Todo lo anterior se traduce en un leve aumento del 1% en sus utilidades.

Desde otro punto de vista, comparando la proporción de los costos de operación, de transmisión y las utilidades de ENDESA, con los ingresos de esta empresa por conceptos de ventas de energía, en cada caso se tienen resultados muy similares. Los costos de operación representan el 15% de los ingresos en el Caso I, un 16% en el Caso II y 15% en el Caso III; los costos de transmisión un 17%, 18% y 17% respectivamente, y el porcentaje de los ingresos que implican utilidades es de un 68%, 66% y 68% en cada caso respectivamente.

Es así como nuevamente se demuestra que ante una interconexión de características como las descritas a lo largo del documento, no representa o implica un cambio significativo en la situación de esta empresa.

A.1.2. COLBÚN

COLBÚN posee 1.175 MW de capacidad instalada, los cuales representan el 17% de la capacidad instalada del SIC y un 11% del sistema SING-SIC.

Las centrales de generación de energía eléctrica consideradas en el estudio se encuentran ubicadas en la V, VII y VIII regiones del país, correspondiente a las centrales Nehuenco, Nehuenco 9B, Colbún, Machicura, San Ignacio y Rucúe. COLBÚN genera en un 60% aproximadamente con centrales

hidráulicas, y en un 40% con centrales de origen térmico. La Figura 4.8 presentada a continuación muestra la capacidad instalada de esta empresa según el tipo de combustible utilizado:

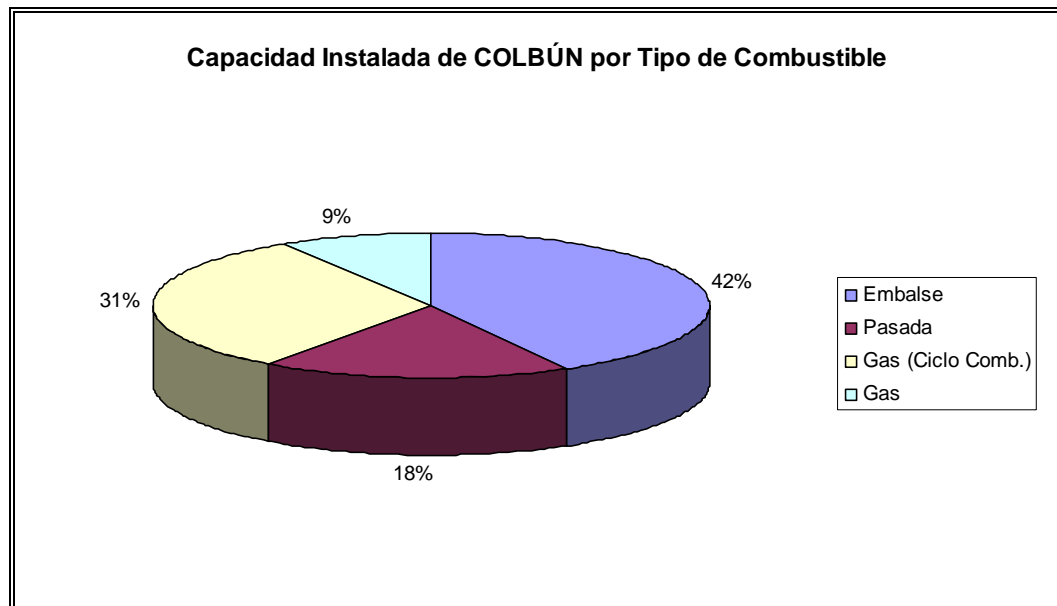


Figura A2: Capacidad Instalada por Combustible de COLBÚN

Tabla A2: Variación COLBÚN

COLBÚN	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	536,75	- 0,76	- 24,78	5,34	- 1,18	- 28,94
	1 %	- 4 %	-3 %	2 %	- 2 %	- 5 %
Caso III – I	2.858,80	- 0,6	14,25	26,13	- 0,57	- 11,3
	4 %	- 3 %	2 %	10 %	- 1 %	- 2 %

La Tabla A2 muestra los cambios que enfrenta esta empresa producto de las interconexiones estudiadas. En general, no se producen variaciones de consideración y las variaciones evidenciadas se encuentran dentro de lo esperado.

Con la interconexión corta, COLBÚN aumenta muy levemente sus inyecciones de energía y costo de operación, principalmente por el aumento de la demanda y no por un cambio importante en la operación, pero por motivos de la baja global en el costo marginal, producto de la inyección de energía más barata en la zona del país con precios más altos, sus ventas se ven desvaloradas, lo que finalmente se traduce en una baja de un 5% de sus utilidades.

En el caso de la interconexión larga al centro del país, a pesar de que ésta representa un competidor directo para COLBÚN, ya que sus centrales de generación se ubican en la zona centro-sur del país, se produce una disminución menor de las utilidades en comparación con lo sucedido bajo la interconexión corta.

En ambos casos, el costo de transmisión prácticamente se mantiene, es decir, para COLBÚN una interconexión no significaría un aumento del costo de transmisión.

A.1.3. GENER

Esta empresa posee inversiones tanto en el SING como en el SIC, las que, para efectos del estudio, fueron consideradas de manera separada.

En el SIC, GENER posee una capacidad instalada de 1.085,37 [MW] lo que representa un 16% de la capacidad instalada de este sistema y un 10% de la capacidad instalada del conjunto SING-SIC.

Las centrales de GENER se encuentran ubicadas principalmente en la Región Metropolitana (Alfalfal, Renca, Maitenes, Queltehues, Volcán), además de Guacolda en la III región, El Indio en la IV región, Laguna Verde y Ventana en la V región y San Francisco de Mostazal en la VI región.

El 76% aproximadamente de las centrales que posee GENER en el SIC son centrales de generación térmica, la Figura 4.9 muestra la distribución de la capacidad instalada por tipo de combustible de esta empresa.

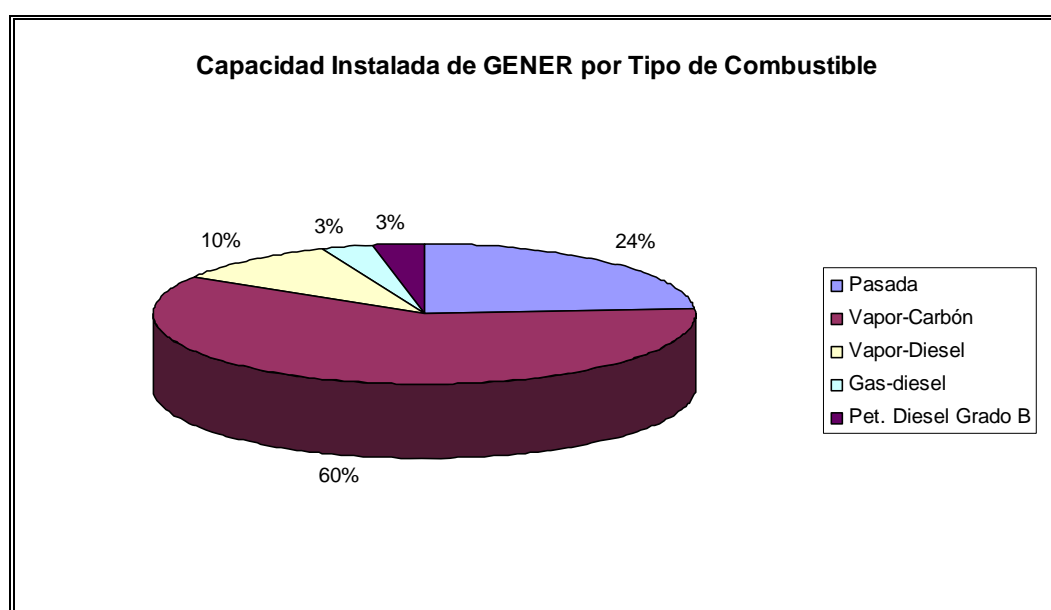


Figura A3 Capacidad Instalada por Combustible de GENER

Tabla A3: Variación GENER

GENER	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	267,44	- 1,38	- 35,06	2,6	1,42	- 39,07
	1 %	- 5 %	- 4 %	1 %	5 %	- 9 %
Caso III – I	1423,96	- 1,23	1,54	20,17	2,45	- 21,08
	4 %	- 5 %	0 %	6 %	8 %	- 5 %

Las centrales de generación de energía eléctrica de GENER se encuentran ubicadas en la zona donde comenzarían a inyectar electricidad las interconexiones. Sin contar a las empresas FUTURAS, GENER es la empresa del SIC que aprecia la mayor disminución de los costos marginales de inyección y el mayor aumento del costo de transmisión.

La interconexión estudiada, en ambos casos impacta principalmente a GENER que finalmente disminuye sus utilidades en un 9% y en un 5% respectivamente.

La mayor disminución se produce con la interconexión corta, ya que en esa zona opera la central térmica más eficiente del SIC, Guacolda, la que se encuentra presente en el sistema gran parte del tiempo, entonces, el que aparezca un exportador con un precio de energía menor, provoca una disminución considerable en los ingresos por ventas de energía. Además, producto de los cambios evidentes del flujo de electricidad, GENER comienza a pagar una mayor proporción del costo de transmisión del troncal. Entonces, sumando estos efectos, GENER ve disminuidas sus utilidades.

A.1.4. OTRAS EMPRESAS DEL SIC:

Por OTRAS EMPRESAS del SIC, se consideraron las siguientes: Arauco Generación, E. Verde, E. E. Santiago, Petropower, Ibener, E. E. Puyehue, E.E. Panguipulli, Aconcagua, S. C. del Maipo, H. G. Vieja y M. Valpo., Obras y Desarrollo, E. E. Capullo, Gen. S. Andes, Carbomet y E. E. Puntilla.

En conjunto, estas empresas poseen una capacidad instalada aproximada de 938,60 [MW], correspondientes a un 16% de la capacidad instalada del SIC y un 10% del conjunto SING-SIC.

Las centrales de estas empresas se encuentran ubicadas en la zona centro-sur del país, en la regiones Metropolitana, V, VII, VIII y X. Los combustibles utilizados para la generación térmica por estas empresas son los presentados en la figura a continuación.

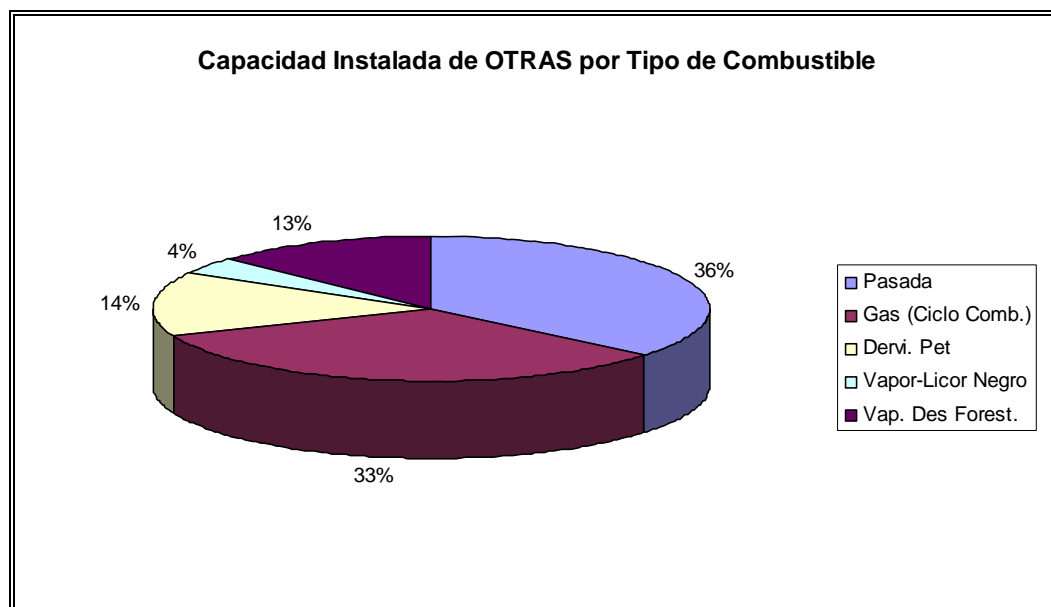


Figura A4: Capacidad Instalada por Combustible de OTRAS

Tabla A4: Variación OTRAS

OTRAS SIC	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	25,51	- 0,59	- 8,87	- 0,24	- 1,17	- 7,46
	0 %	- 3 %	- 3 %	- 1 %	- 2 %	- 3 %
Caso III – I	248,88	- 0,39	- 1,61	1,87	- 0,81	- 2,68
	1 %	- 2 %	0 %	6 %	- 2 %	- 1 %

Como se puede apreciar en la Tabla A4 el impacto de la interconexión en estas empresas es mínimo, prácticamente no sufren modificaciones en sus ejercicios. Las inyecciones de energía se mantienen, al igual que el costo de transmisión. Las utilidades bajan levemente, casi en proporción a la baja que enfrentan en el costo marginal de inyección.

A.1.5. EMPRESAS FUTURAS:

Las nuevas inversiones en centrales de generación propuestas para el SIC fueron agrupadas asumiendo que fueran llevadas a cabo por una sola empresa.

Esta consideración permite apreciar de manera asilada, tanto el impacto de la interconexión SING-SIC en las actuales empresas que operan en el SIC, como de la redistribución de ingresos entre estas nuevas inversiones y las centrales del SING debido a la interconexión.

Tabla A5: Variación FUTURAS

FUTURAS	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	- 7.877,98	- 0,47	- 120,18	- 55,07	- 7,49	- 57,62
	- 33 %	- 3 %	- 35 %	- 38 %	- 33 %	- 32 %
Caso III – I	- 13.975,92	- 2,15	- 221,67	- 101,45	- 2,9	- 117,32
	- 58 %	- 15 %	- 64 %	- 70 %	- 13 %	- 65 %

Como se puede apreciar en la Tabla A5, todos los valores presentados disminuyen con la interconexión SING-SIC. La razón es que, bajo las condiciones de interconexión, las nuevas inversiones necesarias para el SIC que aseguran un abastecimiento de la demanda, se ven desplazadas por la alternativa que ofrece la interconexión y las posibilidades exportadores del SING.

La interconexión desplaza a determinado número de centrales bajo cada tipo de interconexión estudiada, es decir, la empresa considerada como FUTURA se ve en la obligación de disminuir el número de centrales con que opera, que en el caso de la interconexión corta es una y en el caso de la interconexión larga son dos.

De esta manera, los valores mostrados en la tabla anterior representan la disminución producto de que esta empresa opere con cuatro y tres centrales (Caso II y III respectivamente) en vez de cinco (Caso I).

AII Resultados Por Empresas del SING

Se pudo apreciar que en general las empresas que actualmente operan en el SIC no se ven influenciadas por la interconexión, no mejora ni empeora de manera considerable su actual posición en cuanto a las utilidades que obtendrían, si es que no existiera la interconexión.

La interconexión SING-SIC, fue planteada como una alternativa de abastecimiento de energía y como será visto a continuación, durante el período de estudio resultan ser las empresas del SING las que se hacen cargo del abastecimiento de la demanda principalmente.

Actualmente, las centrales generadoras que operan en el SING están restringidas en su potencia máxima de despacho en 200 [MW] por motivos de seguridad de abastecimiento. Esta restricción no fue considerada en este estudio. Cabe recordar que no fueron consideradas restricciones de abastecimiento de gas desde Argentina.

A.2.1. ELECTROANDINA

Esta empresa posee una capacidad instalada de 1.028,9 [MW] los que representan un 29% de la capacidad instalada del SING y un 10% del total SING-SIC.

ELECTROANDINA posee la Central Termoeléctrica Tocopilla, con 11 unidades, donde la proporción de combustibles utilizados corresponde a: vapor-carbón (41%), Gas Natural (ciclo combinado) (39%), vapor-FO 6 (12%) y Turbogas Diesel (8%).

Tabla A6: Variación ELECTROANDINA

ELECTROANDINA	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	1.486,73	2,54	42,99	14,42	16,47	12,10
	9 %	16 %	25 %	13 %	318 %	20 %
Caso III – I	3.168,18	8,34	144,12	34,8	29,44	79,87
	18 %	54 %	83 %	32 %	568 %	129 %

Producto de la interconexión de ambos sistema ELECTROANDINA aumenta sus utilidades en un 20% y en un 129% en el Caso II y en el Caso III respectivamente, a pesar de enfrentar un aumento considerable en sus costos de transmisión del 318% y 568%, debido a que comienza a utilizar la línea de interconexión para exportar sus excedentes de energía.

Por otro lado, en comparación con las otras empresas que operan en este sistema, ELECTROANDINA es la empresa que presenta un mayor aumento de este costo y no es la empresa que más aumenta sus utilidades.

A.2.2. GAS ATACAMA GENERACIÓN

Esta empresa posee una capacidad instalada de 783,29 [MW] donde un 22% corresponde al SING y un 7% del total SING-SIC.

GAS ATACAMA GENERACIÓN posee las centrales Atacama y Diesel ENAEX, con un total de 4 unidades genera utilizando como combustibles principalmente el Gas Natural (99,7%) y menor medida el Diesel (0,3%).

Tabla A7: Variación GAS ATACAMA

GAS ATACAMA	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	0	2,22	46,23	0	15,94	30,29
	0 %	15 %	14 %	0 %	44 %	61 %
Caso III – I	0	6,14	125,08	0	17,47	107,61
	0 %	41 %	37 %	0 %	48 %	218 %

Comparativamente, al interconectar ambos sistemas esta empresa no varía sus inyecciones de energía y por ende sus costos de operación, debido a que en todos los casos GAS ATACAMA opera en base.

A pesar del aumento en los costos de transmisión, la importante alza en las utilidades de esta empresa se debe al alza en el precio de venta de energía de un 15% y un 41% en cada situación.

A.2.3. EDELNOR

EDELNOR posee las únicas centrales hidráulicas del SING, Chapiquiña y Cavancha, además de las centrales térmicas Diesel Arica, Iquique, Antofagasta, Termoeléctrica Mejillones y Diesel Mantos Blancos.

En total estas centrales aportan con 719,78 [MW] de capacidad instalada (20% del SING, 7% del Total) y utilizan para la generación de energía

eléctrica Vapor Carbón (47%), Ciclo Combinado Gas Natural (35%), Motor FO 6 (8%), Motor Diesel (5,2%), Turbogas Diesel (3%) y pasada (1,4%)

Tabla A8: Variación EDELNOR

EDELNOR	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	1.059,82	2,46	53,95	8,21	19,25	26,49
	3 %	17 %	18 %	4 %	100 %	53 %
Caso III – I	594,79	6,74	124,17	6,61	21,34	96,21
	2 %	46 %	41 %	3 %	111 %	192 %

Como se puede apreciar en la Tabla A8 comparativamente con el caso sin interconexión, EDELNOR aumenta levemente sus inyecciones de energía y sus costos de operación, pero considerablemente sus utilidades situación que se explica por el alza en el precio de venta de energía que enfrenta esta empresa al interconectar ambos sistemas.

A.2.4. AES GENER

La central de esta empresa se encuentra ubicada en Salta, Argentina y exporta su energía hacia Chile a través de la línea Interandes. Dicha central, posee una unidad generadora y una capacidad instalada de 642,8 [MW] correspondientes a un 18% del SING y a un 6 % del total SING-SIC.

De propiedad de AES GENER S.A., fue considerada de manera separada con el objetivo de estudiar de manera independiente el impacto que tiene la interconexión en esta central exportadora.

Tabla A9: Variación AES GENER

AES GENER	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	0	2,01	20,13	0	8,89	11,24
	0 %	15 %	14 %	0 %	121 %	53 %
Caso III – I	0	0,27	50,65	0	10,16	40,48
	0 %	39 %	34 %	0 %	138 %	191 %

Después de la interconexión SING-SIC, esta empresa no varía las inyecciones de energía al sistema debido a que se considera que esta central se encuentra despachada en la base de la operación.

Como era de esperarse, AES GENER observa un aumento en el precio de venta de energía, lo que implica un aumento del 53% de las utilidades en el Caso II y un 191% en el Caso III, además de aumentar en un 121% y en un 138% el costo de transmisión con respecto del caso sin interconexión.

A.2.5. NORGENER

NORGENER posee la central Norgener de 227,34 [MW] de capacidad instalada siendo éstos un 6% de la capacidad instalada del SING y un 3% del total SING-SIC.

Esta central posee dos unidades y utiliza para la generación de energía eléctrica el vapor-carbón.

Tabla A10: Variación NORGENER

NORGENER	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	2.468,46	2,26	32,04	22,87	7,95	1,20
	122 %	15 %	162 %	119 %	---	215 %
Caso III – I	4.593,18	6,25	75,13	25,91	9,45	39,76
	226 %	42 %	379 %	134 %	---	7.115 %

Frente a la interconexión esta empresa aumenta considerablemente en todas las variables de estudio.

En la situación sin interconexión NORGENER no realiza pagos por el uso del sistema troncal definido y tal como se aprecia en la Tabla A10 cambia al interconectar ambos sistemas. De esta manera al realizar el cálculo comparativo de manera porcentual el aumento en los costos de transmisión de NORGENER aumenta de manera infinita.

A.2.6. CELTA

Finalmente, la empresa CELTA opera en el SING la central Termoeléctrica Tarapacá la cual posee una capacidad instalada de 181,75 [MW] (5% del SING, 2% del Total). Esta central cuenta con dos unidades utilizando en una proporción del 87% Vapor-Carbón y en un 13% Turbogas Diesel.

Tabla A11 Variación CELTA

CELTA	Inyección de Energía (GWh)	Precio de Venta (US\$/MWh)	Ingresos Por Energía (MMUS\$)	Costos de Operación (MMUS\$)	Costo de Transmis. (MMUS\$)	Utilidades (MMUS\$)
Caso II – I	1.352,86	2,11	21,46	12,77	6,25	2,44
	32 %	12 %	46 %	28 %	---	179 %
Caso III – I	750,20	8,00	35,06	7,45	6,22	21,40
	18 %	45 %	74 %	16 %	---	1.573 %

Al igual que NORGENER, previo a la interconexión CELTA no realiza pagos por el uso del sistema de transmisión troncal, situación que cambia al interconectar ambos sistemas.

AIII Variación del Cargo de Transmisión por Empresa

A continuación, se presenta a grandes rasgos la situación de las diferentes empresas operadoras en cada sistema después de la interconexión y al variar el esquema de asignación de peajes que enfrentan. El objetivo es mostrar como cambia la posición de las empresas estudiadas frente a la variación del costo de transmisión posterior a cada interconexión.

En el punto anterior, se mostraron las variables estudiadas de cada empresa junto con una breve explicación de los cambios que enfrentan producto

de cada tipo de interconexión. En esta parte, el análisis es realizado sólo a partir de las diferencias en las utilidades de cada una de ellas producto de la variación de la asignación del costo de transmisión posterior a la interconexión.

No se identifican los cambios en el pago que efectúan los clientes de cada empresa, ya que la información desagregada del tipo, contrato y compromisos que posee cada una con sus cliente, es confidencial.

Las tablas a continuación, muestran para los casos de interconexión II y III, los montos y magnitudes proporcionales que se producen en las utilidades de cada empresa al variar el costo de transmisión que enfrenta en comparación con la situación base. Situación descrita como la asignación en que las empresas generadoras deben hacerse responsables del 100% de la transmisión de energía y sin haber realizado la interconexión

En la segunda columna de las Tablas A12, A13, A14, A15, A16, A17, A18 y A19, se muestra la diferencia con respecto a la asignación base que se produce al interconectar ambos sistemas mediante la línea correspondiente con respecto a la situación sin interconexión, manteniendo la asignación del costo de transmisión bajo el esquema 100-0. Las columnas posteriores indican el aumento o disminución en las utilidades al variar el esquema después de interconectar ambos sistemas, en comparación con la situación 100-0 sin interconexión.

Tabla A12: Diferencias en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta (en MMUS\$)

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Endesa	- 80	- 4	109	298
Colbún	- 29	- 16	4	36
Gener	- 39	- 33	- 34	- 8
Otras	- 7	3	18	43
Futuras	- 58	- 55	- 50	- 43

Tabla A13: Diferencias Porcentuales en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Endesa	- 5 %	0 %	7 %	20 %
Colbún	- 5 %	- 3 %	1 %	6 %
Gener	- 9 %	- 8 %	- 5 %	- 2 %
Otras	-3 %	1 %	7 %	16 %
Futuras	-32 %	- 30 %	- 28 %	- 24 %

Al interconectar ambos sistemas mediante la línea descrita como Caso II, en el SIC las empresas estudiadas enfrentan una leve disminución de sus utilidades, dentro de rangos que incluso podrían ser considerados como aproximaciones del modelo, pero aun así estas variaciones permiten mostrar la tendencia de cada empresa bajo cada circunstancia del estudio. La única empresa que disminuye sus utilidades en forma notoria es la definida como Futura.

Al variar el esquema de asignación del costo de transmisión, las empresas pasan de una situación con utilidades levemente negativas a una posición con utilidades considerables. Por ejemplo, ENDESA, podría alcanzar utilidades un 20% mayores en el Caso II bajo el esquema 0-100 en comparación al Caso I bajo el esquema inicial 100-0, mientras que GENER, por su parte, ante la interconexión corta y a pesar de disminuir sus costos de transmisión nunca logra apreciar utilidades positivas.

Tabla A14: Diferencias en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga (en MMUS\$)

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Endesa	17	91	202	387
Colbún	- 11	2	22	55
Gener	- 21	- 15	- 5	11
Otras	- 3	7	23	48
Futuras	- 117	- 113	- 107	- 98

Tabla A15: Diferencias Porcentuales en Empresas SIC con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Endesa	1 %	6 %	14 %	27 %
Colbún	- 2 %	0 %	4 %	9 %
Gener	- 5 %	- 3 %	- 1 %	3 %
Otras	- 1 %	3 %	9 %	18 %
Futuras	- 65 %	- 63 %	- 60 %	- 54 %

Comparando el Caso I con el Caso III en condiciones de la interconexión larga, se tiene que todas las empresas muestran una tendencia con utilidades negativas bajo el esquema 100-0, pero cambian su posición al actuar bajo un esquema 0-100 presentando utilidades positivas. La única empresa que nunca muestra pérdidas bajo la interconexión larga es ENDESA.

Tabla A16: Diferencias en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta (en MMUS\$)

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Electroandina	12	16	23	34
Gas Atacama	30	41	56	82
Edelnor	26	34	46	65
AES Gener	11	14	19	28
Norgener	1	3	5	9
Celta	2	4	6	9

Tabla A17: Diferencias Porcentuales en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Corta

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Electroandina	20 %	27 %	37 %	54 %
Gas Atacama	61 %	82 %	114 %	167 %
Edelnor	53 %	68 %	91 %	130 %
AES Gener	53 %	69 %	92 %	130 %
Norgener	215 %	500 %	928 %	1640 %
Celta	179 %	271 %	409 %	639 %

Desde el punto de vista del SING la situación es diferente. Todas las empresas aumentan considerablemente sus utilidades al interconectar ambos sistemas, tanto bajo la interconexión corta como a través de la interconexión larga, aumentando en mayor medida al disminuir sus costos por conceptos de transmisión.

Los montos de aumento en millones de dólares (MMUS\$) son en promedio menores que los montos de disminución del SIC, pero, aun así, son de gran implicancia en las utilidades normales de las empresas que operan en el SING.

Tabla A18: Diferencias en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga (en MMUS\$)

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Electroandina	80	87	97	115
Gas Atacama	108	118	134	161
Edelnor	96	104	117	137
AES Gener	40	44	49	58
Norgener	40	42	44	49
Celta	21	23	25	28

Tabla A19: Diferencias Porcentuales en Empresas SING con Respecto a la Asignación 100-0 bajo Interconexión Larga

Empresa	100 %	80 %	50 %	0 %
Electroandina	129 %	140 %	157 %	185 %
Gas Atacama	218 %	239 %	272 %	326 %
Edelnor	192 %	208 %	232 %	273 %
AES Gener	191 %	208 %	233 %	274 %
Norgener	7.115 %	7.453 %	7.961 %	8.807 %
Celta	1.573 %	1.664 %	1.801 %	2.030 %

Por último, cabe destacar que las empresas NORGENER y CELTA, empresas que operan en la base del sistema, al aparecer cualquiera de los dos tipos de interconexión estudiadas, deben comenzar a pagar por el uso de las líneas de transmisión definidas en el estudio. A pesar de esta situación presentan utilidades sobresalientes.