



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS: CASO BOLIVIA-CHILE”**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA CON MENCIÓN INGENIERÍA ELÉCTRICA

AUGUSTO TORRES CABRERA

PROFESOR GUIA:
LUIS SANTIAGO VARGAS DIAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

RODRIGO PALMA BEHNKE
LUIS MORÁN TAMAYO

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2014

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA C/M EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
POR: AUGUSTO TORRES CABRERA
FECHA: 02/05/2014
PROFESOR GUÍA: Sr. LUIS VARGAS DIAZ**

**“METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS: CASO BOLIVIA-CHILE”**

El objetivo de este trabajo es el de desarrollar una metodología para analizar la factibilidad de una interconexión eléctrica entre dos sistemas adyacentes y ensayar su aplicación al caso de una interconexión eléctrica entre los sistemas eléctricos SIN Boliviano y SING Chileno. Como punto de partida, se realizó una revisión de la producción científica en este campo. De este ejercicio lo más sobresaliente es la muy notable evolución entre los sistemas eléctricos de países Europeos respecto a otros continentes. En Sudamérica la producción científica es en comparación muy limitada.

La metodología general seguida se resume en tres etapas: I) Definición del objetivo y acotación del alcance del trabajo. II) Revisión de contexto y requerimientos de información. III) Identificación de los componentes clave y relacionamiento lógico entre ellos como base para construir una metodología y definir: criterios de factibilidad, indicadores y conclusiones. El modelo propuesto para la evaluación de la factibilidad de una interconexión se plantea en torno a tres aspectos: 1) Identificación del potencial de exportación de cada sistema. 2) Robustez física de las redes eléctricas de cada sistema ante la hipótesis de interconexión. 3) Efectos de una interconexión en los mercados eléctricos. Se consideran como las principales contribuciones de este trabajo: 1) Un modelo diferente para la identificación del potencial de exportación de un sistema eléctrico centrado en la demanda. 2) Visualización del potencial de exportación por días típicos para identificar el potencial de intercambio entre dos sistemas y para la simulación de la operación simultánea bajo hipótesis de interconexión. 3) La metodología para evaluar la factibilidad de una interconexión eléctrica binacional.

Los principales resultados alcanzados al aplicar la metodología al caso SIN y SING son: 1) Haber estimado el potencial teórico de exportación de energía eléctrica de éstos, p.ej.: 300 MW con un 76% de disponibilidad anual para el SIN y 150 MW con un 75% de disponibilidad anual para el SING. 2) La determinación de una cota máxima para la capacidad que una línea de transmisión eléctrica binacional podría tener, de 150 MW, sin afectar negativamente la operación individual de los sistemas involucrados. La aplicación del modelo de intercambio se realizó con datos reales de operación de 2007, se observó en el SIN un comportamiento esencialmente exportador y en el SING uno esencialmente importador. Para el exportador los resultados estimados de ingresos anuales fueron de 71 MUSD aprox., con el parque generador existente. Los costos anuales asociados a la producción de energía adicional se estimaron en 36 MUSD aprox. Para el Importador se estimaron 69 MUSD/año aprox. de ahorros en generación de energía y se estimaron 20 MUSD/año aprox. en costos relacionados a la importación de energía.

Agradecimiento

A Dios y a mis padres, Juan Simón y Gladys

A mi amor, Daniela

A mi hermano, Juan Pablo

A mis hermanas, Alba Daniela y María René

A mi patria, Bolivia

A Chile, que me recibió con los brazos abiertos

A la Universidad de Chile

Al Ing. Hugo Villarroel, quien tuvo la amabilidad de compartir su visión y hacer posible este trabajo

A mi Profesor Guía, Prof. Luis Vargas, por su apoyo intelectual y moral, consejos y mucha paciencia

Tabla de contenido

AGRADECIMIENTO.....	3
TABLA DE CONTENIDO	4
1 CAPÍTULO	7
1.1 INTRODUCCIÓN	7
1.2 MOTIVACIÓN	9
1.3 OBJETIVO.....	9
1.4 METODOLOGÍA	10
2 CAPÍTULO: DESCRIPCIÓN DE LOS MERCADOS.....	13
2.1 EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	13
2.1.1 <i>Institucionalidad y marco regulatorio.....</i>	<i>13</i>
2.1.1.1 Institucionalidad del sector eléctrico en Chile	13
2.1.1.1.1 La Comisión Nacional de Energía (CNE).....	13
2.1.1.1.2 El Panel de Expertos (PE).....	14
2.1.1.1.3 La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	15
2.1.1.1.4 La Fiscalía Nacional Económica (FNE).....	15
2.1.1.1.5 Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	15
2.1.1.1.6 El Mercado Eléctrico Chileno.....	16
2.1.1.2 Marco Regulatorio.....	18
2.1.1.2.1 La Ley General de Servicios Eléctricos	18
2.1.1.2.2 La Ley 19940 (LC1)	18
2.1.1.2.3 La Ley 20018 (LC2)	19
2.1.1.2.4 Normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica entre la república de Chile y la república de Argentina.....	19
2.1.2 <i>El sector en cifras</i>	<i>20</i>
2.2 EL MERCADO ELÉCTRICO BOLIVIANO	27
2.2.1 <i>Institucionalidad y marco regulatorio.....</i>	<i>27</i>
2.2.1.1 Institucionalidad del sector eléctrico en Bolivia	27
2.2.1.1.1 Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE).....	27
Ilustración 2.12 Organización Institucional del Sector Eléctrico Boliviano	30
2.2.1.2 Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA).....	30
2.2.1.3 Autoridad de fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)	32
2.2.1.3.1 COMPETENCIAS DE LA AUTORIDAD	33
2.2.1.4 El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)	34
2.2.2 <i>Marco Regulatorio</i>	<i>36</i>
2.2.3 <i>Modificaciones a la ley eléctrica.....</i>	<i>37</i>
2.2.4 <i>El Reglamento de Operación (ROME).....</i>	<i>39</i>
2.2.4.1 Disposiciones generales referentes al mercado eléctrico Boliviano	39
2.2.4.2 El CNDC	40
2.2.4.3 El MEM.....	40
2.2.4.4 Programación de la operación y despacho de carga en el mercado	42
2.2.4.4.1 Precios de referencia de combustibles:	42
2.2.4.4.2 Consumo específico de referencia:	42
2.2.4.4.3 Costo medio de referencia de una unidad generadora:	42
2.2.4.4.4 Costo medio de operación y mantenimiento	42
2.2.4.4.5 Programación efectuada por el CNDC.....	42
2.2.4.4.6 Programación de MEDIANO PLAZO	43
2.2.4.4.7 Programación ESTACIONAL	44
2.2.4.4.8 Riesgo de déficit por CONTINGENCIAS	44
2.2.4.4.9 Programación SEMANAL.....	45
2.2.4.4.10 Programación DIARIA	45
2.2.4.4.11 Transacción de ENERGÍA REACTIVA	47
2.2.4.5 Potencia Firme.....	47
2.2.4.5.1 Oferta Hidráulica en Año Seco	48
2.2.4.5.2 Oferta de Potencia Firme de Unidades Hidráulicas.....	48
2.2.4.5.3 Potencia Firme de Unidades Generadoras Térmicas	48
2.2.4.5.4 Periodicidad del Cálculo de la Potencia Firme.....	49
2.2.4.5.5 Reserva Fría	49

2.2.4.6	Costos Marginales	49
2.2.4.6.1	Costos Marginales por Nodo.....	49
2.2.4.6.2	Determinación de los Factores de Pérdida de Energía	50
2.2.4.6.3	Factor de Pérdidas de Potencia	50
2.2.4.7	Transacciones en el Mercado SPOT.....	50
2.2.4.7.1	Remuneración a los generadores.....	50
2.2.4.7.2	Remuneración por energía	50
2.2.4.7.3	Cálculo de remuneración mensual por potencia.....	50
2.2.4.7.4	Compras de potencia de punta por distribuidores y consumidores no regulados en el mercado spot.....	51
2.2.4.7.5	Compras de energía por generadores en el mercado spot.....	51
2.2.4.7.6	Compras de potencia de punta por generadores en el mercado spot	51
2.2.4.8	Remuneración en el Sistema Troncal de Interconexión.....	52
2.2.5	<i>El sector en cifras</i>	53
2.2.5.1	El parque generador.....	54
2.2.5.2	El sistema de transmisión	55
2.2.5.3	Características de la Demanda.....	57
3	CAPÍTULO: PROPUESTA METODOLÓGICA.....	60
3.1	METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS	60
3.1.1	<i>Introducción</i>	60
3.1.2	<i>Metodología</i>	60
3.1.3	<i>Modelo de Análisis</i>	61
3.1.3.1	Potencia disponible, o no demandada.....	61
3.1.3.2	Histograma de Potencias Disponibles (<i>Pa</i>)	61
3.1.3.3	Cuantificación de recursos aprovechables: Energía aprovechable.....	62
3.1.3.4	Cuantificación de recursos aprovechables: Capacidad de transporte idónea	63
3.1.3.5	Análisis de Aprovechamiento: Criterio de identificación de la capacidad idónea de exportación con base a la potencia no demandada.	65
3.2	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS PRELIMINAR DE COMPLEMENTARIEDADE EN LA DEMANDA	66
3.3	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS PRELIMINAR DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE DOS SISTEMAS	67
3.3.1	<i>Marco general de la propuesta</i>	67
3.3.2	<i>Metodología para la Identificación de los nodos candidatos</i>	69
3.3.3	<i>Metodología para la Identificación de la capacidad técnicamente factible para una interconexión dos sistemas</i> 69	
3.4	METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE LOS EFECTOS EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE ENERGÍA GENERADOS A RAÍZ DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y PARA LA IDENTIFICACIÓN DE INCENTIVOS .72	
3.4.1	<i>Premisas</i>	72
3.4.2	<i>Metodología propuesta para el modelo de intercambio de energía</i>	73
3.4.2.1	Descripción general del algoritmo de análisis	74
3.4.2.2	Esquema general de la propuesta e identificación de requerimientos	74
3.4.2.3	Antecedentes relativos al modelo propuesto.....	76
3.4.2.4	Desarrollo del modelo propuesto para el intercambio de energía.	77
3.4.2.5	Modelo para la estimación de pérdidas.....	78
3.4.2.6	Modelo de despacho económico basado en PLCF.....	81
3.4.2.7	Modelo de intercambio de energía eléctrica basado en oportunidad	82
3.4.2.8	El exportador, 'E',.....	83
3.4.2.9	El importador, 'I',.....	84
3.4.3	<i>Modelo para el análisis de incentivos de los agentes involucrados en el intercambio binacional de energía eléctrica</i>	86
3.4.3.1	En el caso del exportador.....	86
3.4.3.2	Criterio de discriminación de escenarios de conveniencia para el exportador	88
3.4.3.3	En el caso del importador	89
3.4.3.4	Criterio de discriminación de escenarios de conveniencia para el importador	89
3.5	RESUMEN DE LOS PRINCIPALES ASPECTOS EN LA IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE CADA SISTEMA	90
3.5.1	<i>Identificación del potencial de exportación de energía con base en el comportamiento de la demanda</i> 90	
3.5.2	<i>Complementariedades en patrones de demanda</i>	91
3.5.3	<i>Evolución de costos marginales de los sistemas, complementariedades</i>	92

3.5.4	Modelo de intercambio de energía.....	92
4	CAPÍTULO: RESULTADOS DE APLICAR LA METODOLOGÍA PROPUESTA. EFECTOS ECONÓMICOS DE LA INTERCONEXIÓN SING (CHILE) – SIN (BOLIVIA) Y ANÁLISIS PRELIMINAR PARA EL CASO SIC (CHILE) – SING (CHILE)	93
4.1	ANTECEDENTES REFERENTES A LOS DATOS EMPLEADOS.....	93
4.2	RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE UN SISTEMA BASADO EN EL COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA	94
4.2.1	<i>Aplicación del modelo propuesto al SING Chileno.....</i>	<i>94</i>
4.2.2	<i>Aplicación del modelo propuesto al SIN Boliviano.....</i>	<i>99</i>
4.3	RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PRELIMINAR DE COMPLEMENTARIEDADES ENTRE LAS DEMANDAS	104
4.4	RESULTADOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE DOS SISTEMAS	109
4.4.1	<i>Generación de alternativas de nodos candidatos para la interconexión entre los sistemas SIN (Boliviano) y SING (Chileno)</i>	<i>109</i>
4.4.2	<i>Resultado de aplicación de la metodología para la identificación de la capacidad técnicamente factible para la implementación de una interconexión eléctrica entre los sistemas.....</i>	<i>110</i>
4.4.2.1	SING	110
4.4.2.2	SIN	111
4.4.2.3	Caracterización de los nodos candidatos para interconexión del SIN.....	114
4.5	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS EFECTOS GENERADOS A RAÍZ DE UNA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE LOS SISTEMAS, SIN Y SING, Y PARA LA IDENTIFICACIÓN DE INCENTIVOS.	116
4.5.1	<i>Experimentación y calibración del modelo de despacho económico simplificado propuesto basado en PLCF</i>	<i>116</i>
4.5.2	<i>Análisis de desempeño del modelo propuesto: Comparación del despacho económico basado en PLCF con DeepEdit.....</i>	<i>119</i>
4.5.3	<i>Resultados de despacho económico de los sistemas bajo hipótesis de interconexión</i>	<i>121</i>
4.5.4	<i>Resultados, aplicación del criterio para el análisis de incentivos de los involucrados en el intercambio de energía eléctrica</i>	<i>129</i>
4.5.5	<i>Estimaciones adicionales</i>	<i>131</i>
4.6	ANÁLISIS PRELIMINAR COMPARATIVO PARA EL CASO SIC (CHILE) – SING (CHILE).....	138
4.6.1	<i>Estimaciones con base a la información disponible del caso SING-SIC (CHILE).....</i>	<i>141</i>
5	CAPÍTULO: CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS FINALES	146
5.1	CONCLUSIONES.....	146
5.2	RECOMENDACIONES	148
5.3	PARÁMETROS RELEVANTES QUE DETERMINAN EL POTENCIAL DE INTERCAMBIO	149
5.4	ANÁLISIS FINALES: INCERTIDUMBRE Y RIESGOS ASOCIADOS A PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN	150
5.5	COMENTARIOS FINALES.....	152
5.5.1	<i>Comentarios sobre el contenido de la investigación.....</i>	<i>152</i>
	BIBLIOGRAFÍA	153
	ANEXOS	157
	ANEXO 1 ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LAS ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN CONSIDERADAS, TABLA 4.1 A TABLA 4.2	157

1 Capítulo

1.1 Introducción

Chile, en las últimas décadas, ha consolidado su condición de país minero, siendo esta actividad una de las más importantes en su economía, sin desmerecer el notable desarrollo alcanzado en otros rubros. En particular, la minería destinada a la explotación del cobre, impulsada en parte por la creciente demanda mundial de este mineral, y por otro lado, a raíz de las alzas en su cotización que ha experimentado¹, las empresas mineras chilenas y los capitales extranjeros que se introdujeron en el rubro, concentrados en su mayoría en la Primera y Segunda Región de la parte Norte de Chile, han ido apostando por proyectos cada vez más incisivos y ambiciosos, dadas las condiciones favorables que se vislumbran ante dicho escenario. Sin mencionar, la aparente ausencia en escena de un sustituto tecnológico del cobre, al menos en el mediano plazo.

Este crecimiento en el sector minero se traduce en un incremento de la demanda de energía eléctrica. Situación que complicó a los agentes generadores del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en los últimos años, que abastecen a los principales centros mineros de Chile. Esto debido a la composición del parque generador del SING, que apostó mayoritariamente por la generación eléctrica con gas, como refleja la Ilustración 1.1.1.

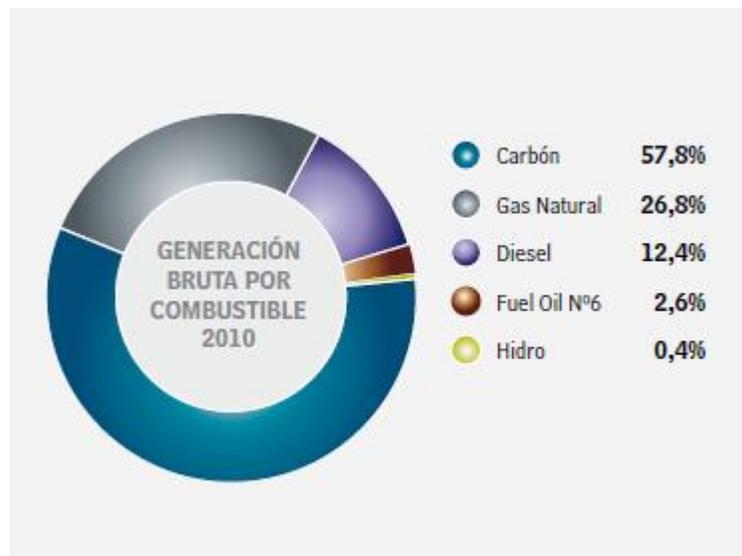


Ilustración 1.1.1 Generación bruta por combustible SING².
Potencia Instalada Total: 3.593 MW

¹ London Metal Exchange, www.lme.co.uk.

² Publicación oficial del CDEC-SING, “Anuario y Estadísticas de Operación 2010”

El SING Chileno no goza de momento de muchas alternativas para satisfacer su demanda eléctrica, principalmente industrial. Las restricciones en la disponibilidad de gas para el parque generador instalado y la utilización de combustibles más caros como el carbón, hacen que los precios de la energía sean elevados en comparación con sus vecinos.

Dicho escenario dio lugar a muchas iniciativas de abastecimiento linderas a garantizar una mejor utilización del parque generador instalado, entre las que más destacan, están la construcción de una planta de GNL (gas natural licuado³) en Mejillones impulsado por el gobierno Chileno, a través del ministerio de Minería, y en conjunción con algunas empresas, principalmente Codelco⁴; todo esto con la intención de asegurar el suministro de gas, destinado a la producción de energía eléctrica como uno de sus principales objetivos.

Estos hechos abren un espacio interesante para la introducción de formas más competitivas de abastecimiento de energía eléctrica, no tanto como sustitutos de las soluciones ya planteadas, si no más bien como un componente alternativo en la matriz de generación del SING.



Ilustración 1.1.2: Detalle de los complejos mineros más importantes de Bolivia⁵ y Chile.

³ Publicación del portal “Minería Chilena”, www.mch.cl/revistas/index.php?id=243, 4 de agosto de 2006

⁴ Una de las principales empresas mineras de Chile

⁵ Fuente: www.apexsilver.com

Por otro lado, a pocos kilómetros de los principales centros mineros de Chile, se desarrollan con igual intensidad, aunque a menor escala, los principales complejos mineros de la zona occidental de Bolivia, según se puede apreciar en la Ilustración 1.1.2 Centros como San Cristóbal (la más reciente), demandarán energía eléctrica a tasas de crecimiento estables. Exigiendo a los agentes responsables de satisfacer dicha demanda, planes de expansión del sistema eléctrico, en este caso del Sistema Interconectado Nacional Boliviano (SIN), tendientes a brindar las condiciones para garantizar su abastecimiento. Ya se han hecho efectivas inversiones en la infraestructura de transmisión principalmente, con la introducción de líneas de 230 kV (la mayor tensión existente en el SIN), extendiendo la red eléctrica hasta estas regiones, una línea que llega a San Cristóbal entre las más recientes, potenciando así el escenario eléctrico de la zona. Sin embargo, el gobierno Boliviano, a pesar de haber expresado su intención de fomentar la conversión de Bolivia en un país exportador de energía eléctrica⁶ y siendo poseedor de un importante yacimiento gasífero, ha tenido que enfrentar algunos tropiezos, entre ellos el déficit de inversiones en el sector de generación que si bien no hizo sentir aún sus efectos, los pronósticos no son muy alentadores, si es que no se toman las medidas adecuadas.

1.2 Motivación

Las principales motivaciones para la realización de este estudio son:

- La necesidad de contar con criterios económicos y técnicos que permitan analizar la realización de una interconexión eléctrica entre dos países, así como la factibilidad de su realización, teniendo en cuenta las similitudes y diferencias a nivel operativo y regulatorio.
- La oportunidad de aprovechamiento de las complementariedades que se presentan en mercados eléctricos adyacentes, sean estos a nivel de patrones de demanda, características de la matriz de generación, entre otros, ante el planteamiento de una interconexión eléctrica.
- La posibilidad de conseguir modelos de intercambio de energía que se acomoden a los contextos regulatorios y características de mercado de los sistemas involucrados.

1.3 Objetivo

El objetivo de este trabajo es el de desarrollar una metodología que permita analizar la factibilidad de realización de una interconexión eléctrica entre dos sistemas adyacentes

⁶ Publicación oficial del viceministerio de electricidad y energías alternativas de Bolivia de 2006.

teniendo en cuenta las motivaciones señaladas, y ensayar su aplicación al caso de estudio de una interconexión eléctrica hipotética entre los sistemas eléctricos de Bolivia (SIN) y Chile (SING).

1.4 Metodología

La Ilustración 1.5.1 resume la metodología seguida para alcanzar los objetivos trazados. En general, se puede afirmar que los procesos de análisis planteados se apoyan en primera instancia sobre una base de información compuesta por:

- 1) Estadísticas de consumo de los sistemas a ser analizados, SING y SIN
- 2) Información técnica de los sistemas, vale decir, características del parque de generación, topología de red, número de nodos, entre otros.
- 3) Documentación regulatoria de los sistemas en análisis, tanto a nivel técnico como de mercado.
- 4) Experiencias previas documentadas en artículos académicos, bibliografía especializada y documentación afín.

A partir de esta base se propone la metodología que se describe a continuación de manera secuencial:

- 1) Se propone una manera de evaluar cuantitativamente el potencial de exportación de un sistema basado en la hipótesis de que la potencia no utilizada en cada hora de operación es potencia que puede ser exportada, tomando como cota máxima en el análisis del potencial de exportación, la demanda máxima anual. Según se anticipó, la metodología planteada y las cotas a las cuales se circunscriben los análisis, se apoyaron en la normativa regulatoria y experiencias similares estudiadas en la información de base.
- 2) Se busca probar la hipótesis planteada inicialmente, vale decir, que la potencia no utilizada en cada uno de los sistemas, o sea, la disponible entre la potencia instantánea horaria y la demanda máxima anual, durante cada hora de operación de los mismos es de potencial uso para exportación. Paralelamente, en la medida en que la hipótesis es probada, se busca evidenciar la existencia de incentivos económicos y la medida en que éstos permitirían la factibilidad de una interconexión eléctrica binacional. La complementariedad existente en los patrones de consumo de energía eléctrica de los sistemas en análisis constituye un elemento central de la propuesta.

A partir de la aplicación de la primera metodología se obtiene un potencial hipotético de exportación de cada uno de los sistemas. Sin embargo, no se tiene en cuenta la interacción entre los sistemas involucrados. Por ejemplo, la posibilidad de que cuando uno de los sistemas disponga de cierta potencia potencialmente exportable el sistema colindante no lo requiera, ya sea por mayores costes como por que la demanda esté ya satisfecha con el parque existente así como alguna combinación de ambos escenarios en diferente medidas.

La segunda metodología tiene en cuenta la interacción de los sistemas a nivel de costos en la generación y del comportamiento de la demanda de los sistemas involucrados, y de ésta manera se busca probar la hipótesis planteada originalmente. La solicitud de una interconexión eléctrica en términos de nivel del flujo de potencia, así como el sentido del mismo para cada escenario analizado bajo ésta metodología, permite efectuar juicios de valor en relación a la factibilidad de su realización.

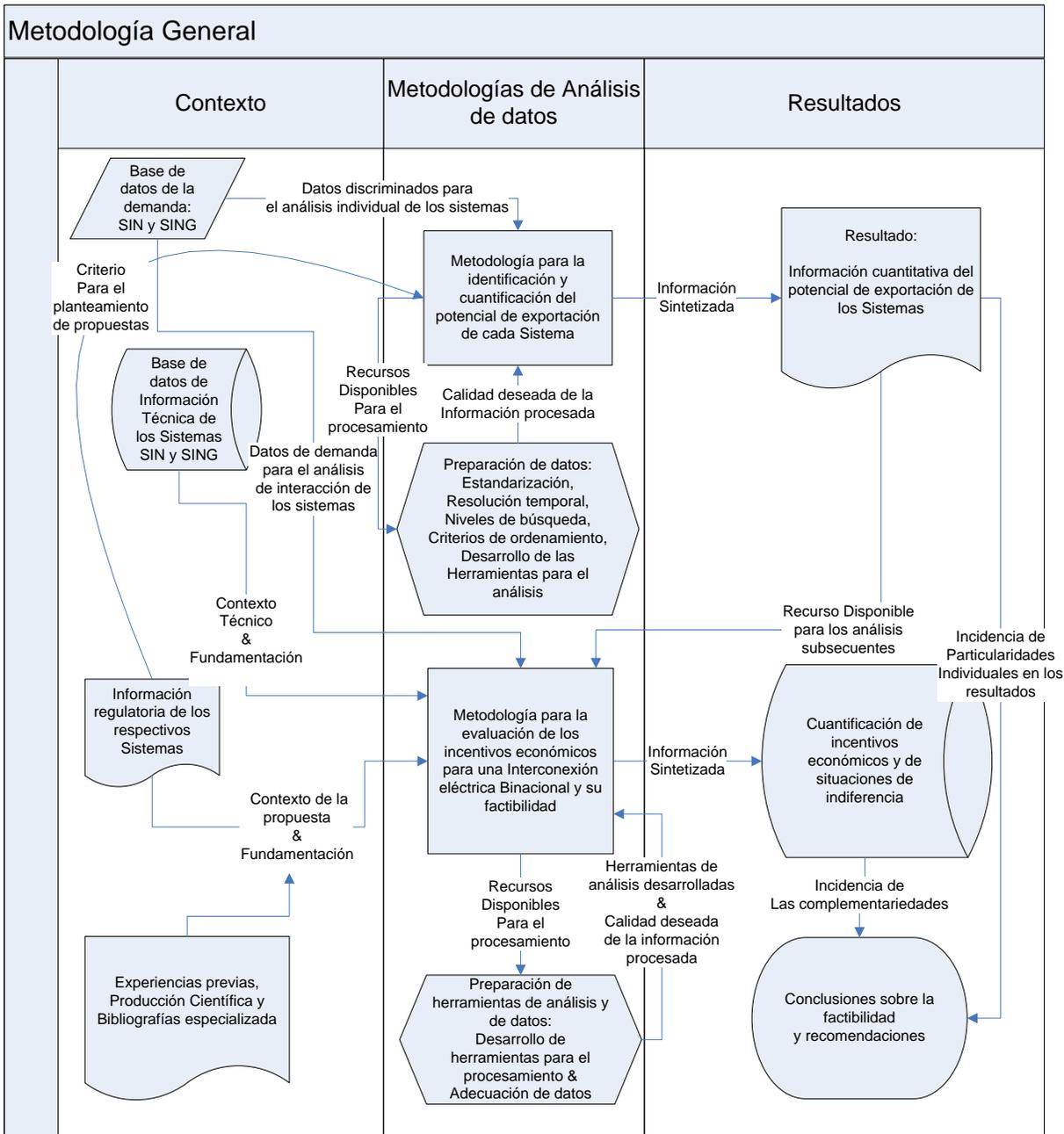


Ilustración 1.5.1 Metodología General

2 Capítulo: Descripción de los mercados

2.1 El mercado eléctrico Chileno

2.1.1 Institucionalidad y marco regulatorio

2.1.1.1 Institucionalidad del sector eléctrico en Chile

2.1.1.1.1 La Comisión Nacional de Energía (CNE)

En Chile, el principal organismo del estado encargado de la regulación del sector eléctrico es la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁷. Esta comisión tiene la principal función de cumplir o hacer cumplir los planes y políticas energéticas.

A raíz de que el mercado eléctrico Chileno está manejado en su totalidad por capitales privados, la intervención del estado está limitada a:

- Regulación del ME
- Fiscalización del ME
- Planificación de carácter indicativo de inversiones en generación y transmisión, es decir, sólo sugiere medidas a los agentes correspondientes.

La Ilustración 2.1 refleja los principales entes dedicados a la regulación del mercado eléctrico a distintos niveles y da cuenta de la relación existente entre ellos.

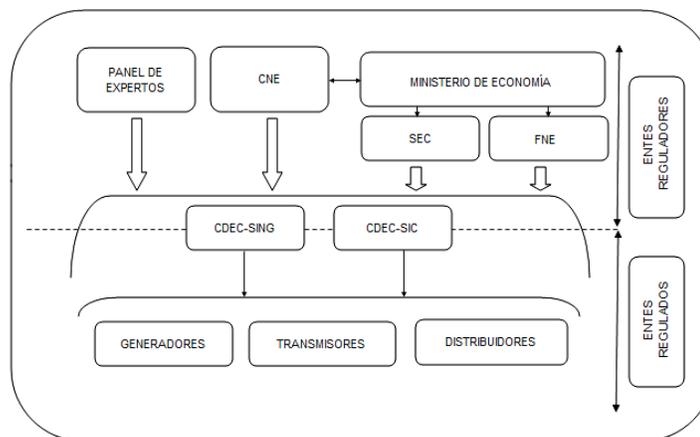


Ilustración 2.1 Organización Institucional del Sector Eléctrico Chileno, con los principales agentes involucrados

⁷ Sitio oficial: www.cne.cl

La CNE está manejada por un Consejo de Ministros (CM), a la cabeza de un Ministro Presidente (MP). Su principal órgano ejecutivo es la Secretaría Ejecutiva (SE). La CNE está constituida internamente por áreas técnicas y áreas de apoyo transversal. Dentro las áreas técnicas se encuentra el Área Eléctrica (AE); “responsable de diseñar y proponer las normas legales y técnicas, para un adecuado desarrollo del sector eléctrico conforme a la política energética vigente, a los objetivos de eficiencia y competitividad establecidos por la normativa del sector eléctrico. Entre sus funciones están, calcular los precios regulados que estipula la ley, tanto para el sector generación-transporte, denominados **precios de nudo**, como para las empresas de distribución, denominado **valor agregado de distribución**.

Esta área es responsable de elaborar las previsiones de demanda y los Programas Indicativos de Obras para los diferentes sistemas eléctricos del país, información que es utilizada en la determinación de las tarifas reguladas que la ley estipula a nivel generación-transporte”⁸.

La CNE informa al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (MEFR) respecto a las divergencias que surgen en el funcionamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) en los Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING), a ser descritos en breve, con el objeto que el MEFR instruya las modificaciones que sean técnicamente pertinentes.

La CNE, al no contar con su propio ministerio, se ve un tanto limitada en su accionar. Para hacer operativas sus principales funciones, delega parte de estas a la SE. A pesar de tener potestad de ejecución, las determinaciones planteadas por la SE deben contar con la aprobación del MP; quien a su vez debe llegar a un consenso con el Ministro de Economía, para llevar a efecto cualquier determinación planteada por la SE. De ahí el vínculo entre la CNE y el M. E. reflejado en la Ilustración III.1.

2.1.1.1.2 El Panel de Expertos (PE)

Un órgano importante del ME, es el Panel de Expertos (PE)⁹. La función específica del PE queda definida en el artículo 1º del reglamento que rige este órgano: “El Panel de Expertos es un órgano creado por ley, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la Ley, y sobre las demás que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión”. Este reglamento es amparado por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la cual será descrita más adelante.

⁸ Fuente: www.cne.cl/cne/f_estructura.html

⁹ Sitio oficial: www.panelexpertos.cl

2.1.1.1.3 La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La SEC¹⁰, dependiente del MEF, es un servicio del estado Chileno encargado de fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y técnicas sobre quienes participan en la generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad; con objeto de verificar que la calidad de los servicios que se presten a los clientes sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las operaciones y recursos energéticos empleados por los agentes del ME no constituyan peligro para las personas o cosas.

2.1.1.1.4 La Fiscalía Nacional Económica (FNE)

La Fiscalía Nacional Económica (FNE)¹¹, también dependiente del MEF, forma parte del sistema Chileno de protección de la competencia en los mercados, junto al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC). A través de estas dos instituciones el estado Chileno ejerce las funciones de promoción y defensa de las conductas contrarias a la normativa de defensa de la libre competencia. El TDLC, es el organismo encargado de resolver conflictos en esta materia. El FNE, representa los intereses de la colectividad en el ámbito económico, para lo cual realiza las investigaciones correspondientes. Su injerencia en el mercado eléctrico se limita a las funciones estipuladas por la Ley de Defensa de la Libre Competencia.

2.1.1.1.5 Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Hasta ahora se han descrito los entes reguladores equiparables en responsabilidades en cierta medida a la CNE. A un nivel más operativo y cercano a los agentes del ME, se encuentran los CDEC. Tienen la función de: “regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico, considerando:

- Operación segura y de mínimo costo del sistema.
- Valorizar la **energía y potencia** para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa con base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
- Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.

¹⁰ Sitio oficial: www.sec.cl

¹¹ Sitio oficial: www.fne.cl

- Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema”¹².

En Chile existe el CDEC del Sistema Interconectando del Norte Grande (CDEC-SING)¹³, el cual concentra las industrias mineras más importantes, y el del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC)¹⁴, que alimenta a la capital, Santiago. Los CDEC no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

2.1.1.1.6 El Mercado Eléctrico Chileno

Para un mejor entendimiento, vale la pena describir el ME Chileno con mayor detalle y mencionar sus características principales. Está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución. Participan de este un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, cuya demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos SING, SIC, Aysen y Magallanes; siguiendo su disposición geográfica de Norte a Sur.

El segmento de generación “está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras economías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción”¹⁵.

El segmento de transmisión está compuesto por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los generadores hasta los centros de consumo o distribución. “En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23 kV. Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940, a ser descrita en breve, de Marzo de 2004 a la LGSE, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de este el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten

¹² Fuente: www.cne.cl/electricidad/f_sector.html

¹³ Sitio oficial: www.cdec-sing.cl

¹⁴ Sitio oficial: www.cdec-sic.cl

¹⁵ Fuente: www.cne.cl

retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales)”¹⁶.

“Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados”¹⁶.

El sector de consumo se clasifica “según la magnitud de su demanda en:

- Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW);
- Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW; y
- Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen”¹⁶.

Cabe hacer una acotación adicional referente a la estructura organizacional básica de los CDEC. Estos están constituidos según se refleja en la Ilustración 2.2, dirigida por un directorio del cual dependen la dirección de operaciones y la de peajes. El directorio se encuentra compuesto por representantes de los agentes generadores, transmisores y consumidores no regulados. El sector de distribución no cuenta con representación en esta organización.

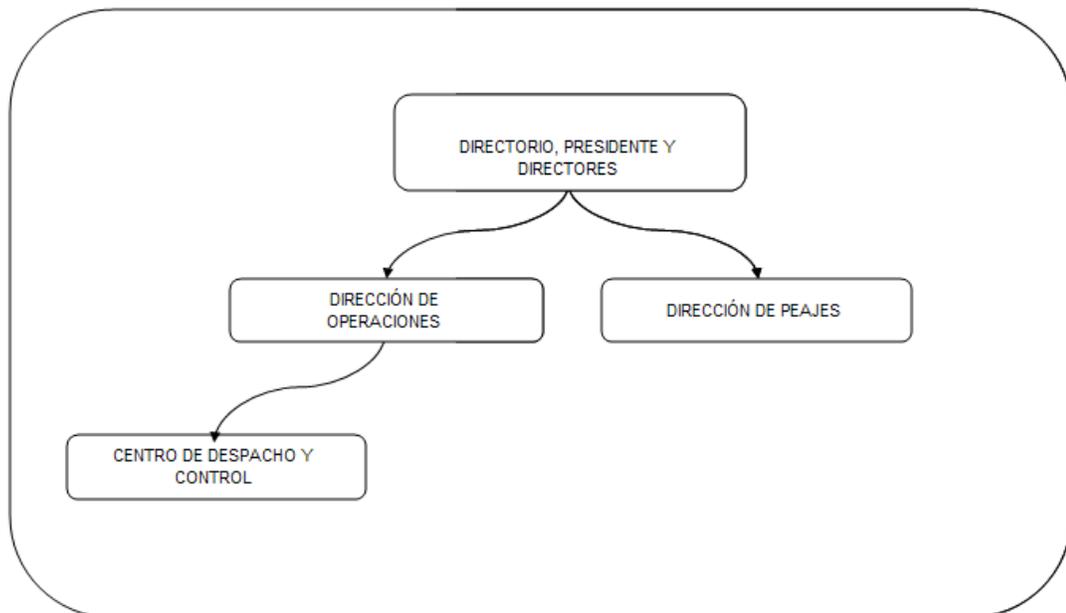


Ilustración 2.2 Estructura organizacional básica de los CDEC

¹⁶ Fuente: www.cne.cl

2.1.1.2 Marco Regulatorio

2.1.1.2.1 La Ley General de Servicios Eléctricos

Antes de 1982, el sistema eléctrico Chileno se encontraba administrado en su totalidad por el estado. La promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos, cambió por completo su estructura vertical hasta entonces vigente. La totalidad de los segmentos integrantes del sector eléctrico pasaron a manos de inversiones privadas, con algunas particularidades. El sector de generación quedó en manos de un gran número de actores, brindando las condiciones para ser manejado con base a economía de mercado. El sector de transmisión retuvo su carácter monopólico y el de distribución prevaleció con un carácter de monopolio geográfico. Ante estas asimetrías se crearon paralelamente mecanismos de fiscalización y regulación, entre los que destacan:

- Potestades del SEC, dentro del ME Chileno y su relación de dependencia con la CNE. Concebida en la LGSE (Art. 9)
- Creación de los CDEC. Concebida en la LGSE (Art. 71-5).
- Creación del PE y sus potestades. Concebida en la LGSE (Art. 130).
- Creación de la FNE. No concebida por la LGSE.

Dentro las disposiciones de la nueva ley, además de lo ya mencionado destacan:

- Inserción de un nuevo régimen de precios.
- Re-estructuración del sector de transmisión.
- Concepción de los Estudios de Transmisión Troncal (ETT), y sus alcances.
- Voluntad de inserción de las energías no convencionales (ENC) en la matriz energética.

Sin embargo, la aplicación de la LGSE trajo a flote vacíos originalmente no considerados o estatutos poco desarrollados. Como respuesta a los fenómenos suscitados a raíz de esto secundaron las llamadas leyes cortas: Ley-19940 ó Ley Corta 1(LC1) y Ley-20018 ó Ley Corta 2(LC2).

2.1.1.2.2 La Ley 19940 (LC1)

La LC1 establece el libre acceso por parte de generadores y distribuidores al sistema de transmisión existente, previo acuerdo de pagos por el uso del sistema, pago regulado por el estado. Con la instauración de dicha Ley se pretendió eliminar las posibles prácticas discriminatorias entre operadores del sistema, principalmente por parte del operador del sistema de transmisión; tendiente a evitar beneficiar de manera parcializada a grupos determinados de generación o distribución por sobre el resto. Con tales atributos: libre acceso al sistema de transmisión y ambiente propicio para la libre competencia, se brindan las condiciones para la creación del mercado eléctrico.

2.1.1.2.3 La Ley 20018 (LC2)

La LC2 se encarga de generar contratos de suministro entre generadores y distribuidores con el objetivo de asegurar el servicio eléctrico a los clientes regulados. Las distribuidoras quedan obligadas a licitar el total de sus consumos por plazos determinados, dichas licitaciones deben ser de libre acceso, públicas, no discriminatorias y transparentes. A modo de comentario, se puede agregar, que esta ley fue motivo de controversia, y su existencia fue fuertemente cuestionada; además generó ambiente de debate en torno a la intervención del estado.

2.1.1.2.4 Normas que regulan la interconexión eléctrica y el suministro de energía eléctrica entre la república de Chile y la república de Argentina

Un aspecto importante que llama la atención en referencia a la estructura legal vigente es que el comercio internacional de energía eléctrica no está formalmente contemplado. El único documento legal relevante en la materia es el **Protocolo adicional al acuerdo de complementación económica con Argentina No. 16 (ACE 16), sobre normas que regulan la interconexión eléctrica y suministro de energía eléctrica**. Dicho protocolo fue decretado ante el convenio pactado entre el SING y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para realizar una interconexión eléctrica. Más detalles de esta interconexión serán analizados en acápite siguientes.

A continuación se detallan los puntos más relevantes considerados en este protocolo:

- Cada uno de los países debe fomentar marcos regulatorios que faciliten a las personas naturales o jurídicas, el libre comercio, la exportación y transporte de la energía eléctrica entre ambos países.
- No existen restricciones de permisos para que los generadores y otros agentes del mercado eléctrico de ambos países exporten energía eléctrica al país vecino, la única restricción será que en ningún caso dicha exportación debe ir en desmedro del suministro en sus propios países.
- Se asegura el marco normativo para la libre competencia sin introducir subsidios o impuestos que desvirtúen el mercado. Se liberan las fronteras permitiendo que los distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica contraten libre y directamente su suministro requeridos en cualquiera de los dos países. Se deben respetar los contratos de compraventa de energía eléctrica. El despacho económico de carga debe incluir la oferta de excedentes generados con la interconexión internacional. Debe existir retroalimentación continua entre ambos países para conocer el funcionamiento del mercado y el despacho de los coordinadores de ambos sistemas, esta información debe ser completa y de libre acceso para cada una de las contrapartes. Libre acceso a la capacidad remanente de todas las instalaciones de transmisión y distribución, inclusive de las instalaciones de la interconexión internacional, sin discriminar nacionalidad de quien las quiera usar. Se debe respetar, a su vez, los criterios

de seguridad y suministro de ambos países. Además, los vendedores, compradores y transportistas de energía eléctrica deben respetar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción.

- Los países deben otorgar las licencias y concesiones necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica.
- Existe el concepto de cliente libre, quien puede negociar directamente su suministro en cualquiera de los dos países.
- No se deben discriminar los clientes de una determinada zona, en caso falla de fuerza mayor.
- Ambos países deben otorgar toda la información a su contraparte en cuanto a licencias, concesiones solicitadas y otorgadas para la exportación e importación de energía eléctrica.
- En caso de controversia, se debe seguir un protocolo establecido en este mismo acuerdo, a través de medios diplomáticos, en caso de no solucionarse el impasse, se puede llegar a un arbitraje normado por el segundo protocolo Adicional del Acuerdo de Complementación Económica entre la República Argentina y la República de Chile.

2.1.2 El sector en cifras

Según se anticipó, “existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El SING, que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 30,17% de la capacidad instalada en el país; el SIC, que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 69,01% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,28% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,54% de la capacidad instalada en el país”¹⁷.

En adelante se prestará particular interés al SING, dada su relevancia para efectos de realización del presente trabajo.

La Ilustración 2.3 refleja el diagrama unilineal simplificado del SING. En él se destacan los principales nodos, centrales generadoras, tipo de generación, líneas de transmisión, niveles de tensiones y topología.

¹⁷ Fuente: www.cne.cl/electricidad/f_sector.html

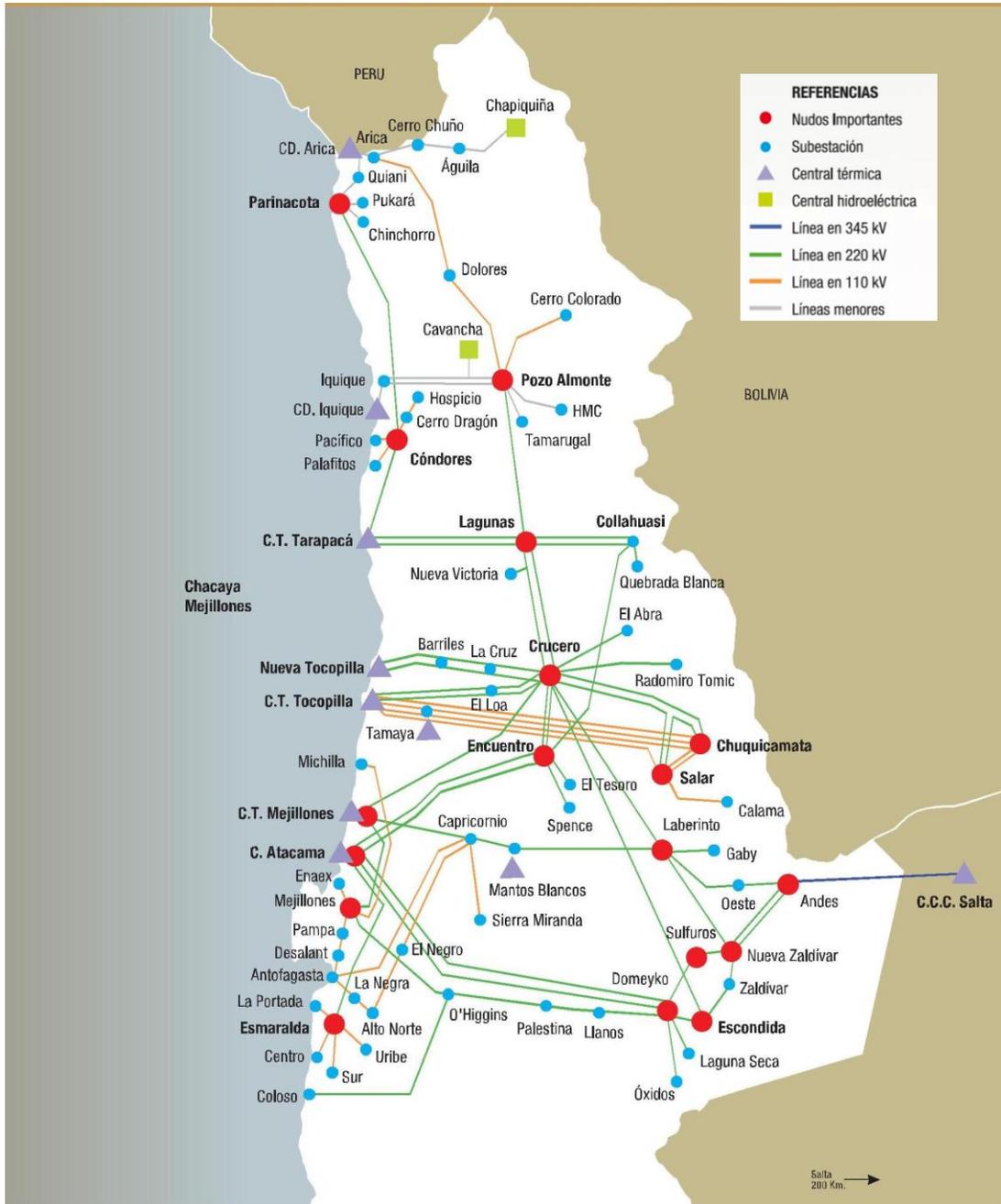


Ilustración 2.3 Diagrama Unifilar Simplificado del SING¹⁸

¹⁸ Publicación oficial del CDEC-SING, “Estadísticas de Operación 1999 / 2008”, página 27

Las principales empresas que participan en la actividad de generación son: Electroandina, Gasatagama, Edelnor, Norgener, AES Gener y Celta. La Ilustración 2.4 detalla el porcentaje de participación de cada una, en términos de potencia instalada.

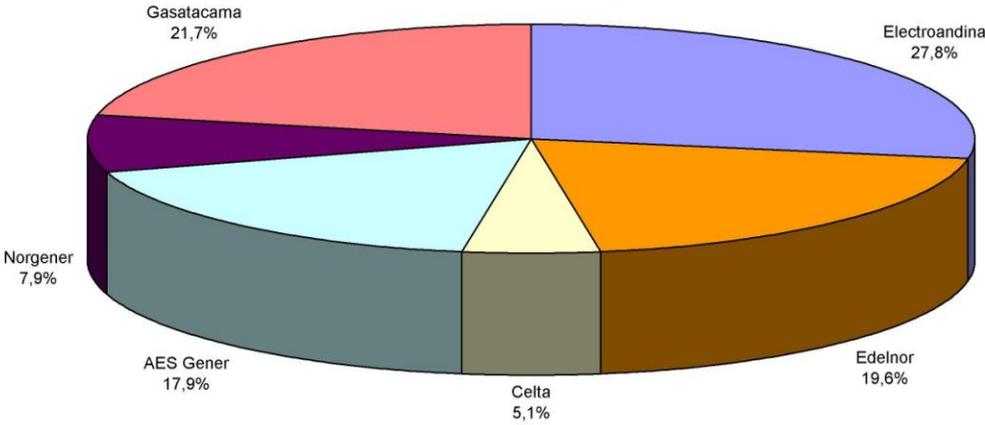


Ilustración 2.4 Participación de los principales agentes de generación de la capacidad instalada total del SING¹⁹.

La Ilustración 2.5 es complementaria a la Ilustración 2.1, refleja la generación bruta registrada en el SING en la gestión 2008, por tipo de combustible.

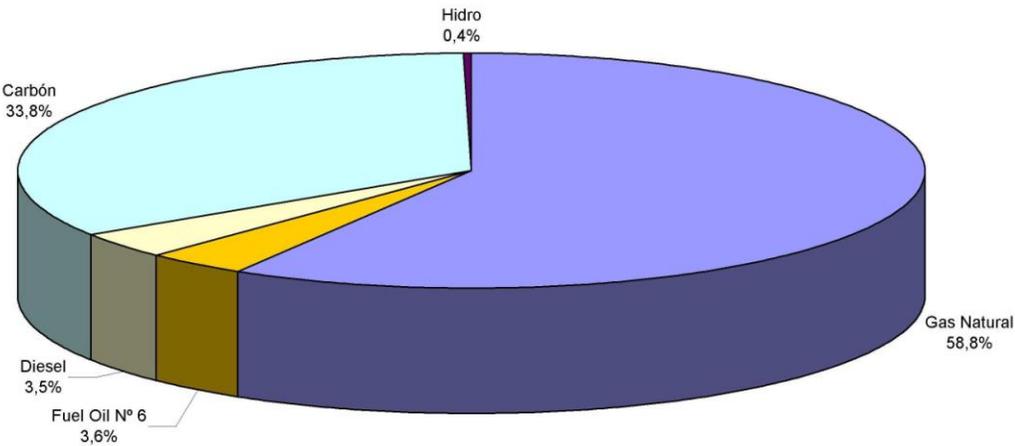


Ilustración 2.5 Capacidad instalada del SING por combustible¹⁹.

¹⁹ Publicación oficial del CDEC-SING, “Estadísticas de Operación 1999 / 2008”, páginas 32, 34

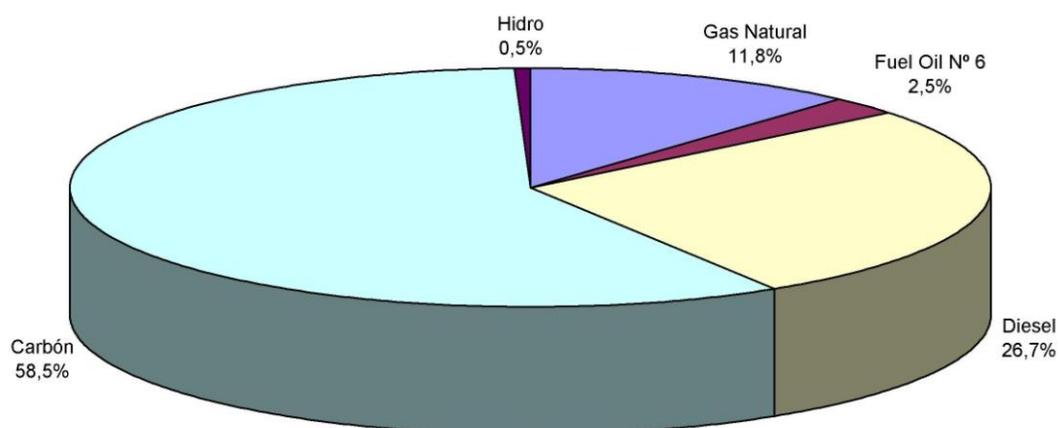


Ilustración 2.5.1 Generación Bruta por combustible¹⁹.

Es muy clara la dependencia del SING del gas y del carbón. Otros tipos de generación tienen un aporte bastante reducido.

La Ilustración 2.6 muestra la composición de la red del SING.

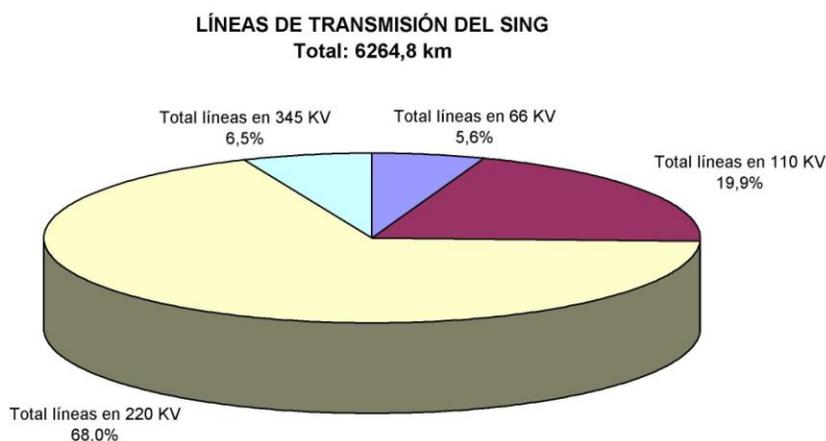


Ilustración 2.6 Líneas de transmisión del SING²⁰

²⁰ Publicación oficial del CDEC-SING, “Estadísticas de Operación 1999 / 2008”, página 25

Las tensiones utilizadas en la red de transmisión son: 66, 110, 220 y 345 kV. La única línea de 345 kV es la que conecta al SING con el SADI, y es notoria la fuerte inversión en líneas de 220 kV, que componen de manera mayoritaria tanto las líneas coordinadas por el CDEC, como las privadas.

La Ilustración 2.7 muestra la curva de duración para el día de demanda máxima de la gestión 2009. De ella se puede estimar el factor de carga del SING, es aproximadamente 0.94.

En cuanto al comportamiento de la demanda se puede mencionar que esta tiene un factor de carga bastante elevado, aproximadamente 0.94. Esto debido a estar conformada principalmente por empresas mineras. La evolución de la demanda ha sido bastante uniforme. La Ilustración 2.8 refleja la evolución que ha experimentado en los últimos años. La sobre-instalación en el SING se hace evidente al observar la Ilustración 2.8 en que se contrasta la capacidad instalada actualizada a 2008 con la evolución de la demanda desde 1999 a 2008.

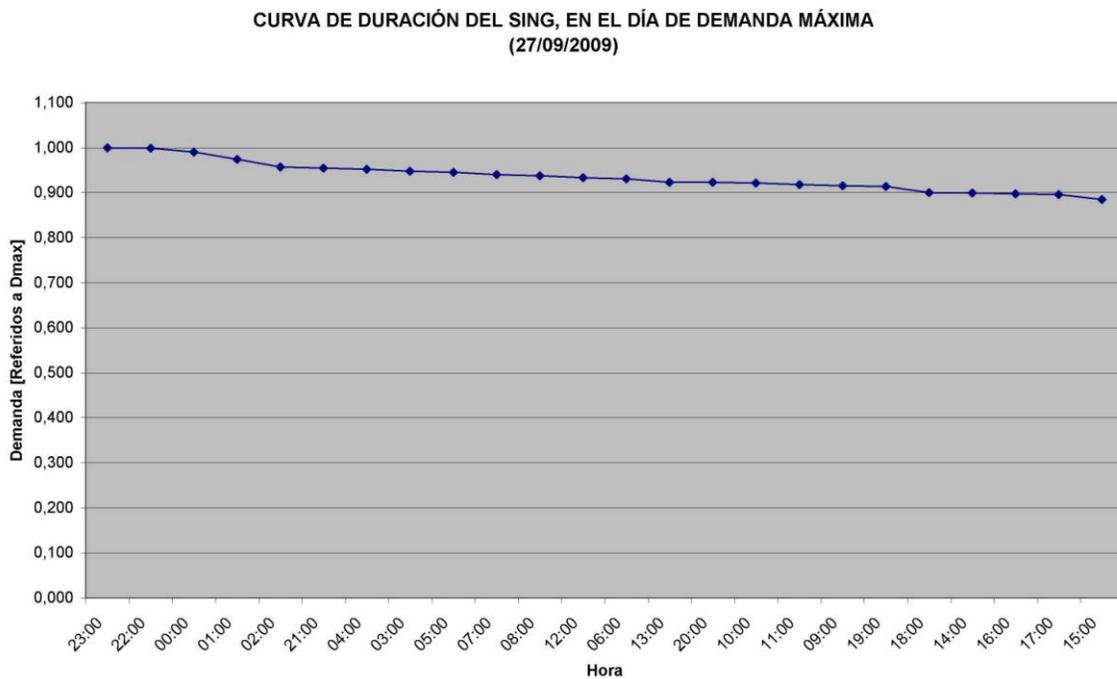


Ilustración 2.7 Curva de duración del SING, en el día de Demanda Máxima de 2009²¹

²¹ Publicación oficial del CDEC-SING, “Estadísticas de Operación 1997 / 2009”.

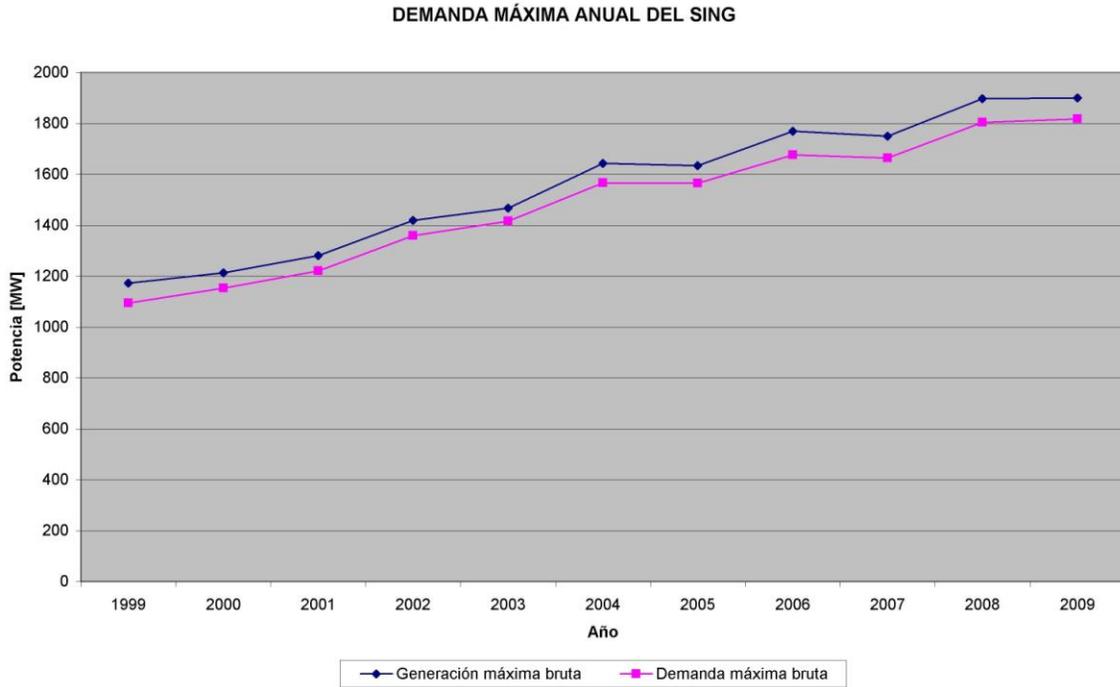


Ilustración 2.8 Evolución de la demanda en el SING²²

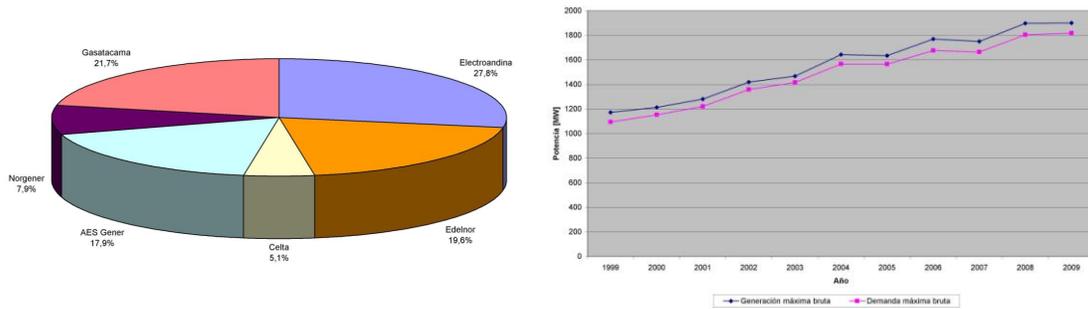


Ilustración 2.9 De izquierda a derecha: 1. Capacidad instalada en el SING actualizada a 2008. 2. Evolución de la demanda máxima desde 1999 a 2009²².

El nodo Crucero localizado en la zona Norte de la II Región de Chile, es el nodo principal del SING. Cuenta con barras a 110 kV y 220 kV. La Ilustración 2.10 muestra la evolución del promedio anual de los costos marginales reales en este nodo. En ella se aprecia la manera en que el costo marginal de la energía ha ido en ascenso en los últimos años.

²² Publicación oficial del CDEC-SING, “Estadísticas de Operación 1997 / 2009”, página 47

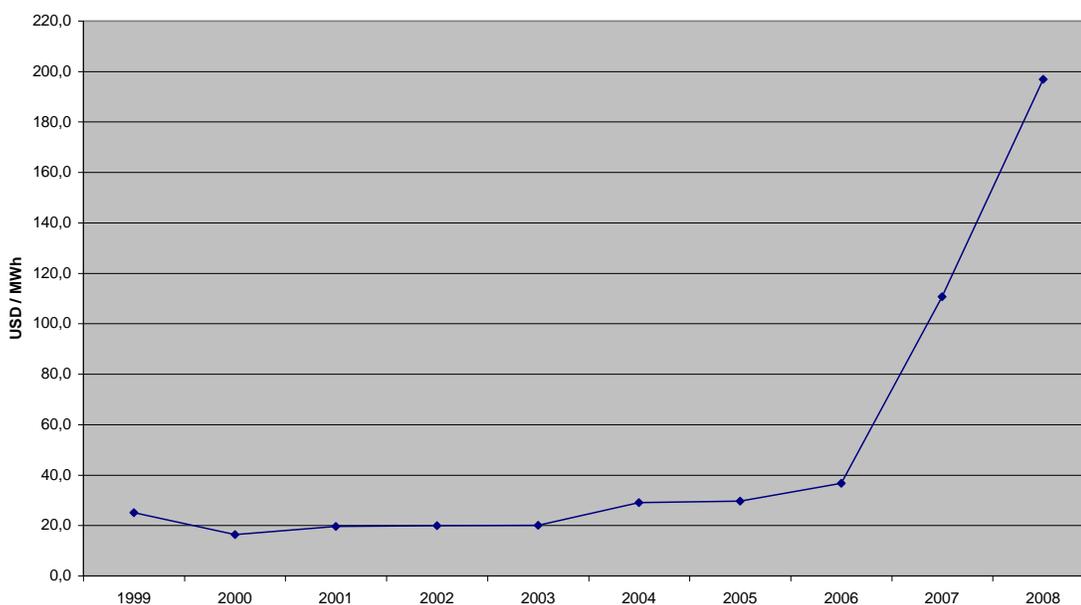


Ilustración 2.10 Evolución del promedio del costo marginal real en el nodo Crucero 220 kV²³.

Año	Clientes Libres		Clientes Regulados		Total (GWh)	Crecimiento %
	(GWh)	%	(GWh)	%		
1997	5019	87%	730	13%	5749	15.4%
1998	5868	89%	748	11%	6616	15.1%
1999	7313	90%	807	10%	8120	22.7%
2000	7499	89%	899	11%	8398	3.4%
2001	8046	89%	945	11%	8991	7.1%
2002	8473	89%	1009	11%	9482	5.5%
2003	9433	90%	1047	10%	10480	10.5%
2004	10164	90%	1075	10%	11239	7.2%
2005	10401	90%	1159	10%	11560	2.9%
2006	10774	90%	1256	10%	12030	4.1%

Tabla 2.1 Ventas Anuales del SING²³ (Actualizar tabla a 2009)

La Tabla 2.1 y la Ilustración 2.11 detallan la composición de la demanda, y su evolución en los últimos años. Es posible evidenciar una fuerte participación de clientes libres, con un 90% del consumo total. El grueso de la población de clientes libres lo componen empresas del rubro minero.

²³ Publicación oficial del CDEC-SING, “Estadísticas de Operación 1999 / 2008”, páginas 47, 52

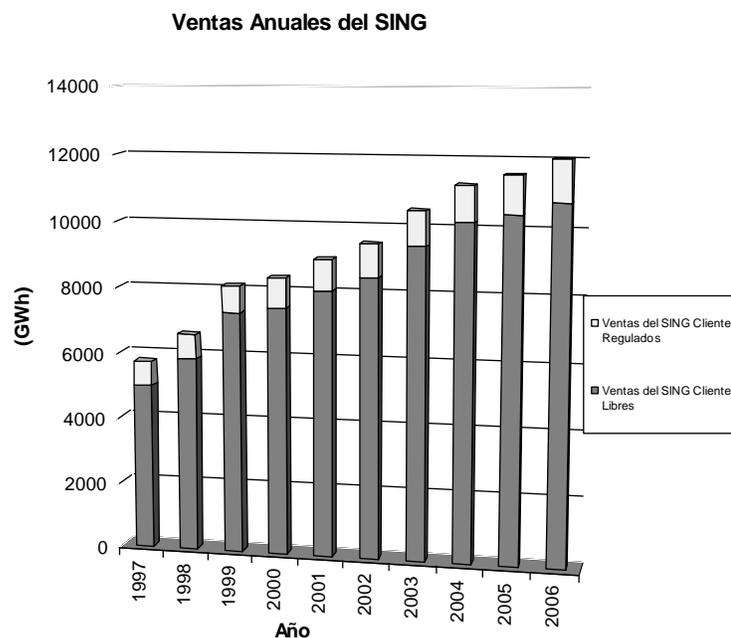


Ilustración 2.11 Ventas Anuales del SING²⁴

2.2 El mercado eléctrico Boliviano

2.2.1 Institucionalidad y marco regulatorio

2.2.1.1 Institucionalidad del sector eléctrico en Bolivia

La Ilustración 2.12 resume de manera esquemática la estructura institucional del sector eléctrico Boliviano.

2.2.1.1.1 Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE)

De acuerdo a la Ley N° 2446 de fecha 20 de marzo de 2003, se crea el Ministerio de Minería e Hidrocarburos, que posteriormente, mediante Ley N° 2840 de fecha 16 de septiembre de 2004 se modifican las atribuciones, convirtiéndose en Ministerio de Hidrocarburos²⁵.

Mediante Ley LOPE N° 3351 de 21 de febrero de 2006 y su Decreto Reglamentario N° 28631 de 8 de marzo de 2006, el actual gobierno establece dentro de la estructura del Poder Ejecutivo el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, con atribuciones específicas dentro de los sectores de hidrocarburos y electricidad, en este sentido, con Decreto

²⁴ Publicación oficial del CDEC-SING, “Estadísticas de Operación 1997 / 2006”

²⁵ Fuente: <http://hidrocarburos.gob.bo/sitio/>

Supremo N° 29221 de 8 de agosto de 2007, incorpora el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas al Ministerio.

Con el Decreto Supremo N° 29894 de fecha 7 de febrero de 2009, se implanta la nueva organización del órgano ejecutivo, en función de los lineamientos de la nueva Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia. Con el D.S. N° 071 de fecha 9 de abril del 2009, donde las atribuciones del Superintendente de Regulación Sectorial, pasa al Ministro en lo que se refiere al sector de electricidad.

El Ministerio de Hidrocarburos y Energía es el órgano ejecutivo del Estado Plurinacional que ha consolidado el rol protagónico del Estado en el sector energético, proponiendo y dirigiendo las políticas sectoriales del país que se implementan a través de sus entidades estratégicas, garantizando la seguridad y soberanía energética y la industrialización de los hidrocarburos, de forma compatible con la conservación del medio ambiente y convirtiendo a Bolivia en el centro energético de la región.

El Ministerio de Hidrocarburos y Energía desarrolla la planificación centralizada de los sectores de hidrocarburos y electricidad, proponiendo, aplicando y coordinando, políticas, normas, estrategias y planes de desarrollo, dirigidas al aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos para fortalecer el sector productivo y mejorar la calidad de vida de la población, velando por el adecuado desenvolvimiento de todos los actores del sector.

Las actuales atribuciones del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, quedan establecidas en el D.S. N° 29894, las mismas que se presenta a continuación:

- Proponer y dirigir la Política Energética del País, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizar la soberanía energética.
- Evaluar y controlar el cumplimiento de la Política Energética del País.
- Normar en el marco de su competencia, la ejecución de la Política Energética del País.
- Planificar el desarrollo integral del sector energético y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Energética del País, en coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo.
- Establecer las políticas de precios para el mercado interno y las políticas de exportación de excedentes de hidrocarburos y energía eléctrica.
- Supervisar, controlar y fiscalizar la exploración, producción, transporte, almacenaje, comercialización, refinación, industrialización, distribución de gas natural por redes, así como el uso y destino de los hidrocarburos y sus productos derivados.
- Definir y ejecutar políticas de promoción de áreas de exploración de hidrocarburos.
- Elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo a los servicios de electricidad y gas domiciliario.

- Diseñar, implementar y supervisar la política de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en atención a la soberanía e independencia energética ya que el desarrollo de la cadena productiva energética es facultad privativa del Estado Plurinacional.
- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y normas en materia energética.
- Promover, formular y aplicar las estrategias del desarrollo e integración energética regional y del país.
- Negociar tratados internacionales para el sector energético en coordinación con el ministerio de Relaciones Exteriores.
- Suscribir convenios a nivel país en materia energética.
- Proponer la creación de empresas o entidades, autárquicas, descentralizadas o desconcentradas, para el cumplimiento de la Política Energética del País, en el marco de la Constitución Política del Estado.
- Supervisar, controlar y fiscalizar a las empresas e instituciones bajo su tuición y dependencia.
- Establecer políticas y estrategias, que garanticen el abastecimiento de gas natural, combustibles líquidos y energía eléctrica para el consumo interno.
- Proponer proyectos de expansión del sector hidrocarburífero y de energía eléctrica, a través del aprovechamiento de los recursos naturales renovables, y no renovables, respetando el medio ambiente.
- Velar por la correcta aplicación del marco regulatorio vigente, en el sector de hidrocarburos y eléctrico en toda la cadena productiva energética.
- Formular políticas para implementar el desarrollo y la promoción en la investigación y uso de nuevas formas de producción de energías alternativas, respetando el medio ambiente.
- Coordinar con los gobiernos autonómicos departamentales, municipales, regionales y autonomías indígena originaria campesina, para la implementación y desarrollo de las políticas energéticas en el marco de las competencias concurrentes y compartidas.
- Efectuar el seguimiento al sistema de información energética.
- Formular, controlar, fiscalizar, la política y normativa socio-ambiental del sector de hidrocarburos y energía.

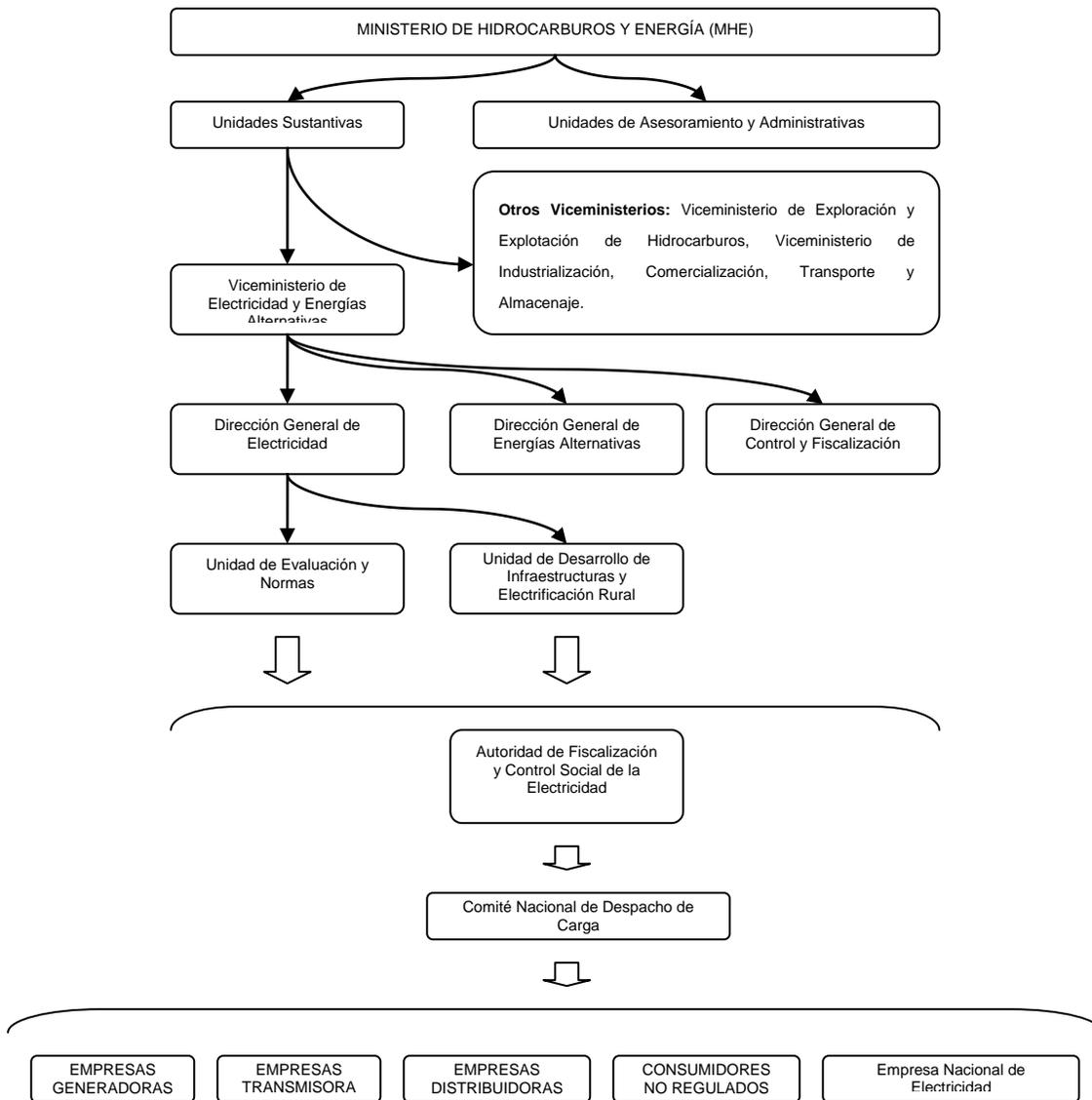


Ilustración 2.12 Organización Institucional del Sector Eléctrico Boliviano

2.2.1.2 Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA)

Entidad boliviana estatal responsable del área eléctrica. Su propósito es el desarrollo sostenible y eficiente del sector. Su misión es que el país cuente con una infraestructura capaz de satisfacer la demanda interna y generar excedentes para exportación. El Viceministerio de electricidad y Energías Alternativas es un órgano dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Las atribuciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, en el marco de las competencias asignadas al nivel central por la Constitución Política del Estado, son las siguientes:

1. Definir, formular y evaluar políticas para el sector eléctrico de acuerdo a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria.
2. Definir políticas que promuevan la participación de las empresas públicas, mixtas, instituciones sin fines de lucro, cooperativas, empresas privadas y empresas comunitarias y sociales, evitando el control y la exclusividad de las empresas privadas en las actividades de producción, transmisión, comercialización y distribución del servicio de electricidad.
3. Proponer políticas orientadas a lograr el acceso universal y equitativo al servicio básico de electricidad.
4. Formular políticas, programas y proyectos para la electrificación de todo el país.
5. Definir las directrices para la elaboración de la planificación del desarrollo del sector eléctrico en el mediano y largo plazo.
6. Coordinar con los gobiernos autónomos departamentales, municipales, regionales y autonomías indígena originaria campesina, la implementación y desarrollo de proyectos eléctricos en el marco de las competencias concurrentes y compartidas.
7. Incentivar la incorporación de nuevas tecnologías de electrificación tendientes al aprovechamiento sustentable de los recursos renovables.
8. Proponer políticas para el desarrollo de tecnologías de energías alternativas, eólica, fotovoltaica y otras en coordinación con las universidades Públicas del país.
9. Velar por la correcta aplicación en la normativa de regulación, fiscalización y control del sector y la industria eléctrica.
10. Establecer metas de corto, mediano y largo plazo de cobertura con el servicio de electricidad en todo el país.
11. Establecer políticas tendientes a lograr información fidedigna sobre las características de los servicios que brinda la industria eléctrica.
12. Proponer normas que precautelen la calidad del servicio básico de electricidad.
13. Promover mecanismos que permitan el acceso a la información oportuna y fidedigna a los usuarios sobre el servicio eléctrico.
14. Proponer mecanismos y normas de asesoramiento y defensa del usuario.

La estructura jerárquica del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, es la siguiente:

1. Dirección General de Electricidad
2. Dirección General de Energías Alternativas

2.2.1.3 Autoridad de fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

A la luz del Decreto Supremo No. 0071 del 9 de Abril de 2009, nace a la vida institucional del Estado, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para fiscalizar, controlar, supervisar, y sobre todo, regular al sector de electricidad en el marco de la Constitución Política del Estado y la Ley de Electricidad No. 1604 del 21 de diciembre de 1994. Esta institución asume las atribuciones, funciones, competencias, derechos y obligaciones de la Superintendencia de Electricidad²⁶.



Ilustración 2.13 Estructura Organizacional AE²⁶

²⁶ Fuente: <http://www.ae.gob.bo/>

El Consejo se constituye en la instancia de participación social; y es responsable de proyectar y proponer lineamientos de fiscalización, control, supervisión y regulación al Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El Consejo está compuesto por el Ministro de Hidrocarburos y Energía o su representante, en calidad de Presidente del Consejo; el Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas; el Viceministro de Desarrollo Energético; dos representantes de organizaciones sociales.

2.2.1.3.1 COMPETENCIAS DE LA AUTORIDAD

Las competencias de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, son las siguientes:

- Otorgar, modificar y renovar títulos habilitantes y disponer de caducidad o revocatoria de los mismos. Para el efecto, u en lo sucesivo, se entenderá por título habilitante a la autorización o derecho otorgado para la prestación o realización de actividades en el sector de electricidad.
- Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.
- Implementar los aspectos relativos a la regulación, control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad en el marco de la Constitución Política del Estado (CPE).
- Fijar, aprobar y publicar precios, tarifas, derechos u otros de acuerdo a la normativa vigente, garantizando su correcta aplicación y asegurando que la información sustentatoria esté disponible y sea pública.
- Intervenir las empresas y entidades bajo su jurisdicción reguladora y designar a los interventores con facultades administrativas, cuando concurran causales que pongan en riesgo la continuidad y normal suministro del servicio de electricidad.
- Promover la eficiencia en las actividades del sector eléctrico e investigar y sancionar posibles conductas monopólicas, oligopólicas, anticompetitivas y discriminatorias en las empresas y entidades que operan en dicho sector, cuando se consideren contrarias al interés público.
- Imponer servidumbres administrativas necesarias para la prestación de los servicios de electricidad.
- Requerir la intervención de la fuerza pública en situaciones de riesgo en la provisión de los servicios de electricidad.
- Aplicar sanciones y medidas correctivas en los casos que corresponda.
- Conocer y procesar las consultas, denuncias y reclamaciones presentadas por personas naturales y jurídicas, en relación a las actividades bajo su jurisdicción.

- Atender, resolver, intervenir y mediar en controversias y conflictos entre operadores y entre éstos y la sociedad, relacionados a la prestación del servicio.
- Proponer al Ministro normas de carácter técnico y dictaminar sobre normativa relativa a su sector, en el ámbito de su competencia.
- Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados al sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.

2.2.1.4 El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), es una persona jurídica pública no estatal, sin fines de lucro que no integra la administración centralizada ni descentralizada del Estado, creada por el Art. 18 de la Ley N° 1604 (Ley de Electricidad) de fecha 21 de diciembre de 1994. Sus funciones y organización están determinadas en el Artículo 19 de la Ley N° 1604 y el Decreto Supremo N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008, “Reglamento de Funciones y Organización del CNDC”, los cuales definen como principales funciones²⁷:

- Coordinar la generación, la transmisión y el despacho de carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el suministro seguro y confiable de energía eléctrica, estableciendo el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.
- Planificar la expansión óptima del SIN bajo las directrices del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, buscando el desarrollo y sostenibilidad de la industria eléctrica y promoviendo las condiciones de acceso universal al servicio de energía eléctrica.

Las funciones del CNDC son ejecutadas por el Órgano Técnico Administrativo del CNDC.

El CNDC esta conformado por el Comité de Representantes y por un Órgano Técnico Administrativo que funciona bajo la responsabilidad ejecutiva del Presidente del CNDC.

²⁷ Fuente: Publicación del CNDC, “Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2008”, pág. 4



Ilustración 2.14 Estructura Organizacional del CNDC²⁸

El Comité de Representantes, lo conforman: un Representante del Organismo Regulador quién ejerce como Presidente, un Representante de las empresas Generadoras, un Representante de las empresas Transmisoras, un Representante de las empresas Distribuidoras y un Representante de los Consumidores no Regulados. El Comité de Representantes celebra reuniones periódicas para tratar asuntos relacionados con el funcionamiento del MEM, adoptando decisiones que son obligatorias para los Agentes del MEM.

El Órgano Técnico Administrativo del CNDC está conformado por el Presidente Ejecutivo, la Coordinación General Operativa con las Gerencias de Operaciones del SIN, Administración del Sistema Eléctrico y Planificación del SIN, de divisiones y las Unidades de apoyo directo como Asesoría Legal, Administración y Finanzas, Auditoría Interna y Tecnologías de la Información.

El Órgano Técnico del CNDC, está conformado por un equipo de técnicos especializados en análisis de sistemas eléctricos de potencia, programación operativa, optimización de sistemas hidrotérmicos, despacho de carga en tiempo real, planificación de sistemas eléctricos y administración de transacciones económicas en mercados eléctricos, entre otros.

²⁸ Fuente: Publicación del CNDC, “Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2008”, pág. 5

2.2.2 Marco Regulatorio

Como se anticipó en acápite precedentes, la Ley Eléctrica en Bolivia fue promulgada en 1994. Esto en respuesta a la modificación radical del sector eléctrico vigente hasta la fecha. La nueva ley establece las bases de funcionamiento de la nueva estructura del MEM, bajo principios eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, adaptabilidad y neutralidad:

- El principio de eficiencia obliga a la correcta y óptima asignación y utilización de los recursos en el suministro de electricidad a costo mínimo.

- El principio de transparencia exige que las autoridades públicas responsables de los procesos regulatorios establecidos en la Ley No. 1600 (Ley del Sistema de Regulación Sectorial) de fecha 28 de octubre de 1994 y la presente ley, los conduzcan de manera pública, asegurando el acceso a la información sobre los mismos a toda autoridad competente y personas que demuestren interés y que dichas autoridades públicas rindan cuenta de su gestión en la forma establecida por las normas legales aplicables incluyen la Ley No. 1178 (Ley del Sistema de Administración, Fiscalización y Control Gubernamental) de fecha 20 de julio de 1990 y sus reglamentos.

- El principio de calidad obliga a observar los requisitos técnicos que establezcan los reglamentos.

- El principio de continuidad significa que el suministro debe ser prestado sin interrupciones a no ser las programadas por razones técnicas debidamente justificadas, las que resultaren de fuerza mayor o de las sanciones impuestas al consumidor por incumplimiento de sus obligaciones o uso fraudulento de la electricidad.

- El principio de adaptabilidad promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio.

- El principio de neutralidad exige un tratamiento imparcial a todas las Empresas Eléctricas y a todos los consumidores.

Entre algunas de las disposiciones generales que considera la nueva ley se pueden mencionar; el aprovechamiento de los recursos naturales circunscrito a la conservación del medio ambiente, el desarrollo de actividades eléctricas dentro del marco de la libre competencia, la regulación de los derechos de concesión y licencias supervisado por la AE y la reglamentación de las exportaciones, importaciones e interconexiones internacionales.

Otra disposición importante es la introducción de una estructura de precios basada en el pago de la potencia y la energía. A propósito de precios, los pagos de transmisión se basan en una metodología del tipo estampilla, en el que “los costos de las instalaciones del STI son cubiertos en un 75% por los consumos, distribuidores y consumidores no regulados, en proporción a su demanda máxima; y el 25% que resta lo cubren los generadores según la energía inyectada”²⁹.

2.2.3 Modificaciones a la ley eléctrica.

A partir del año 2006, se inicia un nuevo periodo de reforma del sector eléctrico con los siguientes resultados:

Modificaciones al funcionamiento y organización del CNDC, acorde con prioridades estratégicas del sector en el Plan Nacional de desarrollo, complementando y modificando el ROME y demás normativas (Decreto Supremo N° 29624 del 02/07/2008).

Refundación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE); Decreto Supremo N° 29644 del 16/07/2008, que tiene como objetivo y rol estratégico en la participación de toda la cadena productiva de la industria eléctrica, así como la importación y exportación de electricidad en forma sostenible con promoción del desarrollo social y económico del país.

Mediante el Decreto Supremo N° 0071 del 9 de Abril de 2009, queda extinguida la Superintendencia de Electricidad, derivando sus competencias y atribuciones a la creada Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

En aplicación a los Decretos Supremos N° 29549 de fecha 8 de marzo de 2008 y N° 29624 de fecha 2 de julio de 2008, se define la nueva estructura organizacional del CNDC y se incorpora el voto definitivo del Presidente del CNDC en las decisiones directivas del Comité de Representantes. Adicionalmente, se establece para el CNDC nuevas funciones, esenciales para el desarrollo futuro de la industria eléctrica en el país, como ser, la Planificación de la Expansión Óptima del Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo los lineamientos del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

²⁹ “Distribución de pagos de transmisión”. H. Rudnick, S. Mocárquer, F. Sore. Revista Derecho Administrativo Económico, N°12, pág. 135 – 153.

En lo referente a la Organización y Funciones del CNDC. Una primera modificación importante fue la desaparición de la Unidad Operativa y la Gerencia como brazo operativo del CNDC, creándose en su remplazo el Órgano Técnico Administrativo bajo la responsabilidad ejecutiva del Presidente del CNDC.

Decreto de Refundación, D.S. 29644 que en resumen indica lo siguiente:

1. Establecer la naturaleza jurídica de la Empresa Nacional de Electricidad - ENDE, como una empresa pública nacional estratégica y corporativa, con una estructura central y nuevas empresas de su propiedad.
2. ENDE cuenta con autonomía de gestión técnica, administrativa, financiera y legal para el cumplimiento de sus objetivos.
3. ENDE operará y administrará empresas eléctricas de generación, transmisión y/o distribución, en forma directa, asociada con terceros o mediante su participación accionaria en sociedades anónimas, sociedades de economía mixta y otras dispuestas por Ley.
4. Las acciones del Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Ministerio de Hacienda y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB en la Empresa Nacional de Electricidad S.A., se constituyen en patrimonio propio de la Empresa Nacional de Electricidad - ENDE, a partir de la aprobación del presente Decreto Supremo.
5. Los trabajadores de la ENDE se encuentran bajo el régimen y aplicación de la Ley General del Trabajo, su reglamento y disposiciones conexas y complementarias.
6. Sobre la base de los activos y pasivos que tiene la Empresa Nacional de Electricidad S.A. en los sistemas aislados de Trinidad y Cobija, se constituye la empresa pública "ENDE Sistemas Aislados", subsidiaria de ENDE, con patrimonio propio, autonomía de gestión técnica, administrativa, financiera y legal.
7. En el marco de las políticas definidas por el Gobierno Nacional para el Sector, se encomienda al Directorio de ENDE la constitución de las siguientes empresas, como sociedades de economía mixta, de acuerdo al Código de Comercio y la normativa legal aplicable:
 1. **ENDE Generación**, sobre la base de los activos y recursos propios y provenientes de financiamientos el Proyecto de Laguna Colorada, proyectos hidroeléctricos y otros, así como de su participación accionaria en la empresa ENDE ANDINA S.A.M. La Empresa ENDE Generación podrá asimilar otras empresas de generación eléctrica de distinta naturaleza.
 2. **ENDE Transmisión**, sobre la base de los activos y pasivos asociados al Proyecto Línea de Transmisión Eléctrica Caranavi-Trinidad, del Proyecto Interconexión de Tarija al Sistema Interconectado Nacional - SIN. La empresa ENDE Transmisión operará estas líneas de alta tensión, podrá asimilar cualquier otra línea eléctrica o empresa de transmisión que se

encuentran en operación y deberá asumir todo proyecto futuro de Transmisión en el país.

3. **ENDE Distribución**, sobre la base de su participación accionaria en la Empresa de Distribución Eléctrica Larecaja S.A.M. - EDEL S.A.M., en Servicios Eléctricos Potosí S.A. - SEPSA y en la Compañía Eléctrica Sucre S.A. - CESSA, podrá participar en la ejecución de programas y/o proyectos.

8. En el marco del Artículo 54 de las Normas Básicas del Sistema de Administración de Bienes y Servicios aprobado mediante D.S. 29190 de 11 de julio de 2007, se califica a la Empresa Nacional de Electricidad - ENDE, como Empresa Pública Nacional Estratégica.

2.2.4 El Reglamento de Operación (ROME)³⁰

2.2.4.1 Disposiciones generales referentes al mercado eléctrico Boliviano

Operan en el MEM los agentes, habilitados por la SDE, del rubro de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados. Estos agentes interactúan entre sí realizando operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el SIN y/o con otros mercados y sistemas de otros países.

El MEM se compone del mercado de contratos y del mercado spot:

- El mercado de contratos, es el mercado de transacciones de compra-venta de electricidad entre:
 - o Generador – generador
 - o Generador – distribuidor
 - o Generador – consumidor no regulado
 - o Distribuidores – consumidores no regulados (contratos de suministro)
 - o Importación – exportación con agentes de otros mercados
- El mercado spot, es el mercado de compra-venta de electricidad no contemplado por los contratos de suministro

Se entiende como Potencia de Punta a la demanda máxima registrada en un año. Potencia Firme, por otro lado, se entiende como la potencia asignada a una unidad generadora hidráulica o térmica para cubrir la garantía de suministro del SIN, y que a lo

³⁰ “Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de Bolivia”, D.S. 24043 del 28 de junio de 1995, República de Bolivia.

sumo será su capacidad efectiva. Una unidad forzada, deberá entenderse como aquella que resulta generando debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área y desplazando generación de menor costo.

2.2.4.2 El CNDC

La coordinación de la operación y administración del MEM se realiza a través del comité del CNDC, el cual debe estar integrado por 5 miembros titulares: un representante del sector de generación, uno del sector de transmisión, uno del sector de distribución, uno que represente a los consumidores no regulados y un representante de la SDE. El representante de la SDE no tiene voto a no ser que se incurran en empates.

Cualquiera de los agentes del MEM podrá presentar una impugnación en contra del CNDC ante la SDE, en caso de verse perjudicado. Y la SDE deberá, en un plazo no mayor a los 40 días, emitir un rechazo o sanción al CNDC.

2.2.4.3 El MEM

Los contratos en el MEM son libres en cuanto a: duración, condiciones y precios. El precio spot de la energía es definida según reglamento por el CNDC. Agentes de otros países podrán participar de las mismas transacciones en el MEM, siempre y cuando estos sean agentes habilitados del rubro en el país de procedencia.

A continuación se detalla las características de las modalidades de compra-venta:

- Modalidades de compra-venta:
 - o Los generadores, distribuidores y consumidores no regulados pondrán comprar y vender electricidad en el mercado de contratos y/o en el mercado spot. Sólo los contratos suscritos entre agentes son reconocidos en el mercado de contratos.
 - o Los generadores con contratos entregarán al spot todo lo que generen a los precios de nodo del punto de inyección; y retirarán del spot la energía que necesiten para cubrir sus contratos a los precios de nodo en los nudos de retiro.

- Contratos de generadores:

- Son compromisos de suministrar energía a generadores, distribuidores y consumidores no regulados, a precios libremente acordados.
 - Un generador puede comprometer en contratos la venta de su potencia firme, la contratada a otros generadores y la que adquiere en el mercado spot.
 - La potencia firme de un generador es determinada por reglamento por el CNDC.
 - Los contratos de exportación están sujetos a la reglamentación establecida por el “Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad”³¹
 - Los distribuidores que tengan instalaciones de generación no podrán comprometer su potencia firme en el mercado de contratos.
- Contratos de los distribuidores:
- Debe contratar su suministro de los generadores. Los cuales son libres en términos de energía y potencia de punta.
 - Deben comprar al menos el 80% de su potencia de punta comprometida por contratos. La restante podrá ser comprada en el spot o por contratos.
 - A las empresas que tengan generación propia, la cual no puede superar el 15% de su demanda máxima, les será reconocida dentro el 80% que deben satisfacer por suministro contratado. Si la generación propia supera el 80% (margina) entonces será vendida en el mercado spot.
 - La suscripción de contratos de distribución serán llevadas a efecto previo concurso entre generadoras en el cual la distribuidora especificará nodos de consumo, energía y potencia requeridos. Y el distribuidor adjudicará al que le parezca más conveniente.
- Contratos de consumidores no regulados
- Pueden contratar suministro de generadores o distribuidores, pactos que son de carácter libre.
 - Un consumidor que tenga parte o toda su demanda contratada, podrá comprar del spot directamente, previa presentación de garantía al CNDC.

³¹ “Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad - RCIE”, D.S. 25986 del 16 de noviembre de 2000, República de Bolivia.

2.2.4.4 Programación de la operación y despacho de carga en el mercado

2.2.4.4.1 Precios de referencia de combustibles:

Son calculados semestralmente por el CNDC, y son definidos con base al costo de oportunidad tomando en cuenta los costos que implican su transporte y almacenamiento hasta la central generadora, según sea el caso. El procedimiento de cálculo de precios de referencia de combustibles se realizará con base a una Norma Operativa redactada por el CNDC.

2.2.4.4.2 Consumo específico de referencia:

Para cada central térmica, será definida para cada unidad generadora en función de las temperaturas y condiciones medias por el CNDC.

2.2.4.4.3 Costo medio de referencia de una unidad generadora:

Los costos medios de referencia para cada unidad generadora serán calculados con base a los precios de referencia, los consumos específicos de referencia, consumos propios y pérdidas de transformación. Toda la información para tal efecto podrá ser auditada por el CNDC o la SDE, en cualquier momento.

2.2.4.4.4 Costo medio de operación y mantenimiento

Los costos representativos de operación y mantenimiento asociados a los costos variables y no relacionados con los combustibles serán calculados a partir de valores definidos por ley como valores iniciales en USD/MWh.

2.2.4.4.5 Programación efectuada por el CNDC

El CNDC realiza programaciones de la operación de mediano plazo, estacional, semanal y diaria. La programación de mediano plazo se realiza con un horizonte de 48 meses, se lleva a cabo dos veces por año, y tiene por objetivo definir un escenario para la programación semanal. La programación estacional se efectúa mensualmente con una resolución semanal, cubre la estación en curso considerando dos estaciones por año. La programación semanal, se lleva a cabo semanalmente y con una resolución horaria, cubre la semana siguiente. La

programación diaria o predespacho, cubre el día siguiente y es llevada a cabo con una resolución horaria.

Según el Artículo 29 del ROME, cada ejercicio de programación debe realizarse:

- **Utilizando modelos de optimización para cualquiera de los horizontes de programación: largo, mediano y corto plazo**
- **La función objetivo de los modelos será minimizar el costo de operación de generación y los de falla; dentro de restricciones vigentes y condiciones de desempeño mínimo.**
- **El modelo de optimización permitirá calcular el valor del agua embalsada que optimice el costo futuro de reemplazo probable, denominado valor del agua del embalse.**

2.2.4.4.6 Programación de MEDIANO PLAZO

Para su realización se requiere de la siguiente información:

- Proyección de demanda de energía y potencia con curvas estimadas de carga por parte de distribuidores y consumidores no regulados.
- Requerimientos de mantenimiento por parte de todos los generadores, ya sean estos hidráulicos o térmicos.
- Para las centrales térmicas: costo de combustible, disponibilidad de combustibles, poder calorífico inferior, capacidad efectiva en función de la temperatura, consumos específicos para rendimientos de 50%, 75% y 100% de su capacidad efectiva, en función de la temperatura del medio.
- Las centrales hidráulicas deberán facilitar series históricas de caudales.
- Las empresas transmisoras deberán facilitar sus requerimientos de mantenimiento y previsiones de ingresos para las nuevas instalaciones.

Con base a la información facilitada por los agentes, se podrán procesar

- La proyección de la demanda más representativa futura.
- El parque generador disponible y el sistema de transmisión.
- El programa de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.

Resultados de la programación de mediano plazo:

- Se definen las cantidades de energía hidráulica disponible por semana, la red de transporte y las condiciones de desempeño mínimo.
- Luego de simular cada una de las series hidrológicas, el CNDC obtendrá los valores promedios semanales de energías servidas, energías no servidas y costos marginales.
- Costos marginales esperados de energía, estos serán determinados por el CNDC para los bloques horarios establecidos.
- Desarrollo del contenido del Informe de la Programación de Mediano Plazo: Que es indispensable para el informe preliminar de precios de nodos. El informe contendrá:
 - Proyección de demanda y potencia del SIN.
 - Programa de obras de generación y transmisión.
 - Costos de combustibles, de racionamiento y variables de operación.
 - Contratos de importación y exportación de energía.
 - Disponibilidad y programación de mantenimiento.
 - Precios de combustibles de las unidades generadoras.
 - Previsión de la generación térmica por unidad y por central. Previsión de la generación hidráulica por unidad y por central además de la evolución de los embalses.
 - Previsión de la energía no servida del MEM y por áreas, previsión de generación forzada y costos asociados.
 - Previsión de la evolución del precio de la energía por semana con resolución horaria.
 - La potencia firme de centrales térmicas e hidráulicas.
 - Reserva fría requerida para cada área.

2.2.4.4.7 Programación ESTACIONAL

En ella el CNDC contrastará mensualmente los datos con lo previsto en la Programación de Mediano Plazo, pudiendo modificar la planificación para meses futuros.

2.2.4.4.8 Riesgo de déficit por CONTINGENCIAS

El CNDC definirá para cada mes estados característicos de la oferta y de la demanda; y una configuración de la red de transporte. Con base a estos estados estimará el riesgo de déficit y las acciones a seguir.

2.2.4.4.9 Programación SEMANAL

Antes de las 10 a.m. de cada día el CNDC requerirá de los agentes:

- Demanda de potencia y energía con desagregación horaria, por parte de los distribuidores y consumidores no regulados.
- Previsión de la oferta indicando: requerimiento de mantenimientos, potencia disponible prevista, cantidad de combustible y/o agua disponibles, sus restricciones, modificación de sus costos variables, por parte de los generadores.
- Mantenimientos preventivos, indisponibilidades forzadas y programadas; y limitaciones de transmisión, por parte de los transmisores.

Utilizando como función de costo de cada embalse optimizado, obtenido del Informe de Mediano Plazo, y con la información proporcionada por los agentes del MEM, junto con los ajustes de la programación estacional, se determinará:

- Proyección de demanda horaria de energía para la siguiente semana
- Proyección de la operación de la semana siguiente. El modelo semanal realizará la optimización secuencial de las centrales hidráulicas con la función objetivo de minimizar el costo de producción, de racionamiento y determinará para cada embalse optimizado el valor del agua. **Además el despacho deberá tomar en cuenta los compromisos de exportación e importación establecidos por contrato, y ofertas spot de exportación/importación.**
- Programación del mantenimiento preventivo semanal.

Antes de las 15:00 del último día hábil de cada semana el CNDC presentará un informe de la programación semanal para la semana siguiente a los agentes nacionales y extranjero.

2.2.4.4.10 Programación DIARIA

También llamada predespacho, tiene por objetivo la programación integrada de la operación del mercado, con el in de satisfacer la demanda total al costo mínimo y cumpliendo las condiciones de desempeño mínimo.

Antes de las 10:00 a.m. de cada día los agentes del MEM deberán facilitar al CNDC la información necesaria para el despacho del día siguiente, la información para los fines de semana y feriados serán enviadas el último día hábil que les precede.

La realización de la programación diaria involucra los siguientes aspectos:

- Su realización es diaria y haciendo una estimación de los restantes días de la semana
- **El despacho de las unidades generadoras:**
 - Considera la oferta hidráulica no regulada con un valor del agua igual a cero, la energía hidráulica regulada con su valor de agua, y la oferta térmica siguiendo aspecto técnico – económicos.
 - La oferta hidráulica no regulada tendrá preferencia en el despacho. La oferta hidráulica regulada será colocada de modo que responda al mínimo costo de producción.
 - Las unidades despachadas deben contar con una reserva no menor a la prevista siguiendo el criterio de desempeño mínimo, salvo casos particulares.
 - El DESPACHO ECONÓMICO determinará cada hora la oferta hidrotérmica, teniendo en cuenta la oferta hidráulica, las restricciones operativas por el uso del agua, los precios medios de producción de las unidades térmicas en cada hora, las restricciones de transmisión y los requerimientos de calidad y seguridad de área determinados en las condiciones de desempeño mínimo vigentes.
 - La programación diaria identificará la generación forzada como aquella que resulta prevista generando obligada por restricciones, que en condiciones normales sin restricción no sería considerada en el despacho económico.
- **Informe de la programación diaria.** Este deberá ser entregado cada día antes de las 15:00 horas de cada día, en el que se informará:
 - Los precios de generación de sus unidades generadoras para determinar los costos marginales de corto plazo.
 - El programa de carga horario a realizar por cada unidad generadora, identificando unidades forzadas y reservas frías.
 - Su participación de la reserva rotante, regulación de frecuencia, control de tensión y reactivo.
 - La programación de restricciones de suministro en caso de surgir la imposibilidad de satisfacer la demanda. Esto también se les participará a los distribuidores y consumidores no regulados.
 - El costo marginal horario de la Energía previsto.
- **Restricciones de suministro.** Las restricciones del consumo, por parte de los generadores surge a raíz de la diferencia entre los compromisos de entrega y su: generación propia, la contratada de otros generadores y la que pueda facilitarle el mercado spot. En condiciones de déficit el spot deberá ser racionado.
- **Redespacho.** Cuando las hipótesis bajo las cuales se realizó el predespacho cambien significativamente, el CNDC deberá realizar un redespacho para adecuar el sistema y garantizar la operación económica del mismo.

- **Intercambios spot con países interconectados.** Para ello los Agentes interconectados deberán presentar bajo los mismos plazos que los agentes Bolivianos, ofertas spot de importación o exportación (compra/venta).
- **Reclamaciones al despacho.** Los agentes del mercado tienen dos días para cuestionar el despacho programado por CNDC si logran demostrar una operación de menor costo. En caso de no dar curso a dicho reclamo, el agente puede apelar a la SDE, cuyo fallo es resolutorio; no existiendo instancia ulterior.
- **Resultados de la operación.** Antes de las 18:00 horas de cada día el CNDC deberá informar a todos los agentes que realizan transacciones en el mercado spot el resultado operativo del o los días anteriores, según corresponda, en que se incluirán:
 - Precios de energía en los nodos de cada agente.
 - Precio de la energía comercializada en cada nodo y para cada agente, en el spot, y discriminada por bloque horario.
 - Las unidades de generación forzada, la energía producida y el costo asociado.
 - Las unidades de reserva fría, la energía suministrada y el costo asociado.
 - Los agentes tendrán 2 días para objetar algunas de estas determinaciones, con la correspondiente justificación.

2.2.4.4.11 Transacción de ENERGÍA REACTIVA

El CNDC elaborará un sistema de precios para las transacciones de energía reactiva, en función de los costos de inversión evitados y será presentado cada cuatro años, previa aprobación de la SDE.

Los distribuidores y consumidores no regulados deberán regular el factor de potencia, con el objetivo de cubrir los requerimientos mínimos de operación.

Los transmisores deberán instalar los equipos de compensación de reactivos necesarios para mantener los niveles de tensión adecuados en la red de transporte.

2.2.4.5 *Potencia Firme*

El objetivo de la potencia firme es brindar disponibilidad de capacidad efectiva para garantizar calidad y confiabilidad de suministro del sistema, tomando en cuenta la red de transmisión. Se dimensiona teniendo en cuenta la demanda de punta de los últimos 12 meses.

La asignación de potencia firme se realizará en función de la potencia que se puede comprometer a cada unidad con una **determinada confiabilidad**.

El CNDC deberá desarrollar una metodología para la asignación de potencia firme hidráulica, térmica, de potencias forzadas e indisponibilidades, según el siguiente desarrollo:

2.2.4.5.1 Oferta Hidráulica en Año Seco

La oferta hidráulica de potencia firme se realiza en función de la potencia que se puede garantizar en los meses de hidrología baja, mayo a octubre. Para una condición de año seco se asignará como potencia firme hidráulica aquella que garantice un 95% de probabilidad de excedencia. Este valor podrá ser modificado en función de los requerimientos entre un 90% y 98%.

2.2.4.5.2 Oferta de Potencia Firme de Unidades Hidráulicas

Se calcula de la siguiente manera:

- La energía firme hidráulica ofertada se divide en energía regulable o no regulable
- Ubicación de la energía no regulable en la curva de duración para el semestre mayo-octubre, desde la base a la punta.
- La energía regulable es ubicada siguiendo el criterio del óptimo económico, en la curva de duración.
- La potencia no cubierta por las centrales hidráulicas en la curva de duración, se denomina POTENCIA FIRME TÉRMICA TOTAL, y es distribuida entre las centrales térmicas.

2.2.4.5.3 Potencia Firme de Unidades Generadoras Térmicas

Es función de la temperatura máxima probable. Se determina simulando un despacho económico multinodal que considere: la oferta de potencia firme por unidad, la oferta de potencia firme total calculada y la demanda de punta del sistema.

2.2.4.5.4 Periodicidad del Cálculo de la Potencia Firme

El cálculo de la potencia firme se realiza cada 6 meses tomando en cuenta la potencia de punta estimada para cada período.

2.2.4.5.5 Reserva Fría

Cuando en un área la potencia firme no sea suficiente para cubrir toda la demanda por indisponibilidad, el CNDC asignará potencia de reserva fría a una o más unidades térmicas no remuneradas por potencia firme para garantizar el suministro de esa área:

- La potencia será asignada en la programación de mediano plazo y se reliquidará coincidentemente con la reliquidación de potencia firme.
- **Cada unidad asignada con reserva fría debe estar disponible cuando el CNDC lo requiera.**

2.2.4.6 Costos Marginales

2.2.4.6.1 Costos Marginales por Nodo

Los costos marginales de corto plazo de energía por nodo son resultado del producto del costo marginal de corto plazo de la energía del SIN por el factor de pérdida de energía del nodo.

Los costos marginales de corto plazo de potencia por nodo son resultado del producto del costo marginal de corto plazo de la potencia del SIN por el factor de pérdida de potencia del nodo.

El costo marginal de corto plazo de energía para el SIN será calculado cada hora, siguiendo el criterio de la distribución óptima de la energía hidráulica.

De existir limitaciones entre dos áreas del sistema de transmisión troncal, se calculará el costo marginal para cada subsistema.

2.2.4.6.2 Determinación de los Factores de Pérdida de Energía

El CNDC calculará para cada nodo y basado en el modelo de despacho utilizado, un factor de pérdidas de energía (FPE_{nh}) para cada nodo, mide la relación entre el precio marginal del nodo y el precio marginal del nodo donde inyecta la unidad generadora marginal. Mide las pérdidas marginales entre el nodo y el nodo de la unidad marginal del SIN.

2.2.4.6.3 Factor de Pérdidas de Potencia

El factor de pérdida de potencia de un nodo mide las pérdidas marginales de transporte en un despacho típico para la situación de máxima demanda, en condición de hidrología seca, entre dicho nodo y el nodo más conveniente para incrementar la capacidad de generación de punta. Este nodo será el mismo que será tomado en consideración para el cálculo del precio básico de potencia.

2.2.4.7 Transacciones en el Mercado SPOT

A continuación se describen las transacciones que se llevan a cabo en el MEM:

2.2.4.7.1 Remuneración a los generadores

Los generadores son remunerados por energía y por potencia (potencia firme, potencia fría y potencia de punta)

2.2.4.7.2 Remuneración por energía

Al finalizar el mes el CNDC calculará para cada generador la energía inyectada al STI cada hora, al correspondiente costo marginal de energía horario en el nodo de inyección. Para generadores cumpliendo con reserva fría y unidades forzadas, la remuneración será al costo variable de cada unidad.

2.2.4.7.3 Cálculo de remuneración mensual por potencia

Se realiza al finalizar el mes. El pago correspondiente a las centrales hidráulicas se efectúa mediante el pago por potencia firme menos un descuento por

indisponibilidad forzada y programada. El pago a las centrales térmicas se realiza mediante un pago por potencia firme menos descuentos por indisponibilidad programada. Al valor resultante se le aplicarán descuentos por indisponibilidad forzada.

Las centrales sirviendo con reserva fría son remuneradas por potencia fría menos un descuento por indisponibilidad.

Las unidades sin potencia firme ni potencia fría asignada, son remuneradas en función de la potencia de punta correspondiente que es estimada como la potencia media de punta, y eso no es más que la energía generada dividida entre las horas del bloque alto del mes.

Compras de energía por distribuidores y consumidores no regulados en el spot
Los distribuidores y consumidores no regulados compran del spot la energía que no logran cubrir con contratos, al costo marginal de energía horario en el nodo de retiro.

Cualquier restricción que active la solicitud de generación, que lleve a un sobre costo, será cubierta por los agentes involucrados en función de su porcentaje de participación de la demanda.

2.2.4.7.4 Compras de potencia de punta por distribuidores y consumidores no regulados en el mercado spot

Los distribuidores y consumidores no regulados compran del spot la potencia de punta no abastecida por contratos.

La potencia firme adquirida por estos en el spot será suministrada por los generadores con su potencia firme excedentaria. El monto a pagar deberá incluir los peajes de transmisión.

2.2.4.7.5 Compras de energía por generadores en el mercado spot

Un generador con contratos de suministro es considerado como comprador en el mercado spot, de la energía comprometida, al costo marginal de energía horario en el nodo correspondiente.

2.2.4.7.6 Compras de potencia de punta por generadores en el mercado spot

Un generador con contratos de suministro es considerado como comprador en el mercado spot, de la potencia de punta comprometida en cada nodo, al precio de nodo de potencia de punta.

2.2.4.8 Remuneración en el Sistema Troncal de Interconexión

La remuneración del STI será establecida mensualmente por el CNDC de la siguiente manera:

- **El ingreso tarifario.** Se define como la diferencia entre la energía y potencia de punta valorizados en un nodo y los retiros de energía y potencia valorizados en el mismo nodo.
- **Peaje atribuible a los generadores.** El CNDC hará el cálculo de peaje para cada generador de acuerdo al Artículo 29 del Reglamento de Precios y Tarifas (RPT). El monto de peaje atribuible a los generadores será igual al 25% del peaje total del STI.
- **Peaje atribuible a los consumos.** El CNDC hará el cálculo de peaje atribuible a los consumos de acuerdo al artículo 30 del reglamento de precios y tarifas (RPT). El monto de peaje atribuible a los consumos será igual a la diferencia entre el peaje total y el calculado para los generadores.

2.2.5 El sector en cifras



Ilustración 2.15 Principales Sistemas Eléctricos de Bolivia³²

Antes de realizar una descripción cualitativa del MEM Boliviano. Cabe hacer una breve explicación de las características geográficas del país. Bolivia se divide territorialmente en 9 departamentos, dispuestos en 3 franjas longitudinales. En la franja occidental se

³² Fuente: <http://www.cndc.bo>

encuentran los departamentos de La Paz, Oruro y Potosí; estos se componen casi en su totalidad por zona altiplánicas y montañosas. En la franja central se encuentran los departamentos de Chuquisaca, Cochabamba y Tarija; también conocida como zona del valle. En la franja oriental, se encuentran los departamentos de Pando, Beni y Santa Cruz; cubren una gran extensión de territorio y goza de características tropicales.

La Ilustración 2.15 muestra de manera simplificada, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia, compuesta por instalaciones de generación, transmisión, distribución. Se puede apreciar una topología esencialmente radial de la red de transmisión troncal y algunos sistemas aislados. El SIN concentra aproximadamente el 90% de la demanda total del país. Dentro del SIN destaca el Sistema Troncal de Interconexión (STI) con tensiones de 230, 115 y 69 kV.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por 8 empresas generadoras, 3 empresas transmisoras, 6 distribuidoras y 4 consumidores no regulados.

2.2.5.1 El parque generador

En el SIN se distinguen tres áreas bien definidas: 1) Norte: La Paz, 2) Oriente: Santa Cruz, 3) Centro-Sur: Oruro, Cochabamba, Potosí y Chuquisaca.

Cada área cuenta con generación local con características propias. La zona Norte cuenta esencialmente con centrales de pasada. La zona Oriente cuenta con generación esencialmente térmica. La zona Centro-Sur cuenta con centrales de embalse y térmicas. La composición del parque de generación se encuentra reflejado en la Ilustración 2.16, con base en ella se puede afirmar que el SIN es un sistema hidrotérmico, con una componente térmica mayoritaria.

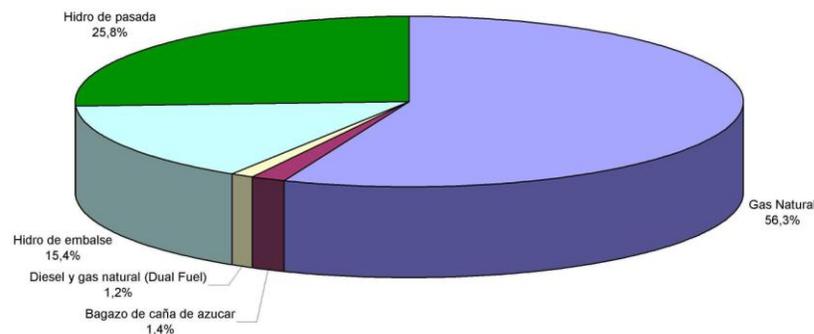


Ilustración 2.16 Composición del Parque Generador en Bolivia³³

³³Fuente: Publicación del CNDC, “Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2008”, pág. 44, 78

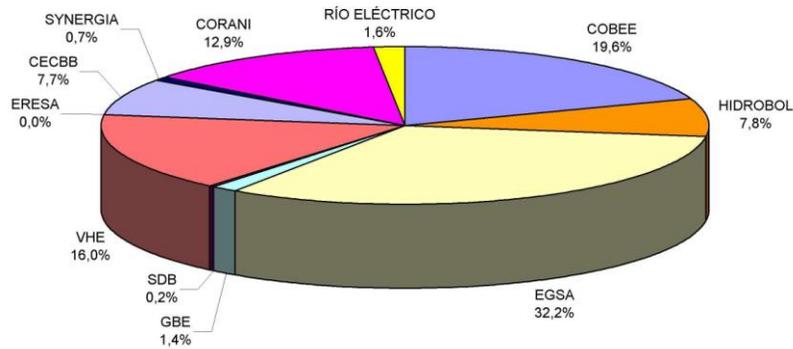


Ilustración 2.17 Participación de los principales Agentes

Generadores³³

Los principales agentes de generación y su participación en el MEM se detallan en la Ilustración 2.17.

El parque hidroeléctrico consiste en centrales de pasada, centrales con embalse y una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable.

El parque termoeléctrico consiste en turbinas a gas natural de ciclo abierto, motores a gas natural y unidades Diesel que utilizan gas natural y diesel oil.

2.2.5.2 El sistema de transmisión

Los agentes en el MEM del rubro de transmisión son 3: Interconexión Eléctrica ISA Bolivia (ISA), Transportadora de Electricidad S.A. (TDE) y San Cristóbal TESA (SCTESA). La participación de cada uno de ellos y la composición del STI quedan reflejados en la Ilustración 2.18. En ella se puede apreciar que la mayor parte de la red troncal está conformada por líneas de 230 kV, sobretodo las más recientes.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL STI

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
230 kV	Valle Hermoso - Santiváñez	22.7
	Sucre - Punutuma	177.0
	Santiváñez - Vinto	123.7
	Santiváñez - Sucre	246.0
	San José - Valle Hermoso	59.6
	Mazocruz-Vinto Capacitor	193.4
	Carrasco - Chimoré	75.3
	Chimoré - San José	78.8
	Carrasco -Santiváñez	225.6
	Carrasco -Guaracachi	179.0
	Carrasco - Arboleda	102.0
	Urubó - Arboleda	62.0
	Total	1545.2
115 kV	Valle Hermoso- Vinto	148.0
	Tap Coboce - Valle Hermoso	45.5
	Tap Coboce - Sacaca	41.9
	Senkata-Mazocruz	7.8
	Santa Isabel - San José	8.9
	Punutuma - Atocha	104.4
	Ocuri - Potosi	84.4
	Kenko - Senkata	6.3
	Kenko - Senkata	8.0
	Corani-Valle Hermoso	43.5
	Corani -Santa Isabel	6.4
	Catavi - Vinto	76.7
	Catavi - Sacaca	43.4
	Catavi - Ocuri	97.8
	Arocagua - Valle Hermoso	5.4
	Arocagua - Santa Isabel	45.6
Total	773.8	
69 kV	Potosi - Punutuma	73.2
	Karachipampa - Potosi	10.0
	Don Diego - Mariaca	31.2
	Don Diego - Karachipampa	16.0
	Aranjuez - Mariaca	42.9
	Aranjuez - Sucre	12.0
	Total	185.3

Ilustración 2.18 Composición del STI por niveles de tensión y por agentes del mercado³⁴

³⁴ “Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2009”, publicación del CNDC.

2.2.5.3 Características de la Demanda

La Ilustración 2.19 muestra la evolución de la demanda y de la potencia instalada de generación, en los últimos años. Se puede apreciar un leve inflexión a partir del año 2004, con la entrada de cargas significativas por la introducción de nuevos proyectos mineros principalmente.

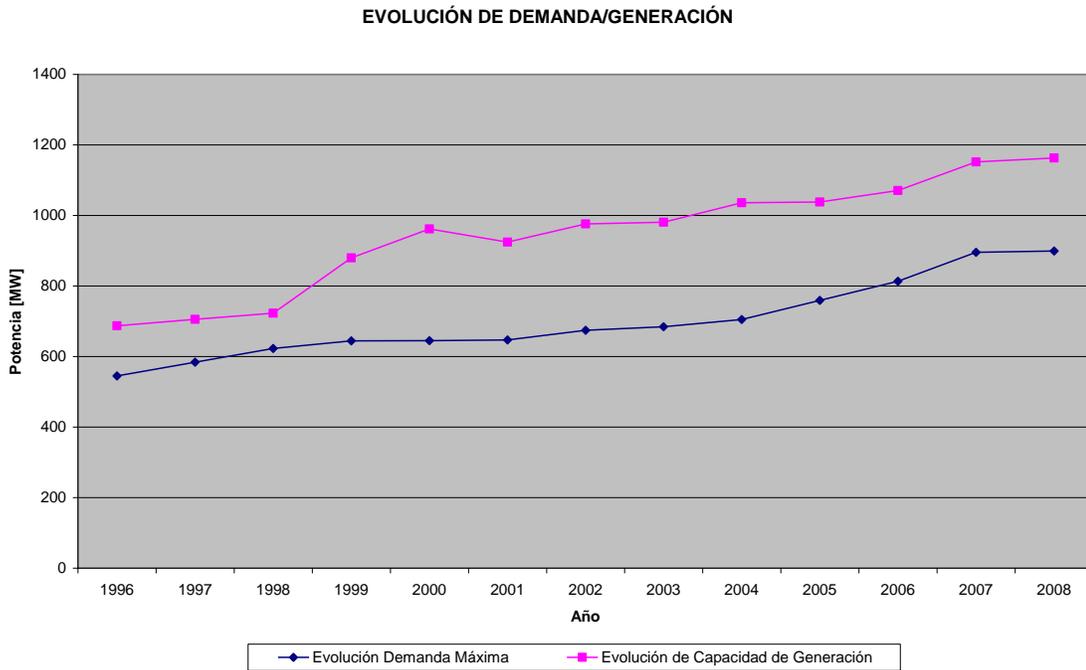


Ilustración 2.19 Evolución de la Demanda/Generación - SIN³⁵

La mayor parte del consumo del SIN va destinado a abastecer consumidores regulados. En la Ilustración 2.20 se puede apreciar la participación de los consumidores regulados y no regulados de la demanda total de energía eléctrica.

La Ilustración 2.21 muestra la curva de duración para el día de demanda máxima de la gestión 2009. De ella se puede estimar el factor de carga del SIN, que es aproximadamente 0.77.

³⁵ “Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2008”, publicación del CNDC.

PARTICIPACIÓN EN LA DEMANDA MÁXIMA DEL SIN (MW) - AÑO 2009

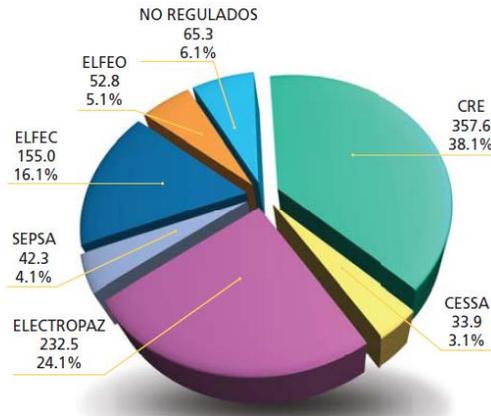


Ilustración 2.20 Composición de la Demanda (2009)³⁶

CURVA DE DURACIÓN DEL SIN, EN EL DÍA DE DEMANDA MÁXIMA (18/03/2009)

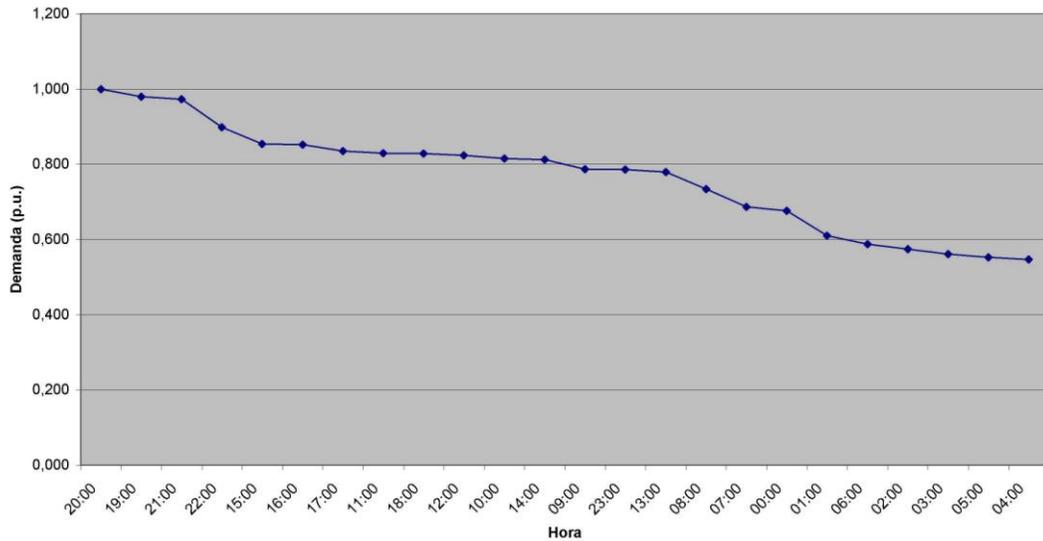


Ilustración 2.21 Curva de duración del SIN, en el día de Demanda Máxima de 2009³⁷

³⁶ “Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2009”, publicación del CNDC.

³⁷ “Despacho de Carga Realizado, miércoles 18 de Marzo de 2009”, publicado en página del CNDC, www.cndc.bo

**COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN Y PRECIOS SPOT DE ENERGÍA SIN IVA (USD/MWh)
PERIODO 1996 - 2008**

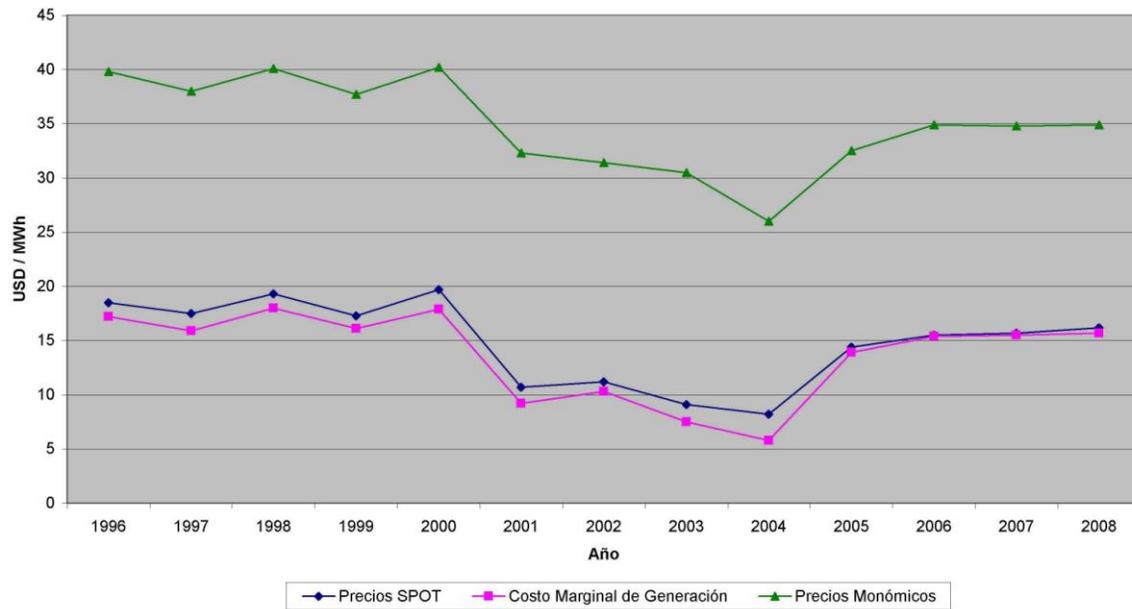


Ilustración 2.22 Información económica; valores promedio anuales de precios monómicos, precios SPOT y costos marginales de generación³⁸

³⁸ “Memoria Anual Comité Nacional de Despacho de Carga y Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional Gestión 2008”, publicación del CNDC.

3 Capítulo: Propuesta Metodológica

3.1 Metodología para la Identificación del potencial de exportación de energía eléctrica en los Sistemas

3.1.1 Introducción

Con objeto de poder definir el potencial de exportación de energía eléctrica y realizar una estimación sustentada de la capacidad de transporte que se requeriría para aprovechar de manera óptima la potencia y energía disponibles en los sistemas a ser analizados, los cuales se denominarán en adelante 'Sistema 1' y 'Sistema 2', con fines de exportación, se propone tomar como base de análisis los datos de demanda de eléctrica de los respectivos sistemas en un rango de tiempo de un año calendario de 8760 horas, que se denominará 'Gestión de análisis', en adelante. Se entenderá como "potencia disponible" o "no utilizada", (P_a), a aquella potencia que no haya sido demandada por el sistema en estudio, en comparación con la demanda máxima registrada en el año que se tomó como referencia para el análisis, ó Gestión de análisis. Siguiendo este orden de ideas, por ejemplo, la potencia disponible en la hora de demanda máxima de los respectivos sistemas en la Gestión de análisis tiene un valor de "0" MW.

La metodología propuesta no contempla la interacción de los sistemas, puesto que se centra en sus características individuales. Se propone emplear los resultados de aplicar la metodología propuesta como referencia para los análisis subsecuentes, ya que al no contemplar la interacción de los sistemas, los mismos constituyen un escenario idealizado de lo que cada sistema estaría en condiciones de exportar.

3.1.2 Metodología

A fin de determinar una capacidad de transporte para el intercambio binacional de energía eléctrica a partir de la potencia disponible en cada uno de los sistemas o demanda no consumida, se plantea la siguiente metodología:

- Obtener la potencia disponible para cada hora de la gestión de análisis, definida como la diferencia entre la demanda máxima de la misma y la demanda registrada en cada hora.
- A partir de esa información se elabora un histograma de frecuencias de potencias disponibles.
- A partir de los datos utilizados para la confección del histograma se aplica un modelo que cuantifica dos aspectos. El primero, cuantificar la cantidad de energía aprovechable en toda la gestión para determinadas capacidades de transporte hipotéticas, expresadas en unidades de potencia, MW. El segundo aspecto a cuantificar es la cantidad de tiempo, del total de la gestión, en que las distintas capacidades de transporte hipotético serían solicitadas a su máxima

- capacidad. Este último criterio puede interpretarse como uno de optimalidad, si se pretende minimizar la subutilización de la capacidad de transporte disponible.
- Aplicar un criterio que permita identificar una capacidad de transporte hipotética, en MW, que implique el mejor aprovechamiento de ambos, energía anual disponible y capacidad de transporte, en el período de estudio.

3.1.3 Modelo de Análisis

A continuación se detalla el modelo de análisis empleado siguiendo lo descrito en el punto precedente.

3.1.3.1 Potencia disponible, o no demandada

Sea:

Pa_h : Potencia disponible en la hora 'h' medida en MW, tal que $h \in \mathbb{N} \wedge j = 1 \dots 8760$.

D_{\max} : Demanda máxima medida en MW del sistema analizado, en la gestión de interés.

P_h : Potencia demandada en la hora 'h' de la gestión analizada, por el sistema en cuestión.

$$(1) \quad Pa_h = D_{\max} - P_h$$

La formula (1) permitirá obtener la potencia disponible, o no demandada, para cada hora 'h' en relación a la Demanda máxima de la gestión en análisis.

3.1.3.2 Histograma de Potencias Disponibles (Pa)

Para lograr confeccionar un histograma con las potencias disponibles (Pa_h), se debe definir un valor en MW que definirá los intervalos de rangos de frecuencia, donde:

R: Vector de etiquetas de rangos de frecuencias para la confección del histograma de potencias disponibles, [MW]. Dimensiones: $m \times 1$. Se decide emplear un ordenamiento ascendente de los elementos del vector **R**, como convención, toda vez que el mismo sea empleado, principalmente en las representaciones gráficas.

F: Vector de frecuencias, de dimensiones: $m \times 1$, donde cada $\mathbf{F}(j,1)$ está asociado al correspondiente $\mathbf{R}(j,1)$.

Donde:

$$(2) \quad \mathbf{F}(j,1) \Big|_{j=1..m} = \text{card} \left\{ \frac{P_{a_k}}{(P_{d_k} |_{k=1..8760}) \in [\mathbf{R}(j,1), \mathbf{R}(j+1,1)]} \right\}$$

De esta manera el histograma de frecuencias, de potencias disponible se obtiene de graficar **F** vs. **R**.

3.1.3.3 Cuantificación de recursos aprovechables: Energía aprovechable

Previamente, cabe mencionar que cada elemento del vector **R** puede ser interpretado como una capacidad hipotética de transporte en MW destinada a la exportación de la potencia y energía disponibles, además de sólo un indicador de rangos de frecuencias, para la confección del histograma de potencias no demandadas. De esta manera, para cada nivel de transporte hipotético, es decir, cada elemento de **R** es posible estimar la cantidad de ENERGÍA DISPONIBLE o NO DEMANDADA en la gestión de análisis. La manera en que se propone cuantificar esta energía no demandada se explica a continuación:

Sea:

E: Matriz de energía disponible, de dimensiones: $m \times m$. Cada columna. Donde:

$$(3) \quad \mathbf{E}(i, j) \Big|_{\substack{i=1..m \\ j=1..m}} = \begin{cases} \mathbf{F}(i,1) \cdot \mathbf{R}(i,1), \forall i \leq j \\ \mathbf{F}(i,1) \cdot \mathbf{R}(j,1), \forall i > j \end{cases}$$

EA: Vector de energía disponible, en el que cada elemento $\mathbf{EA}(j,1)$ corresponde a la energía aprovechable, para una correspondiente capacidad de transporte $\mathbf{R}(j,1)$. Donde:

$$(4) \quad \mathbf{EA}(j,1) \Big|_{j=1..(m)} = \sum_{i=1}^{i=m} \mathbf{E}(i, j)$$

Si se considera que **R** es un conjunto de números reales con una función de pertenencia difusa $\mu_{\mathbf{R}_e}()$, donde **R** representa el conjunto de capacidades hipotéticas de

transporte de energía que llevarían a distintos niveles de aprovechamiento de la energía anual disponible cuantificado por los valores de pertenencia, definidos según la función $\mu_{Re} : R \rightarrow [0,1]$, y pudiendo ser expresado como un par ordenado: $(R; \mu_{Re}(R))$, se conseguiría una calificación al aprovechamiento de energía de cada capacidad hipotética considerada en \mathbf{R} , con los valores de pertenencia son evaluados como sigue:

$$(5) \quad \mathbf{ea}(j,1) = \mu_{Re}(R(j,1)) = \frac{\mathbf{EA}(j,1)}{\max\{\mathbf{EA}\}}$$

Donde:

\mathbf{ea} : Vector de valores de pertenencia de cada uno de los elementos del conjunto \mathbf{R} que califica el aprovechamiento de la energía anual disponible y cuyo valor máximo, 1, correspondería a aquél elemento de \mathbf{R} (capacidad de transporte hipotética) que permitiría el máximo aprovechamiento de la energía anual disponible. Por otro lado, el 0 correspondería a aquella capacidad de transporte hipotética o elemento de \mathbf{R} que llevaría al mínimo aprovechamiento de la energía anual disponible.

3.1.3.4 Cuantificación de recursos aprovechables: Capacidad de transporte idónea

Según se señaló previamente, cada uno de los elementos del vector \mathbf{R} puede ser interpretado como una capacidad de transporte hipotética que permitiría cierto nivel de aprovechamiento de la energía de anual disponible. Bajo ese concepto se propone cuantificar la solicitud que tendría cada nivel de transporte hipotético, en términos de la cantidad de horas anuales que dicho nivel de transporte sería exigido a su máxima capacidad, en MW. Asumiendo que se considera deseable que un nivel de transporte determinado sea utilizado al 100% de su capacidad durante las 8760 horas del año, o a niveles cercanos y evitar en lo posible la subutilización. Por otro lado, el tiempo de solicitud de una línea de transmisión está directamente relacionado a los ingresos económicos de la misma, por lo que niveles altos de solicitud son deseables.

A continuación se propone una manera de calificar cada capacidad de transporte hipotético, contenido en \mathbf{R} , en relación al aprovechamiento de la capacidad propiamente mediante el conteo de la cantidad de horas que ésta estaría en su máxima solicitud respecto al tiempo total de horas de una gestión determinada (8760 horas en este caso), como sigue:

\mathbf{T} : Matriz de horas de solicitud de las distintas capacidades de transporte, donde:

$$(6) \quad \mathbf{T}(i, j) \Big|_{\substack{i=1..m \\ j=1..m}} = \begin{cases} 0, \forall i \leq j \\ \mathbf{F}(i,1), \forall i > j \end{cases}$$

TA: Vector que contiene la cantidad de horas, frecuencias, del total de horas anual en que cada capacidad de transporte hipotética contenido en **R** utiliza su capacidad máxima, vale decir en que la potencia disponible es mayor o igual a la capacidad de transporte definido por el elemento de **R(j,1)** en evaluación, representado por cada elemento **TA(j,1)**, donde:

$$(7) \quad \mathbf{TA}(j,1) \Big|_{j=1..m} = \sum_{i=1}^{i=m} \mathbf{T}(i, j)$$

Si se considera que **R** es un conjunto de números reales con una función de pertenencia difusa $\mu_{R_t}()$, donde **R** representa el conjunto de capacidades hipotéticas de transporte de energía con distintas horas de solicitud anual de su capacidad máxima correspondiente y cuantificada por los valores de pertenencia mencionados, éstos a su vez definidos según la función $\mu_{R_t} : R \rightarrow [0,1]$, y pudiendo ser expresado como un par ordenado: $(R; \mu_{R_t}(R))$, se conseguiría una calificación a la utilización de cada capacidad hipotética considerada en **R**, donde los valores de pertenencia son evaluados como sigue:

$$(8) \quad \mathbf{ta}(j,1) = \mu_{R_t}(R(j,1)) = \frac{\mathbf{TA}(j,1)}{\max\{\mathbf{TA}_p\} \Big|_{j=1..m}} \Big|_{\max\{\mathbf{TA}_p\}} = 8760$$

Donde:

ta: Vector de valores de pertenencia, correspondiente a cada uno de los elementos del conjunto **R**, que califica el aprovechamiento de la capacidad de transporte de cada capacidad hipotética de transporte y cuyo valor máximo, 1, correspondería a aquel elemento de **R**, capacidad de transporte hipotética, que presentaría la máxima solicitud anual, por ejemplo 8760 horas para la gestión 2007. Por otro lado, el 0 correspondería a aquella capacidad de transporte hipotética o elemento de **R** que no sería solicitada a su máxima capacidad en ninguna hora del año en cuestión.

Si se hace la diferenciación:

Re = R asociado a la función de pertenencia **ea**, tal que $ea = \mu_{R_e}(R(j,1)) = \mu_{R_e}(Re(j,1))$.

Donde **ea** es el conjunto de valores de pertenencia correspondientes al conjunto de posibilidades de capacidad de transporte contenidos en **R** o **Re** que permiten cierto grado de aprovechamiento de energía anual disponible para efectos de exportación.

Rt = R asociado a la función de pertenencia **ta**, tal que $ta = \mu_{R_t}(R(j,1)) = \mu_{R_t}(Rt(j,1))$.

Donde **ta** es el conjunto de valores de pertenencia correspondientes al conjunto de posibilidades de capacidad de transporte contenidos en **R** o **Re** que presentan cierto nivel de solicitud anual de su capacidad máxima para efectos de exportación.

Se obtienen dos conjuntos difusos, **Re** y **Rt**, de igual cardinalidad y con los mismos elementos pero con valores de pertenencia diferentes contenidos en los vectores **ea** y **ta**, respectivamente.

3.1.3.5 Análisis de Aprovechamiento: Criterio de identificación de la capacidad idónea de exportación con base a la potencia no demandada.

A continuación se presenta un criterio para la elección de la capacidad de transporte idónea destinada a la exportación de electricidad de un sistema, de las posibilidades contenidas en el vector **R**, atendiendo al aprovechamiento de energía y a la capacidad de transporte.

El criterio propuesto se centra en encontrar aquella capacidad de transporte que brinde la mejor combinación entre aprovechamiento anual de energía y aprovechamiento de capacidad de transporte, que formalmente correspondería al mayor valor de pertenencia dentro del conjunto intersección de los conjuntos difusos **ea** y **ta**. Esto puede expresarse como:

$$(9) \quad CI = \max\{\mu_{Re \cap Rt}\}$$

Donde:

CI = Máximo valor de pertenencia de la intersección entre los conjuntos **ea** y **ta**.

$\mu_{Re \cap Rt}$ = Función de pertenencia del conjunto intersección: $ea \cap ta$.

Ahora, debido a que **ea** y **ta** fueron definidos como conjuntos difusos es necesario aplicar una operación de intersección difusa o Norma T para obtener el conjunto $Re \cap Rt$, y su respectiva función de pertenencia $\mu_{Re \cap Rt}$. Se eligió la Norma T más común, el producto. De modo que:

$$(10) \quad \mu_{Re \cap Rt} = \mu_{Re} \cdot \mu_{Rt}$$

Combinando (9) y (10), se obtiene la expresión (11) que permitirá obtener la capacidad idónea de transmisión destinada a la exportación que representaría la mejor combinación de aprovechamiento de ambos, energía anual disponible y capacidad de transporte.

$$(11) \quad CI = \max\{\mu_{Re \cap Rt}\} = \max\{\mu_{Re} \cdot \mu_{Rt}\} = \max\{ta(j,1) \cdot ea(j,1)\}$$

3.2 Metodología para el análisis preliminar de complementariedades en la demanda

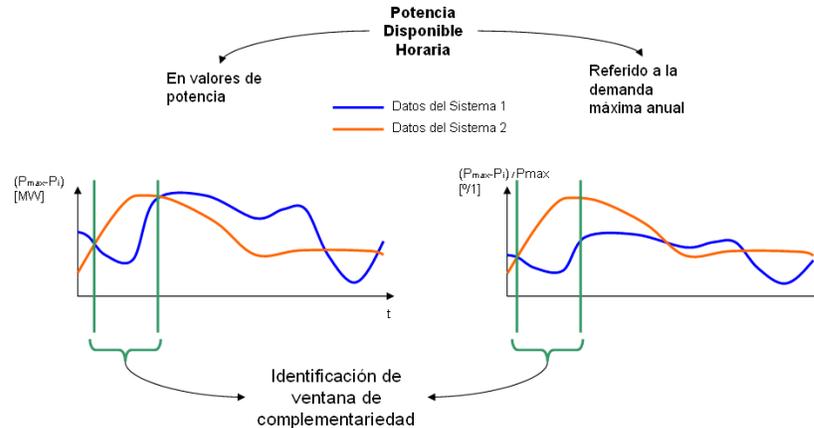


Ilustración 3.1. Descripción esquemática de la metodología para la identificación de complementariedades en la demanda.

Se considera un factor preponderante para el intercambio de energía entre los sistemas la existencia de complementariedades en el comportamiento de las demandas, vale decir, que cuando uno de los sistemas se encuentre en horas pico el sistema adyacente se encuentre en estados de menor sollicitación. Este tipo de combinaciones constituyen ventanas de oportunidad para el intercambio de energía ya que implica la existencia de reserva en generación no utilizada en el sistema de menor demanda que podría ser empleada en el sistema de mayor demanda, si es que es competitiva en términos de costos. Por este hecho se presenta una metodología para el análisis e identificación preliminar de complementariedades

La propuesta metodológica consiste en traslapar los valores promedio en MW, de los valores registrados en ventanas de tiempo definidas según se considere conveniente, de las curvas de carga de ambos sistemas, pero graficados como la diferencia entre la demanda máxima de la gestión de análisis y los diferentes valores de demanda de ese período de observación. De este modo se estarían traslapando las curvas de potencia disponible de los sistemas en estudio, la ilustración 3.1 esquematiza la metodología planteada.

3.3 Metodología para el análisis preliminar de la factibilidad técnica para la interconexión eléctrica entre dos sistemas

En la sección precedente se hizo hincapié en la identificación del potencial de exportación de los sistemas así como en la identificación de complementariedades en los patrones de demanda, todo esto analizando únicamente información de demanda. Sin embargo, aún identificando capacidad disponible para exportación en uno de los sistemas, no garantiza que las condiciones para el intercambio de energía estén dadas, ya que es necesario que los incentivos de mercado sean los adecuados. De esta manera es que se plantea una metodología, que considera el parque generador, el comportamiento de los consumidores y la factibilidad técnica de cada sistema para evaluar la medida en que distintas combinaciones de escenarios de demanda simultánea de los sistemas estudiados permiten el intercambio de energía eléctrica. Los resultados que se esperan conseguir son:

- Identificar las limitaciones técnicas de los sistemas involucrados para la exportación y/o importación de energía, y determinar la capacidad de interconexión eléctrica técnicamente factible, mediante corridas de flujo de potencia y teniendo en cuenta los detalles técnicos y económicos de los sistemas involucrados.
- Estimación cuantitativa de los posibles efectos en los respectivos mercados eléctricos a raíz de la introducción de nuevos agentes que participarán a través de la interconexión binacional. Los principales aspectos de interés son:
 - o Estimación de la variación en los costos horarios de operación de los sistemas asociados a la importación y/o exportación de energía, en los respectivos sistemas.
 - o Determinación de la magnitud y sentido de flujos internacionales de energía así como el tiempo de sollicitación que presentaría una línea de interconexión.
 - o Estimación de los incentivos económicos potenciales para los agentes de mercado involucrados en la implementación de una interconexión.

3.3.1 Marco general de la propuesta

En el esquema de la Ilustración 3.2 se muestra de manera general la metodología propuesta para la evaluación de la factibilidad de una interconexión eléctrica binacional entre dos sistemas. Se pueden distinguir claramente tres etapas. La primera consiste en las tareas dedicadas a la recopilación de datos y documentación referente a los sistemas. La segunda etapa, de procesamiento va orientada a la evaluación de la factibilidad técnica y económica. La tercera etapa constituye la etapa de análisis, que tiene por objeto analizar la información generada, junto con la información base. A partir

de éstas se emitirán juicios de valor que ratifiquen o descarten la factibilidad de una interconexión eléctrica.

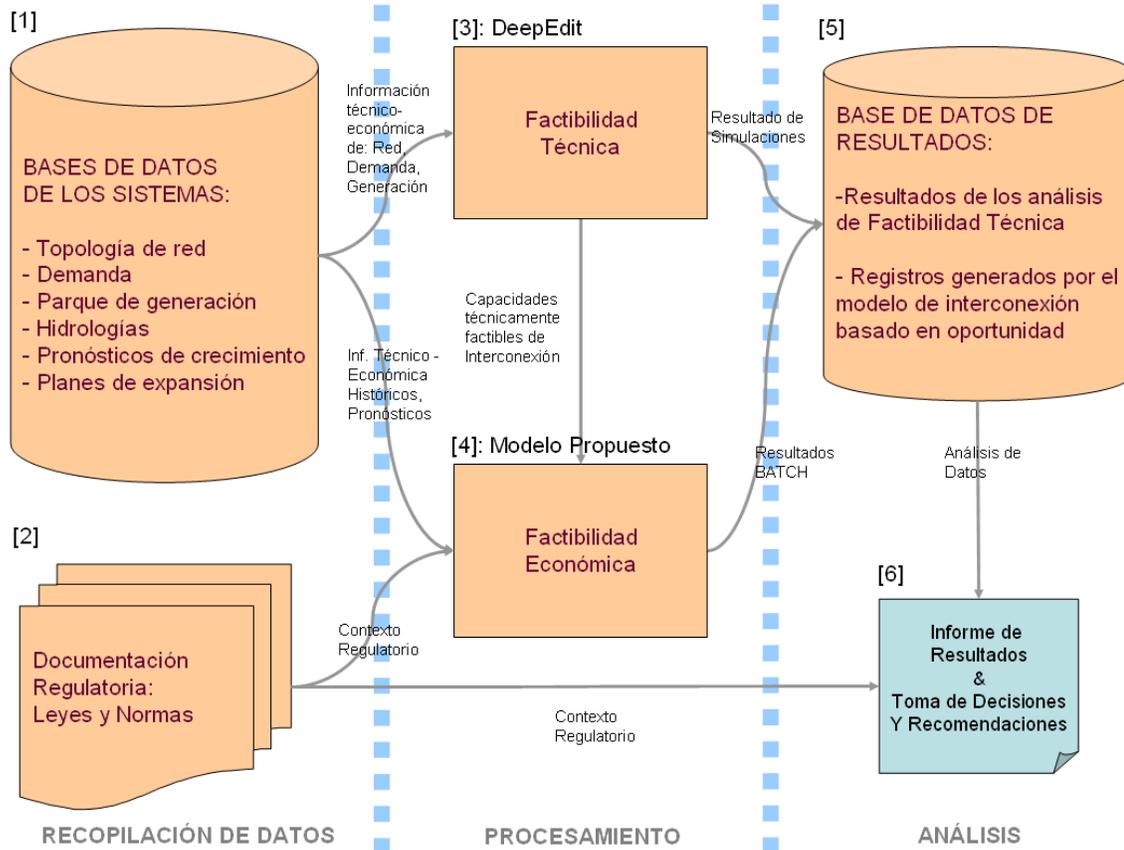


Ilustración 3.2 Marco general de la propuesta

Se propone llevar a efecto la etapa de procesamiento mediante el uso de dos herramientas, DeepEdit (herramienta para el análisis de redes eléctricas desarrollado en la Universidad de Chile) y un modelo simplificado de despacho económico utilizado para la evaluación de la factibilidad económica. El primero será empleado para identificar las limitaciones de red de ambos sistemas tanto para el caso de exportación como para el caso de importación. La segunda herramienta es requerida debido a la necesidad de procesamiento de todos los escenarios de demanda de los sistemas de que se dispone para los casos sin interconexión y con interconexión en tiempos prudentes. Los principales requerimientos que producen la necesidad de disponer de una herramienta de procesamiento veloz y orientado al análisis masivo de datos son:

- La necesidad de analizar los registros de demanda de todo un año de operación con una resolución horaria.
- Para cada hora se pretende analizar los escenarios con interconexión y sin interconexión.
- Se espera realizar corridas de despacho económico para distintas capacidades de transmisión.

- Es deseable emplear tiempos prudentes para el procesamiento.

3.3.2 Metodología para la Identificación de los nodos candidatos

La propuesta para la elección de los nodos candidatos es básicamente bajo un criterio de proximidad física y nivel de redundancia en términos de número de líneas convergentes desde sus sistemas respectivos. De esta manera se obtendrán las posibilidades de interconexión entre los sistemas.

3.3.3 Metodología para la Identificación de la capacidad técnicamente factible para una interconexión dos sistemas

Una vez determinados los nodos candidatos para una interconexión resta determinar para cada nodo seleccionado de cada uno de los sistemas, la medida en que serán capaces de permitir la exportación de potencia disponible, sin generar escenarios de racionamiento y/o cuellos de botella en la red troncal. Para ello se propone una metodología que permita determinar la medida en que los nodos seleccionados son idóneos como nodos de exportación.

La metodología propuesta para la determinación de la capacidad técnica factible de cada sistema tanto para la importación como para la exportación de energía es la que se describe a continuación:

- 1) En el caso de evaluar el comportamiento de los sistemas ante la posibilidad de Importación de Potencia disponible del sistema adyacente:
 - a. Para el sistema en análisis tomar el escenario de demanda máxima.
 - b. En cada nodo seleccionado como candidato para efectos de interconexión del sistema en análisis se propone simular la inclusión de un generador adicional. La potencia activa de este generador es igual a la potencia máxima teórica de exportación que se determinó para el sistema adyacente según la metodología de la sección 3.2.
 - c. Realizar las corridas de despacho económico en DeepEdit, o cualquier analizador de redes que permita realizar este tipo de análisis, para evidenciar si las redes correspondientes sufren algún tipo de problema, dada la demanda máxima y el generador que simule la importación de potencia disponible del sistema adyacente en el nodo de análisis. En caso de presentarse algún problema en el sistema importador, se procede a disminuir o aumentar el valor de la potencia inyectada por el generador que simula la importación de potencia hasta conseguir condiciones adecuadas.

2) En el caso de Exportación de Potencia disponible al sistema adyacente:

A fin de conocer si cada uno de los nodos escogidos como candidatos de interconexión tienen la capacidad de exportar la potencia disponible de su sistema a través de sí, se propone la siguiente metodología:

- a. Tomando como referencia la potencia idónea para exportación determinada en la sección 3.2, para cada uno de los sistemas, se propone elegir aquel escenario en que el nodo analizado presenta mayor demanda, con base en la información estadística disponible.
- b. Bajo estas condiciones, se propone emplear una demanda adicional en el nodo candidato de interconexión en análisis que simule la potencia idónea de exportación disponible correspondiente al sistema exportador, en ese nodo, adicional a la demanda con la que ya cuenta.
- c. Se propone realizar un despacho económico y de esta manera determinar si el sistema presenta escenarios de demanda insatisfecha. En caso afirmativo, se irá disminuyendo el valor de la demanda hasta alcanzar condiciones óptimas de operación del sistema.

Básicamente lo que se busca con estos dos ejercicios es determinar cómo los sistemas correspondientes se comportarían durante el intercambio de energía tanto para los casos de importación de potencia como de exportación.

Adicionalmente, en caso de que alguno de los sistemas presente dificultades para exportar la capacidad teórica máxima, se propone adicionalmente la metodología desarrollada en las siguientes etapas:

- 1) Realizar una búsqueda aleatoria, dentro las 8760 escenarios de demanda, de escenarios que sean muy próximos a la demanda idónea para exportación, vale decir, escenarios en que la diferencia entre la demanda total de la gestión de análisis y el escenario en cuestión se igual al valor señalado.
- 2) Introducir una demanda adicional, que simule la potencia de exportación, al nodo en análisis con un valor de demanda igual a la potencia determinada en el punto precedente.

- 3) A partir de estas condiciones se realiza el proceso iterativo que sigue:
- a. Se realiza el despacho económico de potencia en DeepEdit, o un analizador de redes que permita realizarlo, del sistema con la demanda que simula la exportación y los datos de demanda real para los correspondientes nodos de demanda del sistema exportador.
 - b. El resultado del despacho económico mostrará si resulta demanda insatisfecha de algún tipo.
 - i. En caso de producirse demanda insatisfecha en alguno de los nodos de consumo, se asume que el sistema no puede satisfacer esa demanda de exportación, por lo que se procede a reducir el valor de la misma. Una vez corregido el valor de la demanda hipotética a un valor menor, se vuelve al paso “a”.
 - ii. En caso de no producirse demanda insatisfecha, se asume que el sistema es capaz de soportar esa demanda hipotética para ese escenario de demanda real, entonces se pasa al paso “c”.
 - c. Se registran los datos de demanda real y el valor de la demanda de prueba soportados, que sumados serían igual a la demanda total soportada por el sistema en ese nodo sin generar escenarios de racionamiento. Finaliza la iteración.
- 4) Para cada nodo estudiado, se obtiene un perfil de desempeño en términos de cuán factible resultó para efectos de exportación y garantizando el suministro de energía en todos los nodos de los respectivos sistemas. Este perfil de desempeño se basa en la realización de simulaciones de escenarios de demanda en los cuales se incluyó la demanda de exportación hipotética según el algoritmo descrito en el punto 3).

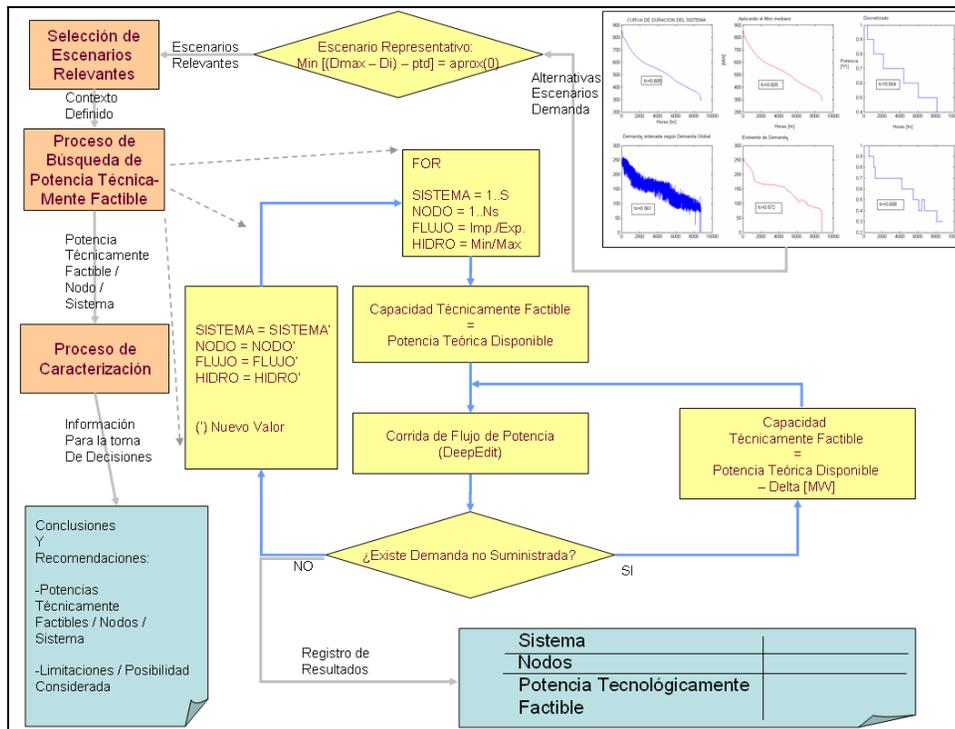


Ilustración 3.3 Proceso de búsqueda de la potencia técnicamente factible y caracterización de nodos candidatos de interconexión

La Ilustración 3.3 esquematiza el proceso seguido para conseguir el perfil de desempeño de cada nodo candidato de interconexión en un sistema que presenta cuellos de botella en su red de transmisión troncal.

3.4 Metodología para estimación de los efectos en los mercados eléctricos de energía generados a raíz de la implementación de una interconexión eléctrica y para la identificación de incentivos

3.4.1 Premisas

El modelo propuesto para el intercambio de energía así como para el intercambio comercial es que sea basado en oportunidad. La idea fundamental de este esquema de intercambio comercial internacional de electricidad es permitir que agentes generadores que estén disponibles, es decir que no sean despachados, tengan la posibilidad de competir en el mercado del sistema adyacente, previo cumplimiento de todos los compromisos exigidos por el sistema al que pertenecen. Éste será el esquema empleado en adelante, en conjunción con el concepto de generador y demanda adicionales del punto.

Siguiendo este orden de ideas, a continuación se detallan las premisas que se consideran relevantes para la implementación de un modelo de intercambio comercial por concepto de exportación/importación de energía:

- Que los consumidores en ambos países vean menores o iguales costos, una vez implementada la interconexión eléctrica.
- Que existan incentivos para implementar una interconexión eléctrica.
- Que el modelo de intercambio comercial internacional de energía sea lo menos invasivo posible con la operación actual de los sistemas, de modo que no se vean afectadas las políticas a largo plazo de los mismos y que el comercio binacional sea basado estrictamente en oportunidad, de modo que sea igualmente fácil el implementar como prescindir de una vía internacional de suministro sin generar mayores complicaciones en los sistemas involucrados.
- En resumen, el análisis propuesto se centra en un intercambio energético basado en precios SPOT de la energía.

3.4.2 Metodología propuesta para el modelo de intercambio de energía

De acuerdo a las premisas establecidas, teniendo en cuenta la manera en que los sistemas operan y las posibilidades de operación descritas, la Ilustración 3.1 presenta de manera esquematizada una propuesta para el intercambio binacional de energía eléctrica.

La idea básica de la propuesta consiste en permitir que generadores no despachados en uno de los sistemas puedan participar en el despacho del sistema adyacente. Esta evaluación se realiza para ambos sistemas en sus respectivas condiciones de operación, demanda y disponibilidad de recursos de generación, de cada hora evaluada.

La propuesta se centra en realizar un despacho económico binacional que incluya las restricciones de la capacidad de transmisión internacional y que la potencia exportada por cualquiera de los sistemas esté sujeta a la condición, $P_{\text{exportación}} \leq (D_{\text{max}} - D_{\text{instantánea}})$, siendo D_{max} , la demanda máxima del sistema exportador y $D_{\text{instantánea}}$, la demanda instantánea del mismo. El modelo no contempla la redistribución del recurso hidráulico, puesto que este hecho incidiría en los precios de los sistemas. Principalmente del sistema exportador. Por otro lado, imponiendo ciertos valores de capacidad de transmisión, intrínsecamente se asume que de esta manera se estarían considerando los márgenes de reserva requeridos por cada sistema.

Por último, cabe mencionar que el modelo propuesto busca individualizar el análisis de los efectos de importación/exportación de energía, por sistema, de modo que para cada sistema la exportación de energía se comporte e interprete como una demanda adicional y la importación como un generador adicional, facilitando la evaluación de los costos de producción bajo escenarios de importación/exportación respecto de los costos de producción sin interconexión.

3.4.2.1 Descripción general del algoritmo de análisis

Se consideran 3 etapas en el análisis de los efectos que tendría una interconexión eléctrica binacional en los respectivos sistemas:

La primera etapa, consiste en realizar el despacho económico de los sistemas sin tener en cuenta el parque generador disponible en el sistema eléctrico adyacente, es decir, de manera aislada, vale decir, bajo una hipótesis sin interconexión. Esta etapa tiene por objetivo evaluar los escenarios de referencia en base a los cuales se evaluarán las variaciones en los costos suscitados a raíz de importar o exportar energía eléctrica.

La segunda etapa, consiste en tomar el parque generador disponible o no despachado del sistema adyacente e incluirlo como parte del parque generador del sistema en evaluación, asumiendo que este parque generador forma parte de este último. Se realiza el ejercicio para ambos sistemas y se evalúan nuevos costos. Este ejercicio corresponde a un despacho económico de ambos sistemas como si se tratase de un solo sistema con una restricción en la línea de transmisión que interconecta ambos sistemas. El objetivo de esta etapa es evaluar cuánto del parque generador disponible del sistema adyacente será despachado en el sistema en evaluación. Debido a que se tomó como punto de partida para el análisis, la Demanda Máxima de los respectivos sistemas, se asume que los respectivos sistemas tienen en todo momento parque generador de reserva suficiente.

La tercera etapa, consiste en evaluar las variaciones de costos en comparación a los respectivos escenarios de referencia de cada sistema. En función del resultado de despacho económico de ambos sistemas como uno sólo, aquel sistema que consiga la mayor disminución en su función objetivo se convertirá en el sistema importador, el que consiga menor disminución en su función objetivo se convertirá en el sistema exportador. Con la magnitud y sentido de flujo definidos finalmente se procede a corregir los respectivos despachos teniendo en cuenta la interconexión internacional. Tanto en el sistema importador como en el sistema exportador se corregirán las demandas netas (el sistema exportador aumentará su demanda neta), y las generaciones netas (el sistema importador disminuirá su generación neta).

3.4.2.2 Esquema general de la propuesta e identificación de requerimientos

La Ilustración 3.4 muestra de manera esquemática la realización de un despacho económico de ambos sistemas empleando un modelo de despacho económico simplificado. Cabe mencionar que se emplea un modelo de despacho económico

simplificado debido a la necesidad de poder realizar corridas miles de escenarios de demanda con relativa rapidez.

Se anticipa que bajo el concepto de oportunidad la conveniencia de implementar una interconexión eléctrica entre los sistemas estudiados dependerá en gran medida del número de escenarios que proporcionen situaciones propicias y generen flujos efectivos que se traduzcan en incentivos atractivos tanto para el exportador como para el importador. Por otro lado, si la cantidad de escenarios de indiferencia, aquellos escenarios en que el flujo de potencia es despreciable, es mayor que la de escenarios factibles, este hecho se constituiría en un importante impedimento para la realización de una interconexión eléctrica. La exploración de escenarios adquiere relevancia bajo este contexto. Los escenarios a estudiar pueden ser datos de demanda registrados en la última gestión, pronósticos de demanda para gestiones futuras, entre otros.

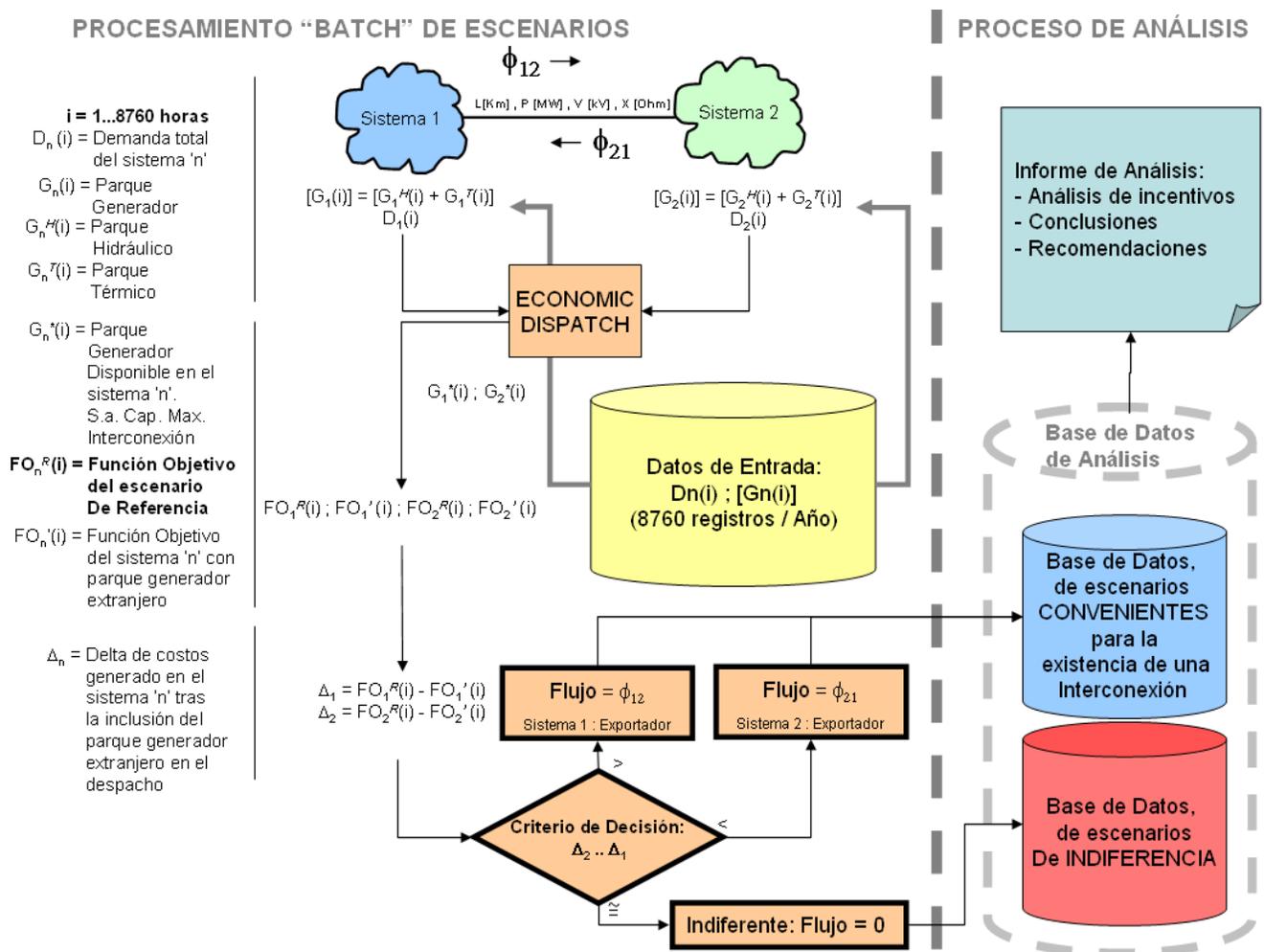


Ilustración 3.4. Propuesta general para la evaluación de los efectos económicos de una interconexión eléctrica binacional.

La implementación de la metodología propuesta en la Ilustración 3.4 exige la disponibilidad de una herramienta que permita un rápido procesamiento de escenarios. Por ejemplo, para definir si una hora determinada de una gestión de análisis es factible para el intercambio de energía, teniendo en cuenta que a esa hora de la gestión de análisis están asociados los niveles de consumo y parques generadores disponibles de los respectivos sistemas, se requieren al menos 3 flujos de potencia con un analizador de redes. Un despacho económico de cada uno de los sistemas de manera individual para definir los escenarios de referencia, bajo una hipótesis sin interconexión, y un tercero para realizar el despacho económico simplificado conjunto, bajo una hipótesis de interconexión.

3.4.2.3 Antecedentes relativos al modelo propuesto

Experiencias previas documentadas, por ejemplo la referencia [4], reflejan la importancia de analizar diferentes escenarios en la evaluación de los beneficios económicos, de ser posible con una resolución horaria de las posibles combinaciones de demanda de los sistemas involucrados. La referencia mencionada emplea técnicas de ‘peak shaving’ para lidiar con la componente hidráulica y propone un modelo basado en el ‘mínimo costo de producción de los sistemas interconectados’. Además se hace hincapié en la importancia de un procesamiento veloz debido al gran número de posibles escenarios a analizar.

Si bien, el empleo de técnicas de ‘peak shaving’ para lidiar con el parque hidráulico disponible son una alternativa, es posible armar una función de costo térmico del sistema incluyendo el parque hidráulico, si es que se conoce la disponibilidad del mismo cada hora y/o el costo de oportunidad del agua para las unidades hidráulicas de embalse y así formar una función de costo del sistema que varía hora a hora. Existe la posibilidad de generar estimaciones bastante aproximadas para tal efecto.

Existen alternativas para realizar un procesamiento veloz del despacho económico. La bibliografía, referencia [1], propone el método ‘Economic Dispatch with **Piecewise Linear Cost Functions (PLCF)**’ como uno de extremada rapidez de procesamiento y que se acomoda bastante bien a los requerimientos planteados. Consiste en asumir las funciones de costo del parque térmico como lineales o composiciones de segmentos lineales. La Ilustración 3.5 muestra de manera objetiva lo descrito respecto a este método.

El principal reto que se observa de emplear un modelo basado en PCLF es la estimación de las pérdidas. Más adelante se indican los detalles de cómo se abordó con todos los pormenores a fin de conseguir un modelo que permita realizar cálculos aceptables y comparables con otro analizadores de redes.

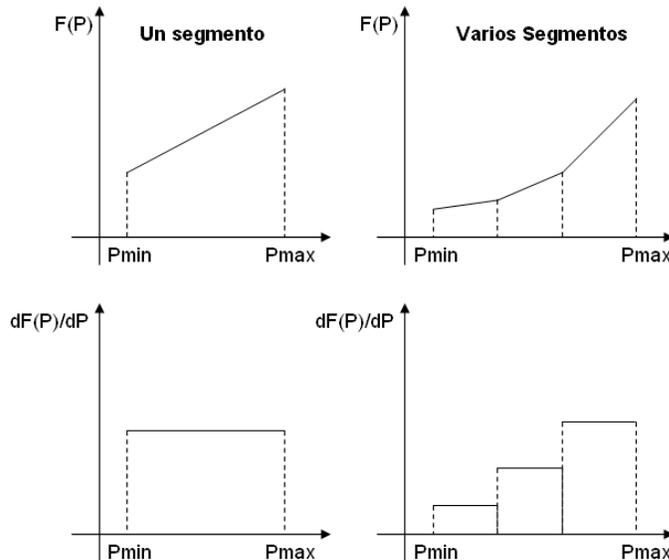


Ilustración 3.5 Ejemplos de funciones de costo lineales (PCLF), de uno o varios segmentos.

$F(P)$ = Función de costo, [\$/h].

3.4.2.4 Desarrollo del modelo propuesto para el intercambio de energía.

A continuación se presenta un desarrollo formal del modelo propuesto. Sean:

$h = 1..8760$,

Hora analizada, [hr].

Para cada hora, 'h':

$s = 1,2$

Identificador de sistema

$[G_s] = [G_s^H + G_s^T]$,

Capacidades del parque generador del sistema 's'. Puede estar compuesto por un parque de generadores hidráulicos 'H', un parque de generadores térmicos 'T', ambos o sólo uno, [MW].

$i = 1..n_s$, Identificador de un generador en el sistema 's', donde n_s es el número total de generadores.

$P_{max_{s,i}}; P_{min_{s,i}}; F_{s,i}(P(t)_{s,i}); dF_{s,i}(P(t)_{s,i})/dP(t)_{s,i}$, Potencia máxima, potencia mínima, función de costo y costo incremental, respectivamente, del generador 'i' perteneciente al sistema 's', [MW] ; [MW] ; [\$/h] ; [\$/MWh].

$G_{s,i} = P_{max_{s,i}} - P_{min_{s,i}}$, Capacidad despachable del generador 'i' del sistema 's', [MW].

D_s , Demanda del sistema 's', [MW]

Dt_s , Demanda total del sistema 's', incluye las pérdidas por transmisión, [MW].

3.4.2.5 Modelo para la estimación de pérdidas

Es necesario evaluar de alguna manera las pérdidas por transmisión. Si se toma un modelo simplificado y esquemático de un sistema, como se muestra en la Ilustración 3.6, se observa que es posible emplear relaciones físicas básicas para determinar un modelo para la estimación de pérdidas. Teniendo en cuenta que es posible obtener la resistencia equivalente, R_{eq} , de un sistema de modo que las pérdidas pueden ser evaluadas como:

$L_s = I^2 \cdot R_{eq}$, donde la corriente 'I' representaría la corriente activa total consumida por el sistema, [MW].

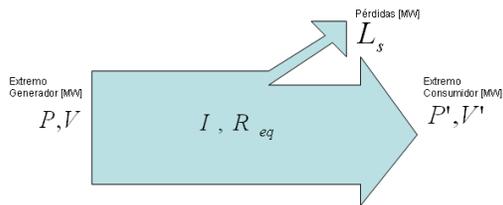


Ilustración 3.6. Modelo simplificado de un sistema para la estimación de pérdidas por transmisión.

Bajo este contexto se puede afirmar que:

$$P = V \cdot I, \quad \text{[MW]}, \text{ o también,}$$

$$P' = V' \cdot I,$$

Donde P y V , son la potencia activa y tensión, respectivamente, en el extremo generador. P' y V' son la potencia y tensión, respectivamente, en los nodos de consumo. I es la misma en ambos casos. [MW].

Se evidencia que la corriente I es directamente proporcional a la Potencia P' en el nodo de consumo:

$$I \propto P', \quad \text{Donde } P' \text{ representa la demanda, } D_s.$$

Pero, a partir de la ley de Joule se puede afirmar también:

$$L_s \propto I^2,$$

Combinando las dos últimas expresiones se tiene observa que las pérdidas por transmisión son directamente proporcionales al cuadrado de la potencia demanda, entonces:

$$L_s \propto P'^2, \quad \text{o también}$$

$$L_s \propto D_s^2,$$

Si se aplica un coeficiente de proporcionalidad, se obtiene una expresión que permite la estimación de las pérdidas:

$$(14) \quad \boxed{L_s = k_s \cdot D_s^2},$$

Modelo de pérdidas por transmisión

Donde:

$$k_s = f(D_s, G_s^H, G_s^T, etc),$$

Coeficiente de pérdidas de transmisión (**cpt**), empleado para la estimación de las pérdidas en el sistema 's'. Cuyo valor puede ser constante, dependiente de la demanda, del parque hidráulico despachado, del parque térmico despachado, ó combinaciones de estos. Éste será determinado experimentalmente para cada sistema.

A partir del **modelo de pérdidas por transmisión**, es posible obtener una expresión que permita hallar experimentalmente el valor de k_s , como sigue:

$$L_s = k_s \cdot D_s^2 = Dt_s - D_s,$$

Pues la diferencia entre la demanda total del sistema incluyendo las pérdidas, Dt_s , y la demanda total en los nodos de consumos sin pérdidas, D_s , es la potencia de pérdidas.

De modo que:

$$(15) \quad \boxed{k_s = \frac{Dt_s - D_s}{D_s^2}},$$

Expresión para la estimación experimental del coeficiente de pérdidas de transmisión.

Según se anticipó en la sección precedente, se optó por realizar el despacho económico de los sistemas basados en el método PLCF, de modo que el costo incremental:

$$dF_{s,i}(P(t)_{s,i}) / dP(t)_{s,i} = Ctte,$$

Para cada generador 'i', del sistema 's'.

3.4.2.6 Modelo de despacho económico basado en PLCF

Bajo este contexto, la realización del despacho económico consiste en la búsqueda del costo incremental que satisfaga la demanda más las pérdidas y que representa el mínimo costo del sistema. Para ello se realiza un ordenamiento o 'lista de mérito' de las unidades habilitadas para el despacho atendiendo al costo incremental. En este caso, se considera de manera conjunta el parque hidráulico y el parque térmico. Las unidades hidráulicas poseen un costo incremental igual a 0. De este modo es posible obtener una función de costo del sistema, armada por segmentos lineales, y una función de costo incremental formada por escalones discretos.

Si se considera que:

$$[g_s] = [g^H_s + g^T_s],$$

Parque generador del sistema 's', ordenado con base al costo incremental de sus componentes.

De modo que:

$$[df_s(P(t)_s)/dP(t)_s],$$

Contiene los costos incrementales ordenados en orden creciente, correspondientes a las unidades en $[g_s]$, del sistema 's'.

Además si se considera que:

$$[ga_s] = [ga^H_s + ga^T_s],$$

Contiene los valores acumulados de potencia despachable del parque generador del sistema 's'.

Tal que:

$$ga_{s,i} = \sum_1^i g_{s,i},$$

Cualquier elemento de $[ga_s]$.

El resultado de minimizar la función de costo total del sistema vendría dado por:

(16)

$$FO_s = \min \left(F_{s,T} = \sum_{i=1}^{i=n_s} F_{s,i}(P(t)_{s,i}) \right) \left|_{\substack{s.a.: \\ D_s + L_s - \sum_{i=1}^{i=n_s} (P_{s,i}) = 0}} \right. = \sum_{i=1}^{i=n_s} P_{s,i} \cdot df_{s,i}(P(t)_{s,i})/dP(t)_{s,i} \left|_{i \% Dt_s \leq ga_{s,i}} \right. + \begin{cases} 0 & ; Dt_s = ga_{s,i} \\ (Dt_s - ga_{s,i-1}) \cdot df_{s,i}(P(t)_{s,i})/dP(t)_{s,i} & ; Dt_s < ga_{s,i} \end{cases}, [$/h]$$

Donde:

$$P_{s,i} = P_{s,i_{\max}} - P_{s,i_{\min}}, \quad [\text{MW}].$$

FO_s , Costo mínimo de operación del sistema 's',
[\$/h].

3.4.2.7 Modelo de intercambio de energía eléctrica basado en oportunidad

La expresión 16 es el elemento central en la implementación de lo propuesto para el intercambio binacional de energía eléctrica, esquematizado en la Ilustración 3.4. La metodología es desarrollada a continuación:

Los pasos seguidos en cada hora 'h' evaluada son:

- 1) Evaluación de los escenarios de referencia. Se realiza el despacho económico de los respectivos sistemas, bajo sus respectivas condiciones de operación, demanda y parque generador:

FO_1, FO_2 , Resultados de los despachos de los escenarios de referencia independientes por sistema. Cada uno para su respectiva demanda, D_1 y D_2 , [\$/h].

Además de los costos mínimos de operación, se obtiene de cada sistema el parque generador disponible para efectos de exportación:

G_1', G_2' , Parque generador disponible por sistema para efectos de exportación. La única restricción sobre este parque disponible es que sea menor o igual que la capacidad de transmisión de la línea de transmisión internacional, [MW].

G_1^*, G_2^* , Potencia efectivamente utilizada, de los parques disponibles, G_1' y G_2' , por los sistemas adyacentes, correspondientes a cada sistema.

- 2) Inclusión de los parques generadores disponibles para exportación en los respectivos sistemas adyacentes:

$FO_1' = f(G_1 + G_2'), FO_2' = f(G_2 + G_1')$ Costo de operación de los sistemas resultantes de incluir los parques generadores disponibles de los sistemas adyacentes, [\$/h].

3) Evaluación del flujo más conveniente:

$$\Delta_1 = FO_1 - FO_1',$$

Variación experimentada en el costo de operación del sistema 1 tras la incorporación del parque generador disponible del sistema 2.

$$\Delta_2 = FO_2 - FO_2',$$

Variación experimentada en el costo de operación del sistema 2 tras la incorporación del parque generador disponible del sistema 1.

$$\Phi = \begin{cases} \phi_{12} & ; \Delta_2 > \Delta_1 \\ \phi_{21} & ; \Delta_1 > \Delta_2 \end{cases},$$

Criterio de decisión del flujo más conveniente, basado en oportunidad. De esta manera se simula con el modelo propuesto, basado en PLCF, un despacho económico de los sistemas involucrados como un único sistema interconectado por una línea de transmisión con una capacidad de transmisión determinada.

4) Modelo de corrección de demandas y determinación del costo efectivo tras la exportación e importación de energía en los respectivos sistemas:

Al determinarse el sentido de flujo, se tienen definidos al importador y al exportador.

3.4.2.8 El exportador, 'E',

El exportador, 'E', incurrirá en un mayor costo ya que despachará más unidades de las que despachó en el escenario de referencia. La demanda a satisfacer será la demanda del sistema más la demanda destinada a la exportación.

Antes de la interconexión, la demanda total del sistema exportador es:

$$Dt_E = D_E + k_E \cdot D_E^2,$$

Después de la interconexión:

$$Dt_E' = D_E + G_E^* + k_E \cdot (D_E + G_E^*)^2$$

Donde:

G_E^* , El parque generador destinado a la exportación, [MW].

Dt_E' , Demanda total del sistema exportador una vez implementada la interconexión, [MW].

Pérdidas en la transmisión Internacional. La potencia exportada sufre pérdidas en la transmisión, la potencia neta aprovechada por es sistema importador es evaluada como sigue:

$$L_L = k_L \cdot (G_E^{**})^2 = G_E^* - G_E^{**},$$

Donde:

k_L , Coeficiente de pérdidas correspondiente a la línea de transmisión.

G_E^{**} , Potencia efectivamente aprovechada en el sistema importador, menor a G_E^* a raíz de las pérdidas por transmisión, [MW].

La misma puede ser reescrita como:

$$k_L \cdot (G_E^{**})^2 + G_E^{**} - G_E^* = 0,$$

La resolución de esta última permite encontrar la potencia neta observada por el sistema importador de energía, G_E^{**} .

3.4.2.9 El importador, 'I'

El Importador 'I' incurrirá en un costo menor pues ya no despachará todas las unidades que despachó en el escenario de referencia, ya que no satisfecerá toda la demanda del sistema sino sólo parte de ella, la demanda restante será satisfecha por la energía importada. Por otro lado, se debe determinar la potencia que efectivamente llegará al

sistema importador, pues existirán pérdidas en la línea de transmisión internacional. La evaluación de estos dos aspectos fueron modelados de la siguiente manera:

Antes de la interconexión, la demanda total en el sistema importador es:

$$Dt_I = D_I + k_I \cdot D_I^2 = G_I,$$

Después de la interconexión, la demanda total en el sistema importador puede ser calculada resolviendo la ecuación de segundo grado siguiente:

$$Dt_I' = D_I + k_I \cdot D_I^2 - G_E^{**} = D_I' + k_I \cdot D_I'^2,$$

Donde:

Dt_I' , Demanda total del sistema importador afectado por la demanda de interconexión. [MW].

D_I' , Demanda del sistema importador sin pérdidas, luego de la interconexión. [MW].

- 5) Una vez corregidas las demandas es necesario realizar nuevamente los despachos económicos, a fin de calcular los costos de operación en los que incurrirán los respectivos sistemas al sostener una interconexión binacional, de modo que:

$$FO_1'' = f(Dt_1'), FO_2'' = f(Dt_2'),$$

Donde:

FO_s'' , Costo de operación del sistema 's', luego de implementar la interconexión más conveniente entre los sistemas involucrados.

3.4.3 Modelo para el análisis de incentivos de los agentes involucrados en el intercambio binacional de energía eléctrica

Existen algunos aspectos que merecen ser tomados en cuenta para estimar de mejor manera la medida en que cada escenario de intercambio internacional de energía es conveniente. A continuación una propuesta de dichas consideraciones.

3.4.3.1 En el caso del exportador

Bajo el supuesto de que las transacciones de energía serán de oportunidad únicamente, y que los generadores exportadores serán remunerados al precio Spot de energía del nodo por el que inyecta energía al sistema importador, se deben considerar los siguientes costos:

- El suscitado por uso adicional de la red del sistema propio. La Ilustración 3.7, en la parte derecha, esquematiza la propuesta para la cobertura del costo de la red de transmisión, siguiendo la reglamentación de ambos sistemas. En la actualidad el costo anualizado de transmisión es cubierto por los ingresos tarifarios de energía, de potencia y por los peajes, esquematizado en la parte izquierda de la Ilustración 3.7. La asignación de responsabilidades es proporcional al uso. La propuesta se basa en la inclusión de un ingreso tarifario adicional por exportación, de igual manera proporcional a la cantidad de energía exportada. Una propuesta para evaluar dicho monto con base a la definición de ingreso tarifario es:

$$IT_E = Cmg_E \cdot \Delta L_E,$$

Donde:

IT_E , Ingreso tarifario por concepto de utilización de la red de transmisión del exportador, a ser cubierto por todos los agentes generadores que realicen exportaciones, [\$/h].

Cmg_E , Costo marginal en el nodo, del sistema exportador, interconectado a la línea de interconexión, [\$/MWh].

ΔL_E , Variación en las pérdidas de transmisión en el sistema exportador, suscitado por la exportación de energía, [MW].

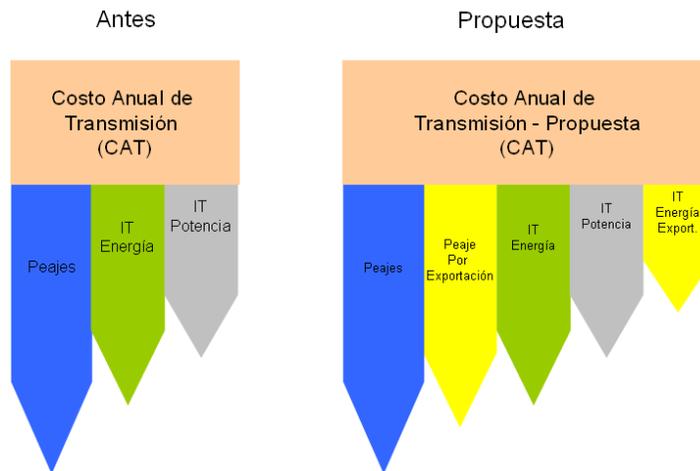


Ilustración 3.7. Esquema del modelo conceptual actual bajo el cual se cubre el costo anual de transmisión en ambos sistemas junto al modelo propuesto. Dependiendo del Ingreso tarifario, un concepto de Peaje por Exportación podría ser mayor, igual o menor que 0 dependiendo de los ingresos marginales.

Cabe mencionar que según este planteamiento, se estaría considerando que el Costos Anualizado de Transmisión (CAT) de cada uno de los sistemas incluye dentro su valoración aquellas líneas de interconexión en algún porcentaje, presumiblemente directamente asociado al porcentaje de la línea que se encuentra en cada territorio.

- El costo por concepto de usar la línea internacional. El objetivo de considerar este costo es cubrir el costo anual de la línea de interconexión. La asignación de responsabilidades en la cobertura del costo de líneas es distinto entre los sistemas involucrados, en términos de porcentajes de responsabilidad entre consumidores y generadores. Sin embargo, para fines de estimación se considerará que la responsabilidad es equitativa entre el generador y el consumidor, aunque por lo general el generador es responsable de un menor porcentaje a cubrir de este monto que los consumidores. Este costo estaría ya considerado como parte del AVI + COMA (Valores anualizados de Inversión más los de Operación y Mantenimiento) del sistema de transmisión correspondiente, en el porcentaje correspondiente.
- El costo de elevar el factor de planta. Cada agente generador incurrirá en costos de distinto tipo a fin de cubrir el incremento real que observará en la demanda, aunque no precisamente la demanda del sistema al que pertenece.

3.4.3.2 Criterio de discriminación de escenarios de conveniencia para el exportador

Será conveniente el negocio de exportación de energía siempre que el parque generador logre cumplir:

$$cmg_I \cdot G_E^{**} > cmg_E \cdot \Delta L_E + \frac{1}{2} CAT_L^h + G_E^{**} \cdot C_{N-Comb} + \Delta FO_E,$$

Donde:

$cmg_I \cdot G_E^{**}$,	Ingreso tarifario percibido por el generador exportador remunerado al precio Spot del nodo de inyección en el sistema importador, [\$/h].
$cmg_E \cdot \Delta L_E$,	Costo en el que incurre el generador exportador por incrementar las pérdidas en el sistema de transmisión del sistema exportador, [\$/h]. Este concepto está más bien referido a cualquier sobre costo que pudiera generarse en la red de transmisión por motivo de exportación de energía de un sistema a otro. Por ejemplo: redespachos
$\frac{1}{2} CAT_L^h$,	Costo correspondiente al uso de la línea de transmisión internacional, [\$/h].
$G_E^{**} \cdot C_{N-Comb}$,	Costo estimado por concepto de subir el factor de planta, [\$/h]. Los costos variables medios no combustibles de los respectivos sistemas SIN y SING son de 2.3 y 3.9 \$/MWh, respectivamente ³⁹ .
ΔFO_E ,	Variación de costo en el sistema exportador suscitado por los generadores exportadores, [\$/h].

³⁹ Con base a: “Informe Anual de Peajes Período: Enero 2007 – Diciembre 2011 emitido por el CDEC-SING” y a la Ley Eléctrica de Bolivia, donde se definen respectivamente los costos variables medios no combustibles.

3.4.3.3 En el caso del importador

Puede ser otro agente generador, cliente no regulado ó consumo regulado (éste último, para el caso Boliviano), el costo más importante a considerar es:

- El costo de uso de la línea internacional. Según se adelantó este costo será cubierto en iguales porcentajes, por el importador como el exportador. Aunque estos porcentajes no suelen ser idénticos.

3.4.3.4 Criterio de discriminación de escenarios de conveniencia para el importador

Será conveniente el negocio de importación siempre y cuando se cumpla:

$$\Delta FO_I > \frac{1}{2} CAT_L^h + C_{dg},$$

Donde:

ΔFO_I , Variación de costos de operación en el sistema importador. [\$/MWh].

CAT_L , Costo anual de transmisión de la línea de transmisión, [\$/h]. Se asume que el sistema importador de energía incrementará sus pérdidas, motivo por el cuál éstas no son incluidas en el modelo.

CAT_L^h , Costo anual de transmisión de la línea de transmisión, expresado como costo horario. [\$/h], de modo que:

$$CAT_L^h = \frac{CAT_L}{fc_L \cdot 8760}, \text{ equivale al costo anual de la línea.}$$

fc_L , Factor de carga de la línea de transmisión binacional. Se asumirá un factor de carga de 0,9.

C_{dg} , Compensación al parque generador desplazado por la importación de energía. Se asume un 15% de utilidad sobre el valor de la energía desplazada, [\$/h]. Este valor correspondería entonces al 15% del valor de la Energía desplazada.

3.5 Resumen de los principales aspectos en la identificación del potencial de exportación de cada sistema

3.5.1 Identificación del potencial de exportación de energía con base en el comportamiento de la demanda

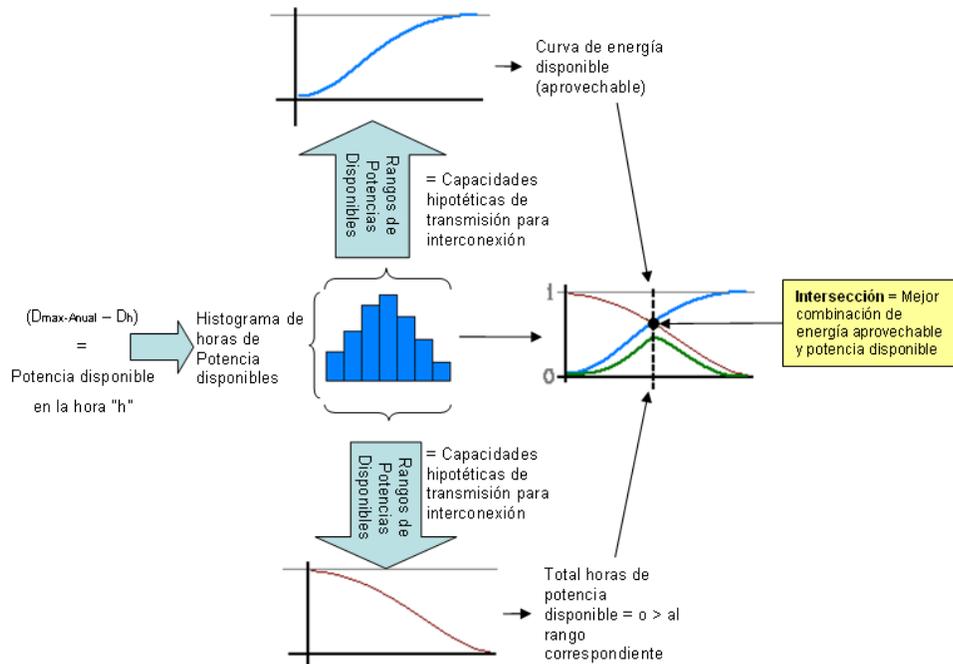


Ilustración 3.8. Resumen esquemático del modelo para identificación de potencial de exportación con base en el comportamiento de la demanda.

La Ilustración 3.8 esquematiza la metodología desarrollada para identificar la mejor combinación de potencia disponible y energía aprovechable respectiva que podrían ser tomados en cuenta para efectos de exportación de energía, asumiendo dicha potencia como capacidad hipotética de transmisión. Esta metodología emplea información individual de cada sistema y el resultado refleja las características propias de éstos.

Esta metodología para interpretar los datos de demanda y la forma de representarlos para evaluar el potencial de exportación de un sistema es creación propia de esta investigación.

3.5.2 Complementariedades en patrones de demanda

El hecho de que un sistema disponga de energía disponible no implica que vaya a ser requerido por otro sistema. De esta manera es que se hace necesario contrastar los comportamientos de demanda de los sistemas involucrados para verificar si existen complementariedades que se podrían aprovechar, vale decir, si la energía que se tiene disponible en un sistema tendrá oportunidad de ser demandada en el sistema adyacente.

A fin de evidenciar las complementariedades entre las demandas de dos sistemas se propuso representar en una misma gráfica la media trimestral de las potencias disponibles de los sistemas, según se esquematiza en la Ilustración 3.9.

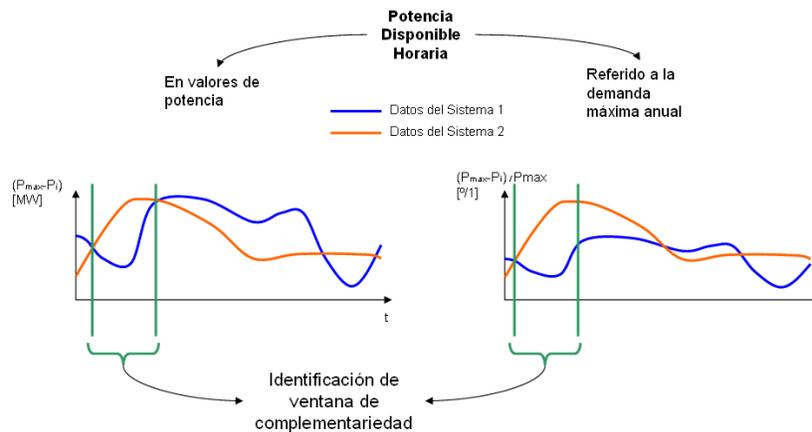


Ilustración 3.9. Esquema de la metodología para la identificación de complementariedades en el comportamiento de la demanda de los sistemas

La forma de representación de los distintos niveles de potencia no demandados, teniendo como referencia la demanda máxima anual, para efectos de identificación de posibles complementariedades entre sistema adyacentes es una creación propia de esta investigación.

3.5.3 Evolución de costos marginales de los sistemas, complementariedades

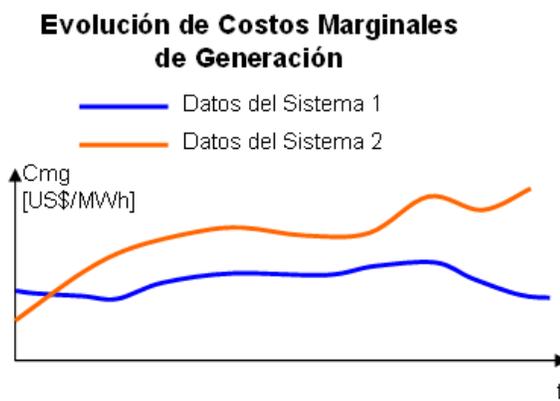


Ilustración 3.10. La evolución de costos marginales de generación, permite anticipar de manera preliminar la factibilidad económica de una interconexión.

Otro elemento que se considera crítico y determinante en el planteamiento de una interconexión eléctrica entre dos sistemas son los costos marginales de cada sistema, debido a que la diferencia o similitud entre éstos determinará el sentido del flujo de la energía disponible en función de qué escenario es el más conveniente, tanto para el importador como para el exportador.

3.5.4 Modelo de intercambio de energía

Inclusive teniendo identificadas las complementariedades de demanda y de costos marginales de generación, se considera que el aspecto clave para la identificación del potencial de exportación de los sistemas reside en que todos los aspectos para la identificación de potencia de exportación de energía descritos engranen bajo un modelo de intercambio de energía y tenga en cuenta los modelos de operación y regulatorios de cada sistema. La ilustración 3.11 esquematiza el modelo de intercambio propuesto, cuyos resultados se espera reflejen la manera en que entran en juego todas las complementariedades identificadas y permitan emitir juicios de valor sobre la factibilidad de su realización. El modelo es formulado en base a los aspectos que se consideran gravitantes y se esquematizan como preguntas en el esquema de la ilustración 3.11.

El modelo de intercambio de energía propuesto es una creación propia de esta investigación, el mismo tiene en cuenta los modelos de operación y de mercado de los sistemas involucrados.

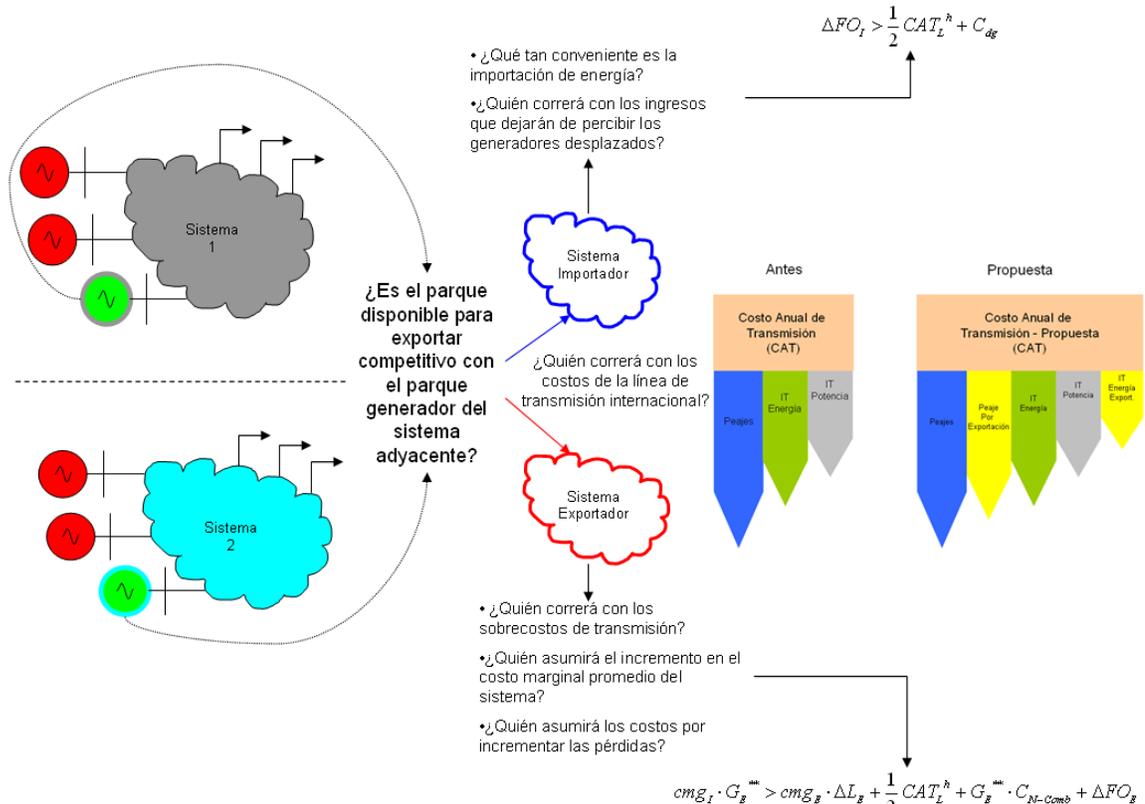


Ilustración 3.11. Modelo de intercambio de energía

4 Capítulo: Resultados de aplicar la metodología propuesta. Efectos Económicos de la Interconexión SING (Chile) – SIN (Bolivia) y Análisis preliminar para el caso SIC (Chile) – SING (Chile)⁴⁰

4.1 Antecedentes referentes a los datos empleados

Se aplica la metodología propuesta sobre una base de datos de comparación para todo un año de operación de los sistemas SIN (Boliviano) y SING (Chileno), las 8760 horas de registros de demanda de ambos sistemas.

Los registros de demanda utilizados, son registros obtenidos de los respectivos centros de despacho, CDEC-SING de Chile y CNDC de Bolivia, en la gestión 2007.

⁴⁰ Sección 4.6.

4.2 Resultados de aplicación de la metodología para la identificación del potencial de exportación de un sistema basado en el comportamiento de la demanda

4.2.1 Aplicación del modelo propuesto al SING Chileno

Las Ilustraciones 4.1 y 4.2 son una representación de los histogramas de potencias disponibles, o no demandadas, registradas en 2007 y 2011 respectivamente para el SING Chileno, estas últimas basadas en las proyecciones presentadas por el ente regulador correspondiente. En la Ilustración 4.1, los valores más recurrentes son 175, 200 y 225 MW. Si bien el histograma brinda una idea más cabal de cuánta potencia existe disponible en el sistema en análisis, éste es de mayor utilidad para determinar la cantidad de energía disponible. Sin embargo, es muy difícil a través de los histogramas de potencias disponibles el nivel de aprovechamiento de energía disponible y capacidad de transporte.

Las Ilustraciones 4.3. y 4.4 reflejan la aplicación del criterio de elección de la capacidad hipotética idónea que permitiría el mejor aprovechamiento de energía y la mayor sollicitación de la capacidad disponible, de manera simultánea. En ella se representan los valores de pertenencia de los conjuntos R_t , R_e y $R_e \cap R_t$. En la Ilustración 4.3, se puede evidenciar de manera objetiva que el máximo valor de pertenencia del conjunto $R_e \cap R_t$ recae en una potencia de 150 MW, para 2007. Es decir, una capacidad de transporte de 150 MW permitiría la mejor combinación de los atributos mencionados, por debajo del promedio y de las capacidades de transporte más probables reflejados en los histogramas de la Ilustración 4.1.

Cabe mencionar que las gráficas de las Ilustraciones 4.3 y 4.4 constituyen además una herramienta que permite tener mayor sensibilidad respecto a qué niveles de potencia y de sollicitación que se esperarían en caso de optar por capacidades de transporte distintas a la óptima. Esta metodología brinda una primera cota en la búsqueda de la capacidad de transporte idónea para la implementación de una interconexión entre los sistemas. Es posible que se lleguen a determinar potencias menores o mayores en función de las características de esa energía disponible, en términos de costos competitivos y de la factibilidad técnica de su transmisión.

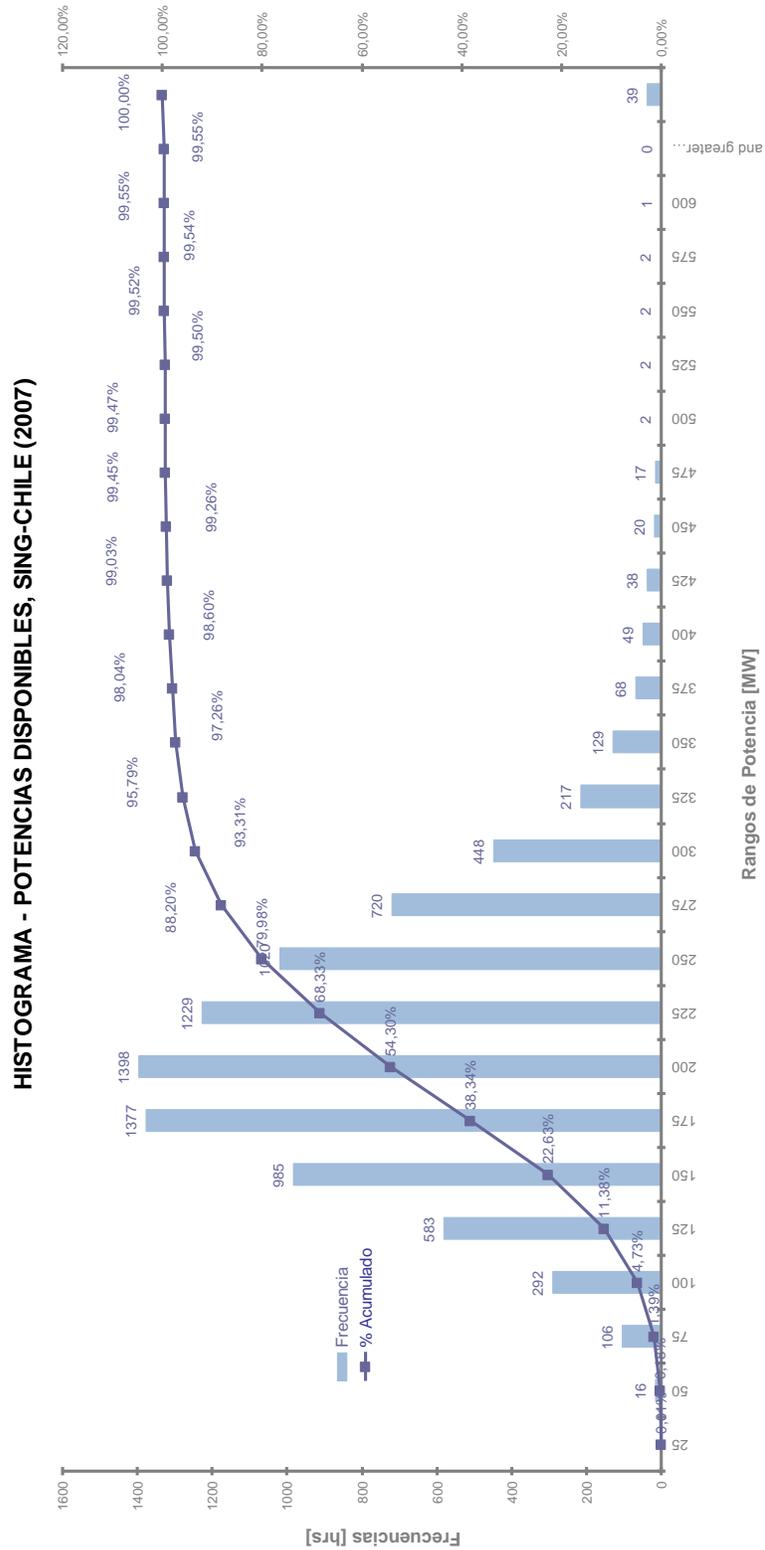


Ilustración 4.1. Histograma de potencias disponibles evaluadas para la gestión 2007. SING, Chile.

HISTOGRAMA - POTENCIAS DISPONIBLES, SING-CHILE (2011)

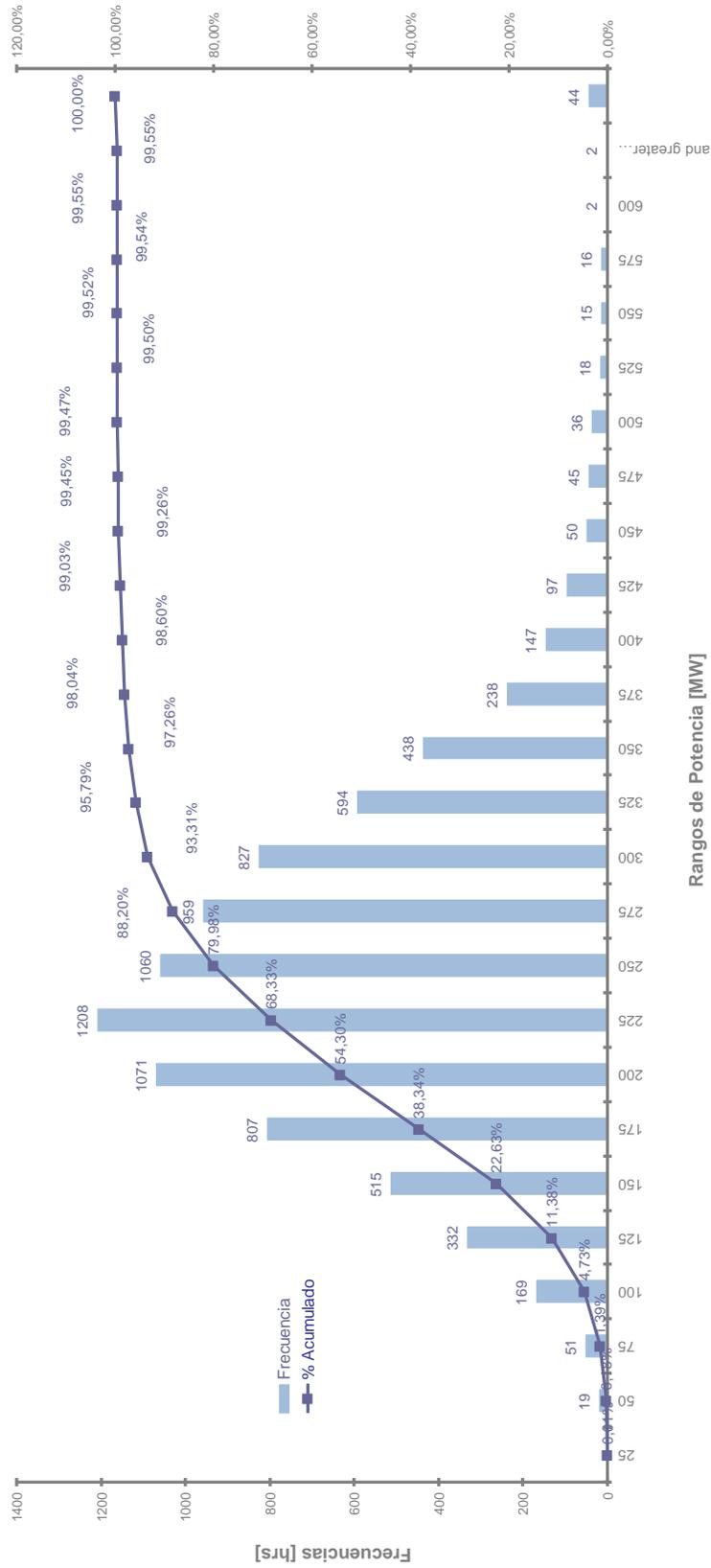


Ilustración 4.2. Histograma de potencias disponibles evaluadas para la gestión 2011. SING, Chile.

DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE TRANSMISIÓN, ATENDIENDO A LA DEMANDA, SING-CHILE (2007)

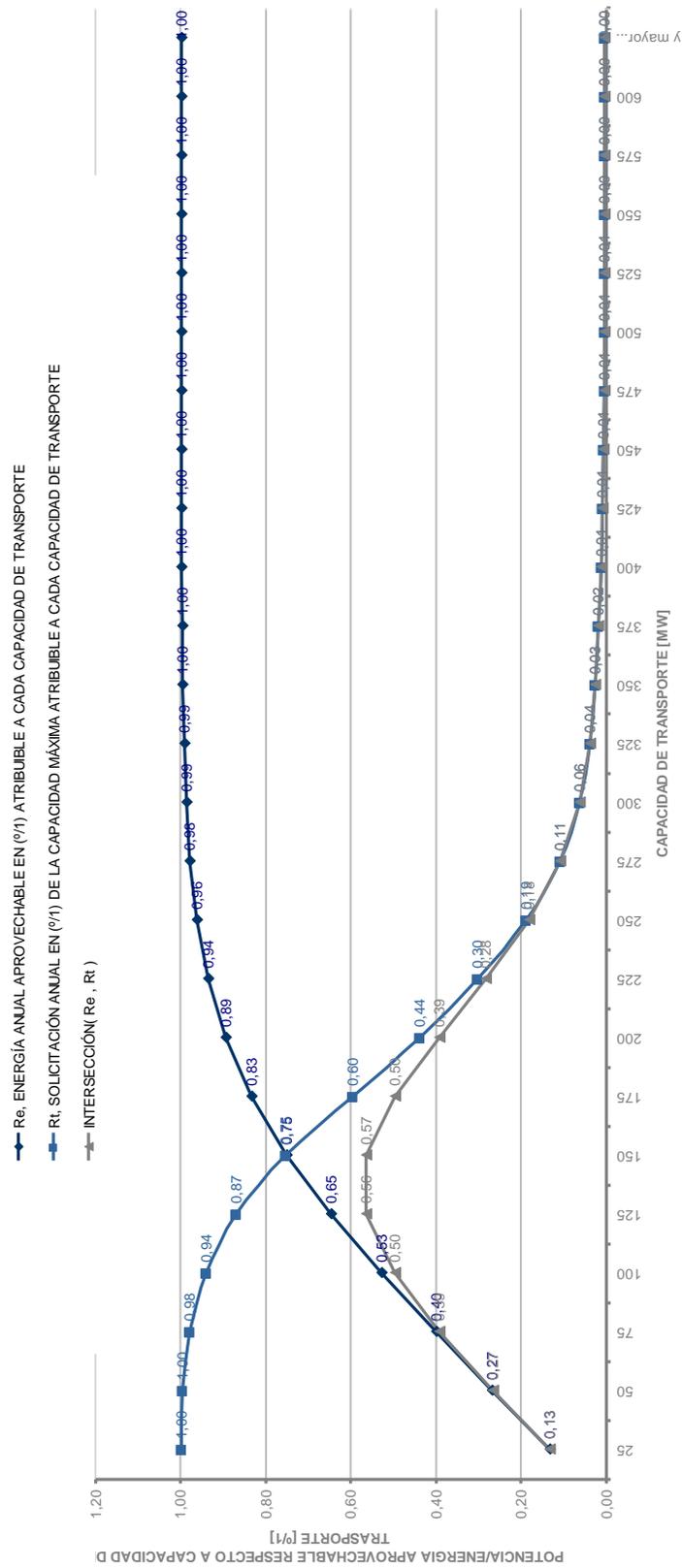


Ilustración 4.3. Aplicación del criterio propuesto a los datos de la gestión 2007, correspondiente al mejor aprovechamiento de energía disponible y capacidad de transporte, simultáneamente.

DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE TRANSMISIÓN, ATENDIENDO A LA DEMANDA, SING-CHILE (2011)

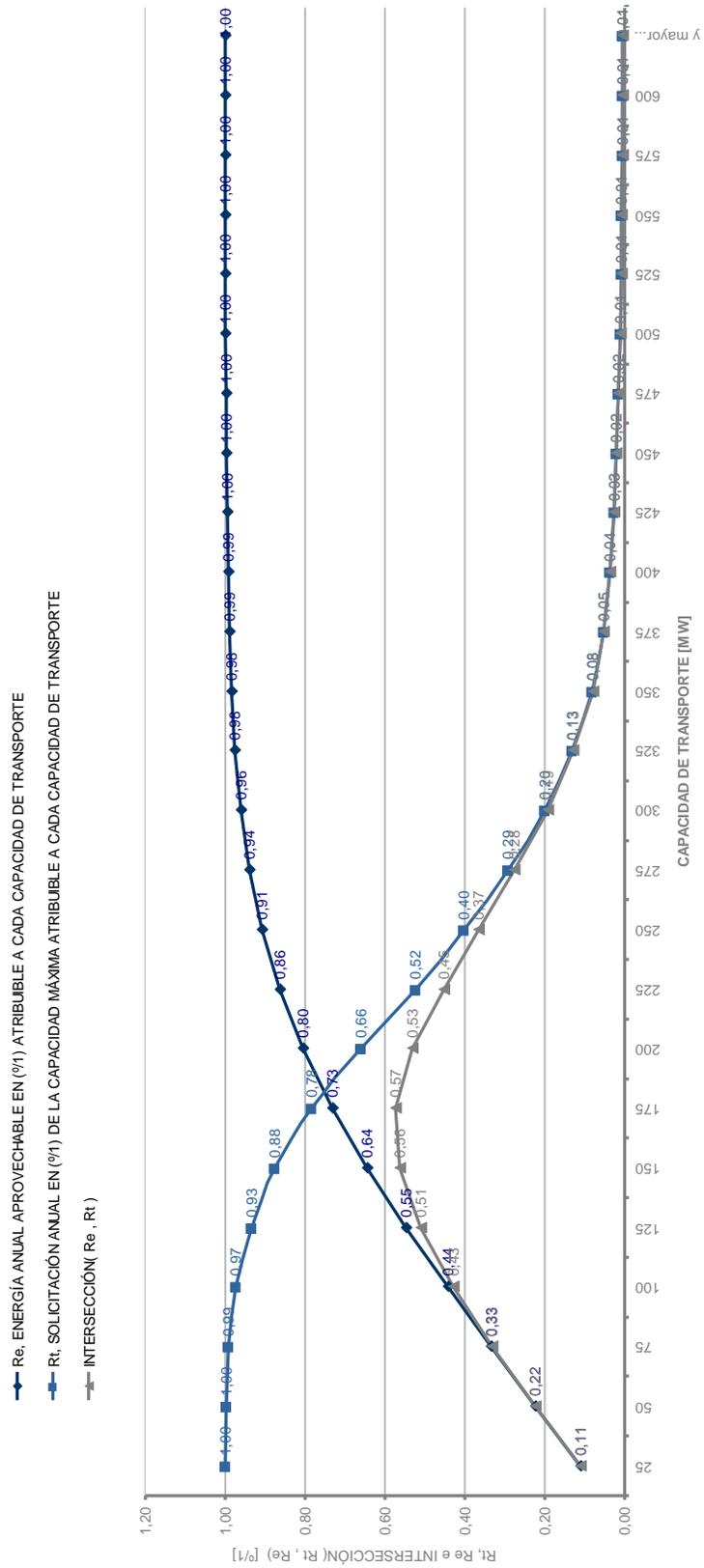


Ilustración 4.4. Aplicación del criterio propuesto a los datos de la gestión 2011, correspondiente al mejor aprovechamiento de energía disponible y capacidad de transporte, simultáneamente.

4.2.2 Aplicación del modelo propuesto al SIN Boliviano

De manera similar, se procedió a aplicar el mismo análisis sobre los datos registrados para el sistema Boliviano. Las Ilustraciones 4.5 y 4.6 muestran los histogramas de potencias disponibles resultantes para las gestiones 2007 y 2011, este último basado en los pronósticos del CNDC.

La Ilustración 4.5 muestra una distribución mucho más dispersa y de forma irregular, lo cual dificulta decidir a primera vista una potencia de transmisión idónea, que permitiría el mejor aprovechamiento de la energía anual disponible debido a que las frecuencias de ocurrencia correspondientes al rango de potencias entre 300 y 525 MW presentan valores muy similares. El promedio anual de potencias disponibles es de 348 MW, sin embargo no se tienen argumentos suficientes para afirmar que este valor es el idóneo en términos de aprovechamiento de energía y capacidad de transporte, de modo que se aplicará el criterio de decisión propuesto.

Las Ilustraciones 4.7 y 4.8 contienen las gráficas que resultan de la aplicación del criterio de decisión a través del cual es posible determinar el mejor aprovechamiento simultáneo de energía anual disponible y capacidad de transporte. En la Ilustración 3.9 se puede apreciar que la potencia hipotética de transporte que permite el máximo aprovechamiento de ambos, energía y capacidad de transporte, es 300 MW, para la gestión 2007, un valor mucho más alto que el registrado para el caso del SING. Esto refleja el hecho de que el SING es un sistema que admite menor disponibilidad de exportación de energía, debido a su factor de carga elevado. Para la gestión 2011, el máximo valor de calificación para el criterio empleado recae sobre la potencia de 350 MW.

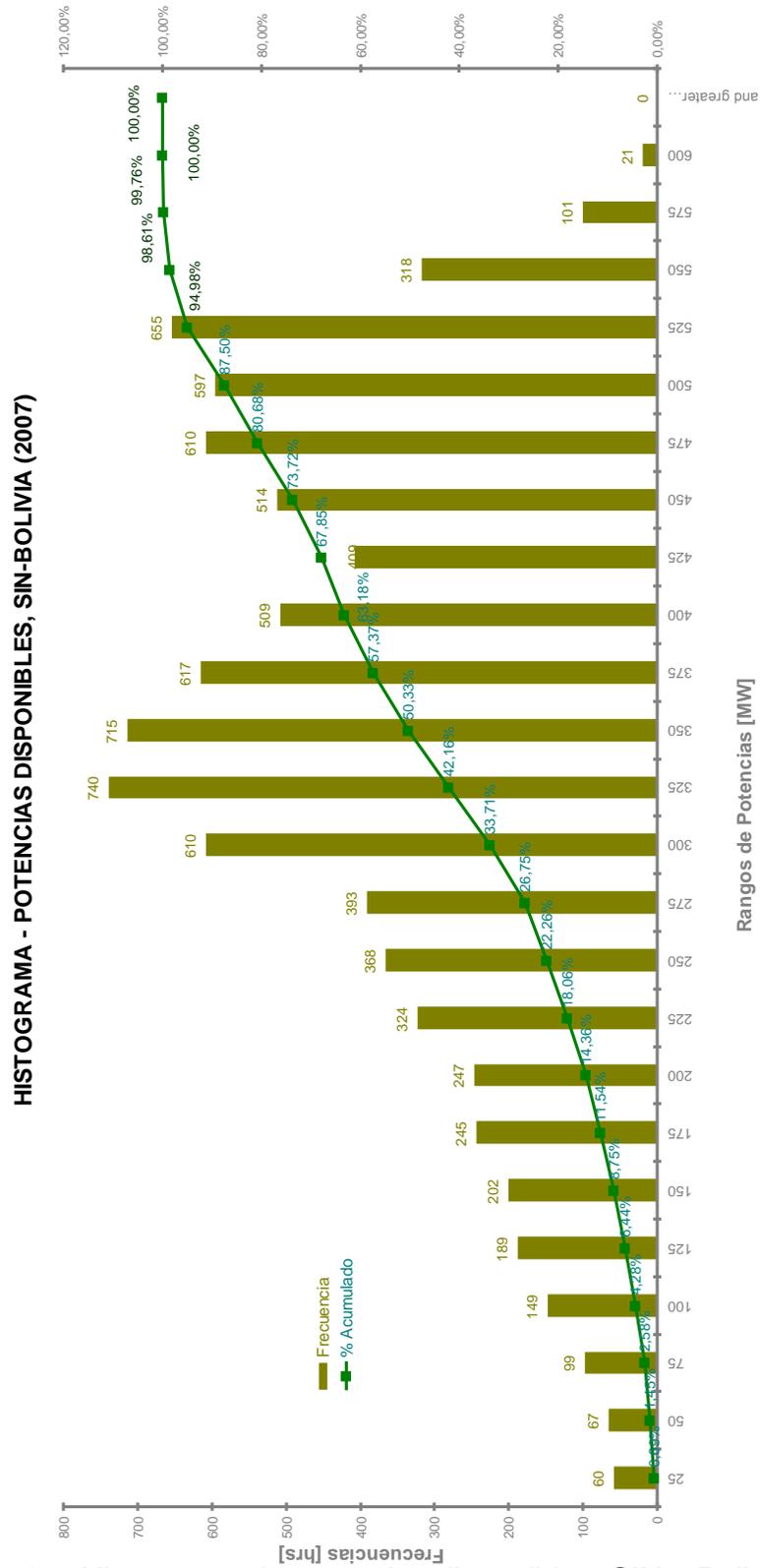


Ilustración 4.5. Histograma de potencias disponibles, SIN – Bolivia – 2007

HISTOGRAMA - POTENCIAS DISPONIBLES, SIN-BOLIVIA (2011)

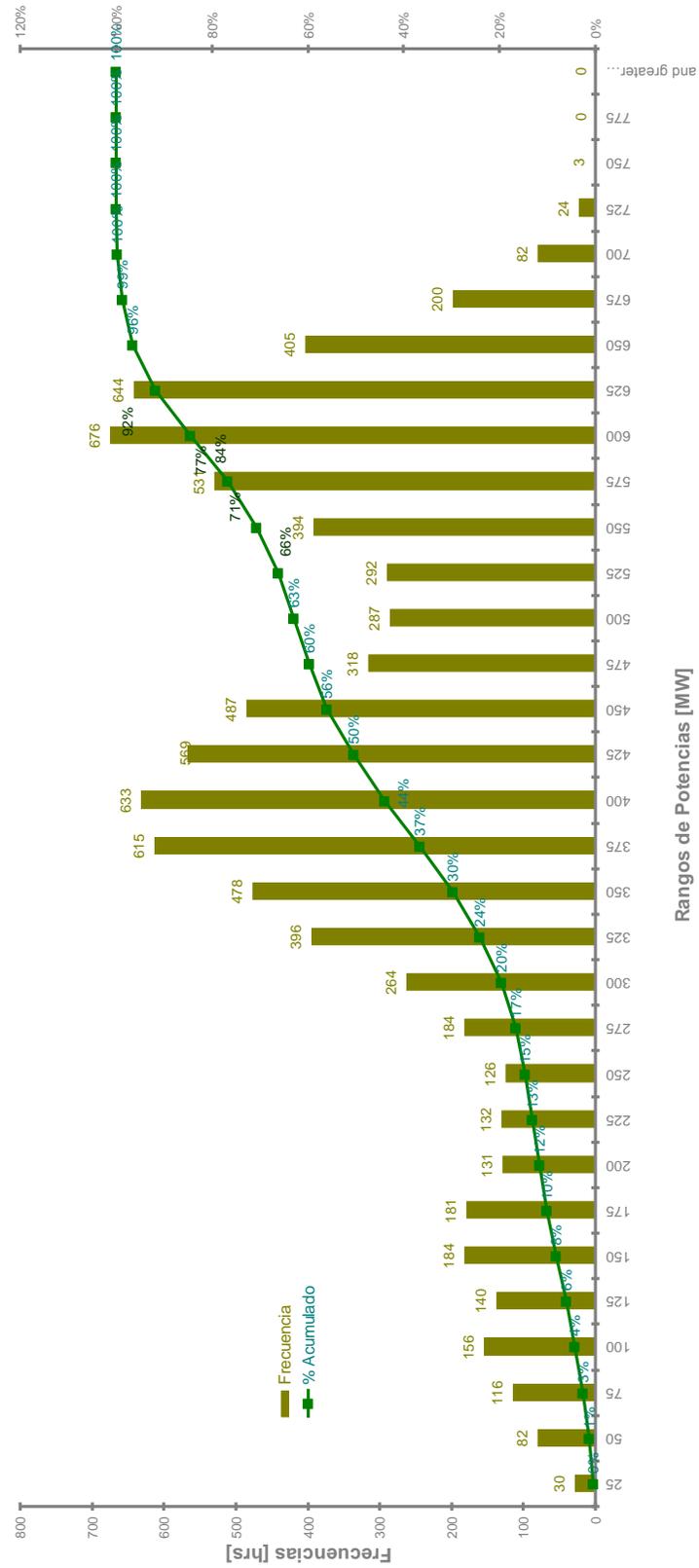


Ilustración 4.6. Histograma de potencias disponibles, SIN – Bolivia – 2011

DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE TRANSMISIÓN, ATENDIENDO A LA DEMANDA, SIN-BOLIVIA (2007)

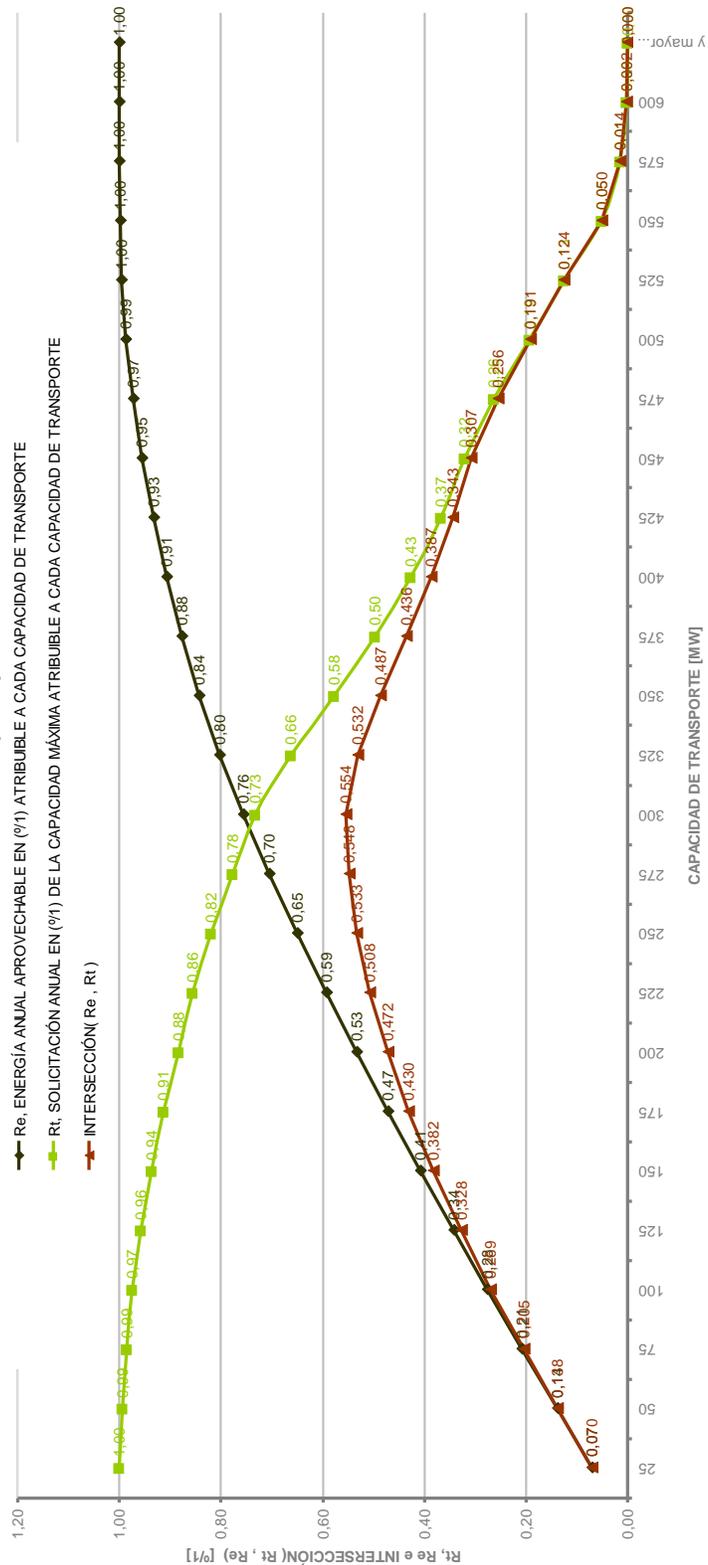
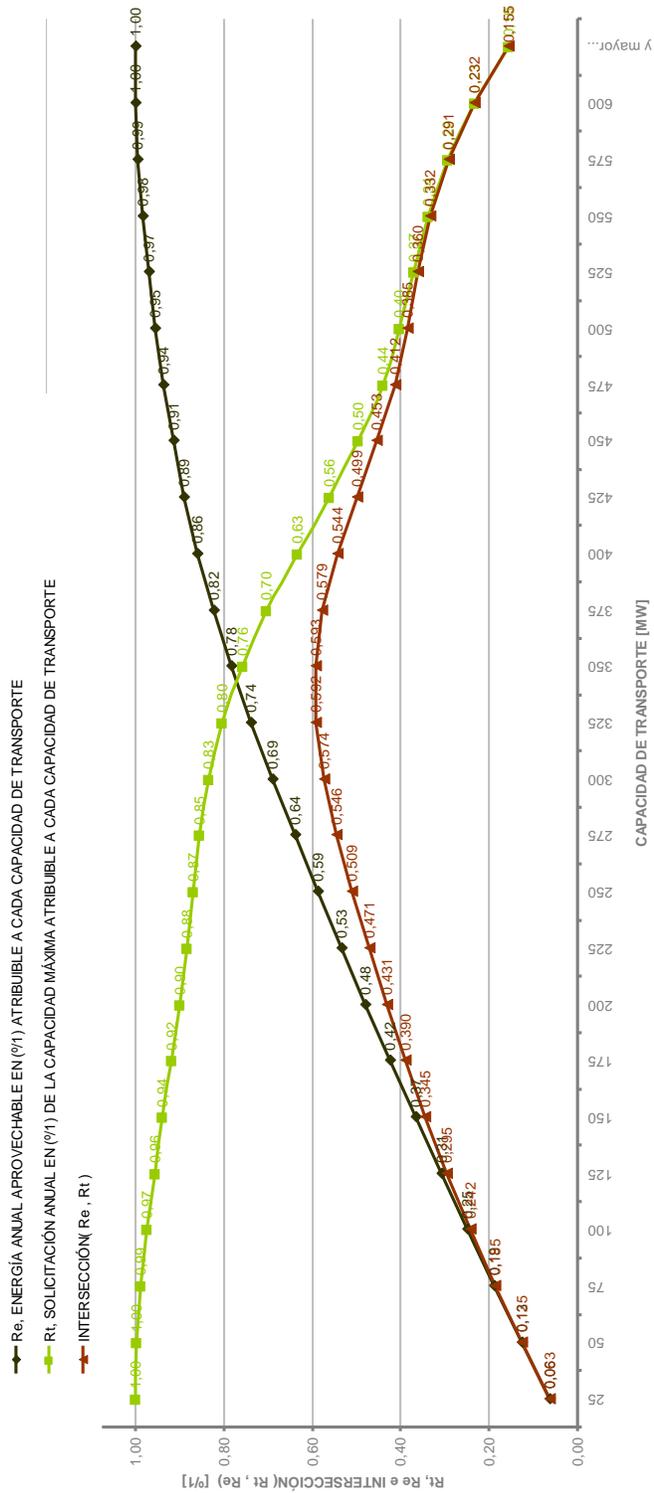


Ilustración 4.7. Aplicación del criterio propuesto a los datos de la gestión 2007, correspondiente al mejor aprovechamiento de energía disponible y capacidad de transporte, simultáneamente

DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE TRANSMISIÓN, ATENDIENDO A LA DEMANDA, SIN-BOLIVIA (2011)



Si bien una capacidad de transporte de 300 MW representa la mejor calificación de aprovechamiento simultáneo de energía y capacidad de transporte, en la Ilustración 4.7, se puede apreciar que capacidades cercanas permiten aprovechamientos un tanto menores pero que pueden significar grandes diferencias en términos de costos. Por ejemplo, para las capacidades de transporte dentro el rango de, 225 MW y 350 MW, se consiguen valores de calificación similares (0.508 y 0.487, respectivamente), sin embargo, en términos de costos pueden presentar diferencias notorias puesto que los costos para construcción de líneas de transmisión que permitan transportar esas potencias son distintos.

Para una capacidad de transporte de 225 MW se consigue un mejor aprovechamiento de la capacidad de transporte, pero un menor aprovechamiento de la energía anual disponible. Por su parte, con una capacidad de transporte de 350 MW, se consigue un alto aprovechamiento de la energía disponible, pero una menor calificación de la capacidad de transporte. La capacidad de transporte con mejor calificación de aprovechamiento de energía y capacidad de transporte para la gestión 2011 es 350 MW.

4.3 Resultados de aplicación de la metodología de análisis preliminar de complementariedades entre las demandas

Lo que se refleja en las Ilustraciones siguientes es la potencia disponible, o potencia no demandada, de cada uno de los sistemas, lo cual se puede interpretar como el parque de generación no utilizado en cada uno de los sistemas. A partir de la Ilustración 4.9 a la 4.12 para cada trimestre de la gestión 2007 se tomó, para cada día de la semana, el promedio de potencia no demandada de cada uno de los sistemas, SIN y SING. Las gráficas de las Ilustraciones dan cuenta de las complementariedades existentes, se evidencia que existen bastantes horas en que el SIN Boliviano dispone de bastante parque de generación, y que el SING Chileno está muy cerca de su demanda máxima la mayor parte del tiempo debido a su elevado factor de carga, por lo que existirían horas del día en que el parque generador Boliviano podría competir en el mercado eléctrico Chileno.

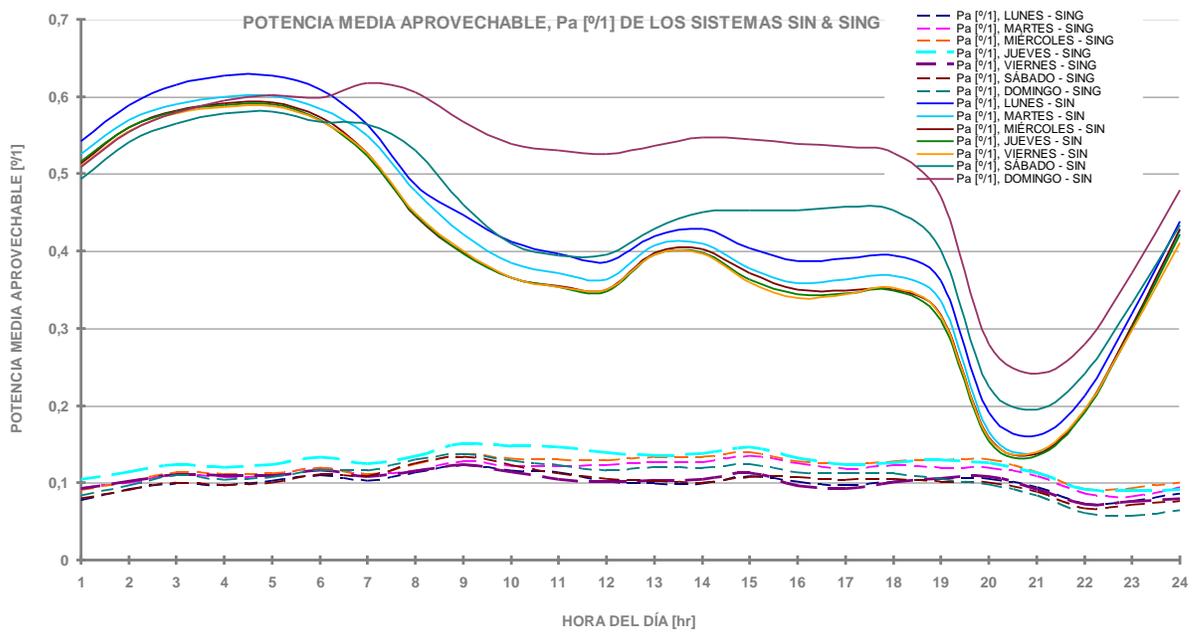
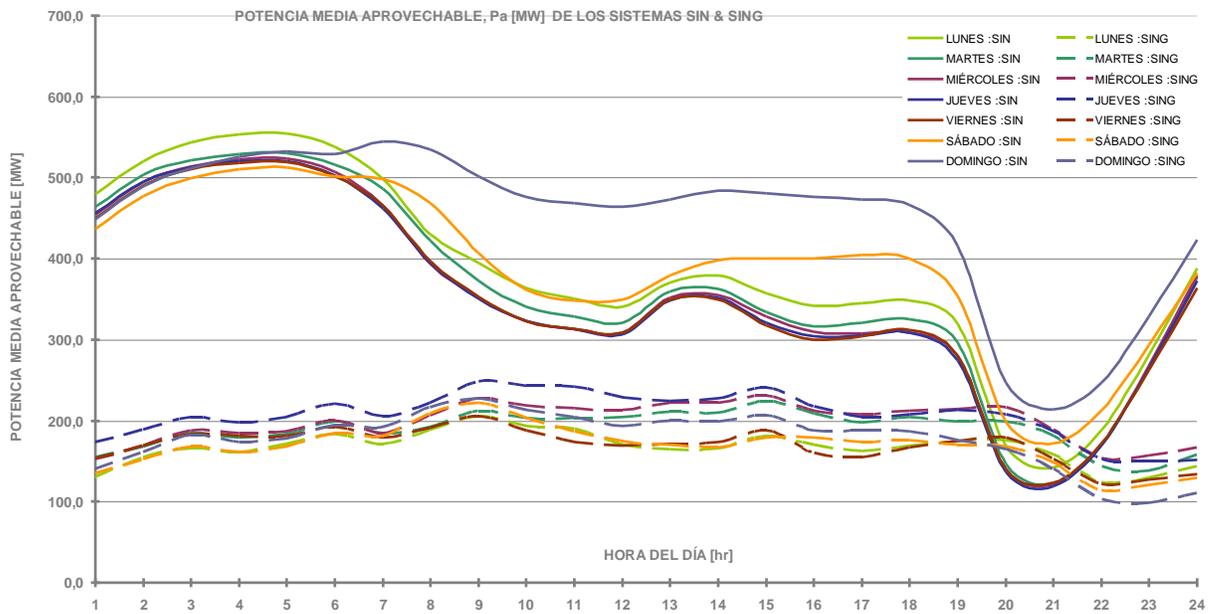


Ilustración 4.9 Potencia media aprovechable de los sistemas SIN y SING, Primer Trimestre 2007

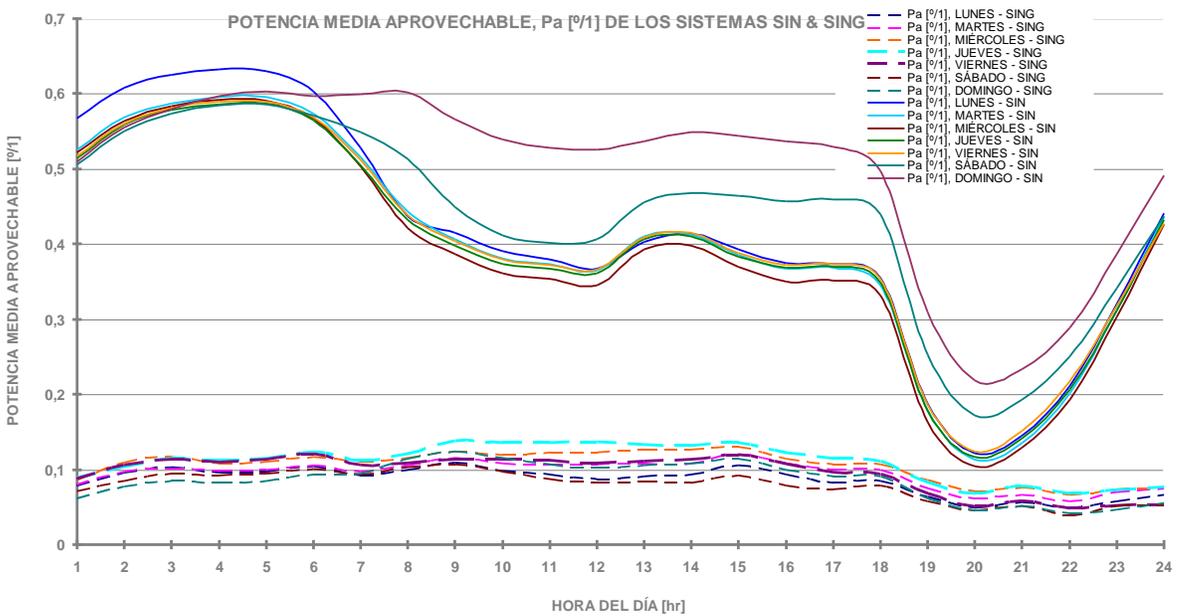
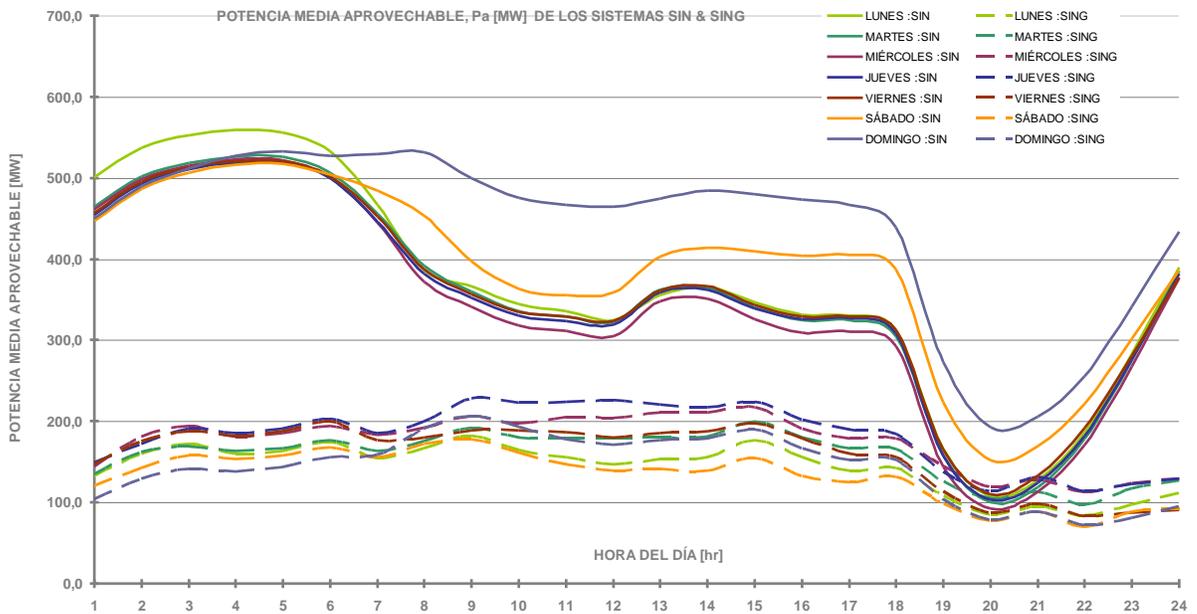


Ilustración 4.10 Potencia media aprovechable de los sistemas SIN y SING, Segundo Trimestre 2007

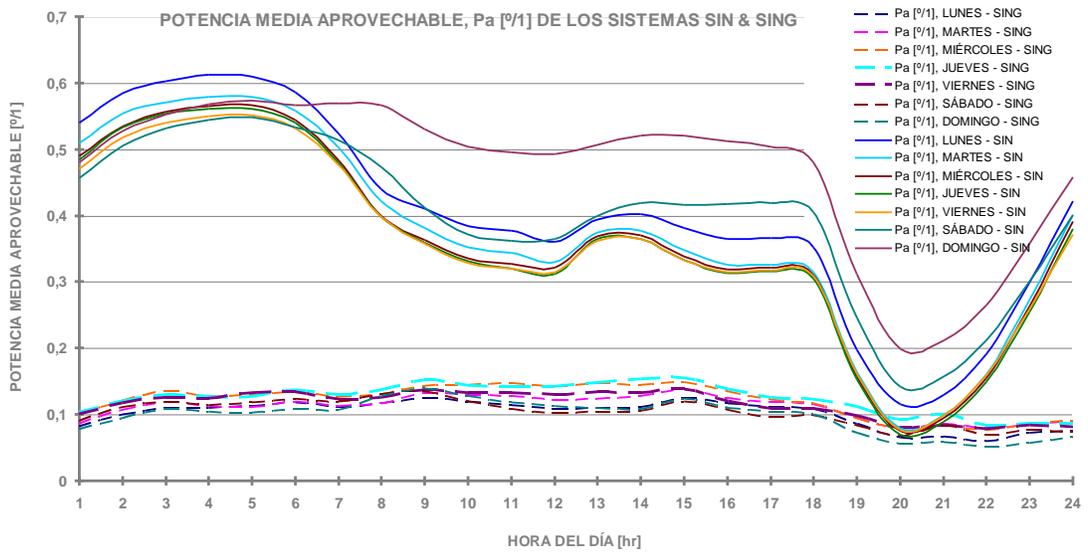
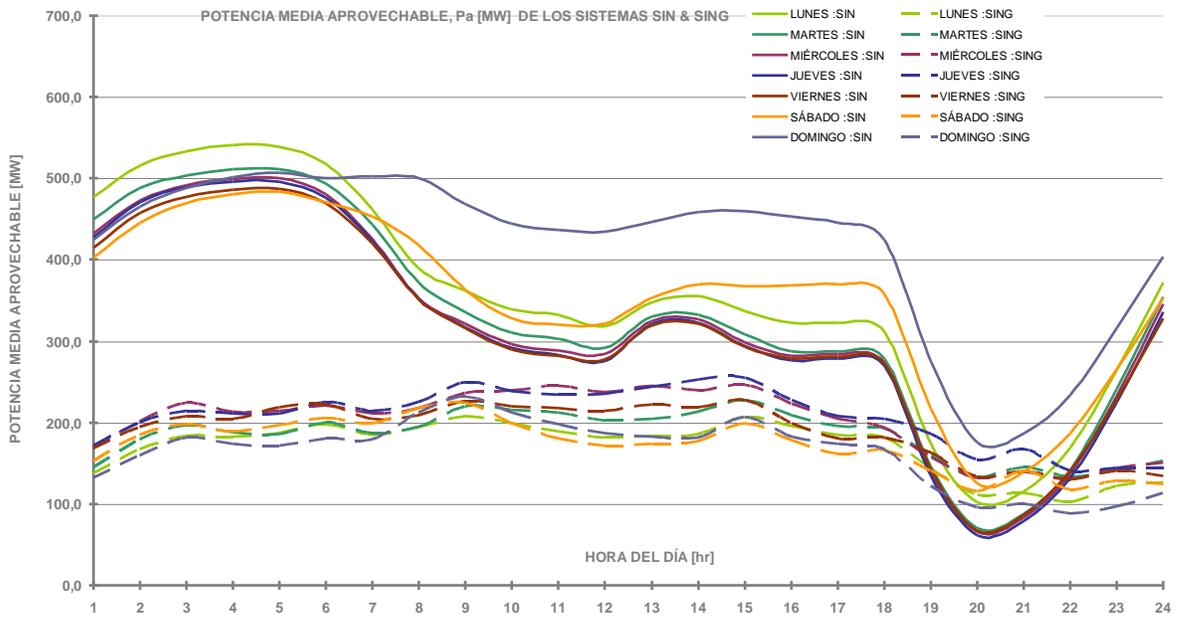


Ilustración 4.11 Potencia media aprovechable de los sistemas SIN y SING, Tercer Trimestre 2007

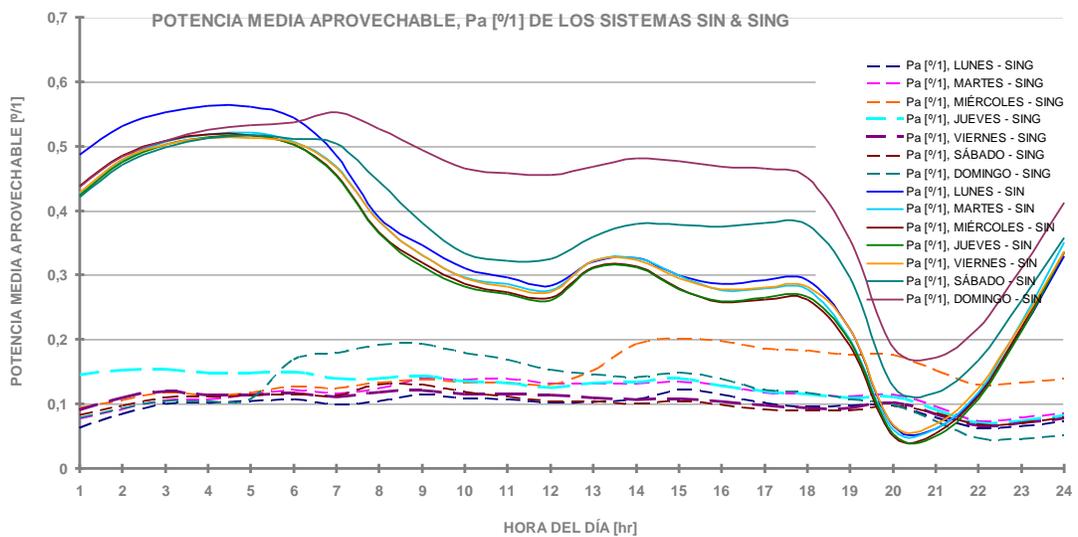
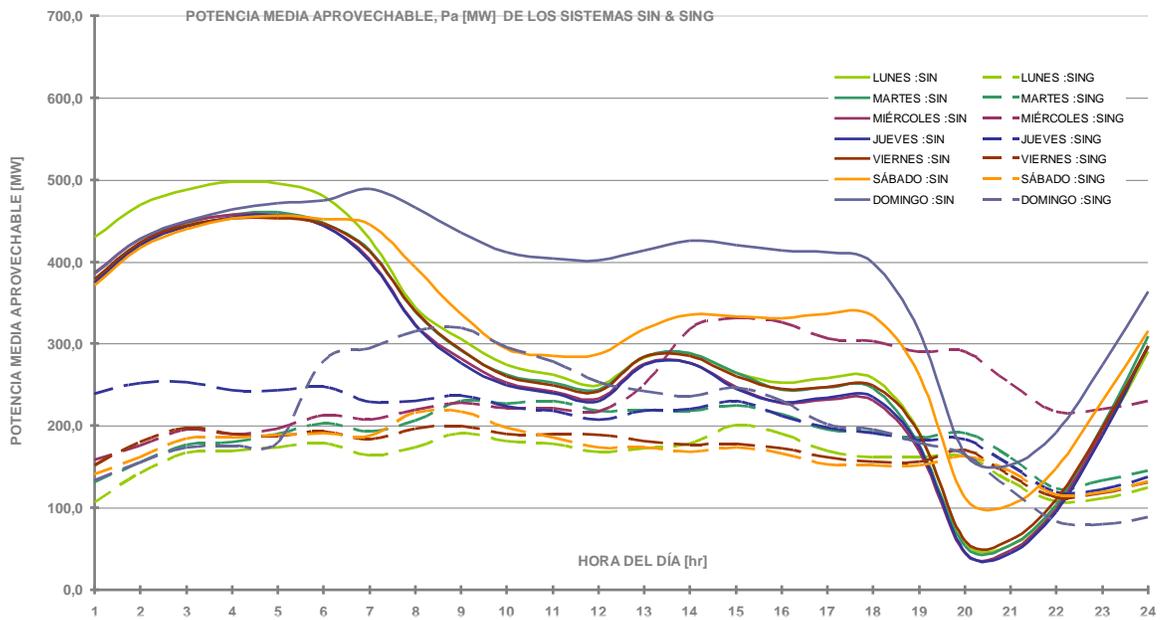


Ilustración 4.12 Potencia media aprovechable de los sistemas SIN y SING, Cuarto Trimestre 2007

4.4 Resultados de aplicación de la metodología para el análisis de la factibilidad técnica para la implementación de una interconexión eléctrica entre dos sistemas

Según se adelantó, el hecho de que exista parque generador disponible en uno de los sistemas debido a potencia no demandada no implica necesariamente que éste vaya a ser despachado en el sistema colindante ya que en ambos sistemas las unidades son despachadas siguiendo un criterio de minimización del costo de operación, por lo cual para que una unidad generadora sea requerida en el sistema colindante, deberá ser lo suficientemente competitiva en términos de costo de generación para desplazar a unidades existentes.

4.4.1 Generación de alternativas de nodos candidatos para la interconexión entre los sistemas SIN (Boliviano) y SING (Chileno)

Los nodos candidatos se eligieron originalmente bajo un criterio de proximidad física y nivel de redundancia en términos de número de líneas convergentes desde sus sistemas respectivos, aunque también se incluyó el nodo San Cristóbal del sistema Boliviano, debido a su proximidad con el SING Chileno, aunque no cuenta con redundancia. Para el SING se eligieron los nodos: Pozo Almonte (220kV), Doña Inés de Collahuasi (220 kV), Crucero (220 kV) y Chuquicamata (220 kV). Para el SIN se tienen: Vinto (230 kV), Catavi (110 kV) y San Cristóbal 230 (kV).

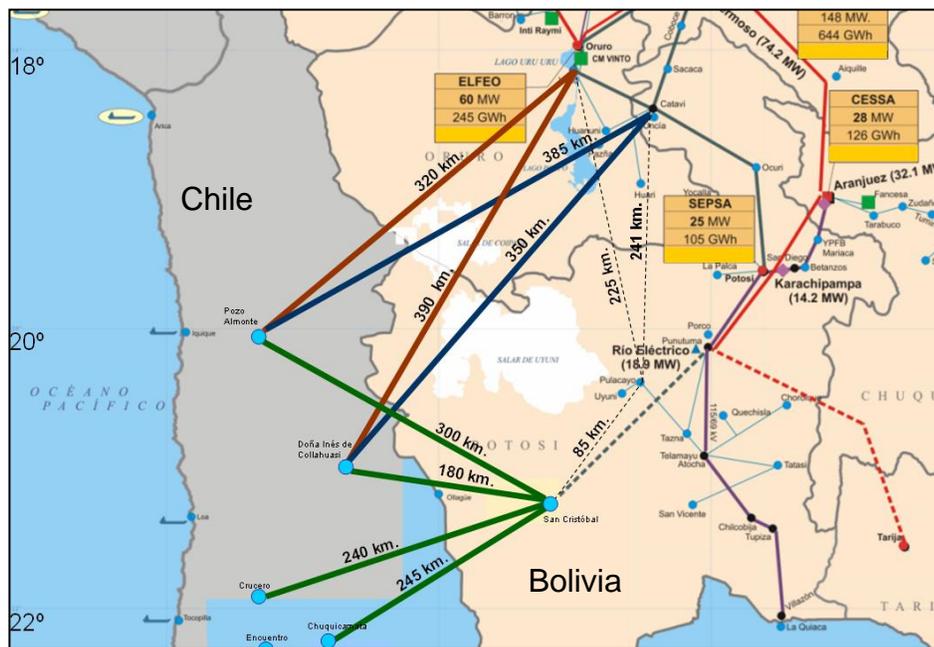


Ilustración 4.13 Alternativas seleccionadas - Interconexión entre SIN y SING

La Ilustración 4.14 muestra los diagramas simplificados de las redes eléctricas troncales en las regiones fronterizas de interés de los respectivos sistemas. Cabe observar que el nodo más cercano y con mayor redundancia del SING es el nodo Doña Inés de Collahuasi (220 kV). Por su parte, el nodo más cercano del SIN es el nodo San Cristóbal (230 kV), sin embargo, este se encuentra alimentado por una sola línea. Otras alternativas en el SIN son los nodos Catavi (110 kV) y Vinto (230 kV), que cuentan con mayor redundancia.

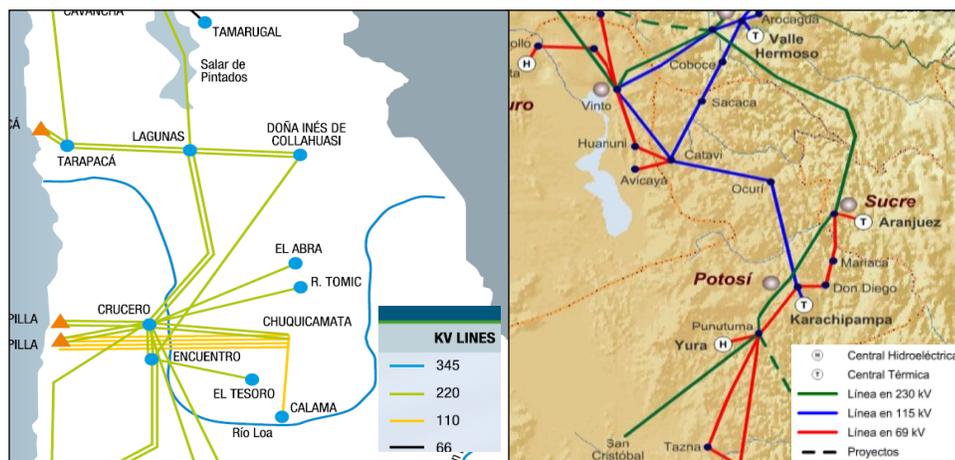


Ilustración 4.14 Detalle de los diagramas unilineales de SING⁴¹ y SIN⁴², de izquierda a derecha.

Si bien la alternativa que brinda la longitud de línea más corta es aquella que une los nodos Collahuasi (SING) y San Cristóbal (SIN), es también la que ofrece menos confiabilidad, puesto que el nodo San Cristóbal no cuenta con ningún nivel de redundancia.

4.4.2 Resultado de aplicación de la metodología para la identificación de la capacidad técnicamente factible para la implementación de una interconexión eléctrica entre los sistemas

A continuación los resultados de aplicar la metodología junto con algunas observaciones.

4.4.2.1 SING

- No presenta problemas de congestión en la importación de energía en ninguno de los nodos escogidos como candidatos para una interconexión (Ver tabla 4.1.).
- No presenta problemas de congestión en la exportación de energía en ninguno de los nodos escogidos como candidatos para una interconexión (Ver tabla 4.1).

⁴¹ Extraído de: “Estadísticas de Operación 1997-2008”, CDEC-SING.

⁴² Extraído de: “Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional – Gestión 2008”, CNDC

- Proporciona una vía expedita para el comercio binacional de energía.

4.4.2.2 SIN

- No presenta problemas importantes de congestión en la importación de energía en ninguno de los nodos (Ver tabla 4.1).
- Presenta problemas de congestión y produce escenarios de demandas no servidas de diferentes magnitudes dependiendo del nodo y de los escenarios (Ver tabla 4.1).
- Presenta singularidades de red asociadas a la disponibilidad del recurso hidráulico y a la configuración de las demandas, hecho que tiene incidencia en la capacidad de la red para exportar energía.
- Cada nodo candidato a ser interconectado internacionalmente posee características propias en relación a su uso como nodo de interconexión internacional, en función a los consumos cercanos a éste, su ubicación en dentro la topología de red y al comportamiento de los mismos.
- **Es el sistema limitante, que finalmente definirá la capacidad técnicamente factible para el intercambio internacional de energía eléctrica.**

De la tabla 4.1, en la sección 'capacidades técnicamente factibles entre nodos de interconexión', se observa que la capacidad de una línea de transmisión internacional debería ser de un valor entre los 100 y 200 MW. Los análisis subsecuentes se harán tomando como capacidad de transporte de potencia activa de interconexión un valor de 150 MW, un poco mayor al promedio de los valores mencionados en la tabla 4.1.

Se realizó un despacho económico para cada uno de los nodos que se eligieron como candidatos para interconexión binacional. La Tabla 4.1 resume los resultados observados luego de aplicar la metodología planteada.

		CAPACIDAD TÉCNICAMENTE FACTIBLE DE IMPORTACIÓN/EXPORTACIÓN [MW]			
		Importación		Exportación	
NODO	SISTEMA	Hidrología Alta	Hidrología Baja	Hidrología Alta	Hidrología Baja
VINTO	SIN	150,0	150,0	250,0	125,0
CATAVI	SIN	150,0	150,0	100,0	125,0
SAN CRITÓBAL	SIN	150,0	150,0	75,0	75,0
POZO ALMONTE	SING	300,0		150,0	
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	SING	300,0		145,0	
CRUCERO	SING	300,0		150,0	
CHUQUICAMATA	SING	300,0		150,0	
		CAP. DE IMPORTACIÓN MEDIA		CAP. DE EXPORTACIÓN MEDIA	
VINTO	SIN	150,0		187,5	
CATAVI	SIN	150,0		112,5	
SAN CRITÓBAL	SIN	150,0		75,0	
POZO ALMONTE	SING	300,0		150,0	
DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	SING	300,0		150,0	
CRUCERO	SING	300,0		150,0	
CHUQUICAMATA	SING	300,0		150,0	
		CAPACIDAD TÉCNICAMENTE FACTIBLE ENTRE NODOS DE INTERCONEXIÓN [MW]			
Min(promedio(exportación),promedio(importación))		POZO ALMONTE	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CRUCERO	CHUQUICAMATA
VINTO	SIN	168,8	168,8	168,8	168,8
CATAVI	SIN	131,3	131,3	131,3	131,3
SAN CRITÓBAL	SIN	112,5	112,5	112,5	112,5
		LONGITUD APROXIMADA DE INTERCONEXIÓN (km)			
		POZO ALMONTE	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CRUCERO	CHUQUICAMATA
VINTO	SIN	320,0	390,0	590,0	610,0
CATAVI	SIN	385,0	350,0	540,0	595,0
SAN CRITÓBAL	SIN	300,0	180,0	240,0	245,0

Nota: Se observó que los sistemas no presentan inconvenientes en la importación de energía. El elemento discriminante es la exportación de energía, pues aún existiendo el recurso disponible para ello, a partir de cierto nivel de demanda destinada a dicho efecto puede generar congestiones que produzcan demandas no servidas en nodos de consumo del sistema exportador.

Tabla 4.1. Capacidades técnicamente factibles para una interconexión binacional, según alternativas de interconexión. Además, la estimación de las longitudes de tendido, para las respectivas alternativas.

Según los resultados observados en la Tabla 4.1, ambos sistemas se comportan de manera muy robusta cuando se trata de importación de energía, sin embargo, los nodos de interconexión presentan problemas en el caso de exportación de energía. Se observa que los nodos menos calificados para efectos de exportación son los correspondientes al SIN Boliviano. **Por tal motivo, adicionalmente es necesario caracterizar los nodos seleccionados de este sistema**, por ser el sistema menos robusto en cuanto a capacidad de transporte de energía, y definir de manera más precisa la idoneidad de los nodos seleccionados como candidatos para efectos de interconexión.

Previa aplicación de la metodología propuesta, cabe mencionar algunas acotaciones adicionales:

- Con base a la diferencia observada entre los costos marginales promedio de los nodos de referencia de los respectivos sistemas, Ilustración 4.15, se puede anticipar que el flujo de potencia resultante de los despachos económicos de

potencia conjuntos de los sistemas SIN y SING, en una línea que interconecte ambos sistemas, sería mayoritariamente desde el SIN hacia el SING.

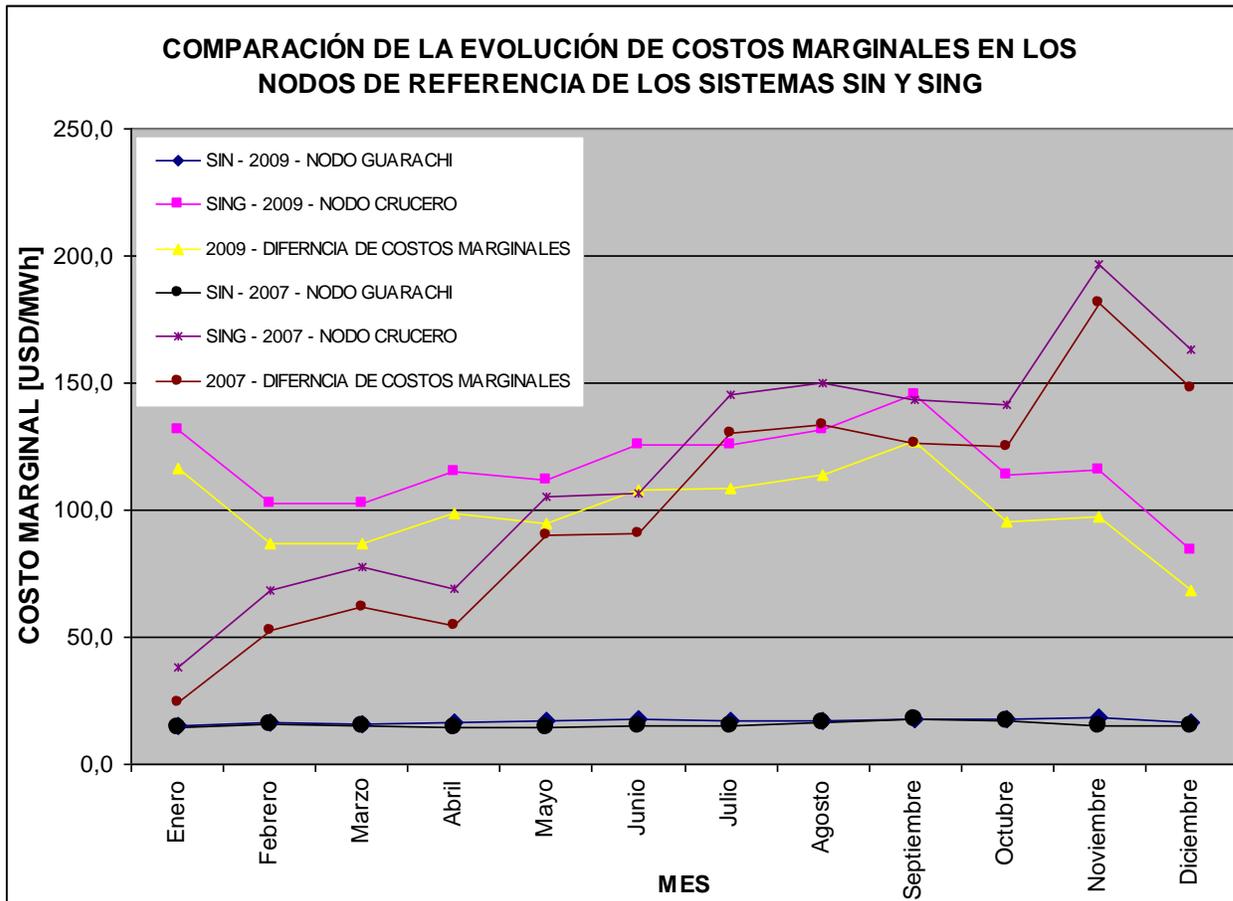


Ilustración 4.15 Comparación de los costos marginales en los nodos de referencia de los sistemas SIN⁴³ y SING⁴⁴, gestiones 2007 y 2009

- Los nodos candidatos para ser interconectados del SING Chileno tienen un buen nivel de redundancia, debido al número de líneas que convergen en cada nodo. Por otro lado, según se observa en la Tabla 4.2, el SING Chileno posee mucha más infraestructura en su red troncal en comparación con el SIN Boliviano. El bajo nivel de redundancia del SIN se traduce en una complicación para la exportación de energía por los nodos seleccionados, especialmente debido a que los principales centros de generación de energía de Bolivia se encuentran en la región oriental de este país.

⁴³ Extraído de: “Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional – Gestión 2008”, CNDC

⁴⁴ Extraído de: “Estadísticas de Operación 1997-2008”, CDEC-SING.

SING	66 kV	110 kV	220 kV	345 kV
Longitud [Km]	348,2	1.247,0	4.261,6	408,0
SIN	69 kV	115 kV	230 kV	
Longitud [Km]	185,3	669,4	1.545,2	

Tabla 4.2 Longitud de Líneas tendidas por tensión en los respectivos sistemas, SIN⁴⁵ y SING⁴⁶

4.4.2.3 Caracterización de los nodos candidatos para interconexión del SIN

A fin de estimar la medida en que cada nodo candidato del SIN a ser interconectado se comporta frente a distintos escenarios de exportación se tomaron escenarios aleatorios de la misma base de datos que será empleada en el análisis de factibilidad económica, a ser descrito en el siguiente capítulo. El análisis se efectuó para los años 2007, 2011 y una modificación de 2011, la cual considera la inserción de la central termoeléctrica Sol de Mañana de 60 MW, en la región Sud-Oeste de Bolivia próxima a la frontera entre Bolivia y Chile, a una distancia de 130 Km del nodo San Cristóbal. Todos estos análisis se realizaron mediante corridas de despacho económico de potencia en DeepEdit.

Las Ilustraciones 4.16, 4.17 y 4.18 son representaciones del nivel de flujo de potencia de exportación internacional registrado para los respectivos nodos, todos los escenarios explorados garantizan un parque disponible de generación que garantice 150 MW destinados a la exportación. Se exploraron aleatoriamente 26 escenarios de los 202 escenarios que cuentan con un parque de generación disponible de este valor de potencia para cada uno de los nodos, para los años 2007, 2011 y 2011- incluida la planta Sol de Mañana. Los resultados de flujos fueron ordenados de mayor a menor según la cantidad de potencia que se pudo exportar efectivamente sin generar escenarios de demanda insatisfecha para cada nodo, a pesar de contar con el parque disponible de aproximadamente 150 MW, en cada uno de los escenarios observados. Esto debido a que el sistema troncal de transmisión no permite en todos los casos la exportación de potencia que ofrece el parque de generación disponible.

La Ilustración 4.16, correspondiente a 2007, muestra que el nodo Catavi es el nodo más robusto y permitió la extracción de potencias cercanas a 150 MW en aproximadamente el 82% de los escenarios explorados. El nodo Vinto se muestra en segundo lugar en términos de desempeño, con un 70% de aprovechamiento de la potencia disponible pero con un descenso abrupto el resto del tiempo. Se observa que ya en 2007 el nodo San Cristóbal presenta dificultades en conseguir la exportación sostenida de 150 MW, sólo en un 30% de los casos sería posible una carga de esta magnitud.

⁴⁵ Extraído de: “Resultados de Operación del Sistema Interconectado Nacional – Gestión 2008”, CNDC

⁴⁶ Extraído de: “Estadísticas de Operación 1997-2008”, CDEC-SING.

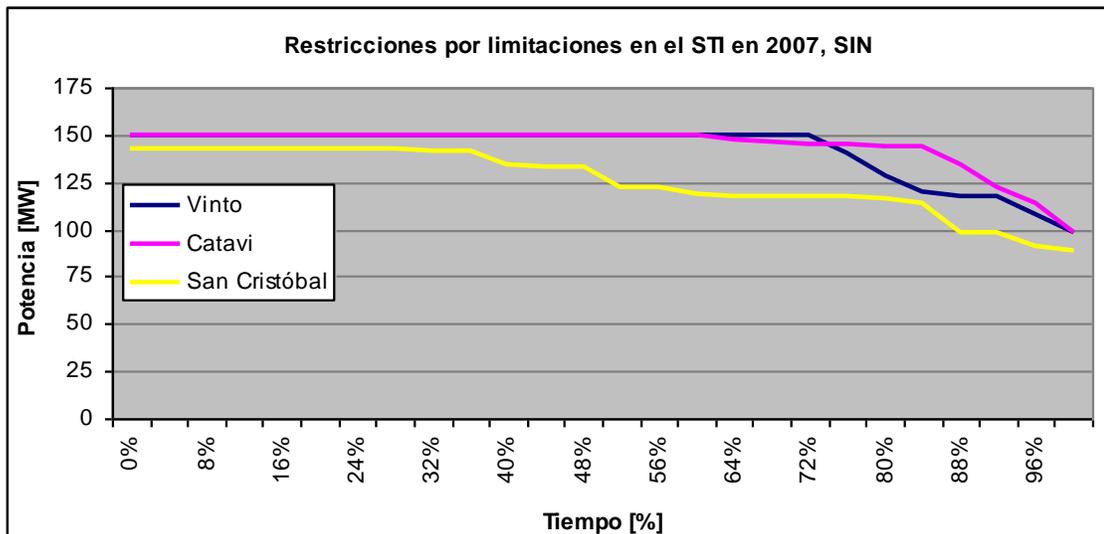


Ilustración 4.16. Perfiles de desempeño de los nodos Vinto, Catavi y San Cristóbal del SIN, tras simular escenarios aleatorios en los nodos de interés, 2007.

La Ilustración 4.17 muestra los resultados de explorar escenarios aleatorios para la gestión 2011. Se observó que el nodo San Cristóbal, que constituye la vía más próxima para una interconexión eléctrica, cae dramáticamente en su capacidad de exportación de energía, esto debido al crecimiento de la demanda que existe en ese nodo. Se observa que los nodos Vinto y Catavi muestran de igual manera un notorio decaimiento en su capacidad de exportar energía, a pesar de que en 2011 se observó que existiría mayor disponibilidad de energía destinada a la exportación que en 2007. Cabe mencionar que la inserción de la central geotérmica Sol de Mañana no está aún confirmada. La Ilustración 4.17 no considera la inserción de dicha central en el SIN.

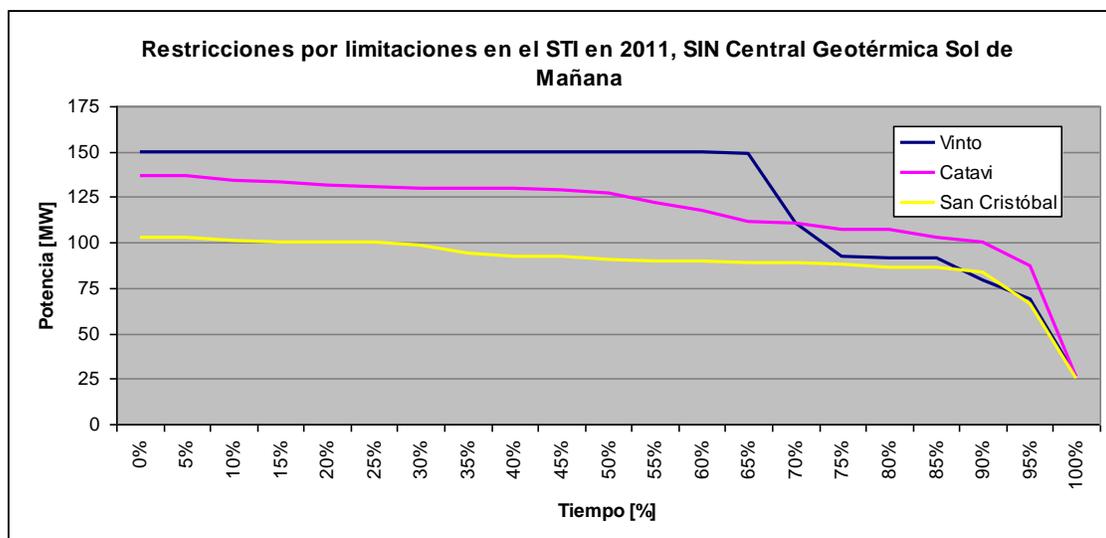


Ilustración 4.17. Perfiles de desempeño de los nodos Vinto, Catavi y San Cristóbal del SIN, tras simular escenarios aleatorios en los nodos de interés, 2011.

La Ilustración 4.18 muestra la situación hipotética de que la central geotérmica Sol de Mañana ingresa al SIN en 2011. Se observa que el nodo Vinto se muestra cierta indiferencia a este cambio. El nodo Catavi mejora considerablemente su capacidad de exportación. El nodo San Cristóbal muestra una mejora dramática, constituyéndose en el nodo que maximizaría la exportación de energía bajo este contexto.

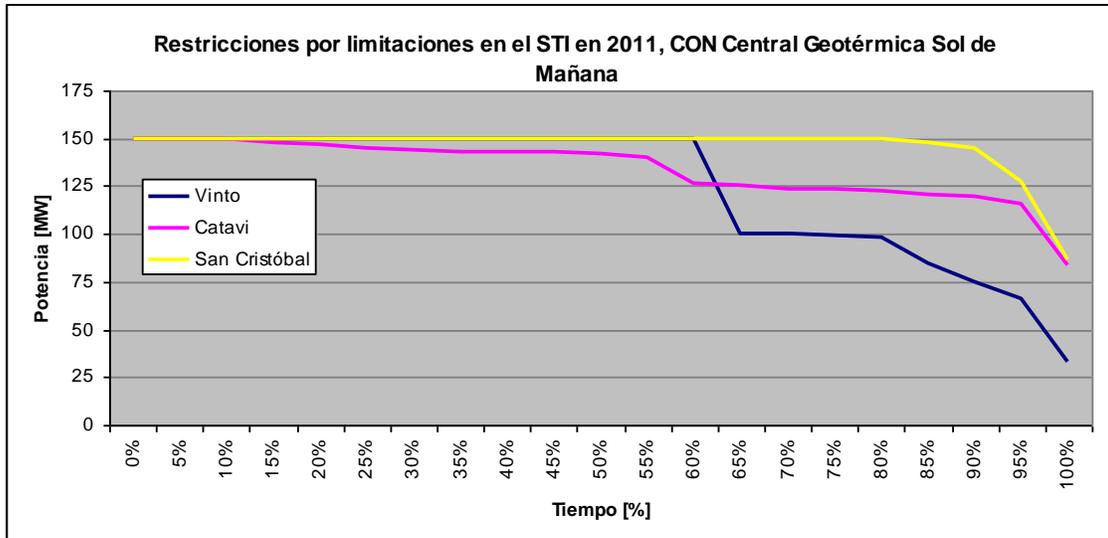


Ilustración 4.18. Perfiles de desempeño de los nodos Vinto, Catavi y San Cristóbal del SIN, considerando el ingreso de la central **geotérmica Sol de Mañana**, tras simular escenarios aleatorios en los nodos de interés, 2011.

Como conclusión, tras la aplicación de la metodología propuesta se puede afirmar con mayor seguridad que la capacidad de transmisión de una línea de transmisión de interconexión entre los sistemas no debería superar los 150 MW.

4.5 Aplicación de la metodología para la estimación de los efectos generados a raíz de una interconexión eléctrica entre los sistemas, SIN y SING, y para la identificación de incentivos.

4.5.1 Experimentación y calibración del modelo de despacho económico simplificado propuesto basado en PLCF

Un aspecto importante a tener en cuenta sobre el modelo de despacho basado en PLCF constituye la estimación de las características de los respectivos coeficientes de pérdidas de transmisión, a través de los cuales se podrá realizar la estimación de las pérdidas en transmisión del sistema en análisis, con desviaciones aceptables. Según se anticipó, éste será determinado experimentalmente, para ello se tomaron escenarios aleatorios de las bases de datos a ser empleadas en los análisis de factibilidad económica. Para cada escenario observado se empleó la fórmula 15, y se estimó el coeficiente de pérdidas correspondiente. Al analizar todos los escenarios escogidos se

analizó la tendencia de los resultados. A continuación se describen los detalles observados en cada caso.

SING: La Ilustración 4.19 muestra los resultados de aplicar la fórmula 15 propuesta para estimar el coeficiente de pérdidas por transmisión. Los datos empleados fueron los resultados del despacho económico proporcionados por el analizador de redes eléctricas, DeepEdit. Se observó un comportamiento bastante uniforme en el SING. Se puede afirmar que el coeficiente de pérdidas por transmisión 'k' encontrado para el SING tiende a una constante.

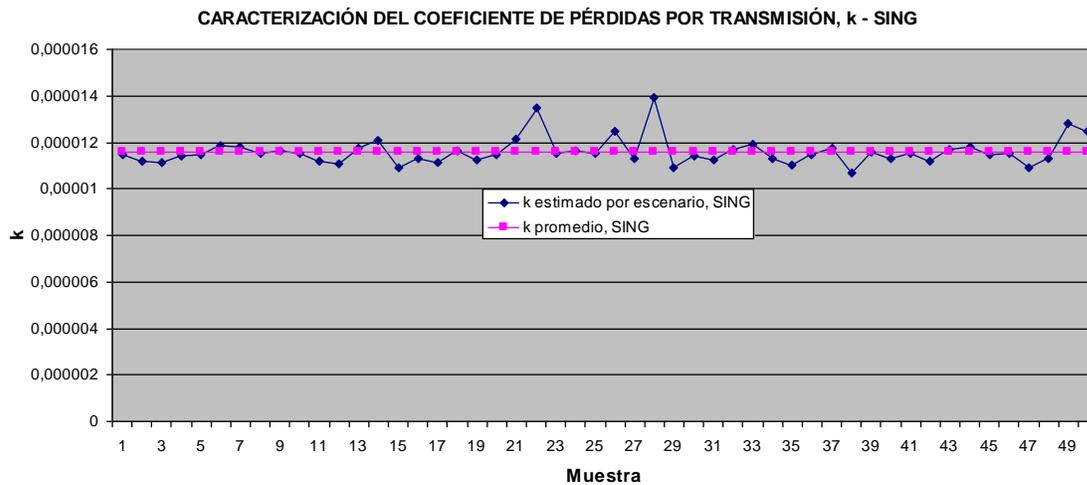


Ilustración 4.19. Resultados obtenidos en la caracterización del coeficiente de pérdidas por transmisión para el SING.

SIN: La Ilustración 4.20 muestra los resultados obtenidos de las mediciones de 'k' para el SIN Boliviano. De igual manera, los resultados de despacho económico que se utilizaron en la elaboración de las gráficas de la Ilustración 4.20, fueron obtenidas de las corridas de despacho económico en DeepEdit. Luego de explorar posibles dependencias del coeficiente, se observó que el coeficiente de pérdidas por transmisión para este caso puede ser explicado como una función de la diferencia entre la demanda instantánea del sistema y la capacidad hidráulica disponible:

$$k_{SIN} = f(D_{SIN} - G_{SIN}^H),$$

Se observó que mientras mayor sea la demanda, el coeficiente tiende más a una constante. Por otro lado cuando la demanda y el parque hidráulico disponible son muy comparables en magnitud, se produce una redistribución de los flujos de potencia en la red, obligando a los consumos a utilizar la energía suministrada por los generadores más baratos y de este modo aumentado las pérdidas por transmisión.

Cabe mencionar que la geografía de Bolivia incidió mucho en la topología que se adoptó para la instalación del parque de generación actual. Esto debido a que alrededor del 90% del parque de generación térmica se encuentra ubicado por debajo de los 1400 m.s.n.m., esto debido a que se prefirió evitar el de-rating en las unidades térmicas por altura, esta característica geográfica es propia del oriente Boliviano.

Por otro lado, la mayor cantidad de unidades hidráulicas se encuentran ubicadas en el occidente Boliviano, siendo este parque minoritario. Ahora bien, cuando la demanda total de Bolivia alcanza valores mayores a la potencia hidráulica disponible, que es la situación más usual, la energía fluye principalmente de Oriente hacia occidente.

Cuando la demanda total alcanza valores que pueden ser cubiertos por el parque hidráulico disponible es que se da la situación en que cambian los flujos de potencia. Las dos situaciones generan diferentes valores de pérdidas por transmisión por lo cual es necesario definir una función de pérdidas por transmisión que caracterice este comportamiento, ya que no presenta un comportamiento constante.

CARACTERIZACIÓN DEL COEFICIENTE DE PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN, k - SIN

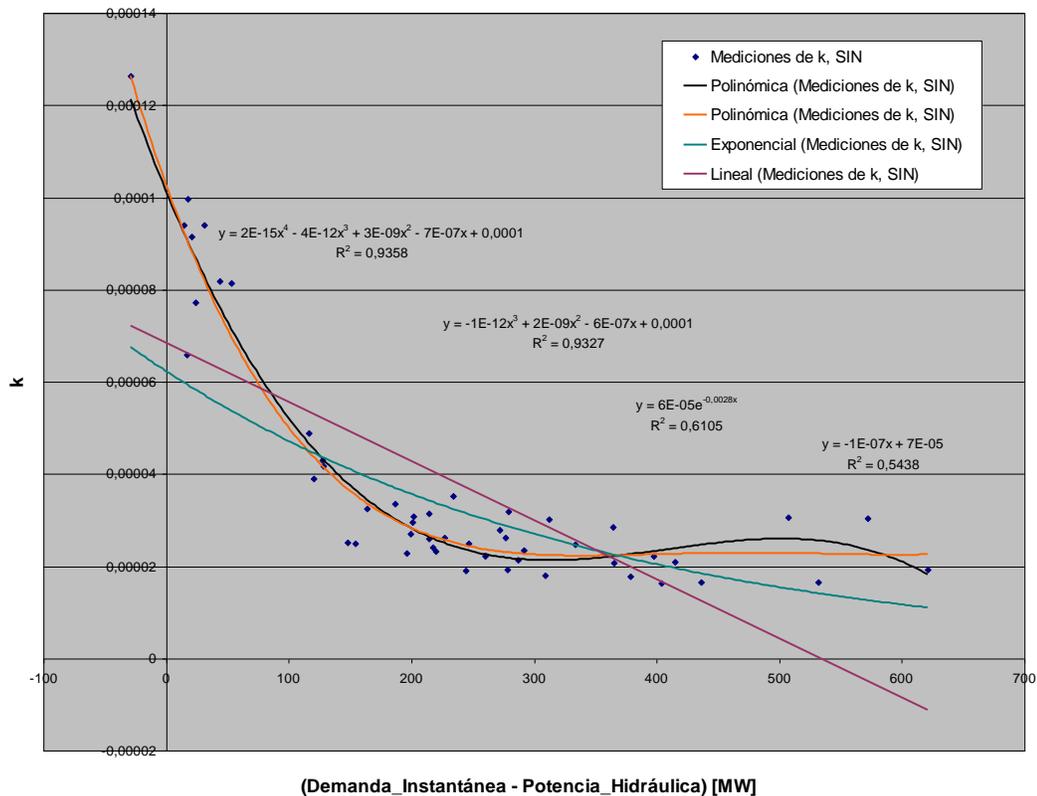


Ilustración 4.20 Resultados de las mediciones de k para el SIN, Boliviano. Se observó que k es función de la demanda instantánea y del recurso hidráulico disponible: $k_{SIN} = f(D_{SIN} - G_{SIN}^H)$. Resultado de varias regresiones y los respectivos coeficientes de correlación, R^2 . Se adoptó como función de k la función polinómica de 4to grado.

4.5.2 Análisis de desempeño del modelo propuesto: Comparación del despacho económico basado en PLCF con DeepEdit

Una vez realizadas las respectivas mediciones y caracterizaciones de los respectivos coeficientes de pérdidas por transmisión para cada uno de los sistemas se procedió a realizar pruebas de desempeño comparativas, a fin de validar el modelo propuesto. Para ello se compararon resultados de despachos económicos realizados con DeepEdit contra las del modelo propuesto. El objetivo que se persigue mediante estas pruebas es de evidenciar de qué manera las consideraciones estimativas tienen efecto en los resultados de los despachos económicos y si estas variaciones son aceptables., a pesar de estar concientes de que existirán desviaciones. Finalmente es de mucho interés verificar que la metodología propuesta para la estimación de costos asociados a una interconexión es válida, por lo que se inició con la comparación de resultados bajo escenarios de interconexión.

Prueba de desempeño, SIN-SING: La Ilustración 4.21 refleja los resultados de comparar el desempeño del modelo de despacho económico basado en PLCF y el analizador de redes DeepEdit. Los escenarios explorados corresponden a una base de datos de pronósticos para 2011. Se probaron escenarios de interconexión para una capacidad de interconexión de 150 MW. Se compararon los valores de costo de operación, [\$/h], obtenidos al llevar a cabo la interconexión con. Los escenarios de demanda y de parque de generación de los respectivos sistemas fueron determinados aplicando los correspondientes factores de crecimiento de demanda especificados por los correspondientes centros de despacho.

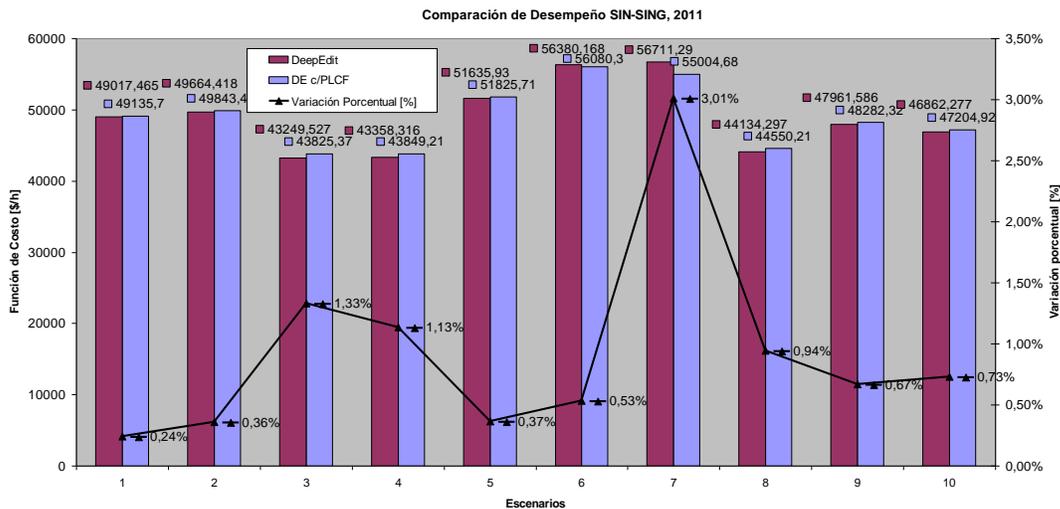


Ilustración 4.21. Comparación de desempeño, resultados obtenidos usando DeepEdit y Despacho Económico basado en PLCF (DE c/PLCF). Escenarios de interconexión aleatorios de 2011. Capacidad de interconexión de 150 MW entre los sistemas.

Prueba de desempeño, SING: La Ilustración 4.22 muestra los resultados de los despachos realizados sobre escenarios aleatorios de 2007. Las variaciones porcentuales en los resultados obtenidos fueron menores al 0.5%. El parámetro de comparación fue la función de costo, [\$/h], resultante.

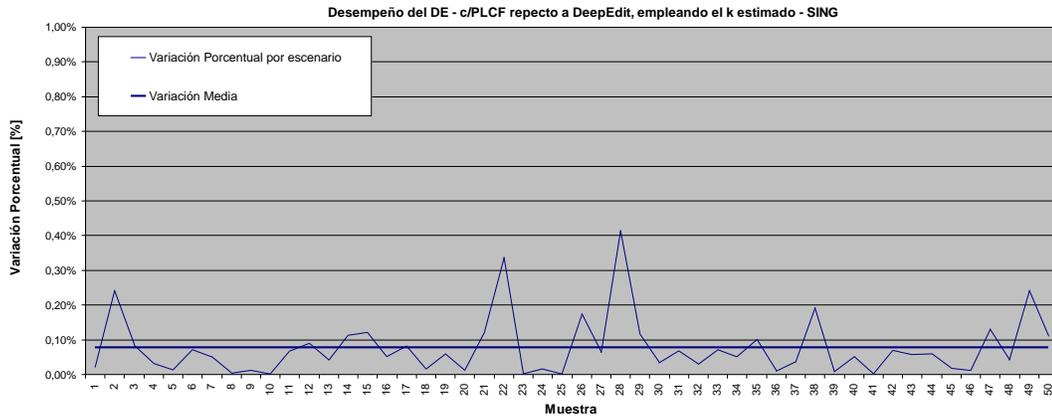


Ilustración 4.22. Resultados de las variaciones porcentuales registradas en los escenarios explorados entre DeepEdit y el despacho económico basado en CLPF. Escenarios aleatorios correspondientes a 2007.

Prueba de desempeño SIN: La Ilustración 4.23 muestra que el sistema Boliviano presenta particularidades, entre ellas algunas llegaron a registrar variaciones de hasta el 26.6%. Sin embargo, se puede apreciar también que la variación media porcentual es de 2.5%. Por otro lado, La Ilustración 4.24 muestra el histograma de frecuencias de variaciones porcentuales y de frecuencias acumuladas, a partir de ella se puede apreciar que, bajo la interpretación probabilística de la curva de frecuencias acumuladas, la probabilidad de tener variaciones menores o iguales a 5% es del 88%, y la probabilidad de conseguir variaciones entre los resultados obtenidos entre DeepEdit y el modelo propuesto menores o iguales al 10% es del 94%. Se asumirán estas desviaciones como aceptables.

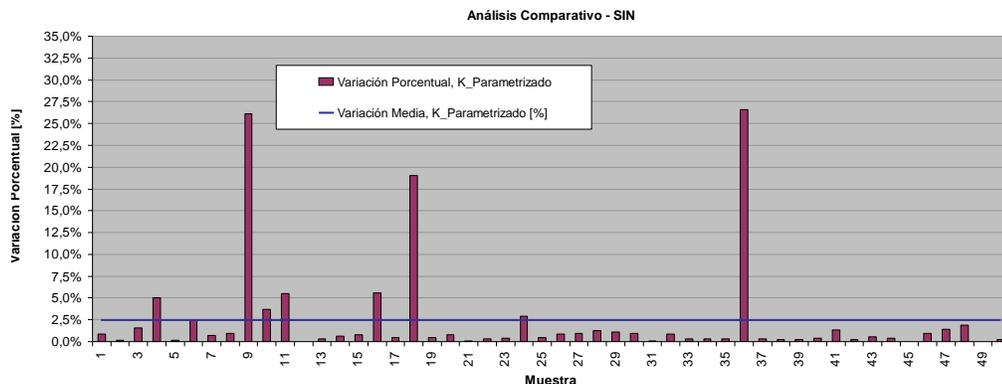


Ilustración 4.23. Variaciones porcentuales registradas tras comparar despachos económicos realizados con DeepEdit y el modelo propuesto basado en PLCF.

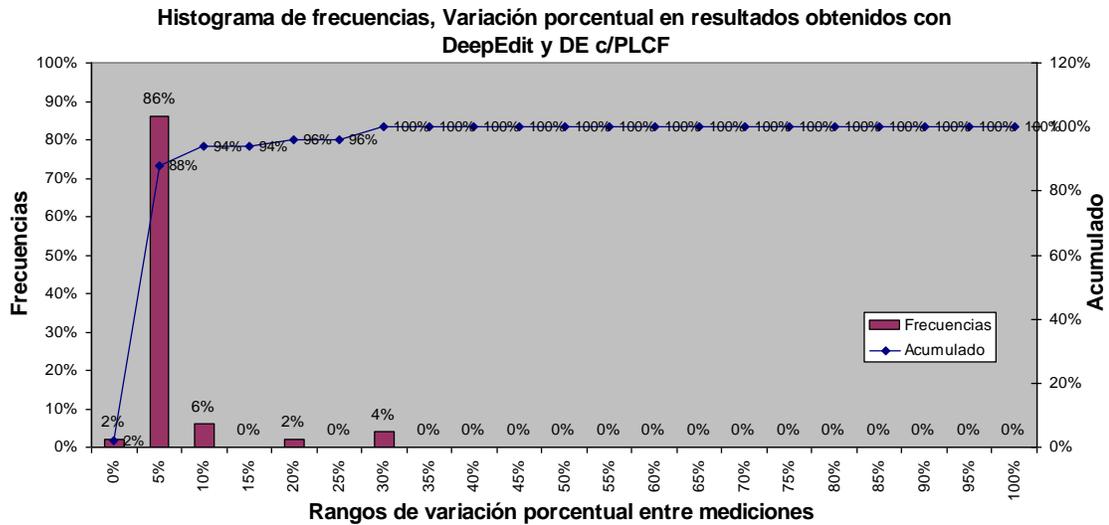


Ilustración 4.24. Histograma de frecuencias y curva de acumulación porcentual de frecuencias de las variaciones porcentuales registradas entre las mediciones realizadas en DeepEdit y el modelo propuesto, teniendo como referencia DeepEdit.

4.5.3 Resultados de despacho económico de los sistemas bajo hipótesis de interconexión

Las Ilustraciones 4.25 y 4.26 muestran los resultados de los sentidos de flujo y magnitudes resultantes para los distintos escenarios bajo hipótesis de interconexión para escenarios de demanda de los años 2007 y 2011. Los flujos representados en el semiplano positivo son aquellos en que el SIN es exportador y el SING importador, que es el caso más recurrente. Sin embargo, el grado de conveniencia desde el punto de vista del exportador como del importador será evaluado más adelante, mediante la aplicación del modelo de propuesto para tal efecto.

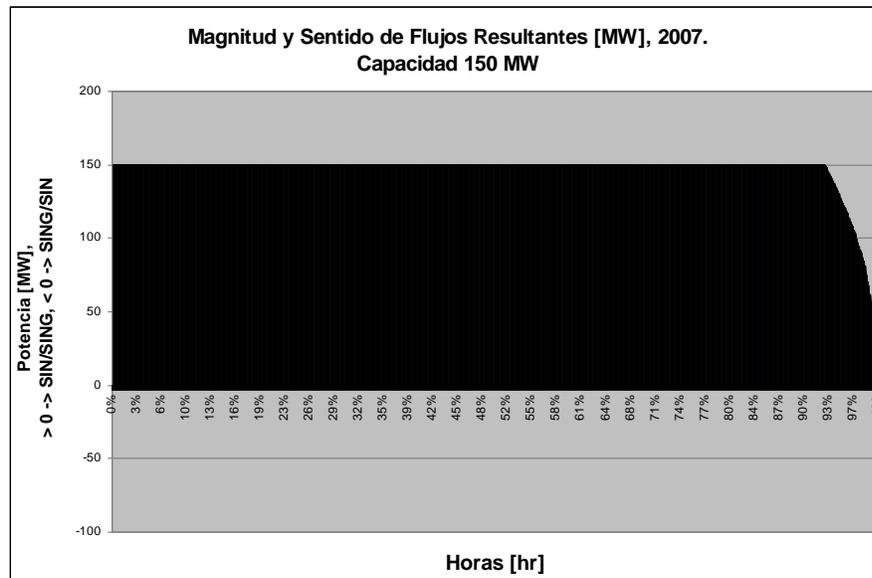


Ilustración 4.25. Flujos de potencia resultantes de plantear una hipótesis de interconexión para 2007, y capacidad de transmisión de 150 MW.

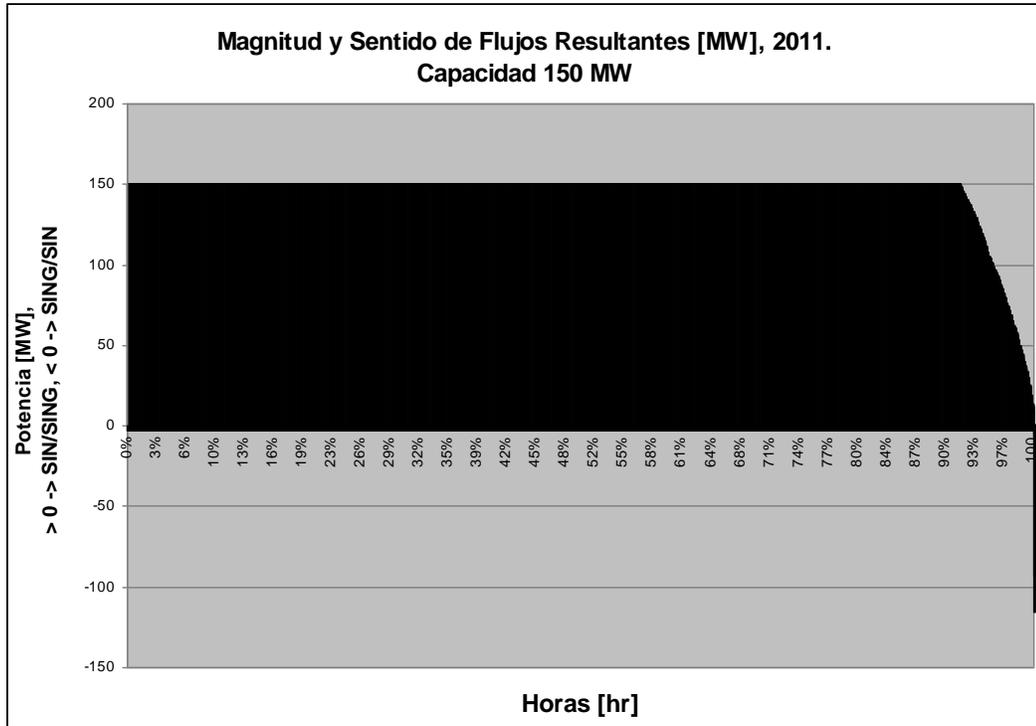


Ilustración 5.26. Flujos de potencia resultantes de plantear una hipótesis de interconexión para 2011, y capacidad de transmisión de 150 MW.

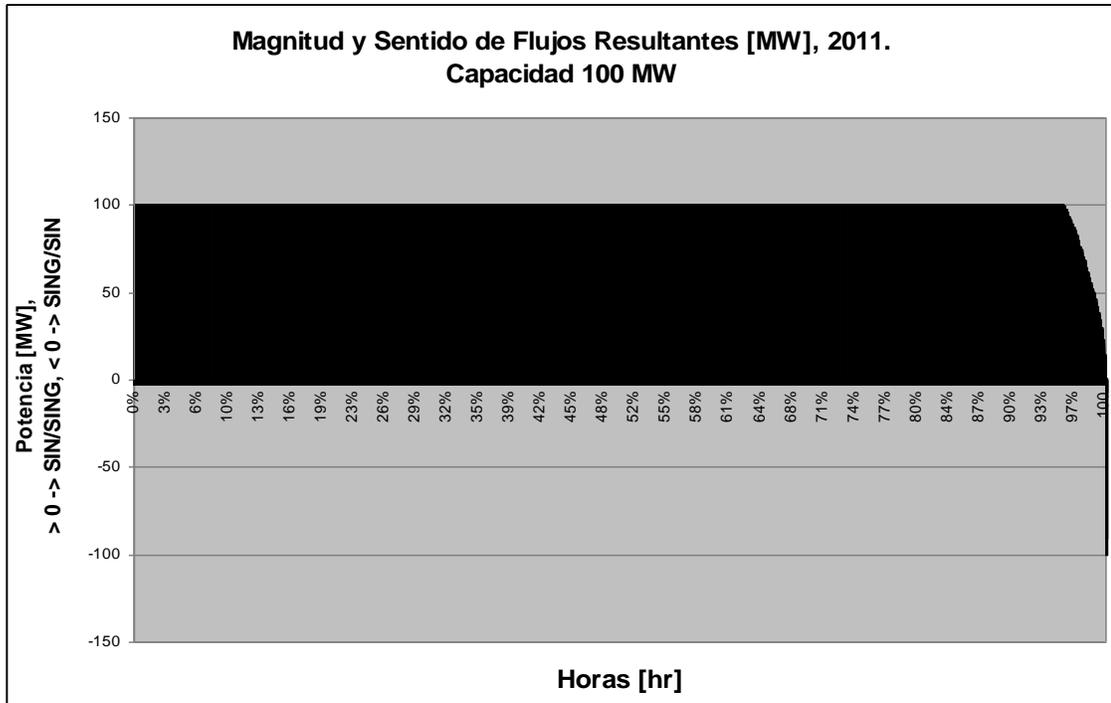


Ilustración 5.27. Flujos de potencia resultantes de plantear una hipótesis de interconexión para 2011, y capacidad de transmisión de 100 MW.

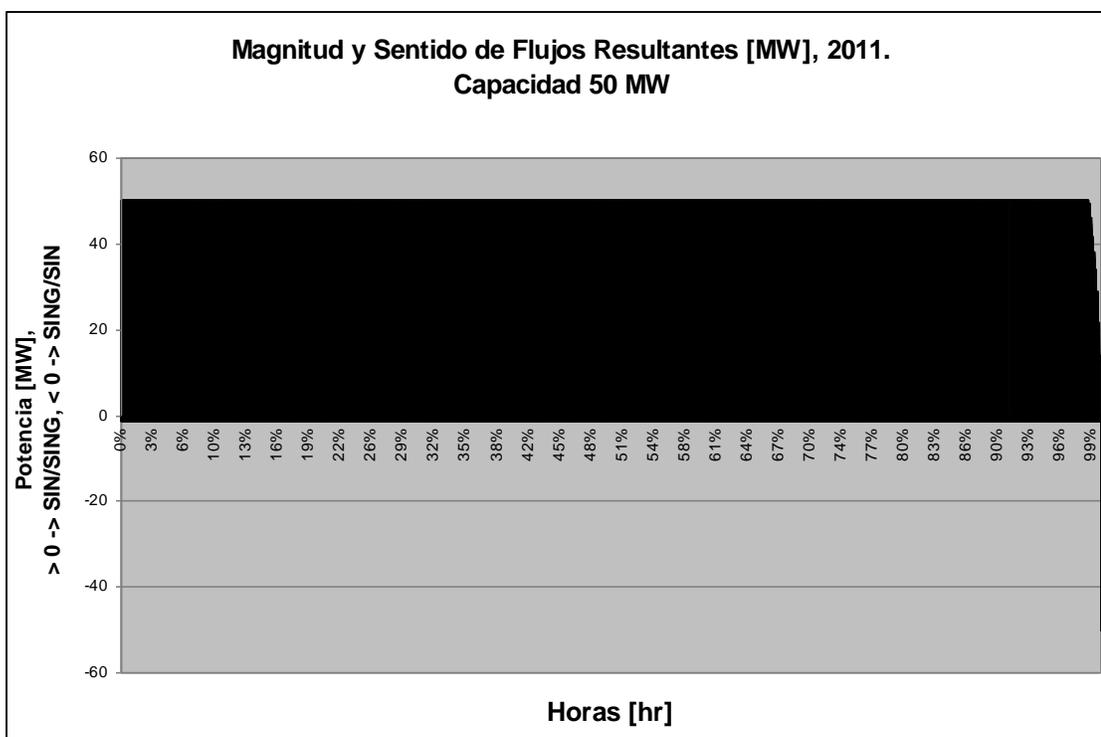


Ilustración 5.28. Flujos de potencia resultantes de plantear una hipótesis de interconexión para 2011, y capacidad de transmisión de 50 MW.

Las Ilustraciones 5.25 a 5.28 son representaciones de los flujos de potencia resultantes entre los sistemas. Algunas observaciones relevantes a puntualizar:

- Se realizaron despachos económicos para los años 2007 a 2011, para una interconexión de 150 MW. Se realizaron además despachos económicos para 2011 a capacidades de transmisión de 50 MW y 100 MW. Más adelante se mostrarán los resultados de los balances anuales de intercambio de energía así como la estimación de sus efectos.
- Para todas las hipótesis se obtuvieron flujos de potencia binacionales entre los sistemas dentro del rango del 99% y 100% de los casos. A pesar de que en los despachos económicos para el 2011 los costos marginales resultantes para SING disminuyen dramáticamente debido a que en el Informe Anual de Peajes Período: Enero 2007 – Diciembre 2011 emitido por el CDEC-SING, con base a cuyas estimaciones se toma en cuenta los costos variables de las unidades del SING para este estudio, se tiene en cuenta la entrada de unidades con costos variables combustibles bastante competitivos (por ejemplo Mejillones 1 y Mejillones 2). Por otro lado este informe presenta costos variables, para el resto del parque generador, que se mantienen invariables hasta el 2011.⁴⁷

⁴⁷ Publicación oficial del CDEC-SING, “Informe anual de peajes. Período 2007 – 2011”.

- Del total de escenarios de interconexión, se obtuvieron flujos desde el SIN hacia el SING entre un 90% y 100% de los casos.
- Del total de escenarios de interconexión, se obtuvieron flujos iguales a la capacidad de transmisión disponible (uso del 100% de las capacidad de la línea) en al menos el 90% de los escenarios explorados.
- Los flujos registrados del SING al SIN, no superan el 1% en ninguna de las hipótesis exploradas.
- De lo señalado, se puede afirmar que el SIN se desempeña esencialmente como exportador y el SING como importador. Este hecho sustenta que el flujo de energía va del lugar más competitivo al menos competitivo, en este caso se evidencia con bastante claridad debido a que los costos marginales registrados para el SING son mayores a los del SIN.

Adicionalmente, de manera preliminar y previa aplicación de los criterios de conveniencia definidos tanto para el exportador como para el importador de los resultados observados de flujos de potencia de interconexión, las Ilustraciones 5.29 a 5.32 muestran en gráficas la relación entre la variación en el costo [USD/h] generada en el sistema importador contra la variación de costo [USD/h] observada en el sistema exportador.

Se puede anticipar que en general la relación de estas variaciones es mayor a 1, esto se evidencia debido a las líneas de indiferencia graficadas en color rojo indican que la variación de costos generada en el sistema exportador es la misma que en sistema importador, todo punto cuyas coordenadas son, abscisas: variación de costo en el sistema exportador; ordenadas: variación de costo en el sistema importador, ubicado por encima de la línea de indiferencia, línea roja, significa que la relación de ambas diferencias de costos es mayor que la unidad.

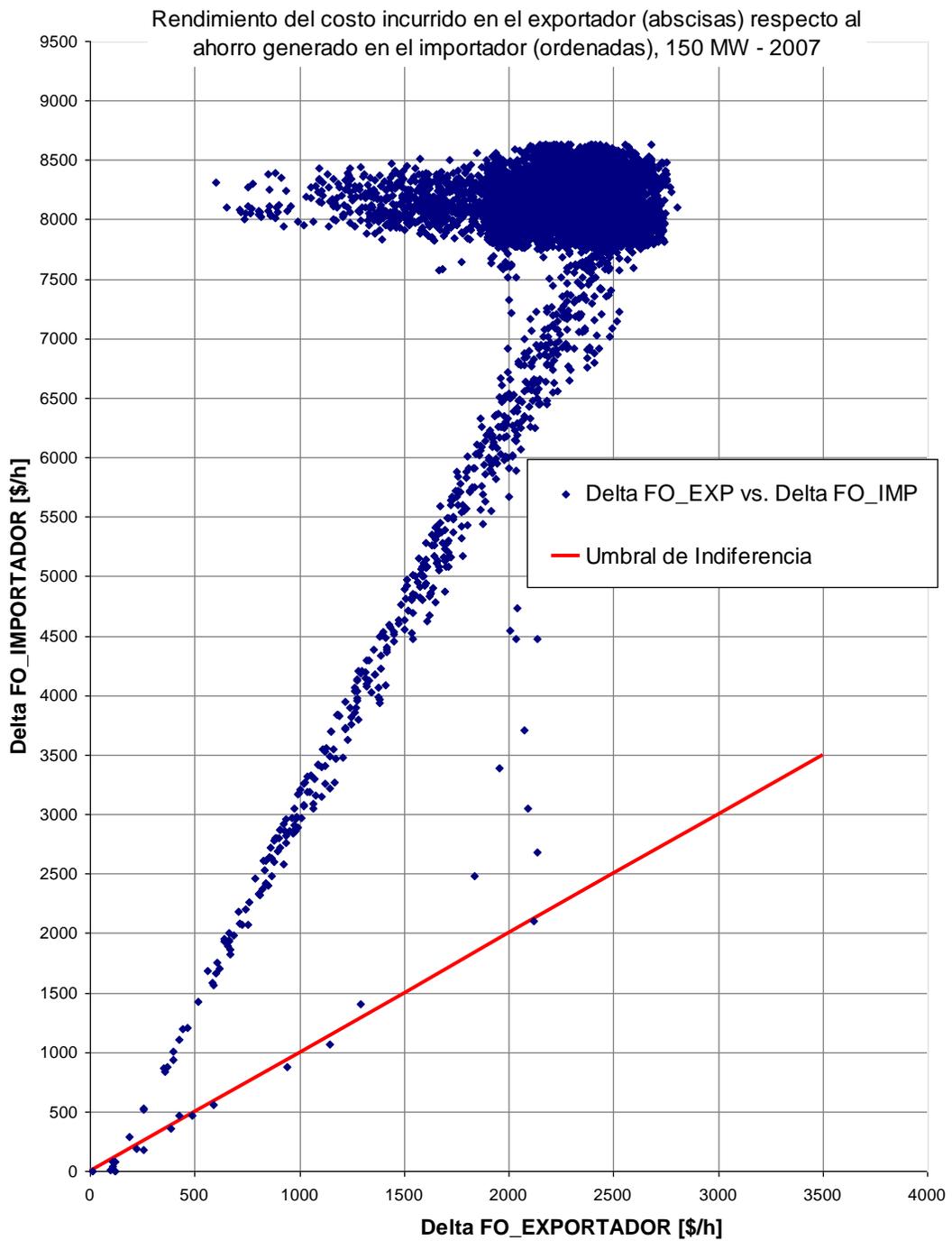


Ilustración 4.29 Dispersión de: Variación de costo del exportador vs. Variación de costo del importador. Capacidad de interconexión: 150 MW, escenarios de 2007.

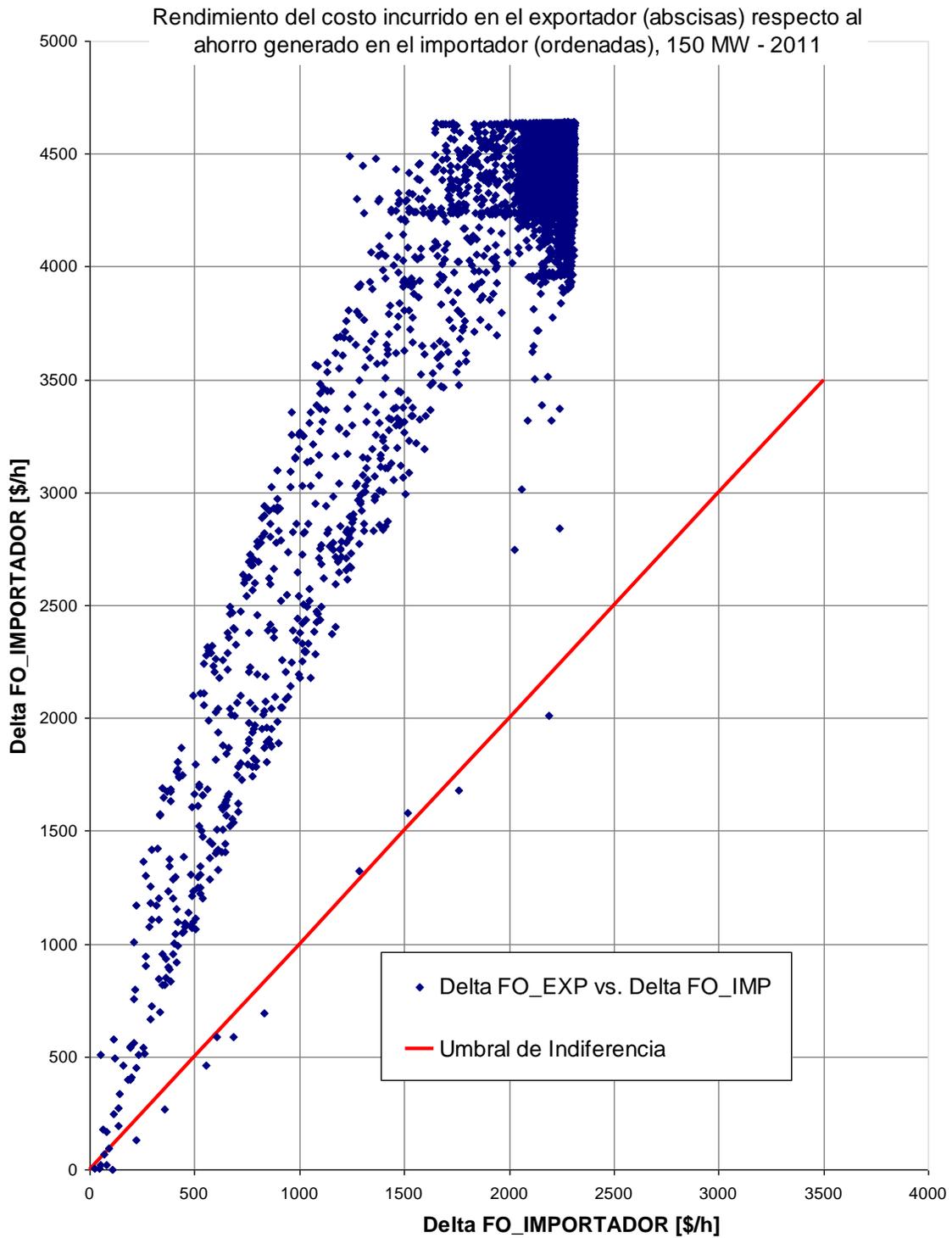


Ilustración 4.30. Dispersión de: Variación de costo del exportador vs. Variación de costo del importador. Capacidad de interconexión: 150 MW, escenarios de 2011.

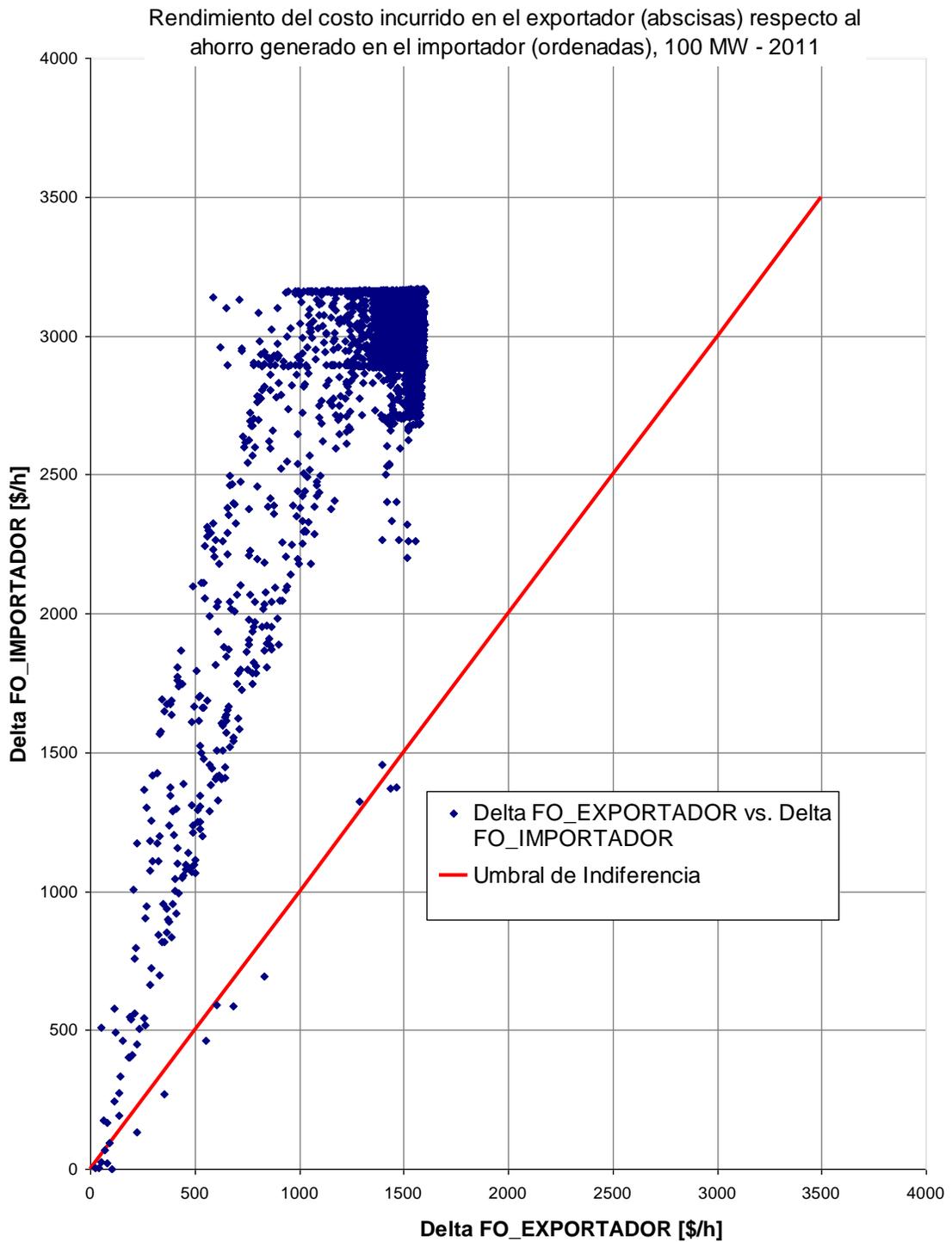


Ilustración 4.31. Dispersión de: Variación de costo del exportador vs. Variación de costo del importador. Capacidad de interconexión: 100 MW, escenarios de 2011.

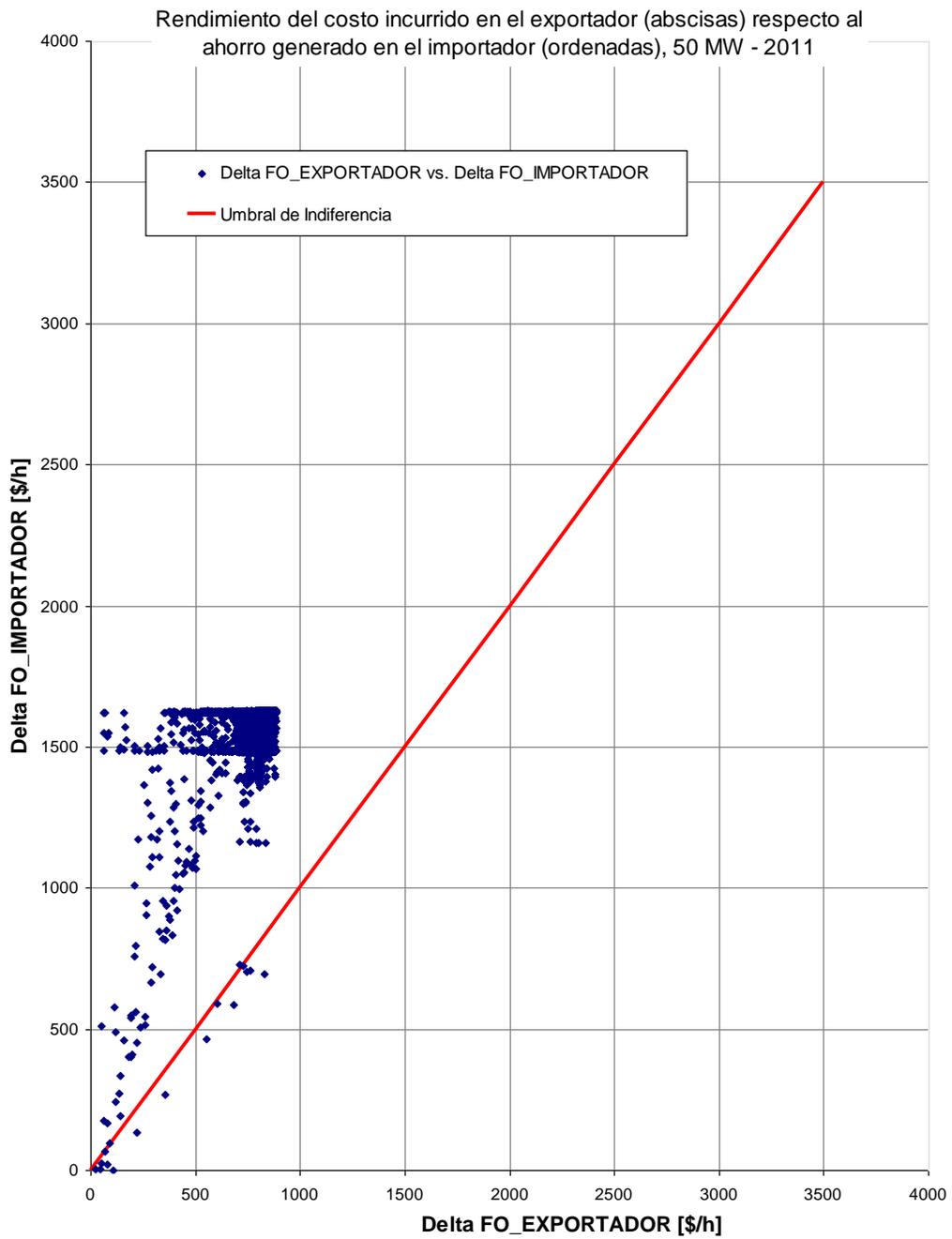


Ilustración 4.32. Dispersión de: Variación de costo del exportador vs. Variación de costo del importador. Capacidad de interconexión: 50 MW, escenarios de 2011.

4.5.4 Resultados, aplicación del criterio para el análisis de incentivos de los involucrados en el intercambio de energía eléctrica

De las Ilustraciones 4.29 a 4.32 es posible observar que mayores capacidades de exportación permiten escenarios más convenientes en términos de rendimiento del costo incurrido por el exportador y el ahorro generado en el importador.

SIN									
AÑO	TOTAL ENERGÍA EXPORTADA [WMh]	TOTAL FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LA LÍNEA	INGRESOS POR EXPORTACIÓN - PROYECTADOS [USD]	COSTO INCREMENTAL POR PÉRDIDAS [USD]	COSTO ANUAL DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN PARA EXPORTACIÓN [USD]	VARIACIÓN EN COSTO ANUAL DE GENERACIÓN [USD]	VARIACIÓN EN FACTOR DE PLANTA DEL PARQUE DE GENERACIÓN [USD]	TOTAL COSTOS - PROYECTADOS [USD]	RELACIÓN INGRESOS/COSTOS - PROYECTADOS
2007	1.282.171,6	0,976	71.489.827,5	818.603,9	13.359.000,0	18.845.888,6	2.948.994,7	36.972.487,2	2,165
2008	1.256.524,0	0,956	37.093.997,2	1.111.914,6	13.359.000,0	20.013.923,9	2.890.005,2	37.374.843,7	1,076
2009	1.264.159,9	0,962	37.948.167,6	990.642,4	13.359.000,0	15.907.701,3	2.907.567,8	33.164.911,4	1,254
2010	1.275.193,7	0,970	37.343.254,9	1.322.190,4	13.359.000,0	17.116.175,5	2.932.945,5	34.730.311,4	1,174
2011	1.272.225,9	0,968	37.635.786,6	1.487.742,1	13.359.000,0	18.618.683,3	2.926.119,6	36.391.545,0	1,125

Tabla 4.3 Resultados de exportación de energía, correspondientes al SIN, con base a las proyecciones extraídas de los informes emitidos por el CDEC-SING y CNDC del SIN⁴⁸.

La Tabla 4.3 muestra un resumen de los resultados de aplicar hipótesis de interconexión, considerando una capacidad de interconexión de 150 MW, obtenidos para todos los años considerados en este estudio: de 2007 a 2011.

Se analizaron los costos considerados a fin de poder identificar anualmente el rendimiento de la línea de transmisión, para el exportador de energía. Se puede apreciar que el año de mayor rendimiento es 2007, debido a la diferencia en costos marginales entre los sistemas es mayor. El volumen de energía exportada es similar, ya que se presentan factores de utilización bastante elevados de la línea, este hecho permite deducir que la diferencia en costos marginales es determinante. Se puede apreciar que el rendimiento del exportador se ve afectado por la variación del costo marginal del sistema exportador, a mayor costo marginal propio se observa menor rendimiento, y viceversa, a mayor costo marginal del importador mayores serán los ingresos del exportador.

Por otro lado, se puede apreciar que el rendimiento varía año a año, sin embargo el volumen de energía es bastante estable, lo cual ratifica la dependencia de los ingresos para el exportador de los costos marginales de ambos sistemas.

48

“Informe Anual de Peajes Período: Enero 2007 – Diciembre 2011”, emitido por el CDEC-SING de Chile.

“Informe de la Programación de Mediano Plazo Período Noviembre 2007 – Octubre 2011, emitido por el CNDC de Bolivia.

Según se observó en el Capítulo 2, tras hacer un recorrido de las principales características de ambos mercados eléctricos, el costo marginal del SING Chileno se mantuvo alrededor de los 100 USD/MWh desde 2007 a la fecha. Por otro lado los costos marginales del SIN se mantuvieron por debajo de los 20 USD/MWh. Esta diferencia entre los costos marginales de ambos sistemas hace atractiva la alternativa de interconexión, sin contrastar con los resultados mostrados en este estudio. Si bien las proyecciones de costos marginales fueron bastantes optimistas para el sistema Chileno, la diferencia entre los costos marginales de los sistemas fue suficiente para generar escenarios atractivos, aunque moderadamente para el exportador.

SING							
AÑO	TOTAL ENERGÍA IMPORTADA [GWh]	TOTAL FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LA LÍNEA	AHORROS POR EXPORTACIÓN - PROYECTADOS [USD]	COSTO ANUAL DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN PARA EXPORTACIÓN [USD]	COMPENSACIÓN POR DESPLAZAMIENTO DE OFERTA LOCAL DE GENERACIÓN [USD]	TOTAL COSTOS - PROYECTADOS [USD]	RELACIÓN AHORROS/COSTOS PROYECTADOS
2007	1.176.067,50	0,976	69.631.018,18	13.359.000,00	7.148.982,76	20.507.982,76	3,40
2008	1.140.641,80	0,956	36.222.183,02	13.359.000,00	3.709.399,72	17.068.399,72	2,12
2009	1.139.741,00	0,962	37.378.365,59	13.359.000,00	3.794.816,76	17.153.816,76	2,18
2010	1.131.517,90	0,970	36.296.381,05	13.359.000,00	3.734.325,49	17.093.325,49	2,12
2011	1.195.412,00	0,968	36.998.054,16	13.359.000,00	3.763.578,66	17.122.578,66	2,16

Tabla 4.4 Resultados de importación de energía, correspondientes al SING, con base a las proyecciones extraídas de los informes emitidos por el CDEC-SING y CNDC del SING⁴⁹.

Por su parte, los resultados obtenidos para el CDEC-SING son considerablemente más convenientes en cuanto al nivel de ahorros que se producen, reflejo en parte al mayor costo marginal de este sistema.

La tabla 4.4 resume los resultados de los despachos económicos bajo hipótesis de interconexión con capacidad de 150 MW para el SING de los años 2007 a 2010. Se pueden apreciar rendimientos bastante convenientes. Vale mencionar que los valores proyectados de costos de generación reportados en 2007 fueron bastante optimistas para los años 2008 a 2011, que resultan en costos marginales promedio por año alrededor de los 30 USD/MWh. Sin embargo, esto permitió contar con un escenario de referencia interesante, debido a que la diferencia entre los costos marginales es más estrecha que los que efectivamente se registraron. Más adelante se mostrarán estimaciones de los efectos que se producirían al existir mayores diferencias entre costos marginales con base a los resultados de los despachos económicos realizados y al comportamiento de la demanda.

49

“Informe Anual de Peajes Período: Enero 2007 – Diciembre 2011”, emitido por el CDEC-SING de Chile.

“Informe de la Programación de Mediano Plazo Período Noviembre 2007 – Octubre 2011, emitido por el CNDC de Bolivia.

4.5.5 Estimaciones adicionales

Los valores registrados efectivamente en las gestiones 2007, 2008 y 2009 de las variables de interés, como son, Costos Marginales de Generación promedio, Demanda de Energía Anual y Costo anual de Generación, para los respectivos sistemas involucrados difieren considerablemente de los valores proyectados así como de los obtenidos en las simulaciones, esto se observó principalmente en las variables económicas, los datos de demanda, al contrario, son bastante aproximados.

A fin de poder estimar, a partir de las simulaciones realizadas, los efectos que tendrían en los respectivos sistemas la existencia de una interconexión binacional, se realizaron aproximaciones de la función de costos de ambos sistemas para los casos sin interconexión y con interconexión, con base en los resultados de las simulaciones. Se observaron comportamientos bastante lineales de ambos sistemas en ambas situaciones. Con base a este hecho se realizaron estimaciones para las situaciones actuales, teniendo como parámetro de estimación los costos marginales y las demandas de los sistemas, como resultado de estas estimaciones se obtuvieron, costos anuales de generación, ingresos anuales por intercambio de energía, entre otros.

La Ilustración 4.33 muestra los resultados obtenidos de contrastar datos reales con el criterio de estimación descrito. Con el fin de realizar una suerte de validación, se tomará el sistema boliviano, debido a que éste obtuvo menores factores de correlación en las regresiones para aproximar las funciones de costo, como objeto de comparación de los resultados de aplicar el criterio de estimación contra datos reales, ambos para la situación sin interconexión. Vale recordar que a fin de estimar el efecto de una interconexión, en todo momento se tuvo en cuenta la situación sin interconexión, como base de comparación.

Cabe mencionar que en la Ilustración 4.33, los datos de Ingresos por concepto de venta de energía en el mercado Spot reales sólo reflejan entre el 90% y 95% del volumen de energía que se tranza anualmente en el mismo. Existe un 10% que corresponde al mercado de contratos y cuyas cifras no están registradas en los informes del CNDC. Por otro lado, los valores de ingresos obtenidos por ventas de energía con base al criterio de estimación planteado, dónde se asume que toda la energía tranzada se realiza el mercado spot, son bastante próximos. De esta manera se pretende afirmar que el criterio de estimación es válido, y será empleado para estimar los ingresos y ahorros que se hubieran generado en los años 2007, 2008 y 2009, al existir una interconexión; así como los que se generarían en 2010 y 2011.

Para estas estimaciones se asume que el factor de utilización de la línea será el mismo o mayor a los registrados, puesto que las diferencias entre los costos marginales reales son considerablemente mayores a los que resultaron de las simulaciones.

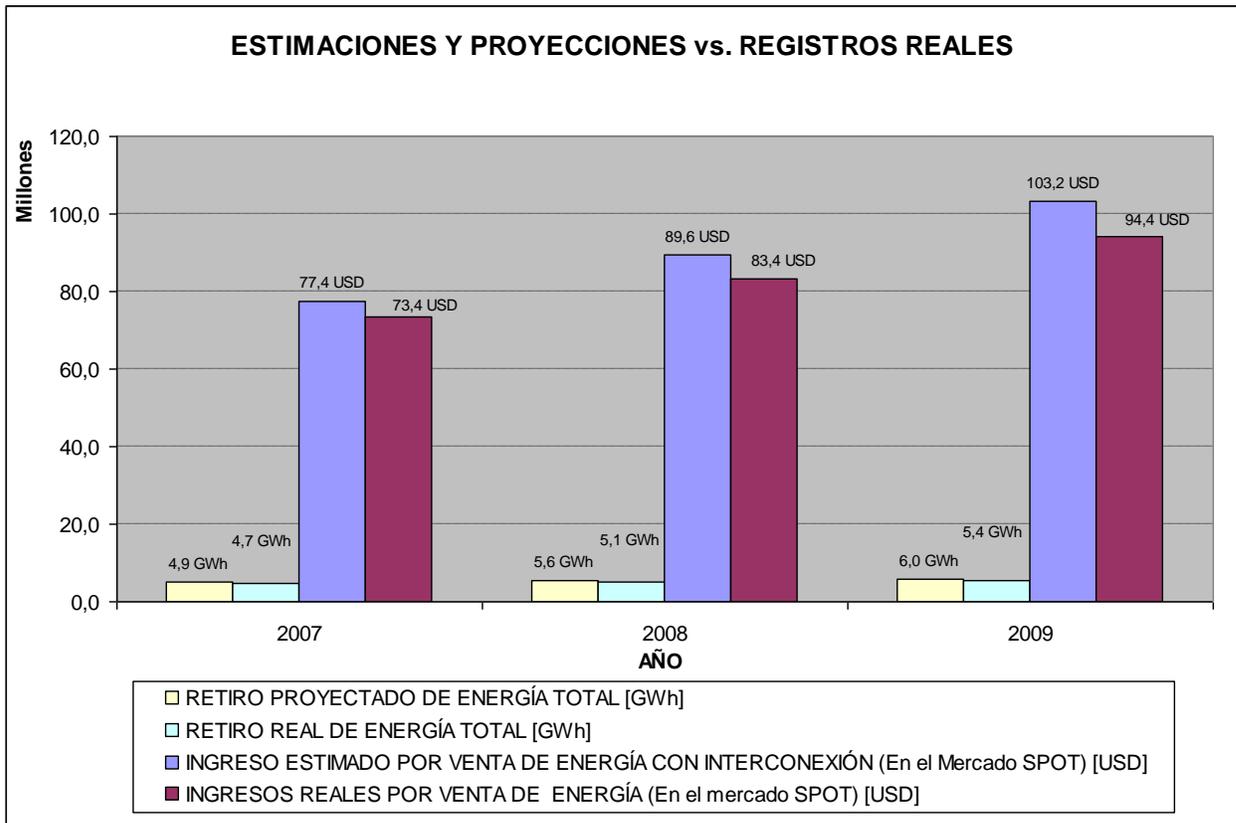


Ilustración 4.33 Comparación de los datos proyectados de demanda anual de energía contra los datos reales de demanda registrados y de los ingresos estimados versus ingresos reales registrados en el mercado SPOT de energía Boliviano.

Las Ilustraciones siguientes muestran los resultados de emplear los criterios de estimación y los resultados de las simulaciones, de manera simultánea. A partir de este ejercicio se pretende conseguir una mejor aproximación de los montos de ingresos, costos y ahorros que resultarían, en situaciones más reales. Aunque, no dejan de ser estimaciones.

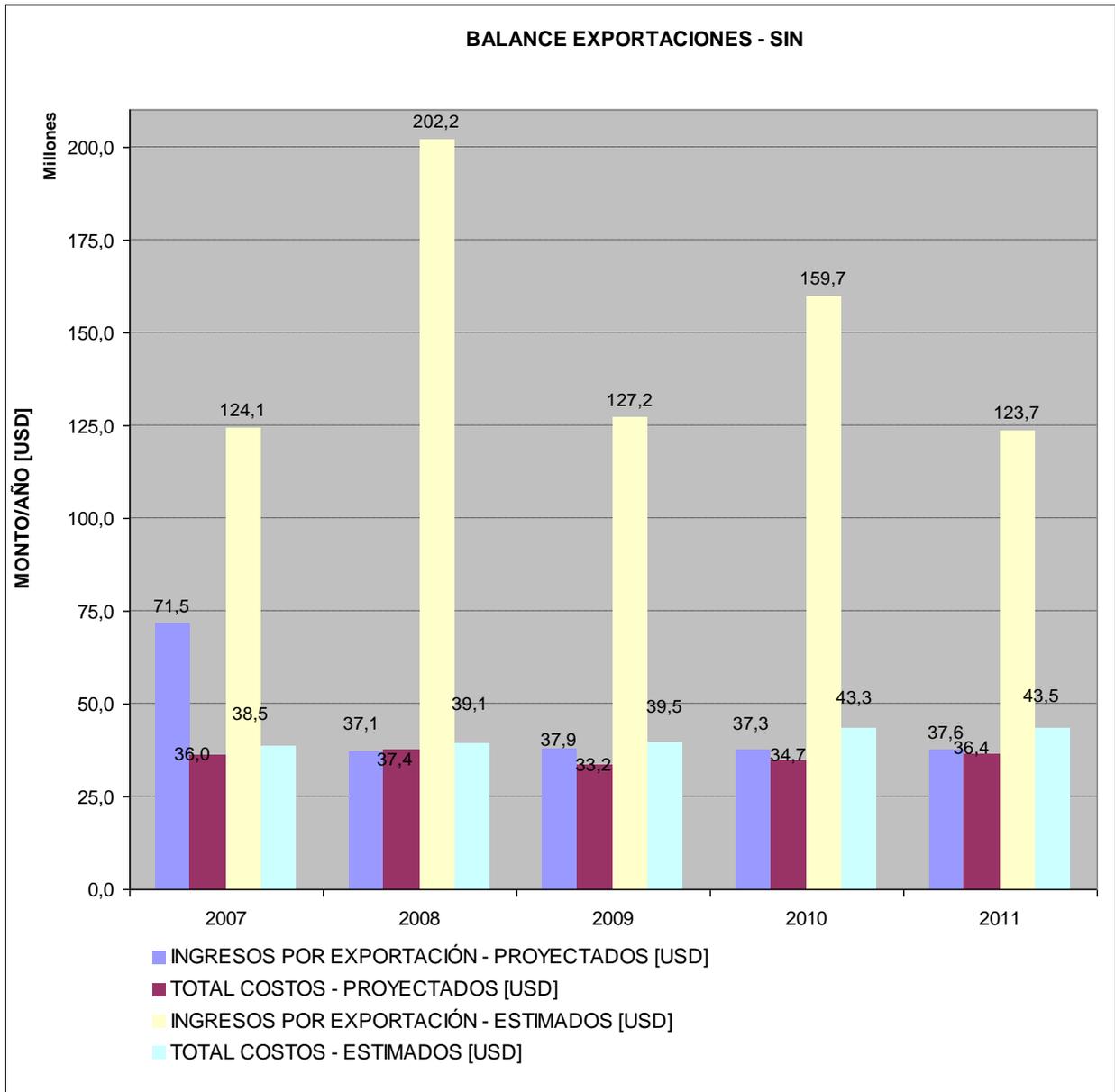


Ilustración 4.34 Balance del exportador, con base a la información de las proyecciones extraídas de los reportes del CDEC-SING y SIN en contraste con las estimaciones resultantes de aplicar los resultados reales registrados en los sistemas correspondientes.

La Ilustración 4.34 refleja que los ingresos estimados por año para el SIN, por concepto de exportación de energía estarían por encima de 100 MMUSD por año, los costos anuales considerados estarían alrededor de los 40 MMUSD por año.

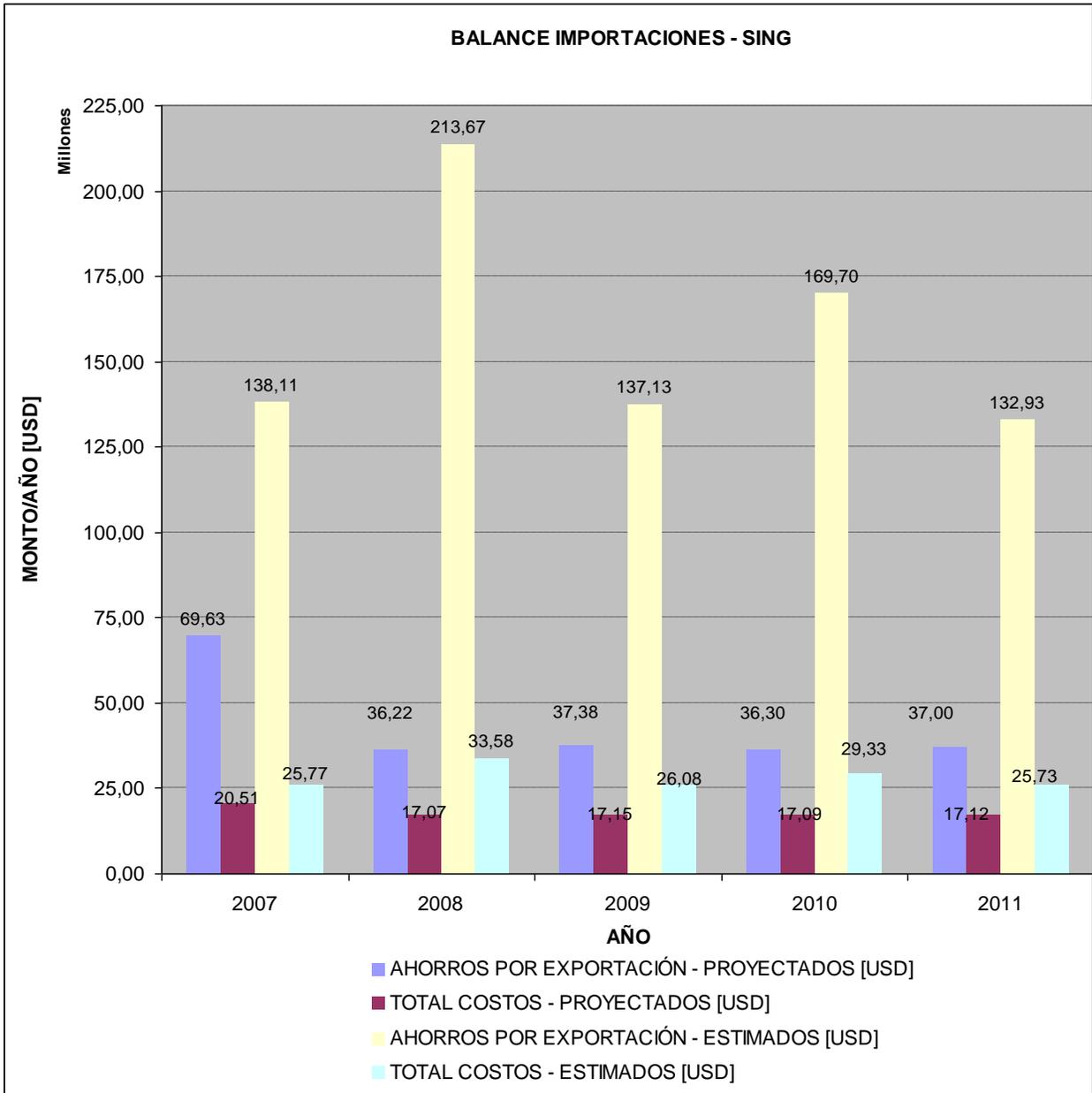


Ilustración 4.35 Balance del importador, con base a la información de las proyecciones extraídas de los reportes del CDEC-SING y SIN en contraste con las estimaciones resultantes de aplicar los resultados reales registrados en los sistemas correspondientes.

La Ilustración 4.35 muestra que el nivel de ahorros estimados para el SING hubiera resultado en cifras por encima de los 120 MMUSD por año. Por otro lado los costos estimados, a pesar de que son mayores a los proyectados, oscilan alrededor de los 25 MMUSD por año.

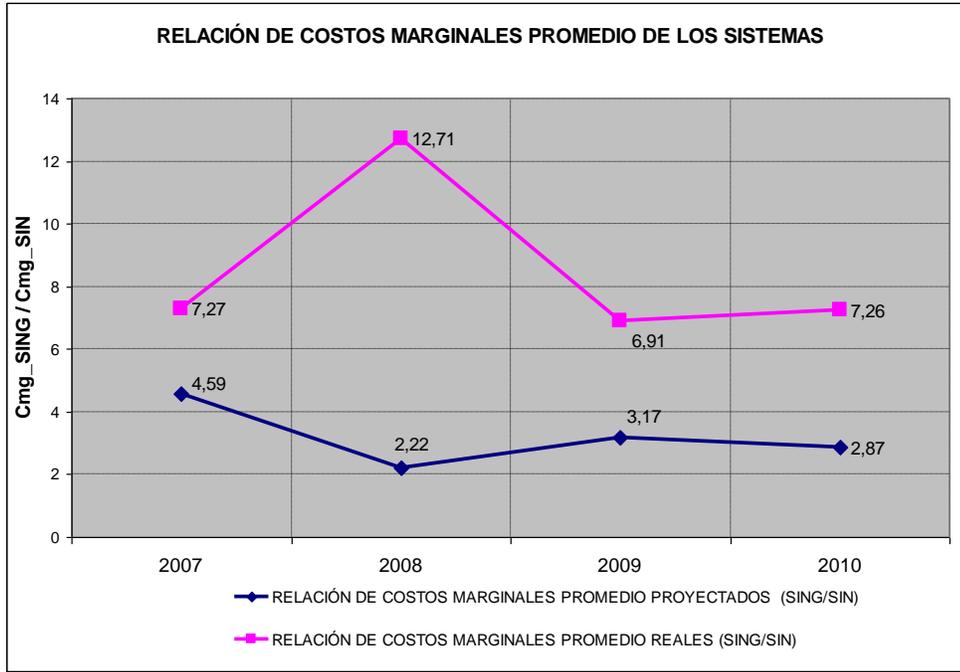


Ilustración 4.36 Relación de costos marginales promedio anuales de los sistemas.

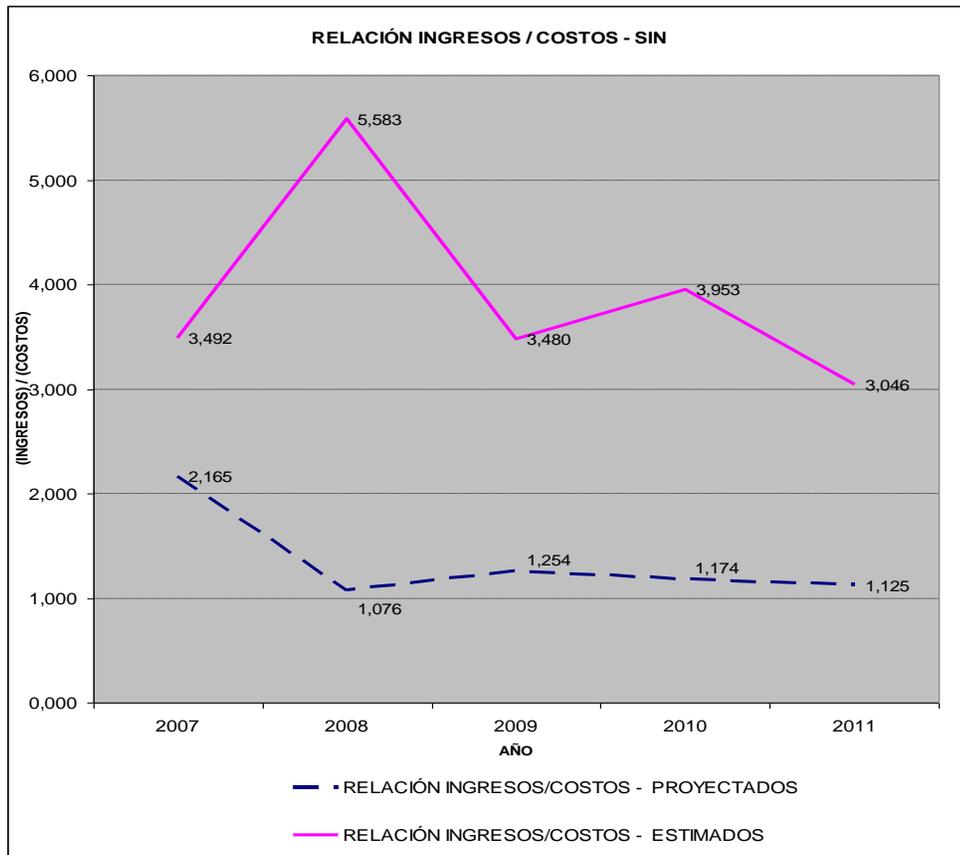


Ilustración 4.37 Gráficas de Ingresos/Costos para ambos, proyecciones (simulaciones) y estimaciones basadas en información real, SIN.

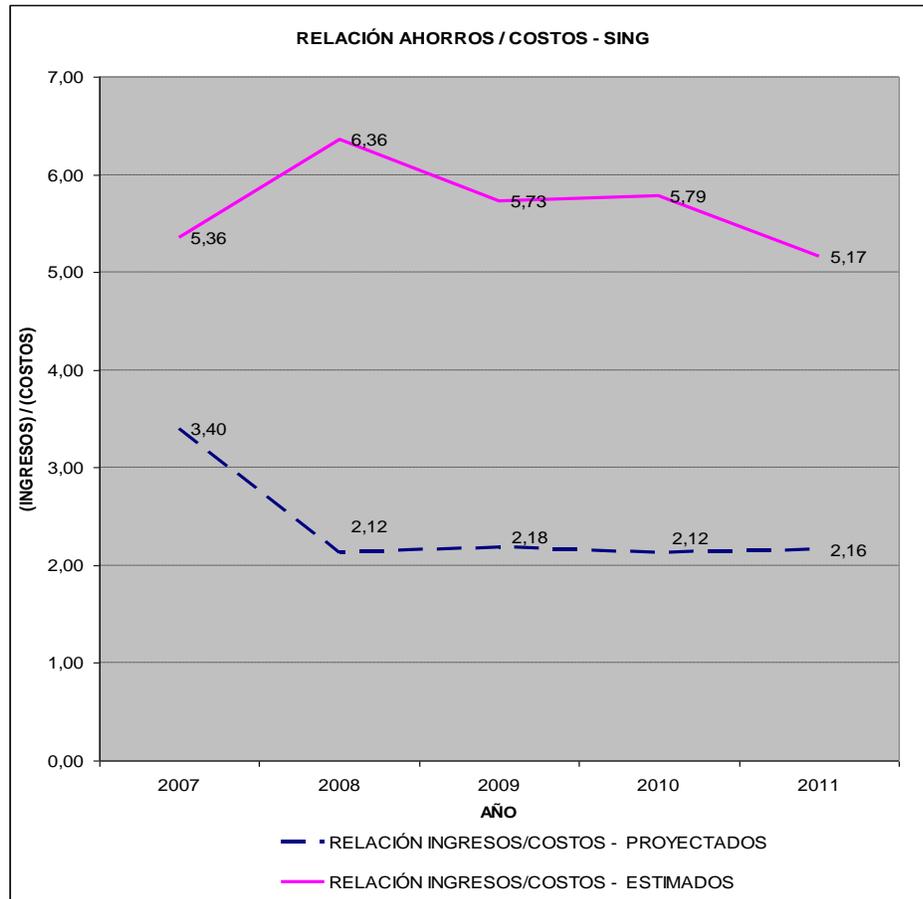


Ilustración 4.38 Gráficas de Ahorros/Costos para ambos, proyecciones (simulaciones) y estimaciones basadas en información real, SING.

Las Ilustraciones 4.36, 4.37 y 4.38, permiten evidenciar que mayores diferencias entre los costos marginales de los sistemas (ver 4.36) se traducen en mayores ingresos para el sistema esencialmente exportador, para SIN (ver 4.37) en el caso de estudio, y mayores ahorros para sistema esencialmente importador, el SING (ver 4.38) para nuestro caso de estudio, de acuerdo a las estimaciones.

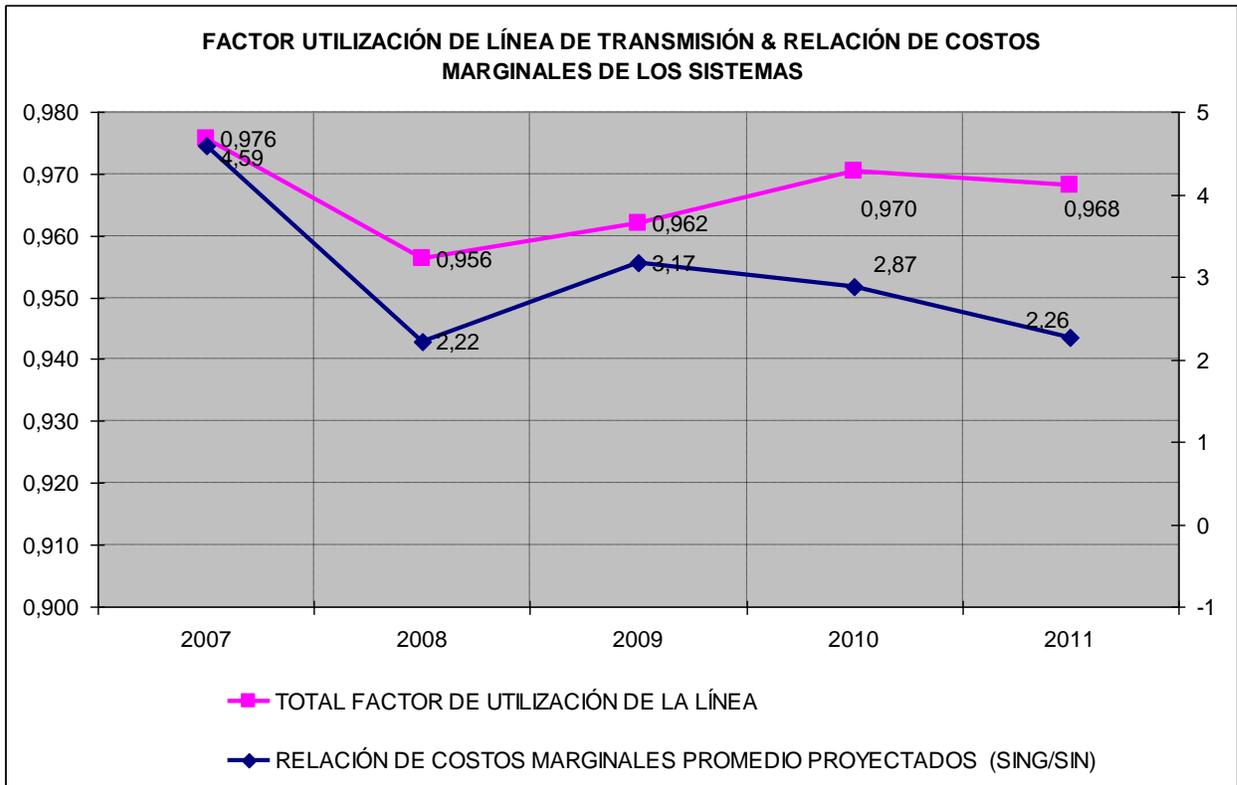


Ilustración 4.39 Comportamiento del factor de utilización de la línea y comportamiento de la relación de costos marginales entre los sistemas.

La Ilustración 4.39, basada estrictamente en las simulaciones, refleja que a mayor diferencia entre los costos marginales de los sistemas existe mayor intercambio de energía y un consiguiente incremento en el uso de la línea de interconexión.

4.6 Análisis preliminar comparativo para el caso SIC (Chile) – SING (Chile)

Tabla 4.4 Análisis comparativo de las principales diferencias entre el caso de una interconexión binacional SING (Chile) – SIN (Bolivia) y uno tipo SING-SIC (Chilenos).

ITEM	ASPECTOS DE COMPARACIÓN	SIN-SING	SIC-SING	INFORMACIÓN RELACIONADA
1	Modelo para la identificación del potencial de exportación de cada sistema basado en la demanda	El modelo propuesto permitió identificar el potencial de exportación teórico ligado al patrón de demandas teniendo como referencia la demanda máxima anual de cada sistema. La metodología propuesta busca tener sensibilidad sobre cuánta energía exportar con el parque generador existente.	En caso de existir una interconexión, el SIC y el SING presumiblemente pasarían a operar como un único sistema. Por lo que este modelo de análisis puede servir más bien como referencia para conocer el comportamiento de demanda de cada subsistema y el potencial de exportación desde la óptica planteada. Por otro lado podría ser aplicado sobre los datos de demanda total de ambos sistemas para analizar la interconexión del sistema conjunto con un sistema extranjero.	[Referencia] Latin American Power Watch [On-line reference]. Volume XXIX, 5, March 5 2013. www.argusmedia.com "... The Colombian government expects to become a major regional electricity exporter. The country plans to export power to Panama and could supply 500 MW of electricity to Chile, following ministerial discussions between the two countries last year. But this would require \$1bn being spent on building interconnector lines between Peru and Chile and boosting transmission lines in Ecuador, Peru and Colombia.."
2	Complementariedades de patrones de demanda por días típicos	Se obtuvieron las curvas de carga promedio por días típicos de cada sistema, lo cual facilitó realizar la simulación simultánea de los sistemas.	Se recomienda aplicar esta metodología a ambos sistemas para facilitar la realización de simulaciones de la operación simultánea de los mismos para diferentes propósitos.	
3	Capacidad de transmisión de una interconexión	La capacidad de transmisión de interconexión considerada para el caso SIN-SING fue elegida a partir del potencial de exportación en MW obtenida de la información de demanda y de la evaluación de la capacidad de soporte este flujo adicional de potencia en las respectivas infraestructuras de red de los sistemas involucrados.	En caso SIC-SING la capacidad de transmisión idónea podría ser elegida de manera similar, basados en la información que se obtenga del análisis de potencial de exportación centrado en la demanda, y teniendo como referencia la demanda máxima. Si no se lo hiciera de esta manera, de igual manera, independiente de la capacidad de transmisión que se llegara a implementar, el valor de la capacidad de transmisión de interconexión resultante de este análisis debería considerarse como un límite teórico para efectos de intercambio durante la operación puesto que ciertos valores de potencia podrían llevar a alguno de los sistemas a operar por encima la capacidad de su infraestructura de red aunque tuvieran suficiente capacidad de generación.	[Referencia] Nueva Minería y Energía. Mayo 25, 2103. http://www.nuevamineria.com/revista/2013/05/23/government-will-start-in-june-pending-bill-on-electricity-interconnection/ "...The initiative includes a line stretching over 610 kilometers and 1,500 MW of capacity, for an investment that would exceed \$ 700 million..."
4	Criterios de seguridad para la interconexión de sistemas	Este trabajo de investigación propone realizar estudios de estabilidad transitoria y dinámica de frecuencia y de voltaje. Por ejemplo, debe hacerse el esfuerzo de encontrar el límite de potencia que podría fluir por la línea de interconexión antes de que se produzcan oscilaciones de potencia. Para el caso de estabilidad de tensión, se recomienda conocer las curvas P-V de los nodos a ser interconectados. La idea es conocer los nodos débiles de los respectivos sistemas y las características de estabilidad de los nodos seleccionados para interconexión	Se recomienda aplicar la misma metodología.	

5	Modelo de Intercambio basado en oportunidad	De esta manera se persigue que una interconexión pueda funcionar y/o dejar de hacerlo de manera rápida cuando se observe que cierto recurso disponible puede satisfacer cierta demanda en algún momento determinado. Este modelo propuesto se apoya en la hipótesis de que cada sistema tiene un parque de generación con ciertos niveles de disponibilidad que pueden ser aprovechados para efectos de exportación, y que no es necesario introducir generación adicional para implementar una interconexión, aunque tampoco se descarta la posibilidad de hacerlo, sin embargo, se tienen las limitantes impuestas por las respectivas infraestructuras de red.	Si el SIC-SING funcionara como un único sistema una vez realizada una interconexión muy probablemente se regiría bajo el modelo de mercado eléctrico vigente en la normativa Chilena, donde, entre otros mecanismos, existen transacciones de oportunidad y también transacciones resultado de compromisos contractuales entre los agentes de mercado. Por este motivo la metodología podría emplearse para efectos informativos.	
6	Que el suministro de energía sea primero garantizado en el sistema propio antes de que algún porcentaje del parque de generación compita en el mercado adyacente	Va de la mano con la metodología propuesta para identificar el potencial de exportación, que en el fondo es la identificación del parque disponible de un sistema y que en el presente estudio se propone que, luego de haber satisfecho la demanda propia, sea el considerado para efectos de exportación.	Si el SIC-SING funcionara como un único sistema se presume que bajo la regulación vigente se tendría control sobre este punto, aunque no se descarta que un análisis de este tipo brinde información de utilidad.	
7	Que el parque disponible identificado en un sistema compita en el mercado adyacente	Va acorde a la idea de garantizar el suministro de energía del sistema propio pero también teniendo en cuenta que una vez satisfecha la demanda local puede existir una fracción del parque generador disponible, se propone que este parque compita en el sistema adyacente. Se utiliza el concepto de competencia, ya que se considera que el hecho de que exista un parque disponible no es condición suficiente para ser despachado en el sistema adyacente.	Si el SIC-SING funcionara como un único sistema bajo la regulación actual vigente todos los generadores competirían y serían despachados según los criterios definidos por ésta.	
8	Que los consumidores vean menores y/o iguales costos después de una interconexión	Este criterio fue empleado como discriminante para definir escenarios convenientes y no convenientes para efectuar un intercambio de energía en caso de existir una interconexión. Por este motivo la decisión de exportación/importación de energía se planteó tomando como referencia la situación sin interconexión y apoyados en transacciones de intercambio de energía basados en oportunidad, principalmente entre sistemas cuya diferencia entre costos marginales es importante.	Al realizar una interconexión entre dos sistemas si ambos son despachados como uno solo, y si los costos marginales promedios de los respectivos sistemas son muy diferentes, es muy probable que se registren variaciones importantes: Basados en los resultados del presente estudio, El importador tenderá a menores costos marginales y El exportador tenderá a costos marginales mayores. Esto podría tener incidencia en los costos marginales observados por los consumidores finales de ambos sistemas.	[Ref] "Latin America News", SIEMENS Energy Service, RLA BD. June 14, 2013. "...The interconnection of Chile's two major power grids is expected to reduce marginal costs on the northern SING grid by US\$7/MWh, according to northern grid operator CDEC-SING..."
9	Que los sistemas minimicen su dependencia de una interconexión	La idea de un mercado basado en oportunidad fue planteado teniendo en cuenta este aspecto, de modo que una interconexión binacional sea una alternativa más de suministro de energía, que puede ser utilizada con relativa facilidad y/o suspendida si las circunstancias lo exigieran sin comprometer la normal operación de los sistemas. Se identificó que la principal variable de dependencia es la capacidad de transmisión y en la medida en que ésta se limite se verá mayor o menor dependencia de los sistemas de ésta.	La no dependencia de dos subsistemas interconectados puede ser de gran utilidad en caso de contingencias, sin embargo la capacidad de transmisión de una interconexión puede generar efectos de dependencia en los respectivos sistemas, como se mencionó en función de la capacidad de transmisión que se elija. Se recomienda que la definición de la capacidad de transmisión venga acompañado de un análisis claro de qué efectos tendrán sobre los planes de crecimiento de los sistemas si éstos no estuvieran interconectados y contrastarlos con la nueva situación con interconexión.	
10	Uso del agua embalsada	La propuesta del modelo de intercambio binacional de energía se basa en que cada sistema realice el uso del agua embalsada sin tener en cuenta demandas que provengan de una interconexión a fin de evitar distorsiones abruptas en los costos marginales. El considerar el agua embalsada para efectos de exportación probablemente provoque un efecto de disolución de la función de regulación de costos marginales.	Con base en lo estudiado en esta investigación, se puede afirmar que una mayor demanda total de dos sistemas interconectados sin un incremento de la componente hidráulica de embalse de manera proporcional probablemente afectaría la manera en que se distribuirá el uso en el tiempo de este recurso. Por lo tanto, el efecto regulador de la componente hidráulica de embalse sería mucho menor y podría repercutir en los costos marginales.	

11	Criterio propuesto para definir si el intercambio es conveniente o no, así como el sentido de flujo	Se considera que el flujo binacional es conveniente cuando el incremento de costo en el sistema que opera como exportador, en algún momento dado, genera una diferencia de ahorro mayor que la anterior en el sistema que opera como importador. Las simulaciones se realizaron bajo esta lógica, de las mismas se observó que el flujo de potencia es usualmente del sistema de menor costo marginal promedio hacia el de mayor costo marginal promedio	Para el caso SIC-SING este ejercicio se lleva a cabo intrínsecamente al realizar despachos como un único sistema, pues el modelo regulatorio se basa en la búsqueda del óptimo económico. La diferencia, en este caso sería que cada agente competirá con el parque de generación con que cuenta en todo momento salvo que exista alguna excepción reconocida por el centro de despacho que le permita no hacerlo. En el caso de una interconexión binacional se plantea que la opción de competir en el mercado adyacente sea prerrogativa de los agentes que están disponibles en cierto momento y con la capacidad que consideren conveniente. Se realiza además un análisis de incentivos. Se considera recomendable aplicar la metodología para efectos informativos	
12	Modelo de factibilidad de una interconexión	Para poder evaluar la factibilidad se identificaron variables que se consideran de peso y la relación lógica entre éstos. Se optó por plantear un modelo holístico de sustentabilidad para la infraestructura destinada al intercambio binacional de energía, buscando evitar figuras de cargas económicas a los respectivos sistemas. Por este motivo se plantea un modelo para evaluar la factibilidad que busca tomar en cuenta a todos los agentes de mercado involucrados	El modelo de factibilidad planteado puede ser utilizado para evaluar una interconexión SIC-SING, pues se considera aportaría con valores estimativos de los efectos que se suscitarían en los respectivos sistemas a raíz de una interconexión.	
13	Efectos en los agentes de mercado	El modelo propuesto busca identificar los efectos que acarrearía una interconexión e inserta los mismos en el modelo de factibilidad desarrollado, siguiendo la lógica de que una interconexión sería sustentable si es capaz de generar mayores beneficios que los efectos que genera	En caso de que el SIC-SING sea manejado como un único sistema todos los agentes de mercado se verán afectados, aunque el modelo de factibilidad planteado puede ser utilizado para evaluar esta implementación y se considera que sería un ejercicio saludable.	[Ref] Instituto de Ecología Política. 17 de Julio, 2013. http://www.iepe.org/2011/2013/07/17/informe-plantear-fuerte-caida-en-margenes-de-generadoras-por-interconexion-sic-sing/ "... La valorización, que abarca el período 2020-2031 y tiene una tasa de descuento del 10% (proyección conservadora), forma parte del denominado Estudio de Impacto Económico y Social de la interconexión, realizado por la entidad pública y en el cual destaca que el 86% del beneficio máximo y el 88% del mínimo, corresponden a caídas en los márgenes de comercialización de las generadoras eléctricas, convirtiéndose éstas en las principales afectadas por la integración del SIC y el SING..."
14	Incentivos para los agentes de mercado involucrados	Este aspecto fue abordado de manera directa en el modelo de factibilidad, y se plantean mecanismos de compensación para los agentes que se considera serán afectados negativamente	El ejercicio de contrastar los escenarios con interconexión y sin interconexión, para los mismos escenarios de demanda y componente hidráulica podrían permitir identificar qué agentes se verán afectados tanto negativamente como positivamente. Con base en esta información deberían plantearse medidas de mitigación.	
15	Una interconexión internacional y la decisión de incrementar el parque generador o no	Una de las hipótesis de partida que fue objeto de estudio en el presente trabajo de investigación es que existe potencial de exportación en los sistemas con el parque de generación existente. Siguiendo este orden de ideas, la introducción de unidades dedicadas a la exportación llegarían a formar parte de parque disponible, y serían igualmente medidas bajo el modelo de factibilidad, o al menos deberían, pues sería este modelo el que se esperaría justifique o no el ingreso de un parque de estas características.	Se considera que este ejercicio sería igualmente valioso para una interconexión SIC-SING, de esta manera se podría definir al menos estimativamente si una interconexión entre ambos sistemas justificaría o no la introducción de parque generador adicional.	

4.6.1 Estimaciones con base a la información disponible del caso SING-SIC (CHILE)

I) Antecedentes:

FUENTE I: NUEVA MINERIA⁵⁰

COSTO DE INVERSIÓN:	> 700 MUSD
DISTANCIA:	610 km
POTENCIA:	1.500 MW
CONNECTION TYPE:	UNDEFINED (HVAC or HVDC)

FUENTE II: SIEMENS, ENERGY SERVICE, LATIN AMERICA NEWS⁵¹

EFFECTO EN EL SING:	USD7/MWh de reducción en costos marginales, según análisis del operador CDEC-SING.
Cmg. DE REF. A LARGO PLAZO:	USD80/MWh al 2027 sin interconexión, según análisis del operador CDEC-SING.
Cmg. DE REF. A LARGO PLAZO:	USD73/MWh de 2013 al 2027 con interconexión como escenario alternativo, según análisis del operador CDEC-SING.

FUENTE III: ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN DE CDEC-SING y CDEC-SIC⁵²

DEMANDA MÁXIMA 2012 SING:	2.169,0 MW
DEMANDA MÁXIMA 2012 SIC:	6.991,9 MW

FUENTE IV: REPORTE CER⁵³

Cmg PROMEDIO 2012 SING:	76 USD/MWh
Cmg PROMEDIO 2012 SIC:	189 USD/MWh

⁵⁰Nueva Minería. Mayo 23 2013. <http://www.nuevamineria.com/revista/2013/05/23/government-will-start-in-june-pending-bill-on-electricity-interconnection/>

⁵¹SIEMENS LATIN AMERICA NEWS. Junio 14 2013. Página 4, 8vo Titular.

⁵²www.cdec-sic.cl y www.cdec.sing.cl

⁵³Centro de Energías Renovables – Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. “REPORTE CER – MARZO 2013”. Marzo 2013. www.cer.gob.cl

II) Estimaciones y conclusiones en base a los antecedentes revisados:

II.1) Diferencia entre los costos marginales promedio de los sistemas SIC y SING.

Con base en lo estudiado en la presente investigación la diferencia entre costos marginales registrada entre el SIC y SING de los últimos años, sugiere que el SIC se comportaría como el sistema importador y el SING como sistema exportador. Sin embargo, debido a que el SIC tiene una componente de consumo doméstico importante a diferencia del SING que tiene una componente de consumo industrial predominante, no se descarta que en las horas en que el SIC esté en valles de demanda sea más conveniente para el SING importar energía del SIC que generar con recursos propios. Según las fuentes revisadas, se afirma que el SING se beneficiaría con una reducción en 7 USD/MWh al implementar una interconexión, aunque no indica qué beneficio se generaría para el SIC. Por otro lado, las estadísticas de operación del CDEC-SIC de 2012 reflejan que sus costos marginales están por encima de los 127 USD/MWh y por debajo de 312 USD/MWh, por su parte, los costos marginales del SING están por debajo de 127 USD/MWh para el mismo año de operación, lo cual reforzaría la hipótesis de que el SIC se comportaría como importador y el SING como exportador, si se mantiene la misma metodología de despacho. En este caso, como explicación a la reducción de los 7 USD/MWh mencionada por la literatura revisada se plantea la hipótesis de que podría deberse a un efecto artificial generados en el lado de la generación (p. ej. por economías de escala en generación y/o acceso a mejores precios de combustibles).

II.2) Aplicación estimativa del modelo de factibilidad al sistema que se comporte como exportador

Con base en la información relacionada a la interconexión SIC-SING revisada, se plantean las siguientes estimaciones:

ESTIMACIÓN AVI [MUSD/AÑO]: 140,98

ESTIMACIÓN COMMA [MUSD/AÑO]: 12,81

De la aplicación del modelo de factibilidad propuesto y asumiendo un flujo SIC -> SING mayoritario:

$$cmg_I \cdot G_E^{**} > cmg_E \cdot \Delta L_E + \frac{1}{2} CAT_L^h + G_E^{**} \cdot C_{N-Comb} + \Delta FO_E,$$

Dónde:

$$cmg_I \cdot G_E^{**} = 73 \text{ USD/MWh} \times 1500 \text{ MW} \times 5000 \text{ h/año} = 547,5 \text{ MUSD}$$

Asumiendo, 5000 h/año de un flujo de 1500 MW y un costo marginal en el nodo de interconexión del sistema importador SING de 73 USD/MWh.

$$cmg_E \cdot \Delta L_E = 219 \text{ USD/MWh} \times 41,43 \text{ MW} \times 5000 \text{ h/año} = 45,3 \text{ MUSD}$$

Asumiendo, 5000 h/año de un flujo de 1500 MW y 2,7% de pérdidas Joule en transmisión.

$$\frac{1}{2} CAT_L^h = 70,49 \text{ MUSD}$$

Basados en los criterios definidos en “ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL PARA ESCENARIOS DE EXPANSION DE LA GENERACION Y DE INTERCONEXIONES CON OTROS SISTEMAS ELECTRICOS” de 20 de Octubre de 2006. Asumiendo 15 años de vida útil, 10% de tasa de interés y que el exportador debería asumir 50% del Costo Anualizado de Transmisión (CAT) de una línea de transmisión para interconexión.

$$G_E^* \cdot C_{No-Comb} = 1500 \text{ MW} \times 3,9 \text{ USD/MWhr} \times 5000 \text{ hr} = 29,25 \text{ MUSD}$$

Asumiendo 3.9 \$/MWh para costos no combustibles, según las fuentes consultadas y 5000 h/año de un flujo de 1500 MW.

$$\Delta FO_E = \text{Valor desconocido}$$

$$\text{Se resume en: } \Delta FO_E \leq (547,5 - 45,3 - 70,49 - 29,25) \text{ MUSD,}$$

$$\text{Resultando en: } \Delta FO_E \leq 402,46 \text{ MUSD.}$$

De las estimaciones se puede interpretar que el incremento en costos anuales del sistema exportador (SIC) debería ser menor o igual a 402,46 MUSD para que los ingresos percibidos del importador (SING) cubran los conceptos de costo considerados comprometiendo así su factibilidad.

II.3) Aplicación estimativa del modelo de factibilidad al sistema que se comporte como importador

Con base en la información relacionada a la interconexión SIC-SING revisada, se plantean las siguientes estimaciones:

ESTIMACIÓN AVI [MUSD/AÑO]: 140,98

ESTIMACIÓN COMMA [MUSD/AÑO]: 12,81

De la aplicación del modelo de factibilidad propuesto y asumiendo un flujo SIC -> SING:

$$\Delta FO_i > \frac{1}{2} CAT_L^h + C_{dg},$$

Donde:

$\Delta FO_i =$ Valor desconocido [\$/MWh].

$\frac{1}{2} CAT_L =$ 70,49 MUSD

Basados en los criterios definidos en “ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL PARA ESCENARIOS DE EXPANSION DE LA GENERACION Y DE INTERCONEXIONES CON OTROS SISTEMAS ELECTRICOS” de 20 de Octubre de 2006. Asumiendo 15 años de vida útil, 10% de tasa de interés y que el importador debería asumir 50% restante del Costo Anualizado de Transmisión (CAT) de una línea de transmisión para interconexión.

$C_{dg} =$ 1500 MW x 5000 hr x 73 USD/MWh X 15% = 82,12 MUSD

Compensación al parque generador desplazado por la importación de energía. Se asume un 15% de utilidad sobre el valor de la energía desplazada, [\$/]. Este valor correspondería entonces al 15% del valor de los ingresos que se percibirían en ventas de Energía. También se asume 5000 h/año de un flujo de 1500 MW.

Se resume en: $\Delta FO_t > (70,49 + 82,12)$ MUSD,

Resultando en: $\Delta FO_t > 152,61$ MUSD.

De lo cual se interpretaría que el ahorro en costos anuales del sistema importador (SING) generados por la importación de energía desde el sistema adyacente (SIC) debería ser mayor o igual a 152,61 MUSD por año a fin de que los conceptos de costo considerados sean cubiertos.

5 Capítulo: CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y COMENTARIOS FINALES

5.1 Conclusiones

- 1) Como conclusión principal se puede señalar que la metodología desarrollada para la evaluación de la factibilidad de una interconexión eléctrica binacional permite generar argumentos de decisión relevantes que permitan a su vez sustentar la realización o no de la misma, como ser:
 - Gráficas de disponibilidad de capacidad de generación con base a los patrones de consumo y la disponibilidad de energía anual de cada sistema bajo ciertos escenarios hipotéticos de capacidad de exportación.
 - Gráficas de complementariedades en los patrones de demanda.
 - Resultados de aplicar un modelo de intercambio de energía en cuanto a la estimación de los efectos de una interconexión eléctrica e incentivos para su realización, así como obstáculos.

- 2) Asimismo, como parte de la aplicación de la metodología al caso Bolivia-Chile, se consiguió evaluar los efectos de realizar una interconexión eléctrica binacional e identificar incentivos para su realización. A continuación se puntualizan algunas conclusiones, que a criterio del autor se consideran como las más relevantes:
 - Una vez realizados todos los ejercicios y manipulaciones de datos planteados por las metodologías propuestas, a fin de estimar los efectos de una interconexión eléctrica binacional entre el SIN, Boliviano, y el SING, Chileno, se puede concluir que la diferencia entre los costos marginales existente entre los países, favorece considerablemente la implementación de una interconexión. Siguiendo lo señalado, adicionalmente se observa que el SIN, se comporta esencialmente como exportador de energía eléctrica y el SING como importador.
 - Luego de realizar las diferentes manipulaciones de datos según la aplicación de las metodologías desarrolladas, se concluye que para el intercambio de energía no se requiere, teóricamente, ampliar el parque generador de los sistemas, puesto que únicamente se eleva el factor de carga de los parques existentes.

- Se concluye también que las limitaciones técnicas de los sistemas involucrados son una restricción importante para la implementación de una interconexión puesto que a pesar de contar con altos niveles de disponibilidad de exportación de energía por efecto del patrón de demanda, el sistema de transmisión puede representar un importante cuello de botella. En el caso de aplicación Bolivia – Chile sólo se llega a aprovechar una pequeña parte del potencial total de energía identificada para exportación. Para el sistema Boliviano se determinó un potencial de exportación de alrededor de 350 MW con una disponibilidad del 78% del total de horas anuales. Para el sistema Chileno se determinó un potencial de exportación de alrededor de 175 MW con una disponibilidad del 79% y se encontró que únicamente es posible aprovechar menos del 50% de este potencial identificado. Esto se puede atribuir a:
 - a. Los cuellos de botella en el sistema de transmisión troncal Boliviano, que por falta de capacidad de transmisión, se identificaron escenarios de racionamiento en algunos nodos a partir de hipótesis de interconexión de 100 MW de capacidad de transmisión en adelante.
 - b. La falta de generación en toda la franja occidental de Bolivia.
- 3) Se concluye que existe el riesgo para ambos sistemas de afectar la estabilidad de los mismos, principalmente para el sistema Boliviano, al plantear una línea de transmisión de una capacidad muy grande y teniendo en cuenta que no se tiene la certeza del efecto que podría ocasionar la salida repentina de una carga de esta magnitud.
- 4) Se concluye que el nivel de costos marginales actual de ambos sistemas es adecuado para plantear una interconexión eléctrica, ya que se estiman ingresos que permiten cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento de una línea de transmisión e ingresos atractivos tanto para el exportador como para el importador.

5.2 Recomendaciones

- Se plantea la realización de los estudios eléctricos correspondientes y exigidos por la normativa de operación de los respectivos sistemas. Estos estudios deberán garantizar el evitar que el efecto de posibles contingencias suscitadas en la línea de transmisión de la interconexión afecte la operación de los sistemas. Por otro lado, se recomienda estudiar si la capacidad de reserva acompañaría los nuevos niveles de demanda, y ver la forma de incluir este parque en el modelo de mercado de intercambio internacional de energía. Entre los estudios a ser realizados se sugieren:
 1. Estudio de flujos de potencia.
 2. Estudio de niveles de corto circuito.
 3. Estudios de estabilidad.
 - Desempeño en condiciones de falla.
 - Evolución dinámica de tensión durante transitorios electromecánicos.
 - Evolución dinámica de la frecuencia durante los transitorios electromecánicos.
 4. Estudios de transitorios electromagnéticos.
 5. Estudios de coordinación de protecciones.
- Realizar corridas de despachos económicos y de estudios eléctricos con datos reales de demanda, parque de generación y de red de transmisión, de todos los años, de esta manera se tendrá una idea más cabal de los efectos reales de una interconexión.
- Se recomienda analizar la posibilidad técnica de un enlace en alta tensión continua (HVDC), a fin de verificar el comportamiento en términos de estabilidad de los sistemas en estas condiciones de operación.

5.3 Parámetros relevantes que determinan el potencial de intercambio

Tabla 5.1 Tabla que resume los parámetros relevantes que se considera determinan el potencial de intercambio

ITEM	PARÁMETRO	ATRIBUTOS GENERALES	ATRIBUTOS ESPECÍFICOS
1	COMPLEMENTARIEDADES ENTRE LAS DEMANDAS DE LOS SISTEMAS	Las características de la demanda brindan información del potencial de intercambio entre sistemas p.ej.: factor de carga, demanda máxima anual, comportamiento histórico de las demandas, etc.	<p>>Factor de carga: Permite conocer cuán solicitado es el parque de generación de un sistema.</p> <p>>Dmax: Referente para conocer cuánto de la generación podría destinarse a exportación</p> <p>>Históricos de demandas: Permiten identificar patrones complementarios y/o similares en las demandas de los sistemas. Además, teniendo la Dmax como referencia, permite conocer cuánto de la potencia instalada podría destinarse a exportación</p>
2	COMPOSICIÓN DE LAS MATRICES DE GENERACIÓN DE LOS SISTEMAS	Permite conocer la relevancia de los energéticos primarios en los respectivos sistemas. De igual manera, la disponibilidad de éstos es muy relevante para efectos de evaluación del potencial de interconexión.	>Distribución de la matriz de generación por combustibles: Define la dependencia de un sistema de cierto energético primario cuya disponibilidad y/o volatilidad de precios tiene un efecto directo en el potencial de intercambio de energía eléctrica.
3	DIFERENCIAS DE COSTOS MARGINALES PROMEDIOS DE GENERACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS INVOLUCRADOS	Mientras mayores son las diferencias en costos marginales promedio de generación mayor es el potencial de intercambio	>Costos marginales de generación: Se convierte en un indicador importante para estimar cuán atractiva o no es una interconexión para los diferentes agentes involucrados de los sistemas.
4	ROBUSTEZ DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSMISIÓN	Sistemas con alto nivel de redundancia en transmisión de electricidad tienen alto potencial de intercambio	<p>>Sistema de transmisión: Cada sistema tiene un potencial de exportación de energía que será físicamente limitado o no por la infraestructura de transmisión.</p> <p>>La selección de los nodos de transmisión binacionales deberá pasar por una evaluación técnica tendiente a identificar si éste puede soportar cambios en los niveles de flujo de potencia.</p>
5	PROXIMIDAD FÍSICA DE LOS SISTEMAS	Mayor cercanía geográfica es indicio de alto potencial de intercambio	>Es muy probable que los nodos candidatos para interconexión más idóneos sean los geográficamente más cercanos debido al menor costo de inversión en infraestructura de transmisión que esto representa
6	SIMILITUDES EN LOS MARCOS REGULATORIOS	Las similitudes regulatorias pueden facilitar el planteamiento de un mercado binacional de energía	>Por ejemplo el uso de la teoría marginalista: Permite extrapolar el uso del concepto para un mercado binacional de energía y/o multinacional.

5.4 Análisis Finales: Incertidumbre y riesgos asociados a proyectos de interconexión

TABLA 5.2 FUENTES DE INCERTIDUMBRE Y PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A PROYECTOS DE INTERCONEXIÓN

ITEM	PRINCIPALES FUENTES DE INCERTIDUMBRE	NIVEL DE INCERTIDUMBRE*	IMPACTO*	RIESGOS	RECOMENDACIONES DE MITIGACIÓN
1	Contexto de relacionamiento político internacional entre los países involucrados	ALTO	ALTO	<p>>En la etapa de ejecución de un proyecto de interconexión se corre el riesgo de que la iniciativa quede frenada por motivo de un cambio de postura política respecto a su implementación.</p> <p>>En la etapa de operación el riesgo es que cesen las operaciones de intercambio internacional de energía.</p>	<p>>Que el planteamiento del proyecto de implementación sea definido por fases, con metas concretas y alcanzables en tiempos razonables. Por ejemplo: iniciar con la implementación de un piloto.</p> <p>>Que el proyecto sea concebido de manera que ninguno de los sistemas involucrados dependa de esta implementación para continuar su operación normal como sistema aislado ó interconectado con otros sistemas.</p> <p>>Que se asegure tener presente las características individuales de los sistemas y contextos nacionales ante la situación sin interconexión.</p>
2	Comportamiento de las demandas de los sistemas involucrados	MEDIO	MEDIO	<p>>Que la factibilidad de implementar una interconexión eléctrica resulte muy dependiente de ciertas características de comportamiento de la demanda de los sistemas en variables como: factor de carga, complementariedad de los patrones de consumo, tasas de crecimiento de las demandas máximas anuales, entre otros.</p>	<p>>Monitorear continuamente la evolución de los patrones de demanda y contrastar sus características con las suposiciones de partida que se hicieron al diseñar el modelo de intercambio de mercado binacional.</p> <p>>Cuestionar periódicamente el modelo de intercambio de energía y realizar análisis de sensibilidad a cambios en los patrones de demanda.</p>
3	Confiabilidad de la infraestructura de transmisión de los sistemas interconectados	MEDIO	ALTO	<p>>Que la existencia de una interconexión afecte negativamente la confiabilidad de los sistemas de transmisión involucrados y aspectos clave de la operación, por ejemplo: características estabilidad transitoria y de estabilidad dinámica tanto angulares como de voltaje, desempeño en condiciones de falla, etc.</p>	<p>>La decisión de interconexión debería ir ligada a un análisis exhaustivo de las principales características y limitantes técnicas de los sistema de transmisión involucrados tanto para el caso de importación como para el caso de exportación de energía mediante la simulación en diferentes escenarios y evaluar tanto previa implementación como durante la fase de operación aspectos como: límites de estabilidad dinámica para la transmisión de potencia, características P-V de los nodos relevantes para la interconexión, niveles de corto circuito, etc.</p>
4	Disponibilidad de recursos primarios para la generación de energía eléctrica	BAJO	BAJO	<p>>Que alguno de los sistemas involucrados dependa en gran medida de algún tipo de materia prima cuya disponibilidad decaiga en el tiempo y comprometa la operación regular del sistema respectivo</p>	<p>>Que el modelo de intercambio de energía sea basado en oportunidad y no en dependencia.</p>

ITEM	PRINCIPALES FUENTES DE INCERTIDUMBRE	NIVEL DE INCERTIDUMBRE*	IMPACTO*	RIESGOS	RECOMENDACIONES DE MITIGACIÓN
5	Precios internacionales y nacionales de los energéticos primarios requeridos para la generación de energía eléctrica	ALTO	BAJO	>Que se lleguen a afectar los costos de generación y la estructura de mercado de electricidad de alguno de los sistemas y repercuta en la factibilidad de una interconexión eléctrica	>Que el modelo de intercambio de energía sea basado en oportunidad y no en dependencia. >Que el comportamiento de los precios de las materias primas para generación de energía eléctrica sean continuamente monitoreados
6	Marco regulatorio de los sistemas	MEDIO	ALTO	>Que modificaciones en las regulaciones de los países involucrados produzcan desincentivos para la importación y/o exportación de energía eléctrica >Que las regulaciones binacionales no sean respetadas	>Que el modelo de intercambio de energía sea basado en oportunidad >Que se generen los mecanismos regulatorios necesarios para mantener un intercambio internacional de energía tanto a nivel doméstico como a nivel binacional y acordes al marco de los acuerdos binacionales.
7	Introducción de ERNC	MEDIO	MEDIO	>Que la componente ERNC de algunos de los sistemas afecte aspectos como la confiabilidad y/o estabilidad de los sistemas >Que los precios de mercado eléctrico doméstico y/o binacional se vean dramáticamente afectados en la medida que la componente ERNC sea más intensiva	>Los estudios técnicos deberían contemplar el efecto del ingreso en los sistemas involucrados de esta componente a fin de determinar qué impacto tendrían sobre una interconexión eléctrica binacional distintos porcentajes de la componente ERNC. >Que el modelo de intercambio de energía sea basado en oportunidad >Que se asegure tener presente las características individuales de los sistemas y contextos nacionales ante la situación sin interconexión.
8	Evolución de los costos marginales de los sistemas	MEDIO	BAJO	>Que afecte el interés y/o los incentivos por realizar intercambios binacionales de energía >Que afecte la sostenibilidad de una interconexión	>Que el modelo de intercambio de energía sea basado en oportunidad >Que la factibilidad de una interconexión eléctrica sea monitoreada continuamente.
9	Efectos en los agentes de mercado	MEDIO	ALTO	>Que alguno de los agentes de los mercados eléctricos involucrados se vea negativamente afectado y comprometa su permanencia en el escenario	>Que el modelo de intercambio de energía sea basado en oportunidad >Que los resultados de los estudios de factibilidad contemplen a todos los agentes de mercado involucrados en los respectivos sistemas previa implementación y los efectos en sus respectivos giros de negocio.
10	Cambio tecnológico dramático "Game Changer"	BAJO	ALTO	>Que una interconexión eléctrica pierda relevancia y/o amenace la continuación de su existencia.	>Considerar seriamente la posibilidad y desarrollar acciones a la medida de la situación (Ej. Nuevos medios de transmisión de energía eléctrica, nuevas tecnologías de generación de electricidad, entrada en escena de un nuevo energético primario, etc.)

(*) Los niveles de incertidumbre e impacto fueron asignados con base a los criterios del autor.

5.5 Comentarios Finales

A continuación, algunos comentarios finales a ser tomados en cuenta por el lector:

5.5.1 Comentarios sobre el contenido de la investigación

- La metodología para interpretar los datos de demanda y la forma de representarlos a fin evaluar el potencial de exportación de un sistema, teniendo como referencia la demanda máxima anual, es creación propia de esta investigación.
- La forma de representación de los distintos niveles de potencia no demandados, teniendo como referencia la demanda máxima anual, para efectos de identificación de posibles complementariedades entre sistema adyacentes es una creación propia de esta investigación.
- El modelo de intercambio de energía propuesto es una creación propia de esta investigación, el mismo tiene en cuenta los modelos de operación y de mercado de los sistemas involucrados.
- Para la realización de los despachos económicos, de los distintos escenarios estudiados, tanto para los escenarios individuales correspondientes a cada sistema como para los escenarios de interconexión, se realizaron despachos económicos con funciones por trozos de costos lineales y se estimaron las pérdidas totales por transmisión asumiendo que el valor total de pérdidas de los sistemas son proporcionales al cuadrado del flujo total de potencia correspondiente. De esta manera se pudo realizar corridas de despacho económico muy rápidas (del orden de los milisegundos), explorar varios escenarios y ensayar distintas capacidades hipotéticas de interconexión. Naturalmente los resultados de los despachos económicos bajo estas condiciones fueron usados para efectos meramente estimativos, sin embargo, luego de realizar la comparación de desempeño respecto a los resultados obtenidos con analizadores de red ya consolidados, como es el caso de DeepEdit, se obtienen desviaciones aceptables que oscilan en promedio alrededor del 3%.

Bibliografía

- [1] WOOD A. J. and WOLLENBERG B. F. 1996. Power, Generation, Operation, And Control. Second Edition. New York. Jhon Wiley & Sons, Inc. 569 p.
- [2] BROKERING C. W., PALMA B. R. y VARGAS D. L. 2008. Ñom Lufke (El Rayo Domado) o los Sistemas Eléctricos de Potencia. Primera Edición. Santiago de Chile. PEARSON ADDISON-WESLEY. 504 p.
- [3] KIRSCHEN D. and STRBAC G. 2004. Fundamentals of Power System Economics. Third Edition. West Sussex. Jhon Wiley & Sons, Ltd. 284 p.
- [4] WINDONG T. 1993. The principle of minimum production cost model for multiple area interconnected power systems. In: IEEE TENCON '93. Beijing. IEEE.
- [5] SANABRIA L. 2010. Optimización de estructuras para torres de Alta Tensión. Tesis de pregrado. Sucre. Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca. Facultad de Tecnología. 300 p.
- [6] RAMÍREZ C. 2003. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Segunda Edición. Colombia. Impresiones Gráficas Ltda. 778 p.
- [7] BOLIVIA. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. 2008. MEMORIA ANUAL DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA Y RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2007. 87 p.
- [8] BOLIVIA. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. 2009. MEMORIA ANUAL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA Y RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GESTIÓN 2008. 105 p.
- [9] BOLIVIA. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. 2010. MEMORIA ANUAL CNDC - 2009 RESULTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. 106 p.
- [10] CHILE. CDEC-SING. 2008. CDEC-SING ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN 1998 / 2007. 58 p.
- [11] CHILE. CDEC-SING. 2009. CDEC-SING ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN 1998 / 2008. 59 p.
- [12] CHILE. CDEC-SING. 2010. CDEC-SING ESTADÍSTICAS DE OPERACIÓN 2000 / 2009. 60 p.

- [13] CHILE. GOBIERNO DE CHILE, COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2008. FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO ABRIL DE 2008 SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING) INFORME TÉCNICO DEFINITIVO. 44 p.
- [14] CHILE. CDEC-SING. 2007. INFORME ANUAL DE PEAJES. PERÍODO: ENERO 2007 – DICIEMBRE 2011. 332 p.
- [15] CHILE. CDEC-SING. 2008. INFORME ANUAL DE PEAJES. PERÍODO: ENERO 2008 – DICIEMBRE 2011. 231 p.
- [16] BOLIVIA. TRANSPORTADORA DE ELECTRICIDAD S.A. – ISA BOLIVIA. 2008. INFORME DE OFERTA Y DEMANDA DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE MAYO 2008 – ABRIL 2012. 101 p.
- [17] BOLIVIA. COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. 2008. INFORME DE PRECIOS DE NODO PERIODO MAYO – OCTUBRE 2008. 43 p.
- [18] BOLIVIA. COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. 2008. INFORME DE PRECIOS DE NODO PERIODO MAYO – OCTUBRE 2008. 43 p.
- [19] BOLIVIA. COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA. 2007. INFORME DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO PERIODO NOVIEMBRE 2007 – OCTUBRE 2011. 68 p.
- [20] COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA [En línea] <http://www.cndc.bo>
[Consulta: desde 2007 a la fecha]
- [21] CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SING [En línea] <http://www.cndc.bo> [Consulta: desde 2007 a la fecha]
- [22] MARTEL S. and TURCOTTE D. 2007. Review of Distributed Generation Product an Interconnection Standards for Canada. In: IEEE Canada Electrical Power Conference. Canada. IEEE
- [23] SHAKOURI H., EGHLIMI M. And MANZOOR D. 2006. Power Trade between Iran and Turkey: A Non-Linear Optimization Analysis. In: First International Power and Energy Coference PECon 2006. Putrajaya, Malaysia. IEEE
- [24] GONZÁLEZ A., JIMÉNEZ S. and FLOREZ M. L. 2006. Electrical Integration of Venezuela and Colombia: A New Development. Venezuela. IEEE
- [25] YOON J., PARK D. and KIM H. 2006. Feasible power exchange model Between the ROK, the DPRK and Russia. Changwon, ROK. IEEE

- [26] LEE S.S., PARK J.K., MOON S.I. and YOON Y.T. 2006. Northeast Asia Interconnection, and Technical & Market Considerations. Seoul, Korea. IEEE
- [27] CHEN M. S. 2005. Security Issues of Power System Interconnection. Arlington, Texas USA. IEEE
- [28] TAVARES M.A. 2005. The Role of Natural Gas as an Instrument for Energy Integration in Latin America. Rio de Janeiro, Brasil. IEEE
- [29] LEE S.S., PARK J.K., MOON S.I. and YOON Y.T. 2005. Northeast Asia Interconnection, and Power Flow Considering Seasonal Load Patterns. Seoul, Korea. IEEE
- [30] COVA B. 2004. Progress of the mediterranean ring and the interconnection with Europe. In: Power Engineering Society General Meeting. Milan, Italy. IEEE
- [31] YOON J., PARK D., KIM H. and GYEONGNAM H. 2004. Environmental impacts and benefits of regional power system interconnections for the republic of Korea. In: Power Engineering Society General Meeting. Seoul, Korea. IEEE
- [32] LEE S.S., PARK J.K. and MOON S.I. 2003. Power system interconnection scenario and analysis between Korean Peninsula and Japan. In: Power Engineering Society General Meeting. Seoul, Korea. IEEE
- [33] HAYASHI T. 2002. A study of energy interconnection between East Asian countries. In: International Conference on Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. Tohoku, Japan. IEEE
- [34] HAMMONS T.J., VICKU Z., DJANGIROV V.A., GOETHE S., KAPOLYI L., KICIMAN S., KLAWE M., KUCHEROV Y., KUROCHKIN V. Y., REGULY Z., SCHWARZ Z., TOMBOR A. and VOROPAI N.I. 2000. Eastern and western european policy on electricity infrastructure, interconnections and electricity. In: Transactions on Energy Conversion. Glasgow, Scotland UK. IEEE
- [35] HAMMONS T.J., WILLINGHAM M., MAK K.N., DA SILVA M., MOROZOWSKI M. and BLYDEN B.K. 1999. Generation and Transmission Improvements in Developing Countries. In: Transactions on Energy Conversion. Glasgow, Scotland UK. IEEE
- [36] AKAPELWA K. 1996. Power Interchange Opportunities In Southern Africa - Evolution Towards A Regional Power Pool. In: Fourth International Conference on Power System Control and Management (Conf. Publ. No. 421). IEEE

- [37] BIALEK J. 1997. Topological Generation And Load Distribution Factors For Supplement Charge Allocation In Transmission Open Access. In: Transactions on Power Systems. Durham, England. IEEE
- [38] PÉREZ-ARRIAGA I., RUDNICK H. and STADLIN W. 1995. International Power System Transmission Open Access Experience. In: Transactions on Power Systems. Madrid, España. IEEE
- [39] WIDONG T. 1993. The Principle of Minimum Production Cost Model for Multiple Area Interconnected Power Systems. In: Proceedings. TENCON '93. Beijing. IEEE
- [40] COOK A. and ROSE I. 1993. A Monte Carlo Technique for computing the benefits arising from the interconnection of power systems. In: Transactions on Power Systems. TENCON '93. Brisbane, Australia. IEEE
- [41] HAMMONS T.J., OLSEN A., KACEJKO P. and LEUNG C.L. 1993. Proposed Iceland/United Kingdom power link-an indepth analysis of issues and returns. In: Transactions on Energy Conversion. Glasgow, UK. IEEE
- [42] CHOWDHURY N. and BILLINTON R. 1991. Export/import of spinning reserve in interconnected generation systems. In: Transactions on Power Systems. Saskatoon, Canada. IEEE

ANEXOS

Anexo 1 Estimación de los costos de Inversión, Operación y Mantenimiento para las alternativas de interconexión consideradas, Tabla 4.1 a Tabla 4.2⁵⁴

TABLA 1. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN: 200 [MW]

Alternativa [Nº]	NODO		TRAMO	POTENCIA [MW]	TENSIÓN [kV]	LONGITUD [km]	V.I. MILES us\$	AVI MILES us\$	COMA MILES us\$	AVI+COMA MILES us\$	V.I./km MILES us\$/km
	INICIAL	FINAL									
10	SAN CRISTOBAL	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	SAN CRISTOBAL - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 180 km	200	230	180	\$71.961	\$14.495	\$1.315	\$15.810	\$399,78
11	SAN CRISTOBAL	CRUCERO	SAN CRISTOBAL - CRUCERO - 240 km	200	230	240	\$94.156	\$18.966	\$1.721	\$20.687	\$392,32
12	SAN CRISTOBAL	CHUQUICAMATA	SAN CRISTOBAL - CHUQUICAMATA - 245 km	200	230	245	\$96.039	\$19.345	\$1.755	\$21.100	\$392,00
9	SAN CRISTOBAL	POZO ALMONTE	SAN CRISTOBAL - POZO ALMONTE - 300 km	200	230	300	\$116.478	\$23.462	\$2.129	\$25.591	\$388,26
1	VINTO	POZO ALMONTE	VINTO - POZO ALMONTE - 320 km	200	230	320	\$123.929	\$24.963	\$2.265	\$27.228	\$387,28
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	200	230	350	\$135.072	\$27.208	\$2.468	\$29.676	\$385,92
5	CATAVI	POZO ALMONTE	CATAVI - POZO ALMONTE - 385 km	200	230	385	\$148.111	\$29.834	\$2.707	\$32.541	\$384,70
2	VINTO	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	VINTO - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 390 km	200	230	390	\$149.997	\$30.214	\$2.741	\$32.955	\$384,61
7	CATAVI	CRUCERO	CATAVI - CRUCERO - 540 km	200	230	540	\$206.006	\$41.496	\$3.765	\$45.261	\$381,49
3	VINTO	CRUCERO	VINTO - CRUCERO - 590 km	200	230	590	\$224.730	\$45.268	\$4.107	\$49.375	\$380,90
8	CATAVI	CHUQUICAMATA	CATAVI - CHUQUICAMATA - 595 km	200	230	595	\$226.633	\$45.651	\$4.142	\$49.793	\$380,90
4	VINTO	CHUQUICAMATA	VINTO - CHUQUICAMATA - 610 km	200	230	610	\$232.247	\$46.782	\$4.244	\$51.026	\$380,73

TABLA 2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN: 100 [MW]

Alternativa [Nº]	NODO		TRAMO	POTENCIA [MW]	TENSIÓN [kV]	LONGITUD [km]	V.I. MILES us\$	AVI MILES us\$	COMA MILES us\$	AVI+COMA MILES us\$	V.I./km MILES us\$/km
	INICIAL	FINAL									
10	SAN CRISTOBAL	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	SAN CRISTOBAL - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 180 km	100	230	180	\$59.082	\$11.901	\$1.080	\$12.981	\$328,24
11	SAN CRISTOBAL	CRUCERO	SAN CRISTOBAL - CRUCERO - 240 km	100	230	240	\$77.048	\$15.520	\$1.408	\$16.928	\$321,03
12	SAN CRISTOBAL	CHUQUICAMATA	SAN CRISTOBAL - CHUQUICAMATA - 245 km	100	230	245	\$78.547	\$15.822	\$1.435	\$17.257	\$320,60
9	SAN CRISTOBAL	POZO ALMONTE	SAN CRISTOBAL - POZO ALMONTE - 300 km	100	230	300	\$95.043	\$19.145	\$1.737	\$20.882	\$316,81
1	VINTO	POZO ALMONTE	VINTO - POZO ALMONTE - 320 km	100	230	320	\$101.104	\$20.366	\$1.848	\$22.213	\$315,95
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	100	230	350	\$110.062	\$22.170	\$2.011	\$24.181	\$314,46
5	CATAVI	POZO ALMONTE	CATAVI - POZO ALMONTE - 385 km	100	230	385	\$120.587	\$24.290	\$2.204	\$26.494	\$313,21
2	VINTO	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	VINTO - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 390 km	100	230	390	\$122.117	\$24.598	\$2.232	\$26.830	\$313,12
7	CATAVI	CRUCERO	CATAVI - CRUCERO - 540 km	100	230	540	\$167.318	\$33.703	\$3.058	\$36.761	\$309,85
3	VINTO	CRUCERO	VINTO - CRUCERO - 590 km	100	230	590	\$182.462	\$36.754	\$3.334	\$40.088	\$309,26
8	CATAVI	CHUQUICAMATA	CATAVI - CHUQUICAMATA - 595 km	100	230	595	\$183.948	\$37.053	\$3.362	\$40.415	\$309,16
4	VINTO	CHUQUICAMATA	VINTO - CHUQUICAMATA - 610 km	100	230	610	\$188.489	\$37.968	\$3.445	\$41.412	\$309,00
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	100	230	350	\$110.062	\$22.170	\$2.011	\$24.181	\$314,46
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	200	230	350	\$135.072	\$27.208	\$2.468	\$29.676	\$385,92
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	150	230	350	\$82.920	\$16.703	\$1.515	\$18.218	\$236,91
PROMEDIO	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - km				\$109.351	\$22.027	\$1.998	\$24.025	\$312,43

55

⁵⁴ Todos los costos fueron estimados con base a: “ESTUDIO DE TRANSMISION TRONCAL PARA SCENARIOS DE EXPANSION DE LA GENERACION Y DE INTERCONEXIONES CON OTROS SISTEMAS ELECTRICOS”, de 20 de Octubre de 2006 – Parte II. Comisión Nacional de Energía de Chile.

⁵⁵ Se empleó la herramienta desarrollada en la Referencia V de la Bibliografía para en la estimación de costos de las líneas de transmisión.

TABLA 3. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN: 150 [MW], INTERPOLACIÓN CON BASE A LAS TABLAS 1 Y 2

Alternativa [N°]	NODO		TRAMO	POTENCIA [MW]	TENSIÓN [kV]	LONGITUD [km]	V.I. MILES us\$	AVI MILES us\$	COMA MILES us\$	AVI+COMA MILES us\$	V.I./km MILES us\$/km
	INICIAL	FINAL									
10	SAN CRISTOBAL	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	SAN CRISTOBAL - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 180 km	150	230	180	\$65.521	\$13.198	\$1.197	\$14.395	\$364,01
11	SAN CRISTOBAL	CRUCERO	SAN CRISTOBAL - CRUCERO - 240 km	150	230	240	\$85.602	\$17.243	\$1.564	\$18.807	\$356,68
12	SAN CRISTOBAL	CHUQUICAMATA	SAN CRISTOBAL - CHUQUICAMATA - 245 km	150	230	245	\$87.293	\$17.584	\$1.595	\$19.179	\$356,30
9	SAN CRISTOBAL	POZO ALMONTE	SAN CRISTOBAL - POZO ALMONTE - 300 km	150	230	300	\$105.761	\$21.304	\$1.933	\$23.236	\$352,54
1	VINTO	POZO ALMONTE	VINTO - POZO ALMONTE - 320 km	150	230	320	\$112.517	\$22.664	\$2.056	\$24.721	\$351,62
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	150	230	350	\$122.567	\$24.689	\$2.240	\$26.929	\$350,19
5	CATAVI	POZO ALMONTE	CATAVI - POZO ALMONTE - 385 km	150	230	385	\$134.349	\$27.062	\$2.455	\$29.517	\$348,96
2	VINTO	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	VINTO - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 390 km	150	230	390	\$136.057	\$27.406	\$2.486	\$29.893	\$348,86
7	CATAVI	CRUCERO	CATAVI - CRUCERO - 540 km	150	230	540	\$186.662	\$37.600	\$3.411	\$41.011	\$345,67
3	VINTO	CRUCERO	VINTO - CRUCERO - 590 km	150	230	590	\$203.596	\$41.011	\$3.721	\$44.731	\$345,08
8	CATAVI	CHUQUICAMATA	CATAVI - CHUQUICAMATA - 595 km	150	230	595	\$205.290	\$41.352	\$3.752	\$45.104	\$345,03
4	VINTO	CHUQUICAMATA	VINTO - CHUQUICAMATA - 610 km	150	230	610	\$210.368	\$42.375	\$3.844	\$46.219	\$344,87

TABLA 4. PROMEDIO DE VALORES DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN & MANTENIMIENTO, PARA EFECTOS DE ANÁLISIS ESTIMATIVOS DE FACTIBILIDAD

Alternativa [N°]	NODO		TRAMO	POTENCIA [MW]	TENSIÓN [kV]	LONGITUD [km]	V.I. MILES us\$	AVI MILES us\$	COMA MILES us\$	AVI+COMA MILES us\$	V.I./km MILES us\$/km
	INICIAL	FINAL									
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	100	230	350	\$110.062	\$22.170	\$2.011	\$24.181	\$314,46
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	200	230	350	\$135.072	\$27.208	\$2.468	\$29.676	\$385,92
6	CATAVI	DOÑA INÉS DE COLLAHUASI	CATAVI - DOÑA INÉS DE COLLAHUASI - 350 km	150	230	350	\$122.567	\$24.689	\$2.240	\$26.929	\$350,2

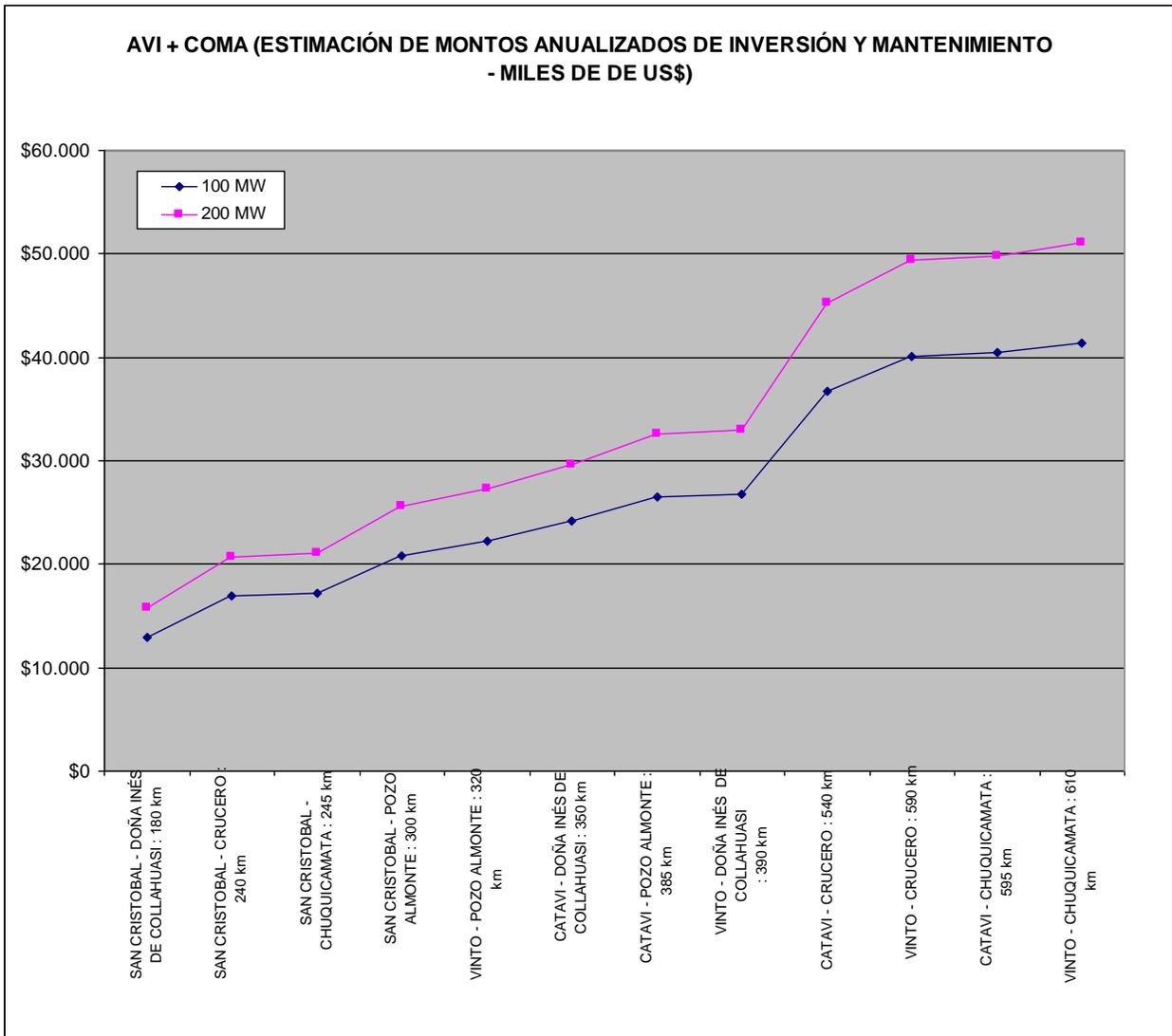


Ilustración A-1. Gráfica de Valores de inversión vs. Longitud de interconexión. Basada en las alternativas consideradas como factibles para una interconexión.