

INDICE GENERAL

	Pág.
INDICE DE TABLAS	iv
INDICE DE FIGURAS	v
RESUMEN	vii
ABSTRACT	
viii	
I. INTRODUCCION	1
II. MERCADOS DE ENERGIA ELECTRICA.....	5
2.1 Introducción.....	5
2.2 El Mercado de Energía Eléctrica (MEE).....	5
2.2.1 Estructura del MEE	5
2.2.2 Objetivos y Funciones del MEE.....	10
2.2.3 Operaciones del MEE	17
2.3 Experiencias y Perspectivas Internacionales en MEE	22
2.3.1 El MEE en la Comunidad Europea	22
2.3.2 El MEE en la cuenca del Pacífico: Australia y Japón	28
2.3.3 El MEE en Medio Oriente.....	31
2.3.4 El MEE en América del Norte.....	33
2.3.5 El MEE en Méjico, América Central y América del Sur	36
2.4 Conclusiones.....	41
III. LOS MEE CHILENO Y ARGENTINO	42
3.1 Introducción	42
3.2 El MEE en Chile.....	42
3.3 El MEE en Argentina	45
3.4 Programación de la Operación.....	47
3.4.1 Modelos Matemáticos	48
3.4.2 Modelo GOL	50
3.4.3 Modelo OMSIC.....	58

3.4.4	Modelo MARGOT	63
3.4.5	Resumen Comparativo de los Modelos.....	73
3.5	Conclusiones.....	74
IV	OPERACION COORDINADA SIC-SADI.....	75
4.1	Introducción.....	75
4.2	Operación Óptima Económica SIC - SADI.....	77
4.2.1	Señal de coordinación	77
4.2.2	Distribución de los Ahorros	81
4.2.3	Algoritmo de Coordinación.....	84
4.2.4	Implementación de COSISA	86
4.3	Conclusiones.....	88
V	SIMULACION DE LA OPERACION COORDINADA SIC-SADI.....	90
5.1	Introducción.....	90
5.2	Esquema de la simulación	90
5.3	Sensibilidades	94
5.4	Conclusiones.....	106
VI	CONCLUSION Y PERSPECTIVAS	109
	BIBLIOGRAFIA	115
	ANEXOS	
Anexo A:	CONCEPTOS DE COSTOS	125
Anexo B:	OBJETIVOS DE OPTIMIZACION.....	128
Anexo C:	SOLUCION COOPERATIVA DE NASH-HARSANYI.....	132
Anexo D:	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES.....	135

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Características de la Industria Eléctrica.....	2
Tabla 2.1 Generación en la CE, 1990.....	25
Tabla 2.2 Consumo en la CE, 1990.....	25
Tabla 2.3 Capacidades de Transmisión.....	29
Tabla 2.4 Porcentajes de generación (1992).....	30
Tabla 2.5 Indicadores de Energía Eléctrica (1990).....	31
Tabla 2.6 Energía exportada TWh.....	36
Tabla 2.7 Potencia Instalada (1993).....	37
Tabla 2.8 Proyectos Hidroeléctricos Binacionales.....	40
Tabla 3.1 Características Generales.....	48
Tabla 3.2 Características Específicas.....	49
Tabla 3.3 Características de Programación de la Operación.....	49
Tabla 3.4 Características de Planificación de la Expansión.....	50
Tabla 3.5 Resúmen de las principales características de los modelos.....	73
Tabla 4.1 Enfoques de coordinación entre sistemas eléctricos interconectados.....	78
Tabla 5.1 Escenarios de simulación tasa SIC baja.....	91
Tabla 5.2 Escenarios de simulación tasa SIC base.....	91
Tabla 5.3 Escenarios de simulación tasa SIC alta.....	92
Tabla 5.4 Subsistemas uninodales SADI.....	93

INDICE DE FIGURAS

		Pág.
Fig. 2.1	Estructura de MEE completamente segmentado	7
Fig. 2.2	Estructura de MEE competitivo al por mayor	10
Fig. 2.3	MEE de corto plazo	18
Fig. 3.1	Diagrama uninodal modelo GOL	53
Fig. 3.2	Modelo GOL.....	57
Fig. 3.3	Modelo OMSIC	59
Fig. 3.4	Curvas de costos marginales.....	61
Fig. 3.5	Proceso de convergencia OMSIC-embalses	62
Fig. 3.6	Modelo MARGOT	72
Fig. 4.1	Esquema coordinación SIC-SADI.....	80
Fig. 4.2	Solución de Nash-Harsanyi	83
Fig. 4.3	Diagrama de bloques COSISA	85
Fig. 5.1	Interconexión SIC-SADI	93
Fig. 5.2	Ahorro % SIC-SADI (1Gbase)	94
Fig. 5.3	Ahorro % SIC (1Gbase)	95
Fig. 5.4	Ahorro % SADI (1Gbase)	95
Fig. 5.5	Ahorro % SIC-SADI (1Galto).....	96
Fig. 5.6	Ahorro % SIC (1Galto)	96
Fig. 5.7	Ahorro % SADI (1Galto)	97
Fig. 5.8	Ahorro % SIC-SADI (2Gbase)	97
Fig. 5.9	Ahorro % SIC (2Gbase).....	98
Fig. 5.10	Ahorro % SADI (2Gbase)	98
Fig. 5.11	Ahorro % SIC-SADI (2Galto)	99
Fig. 5.12	Ahorro % SIC (2Galto).....	99
Fig. 5.13	Ahorro % SADI (2Galto).....	100
Fig. 5.14	Ahorro % mínimo y máximo SIC-SADI.....	101
Fig. 5.15	Energía importada SIC (1Gbase).....	101
Fig. 5.16	Energía importada SIC (1Galto).....	102

Fig. 5.17	Energía importada SIC (2Gbase).....	102
Fig. 5.18	Energía importada SIC (2Galto).....	103
Fig. 5.19	Energía mínima y máxima importada SIC	103
Fig. 5.20	Reducción costo de falla % SIC (1Gbase).....	104
Fig. 5.21	Reducción costo de falla % SIC (1Galto).....	104
Fig. 5.22	Reducción costo de falla % SIC (2Gbase).....	105
Fig. 5.23	Reducción costo de falla % SIC (2Galto).....	105
Fig. 5.24	Reducción mínima y máxima % costo de falla SIC	106

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es desarrollar una herramienta computacional que permita evaluar los beneficios económicos obtenibles en una operación coordinada del Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile y del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Para ello se analizó la estructura de los Mercados de Energía Eléctrica (MEE) chileno y argentino, sus funciones reguladas y competitivas, conjuntamente con sus objetivos y modelos utilizados en la programación de la operación. Se estableció la base teórica que sustenta el enfoque de coordinación fuerte entre los MEE competitivos al por mayor, probándose que se optimizan simultáneamente tres importantes objetivos económicos a partir de una única señal de precio para los MEE de corto plazo, la cual, adicionalmente, resulta una referencia para los MEE de largo plazo. Se propuso una política de distribución de los ahorros entre los Centros de Despacho de ambos sistemas, mostrándose que es óptima en el sentido de maximizar las utilidades de ambos, con respecto a la situación pre-interconexión. Se desarrolló una herramienta computacional adecuada para la realización de los estudios pertinentes, simulándose la operación anual SIC-SADI, bajo un conjunto de escenarios que contemplan el impacto de distintos factores como la evolución de los consumos en ambos sistemas, la expansión de la generación en el SIC incluyendo la presencia del gas natural y su precio en el sistema.

Los resultados logrados para el caso de estudio planteado, son auspiciosos en el sentido de que los ahorros obtenibles en una operación coordinada SIC-SADI no son marginales. Por otra parte, la herramienta computacional desarrollada mostró su robustez para la realización de tales estudios.

ABSTRACT

The aim of this work is develop a software to be able to value the economical profits that can be obtained within a coordinate operation of the Central Interconnected System (SIC) from Chile and the Argentinean System (SADI).

The structure of the Electric Energy Markets (MEE) was analyzed ; its regulated and competitive functions together with their aims and the models used for the programming of the operation were also studied. The theoretical basis supporting the strong coordination focus between the competitive wholesale MEE was established. It was also proved that three main economic objectives are optimized starting from only one price signal for the short term MEE ; besides, this signal becomes a reference for the long term MEE. A distribution saving policy between the Energy Dispatch Centers of both systems was proposed ; this proved to be optimal since it tends to maximize the profits of those systems respecting the pre-interconnection situation. An adequate software was developed to carry out the correspondent studies by simulating the annual SIC-SADI operation in a background involving the impact of the different factors such as the consumption of both systems, the generation expansion in the SIC including the presence of natural gas and its price within the system.

The results achieved from this study are favorable in the sense that the granted savings under a coordinate SIC-SADI operation are not discardable. Besides, the software developed highly the performance of such studies.

I INTRODUCCION

Tradicionalmente, la demanda por mayor potencia instalada ha sido dominada por los países industrializados. Las tasas de crecimiento económico en ellos ha sido elevada, pero el incremento de su potencia instalada ha sido mucho menor. En el corto plazo ocurrirá una nueva situación. En la próxima década, el grueso del aumento de la capacidad instalada no se concretará en los países industrializados sino en los países en desarrollo (Hammons, 1993). El crecimiento del consumo industrial en los países en desarrollo es una clara señal en el sentido de su evolución hacia niveles de mayor prosperidad. Una vez que el país se ha industrializado, el crecimiento del consumo cae a un nivel relativamente menor. La industria eléctrica en muchos de los países en desarrollo está estructurada como una única empresa nacional operando como un monopolio público. Esta estructura está en parte basada en una concepción de la energía eléctrica como un bien estratégico. Un estudio del sector eléctrico realizado por el Banco Mundial confirmó una tendencia declinante en el desempeño institucional, técnico, financiero y tarifario, debido principalmente a la falla de los gobiernos en resolver los problemas estructurales del sector (Vedavalli, 1993). Por el contrario, en algunos países desarrollados, como por ejemplo Francia, esta estructura industrial integrada verticalmente, esto es, generación, transmisión y distribución, operada en forma monopólica por el Estado, vía Electricidad de Francia (EDF), ha sido la excepción a la regla. En otros países desarrollados, como por ejemplo Inglaterra, la desregulación de su industria eléctrica, ha incrementado su eficiencia global, habiéndose introducido un mayor elemento de riesgo compartido entre todos los principales participantes. Una situación análoga se ha producido en algunos pocos países en desarrollo, como por ejemplo Chile y Argentina.

El papel dual de operador y propietario arrastró a los gobiernos a una intervención diaria en las operaciones del sector, surgiendo así la necesidad de redefinir los respectivos roles del gobierno, empresa y consumidores. Esto originó un desplazamiento desde una administración gubernamental de tipo monolítico hacia sistemas más descentralizados basados en los mercados. La dinámica de éstas transformaciones de la industria se refleja en los Programas de Asistencia Técnica para Países en Desarrollo de Naciones Unidas (Abu-Alam, 1993).

La tabla siguiente resume las características principales de la industrias eléctricas existentes en algunos países en desarrollo y en algunos países industrializados.

Tabla 1.1 Características de la Industria Eléctrica

	Países en desarrollo	Países industrializados
Consumo de energía eléctrica	bajo por habitante, con una alta tasa de crecimiento.	alto por habitante, con una baja tasa de crecimiento.
Precio de la energía eléctrica	bajo y subsidiado	de mercado
Estructura de mercado	industria protegida, baja eficiencia financiamiento	mercado competitivo, con facilidad de entrada y salida
Suministro de la energía eléctrica	monopolio público dirección y control reglamentado contabilidad "obscura"	empresas públicas y privadas regulación transparente controles y balances

La actual distribución de la potencia instalada a escala mundial es de aproximadamente dos tercios de generación térmica convencional y un tercio de generación nuclear e hidráulica. En el futuro, la generación nuclear e hidráulica podrían aumentar su participación en la expansión de la capacidad instalada, como consecuencia de un mayor énfasis en políticas de preservación del medio ambiente; sin embargo, no se espera que las proporciones cambien más que marginalmente.

Los recursos energéticos primarios y no renovables están disponibles de manera relativamente abundante. En la actualidad los principales son : uranio, petróleo, gas natural y carbón. Para todos ellos existen reservas a nivel mundial para, al menos, los próximos 40 años (carbón : 230 años, gas natural : 56 años, petróleo : 44 años, uranio : 40 años) al nivel actual de consumo (Hammons, 1993). Estos recursos son básicamente suficientes para planificar la próxima generación de centrales térmicas.

Ante una amenaza de escasez, o si una fuente de energía en particular por razones de costo o de protección del medio ambiente perdiera competitividad, las fuerzas de mercado entrarían en acción. Se incrementaría la exploración, las tecnologías de recuperación se refinarían, aumentarían los rendimientos y se utilizarían o desarrollarían sustitutos del energético. La amenaza de escasez no se concretaría.

El potencial para una expansión de la generación hidráulica, un recurso renovable, es de cinco veces la actual producción de hidroelectricidad (Hammons, 1993). A pesar de que se argumenta que la producción de energía eléctrica basada en recursos energéticos renovables tendrá una mayor participación en el abastecimiento total en el futuro, sólo es razonable esperar una contribución marginal durante las próximas décadas, con la excepción de la generación hidráulica y algunas formas simples de generación a partir de biomasa. La conclusión alcanzada por la Conferencia Mundial de la Energía es que no es probable que se produzca un déficit general de recursos energéticos en el futuro próximo.

La electricidad es una forma muy eficiente y no contaminante de distribución y utilización de la energía. La generación nuclear e hidráulica no emiten contaminantes a la atmosfera en condiciones normales de operación. La generación térmica convencional, sin embargo, tiene un cierto impacto negativo sobre el medio ambiente que la tecnología actual permite evitar o disminuir.

Así, un contexto de crecimiento de la demanda sujeto a legislaciones acordes a políticas de preservación del medio ambiente dentro de una estructura de mercado competitivo, crea a la industria eléctrica de los países en desarrollo la necesidad de analizar todas las posibles alternativas que conduzcan a una optimización en la utilización de los recursos energéticos y económicos.

Una de éstas alternativas está constituída por las interconexiones internacionales de sistemas de potencia, con sus ventajas y desventajas asociadas (Drolet-McConnach, 1993), las que se han desarrollado a escala mundial, en la medida que no existieran restricciones geográficas o políticas que las impidieran. Básicamente los sistemas eléctricos de potencia se interconectan porque un sistema interconectado es

más confiable y puede ser operado en forma coordinada, en general, a un costo menor que los sistemas aislados. Un sistema interconectado mejora su característica de regulación pues un cambio en la carga en cualquiera de los sistemas es tomado entre todas las unidades en la interconexión, no sólo por las unidades del área de control donde ocurre el cambio en la carga. Este hecho también incrementa el nivel de seguridad del sistema interconectado con respecto a los sistemas aislados pues la pérdida de una unidad generadora en uno de ellos puede ser compensada por la reserva rotante de todas las unidades de la interconexión. Una de las razones más importantes a favor de la interconexión entre sistemas radica en la operación más económica que puede lograrse al estar interconectados frente a la operación aislada a distintos costos incrementales (Wood-Wollenberg, 1984). Si existe una adecuada diferencia en los costos incrementales entre los sistemas, será económicamente atractivo para ambos sistemas intercambiar potencia a un precio "spot" equitativo. Existen además, transacciones en el largo plazo que son ventajosas económicamente para las empresas de los distintos sistemas. Una empresa de un sistema con un excedente de potencia y energía para satisfacer su demanda podría venderla a una empresa del sistema interconectado sobre una base de suministro "firme" en el largo plazo, o podría, en otras circunstancias, vender sus excedentes sobre una base de suministro "sólo si está disponible". Todas estas transacciones se realizarían en un esquema de mercado de energía eléctrico competitivo integrado.

El presente trabajo revisa aspectos conceptuales que conforman el marco teórico que sustenta el análisis de la factibilidad de la operación óptima económica conjunta del Sistema Interconectado Central (SIC) Chileno y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), vía la interconexión de ambos. La simulación de la operación se realizará a partir de los modelos actualmente en uso en el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC), y en el Organismo Encargado del Despacho del SADI, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA). Esta simulación para distintos escenarios, permitirá determinar los bloques de energía a exportar/importar por cada sistema, que deberán transarse en los respectivos Mercados. Resulta pues pertinente comenzar con una revisión de la estructura de los Mercados de Energía Eléctrica.

II MERCADOS DE ENERGIA ELECTRICA

2.1 Introducción

A partir de la década del 80, la industria eléctrica de varios países ha experimentado una transformación desde un modelo de mercado monopólico integrado verticalmente hacia un modelo de mercado competitivo. En la mayoría de los casos, el Estado era el propietario de la empresa monopólica y la reestructuración del sistema se produjo, o está produciéndose, como consecuencia de un proceso de privatización.

La presencia del monopolio en la industria, introduce una falla en el mercado, ya que si bien la asignación de precios lo equilibra, en general no refleja la valorización marginal de los consumidores o el costo marginal de los productores (Del Sol Guzmán, 1992). Puesto que la falla ocurre, entre otras causas, por la falta de agentes que compitan, resulta natural considerar la evolución hacia un modelo de mercado competitivo.

2.2 El Mercado de Energía Eléctrica (MEE)

2.2.1 Estructura del MEE

La idea de un acceso abierto a las redes fue desarrollada por economistas norteamericanos durante la década del 70 y principios de los 80 para redes económicas en general (Baumol-Panzar-Willig, 1982). Este nuevo enfoque a la economía de redes a sido propuesto como un nuevo modelo para transporte aéreo, telecomunicaciones, gas y electricidad. La infraestructura física de las redes permanecen como monopolios naturales regulados (aeropuertos, cables, tuberías, líneas). Con el acceso abierto a estas redes, el resto puede ser sometido a un esquema competitivo (aerolíneas, servicios con valor agregado, la producción de gas y de energía eléctrica).

Tres elementos convergen para constituir un modelo para la desregulación de la industria eléctrica: la idea de que no existen mayores economías de escala en la producción, la teoría de que el acceso abierto a las redes permite sustentar la competencia y la creciente preocupación pública por el medio ambiente.

Un modelo de MEE completamente segmentado se basa en las siguientes hipótesis (Hogan-Ruff,1994):

- Las economías de escala y de alcance de las centrales generadoras no son significativas en relación a la industria. La propiedad y el control de la generación están ampliamente distribuidos entre los agentes.
- Las economías de escala y de alcance de los sistemas de transmisión y distribución son significativas en relación a la industria, constituyendo estos sectores monopolios naturales, que deben regularse.
- La coordinación centralizada del despacho económico de la generación es esencial para abastecer la demanda de los consumidores, preservando la estabilidad e integridad del sistema en el corto plazo. El despacho es un monopolio natural que debe ser regulado.
- Todo otro servicio y/o producto exhibe economías de escala o de alcance limitadas, y podría ser segmentado y suministrado por muchos proveedores en un ambiente competitivo.

En el Anexo A se revisan los conceptos básicos de costos considerados en las hipótesis anteriores. Ellas sugieren una segmentación de los sectores de generación, transmisión y distribución del mercado en funciones, desarrolladas bajo un esquema de competencia cuando no existe monopolio natural, o, en caso de existir, bajo un esquema regulado que sustente y facilite la competencia en los restantes sectores. Esta segmentación separa las funciones potencialmente competitivas dentro de los sectores de generación y distribución. En aquellos segmentos para los cuales la tecnología actual

exige actividades coordinadas, separación del control o de la propiedad y libre acceso a los medios, se propone un esquema regulado.

Un diagrama representativo del modelo de mercado propuesto se muestra en la Figura 2.1

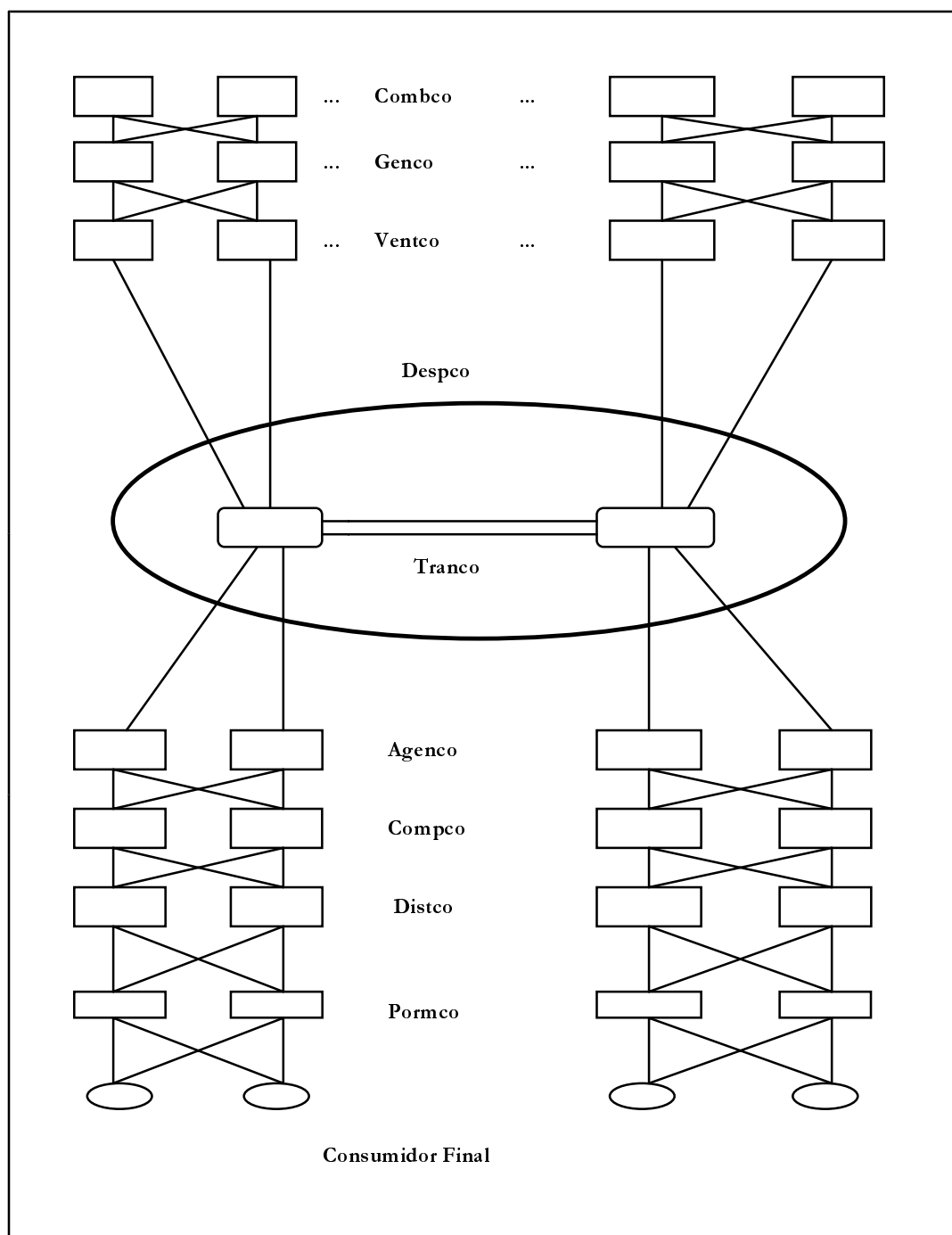


Figura 2.1 Estructura de MEE completamente segmentado

A continuación se describen los distintos segmentos y sus principales características.

a) Sector Generación

- **Combco**: compra combustible para venderlo a las centrales térmicas
- **Genco** : opera y mantiene las centrales generadoras. Estas compañías interactúan en el corto plazo ofreciendo su producción para el despacho económico del pool. Hay muchos participantes y no existen impedimentos para la construcción de nuevas centrales.
- **Ventco**: vende contratos de suministro a largo plazo, que proveen cobertura de riesgo a generadores y consumidores. Pueden también participar en la toma de decisiones para desarrollar nuevas Gencos. Hay muchos participantes y no existen impedimentos para el ingreso de nuevos agentes.

b) Sector Transmisión

- **Despco**: despacha económicamente las centrales generadoras existentes y opera el mercado de corto plazo. Opera un sistema de contratos de compensación por transmisión. Las interacciones del sistema de control exigen una operación monopólica. Este segmento está regulado para suministrar libre acceso, servicio comparable y recuperación de costos.
- **Tranco**: construye y mantiene el sistema de transmisión. Las interacciones de la red, la economía de escala estipulan un monopolio natural. Este segmento está regulado para garantizar la nodiscriminación en las conexiones a red, servicios comparables y recuperación de costos.
- **Agenco**: negocia los contratos a largo plazo de suministro y de compensación por transmisión entre potenciales compradores y vendedores. Hay muchos participantes y no existe impedimento para el ingreso de nuevos agentes.

c) Sector Distribución

- **Compco**: compra contratos a largo plazo de suministro y de compensación por transmisión para potenciales consumidores finales. Hay muchos participantes y no existe impedimento para el ingreso de nuevos agentes.
- **Distco**: construye y mantiene el sistema de distribución. Las interacciones de la red y la economía de escala estipulan un monopolio natural. Este segmento está regulado para garantizar la no discriminación en la conexión a la red, servicios comparables, recuperación de costos y el apoyo a objetivos de política pública.
- **Pormco**: provee servicios a los consumidores finales, incluyendo la conexión y facturación. Hay muchos participantes y no existe impedimentos para el ingreso de nuevos agentes.

En este modelo es posible segmentar toda la estructura, excepto Despco, Tranco y Distco, aunque en algunos sectores podría darse una situación monopólica; por ejemplo, en el sector generación pocos propietarios daría lugar a una concentración del control; esta condición no viene impuesta por la actual tecnología del sector. En cambio, en Despco, Tranco y Distco, la tecnología es tal que para un futuro previsible, será necesario alguna forma de regulación.

Una variante mas restrictiva de este modelo de mercado ocurre cuando se consideran los tres sectores sin segmentar, esto es : generación, transmisión y distribución, eliminando la competencia en la franja de los pequeños consumidores finales, sustentada por las Pormco.

Puesto que no existe ninguna razón tecnológica que condicione la extensión de la competencia, la elección entre establecer competencia solo en las transacciones al por mayor o establecer competencia incluyendo la venta al por menor vía Pormco, es una cuestión política.

Un diagrama representativo del modelo de mercado propuesto se presenta en la Figura 2.2

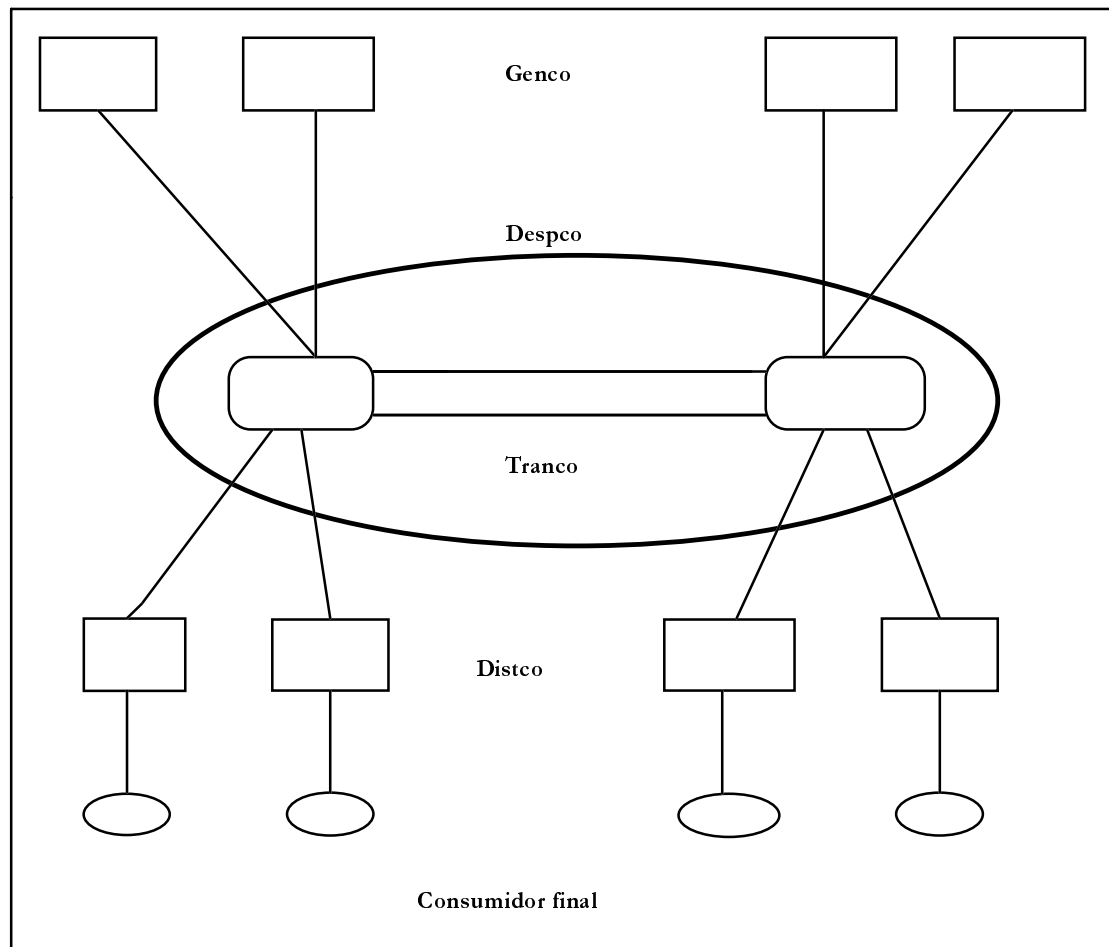


Figura 2.2 Estructura de MEE competitivo al por mayor

2.2.2 Objetivos y funciones del MEE

El MEE, en cualquiera de sus variantes, esto es, completamente segmentado o solo competitivo al por mayor, debe proveer:

- **Confiabilidad, seguridad y protección del medio ambiente:** las restricciones de ingeniería que condicionan la estabilidad y seguridad del sistema deben respetarse en la operación, así como las normas de preservación del medio ambiente.

- **Libre acceso:** no discriminación en la conexión y utilización de los medios que sustentan las operaciones del mercado en los sectores competitivos.
- **Despacho óptimo económico:** garantiza la utilización óptima desde el punto de vista económico de los recursos energéticos.
- **Operaciones comerciales e inversiones eficientes:** las operaciones comerciales de corto plazo deben ser económicamente compatibles con las inversiones y contratos asociados de largo plazo.
- **Transacciones financieras y físicas independientes:** la coordinación en el mercado de corto plazo de la producción física de energía entregada a la red de transmisión, es independiente de las transacciones financieras implementadas por los acuerdos comerciales.
- **Beneficios adecuados:** el sistema de precios debe permitir la obtención de beneficios que compensen costos y generen un margen de ganancia por el suministro de la energía.

El MEE, incluye distintos acuerdos comerciales y financieros, a través de contratos de diferentes tipos y duración, riesgos compartidos, transacciones en el corto plazo, etc. El núcleo de estos acuerdos es un mercado "spot" en el cual la energía eléctrica es valuada y comercializada.

Este mercado spot, tecnológicamente complejo pero invisible para la mayoría de los consumidores, tiene dos funciones principales :

- **Mantener una operación de corto plazo o despacho eficiente:** un mercado spot coordina las operaciones de corto plazo de las distintas centrales de generación para garantizar que la demanda sea abastecida en forma confiable y económica, a partir de los medios de producción disponibles, independientemente de los acuerdos comerciales a largo plazo.

- **Facilitar la realización de contratos a largo plazo y el acceso competitivo:** un mercado spot reduce los riesgos al permitir que las partes contraten compras y/o ventas que les permitan satisfacer sus obligaciones al mínimo costo/máximo beneficio; así, facilita el acceso de competidores no diversificados, cada uno de los cuales puede competir en la actividad específica en la que mejor se desempeña, sin la necesidad de ser un productor de todo servicio.

En general, la atención está dirigida hacia la primera de estas funciones, lo cual es comprensible dadas las operaciones de un centro de control tradicional y la dificultad o aún la imposibilidad de diseñar un mercado spot que imite las operaciones de un proceso de despacho tecnológicamente orientado. Pero no es el propósito primario de un mercado spot mejorar o duplicar el despacho de un conjunto de centrales, con sus características de costos, que abastecen una demanda dada en el corto plazo; por el contrario, es permitir a las fuerzas del mercado determinar la cantidad, tipo y características de costos de las centrales generadoras, y el nivel y desarrollo de la demanda, en el largo plazo. Un mercado spot y su proceso de despacho bien diseñados, mantendrán o aún mejorarán la eficiencia y confiabilidad en el corto plazo, aunque probablemente con una administración de la demanda más orientada por los precios y una capacidad de reserva menor que la que es tradicional. Pero aún si el mercado spot aparenta reducir la eficiencia del despacho de corto plazo en alguna extensión, este puede ser un pequeño precio a pagar por los beneficios de la competición en el largo plazo, donde deben esperarse los mayores beneficios.

Un suministro de energía eléctrica confiable requiere un rango de servicios de parte de generadores y consumidores, tales como la propia generación (activa y reactiva), interconexiones físicas para su transporte, distintos tipos de reserva, incluyendo administración de la demanda, etc. Las fuerzas competitivas del mercado pueden suministrar cualesquiera de estos servicios solo en la medida en que el servicio esté valuado razonablemente en el mercado spot. No todo servicio necesita ser valuado en un mercado abierto, pero aquellos que no lo son deberán ser provistos por una entidad monopólica que decida como suministrarlos y tenga la capacidad de cobrar a los usuarios del mismo. Si el objetivo es minimizar los alcances de tales acuerdos

monopólicos, entonces el mercado spot debe valorar los servicios más importantes en la industria, particularmente aquellos relacionados con la capacidad de generación.

La clave para valorar adecuadamente a la generación es asegurar que la energía producida es valuada a niveles que equilibren el mercado en todo momento, en el sentido de que la cantidad de energía que los consumidores quieran comprar a precio de mercado en cualquier momento iguale a la cantidad de energía que los productores quieran vender a ese precio en ese momento. Más crítico, el precio de la energía debe equilibrar al mercado en este sentido aún cuando la demanda de energía sea superior en relación a la capacidad disponible para producirla y, debido a que la generación y la demanda son relativamente inelásticas en el corto plazo, deba alcanzar niveles muy altos para "limpiar" el mercado. Si los consumidores y los productores saben que el precio de la energía se incrementará tanto como sea necesario para igualar demanda con suministro, tendrán fuertes incentivos para planificar su respuesta a estos precios manteniendo capacidad de reserva y reduciendo la demanda.

Así como es importante el mercado spot para sustentar una efectiva y eficiente competencia, es crítico reconocer que la mayor parte del flujo de caja en la industria será determinado por los contratos, mas que por los precios del mercado spot directamente (Hogan,1995). Una de las principales funciones de un mercado spot es facilitar el establecimiento de contratos entre productores y consumidores, ya sea directamente, o, a través de intermediarios de distintos tipos. Un mercado spot permite a las partes comprar y vender cantidades incrementales del producto físico en el mercado, de modo que sus contratos bilaterales no tienen que tratar de equilibrar perfectamente sus operaciones físicas individuales. En un mercado completamente eficiente las partes contratantes pueden incluso no comerciar el producto físico una con la otra, pero actúan independientemente en el mercado spot, a través de transacciones monetarias basadas en la diferencia entre el precio del mercado spot y el precio definido contractualmente. Tales "contratos por diferencias" pueden tomar muchas formas diferentes, y se constituyen en mecanismos para protección del riesgo muy convenientes. No parecen ser posibles en MEE que no estén regulados con criterio marginalista, es decir, donde la generación sea remunerada según criterios de costo de servicio (Pérez Arriaga, 1994). Puesto que los contratos resultan ser herramientas útiles para manejar las operaciones de

corto y mediano plazo, además de los flujos de caja, en un día cualquiera, la mayor parte de la demanda en el MEE será cubierta por contratos, de manera tal que los precios de mercado spot determinan solo una pequeña fracción del flujo monetario entre consumidores y productores. Esto no hace que el mercado spot sea menos importante o que su señal de precio sea más débil. Aún con un alto nivel de contratación, el mercado spot determinará el precio de referencia para futuros contratos y mantendrá un despacho eficiente pues suministrará un fuerte incentivo para la administración de la carga y la generación incrementales, cuando la demanda amenace exceder al suministro. Cuando el precio spot se incrementa a niveles elevados, aún un generador completamente contratado tiene fuertes incentivos para producir por encima de la cantidad contratada y aún un comprador completamente contratado tiene fuertes incentivos para reducir su demanda y vender su energía contratada, pero no consumida, en el mercado spot.

Un alto nivel de contratación es importante para las operaciones del mercado de corto plazo pues permite que el precio spot varíe tanto como sea necesario para coordinar y equilibrar al mercado sin exponer a productores y consumidores a grandes fluctuaciones en los beneficios y costos. El precio spot puede y debe variar amplia y rápidamente; será elevado algunas veces, probablemente incrementándose por un factor de varios cientos durante condiciones de emergencia; y será bajo otras veces, por ejemplo en sistemas hidrotérmicos con una capacidad instalada hidráulica importante en años hidrológicamente húmedos. Debido a que el precio spot se aplica a una pequeña fracción del producto que realmente se está comerciando, estas fluctuaciones tienen poco significado comercial para muchos consumidores, mientras que crean oportunidades para aquellos que tienen la capacidad técnica y el interés comercial para operar en el mercado spot al por mayor.

Un mercado spot de energía eléctrica opera en forma semejante a otros mercados al por mayor en los cuales compradores y vendedores hacen ofertas, determinan el precio al cual la generación iguala a la demanda y comercian el producto a ese precio. La característica especial más obvia de la energía eléctrica es la existencia de una red de transmisión que permite a los generadores entregar su producción a los consumidores, con elevada inversión de capital y un grado de monopolio extremo. El

acceso a la red y la valorización de los costos de transporte deben regularse para garantizar un trato no discriminatorio para todos los agentes.

El más inusual y menos apreciado aspecto del MEE es la necesidad de un proceso de comercialización centralizado. Debido a que la energía eléctrica no puede, con la actual tecnología, ser económicamente almacenada, la generación debe ser igual a la demanda, incluidas las pérdidas, virtualmente en todo momento y en cualquier punto de un sistema interconectado. Poner un precio a la energía eléctrica que equilibre al mercado en todo momento significa, estrictamente hablando, que un precio diferente debe calcularse cada minuto o menos y, cuando las pérdidas o restricciones de transmisión son importantes, en diferentes nudos de la red. El despacho de costo mínimo determina el equilibrio del mercado competitivo. Satisface la "ley de precio único" y la condición de la "no necesidad de arbitraje" del equilibrio competitivo. La convergencia de un mercado completamente descentralizado a un equilibrio competitivo depende de la facilidad de comercialización y de la existencia de derechos de propiedad bien definidos. Ninguna de estas condiciones se cumple en un sistema eléctrico de potencia (Hogan-Ruff, 1994). Las características de la energía eléctrica conjuntamente con la dificultad de establecer los derechos de propiedad de los bloques de energía en la red de transmisión crean un monopolio natural en el despacho.

El concepto de monopolio natural, es un concepto económico que se revisa en el Anexo A; la característica distintiva es que el suministro por medio de un monopolio es la solución de costo mínimo.

Las siguientes características de un sistema eléctrico de potencia tienen importantes implicaciones comerciales e ingenieriles.

- Diversidad de costos: los costos de operación de corto plazo de las centrales generadoras presentan una gran diversidad, dependiendo de su tecnología.
- Incertidumbre de la demanda: la carga del sistema es difícil de predecir con exactitud, debido a la aleatoriedad de los consumos.

- Complejos requerimientos de control: las condiciones de operación en tiempo real requieren medición y control de las variables en horizontes de tiempo muy cortos. Para muchas decisiones importantes las condiciones de operación deben permitir anticipar posibles contingencias. Estas restricciones pueden limitar el rango de generación de las centrales.
- Interacciones de la red de transmisión: la red de transmisión con la actual tecnología, crea fuertes interacciones entre barras, de manera que las distintas centrales y cargas interactúan unas con otras.

Esta combinación de factores complica mucho la operación de un mercado bilateral de corto plazo. Es difícil especificar y utilizar información desagregada que permita una comercialización descentralizada que produzca el despacho más eficiente de corto plazo. Estos problemas históricamente motivaron el desarrollo de la operación centralizada de las empresas de energía eléctrica a través de un centro de despacho unificado, o más brevemente la operación en pool. Operar un sistema con un mercado descentralizado, que interactúa en tiempo real, sin ninguna coordinación central es aún, y probablemente siempre lo será, impráctico; en consecuencia es necesario confiar en un despacho monopólico para suministrar los servicios necesarios para equilibrar la generación a la demanda en todo momento y en puntos separados de la red. Sin embargo, es práctico crear un mercado spot que determine el balance de potencia y calcule el precio de equilibrio del mercado en forma periódica, dejando que el mercado competitivo se ocupe de la mayoría de los problemas y permitiendo al despacho monopólico ocuparse sólo de los cambios aplicados al intervalo de cálculo. La extensión del intervalo periódico a ser empleado por el despacho central depende de la intensidad y complejidad de las interacciones del proceso de despacho en el tiempo.

El proceso de mercado está integrado al proceso de despacho. El despacho tradicional es una forma de despacho, con las transacciones basadas en estimaciones ingenieriles de los costos incrementales. Adicionando software para manipular las ofertas de compra y venta de los agentes independientes, determinar una combinación de costo mínimo, y los correspondientes precios que equilibran al mercado, valorizando las transacciones entre agentes, el proceso de despacho puede ser extendido para

sustentar una estructura de mercado comercialmente orientada. El resultante proceso de mercado y despacho integrados está dedicado a dos importantes actividades:

- Operar el mercado spot competitivo.
- Suministrar los servicios subordinados a una operación confiable.

2.2.3 Operaciones del MEE

Una primera separación natural entre las operaciones del mercado, se establece entre las operaciones de corto plazo administradas por Despco y las decisiones de largo plazo que incluyen inversiones y contratos. El sistema es mucho más simple en el corto plazo cuando es posible dar definiciones significativas a conceptos tales como el costo de oportunidad. Además, el largo plazo es simplemente una sucesión de cortos plazos. En mercados competitivos ideales, sin economías de escala y otras complicaciones, existe una conexión natural entre el largo y el corto plazo que, por ejemplo, iguala los costos marginales de corto y largo plazo en el equilibrio (Del Sol Guzmán, 1992). Estas útiles simplificaciones de la teoría de los mercados competitivos son consideradas, a menudo implícitamente, al analizar las operaciones del MEE. Sin embargo, debido a las economías de escala en la red de transmisión, esta condición de igualdad de los costos marginales de corto y largo plazo en el equilibrio no es válida en el caso del MEE y puede ser deficiente, aún como aproximación (Hogan, 1995). Por consiguiente, debe prestarse especial atención a la conexión entre las decisiones de corto y largo plazo, aislando las características singulares del MEE.

El mercado de corto plazo es relativamente simple. En el corto plazo, no hay decisiones de inversión que considerar. Las únicas decisiones a tomar atañen a la distribución de potencia eléctrica, la cual en el corto plazo es verdaderamente un artículo de comercio. A escala eléctrica, mucho puede ocurrir en el intervalo de tiempo utilizado para los cálculos en el mercado spot y los servicios suministrados por Despco incluyen, por ejemplo, control dinámico de frecuencia y respuesta de emergencia frente a contingencias.

Este mercado de corto plazo se ilustra en la Figura 2.3

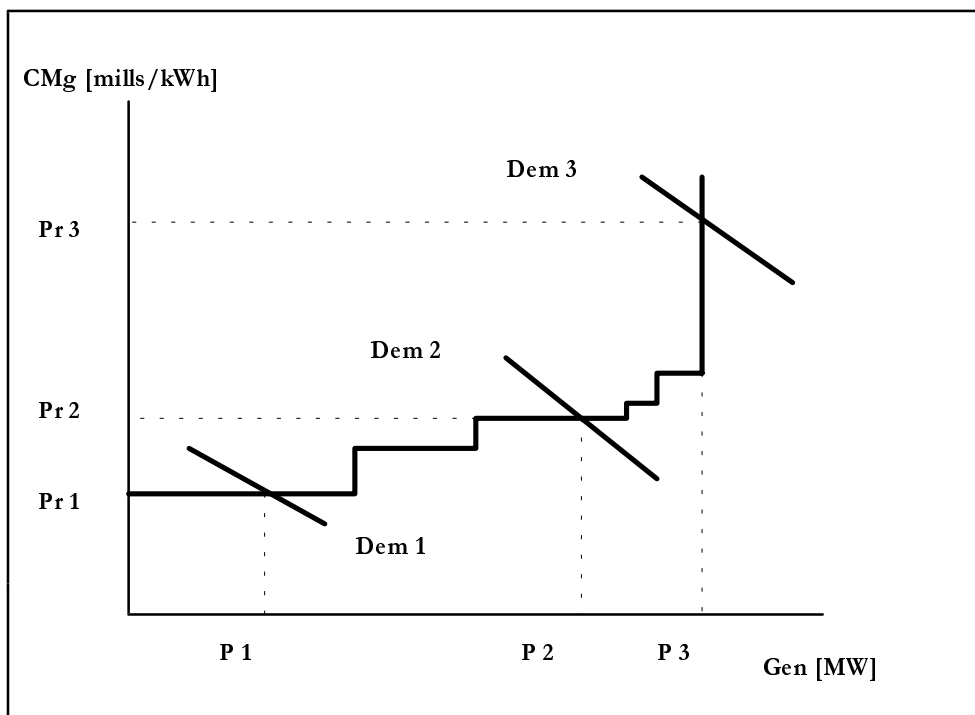


Figura 2.3 MEE de corto plazo

La situación graficada corresponde a un despacho por "orden de mérito", el cual define la curva de costos marginales de corto plazo que gobierna el suministro de potencia. Similarmente, los consumidores tienen demandas que son sensibles a los precios, y precios elevados producen demandas bajas. Como se ilustra en la Figura 2.3, para una curva de suministro diaria, en el primer período existe poca demanda y el precio que equilibra al mercado está fijado por el costo marginal del generador más barato. En el segundo período, la demanda se incrementa y también el precio de equilibrio. En ese momento cada usuario realmente consume potencia que paga al precio de equilibrio y cada generador que esté suministrando potencia es pagado al mismo precio. Para los generadores, la diferencia entre el precio de mercado y su propio costo marginal conforman los beneficios de corto plazo que contribuyen a la recuperación de

capital. En el tercer período, el precio de equilibrio es muy alto, con toda la capacidad en uso. Aquí la demanda despachable determina el precio de mercado por encima del costo marginal del último generador más caro y todos los generadores ganan un beneficio de corto plazo. La especial complicación en el caso del MEE ocurre debido a que la tecnología no permite el pausado proceso de oferta, aceptación y transacción que está implícito en la búsqueda del equilibrio en un modelo de mercado descentralizado. Este problema siempre existió y la solución ha sido operar al sistema lo más aproximadamente posible a un control centralizado y despacho de costo mínimo. Generadores y consumidores no actúan unilateralmente, ellos proveen información al centro de despacho para ser usada en un proceso de decisión que determinará el programa diario de generación.

Este modelo de mercado de corto plazo está sustentado implícitamente en una hipótesis crítica: que toda la potencia es generada y consumida en la misma barra, es decir que el despacho es uninodal. En la realidad, las centrales de generación y los consumidores están conectados por medio de redes de transmisión y distribución. En el corto plazo la transmisión también es relativamente simple. La red existe y, generadores y consumidores están conectados, con ciertos requerimientos de ingeniería para satisfacer pautas tecnológicas mínimas. En el modelo más simple, inyección de potencia en una barra y consumo en otra, la transmisión complica el mercado de corto plazo a través de la introducción de pérdidas y posibles costos por congestión.

La transmisión de la energía por la red produce pérdidas, por lo tanto los costos marginales de la potencia entregada en diferentes barras difiere, al menos, en los efectos marginales de las pérdidas en el sistema. Sin embargo, con algunas excepciones, las pérdidas marginales sobre la red de transmisión en alta tensión son relativamente pequeñas, de sólo un bajo porcentaje del costo de la potencia entregada y la incorporación de éstas pérdidas no requiere un gran cambio en la teoría o en la práctica de la implementación del mercado competitivo. El despacho económico tendría en cuenta las pérdidas y el precio de equilibrio de mercado podría ser ajustado en consecuencia. Técnicamente esto debería originar costos marginales y precios ligeramente diferentes, dependiendo de la barra, pero el modelo de mercado básico y su operación en el corto plazo se preservarían.

Las limitaciones en la capacidad de transmisión en el corto plazo podrían restringir la transferencia de bloques de potencia y por lo tanto imponer costos marginales más elevados en algunas barras. Si existe congestión en la transmisión, el modelo de mercado de corto plazo y la determinación de los costos marginales deben incluir los efectos de las restricciones. Esta extensión no presenta, en principio, dificultades. El único impacto es que ahora el mercado consiste de un conjunto de precios, uno para cada barra. El despacho económico aún será el de equilibrio al mínimo costo, que producirá los correspondientes precios en cada barra, incorporando el efecto combinado de generación, pérdidas y congestión. Si se consideran cargos por transmisión, como la definición natural de transmisión es la inyección de potencia en una barra y su consumo en otra, surge el correspondiente precio de transmisión como la diferencia de los precios marginales de corto plazo de las dos barras. Básicamente, en la actualidad hay dos enfoques para tratar el tema: el primero considera el uso del sistema de transmisión como una transacción aislada entre tres partes, donde dos usuarios utilizan el sistema de transmisión, propiedad de un tercero y la necesidad radica en la determinación de los costos de las transacciones (Shirmohammadi-Rajagopalan-Alward-Thomas, 1991); el segundo considera a la transmisión como un servicio separado que aporta las condiciones para la competición (Tabors, 1994), donde el sistema es pagado por todos los usuarios y el requerimiento consiste en asignar estos pagos a los usuarios (Rudnick-Palma-Fernandez, 1995). Este mercado competitivo de corto plazo, con la información de suministro y demanda prevista, suministrada al centro de despacho por generadores y consumidores, es consistente con el despacho de costo mínimo. Los precios en barras definen el costo de oportunidad en el corto plazo. Cada generador y cada consumidor "ven" un único precio para un período de tiempo y los precios varían período a período reflejando los cambios en la generación y demanda. Todas las complejidades de la generación y transmisión están incluidas en el despacho económico y el cálculo de los precios spot en barras. Estos son los únicos precios necesarios para proveer de incentivos eficientes, y los pagos por la energía de corto plazo son los únicos pagos requeridos para cubrir costos en el corto plazo.

Con condiciones cambiantes en el suministro y la demanda, generadores y consumidores observarán fluctuaciones en los precios de corto plazo. Cuando la demanda es alta, la generación más cara será sincronizada, elevando los precios de

equilibrio del mercado spot. Cuando las restricciones de transmisión están comprometidas, los costos de congestión podrían cambiar los precios para las distintas barras. Aún sin las restricciones de transmisión activas, el precio spot puede ser volátil. Esta volatilidad en los precios presenta sus propios riesgos para generadores y consumidores, y resulta natural considerar mecanismos de largo plazo para disminuir o distribuir los riesgos. La forma es por medio de contratos de suministro de largo plazo. Para lograr un despacho óptimo económico en el corto plazo, el centro de despacho debe tener la libertad de poder decidir, sobre la base de la generación ofertada, que centrales generan y cuales no generan. Las decisiones del despacho de corto plazo son independientes de cualquier contrato de largo plazo.

En el medio ambiente de contratos del MEE competitivo, las nuevas inversiones ocurren principalmente en centrales de generación, en equipos de los consumidores y en la expansión de la red de transmisión.

En el caso de inversiones en nuevas plantas generadoras o en equipamiento de consumidores, el proceso es directo. Bajo la hipótesis de competición, un único generador o consumidor representa sólo una pequeña fracción del mercado; no existen economías de escala significativas ni impedimentos para ingresar. Generadores y/o consumidores pueden conectarse a la red de transmisión en cualquier punto accesible, sujetos sólo a los requerimientos técnicos estipulados para establecer la conexión. Los nuevos consumidores o nuevas Gencos tienen la opción de confiar solamente en el mercado de corto plazo, comprando y/o vendiendo energía al correspondiente precio spot de barra. Despco no garantiza un valor determinado para el precio spot de barra; sólo garantiza el libre acceso a la red, a un precio consistente con el equilibrio del mercado. El inversor asume todos los riesgos de generar o consumir a ese precio.

Si el generador o consumidor desea precios ciertos, la opción es estructurar contratos entre comprador y vendedor, posiblemente a través de la intermediación de Agencos. La complejidad y alcance de estos contratos sólo está limitada por las necesidades del mercado. Típicamente, un consumidor que quiera un precio que lo cubra de riesgos buscará un nuevo generador, y el generador diferirá las inversiones en una nueva central hasta que acuerde suficientes contratos de largo plazo con

consumidores. Los contratos de generación pueden establecerse con uno o más consumidores y pueden involucrar una mezcla de cargos fijos conjuntamente con obligaciones de compensar las diferencias de precios relativas al precio del mercado.

En el caso de las inversiones en transmisión, las economías de escala y las interacciones de la red influyen ampliamente, a diferencia del caso anterior. Por lo tanto, debido a las economías de escala debe esperarse que las inversiones en transmisión se traduzcan en una modificación de los precios de mercado, vía una reducción de la congestión. Estos hechos típicamente requerirán que cualquier expansión de la transmisión sea organizada por un grupo de inversores quienes negociarán un contrato a largo plazo que distribuya los costos fijos de la inversión y la correspondiente asignación de los nuevos contratos de transmisión. La Tranco, en su condición de monopolio regulado, construye las líneas a cambio de un pago que cubra la recuperación de capital con retorno. La Tranco no concreta las inversiones en transmisión sin contratos de largo plazo firmados por consumidores que pagarán los costos fijos de la misma.

2.3 Experiencias y Perspectivas Internacionales en MEE

2.3.1 El MEE en la Comunidad Europea (CE)

El 1 de Enero de 1993 marcó un hito en la industria eléctrica europea. A nivel continental significó (Covino, 1993) :

- implementación de un mercado único entre los países integrantes de la CE
- nuevos requerimientos para integrar la CE
- fortalecimiento de las relaciones entre el norte y el sur europeo
- implementación de economías de mercado en Europa central y oriental
- nuevo escenario de cooperación continental este-oeste en el campo de la energía
- nuevas relaciones entre países y sistemas de la cuenca mediterránea
- globalización de las acciones tendientes a la preservación del medio ambiente
- incremento de la cooperación entre operadores de energía y electricidad de la CE

Además de los sistemas de Irlanda y Gran Bretaña, existen tres sistemas interconectados principales en Europa : el sistema occidental (UCPTE), el sistema Escandinavo (NORDEL) y el sistema centro-oriental (CMEA). Ellos representan el resultado de un proceso de cooperación iniciado por las empresas eléctricas, primero a escala regional y luego a escala internacional.

A manera de respuesta al desafío de una Europa integrada, ha comenzado una nueva fase de desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia, tendiente a lograr ahorros significativos en la construcción de nuevas centrales, asistencia mutua en caso de fallas, incremento de los actuales niveles de seguridad de suministro, complementación de recursos a nivel regional y nacional, optimización supranacional de programas nacionales de mantenimiento de centrales generadoras, y la apertura y consolidación de los principales MEE multinacionales.

Las redes interconectadas europeas son operadas en una región geopolítica, cuya frontera este, la antigua "cortina de hierro" , ha desaparecido; sin embargo la interconexión de las redes occidentales con las de los países de Europa centro-oriental genera problemas importantes por resolver, pues el modo de operación del antiguo sistema CMEA es muy diferente del de Europa occidental.

Las situaciones individuales de los distintos países son diversas. La red de alta tensión de la ex-República Democrática Alemana será rápidamente incorporada al UCPTE. El Sistema de Potencia Interconectado (IPS) de los países de Europa oriental con un Despacho Central en Praga, es un subsistema del gigantesco Sistema de Potencia Unido (UPS) controlado por Moscú. Además del IPS, otros nueve sistemas son parte del UPS, con un consumo anual de aproximadamente 1.700 Gwh. La frecuencia es controlada por Moscú y las unidades generadoras de Europa oriental no están equipadas con control primario. No existe control secundario automático y en caso de sobrecarga de las líneas de enlace, los sistemas son separados en secciones predefinidas. Así, una interconexión síncrona con UCPTE sólo será posible cuando la capacidad de control sea mejorada apreciablemente. En la actualidad la interconexión entre IPS y UCPTE se realiza por estaciones de enlace de corriente continua "back-to-back" y los sistemas operan independientemente.

En este estado de cosas, la cuestión no es si se debe considerar la interconexión, sino cómo y cuándo la interconexión debe ser ejecutada (van Reeuwijk, 1993). Las empresas eléctricas de Polonia, Hungría, Checa y Eslovaquia conforman un sistema interconectado central, denominado CENTREL, el cual en una primera etapa permanecerá aislado de UCPTTE y CMEA. En el futuro, una vez que CENTREL haya ajustado sus normas técnicas a las occidentales, se interconectará con UCPTTE (Popczyk, 1994). Una posible interconexión de éste último con los sistemas de Rumania, Bulgaria y Turquía está bajo estudio. El sistema UCPTTE incluye los sistemas de tres países que no son miembros de la CE : Austria, Suiza y la ex-Yugoslavia.

Irlanda opera un sistema aislado; el de Gran Bretaña está interconectado al UCPTTE por un cable submarino en corriente continua y el de Dinamarca está integrado al NORDEL el cual está interconectado al UCPTTE por enlaces de corriente continua. Existen varios proyectos para reforzar esta interconexión vía cables submarinos de corriente continua. Dos pequeños países, Andorra y Albania, están interconectados con España y Grecia, respectivamente. En la actualidad, aproximadamente el 10% de la demanda anual conjunta de los países miembros de UCPTTE se abastece vía interconexiones internacionales (Salvaderi,1994).

En 1990, los 12 países de la CE exportaron 100,863 GWh e importaron 117,207 GWh; 74.519 GWh corresponden a intercambios netos dentro de la CE. El total de intercambios (intra-CE y la CE con otros sistemas) fue de 143.551 GWh. Durante la última década la tasa de crecimiento de los intercambios duplicó a la tasa de crecimiento de la demanda.

Las tablas siguientes muestran la capacidad total instalada y la energía eléctrica producida en 1990 en la CE, y la demanda máxima , conjuntamente con el consumo de energía eléctrica para el mismo año (Viegas de Vasconcelos, 1993):

Tabla 2.1 Generación en la CE, 1990

País	Capacidad instalada GW	Energía generada TWh
Bélgica	14.1	67.1
Alemania	97.8	409.0
Dinamarca	8.7	23.5
España	41.8	140.7
Francia	103.4	400.1
Gran Bretaña	69.3	319.0
Grecia	8.2	31.4
Irlanda	3.7	13.4
Italia	56.5	205.2
Luxemburgo	1.2	1.34
Holanda	17.6	69.0
Portugal	6.4	25.3

Tabla 2.2 Consumo en la CE, 1990

País	Demanda máxima GW	Energía consumida TWh
Bélgica	10.4	62.6
Alemania	69.3	405.0
Dinamarca	5.9	30.7
España	25.2	145.3
Francia	63.4	349.5
Gran Bretaña	54.2	307.7
Grecia	4.9	32.0
Irlanda	2.5	13.0
Italia	40.5	235.1
Luxemburgo	0.6	4.2
Holanda	12.8	78.3

Portugal	4.8	25.1
Total CE	288.6	1688.5

Los sistemas eléctricos de Europa continental son muy variados en términos de tamaño, esquemas de propiedad, marco legal, etc; pero a pesar de esta diversidad poseen tres características comunes (Gueze, 1993) :

- coordinación de la generación y transmisión en forma regional
- distribución con exclusividad de suministro en un area dada (con la obligación de servir asociada)
- regulación estricta por la autoridad pública, particularmente en términos de inversiones y tarifas, como contrapartida por la exclusividad de suministro

En este modelo industrial, la competencia se produce con otras fuentes de energía, con autoprodutores y entre sistemas. Sin embargo, son formas limitadas de competición. En particular, no existe competición a nivel de pequeños consumidores. Esta competencia restringida permite que continuen existiendo en Europa diferencias significativas en los precios de la energía eléctrica, que los grandes consumidores industriales perciben como una distorsión del mercado.

Una mayor segmentación está presente en el MEE de Gran Bretaña. Los principios básicos que sirvieron de guía para el diseño de la nueva estructura fueron los siguientes (Burton, 1993) :

- las decisiones relativas a la generación eléctrica deben estar orientadas por las necesidades de los consumidores.
- la competición es la mejor garantía para los intereses de los consumidores.
- la regulación debe diseñarse para promover la competencia, establecer precios y velar por los intereses de los consumidores en las áreas donde exista monopolio natural.
- el nivel de seguridad del suministro debe ser mantenido.
- los consumidores deben tener nuevos derechos, no sólo salvaguardias.
- debe garantizarse a las empresas la libertad de administrar sus intereses comerciales sin interferencias por parte del Gobierno.

La implementación de estos principios condujo a una división del Consejo Central de Generación de Electricidad (CEGB), que agrupaba a todas las centrales eléctricas de Inglaterra y Gales, así como a la red de distribución, en tres empresas independientes de generación y una de distribución. Estas centrales generadoras, junto con un número creciente de centrales independientes, ofrecen su energía diariamente a un pool y se compra la oferta de menor precio. Luego, la energía generada se transmite hacia las redes de distribución de las empresas regionales y de allí a los usuarios.

Actualmente, en Inglaterra y Gales existen 12 empresas regionales que, básicamente, siguen siendo las mismas que existían antes de la privatización. Estas empresas compran la energía al pool, y la venden a sus usuarios. Las empresas generadoras también pueden vender su energía directamente a un usuario o bien estos últimos pueden optar por comprar la energía al pool.

De esta forma la competencia se ha extendido incluyendo la venta a usuarios con demanda máxima superior a 1 MW. Como consecuencia de esta situación, una proporción importante, del orden de un tercio, de los usuarios ha cambiado de proveedor de energía eléctrica, obteniendo rebajas entre el 15 al 20 % en las tarifas (Littlechild, 1992).

El sistema es ahora operado sobre una base comercial; hay un nuevo enfoque para la construcción, planificación de la operación y despacho de las centrales generadoras, habiéndose introducido un mayor elemento de riesgo compartido en las operaciones del MEE (Townsend, 1994). Esta reestructuración ha producido un impacto sobre la operación y la seguridad del sistema, en las fases de planificación, programación y control (Drummond, 1994).

Para las empresas de suministro de energía eléctrica, el Mercado Único Europeo representa un desafío. Francia, que en 1970 era un país importador, es hoy un fuerte exportador de energía eléctrica; la exportación de energía eléctrica también se está convirtiendo en un tema de actualidad para Dinamarca, donde la construcción de nuevas centrales generadoras destinadas a exportar su energía ya es casi un programa gubernamental; la situación de Italia es diferente ya que el 20% del consumo es

importado por lo que todo incremento del número de potenciales oferentes de energía es bienvenido.

Desde hace algunos años, el MEE Alemán se encuentra ante un cambio radical para llegar a una fuerte europeización de sus actividades comerciales. Esta tendencia se vio reforzada por los cambios acaecidos en Europa Oriental y la reunificación alemana. Las cargas que impone una actitud precursora en la preservación del medio ambiente, representan considerables desventajas frente a otros competidores europeos. No obstante se estructura el marco regulatorio para que en el MEE, al contrario de la actual situación, esté presente una mayor competencia (Krämer, 1992).

2.3.2 El MEE en la cuenca del Pacífico: Australia y Japón.

La industria eléctrica australiana se reestructura para tener en operación un mercado competitivo nacional hacia mediados de 1995 (Bunyon, 1994). Está evolucionando hacia una combinación de propietarios privados y públicos con diversidad de estructuras en los distintos estados, como consecuencia de situaciones históricas preexistentes. Las reformas que se están desarrollando tienen a la competencia como un concepto central. Específicamente, en 1991, el gobierno estatal y los gobiernos federales crearon la Red Eléctrica Nacional, como medio de sustentación de un MEE competitivo (Outhred, 1994).

La industria posee una capacidad instalada de 35.000 MW, habiéndose generado 132.000 GWh en 1993. Actualmente existen nueve empresas generadoras principales, siete redes estatales de transmisión y 40 distribuidoras.

Aproximadamente el 80% de la generación es térmica convencional (vapor-carbón), 11% hidráulica y el 9% restante térmica a gas natural.

Las redes de transmisión de los estados de New South Wales, Victoria y South Australia están actualmente interconectadas. Se trabaja para interconectar los estados de New South Wales y Queensland hacia fines de esta década, y los estados de Victoria y Tasmania por cable submarino de corriente continua a principios del próximo siglo.

En la tabla siguiente se presentan las capacidades de los sistemas estatales de transmisión:

Tabla 2.3 Capacidades de Transmisión

Estado	Capacidad MW
Western Australia	2.500
Northern Territory	350
Queensland	5.600
South Australia	2.300
Victoria	6.700
New South Wales	11.500
Snowy Mountains	3.700

Pacific Power es la mayor empresa generadora y transportadora de energía, de propiedad del estado de New South Wales, con una potencia instalada de 11.500 MW, 18.000 km de líneas de transmisión a niveles de tensión de 132 kV a 500 kV y un mercado al por mayor compuesto por 25 distribuidoras, cuatro grandes consumidores industriales y empresas eléctricas interestatales. En la fase actual se ha introducido la competencia a nivel de generación en el mercado. Existe una necesidad creciente en la industria de reducir el impacto de la generación térmica convencional en el medio ambiente, lo que requerirá incentivar los desarrollos tecnológicos necesarios para tal fin, con el consiguiente incremento en las inversiones.

En Japón, la discusión sobre la liberalización del MEE está subyacente. Al presente, la desregulación del sector no ha sido extensamente introducida, pero la situación está cambiando. Existen diez empresas regionales estructuradas verticalmente (generación-transmisión-distribución), que tienen la obligación de servir en sus áreas monopólicas de suministro. También existen empresas de generación que venden su energía a las empresas regionales, siendo ilegal cualquier otra transacción con otros

consumidores; éstas incluyen a la Electric Power Development Company Ltd. (EPDC) y a la Japan Atomic Power Company (JAPC). A este segmento no pueden incorporarse nuevas empresas sin autorización gubernamental. Existen también auto-generadores quienes, en principio, producen para consumo propio. Para una producción anual (1992) total de 895 TWh, los respectivos porcentajes se presentan en la tabla siguiente (Yajima,1994):

Tabla 2.4 Porcentajes de generación (1992)

Empresas	Porcentaje
Compañías regionales (10)	75.0
EPDC	4.6
JAPC	2.1
Corporaciones Públicas (34)	1.1
Compañías Privadas (20)	5.2
Auto-generadores	12.0
Total	100.0

Casi todos los medios de auto-generación existentes son para uso industrial. El crecimiento de auto-generación por equipos de cogeneración para uso comercial y residencial ha sido elevado. En 1992, la capacidad total de cogeneración para uso comercial y residencial era del orden de los 400 MW, aproximadamente el 0,2% de la capacidad total instalada en Japón. La energía eléctrica es suministrada a los consumidores finales por las diez empresas regionales; el suministro por parte de los auto-generadores está contemplado en el artículo 17 de la Ley Industrial de Empresas Eléctrica, y ha sido aplicado principalmente a la auto-generación para uso industrial.

El suministro de energía por parte de los auto-generadores significa el ingreso al mercado de nuevos agentes, con el consiguiente beneficio para los consumidores, pero existen fuertes argumentos en contra de tal política de desregulación del mercado.

2.3.3 El MEE en Medio Oriente

Los sistemas de potencia del Medio Oriente han evolucionado independientemente uno de otros durante décadas. La región cubre una amplia área geográfica de aproximadamente cuatro millones de kilómetros cuadrados con una población estimada (año 1990) de 120 millones de personas.

Los países árabes (MAC) están conformados por : Egipto, Irak, Jordania, Líbano, Siria, Yemén, y las seis naciones del Concilio de Cooperación del Golfo (GCC), concretamente : Baharain, Kuwait, Qatar, Arabia Saudíta, Oman y los Emiratos Arabes Unidos (UAE). Algunas características del MAC se muestran en la tabla siguiente (Al Shehri-El Amin-Opoku,1992) :

Tabla 2.5 Indicadores de Energía Eléctrica (1990)

País	Superficie (Km cuadr.)	Población (miles)	Gen. por hab. (kWh)	Dem. máxima (MW)
Egipto	1.001.449	53.000	660	7.000
Baharain	622	500	6.640	762
Irak	438.446	18.920	1.180	5.600
Jordania	92.290	4.010	726	601
Kuwait	24.280	2.140	9.390	4.420
Líbano	10.452	2.700	508	990
Oman	212.457	1.500	2.596	1.050
Qatar	11.000	370	12.162	1.080
Arabia Saudíta	2.149.690	14.870	3.712	13.200
Siria	185.180	12.120	852	2.190
UAE	77.700	1.590	8.219	3.620
Yemen	477.683	11.280	73	300

Las empresas de la industria eléctrica del MAC pueden dividirse en cinco grupos principales, sobre la base de su proximidad geográfica :

- **Grupo de los Países del Norte** : empresas eléctricas de Irak, Jordania, Líbano y Siria. Las redes están bien integradas, con los siguientes niveles de tensión : Irak (400 kV), Siria (400 kV, 220 kV), Jordania (400 kV); Jordania y Siria están interconectadas en 220 kV y 66 kV, Siria y Líbano al mismo nivel. La generación es fundamentalmente térmica convencional. Existe generación hidráulica significativa en Irak (26%), Siria (32%) y Líbano (18%). La capacidad total instalada del grupo (año 1988) era de 14.000 MW. La demanda máxima (no coincidente) fué del orden de 7.400 MW.

- **Grupo Arabia Saudíta** : las cuatro mayores empresas eléctricas del país. Para propósitos de suministro, Arabia Saudíta está dividida en cinco regiones, cuatro de las cuales son servidas por las Compañías Eléctricas Arabes Unidas (SCECO). Toda la generación es térmica; la capacidad total instalada en 1988 era de 18.500 MW, con una demanda máxima no coincidente de 11.500 MW para el mismo año. El mayor nivel de tensión de transmisión es 380 kV.

- **Grupo Yemen** : empresas del norte y del sur del país. El sistema de potencia de Yemen está compuesto por dos redes aisladas alimentando a las principales ciudades. El mayor nivel de tensión de transmisión es 132 kV. En 1989 la capacidad instalada era de 539 MW y la demanda máxima no coincidente de 279 MW. La central de mayor potencia instalada es de 172 MW y la unidad mayor de 80 MW (ciclo combinado).

- **Grupo GCC** : empresas eléctricas de Bahrain, Kuwait, Oman, Qatar, Arabia Saudíta (oriente) y los UAE. Los sistemas de potencia de estas seis naciones se han desarrollado rápidamente en las últimas dos décadas. El nivel de tensión de transmisión en Bahrain es de 220 kV, con una capacidad instalada de 991 MW y una demanda máxima de 670 MW en 1988. Las turbinas a gas conforman el 91% de su capacidad instalada. El nivel de tensión de transmisión en Kuwait es 275 kV. La demanda máxima en 1988 fue de 3.920 MW, con una capacidad instalada de 7.054 MW. Toda su generación es térmica, el mayor porcentaje corresponde a turbinas a vapor y el resto a turbinas a gas. El mayor nivel de tensión de transmisión en Qatar es 132 kV. La demanda máxima en 1988 fue de

941 MW, con una capacidad instalada de 1.071 MW, el 94% de la cual está conformada por turbinas a gas. El nivel de tensión de transmisión de Oman es 132 kV. La demanda máxima no coincidente fue 769 MW en 1988, con una capacidad instalada de 1089 MW, compuesta en su totalidad por turbinas a gas. Los Emiratos Arabes Unidos tienen una red de transmisión a 220 kV. La demanda máxima fue de 3.038 MW, con una capacidad instalada de 4.393 MW en 1988.

- **Egipto** : el mayor nivel de tensión de transmisión es 500 kV; en 1989 la potencia instalada era de 10.500 MW, el 74% turbinas a vapor y el 26% restante turbinas hidráulicas. La demanda máxima de ese año fue de 6.591 MW. La mayor central térmica es de 1.200 MW y la mayor central hidráulica, la Gran Represa sobre el río Nilo, está compuesta por 12 unidades de 175 MW cada una.

Por razones de seguridad y economía el MAC está considerando interconexiones regionales y transnacionales (El Amin-Al Shehri-Opoku,1994). Existen firmes planes para interconectar Egipto y Jordania (Azzam-Al Said,1994). Esta interconexión eventualmente se extendera a Siria e Irak. El grupo GCC también tiene firmes planes para interconectar sus sistemas (Al Alawi-Sud-McGillis,1994). La interconexión propuesta se extiende desde Oman en el sur a Kuwait en el norte a lo largo de aproximadamente 1.300 km; puesto que el sistema de Arabia Saudita (oriental) opera a 60 Hz mientras que los otros países operan a 50 Hz, se introducirá por primera vez enlaces de corriente continua en la región.

La localización geográfica del MAC le permitirá jugar un papel importante en la interconexión de Africa del Norte y Central, Turquía e Irán. Ello facilitará la transferencia de energía hidroeléctrica desde Africa Central a Turquía y Europa. Esto también fomentará la transferencia de energía termoeléctrica desde la región del Golfo a otras áreas (Sheorey,1994).

2.3.4 El MEE en América del Norte

La industria eléctrica de los Estados Unidos de Norte América se encuentra en una etapa de transición. Impulsada por las fuerzas convergentes de la desregulación,

el desarrollo tecnológico y la evolución de las expectativas de los consumidores, las empresas eléctricas se aprestan a competir en el MEE al por mayor y al por menor (Stalon, 1995).

El sistema de potencia está básicamente dividido en tres grandes bloques: el sistema del oeste, el del este y el de Texas (Fischetti, 1986). Existen más de 3.000 empresas en la industria, aproximadamente el 80% del consumo nacional es generado, transmitido y distribuido por sistemas eléctricos de propiedad privada, mientras que el resto es producido por sistemas eléctricos de propiedad federal, empresas de propiedad estatal, sistemas municipales, cooperativas organizadas por consumidores, y productores independientes.

Estas organizaciones han evolucionado durante más de 100 años de una manera coordinada, aunque con un nivel considerable de competición entre ellas. Este equilibrio entre competición y coordinación, y la coordinación de las soluciones tecnológicas e institucionales, ha sido el origen de los principales sistemas hoy existentes (Casazza, 1991).

Aproximadamente el 40% de la energía generada es vendida por las empresas productoras a otras empresas a través de transacciones en el MEE al por mayor. Tradicionalmente, en este mercado se han realizado transacciones entre empresas interconectadas vecinas. Sin embargo, en la última década, el número, tipo y volumen de las transacciones al por mayor se han expandido considerablemente; en 1990 la energía transada entre empresas de propiedad privada alcanzó la cifra de 480 TWh (Douglas, 1994).

Conjuntamente con este rápido crecimiento, en este segmento se han introducido nuevos desarrollos de mecanismos de mercado, como en el caso del pool de sistemas del oeste (WSPP), el cual incluye a más de 60 empresas en un área que abarca aproximadamente el tercio occidental de la nación, más la Columbia Británica. Las transacciones en el pool se rigen por reglas especiales de la Comisión Reguladora Federal de Energía (FERC) que permiten un esquema de precios de mercado, dentro de una cierta banda. Anteriormente, el sistema de precios estaba basado en los costos de servicio.

Algunos estados avanzan en la formulación de planes para la desregulación del MEE (Shunway,1995). El debate sobre el cambio es intenso, como lo prueba las numerosas contribuciones sobre el tema (Andrews, 1995).

En muchas partes del mundo, y en particular en América del Norte, el desarrollo de los recursos energéticos renovables remotos ha servido de base para un sólido crecimiento industrial.

En el caso de Canadá, ha desarrollado 64.440 MW de capacidad de generación hidráulica , y cuenta con un potencial hidroeléctrico no desarrollado de aproximadamente 188.200 MW. Alrededor de 40.000 MW de este potencial es técnicamente, aunque no económicamente, desarrollable actualmente. Los restantes 148.200 MW pueden ser desarrollados económicamente (Bateman, 1992).

En la actualidad, Canadá exporta energía al mercado estadounidense; más de 100 líneas de interconexión, de hasta 765 kV, atraviesan la frontera entre las dos naciones, con una capacidad de aproximadamente 8.000 MW. Las regiones que tienen capacidad de exportación hidroeléctrica son : Quebec, Manitoba y la Columbia Británica; termoeléctrica (nuclear): Ontario y New Brunswick, y termoeléctrica (carbón): Alberta.

En la década pasada, las principales empresas involucradas en las transacciones fueron, en EE.UU : New York Power Authority (NYPA), New England Power Pool (NEPOOL) y grupos de empresas en Vermont; y en Canadá: Ontario Power, New Brunswick Power, e Hydro-Quebec. Este último es uno de los principales sistemas del país; en 1990 estaba compuesto por 53 centrales hidráulicas y 26 centrales térmicas, con una generación anual promedio de 167,5 TWh, de los cuales aproximadamente el 95% es de origen hidráulico.

La tabla siguiente muestra la energía total exportada entre MEE correspondiente a la década 1980/90 (Lemay, 1992)

Tabla 2.6 Energía exportada TWh

NYP A	NEPOOL	Vermont	New Brun s.	Ontario	Total
7,80	----	----	3,67	5,18	17,4
7,96	----	----	3,72	5,94	18,4
8,19	----	----	3,61	5,42	17,9
8,97	----	----	3,99	4,84	19,5
9,94	----	----	4,34	6,74	22,9
8,14	----	0,38	5,97	7,71	24,2
8,55	1,39	1,34	7,05	6,34	26,9
8,34	4,77	1,74	6,45	4,97	28,8
4,53	4,21	1,61	2,82	1,27	16,9
3,38	0,46	1,68	3,07	0,09	9,7
3,12	0,23	1,59	3,57	0,01	9,2

De la experiencia recogida en éstas transacciones se destacan los siguientes puntos sobre las interconexiones internacionales:

- hacen posible desplazar cantidades substanciales de generación térmica, contribuyendo a reducir su impacto sobre el medio ambiente
- permiten una mayor flexibilidad en los planes de desarrollo de las empresas involucradas
- permiten compartir reservas, especialmente cuando no existe simultaneidad de las demandas máximas de los sistemas interconectados.

2.3.5 El MEE en Méjico, América Central y América del Sur

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) fue creada en 1937 por el gobierno de Méjico, con el objetivo básico de organizar y dirigir el desarrollo de un

sistema nacional para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, basados en principios técnicos y económicos, y orientada a servir al interés público como una organización sin fines de lucro. En Diciembre de 1992, la Ley de Servicios Públicos Eléctricos fue modificada para crear el marco legal apropiado para la participación del sector privado en el proceso de generación de energía eléctrica.

La tabla siguiente ilustra la capacidad instalada hacia fines de 1993 (Arriola, 1994) :

Tabla 2.7 Potencia Instalada (1993)

Origen	Capacidad MW	Porcentaje
Hidroeléctrica	8.170	28,0
Fuel oil y gas natural	16.316	55,9
Carbón	1.900	6,5
Fuel oil / carbón	1.400	4,8
Geotérmica	743	2,5
Nuclear	675	2,3
Total	29.204	100

El sistema eléctrico de potencia de la CFE está interconectado con los sistemas eléctricos de varias empresas de EE.UU. En Baja California, la CFE y San Diego Gas and Electric (SDGE) tienen dos interconexiones a 230 kV que fueron construidas con el propósito de exportar hasta 220 MW a SDGE y a la Southern California Edison. En el área de Ciudad Juárez, la CFE importa hasta 150 MW de El Paso Electric Co. (EPECO), vía dos interconexiones en 115 kV. A lo largo de la frontera con Texas, la CFE y la Central Power and Light (CPL) tienen cuatro interconexiones en 138 kV y una en 69 kV, que normalmente están abiertas. Son usadas para asistencia ante emergencias y ventas de energía en el corto plazo. En la frontera sur del país, la CFE exporta hasta 6 MW a través de una interconexión en 34,5 kV con Belice. Se está estudiando incrementarla construyendo una nueva línea en 115 kV.

Un estudio reciente realizado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (Méjico) y el Departamento de Energía (EE.UU) concluyó que existen varios puntos de interconexión donde el intercambio generaría beneficios mutuos.

Las redes de transmisión de los países de América Central consisten en general de un reducido número de extensas líneas que conectan las centrales de generación remotas con los principales centros de consumo, los cuales son usualmente grandes áreas urbanas. El sector eléctrico del istmo Centroamericano está compuesto por los sistemas nacionales interconectados de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La capacidad instalada a fines de 1992 era de 4.462 MW y la demanda máxima no coincidente de 3.014 MW. Esta capacidad instalada está conformada por un 61% de hidrogenación, 4% geotérmica, 12% térmica convencional y el 23 % restante motores diesel y turbinas a gas (Mota Palomino, 1994). El mayor nivel de tensión de transmisión es de 230 kV, existente en todos los países del istmo. En El Salvador, este nivel se usa solo en la interconexión con Guatemala; los otros cuatro países se interconectan a ese nivel formando dos sistemas: el bloque norte (Guatemala y El Salvador) y el bloque sur (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá).

Desde 1987, las empresas eléctricas INDE (Guatemala), CEL (El Salvador), ENEE (Honduras), INE (Nicaragua), ICE (Costa Rica), IRHE (Panamá), conjuntamente con el grupo ENDESA (España), han promocionado el proyecto SIEPAC, que consiste en el estudio de factibilidad de un enlace síncrono a 500 kV de 1.678 km de longitud que interconectaría los seis sistemas a través de siete subestaciones (dos en Panamá y una en cada país restante) instaladas en las cercanías de los mayores centros de carga nacionales y seis centros de control de energía (uno para cada país) para permitir la operación coordinada de la interconexión (Gomez-Enamorado-Vela, 1994). La onda privatizadora a escala mundial está ejerciendo presión para modificar la estructura de propiedad de las empresas eléctricas. Sin embargo, aún con una agresiva política de privatización, es difícil que los problemas financieros asociados puedan resolverse.

En Venezuela, los sistemas eléctricos fueron establecidos por empresas privadas a principios de siglo. Una de las pioneras que aún subsiste es la Electricidad de Caracas; existen además tres empresas privadas menores y cuatro empresas de propiedad del estado: Enelven, Enelbar, Edelca y Cadafe. En la actualidad se está

reformando la industria a través de un proceso de privatización que abarca a Enelven y Enelbar, y con posterioridad a Cadafe; desde el punto de vista regulatorio se está introduciendo un nuevo sistema tarifario con el objeto de incentivar la competencia. El 70% de la energía es producida por dos centrales hidroeléctricas: Guri y Macagua, sobre el río Caroni, con una potencia instalada combinada de 10.000 MW; el 30% restante se genera térmicamente, a partir de fuel oil y gas natural. Las dos mayores centrales térmicas son Planta Centro, de 2.000 MW y Taco, de 1.200 MW (Altimari, 1994). La red de transmisión se ha desarrollado a niveles de 230 kV, 400 kV y 800 kV. Dos interconexiones internacionales con Colombia están en servicio : 230 kV con una capacidad de 150 MVA y 115 kV con una capacidad de 50 MVA, ésta última será expandida a 230 kV para incrementar su capacidad a 200 MVA. Están en estudio interconexiones con Brasil (Manaos), Isla Trinidad y Aruba.

Una profunda reestructuración del sector eléctrico de potencia de Colombia se está implementando, con el objetivo de incrementar su eficacia a través de la promoción de un mercado competitivo al por mayor, con la participación de inversores privados. El sistema de potencia nacional posee una capacidad instalada de aproximadamente 10.000 MW, de los cuales el 80% es hidrogenación y el 20% restante termogeneración convencional (vapor-petróleo); la estructura actual de la industria es de seis empresas generadoras y 23 distribuidoras, todas de propiedad del estado. Existen dos empresas municipales integradas verticalmente que abastecen el 40% de la demanda (Dussan, 1994). A fines de 1992, el gobierno creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la que está desarrollando el marco legal para las nuevas estructuras del MEE.

El sistema eléctrico de Brasil comprende dos grandes sistemas interconectados: norte/noreste y sur/centro oeste. Está compuesto por empresas federales, que además de las centrales hidroeléctricas, operan la red de transmisión que las conecta con las empresas estatales, las que están a cargo de la distribución. Eletrobras es responsable de aproximadamente las dos terceras partes de la capacidad instalada del país, que actualmente es del orden de los 60.000 MW. En la región sur/centro oeste, en las fronteras con los países del Mercosur (Argentina, Paraguay y

Uruguay) existen dos compañías federales que operan una extensa red de transmisión a niveles de 230 kV, 345 kV, 500 kV y 750 kV (Alqueres, 1994).

Para optimizar la utilización de los recursos financieros disponibles e incentivar nuevas inversiones para el desarrollo del sistema de transmisión, se tornó necesario modificar la estructura del sector, creándose en Diciembre de 1993 el Sistema de Transmisión Nacional de Energía Eléctrica (SINTREL). Administrado por Eletrobras, introduce un corte en la estructura vertical de las empresas federales, separando los servicios de transmisión y creando una red a partir de las instalaciones de transmisión de éstas, permitiendo el acceso de nuevos agentes e induciendo la competición entre productores.

A mediados de 1970, se establecieron las primeras interconexiones con pequeñas localidades de Paraguay y Uruguay, aisladas de sus respectivos sistemas nacionales, que permitieron el intercambio en situaciones de emergencia y transacciones de pequeños bloques de potencia. Posteriormente comenzó el desarrollo de proyectos hidroeléctricos binacionales, aunque con la excepción de Itaipú, las capacidades son modestas :

Tabla 2.8 Proyectos Hidroeléctricos Binacionales

País / Proyecto	Tensión kV	Capacidad MW
Argentina Uruguayana (en constr.)	230/132	50
Paraguay Itaipú (en operación)	500	6.330
Fox de Iguazú (detenido)	132	70
Uruguay Chul Chuy (en operación)	23	1

La energía importada por Brasil, a través de Itaipú, es del orden del 10% de su consumo. Los proyectos para la interconexión con los países vecinos que conforman el Mercosur y el Pacto Andino (Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela) son alentadores en un horizonte de mediano y largo plazo. Se considera que la implementación de un esquema de acceso abierto a la red podría ser un factor acelerante de tales integraciones, a través de la participación de inversores privados (de Franco, 1994).

Finalmente, las industrias eléctricas de Perú y Bolivia, han iniciado sus procesos de desregulación a partir de 1993 y 1994, respectivamente.

2.4 Conclusiones

La industria eléctrica está caracterizada por la existencia de economías de escala, de alcance y por la presencia de monopolios naturales, en algunos segmentos de su estructura de mercado. El punto de vista tradicional de muchos países ha sido de que esta situación requería producción y financiamiento público. En otros, la participación del sector privado ha estado presente desde los comienzos del desarrollo de los sistemas de potencia, con distintos grados de complementación con respecto al sector público. A escala mundial existe un creciente interés en introducir el concepto de competencia en todos los segmentos donde sea factible y establecer un sólido marco regulatorio en aquellos segmentos donde existan monopolios naturales. La revisión de la situación actual en Europa, Medio Oriente, la cuenca del Pacífico y América muestra que un MEE competitivo al por mayor, basado en una combinación de transacciones spot y contractuales, con una competencia al por menor variando en extensión será eventualmente la regla más que la excepción. En este medio ambiente, la interconexión de los sistemas de potencia, tanto a nivel nacional como internacional, han mostrado ser una alternativa atractiva tanto desde el punto de vista de la operación óptima económica como por el incremento en los niveles de seguridad de los sistemas interconectados.

Por ser de relevancia para este trabajo el caso de los MEE de Chile y de Argentina, éstos serán revisados, conjuntamente con los modelos actualmente en uso para la programación de la operación, en el siguiente capítulo.

III LOS MEE CHILENO Y ARGENTINO

3.1 Introducción

El proceso de reestructuración del MEE chileno se inició en el año 1978 (Rudnick,1994/a), promulgándose el marco legal en el año 1982 (Ministerio de Minería,1982), con posteriores modificaciones en 1985 y 1990. La reestructuración del MEE argentino comenzó en 1991 (Varela, 1995), estableciéndose la legislación fundamental en el año 1992 (Boletín Oficial,1992). En ambos casos el modelo implementado corresponde a un MEE competitivo al por mayor, preservándose todos los objetivos y funciones correspondientes desarrolladas en 2.2.2.

A continuación se revisarán las particularidades de cada estructura, tanto en lo relativo a las características técnico-económicas, cuanto en lo relativo a las funciones, reguladas y competitivas, y a las operaciones de los MEE.

3.2 El MEE en Chile

La industria eléctrica chilena está integrada por seis sistemas eléctricos de potencia (Rudnick,1995):

- Sistema Interconectado Central (SIC)
- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)
- Sistema Aysen
- Sistema Puerto Natales
- Sistema Punta Arenas
- Sistema Puerto Porvenir

De ellos, el más importante es el SIC, con una demanda máxima de 3.200 MW y un consumo de 18.000 GWh en 1994, abastecido a través de una red de transmisión que se extiende a lo largo de 2.000 km, con niveles de tensión de 500, 220, 154 y 110 KV, por una capacidad instalada de aproximadamente 4.000 MW, de los cuales 3.100 MW corresponden a centrales hidroeléctricas; los restantes 900 MW corresponden a centrales térmicas convencionales, principalmente vapor-carbón. La energía generada depende fuertemente de las características pluviométricas del año. En años "húmedos", como 1992, el aporte hidráulico puede ser del orden del 95%, mientras que en años "secos", como 1990, el aporte hidráulico puede disminuir al 60%. Sirve un área geográfica donde se concentra el 90% de la población y el 85% del consumo total del país. La tasa de crecimiento promedio de la demanda entre 1970 y 1993 fue del 5,6%, siendo actualmente del orden del 8% anual.

El MEE del SIC está estructurado actualmente por cuatro Gencos (una de las cuales es de propiedad estatal), tres Trancos (una mantiene la red de alta tensión y las restantes las redes regionales) y 13 Distcos (todas de propiedad privada). La Despco, denominada Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC), está integrada por las Gencos (Ministerio de Minería, 1985).

Un ente regulatorio, la Comisión Nacional de Energía (CNE), desarrolla las siguientes funciones:

- estudio y proposición de leyes, reglamentos y normas
- planificación indicativa y coordinación de inversiones en grandes proyectos
- formulación de la política de precios y cálculo de precios regulados
- arbitraje frente a divergencias entre miembros del CDEC

Las características a destacar con respecto a las funciones reguladas son (Agurto, 1994/a), (Rudnick, 1994/b):

- Gencos hidroeléctricas requieren licencia para explotar los recursos naturales
- Trancos y Distcos requieren licencia para operar
- Trancos deben garantizar el acceso no discriminatorio a la red

- Distcos tienen obligación de servir a todas sus cargas, existentes y futuras, en su área de concesión, bajo riesgo de penalización.
- sistema de precios en Trancos: ingreso por pérdidas marginales, cuantificadas espacial y temporalmente via los factores de penalización, más cargos adicionales
- sistema de precios en Distcos: compra a precio de nudo; venta a precio de nudo más costo de distribución según empresa modelo ("yard stick competition")

Las características a destacar con respecto a las funciones competitivas son (Rudnick,1994/c):

- Gencos no tienen obligación de servir
- Gencos y Grandes Usuarios (consumidores finales con una capacidad instalada superior a 2 MW) operan en el MEE al por mayor
- las transacciones entre Gencos en el mercado spot se valorizan al costo marginal de corto plazo (CMCP)
- los Grandes Usuarios pueden comprar en el mercado spot o en el mercado de largo plazo contratando con Gencos, las que tambien pueden contratar entre si

La operación de corto plazo es coordinada por el CDEC-SIC sobre la base de la cota de los embalses, los costos de generación térmica (sujetos a auditoría) y los costos de la energía no suministrada; el cual, además, controla y contabiliza los resultados de la operación, valorizando las transferencias de energía y potencia entre Gencos, y los pagos a las Trancos.

La programación de la operación se realiza determinando el "valor del agua", a partir de un modelo de optimización hidrotérmica mono-embalse uninodal, sobre un horizonte de planificación de cuatro años.

Los factores de penalización (FP), que cuantifican una diferenciación temporal y espacial en el despacho óptimo económico, son calculados "off-line", con el enfoque de los "FP del centro de carga" (Rudnick,1994/d) y utilizados para transferir el precio de mercado (CMCP) desde el centro de carga del SIC (S/E Alto Jahuel, S/E

Cerro Navia, S/E San Isidro) hacia las restantes barras (Fromm-Chamorro-Rudnick-Rios,1985).

Nuevas metodologías están siendo desarrolladas actualmente (Palma-Rudnick-Lira,1995).

3.3 El MEE en Argentina

La industria eléctrica argentina está integrada, excepto algunos servicios en la región meridional Patagónica, por el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Con una demanda máxima de 9.000 MW y un consumo de 49.000 GWh en 1993, abastecido a través de una red de transmisión de 7.000 km de extensión, con niveles de tensión de 500, 220 y 132 KV, por una capacidad instalada de aproximadamente 15.200 MW; de los cuales 7.000 MW corresponden a centrales hidroeléctricas; los restantes 8.200 MW están conformados por: 5.000 MW vapor-petroleo y vapor-gas natural, 2.000 MW turbinas a gas, 1.000 MW nucleares, 100 MW ciclo combinado y 100 MW motores diesel (Sbertoli,1994).

De la energía generada, el 42% es de origen hidráulico, el 43% térmica convencional y el 15% nuclear. El 59% del consumo se localiza en el área del Gran Buenos Aires, 13% en el Litoral, 9% en la región Centro, 6% en Cuyo, 6% en el Noroeste Argentino (NOA), 4% en el Comahue y 3% en el Noreste Argentino (NEA). La tasa esperada de crecimiento promedio de la demanda es del orden del 6% anual.

El MEE del SADI está estructurado actualmente por 39 Gencos (26 térmicas y 13 hidráulicas), cinco Trancos (una mantiene la red de alta tensión y las restantes las redes regionales) y 25 Distcos (seis de propiedad privada y el resto de propiedad provincial). Está contemplado el reconocimiento como agentes del MEE a Cogeneradores, Autogeneradores y también a Gencos de países interconectados. La Despco, denominada Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), está integrada por las Gencos, Trancos, Distcos, Grandes Usuarios (consumidores finales con una capacidad instalada superior a 1 MW) y el Estado (Secretaría de Energía Eléctrica,1992).

Dos entes reguladores, la Secretaría de Energía (SE) y el Ente Nacional Regulador Eléctrico (ENRE), desarrollan las siguientes funciones (Varela,1995):

* SE

- estudio y proposición de leyes, reglamentos y normas
- planificación orientativa de las condiciones de expansión de la generación y de la tasa de crecimiento anual de la demanda
- autorización para el ingreso de nuevos agentes al MEE
- aprobación de la programación estacional de CAMMESA

* ENRE

- arbitraje frente a divergencias entre miembros de CAMMESA
- autorización para el acceso al sistema de transmisión
- verificación del cumplimiento de los contratos de concesión

Las características a destacar con respecto a las funciones reguladas son (Caruso,1994):

- Gencos hidroeléctricas requieren licencia para explotar los recursos naturales
- Trancos y Distcos requieren contratos de concesión para operar
- Trancos deben garantizar el acceso no discriminatorio a la red
- Distcos tienen obligación de servir a todas sus cargas, existentes y futuras, en su área de concesión
- en caso de incumplimiento de sus contratos de concesión, Trancos y Distcos son penalizadas por el ENRE
- el concesionario de una Tranco no puede controlar Gencos ni Distcos
- sistema de precios en Trancos: ingreso por pérdidas marginales, cuantificadas espacial y temporalmente vía los factores de nodo (inversa del factor de penalización de barra) para la energía y por los factores de adaptación (que cuantifican la confiabilidad de la red) para la potencia, más cargos adicionales
- sistema de precios en Distcos: compra a precio estacional hasta el 60% de su demanda, el remanente en el mercado spot o en el mercado a término (contrato);

venta a precio estacional más costo de distribución ("cap price" regulado)

Las características a destacar con respecto a las funciones competitivas son:

- Gencos no tienen obligación de servir
- la propiedad está acotada en el sector generación para evitar situaciones monopólicas: ninguna Genco puede superar el 10% de la potencia instalada total del SADI
- Gencos, Distcos y Grandes Usuarios operan en el MEE al por mayor
- las transacciones entre Gencos en el mercado spot se valorizan al costo marginal de corto plazo o Precio de Mercado (PM)
- los Grandes Usuarios pueden comprar en el mercado spot o en el mercado de largo plazo contratando con Gencos, las que también pueden contratar entre sí
- las Distcos pueden contratar en el mercado de largo plazo con Gencos, balanceando sus excedentes en el mercado spot

La operación de corto plazo es coordinada por la CAMMESA sobre la base de la cota de los embalses, el valor del agua declarado por las Gencos hidráulicas (con capacidad de embalse estacional o mensual), los costos de generación térmica declarado por las Gencos térmicas (en ambos casos, sujetos a valores tope prefijados) y los costos de la energía no suministrada. CAMMESA, además, controla y contabiliza los resultados de la operación, valorizando las transferencias de energía y potencia entre Gencos, calcula el precio estacional para las Distcos y los pagos a las Trancos.

La programación de la operación se realiza calculando el valor del agua, a partir de un modelo de optimización hidrotérmica bi-embalse uninodal, sobre un horizonte de planificación de tres años.

Los factores de penalización, son calculados con el enfoque de los "FP de la Barra de Referencia" (Rudnick,1994/d) y utilizados para transferir el precio de mercado (PM) desde el centro de carga del SADI (S/E Ezeiza) hacia las restantes barras (CAMMESA,1994).

3.4 Programación de la Operación

Una de las principales dificultades en la gestión de un sistema hidrotérmico, es la utilización óptima del agua almacenada en los embalses. Se debe decidir, en un contexto económico inserto en un medio ambiente estocástico, si es conveniente utilizar inmediatamente el agua disponible para la generación eléctrica o almacenarla, en vista de una utilización posterior más rentable.

Para disponer de un criterio de decisión, es necesario determinar, para cada reserva hidráulica, un valor del agua, que represente la esperanza matemática de las economías futuras de producción y falla por metro cúbico de agua marginal embalsada. Si el valor del agua es inferior al costo marginal instantáneo de generación térmica, es económicamente conveniente utilizar en forma inmediata el agua para satisfacer la demanda; en caso contrario es preferible almacenar el agua, pues las economías futuras de gestión, cuantificadas por el valor del agua de los embalses, son superiores a las economías inmediatas, cuantificadas por el costo marginal instantáneo.

La gestión óptima de un sistema hidrotérmico, en un instante cualquiera, consiste en comparar los costos de combustible del parque térmico, con los valores del agua de los embalses y determinar el despacho de las unidades térmicas e hidráulicas para la generación.

A continuación se revisarán brevemente las principales características de los modelos utilizados por el CDEC-SIC y la CAMMESA para la programación de la operación, que se utilizarán para evaluar los beneficios económicos de una operación conjunta.

3.4.1 Modelos matemáticos

De manera general, los modelos matemáticos usados para la planificación de la expansión y la programación de la operación presentan los siguientes requerimientos de modelación (Jaramillo, 1995):

Tabla 3.1 Características Generales

Función Objetivo	Escala Temporal	Tipo de Precios	Variables de Decisión
Máximo Beneficio Mínimo Costo	Horizonte Fin de período	Mercado Social	Inversión Operación

En lo atinente a las características específicas, cabe señalar los siguientes requerimientos de modelación:

Tabla3.2 Características Específicas

Tipo de Modelo	Métodos Matemáticos
Optimización Dinámica Optimización Estática Simulación Optimización y Simulación	Programación Lineal Programación Entera Programación No Lineal Programación Dinámica Monte Carlo

En lo relativo a programación de la operación, debe resaltarse:

Tabla 3.3 Características de Programación de la Operación

Criterios de confiabilidad	Despacho de Centrales	Demanda
----------------------------	-----------------------	---------

Margen de reserva Abastecimiento en año seco Probabilidad de pérdida de carga Probabilidad de falla en energía Costo de energía no suministrada	Despacho económico Balance de energía Rasurado de la curva de duración (Peak Shaving) Heurística	Determinística Aleatoria Curvas de carga Curvas de duración Curvas integrales
---	--	---

De los requerimientos de modelación para los modelos para la planificación de la expansión del sistema, cabe señalar:

Tabla 3.4 Características de Planificación de la Expansión

Tipos de Proyectos	Representación expansión	Centrales Térmicas	Centrales Hidráulicas	Sistema de transmisión
Hidráulicos Térmicos Interconexión entre SEP Ampliación de la red de transmisión	Variables continuas Variables discretas Proyectos individuales Proyectos agrupados	Vapor convencional Nuclear Turbina a gas Consumo específico Disponibilidad Mantenimiento Mínimo técnico Precio combustible	Pasada Embalse Bombeo Hidrologías Disponibilidad Mantenimiento Vinculación hidrológica entre centrales Operación predefinida u optimizada	Uninodal Multinodal Pérdidas de transmisión Restriciones de transmisión

Estos requerimientos están presentes en los modelos que a continuación se revisan.

3.4.2 Modelo Gol

El SIC es abastecido por centrales térmicas convencionales: principalmente vapor-carbón y vapor-petróleo, y por centrales hidráulicas: de pasada, con regulación mensual, con regulación estacional y con regulación interanual. Estas últimas son de gran importancia para la operación óptima económica del sistema, ya que permiten transferir energía de un año al siguiente. El SIC cuenta con un complejo de éste tipo: las centrales El Toro, Antuco y Abanico, que utilizan las aguas del lago Laja. Con una capacidad de almacenamiento de 6.800 GWh, la cual representa casi un 38% del consumo del año 1994, la determinación de una estrategia de operación para la transferencia de la energía del Laja entre periodos anuales óptima, en el sentido de minimizar el valor esperado de los costos actualizados de operación de las centrales térmicas y de la energía no suministrada, condiciona la operación del sistema completo.

El modelo GOL (Gestión Óptima del Laja), se desarrolló como una herramienta computacional para estimar la demanda de carbón del sector eléctrico (Espinoza-Gatica, 1979). En un primer período (1974-1978), su utilización estuvo orientada a la programación de la operación por parte de una Genco (ENDESA), con un horizonte de análisis de cuatro a cinco años, con etapas mensuales; a partir de 1979 su campo de aplicación se extiende, aumentando su horizonte de análisis hasta 15 años, con etapas trimestrales. En la actualidad, como consecuencia de la estructura del MEE, los usos del modelo abarcan tanto a las funciones reguladas como a las competitivas, asociadas a un horizonte de planificación de mediano y largo plazo, y son los siguientes (Jaramillo, 1995):

*** CNE**

- Cálculo del valor esperado del costo marginal de energía promedio en los siguientes 48 meses, en el centro de carga del SIC (precio de nudo para las Distcos).
- Determinación de un Programa de Obras indicativo óptimo.

* CDEC-SIC

- Determinación del valor del agua como referencia para el modelo de operación de corto plazo OMSIC (Operación Mensual del SIC).

* Gencos

- Simulación de la operación del sistema a largo plazo.
- Estimación de costos marginales para planificación de la inversión.
- Revisión de estudios desarrollados por la CNE.

Las características principales del modelo son las siguientes (Rudnick-Silva-Caamaño, 1994/a):

El objetivo es minimizar el valor esperado sobre las hidrologías de los costos futuros actualizados de operación y falla, donde los costos de operación (variables) son los correspondientes a las centrales térmicas y el costo de falla es el asociado a la restricción en el abastecimiento de energía eléctrica.

El modelo es uninodal, no considerándose, en consecuencia, las restricciones del sistema de transmisión: capacidad de las líneas y pérdidas. Esta única barra representa el centro de carga del SIC, donde ocurre la demanda y oferta de energía y potencia.

La demanda, considerada de naturaleza determinística, se representa por un bloque de energía a potencia constante, y por el valor de potencia máxima trimestral.

Las centrales térmicas existentes se consideran separadamente (excepto las turbinas a gas, que se agrupan en dos tipos, según el combustible empleado) y se representan por su potencia máxima disponible, su energía máxima generable trimestralmente y la energía mínima trimestral en caso de generar en punta. La indisponibilidad (mantenimiento programado y salidas de servicio por fallas) se considera en los valores de energía y potencia; el consumo específico se supone independiente del nivel de carga (equivalentemente, el despacho se realiza por "lista de mérito") y no se consideran mínimos técnicos.

El modelo admite la definición de hasta cuatro centrales térmicas futuras, por lo que si se requiere considerar más, se deben agrupar centrales con características similares.

Las centrales del Laja se representan separadamente, con distintas funciones de generación, dependiendo de la cota del lago: El Toro genera exclusivamente las extracciones del Laja, Abanico genera con el caudal producido por filtraciones del lago, conjuntamente con el aporte de una hoya intermedia y Antuco genera con el caudal proveniente de las dos centrales anteriores, mas el de hoyas intermedias entre ellas y la aducción de Abanico.

Las centrales hidroeléctricas existentes del resto del sistema, se agrupan en una sola, independientemente del tipo de regulación y se representan por la energía generable trimestralmente para cada condición hidrológica, conjuntamente con la potencia disponible por trimestre.

Las centrales hidráulicas futuras se consideran individualmente, de manera análoga.

La figura siguiente ilustra la modelación de la oferta y demanda de potencia y energía en el centro de carga del MEE.

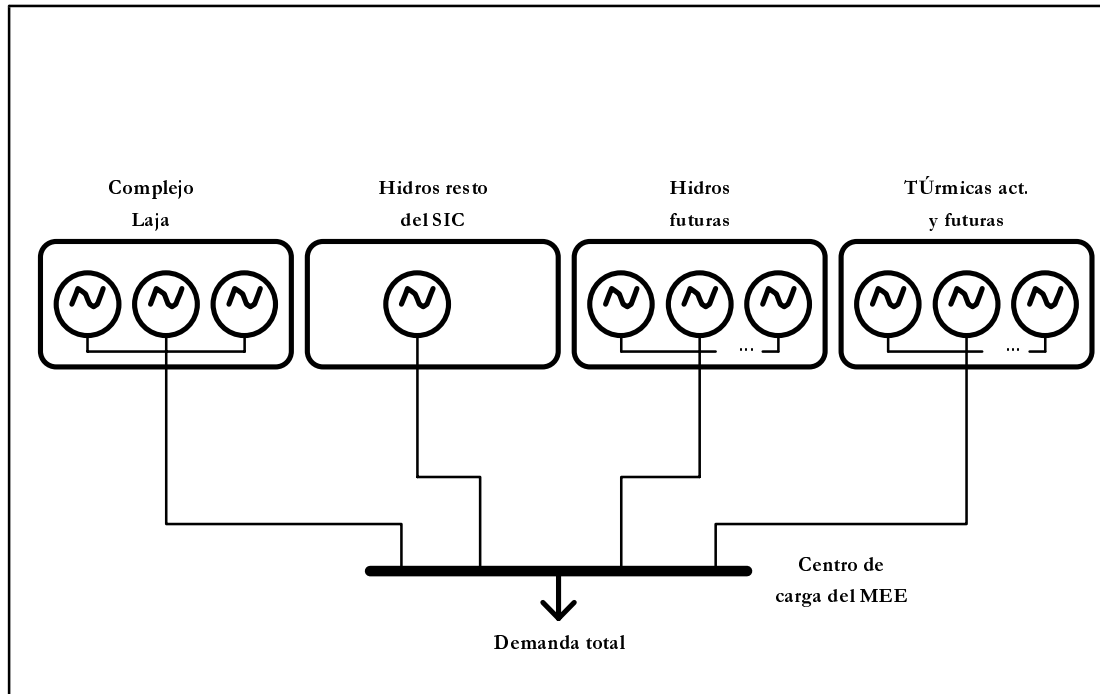


Figura 3.1 Diagrama uninodal modelo GOL

La oferta y la demanda de energía y potencia satisfacen las ecuaciones de equilibrio siguientes :

$$\text{Demanda}_{\text{Energía}} = \text{Energía}_{\text{rest. sist.}}(h) + \text{Energía}_{\text{Laja}}(X) + \text{Energía}_{\text{térmica}} + \phi_{\text{energía}}$$

$$\text{Demanda}_{\text{Potencia}} = \text{Potencia}_{\text{rest. sist.}}(h) + \text{Potencia}_{\text{Laja}} + \text{Potencia}_{\text{térmica}} + \phi_{\text{potencia}}$$

donde:

$$\phi_{\text{energía}} = \text{falla en energía}$$

$$\phi_{\text{potencia}} = \text{falla en potencia}$$

h = condición hidrológica

X = caudal medio extraído del Laja

El costo de falla en energía depende sólo de la magnitud de ésta, medida como un porcentaje de la demanda total; se consideran tres tramos de falla, con un costo

unitario (costo del KWh no suministrado) constante para cada tramo, aumentando con la profundidad de la falla.

El costo de falla en potencia, pese al reconocimiento de su existencia, no se valora por su poca importancia relativa frente al costo de falla en energía.

La aleatoriedad hidrológica se representa mediante una muestra de 40 años hidrológicos (1940/41 a 1980/81), los cuales se suponen estadísticamente independientes, aunque los trimestres correspondientes a un mismo año hidrológico son estadísticamente dependientes.

Los costos asociados a las demandas de energía y potencia, y a la fallas respectivas, satisfacen las ecuaciones de balance siguientes:

$$\text{Costo}_{\text{Dem}} = C_{\text{Energía}} (\text{Energ}_{\text{mín}} (\text{Pot}_{\text{tér}}, k)) + C_{\text{Energía}} (\text{Energ}_{\text{tér}} - \text{Energ}_{\text{mín}} (\text{Pot}_{\text{tér}}, k))$$

$$\text{Costo}_{\phi} = \text{Costo}(\phi_{\text{energía}}) + \text{Costo}(\phi_{\text{potencia}})$$

donde:

$\text{Energ}_{\text{mín}} (\text{Pot}_{\text{tér}}, k)$ es la energía mínima suministrada por las centrales térmicas para abastecer una demanda de potencia $\text{Pot}_{\text{tér}}$ en punta, siendo la central k la más cara en operación.

Las centrales hidráulicas del complejo Laja satisfacen en cada período elemental de análisis la ecuación de equilibrio y las restricciones de factibilidad siguientes:

$$S_{n+1} = S_n + QAf(h) - X_n - \text{Filtración}(S_n, S_{n+1}) - \text{Evaporación}$$

$$\underline{S} \leq S_n \leq \bar{S}$$

$$\underline{X} \leq X_n \leq \bar{X}$$

donde:

S_n = cota del embalse a comienzos del período n
 $QAf(h)$ = variable proporcional al caudal medio afluente en condición hidrológica h para el período de análisis

La primera restricción está asociada a la banda de aprovechamiento del lago, mientras que la segunda está asociada a las necesidades de riego (límite inferior) y a la capacidad tecnológica para turbinar (límite superior).

El modelo GOL está estructurado sobre la base del desarrollo de dos fases secuenciales:

- * Fase de optimización
- * Fase de simulación

Fase de optimización:

La programación de la operación hidrotérmica se modela matemáticamente como un proceso de decisión finito, separable en etapas trimestrales, representándose el estado del sistema por la cota del embalse.

La aleatoriedad introducida por la hidrología origina que el proceso de decisión sea estocástico, pero el que las distribuciones de probabilidad que rigen los eventos aleatorios sean conocidas, conjuntamente con el hecho de que el número de etapas y estados es finito, permite utilizar Programación Dinámica para optimizar el proceso de decisión.

El Principio de Optimalidad (Bellman,1957) postula que una política óptima tiene la propiedad de que, independientemente de las decisiones tomadas para alcanzar un estado determinado en una etapa en particular, las decisiones restantes deben constituir una política óptima para abandonar ese estado. En consecuencia, la solución se obtiene evaluando sucesivamente subpolíticas óptimas, desde el futuro hacia el presente.

El costo asociado a cada subpolítica corresponde al mínimo costo esperado futuro actualizado de operación y falla, denominado valor del agua.

Para cada cota inicial del Laja y condición hidrológica dadas se obtiene el valor asumido por las variables de operación o de estado.

Fase de simulación:

La simulación de la operación a partir de una cota inicial del Laja se realiza via el método de Monte Carlo (Law-Kelton, 1991), obteniéndose estimaciones de los valores esperados de las principales variables de operación: cotas del Laja, costos marginales, generación térmica e hidráulica, energía no suministrada y el costo total de operación y falla.

La figura siguiente bosqueja la interrelación entre los bloques constitutivos del modelo GOL, conjuntamente con sus principales entradas y salidas.

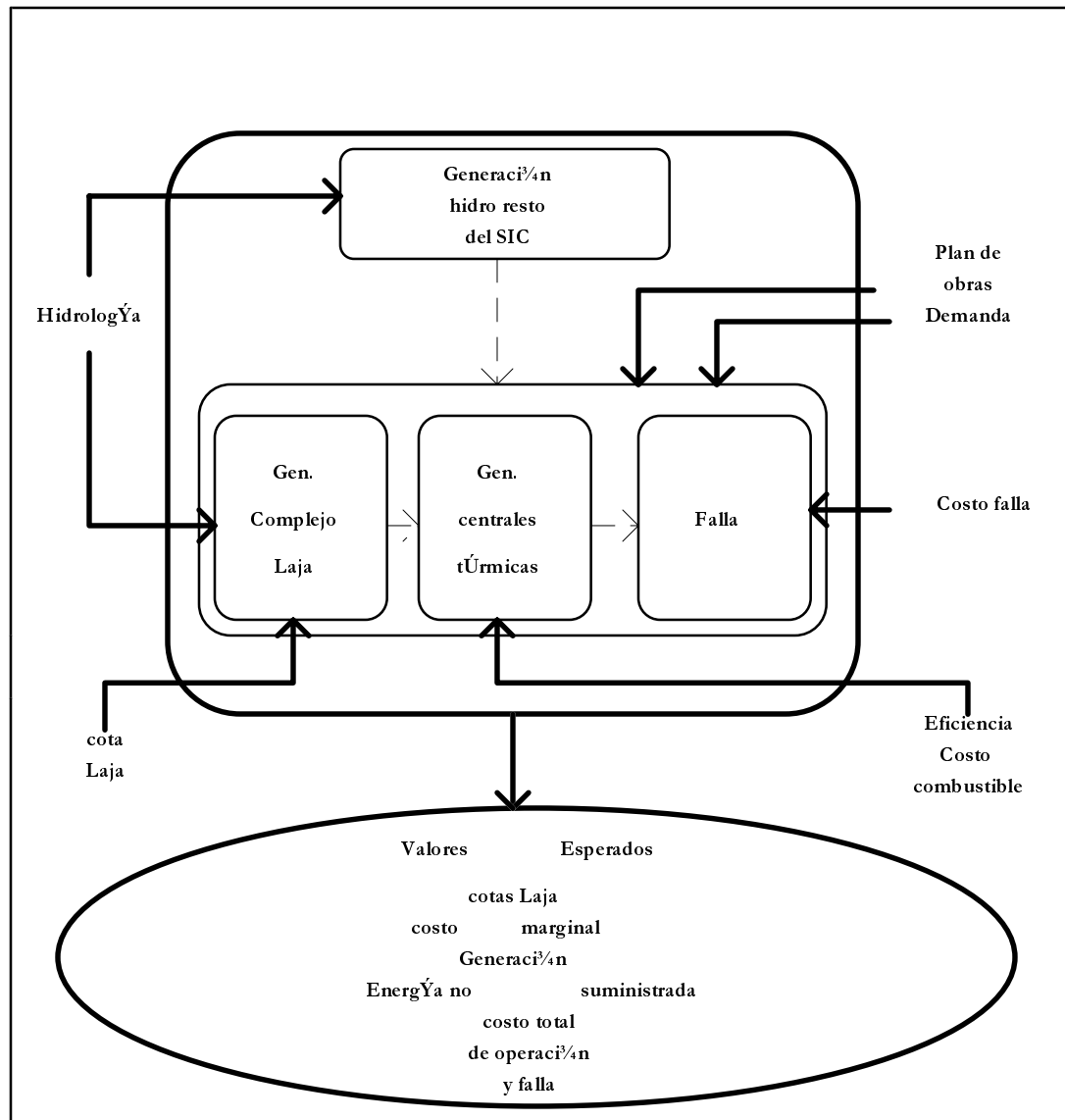


Figura 3.2 Modelo GOL

3.4.3 Modelo Omsic

El modelo OMSIC (Operación Mensual del SIC) es utilizado por el CDEC-SIC para la programación de la operación de corto plazo. La programación de la operación utiliza los valores estratégicos del agua obtenidos por el modelo GOL.

Este modelo fue desarrollado a partir del modelo GOL, por lo que la metodología de solución del problema de la gestión óptima del SIC es Programación Dinámica y simulación, difiriendo en la extensión del período elemental y del horizonte de análisis, además del tratamiento de la hidrología, obteniéndose estimaciones de los valores esperados de las principales variables de operación: cotas del Laja, costos marginales, generación térmica e hidráulica, energía no suministrada y el costo total de operación y falla.

Las principales características son las siguientes (Rudnick-Silva-Caamaño, 1994/b):

El período elemental de análisis es de un mes, excepto el primero que se divide en períodos semanales; el inicio del estudio puede elegirse a principios de cualquier mes del año hidrológico, con o sin subperíodos semanales.

El horizonte de planificación normalmente es de uno o dos años. Si no se utilizan subperíodos semanales se supone que las hidrologías de invierno (abril-septiembre) al ser originadas por las lluvias son estadísticamente independientes, mientras que las de verano (octubre-marzo) al ser originadas por el deshielo, son estadísticamente dependientes. Si se utilizan, se incorporó la opción de crear una dependencia hidrológica entre los primeros períodos semanales.

En verano, se estima el volumen almacenado de deshielo, con la finalidad de acotar los caudales afluentes esperados; en invierno, se establece una correlación entre los niveles de precipitación para los primeras semanas.

La figura siguiente grafica la dependencia de los distintos bloques del modelo, con sus principales entradas y salidas.

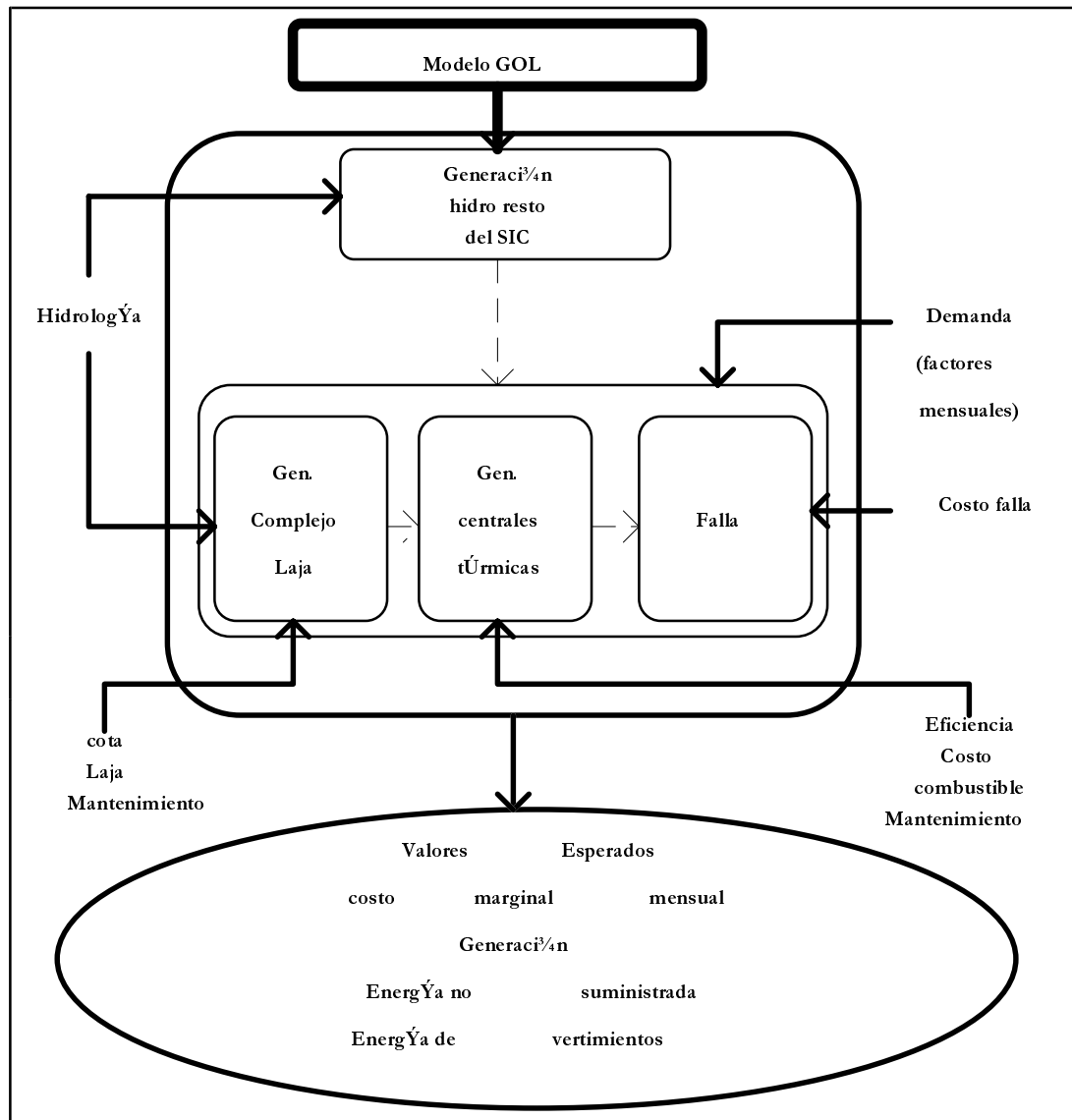


Figura 3.3 Modelo OMSIC

En conjunto con el modelo OMSIC, se desarrolla un algoritmo iterativo que incorpora a la coordinación de la operación hidrotérmica el impacto de cinco embalses con capacidad de regulación menor que el Laja:

- complejo Colbún-Machicura

- laguna La Invernada
- Pehuenche
- Canutillar
- Rapel

Las características principales de estos modelos de embalses son las siguientes:

- el objetivo es maximizar los ingresos por ventas de energía, valorizada a costo marginal.
- consideran restricciones de riego, cotas mínimas y máximas, caudales mínimos y máximos.
- la variable de decisión es el caudal turbinado
- algoritmos de Programación Dinámica con períodos semanales y mensuales

Puesto que los cinco modelos de embalses determinan su energía generable en función del costo marginal del sistema, es posible en teoría construir para cada uno de ellos una curva de costos marginales del sistema en función de su energía generable, para luego agregarla en una única curva de costo marginal de los embalses.

Como por otra parte, el modelo OMSIC determina, a partir de la energía generable aportada por los embalses, la curva de costos marginales del sistema, se puede en teoría construir la curva de costo marginal del complejo Laja y centrales térmicas en función de la energía aportada por los embalses.

La situación descrita se ilustra en la figura siguiente:

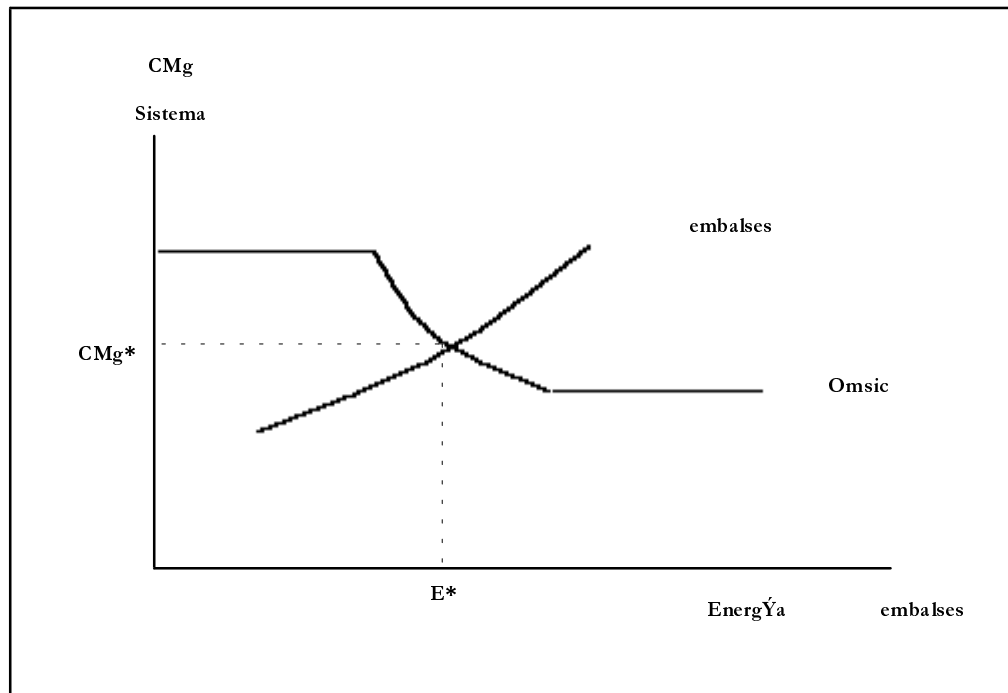


Figura 3.4 Curvas de costos marginales

Debido a que no se conoce la expresión analítica para estas curvas, se utiliza un algoritmo iterativo de aproximación por rectas para estimar el costo marginal óptimo del sistema CMg^* .

Una vez obtenida la convergencia, se procede al llenado de la curva de carga horaria; en caso de existir restricciones de colocación en la misma, se incorporan estas restricciones en los modelos de embalses y se procede a repetir el proceso de convergencia. De no existir problemas de colocación, se determinan los valores del agua en los distintos embalses, y se definen las estrategias óptimas de operación de los mismos.

La figura siguiente ilustra el proceso descrito:

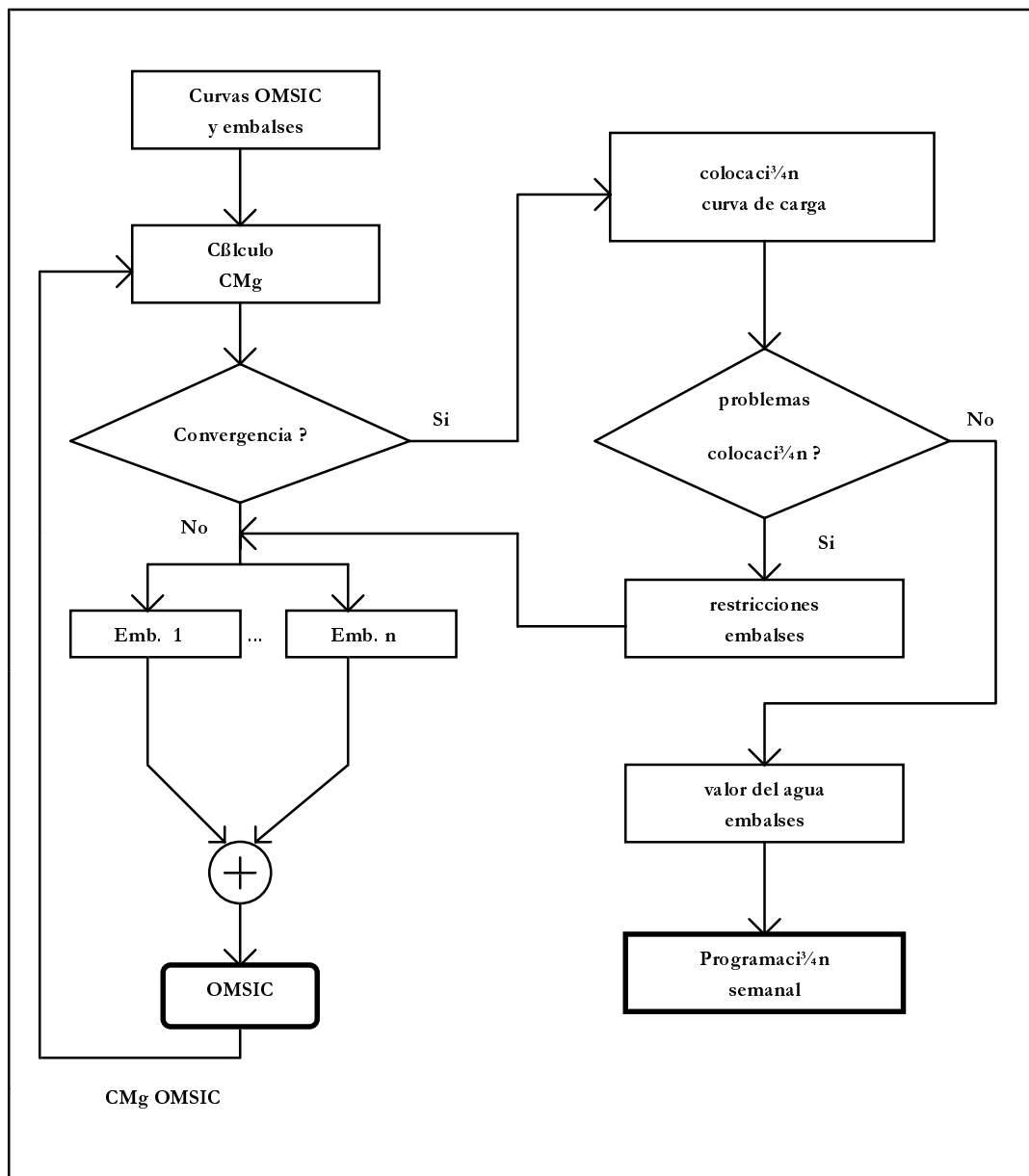


Figura 3.5 Proceso de convergencia OMSIC-embalses

Este proceso entrega resultados satisfactorios en lo relativo a la determinación de la política de operación semanal de los embalses, sin embargo, puesto que los embalses operan sobre la base de la señal de costo marginal esperado

únicamente, se considera necesario desarrollar un modelo de coordinación hidrotérmica multiembalse.

3.4.4 Modelo Margot

El modelo MARGOT (Modele régionalisé de planification de la gestion annuelle du Systeme Interconnecté National Argentin) se desarrolló como una herramienta computacional (Dierstein-Burtin-Ferrari, 1990) para realizar la planificación de la gestión del SADI sobre un horizonte anual o plurianual con etapas semanales, vinculando los problemas de largo y mediano plazo (planificación de la inversión, tarificación) con los de corto plazo (gestión de la producción).

Debido a la actual estructura del MEE, los usos del modelo abarcan tanto a las funciones reguladas cuanto a las competitivas y son los siguientes (Varela, 1995):

* SE

- Revisión de la Programación Estacional elaborada por CAMMESA.

* CAMMESA

- Cálculo de la Programación Estacional cada seis meses, con proyecciones de los precios spot semanales para las Gencos y los precios estabilizados para las Discos.
- Programación semanal de la operación.

* Gencos

- Simulación de la operación del sistema a largo plazo.
- Estimación de costos marginales para planificación de la inversión.
- Revisión de estudios desarrollados por la SE.

El sistema eléctrico es descompuesto, sobre la base de un criterio geográfico, en centros de producción y consumo elementales o regiones, las cuales son reagrupadas en subsistemas uninodales. La transmisión entre ellos está limitada por la capacidad máxima de las líneas o, por razones de seguridad de suministro, a un

porcentaje de la demanda de los subsistemas (suma de las demandas de las regiones que los componen). Las líneas de transmisión son caracterizadas por:

- los subsistemas que conectan
- la capacidad máxima de transmisión
- la tasa de pérdidas
- las restricciones particulares de transmisión, en porcentaje de las demandas de los subsistemas

La previsión de la demanda debe ser efectuada para cada una de las regiones que constituyen el sistema, calculandose la curva de carga horaria anual. La economía regional se supone descompuesta en sectores elementales, para los cuales puede preverse, por métodos econométricos o analíticos, la evolución del consumo de energía. La generación de las curvas de carga regionales requieren de:

- los consumos para cada uno de los sectores de la economía regional y una previsión de su crecimiento anual
- las curvas de carga típicas, para los días laborables, semilaborables y feriados, para cada estación del año y cada sector regional

La acumulación de las curvas de carga de diferentes sectores permite obtener la curva de carga anual regional. A partir de ellas se obtienen las curvas de duración de carga anual, mensuales, semanales o diarias.

El combustible utilizado en las centrales térmicas es caracterizado por :

- su poder calorífico inferior
- su costo

Un combustible puede ser producido por el país, pero en cantidades limitadas; el modelo efectúa un seguimiento de las existencias de combustible nacional y evalúa las cantidades a importar para completar la producción local. Un mismo combustible en función de su procedencia, nacional o importado, es considerado por el modelo como dos combustibles diferentes.

Para el caso de combustibles nacionales debe indicarse:

- la producción nacional para el período elemental de análisis
- las reservas al inicio del horizonte de simulación

El parque térmico está constituido por grupos, pudiendo utilizar cada uno, uno o más tipos de combustibles. Cada grupo térmico está caracterizado por:

- su potencia neta
- su consumo específico
- su tasa de disponibilidad fortuita
- su plan de mantenimiento programado

A nivel de cada región, las unidades térmicas que utilizan los mismos combustibles y poseen características técnicas semejantes, son agregadas en grupos térmicos. La potencia disponible del grupo es modelada por una distribución binomial independiente sobre cada período elemental de análisis. Cada grupo está definido por las características siguientes:

- localización regional
- número total de unidades
- combustibles utilizables
- características técnicas medias del grupo
- número de unidades en mantenimiento en cada período elemental de análisis

El parque de producción hidráulico se descompone en cuencas, y en cada una de ellas las centrales hidroeléctricas están caracterizadas por su constante de tiempo (tiempo de vaciado del agua almacenada a la potencia máxima turbinable), clasificándose en tres categorías:

- de embalse: la constante de tiempo es del orden de algunas semanas a varios meses, lo cual permite transferir energía de una estación a otra o de un año a otro.
- de esclusa: la constante de tiempo es del orden de algunas horas a varios días, lo cual sólo permite transferir energía entre días, o dentro de la semana.

- de pasada: no dispone prácticamente de capacidad de almacenamiento de agua y debe utilizar inmediatamente todos los aportes que recibe.

Las centrales de bombeo pueden, gracias a sus reservas aguas arriba y aguas abajo, efectuar transferencias de energía de las horas de valle a las de punta a nivel diario, semanal o estacional, según su constante de tiempo.

Puesto que el período elemental de análisis del modelo es del orden de la semana, las centrales de pasada y de esclusa no permiten la transferencia de energía entre diferentes períodos; como consecuencia de ello el modelo supone que generan, en el interior del período elemental, en torno a un nivel fijo durante el año, lo cual es equivalente a considerar que el caudal turbinado es igual al caudal afluente en el período. Teniendo en cuenta la precisión de la representación de las series históricas hidrológicas y de la pérdida de cronología en el interior del período elemental, no es posible conocer los niveles de reservas intermedias: la generación es cuantificada por un coeficiente energético medio, correspondiente a un nivel medio de explotación. En el interior del período elemental, la producción de las centrales de esclusa se concentra en las horas de punta mientras que la producción de las centrales de pasada se supone repartida uniformemente sobre todas las horas.

En el caso de las centrales de embalse, el modelo efectúa un seguimiento del nivel de reservas; los coeficientes energéticos son calculados en función de dichos niveles. La gestión de los embalses estacionales se torna más compleja debido a la posibilidad de transferir energía: se debe decidir entre la utilización instantánea o el almacenamiento del metro cúbico marginal del embalse, teniendo en cuenta el carácter aleatorio de la hidrología, que se representa por una muestra de 49 años hidrológicos (1943 a 1991) y de la demanda. Para tomar tal decisión, se afecta a cada embalse de un costo ficticio de utilización del metro cúbico marginal, llamado valor del agua, equivalente a un costo de combustible. Este parámetro permite determinar el despacho de las distintas centrales. El valor del agua debe ser calculado para todo nivel del embalse y sobre cada período elemental de análisis: éste es el objetivo de la fase de optimización.

La gestión de las centrales hidráulicas es frecuentemente efectuada en función de criterios externos al sistema eléctrico: riego, control de crecidas, etc, lo cual se traduce en restricciones en el caudal a turbinar. La optimización de la gestión del agua embalsada para la generación eléctrica es posible dentro de la zona no restringida por los usos prioritarios del agua. Cada central hidráulica está caracterizada por:

- localización regional
- estadísticas de caudales afluentes
- coeficiente energético, función del nivel de reservas para las centrales de embalse y medio para las otras centrales
- número de turbinas
- potencia máxima de cada turbina
- caudal máximo de cada turbina
- caudal máximo turbinable de la central
- tasa de disponibilidad fortuita de cada turbina
- plan de mantenimiento programado de la central

Las centrales de embalse están caracterizadas además por:

- el volumen inicial
- el volumen útil
- el caudal mínimo erogable
- los valores del agua en función del período elemental de análisis y de las cotas del embalse

A cada KWh no suministrado, debido a una insuficiencia de la oferta, está asociado un costo, el costo de falla, que cuantifica el perjuicio experimentado por la economía nacional, el cual aumenta con la profundidad de la falla, expresada en un porcentaje de la demanda. El costo de falla se modela por tramos, con un costo unitario (costo del KWh no suministrado) constante para cada tramo, aumentando con la profundidad de la falla.

El criterio económico global es minimizar la suma de los costos de gestión y de falla. Los costos de gestión están conformados por los costos de combustible y la valorización de la producción hidráulica. Los valores del agua son calculados por Programación Dinámica Estocástica; el método consiste en calcular la esperanza de los costos futuros de gestión y de falla para luego diferenciar la función de costos futuros en relación al nivel de reservas de los embalses. En un instante dado el cálculo de la esperanza de los costos futuros se efectúa en función del vector de estado, que comprende en particular el nivel de los embalses y más generalmente toda información sobre la evolución pasada del sistema susceptible de influir sobre los costos futuros. En la práctica los tiempos de cálculo crecen exponencialmente con la dimensión del vector de estado; para disminuirlos, se adoptó un método de descomposición por cuencas hidráulicas.

El método se caracteriza por un proceso iterativo entre un modelo global y modelos locales del tipo "precio-cantidad":

- para cada realización de las variables aleatorias, el modelo global simula la gestión del conjunto del parque generador: el despacho de las centrales térmicas e hidráulicas es determinado en cada período elemental sobre la base de los valores del agua de los embalses resultantes de los modelos locales
- los modelos locales optimizan la gestión de cada cuenca: calculan los valores del agua de los embalses de una cuenca suponiendo la producción de las otras cuencas fijas

El algoritmo es iniciado por una llamada al modelo global con valores del agua nulos en todos los embalses; el cálculo del valor del agua es entonces efectuado secuencialmente para todas las cuencas por orden de importancia decreciente. Después de cada llamada a un modelo local, la producción del conjunto de cuencas es reactualizada por una llamada al modelo global. El conjunto de procesos de optimización de las cuencas es iterado hasta estabilizar los valores del agua de los embalses. La presencia en el SADI de una cuenca notoriamente más importante que las otras, conduce en la primera iteración a una solución próxima al óptimo, lo que reduce notablemente el número de iteraciones necesarias para la convergencia del algoritmo.

El problema local de optimización de una cuenca puede formularse bajo la forma de un problema de optimización dinámica: determinar la producción de las centrales de la cuenca que minimicen el valor esperado sobre las hidrologías de los costos futuros de producción térmica y de falla. En la práctica se considera un horizonte de estudio T sobre el cual optimizar la gestión (sobre el que se calcula en particular los valores del agua de los embalses y la generación hidráulica en función de las hidrologías); los costos futuros de gestión más allá del horizonte de estudio se consideran como los valores finales de la simulación VF , datos del problema :

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & E \left[\sum_{t=1}^T Ct(Dt - W_{zt} - U_{zt}) + VF(X(T)) \right] \\ (U_{zt}) \quad & \{z\} \\ & 1 \leq t \leq T \end{aligned}$$

s.a.

$$X(0) = X_0$$

$$X(t) = X(t-1) + A(t) - U(t)$$

$$X_{MINt} \leq X(t) \leq X_{MAXt}$$

$$U_{MINt} \leq U(t) \leq U_{MAXt}$$

donde:

T : número de intervalos del horizonte de estudio

z : hidrologías

Dt : demanda

Azt : afluente de la cuenca

Uzt : producción de la cuenca (variable de decisión del problema local)

U_{MINt} : producción mínima de la cuenca a optimizar

U_{MAXt} : producción máxima de la cuenca a optimizar

Wzt : producción de otras cuencas (datos del problema local)

Ct : función de costos de producción instantáneos

X : vector de estado (niveles de los embalses de la cuenca)

VF : función de valores finales de simulación

La resolución del problema dinámico precedente se basa en el Principio de Optimalidad (Bellman, 1957) que permite reemplazar el problema inicial sobre T intervalos de tiempo, por un conjunto equivalente de T subproblemas sobre cada período elemental del horizonte de estudio. En la práctica se define la función de Bellman como el mínimo valor esperado de los costos futuros de combustible y de falla en función de los estados admisibles del sistema en cada instante. La función de Bellman en el instante t-1 es la solución del problema de minimización :

$$VB(t-1, X) = \underset{U}{\text{Min}} \quad E \left[Ct(Dt - Wzt - U) + VB(t, X + At - U) \right] \\ \{z\}$$

s.a

$$XMINT \leq X + At - U \leq XMAXt$$

$$UMINT \leq U \leq UMAXt$$

El cálculo de la función de Bellman se efectúa resolviendo los problemas desde el futuro hacia el presente, considerando $VB(T, X) = VF(X)$ para la restricción $XMINT < X < XMAXT$.

Los valores del agua de los embalses de la cuenca se obtienen como un subproducto de la optimización diferenciando la función de Bellman:

$$v(t, X) = - \frac{dVB}{dX}(t, X)$$

El cálculo de los valores finales de simulación se efectúa para los embalses de Piedra del Aguila - Chocón y de Cerros Colorados para dos condiciones extremas, sobre un período suplementario de cuatro años.

El modelo está estructurado sobre la base de los siguientes módulos:

- GENDM : calcula, para uno o más años, la curva de carga total del SADI, a partir de una previsión del crecimiento del consumo, para cada uno de los sectores de

la economía nacional. A partir de ella, se obtienen curvas de duración de carga anuales, mensuales, semanales o diarias, representadas por funciones escalonadas decrecientes.

- GENTH : calcula, para uno o más años, las características de los grupos térmicos a partir de los datos técnicos de las unidades generadoras; genera además las disponibilidades correspondientes sobre la base de los planes de mantenimiento programado.

- GENHY : calcula, para uno o más años, la topología de las cuencas hidráulicas y sus aportes, generando además las disponibilidades de las turbinas sobre la base de los planes de mantenimiento programado.

- OSCAR (Optimización Secuencial de las Cuencas ARGENTINAS) : calcula los valores del agua de las cuencas del SADI vía Programación Dinámica.

- MARGO : simula, para uno o más años, la gestión del SADI sobre la base de los valores del agua para los diferentes embalses.

Como salida del modelo se obtienen estimaciones de los valores esperados de las principales variables de operación: cotas de los embalses más importantes del sistema, costos marginales, generación térmica e hidráulica, energía no suministrada y el costo total de operación y falla.

La figura siguiente bosqueja la interrelación entre los módulos, conjuntamente con sus principales entradas y salidas :

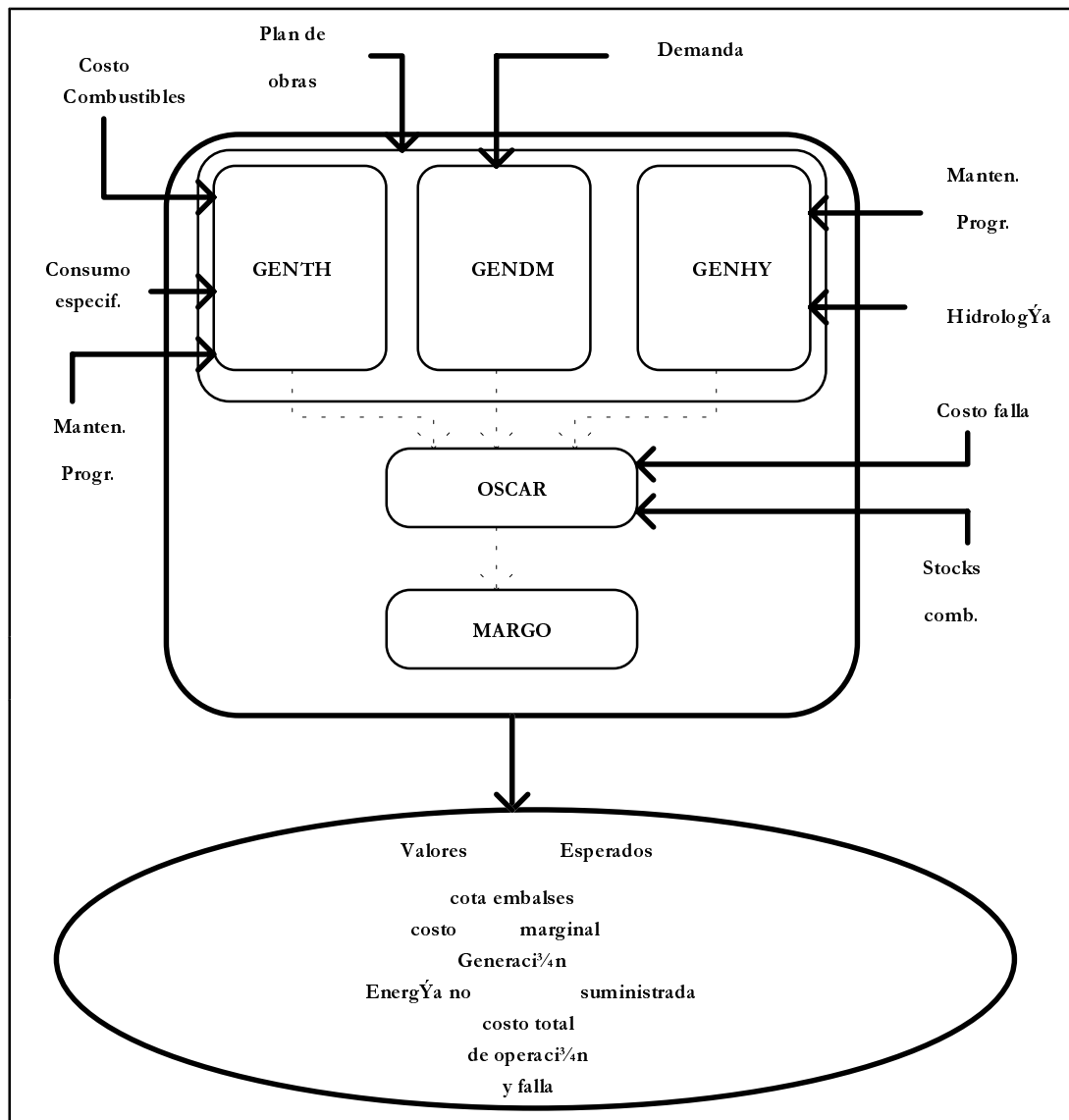


Figura 3.6 Modelo MARGOT

3.4.5 Resúmen comparativo de los modelos

Tabla 3.5 Resumen de las principales características de los modelos

	GOL	OMSIC	MARGOT
Función Objetivo	Mínimo Costo Esperado Actualizado	Mínimo Costo Esperado Actualizado	Mínimo Costo Esperado
Escala Temporal	Horizonte:10 años Etapas trimestrales	Horizonte:1-2 años Etapas mensuales	Horizonte:3-5 años Etapas semanales
Tipo de precio	Mercado (Costo Marginal Esperado)	Mercado (Costo Marginal Esperado)	Mercado (Costo Marginal Esperado)
Variables	Operación	Operación	Operación
Tipo de Modelo	Optimización y Simulación	Optimización y Simulación	Optimización y Simulación
Métodos Matemáticos	Progr. Dinámica Monte Carlo	Progr. Dinámica Monte Carlo	Progr. Dinámica Monte Carlo
Criterio de confiabilidad	Costo de energía no suministrada	Costo de energía no suministrada	Costo de energía no suministrada
Despacho de Centrales	Un embalse optimizado Térmicas por "lista de mérito"	Principales embalses optimizados Térmicas por "lista de mérito"	Principales embalses optimizados Térmicas por "lista de mérito"
Sistema de transmisión	Uninodal	Uninodal	Multinodal Tasa de pérdidas Capacidad Lineas

Demanda	Determinística Un bloque de energía y potencia máxima trimestral	Determinística Un bloque de energía y potencia máxima mensual	Determinística Curva de carga Curva de duración
---------	---	--	---

3.5 Conclusiones

De la revisión hecha de los MEE chileno y argentino se infiere que ambos poseen idéntica estructura, esto es, un MEE competitivo al por mayor, con similares funciones competitivas y reguladas, más desarrolladas éstas últimas en el caso argentino, que aprovechó la experiencia chilena. En lo atinente a la programación de la operación, la misma metodología se ha implementado en los modelos matemáticos utilizados por el CDEC-SIC y la CAMMESA : una fase de optimización vía Programación Dinámica y una fase de simulación vía Monte Carlo. Ambos Despco realizan el despacho con el objetivo de mínimo valor esperado del costo de producción, sobre las hidrologías, sujeto al mismo criterio de confiabilidad económico: costo de la energía no suministrada.

La existencia de idénticas estructuras de MEE con similares funciones y los mismos objetivos en la programación del despacho, son condiciones necesarias (pero no suficientes) para la operación económica coordinada del SIC-SADI, que se analizará en el siguiente capítulo.

IV OPERACION COORDINADA SIC-SADI

4.1 Introducción

La interconexión de Sistemas Eléctricos de Potencia puede brindar beneficios muy importantes a todos los participantes, tanto en el plano económico cuanto en el plano tecnológico, dada la posibilidad de compartir los recursos de los sistemas inicialmente independientes. De manera general pueden citarse (Paz, 1994) :

- a) en el plano tecnológico el nivel de seguridad del sistema interconectado se incrementará, debido a la compensación estadística de los eventos aleatorios que afectan la operación de cada sistema (salida de servicio no programada de líneas de transmisión y/o de unidades generadoras, caudales afluentes a las centrales hidráulicas, evolución del consumo) obteniéndose una mayor calidad de servicio, sin incrementar la capacidad de generación instalada.

- b) en el plano económico, cabe señalar :
 - * reducción del costo de inversión debido a:
 - disponibilidad de una reserva de generación mutua, lo que permite diferir las inversiones en expansión de la generación.
 - posibilidad de utilizar unidades de mayor potencia, beneficiándose con las economías de escala.
 - posibilidad de abastecer la demanda máxima, utilizando la capacidad instalada de otros sistemas, en el caso de que existan desfases entre las demandas máximas de los sistemas interconectados, ya sea por diferencias horarias, por diferencias climáticas o por diferencias en los días laborables.

- * reducción de los costos de operación, debido a la posibilidad de abastecer la demanda con los medios de producción menos costosos, vía un despacho económico coordinado.

Con el fin de obtener los mayores beneficios de la interconexión, en la etapa de planificación se deben realizar diferentes estudios que permitan analizar cuidadosamente los eventuales problemas que podrían surgir como consecuencia de la misma.

Estos estudios son secuencialmente los siguientes (Clade - Mathieu, 1992) :

- Interés económico de la interconexión: el propósito es estimar globalmente los beneficios en términos de los costos de operación y niveles de seguridad. Se trata de apreciar el grado de complementación de los medios de producción y estructuras de consumo de los distintos sistemas de potencia, sin tener en cuenta la red de transmisión en detalle. Se realizan a partir de modelos que permitan simular la operación coordinada bajo distintos escenarios que contemplen diferentes situaciones de crecimiento del consumo, expansión del parque generador, evolución de los costos de combustibles, etc.
- Elección de las principales características tecnológicas del enlace: corriente alterna o corriente continua, nivel de tensión, dimensionamiento de conductores, etc. Se realizan utilizando expresiones matemáticas generalizadas que permitan estimar los costos de las diferentes alternativas del interconector (Georgantzis - Hatziargyriou, 1995).

En esta etapa, habiéndose determinado el interés global de la interconexión, y realizado las elecciones tecnológicas más relevantes, deben llevarse a cabo análisis más detallados:

- Estudios económicos: el objetivo es evaluar más exactamente los ahorros, en términos de costos de combustibles, costo de falla y costo de pérdidas. Requieren de una

representación detallada de la red de transmisión (Wernéus - Soder, 1995).

- Estudios de estabilidad de tensión: el objetivo es determinar los riesgos de colapso de tensión frente a contingencias severas (IEEE Tutorial Course, 1990)
- Estudios de estabilidad transitoria y dinámica: el objetivo es evaluar la respuesta dinámica del sistema interconectado frente a posibles contingencias (Anderson - Fouad, 1994).

En este contexto se analizará a continuación el marco teórico para el desarrollo de un estudio para evaluar el interés de una interconexión SIC -SADI.

4.2 Operación Optima Económica SIC - SADI

4.2.1 Señal de coordinación

La interconexión con otro sistema se traduce en una demanda suplementaria a satisfacer, en caso de exportación, o de una oferta suplementaria, en caso de importación. Puesto que el problema está inserto en un medio ambiente estocástico, las estrategias de intercambio de energía pueden ser definidas como un control de lazo abierto (coordinación debil) o como un control de lazo cerrado (coordinación fuerte) del sistema integrado.

En el modo de coordinación debil, la estrategia consiste en intercambiar una cantidad prefijada de energía sobre períodos predeterminados, independientemente de las perturbaciones (cambios en la demanda, salidas de servicio intempestivas de equipos, hidrologías no previstas) a las que está sometido el sistema interconectado en los períodos en los que tiene lugar el intercambio.

En el modo de coordinación fuerte, la estrategia de intercambio se torna más compleja: los términos de las transacciones, esto es cantidades y precios, son ajustados sobre cada período y son altamente dependientes de las perturbaciones que experimenta el sistema interconectado en tales períodos.

El marco regulatorio bajo el cual se desarrolla cualesquiera de éstas estrategias, determina el criterio económico con el cual se valorizan las transacciones, evolucionando desde un esquema basado en costos proporcionales de importación y de exportación fijos sobre los períodos en que ocurre el intercambio, en el caso del marco regulatorio tradicional, a un esquema basado en costos marginales de importación y de exportación variables sobre los períodos de intercambio, en el caso de un marco regulatorio de libre mercado, coexistiendo situaciones intermedias en el caso de un marco regulatorio híbrido.

Las estructuras de información necesarias para soportar los distintos enfoques de coordinación, incrementan su complejidad con el nivel de coordinación de la operación conjunta y el grado de desregulación de los MEE, al punto de que si el intercambio es marginal comparado con las demandas domésticas el costo de la estructura de información necesaria para la implementación de un nivel de coordinación fuerte podría anular la reducción en los costos de operación mas falla.

Una clasificación global de los enfoques de coordinación en uso o propuestos entre sistemas eléctricos de potencia interconectados, basada en los anteriores conceptos es la siguiente (Pérez Arriaga, 1994) :

Tabla 4.1 Enfoques de coordinación entre sistemas eléctricos interconectados

	Marco Regulatorio Tradicional	Marco Regulatorio Híbrido	Marco Regulatorio de Libre Mercado
Coordinación Debil	- UCPTTE - "Loose Pools" (EEUU)	-EEUU tras la Energy Policy Act (Nov. 1992)	-Inglaterra y Gales, con Francia y Escocia

<p>Coordinación Fuerte</p>	<p>- "Tight Pools" (EEUU) - NORDEL (pre 1990)</p>	<p>- esquemas propues tos en la UE, en EEUU (Regional Trans. Groups) o Australia</p>	<p>- propuestas teóricas</p>
--------------------------------	---	--	----------------------------------

En esta clasificación, los MEE al por mayor chileno y argentino se ubican en el marco regulatorio de libre mercado.

Por otra parte, del análisis de la relación entre los distintos objetivos en la optimización de la operación coordinada (Nishimura - Tabors - Ilic - Lacalle Melero, 1993) aplicado a la situación bajo estudio, como se detalla en el Anexo B, se deduce que la señal de coordinación para la operación conjunta está dada por la igualdad de los costos marginales esperados de cada mercado, la cual es condición necesaria para la minimización de los costos esperados de operación mas falla del sistema integrado, resultando en consecuencia natural considerar un nivel de coordinación fuerte para simular la operación conjunta óptima económica del mismo.

El modo de coordinación debil prácticamente preserva la autonomía de cada sistema, ya que los intercambios programados están fijados de antemano, a través de diferentes tipos de contratos (Gross, 1986):

- suministro firme: está respaldado por la reserva del exportador
- suministro económico: reemplaza generación más costosa del importador
- suministro de emergencia: provee asistencia al sistema que experimenta disminuciones no previstas de la generación, por períodos relativamente cortos

Inclusive la interacción podría limitarse aún mas si la naturaleza de las transacciones estuviera fijada con caracter no firme (interrumpible). Desde el punto de vista de la operación económica no son eficientes, puesto que es altamente improbable que la sucesión de bloques de energía a intercambiar sobre los períodos, así como la

correspondiente sucesión de precios, fijadas "a priori", sean las correspondientes al óptimo económico.

Por el contrario, el modo de coordinación fuerte si bien conduce a un uso mas eficiente de los recursos desde el punto de vista económico, trae aparejado una pérdida de autonomía de los participantes en la interconexión y eventualmente, pérdida de franjas del mercado por exposición a la competencia, aunque esta última situación puede revertirse en ganancia si se cuenta con una adecuada capacidad tecnológica para operar.

En términos de los MEE, y considerando como variables de decisión la generación, con el objetivo de minimizar los costos esperados de operación más falla de ambos sistemas, la operación coordinada puede representarse en forma simplificada por el esquema siguiente :

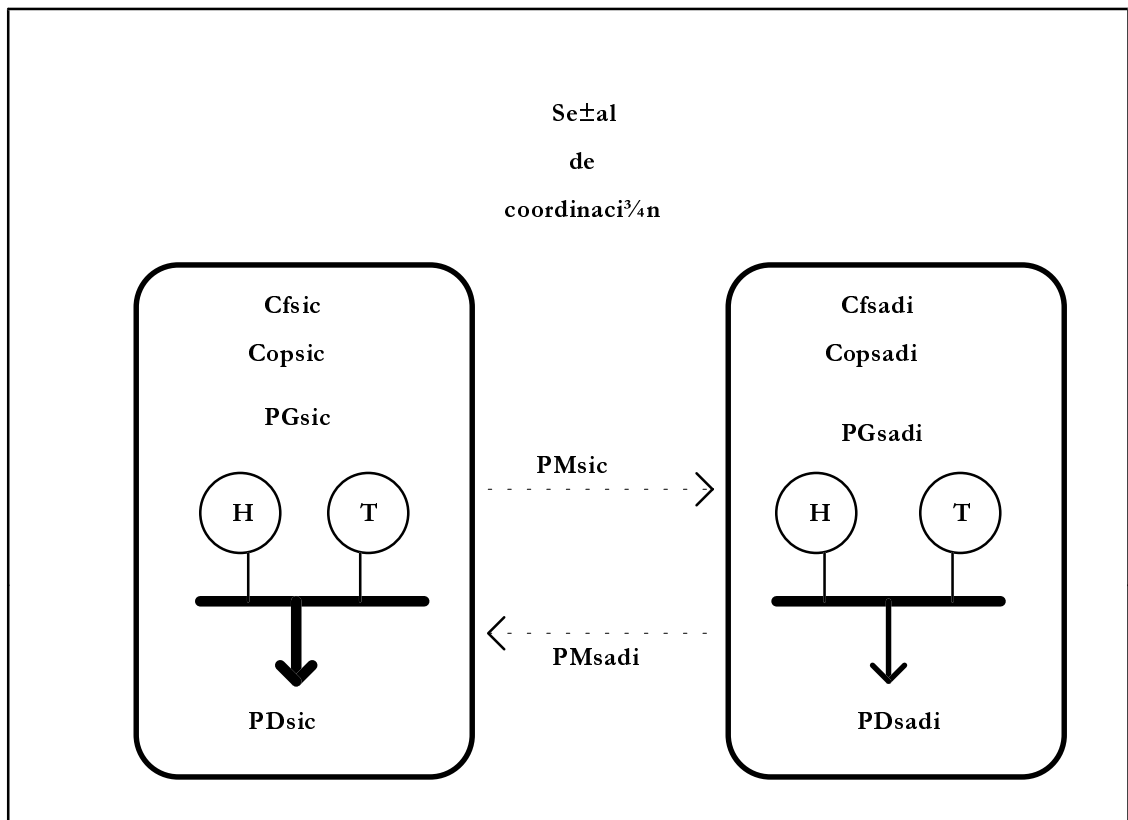


Figura 4.1 Esquema coordinación SIC-SADI

donde PG: generación activa del sistema
 PD: demanda del sistema
 PM: precio de mercado del sistema
 Cop: costo de operación del sistema
 Cf: costo de falla del sistema

Adicionalmente, como en ambos MEE al por mayor las transacciones de energía se valorizan al precio de mercado, que coincide, por definición, con el costo marginal esperado, la señal de coordinación es también condición necesaria para la maximización de los ingresos (o equivalentemente, para la maximización de los beneficios netos) en las transacciones de corto plazo en ambos mercados.

En este contexto, para las transacciones de largo plazo, el precio resultante en este MEE integrado a partir de la señal de coordinación propuesta, que conceptualmente no difiere del MEE al por mayor de cada país (Agurto, 1994/b), (Pérez Arriaga, 1994), resulta una referencia adecuada para el establecimiento de contratos de suministro.

Esta señal presenta otra ventaja: integra los MEE al por mayor incentivando la competencia en el sector generación, pero permite mantener independientes los sectores regulados (transmisión y distribución) del SIC y del SADI, preservando esquemas regulatorios que contemplen las características propias de cada país.

4.2.2 Distribución de los ahorros

Una vez definido el enfoque de coordinación, resta considerar la forma de distribuir los ahorros obtenidos en los costos de la operación conjunta con respecto a los de la operación de los sistemas aislados. En el marco de la Teoría de Juegos Cooperativos, puede considerarse como un problema típico de negociación o división

equitativa entre dos jugadores (Nash, 1950), (Nash, 1953), (Harsanyi, 1956), (Harsanyi, 1963), en este caso las Despco de cada sistema: el CDEC-SIC y la CAMMESA.

La solución cooperativa de Nash-Harsanyi maximiza el producto de las variaciones en las utilidades de cada Despco, respectivamente definidas como el opuesto de los costos de operación más falla, con respecto a la situación que prevalece en el caso de despachos económicos no coordinados.

Un tratamiento análogo fue simulado para una interconexión ficticia, basada en un sistema típico europeo (Breton - Haurie - Kalocsai, 1978). Dos diferencias surgen entre dicho tratamiento y la situación bajo estudio:

- la más obvia es que los sistemas a interconectar existen, por lo que la simulación numérica no será meramente académica.
- la más importante es que en el caso bajo estudio no se presenta indeterminación en el precio con que se transa la energía: es el precio de mercado que surge de la señal de coordinación de los MEE.

En el Anexo C se revisa el desarrollo matemático que conduce a la solución de Nash - Harsanyi:

$$Usic^* = \frac{1}{2} (Usic + Usadi + \overline{Usic} - \overline{Usadi})$$

$$Usadi^* = \frac{1}{2} (Usic + Usadi + \overline{Usadi} - \overline{Usic})$$

donde la barra indica la situación correspondiente a despachos independientes.

Cuando los sistemas se interconectan, se tornan interdependientes y sus respectivos Despcos desarrollan un juego cooperativo intercambiando energía. Si se denomina Ω al conjunto de todos los pares ordenados de utilidades alcanzables por los dos Despcos, y Γ al conjunto definido por las restricciones del problema de optimización de utilidades, entonces

$$A = (\overline{Usic}, \overline{Usadi}) \in \Omega$$

representa la situación existente pre-interconexión, es decir, cuando no se intercambia energía sobre todo el horizonte de planificación;

$$B = (Usic^c, Usadi^c) \in \Omega$$

representa la situación post-interconexión, cuando se intercambia energía sobre todo el horizonte de planificación y

$$C = (Usic^*, Usadi^*) \in \Gamma$$

representa la situación obtenible al distribuir los ahorros logrados a través de un despacho coordinado de ambos sistemas eléctricos.

La situación puede representarse gráficamente del modo siguiente:

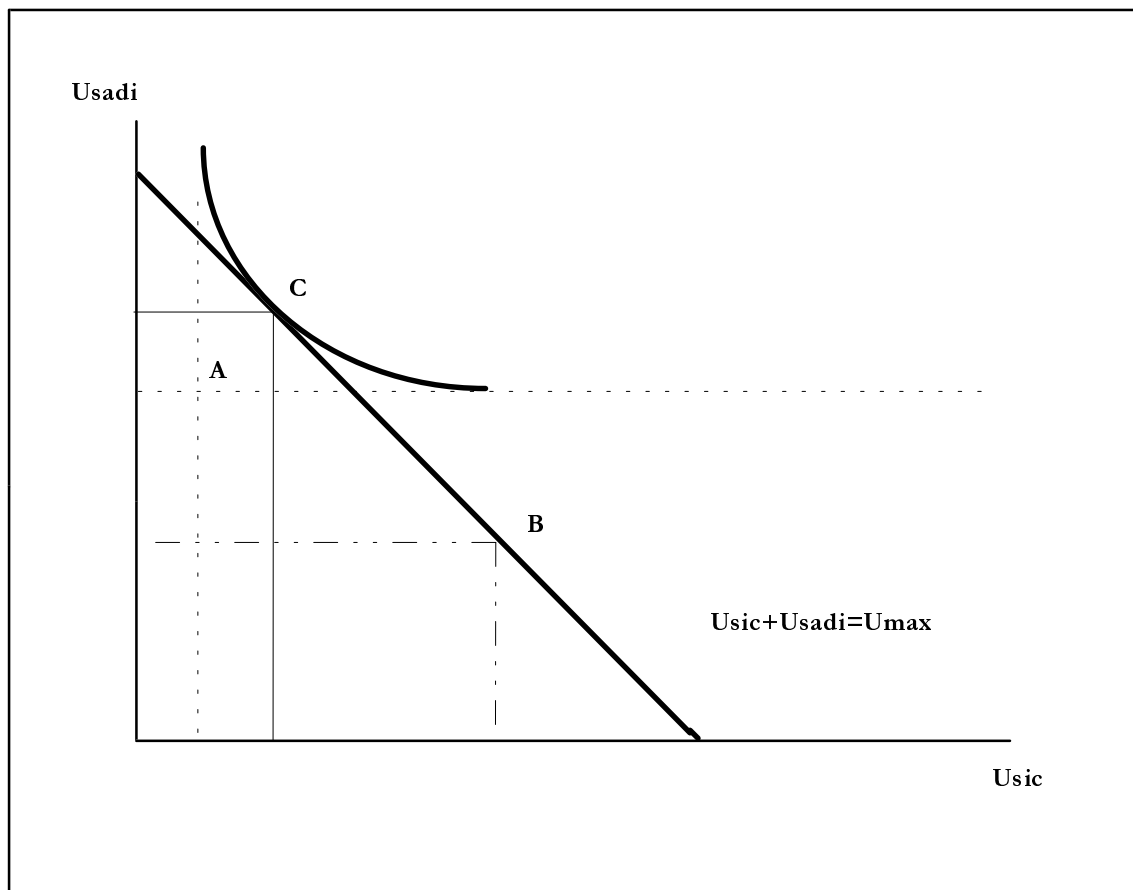


Fig 4.2 Solución de Nash-Harsanyi

4.2.3 Algoritmo de coordinación

La hipótesis básica para obtener un despacho de los sistemas interconectados es que toda la información necesaria está disponible de manera de poder calcular el despacho completo como si las dos áreas fuesen parte de un mismo sistema. Supondremos que cada Despco dispone de la información de su contraparte.

Puesto que el despacho económico de ambos sistemas se logra, ignorando las pérdidas en el interconector, cuando los precios de mercado son iguales, las dos Despcos podrían coordinar las operaciones a través del esquema siguiente:

- suponer que no existe intercambio de energía entre los dos sistemas
- cada Despco realiza el despacho económico de su propio sistema
- transfiriéndose esta información, se determina que MEE tiene el menor precio de mercado. La Despco del sistema de menor precio spot corre una serie de despachos económicos incrementando su consumo total en cada simulación. Similarmente, la Despco del sistema de mayor precio spot corre una serie de despachos económicos disminuyendo su consumo total en cada simulación.
- Cada incremento del consumo total sobre el sistema que presenta el menor precio de mercado tenderá a aumentarlo y cada decremento del consumo total sobre el sistema que presenta el mayor precio de mercado tenderá a disminuirlo. Si las dos Despcos se transfirieran mutuamente la información de los resultados de cada simulación, podrían determinar el nivel de intercambio que produciría el despacho conjunto más económico.

Para evaluar los beneficios económicos de la interconexión, se desarrolló un algoritmo basado en el esquema anterior, denominado COSISA (COordinación SIC-SAdi), utilizando una estructura modular. El primer módulo básicamente está compuesto por llamadas a los modelos chileno y argentino para simular los despachos independientes, para el escenario bajo estudio, obteniéndose los correspondientes costos de operación y falla. El módulo correspondiente a la determinación de la cota máxima de energía anual a intercambiar se diseñó aprovechando la particularidad de que el tiempo de ejecución del modelo chileno utilizado para la simulación es considerablemente menor que el del modelo argentino, lo que redujo el tiempo total de ejecución.

El núcleo del algoritmo lo constituye el módulo que determina la señal de coordinación, el cual está basado en el método de Van Wijngaarden - Dekker - Brent (Press-Flannery-Teukolsky-Vetterling, 1986), aplicado a la diferencia de precios de los mercados.

El correspondiente diagrama de bloques se detalla a continuación:

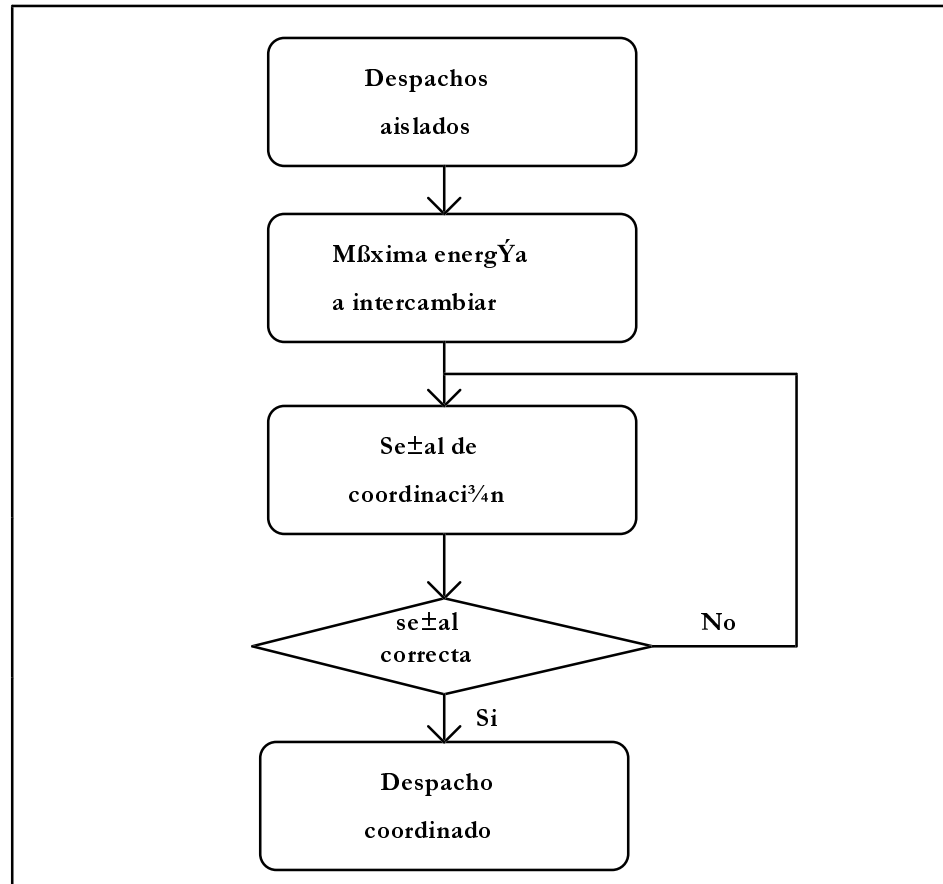


Figura 4.3 Diagrama de bloques COSISA

La diferencia de precios de los mercados que se obtiene a partir de sendas corridas de los modelos chileno y argentino, como función de la energía a intercambiar en la interconexión, se define por:

$$PRECOR(E \text{ int}) = \begin{cases} PMSadi(E \text{ int}) - PMSic(E \text{ int}), & \text{si } PMSadi \geq PMSic \\ PMSic(E \text{ int}) - PMSadi(E \text{ int}), & \text{si } PMSic \geq PMSadi \end{cases}$$

El método converge siempre que ésta función sea evaluada en un intervalo que contenga al valor óptimo $E \text{ int}^*$ de la energía a intercambiar para el escenario correspondiente obteniéndose como valor de la señal de coordinación el precio de mercado para la operación conjunta:

$$PM^* = PM_{sic}(E_{int}^*) = PM_{sadi}(E_{int}^*)$$

Obtenida la señal de coordinación correspondiente al escenario analizado, del despacho económico conjunto resultan los costos de operación más falla, que permiten cuantificar los ahorros logrados con respecto a los despachos aislados para proceder a su distribución entre las Despcos .

4.2.4 Implementación de COSISA

La implementación computacional del algoritmo COSISA conlleva un conjunto de hipótesis simplificadoras, que reconocen dos orígenes: los modelos de programación de la operación SIC-SADI, y el algoritmo de coordinación, las que es conveniente revisar para tener presente en el momento de interpretar los resultados que el algoritmo produzca para los distintos escenarios de simulación. Los modelos de programación de la operación utilizados en la implementación de esta versión de COSISA fueron GOL y MARGOT.

La primera simplificación está relacionada a las restricciones asociadas a la red de transmisión: pérdidas y capacidad de las líneas. El modelo chileno no las considera, mientras que el modelo argentino considera las pérdidas a través de una tasa fija, procedimiento que puede ser inadecuado para evaluar su costo. Acorde a esta simplificación de los modelos está la asumida en el algoritmo para el interconector, para el cuál se desprecian las pérdidas y se supone de capacidad infinita. En consecuencia, los costos totales resultarán subestimados al no incluir los costos de pérdidas, lo que producirá que los ahorros porcentuales en los costos de operación más falla resulten sobreestimados. Por otra parte, la no consideración de la capacidad de la interconexión obliga a interpretar los resultados entregados por el algoritmo como estimaciones de los valores máximos teóricos alcanzables en una operación coordinada.

La segunda simplificación está relacionada al tratamiento no integrado de las hidrologías que efectúa COSISA. Esto equivale a considerarlas como procesos estocásticos independientes, ignorando eventuales correlaciones entre las aleatoriedades

de la producción hidráulica de ambos países. Consecuencia directa de esta simplificación es que la fase de optimización de la operación coordinada para calcular el valor del agua en los embalses del SIC y del SADI actuará como una fase de suboptimización, aunque con resultados factibles. El diferente tamaño de las muestras hidrológicas empleadas por los dos modelos y la independencia de las fases de simulación contribuirá a que las estimaciones entregadas por el algoritmo correspondan a un subóptimo económico.

La tercera simplificación está relacionada a la longitud de las etapas sobre las que se evalúa la señal de coordinación para un horizonte anual de simulación de la operación conjunta. Debido al modelo chileno utilizado para esta versión de COSISA, la longitud mínima es un trimestre y la máxima un año. Como una solución de compromiso entre el número de escenarios a considerar en las simulaciones y el costo computacional involucrado se optó por una etapa anual para la señal de coordinación; en consecuencia es razonable esperar un sesgo en las estimaciones entregadas por la versión de COSISA implementada. Sin embargo, esta simplificación puede levantarse sin grandes modificaciones del programa fuente.

Dado que el objetivo del modelo COSISA es permitir la realización de estudios para evaluar el interés económico de la interconexión SIC-SADI, en el sentido explicado en 4.1, el anterior conjunto de simplificaciones no lo invalida para tal fin, aunque implica que los resultados que entregue deben ser interpretados con precauciones. Por otra parte, los modelos actualmente utilizados para evaluar el interés económico de la interconexión entre países europeos, como el modelo OPAKI (Faure, 1993), también presentan importantes simplificaciones.

No obstante, ante la necesidad de posteriores estudios económicos con el objetivo de evaluar más exactamente los ahorros, en términos de costos de combustibles, costo de falla y costo de pérdidas, resulta de interés señalar las características que debería poseer un modelo desarrollado para tal fin:

- representación detallada de las restricciones asociadas a la red de transmisión del SIC y del SADI, incluyendo los enlaces entre sistemas: pérdidas y capacidad de las líneas.

Esta característica incorporará al costo total el de las pérdidas de transporte, y por otra parte permitirá estimar los ahorros para distintos niveles de capacidad de interconexión.

- tratamiento integrado de las hidrologías de las cuencas chilenas y argentina. Esta característica permitirá reducir el sesgo en las estimaciones de los ahorros obtenibles en un despacho óptimo económico SIC-SADI.

- tratamiento integrado del plan de mantenimiento programado conjunto del parque generador del SIC y del SADI, el cual deberá ser acordado por ambas Despcos. Esta característica debería permitir aprovechar eventuales diversidades de los consumos y de las hidrologías de las distintas cuencas.

- tratamiento independiente de los costos de falla. Esta característica permitirá cuantificar el perjuicio experimentado por la economía de cada país, ante una insuficiencia de la oferta de generación, preservando las propias realidades económicas.

- representación más detallada de la evolución de los consumos, consistente con una disminución de la longitud de la etapa sobre la cual se evalúa la señal de interconexión. Esta característica también permitirá reducir el sesgo en las estimaciones de los ahorros obtenibles en un despacho óptimo económico SIC-SADI.

4.3 Conclusiones

El enfoque utilizado para evaluar el interés económico de una interconexión SIC-SADI : nivel de coordinación fuerte para los MEE al por mayor, permite optimizar simultáneamente tres importantes objetivos económicos a partir de una única señal de precio para los MEE de corto plazo, la cual, adicionalmente, resulta una referencia para los MEE de largo plazo. Esta señal además, integra los MEE al por mayor incentivando la competencia en el sector, permitiendo mantener independientes los sectores regulados (transmisión y distribución) del SIC y del SADI.

El algoritmo COSISA es una herramienta computacional robusta y flexible para evaluar el interés económico de una operación coordinada SIC-SADI; robusta porque la convergencia a la señal de coordinación está garantizada a partir de una correcta estimación de una cota superior para la energía a intercambiar en el horizonte anual de estudio para el escenario considerado; flexible porque es posible, con cambios mínimos, sustituir los modelos de programación de la operación empleados, adaptando

la señal de coordinación a otras etapas elementales del horizonte de simulación. Dado que el objetivo de COSISA es permitir la realización de estudios para evaluar el interés económico de la interconexión SIC-SADI en el sentido explicado en 4.1, el conjunto de simplificaciones sobre las cuales se ha desarrollado esta implementación no lo invalida para tal fin, aunque implica que los resultados que entregue deben ser interpretados con precauciones.

La política utilizada para asignar los ahorros logrados en la operación conjunta a las Despcos, básicamente "dividirlos por mitades", es la óptima en el sentido de maximizarlos con respecto a la operación aislada, es decir es equitativa; pero cabe considerar otras políticas ya que lo equitativo para una de las partes puede ser considerado como inequitativo por la otra. En todo caso, formará parte del marco legal, institucional y regulatorio a establecerse en el caso de concretarse la interconexión.

V SIMULACION DE LA OPERACION COORDINADA SIC-SADI

5.1 Introducción

A los efectos de cuantificar los ahorros en el costo de operación más falla del despacho económico conjunto SIC-SADI, con respecto al total de los costos de operación más falla de los despachos económicos aislados de ambos sistemas, sobre un horizonte de operación anual, se definieron distintos escenarios, para los cuales se realizaron simulaciones correspondientes a despachos económicos independientes del

SIC y del SADI, respectivamente vía los modelos GOL y MARGOT, y al despacho económico coordinado SIC-SADI vía COSISA. Los resultados obtenidos permitirán analizar la influencia de los distintos factores que conforman los escenarios utilizados, con el fin de evaluar el interés económico de una potencial interconexión SIC-SADI.

5.2 Esquema de la simulación

Se definieron 36 escenarios que contemplan diferentes evoluciones del consumo en ambos sistemas, así como la expansión de la generación en el SIC frente a la introducción del gas natural como combustible para nuevas centrales térmicas de ciclo combinado y la influencia del precio de este energético en el sistema.

La evolución del consumo en el SIC se modeló sobre tres casos : bajo (tasa anual 6,5%), base (tasa anual 7,5%), alto (tasa anual 8,5%); mientras que en el SADI se consideraron los casos : base (tasa anual 6%), bajo (tasa anual 4%), alto (tasa anual 8%). Para la expansión de la generación en el SIC se consideraron dos casos : base (gas natural limitado) y alto (gas natural no limitado), conjuntamente con dos niveles de precios para este combustible : base y alto (50% más caro).

Las tablas siguientes resumen las combinaciones posibles de todos los casos anteriormente enumerados :

Tabla 5.1 Escenarios de simulación tasa SIC baja

Nro	Consumo SADI			Generación SIC		Costo gas SIC		
	Bajo	Bajo	Base	Alto	Base	Alto	Base	Alto
1	*	*			*		*	
2	*	*			*			*
3	*	*				*	*	
4	*	*				*		*
5	*		*		*		*	
6	*		*		*			*

7	*		*			*	*	
8	*		*			*		*
9	*			*	*		*	
10	*			*	*			*
11	*			*		*	*	
12	*			*		*		*

Tabla 5.2 Escenarios de simulación tasa SIC base

Consumo SADI Generación SIC Costo gas SIC

Nro	Base	Bajo	Base	Alto	Base	Alto	Base	Alto
13	*	*			*		*	
14	*	*			*			*
15	*	*				*	*	
16	*	*				*		*
17	*		*		*		*	
18	*		*		*			*
19	*		*			*	*	
20	*		*			*		*
21	*			*	*		*	
22	*			*	*			*
23	*			*		*	*	
24	*			*		*		*

Tabla 5.3 Escenarios de simulación tasa SIC alta

Consumo SADI Generación SIC Costo gas SIC

Nro	Alto	Bajo	Base	Alto	Base	Alto	Base	Alto
25	*	*			*		*	
26	*	*			*			*
27	*	*				*	*	
28	*	*				*		*
29	*		*		*		*	
30	*		*		*			*

31	*		*			*	*	
32	*		*			*		*
33	*			*	*		*	
34	*			*	*			*
35	*			*		*	*	
36	*			*		*		*

Por otra parte, dado que el modelo MARGOT permite agrupar las regiones geográficas argentinas en subsistemas uninodales, con restricciones de transmisión internodal, se consideró que el enlace entre el SIC y el SADI, sin restricciones en la capacidad de transporte, se establecía entre el subsistema uninodal constituido por la región del Comahue y el sistema uninodal representativo del MEE chileno.

Sin embargo, la señal de precio del SADI es tomada en el subsistema uninodal representativo del MEE argentino. La señal de coordinación calculada en este estudio se evaluó sobre un único período anual. Los resultados de interés para este estudio obtenidos para cada escenario, que corresponden a la simulación de la operación para un período anual previo a la introducción del gas natural en el SIC, se presentan en el ANEXO D.

Las regiones geográficas que conforman los subsistemas uninodales son las siguientes:

Tabla 5.4 Subsistemas uninodales SADI

REGION	SUBSISTEMA UNINODAL
Comahue	A
Noreste	B
Litoral	B
Segba	B
Deba	B
Cuyo	D

Noroeste	E
Centro	C
Salto Grande	B

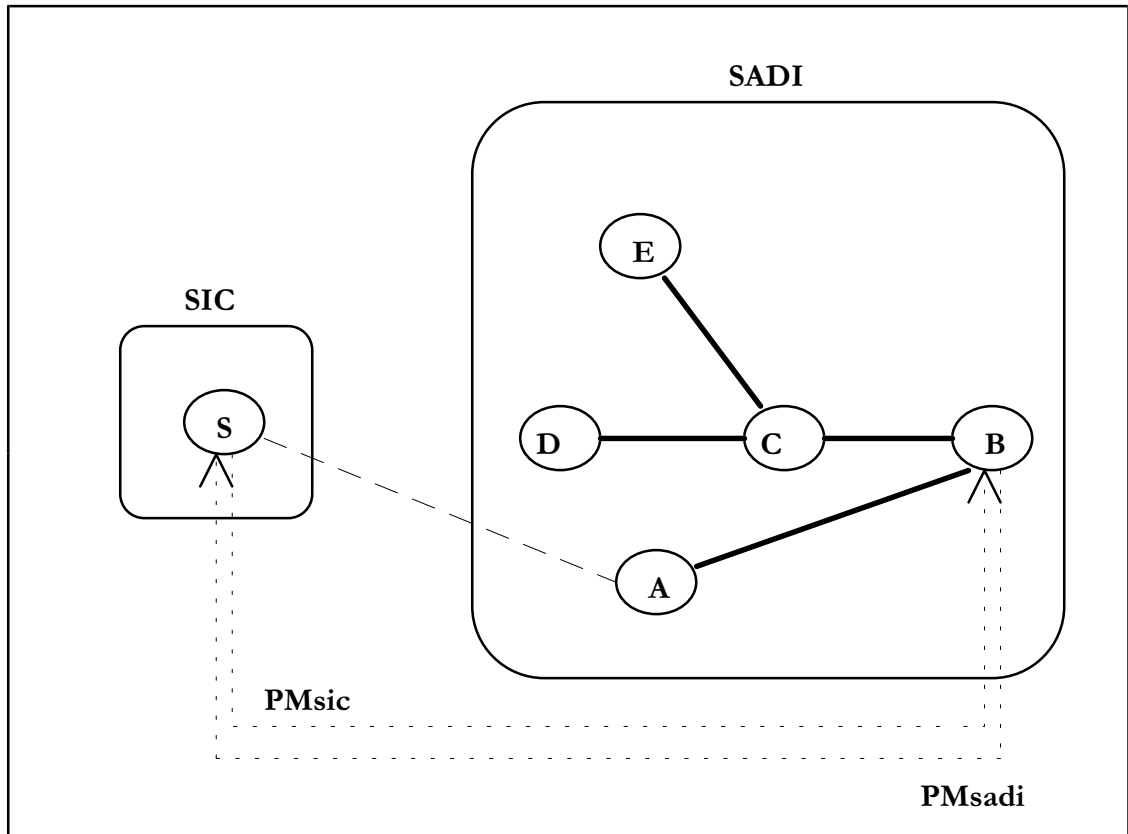


Figura 5.1 Interconexión SIC-SADI

5.3 Sensibilidades

El impacto de los distintos factores que definen los escenarios considerados, se ilustrará graficando los ahorros obtenidos en los costos de operación más falla del SIC, del SADI y totales SIC-SADI, en función de la tasa anual de crecimiento del consumo del SIC y del SADI, parametrizados con respecto a la expansión de la generación y el costo del gas natural en el SIC.

El análisis del factor gas natural limitado a precio base (1Gbase) muestra que los ahorros totales SIC-SADI se incrementan con el aumento de la tasa anual de crecimiento del consumo en el SIC y en el SADI, como ilustra la figura siguiente:

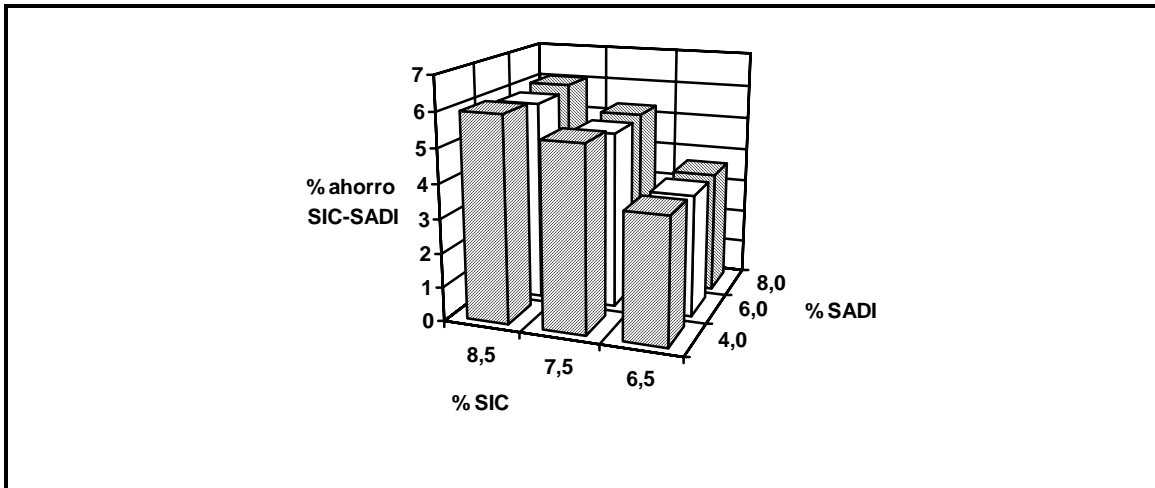


Figura 5.2 Ahorro % SIC-SADI (1Gbase)

El mismo comportamiento es exhibido por los ahorros obtenidos por el SIC y por el SADI en una operación coordinada, luego de ser asignados sobre la base de la política de distribución establecida, la cual origina que los mayores ahorros en términos porcentuales se produzcan en el SIC, triplicando aproximadamente a los que se producen en el SADI, como ilustran las figuras siguientes:

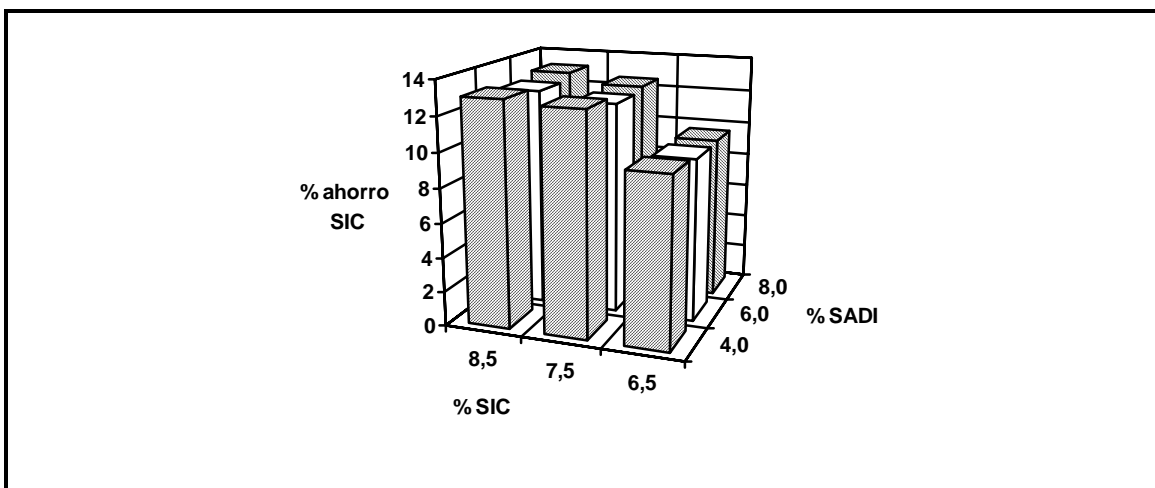


Figura 5.3 Ahorro % SIC (1Gbase)

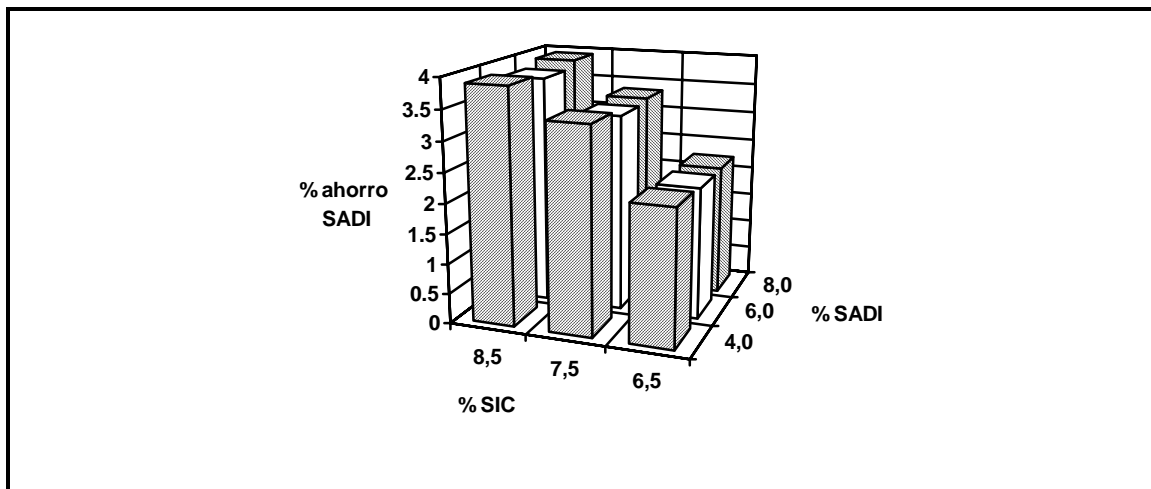
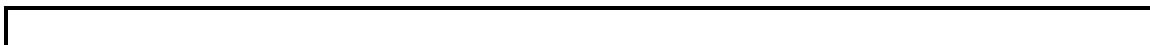


Figura 5.4 Ahorro % SADI (1Gbase)

El análisis del factor gas natural limitado a precio alto (1Galto) muestra que, análogamente al caso anterior, los ahorros totales también se incrementan con el aumento de la tasa anual de crecimiento del consumo en el SIC y en el SADI, como ilustra la figura siguiente:



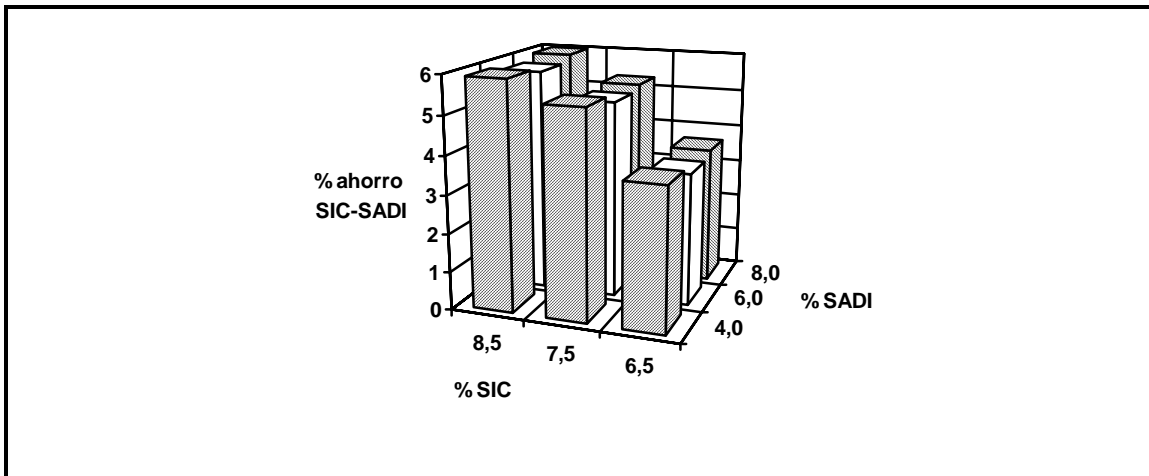


Figura 5.5 Ahorro % SIC-SADI (1Galto)

El mismo comportamiento es exhibido por los ahorros obtenidos por el SIC y por el SADI en una operación coordinada, triplicando aproximadamente a los que se producen en el SADI, como ilustran las figuras siguientes:

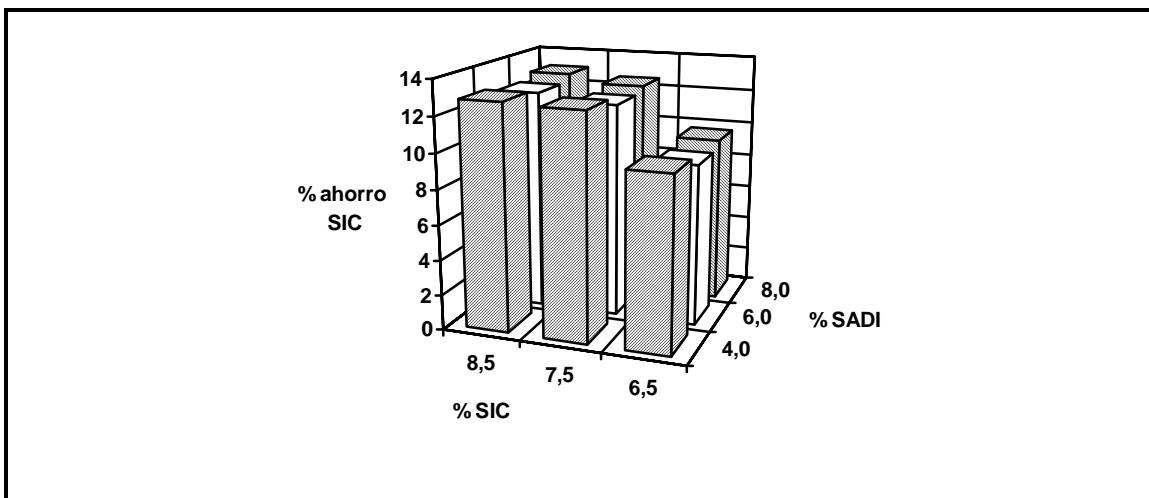


Figura 5.6 Ahorro % SIC (1Galto)

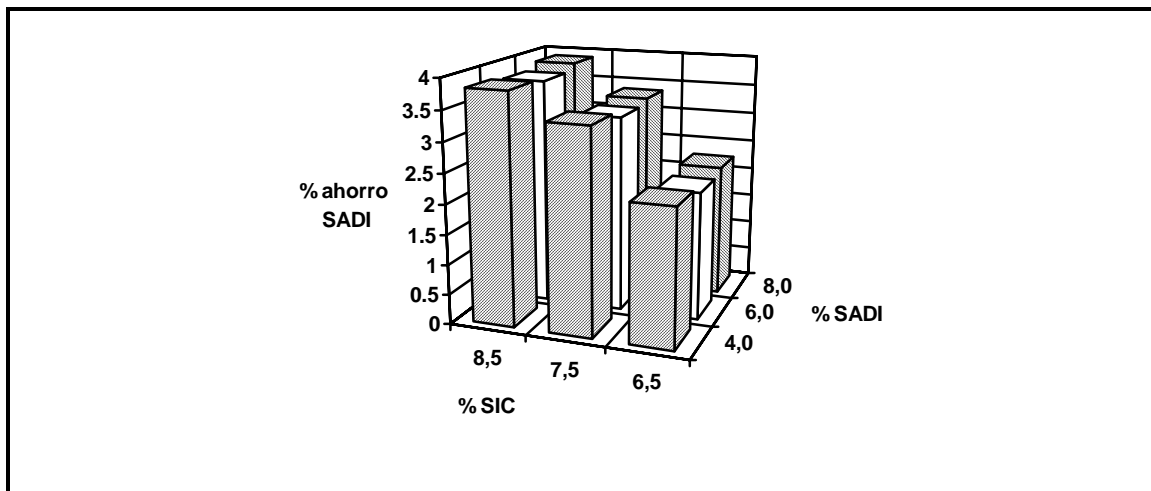


Figura 5.7 Ahorro % SADI (1Galto)

El análisis del factor gas natural no limitado a precio base (2Gbase) muestra que ante una expansión de la capacidad de generación en el SIC, los ahorros totales nuevamente se incrementan con el aumento de la tasa anual de crecimiento del consumo en el SIC y en el SADI, aunque en forma ligeramente menor a la correspondiente al factor gas natural limitado, como ilustra la figura siguiente:

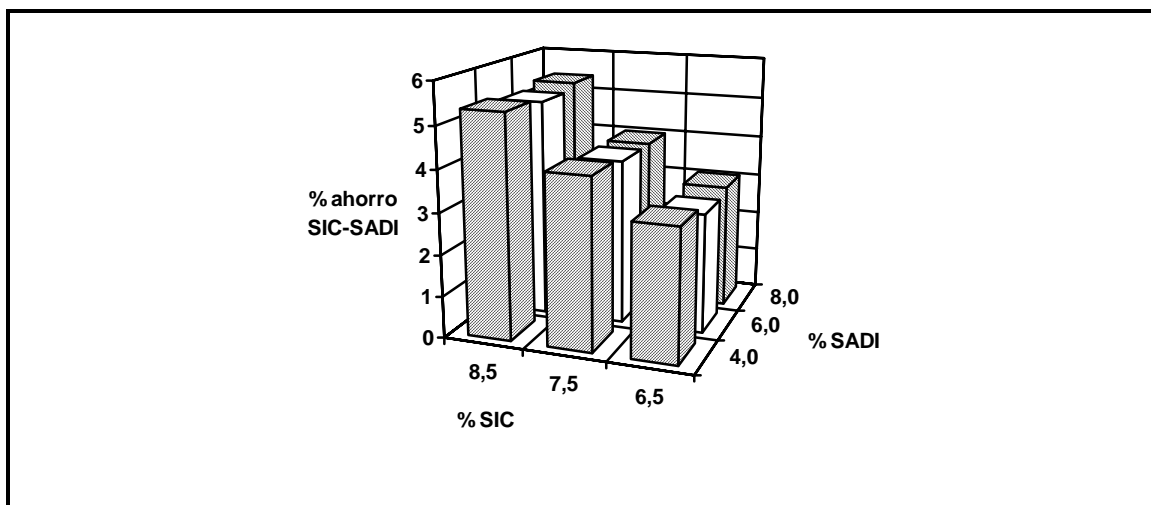


Figura 5.8 Ahorro % SIC-SADI (2Gbase)

El mismo comportamiento es exhibido por los ahorros obtenidos por el SIC y por el SADI en una operación coordinada, triplicando aproximadamente a los que se producen en el SADI, como ilustran las figuras siguientes:

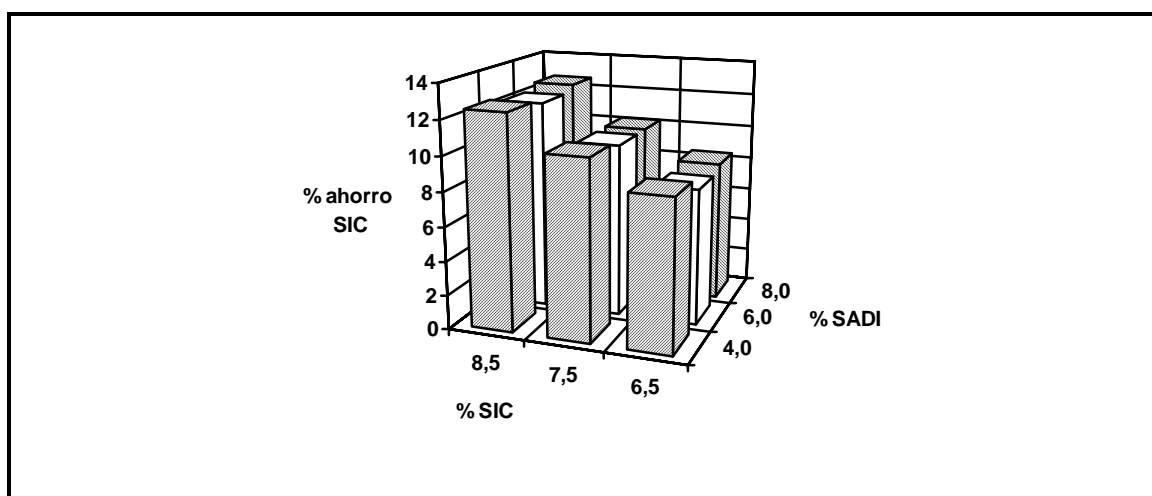


Figura 5.9 Ahorro % SIC (2Gbase)

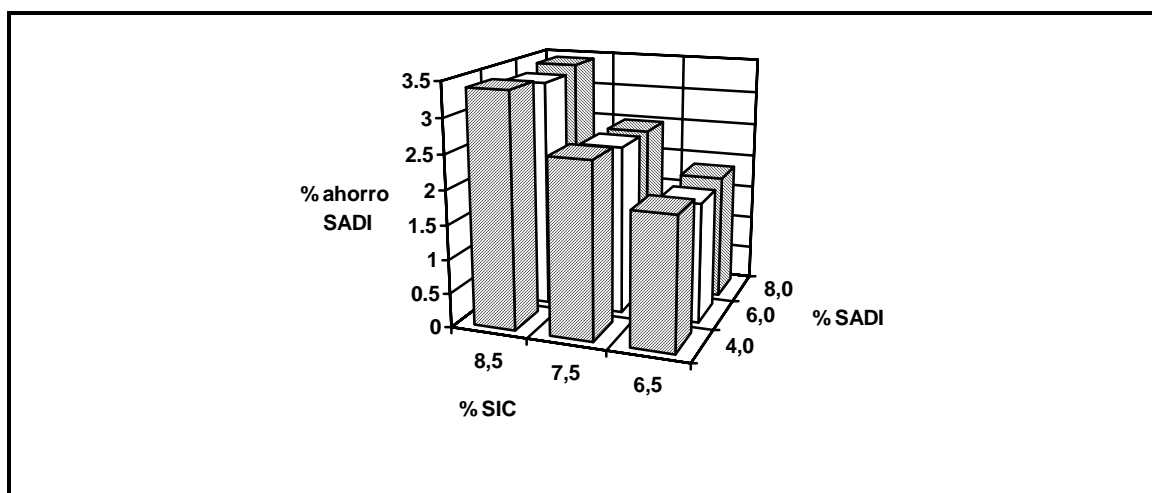


Figura 5.10 Ahorro % SADI (2Gbase)

El análisis del factor gas natural no limitado a precio alto (2Galto) muestra que los ahorros también se incrementan con el aumento de la tasa anual de crecimiento del consumo en el SIC y en el SADI, como ilustra la figura siguiente:

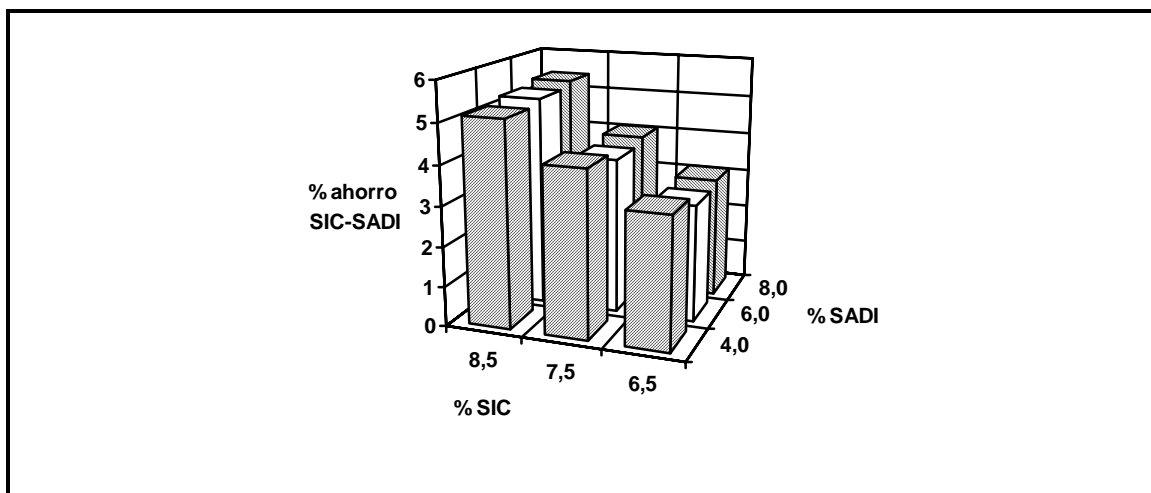


Figura 5.11 Ahorro % SIC-SADI (2Galto)

Análogo comportamiento es exhibido por los ahorros obtenidos por el SIC y por el SADI en una operación coordinada, triplicando aproximadamente a los que se producen en el SADI, como ilustran las figuras siguientes:

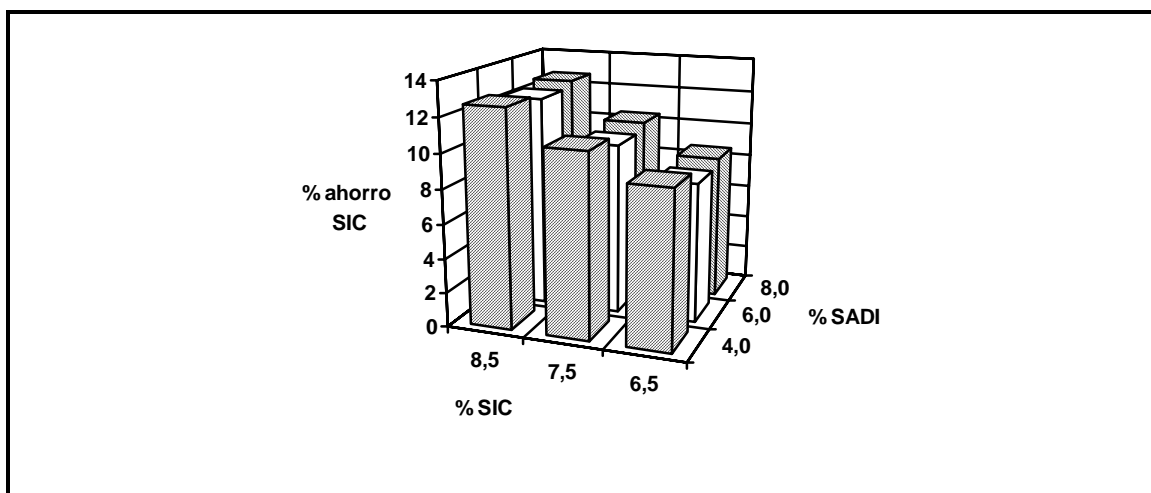


Figura 5.12 Ahorro % SIC (2Galto)

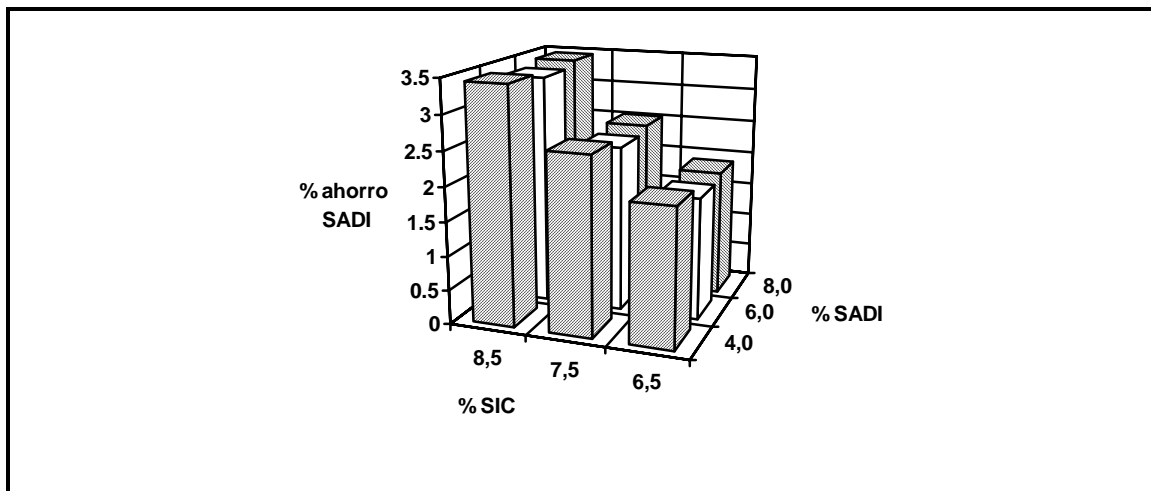


Figura 5.13 Ahorro % SADI (2Galto)

Las figuras 5.2 a 5.7 muestran que las mayores variaciones en los ahorros se presentan frente a la tasa de crecimiento del consumo del SIC, permaneciendo relativamente constantes frente a la tasa de crecimiento del SADI. Se observa poca sensibilidad de los ahorros con respecto al costo del gas natural en el SIC (base-alto) para el factor gas natural limitado.

Las figuras 5.8 a 5.13 muestran que, análogamente al caso anterior, las mayores variaciones en los ahorros se presentan frente a la tasa de crecimiento del consumo del SIC, permaneciendo relativamente constantes frente a la tasa de crecimiento del SADI, observándose también poca sensibilidad de los ahorros con respecto al costo del gas natural en el SIC (base-alto) para el factor gas natural no limitado.

Un análisis de los ahorros de la operación coordinada SIC-SADI, muestra que el máximo se registra para una tasa de crecimiento del consumo en el SIC del 8,5% para el factor gas natural limitado, aumentando marginalmente con el incremento de la tasa del SADI, mientras que el ahorro mínimo se registra para una tasa de crecimiento del consumo en el SIC del 6,5% para el factor gas natural no limitado, presentando también variaciones marginales con respecto a la tasa del SADI.

Esta evolución del ahorro mínimo y máximo se ilustra en la figura siguiente:

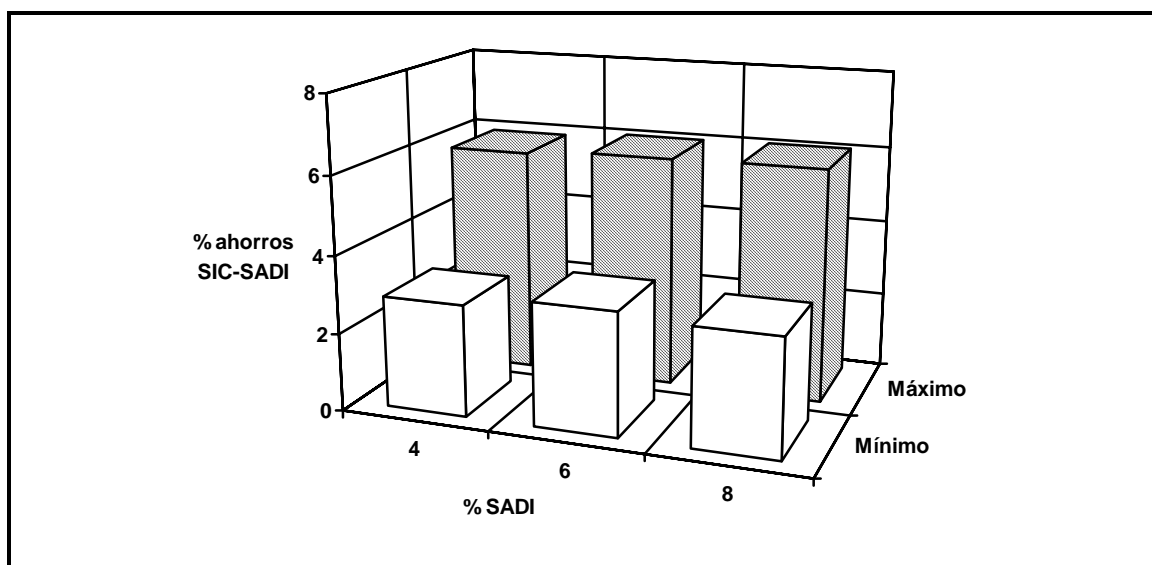


Figura 5.14 Ahorro % mínimo y máximo SIC-SADI

En lo que atañe a la energía intercambiada, en todos los casos resultó importada por el SIC, como muestran las figuras siguientes:

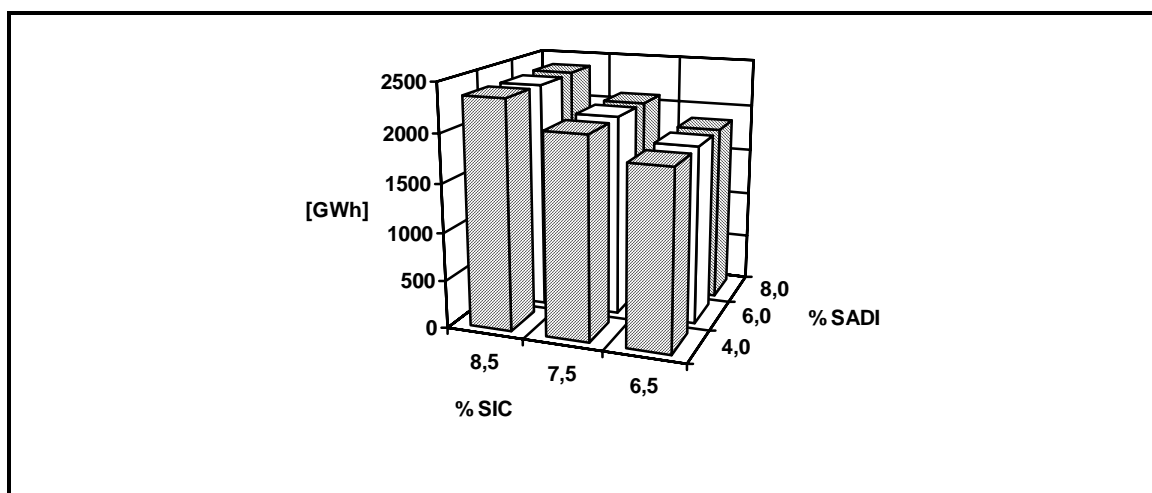


Figura 5.15 Energía importada SIC (1Gbase)

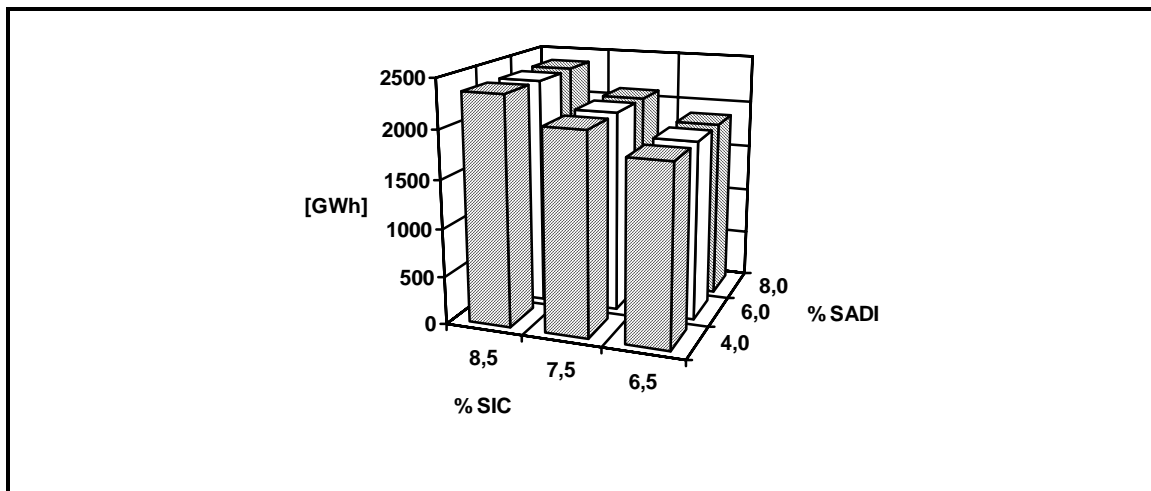


Figura 5.16 Energía importada SIC (1Galto)

Para el factor gas natural no limitado ocurre que ante una expansión de la capacidad de generación en el SIC, la energía importada por el SIC se incrementa con el aumento de la tasa anual de crecimiento del consumo en el SIC y en el SADI, aunque en forma ligeramente menor a la correspondiente al factor gas natural limitado, como ilustran las figuras siguientes:

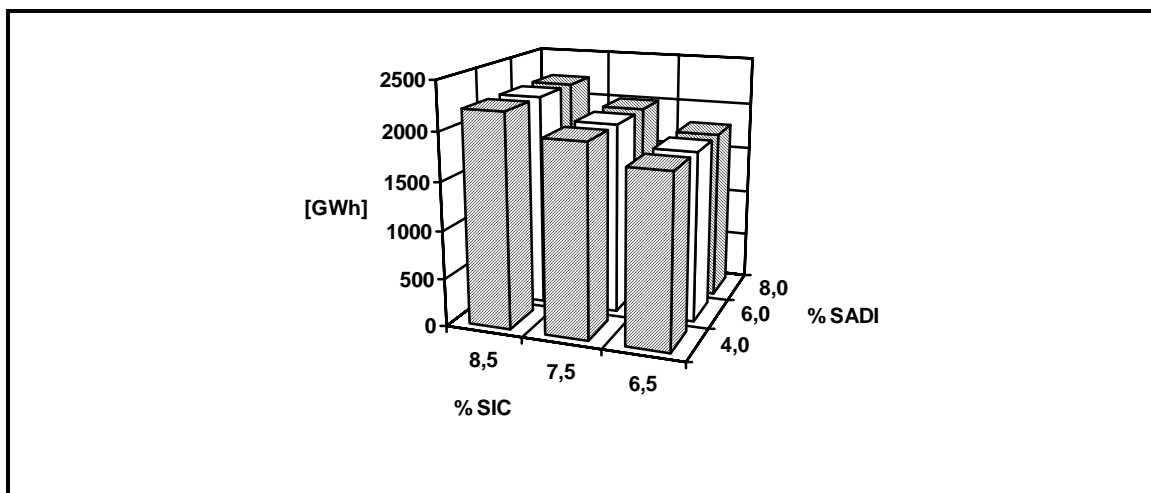


Figura 5.17 Energía importada SIC (2Gbase)

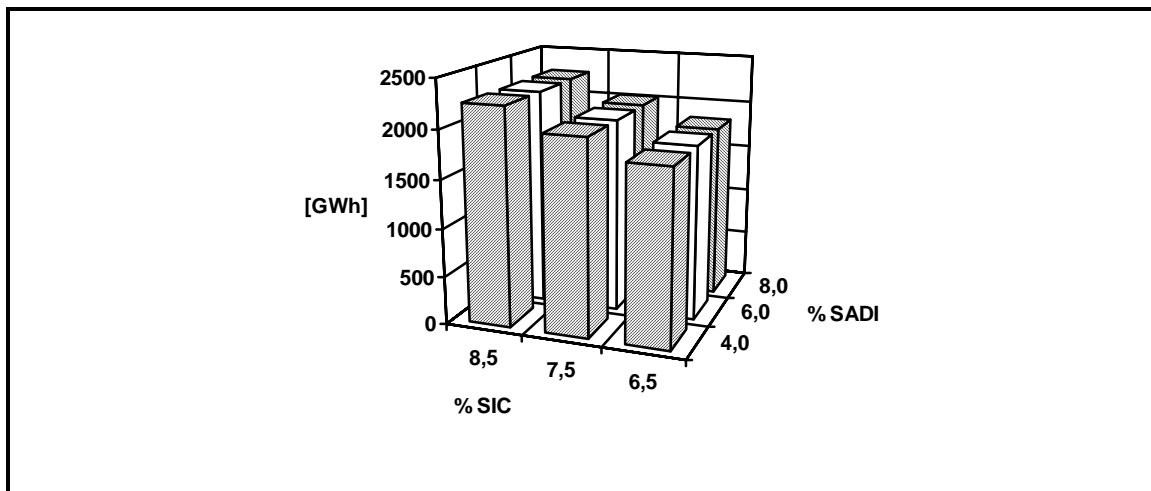


Figura 5.18 Energía importada SIC (2Galto)

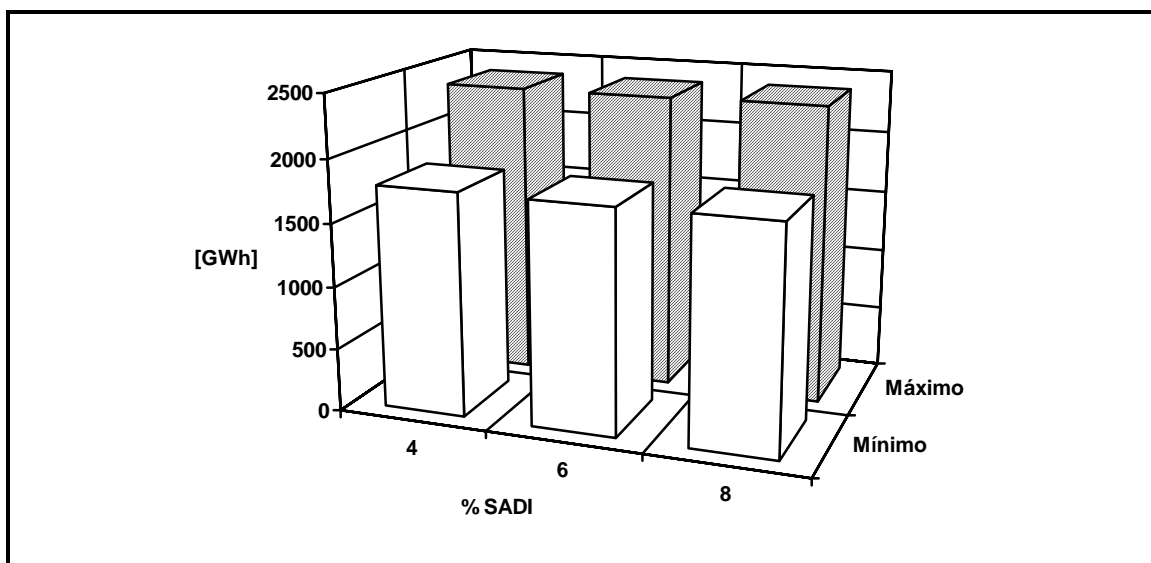


Figura 5.19 Energía mínima y máxima importada SIC

Un análisis de la energía intercambiada en la operación coordinada SIC-SADI muestra que, acorde con la evolución de los ahorros, la máxima se registra para una tasa de crecimiento del consumo en el SIC del 8,5% para el factor gas natural limitado, variando marginalmente con el incremento de la tasa del SADI, mientras que la mínima se registra para una tasa de crecimiento del consumo en el SIC del 6,5% para

el factor gas natural no limitado, presentando también variaciones marginales con respecto a la tasa del SADI, como ilustra la figura 5.19.

El análisis de la reducción en los costos de falla para ambos sistemas en una operación coordinada, muestra que en el caso del SADI se mantiene al mismo nivel que para la operación aislada, mientras que en el caso del SIC se registran importantes reducciones, como ilustran las figuras siguientes:

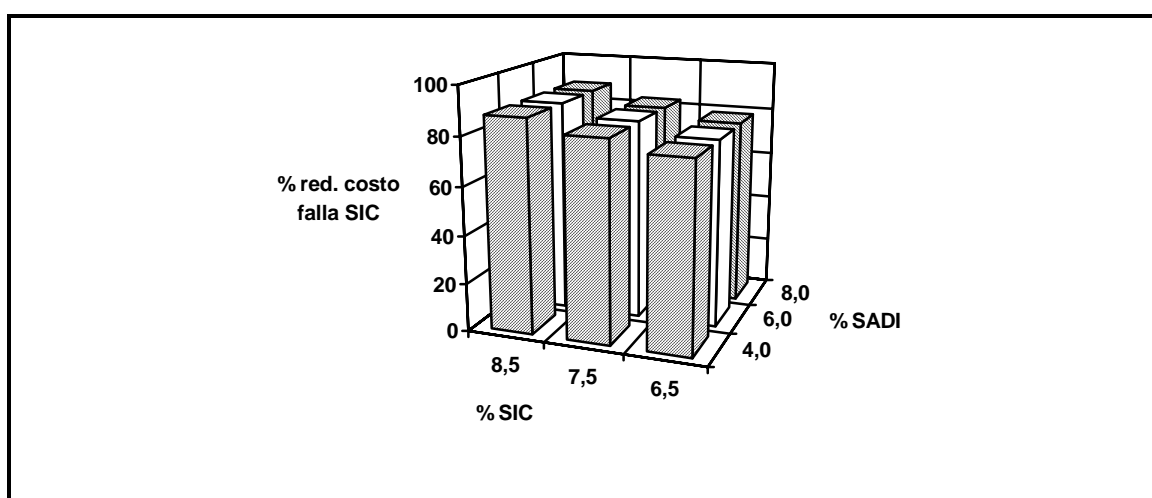


Figura 5.20 reducción costo de falla % SIC (1Gbase)

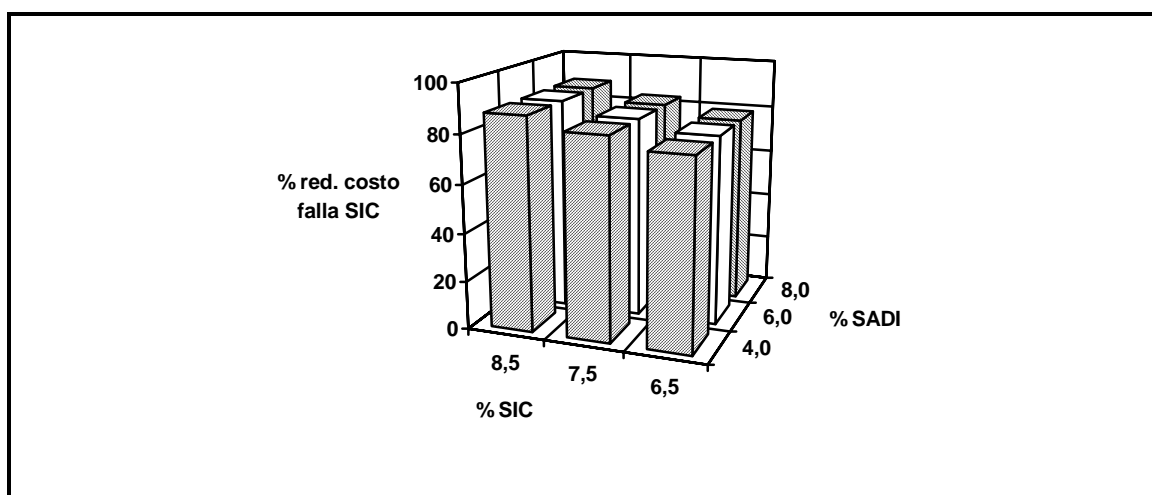


Figura 5.21 reducción costo de falla % SIC (1Galto)

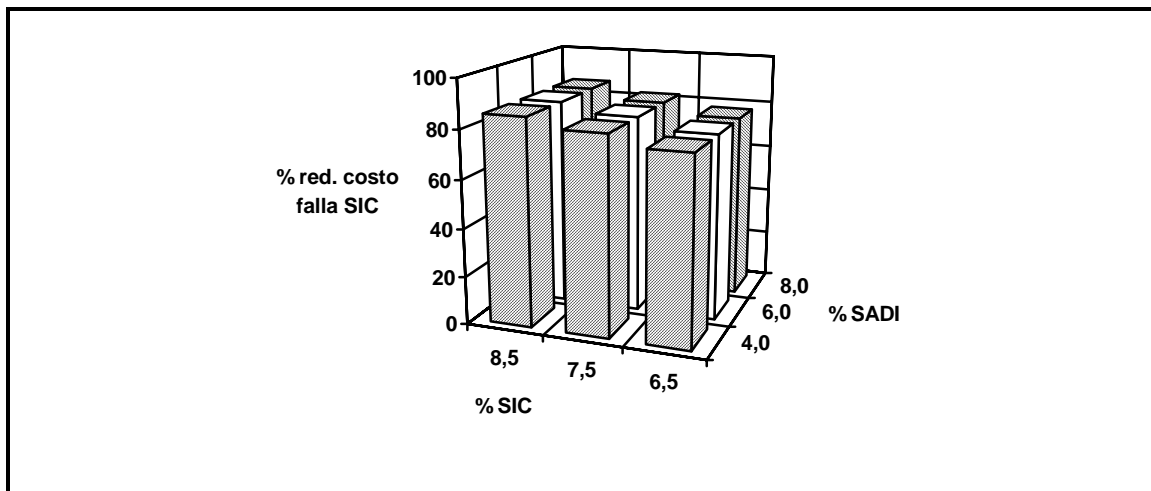


Figura 5.22 reducción costo de falla % SIC (2Gbase)

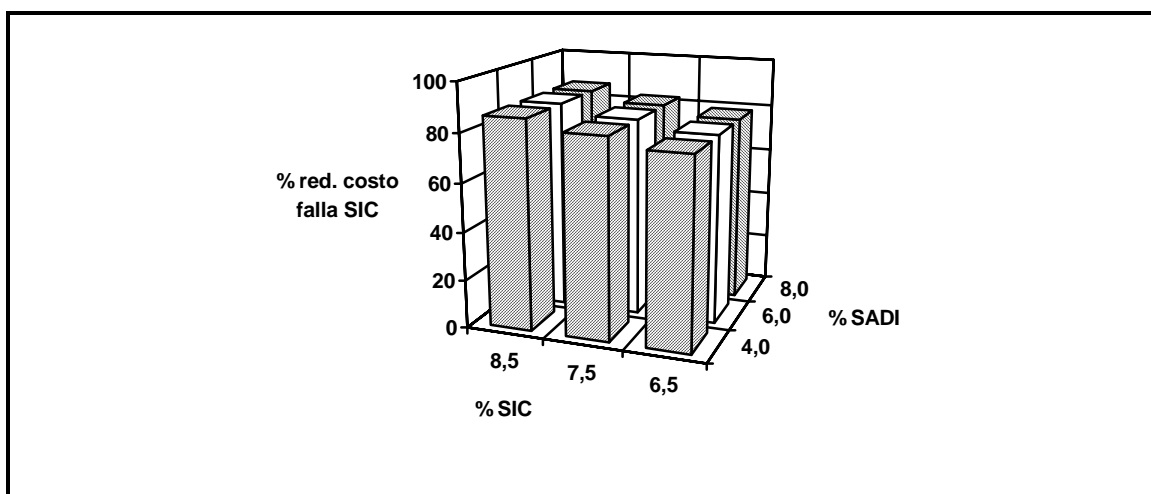


Figura 5.23 reducción costo de falla % SIC (2Galto)

Un análisis de la reducción en los costos de falla del SIC para una operación coordinada SIC-SADI muestra que, acorde con la evolución de los ahorros, la máxima se registra para una tasa de crecimiento del consumo en el SIC del 8,5% para el factor gas natural limitado, variando marginalmente con el incremento de la tasa del SADI, mientras que la mínima se registra para una tasa de crecimiento del consumo en el SIC

del 6,5% para el factor gas natural no limitado, presentando también variaciones marginales con respecto a la tasa del SADI, como ilustra la figura siguiente:

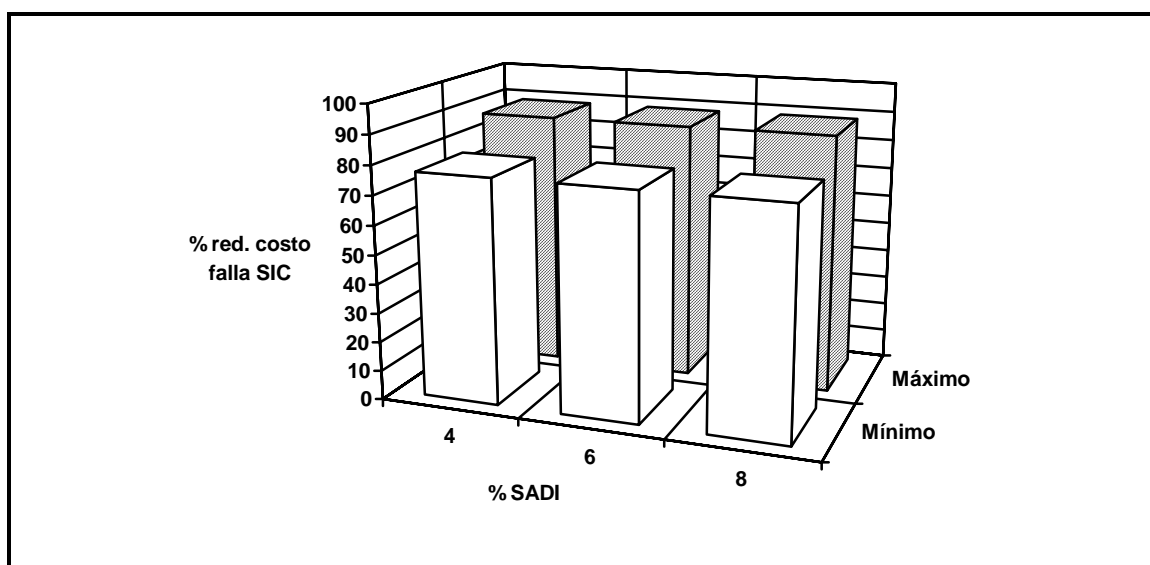


Figura 5.24 Reducción mínima y máxima % costo falla SIC

5.4 Conclusiones

A modo de síntesis, puede enunciarse que para el período anual bajo estudio, los ahorros en la operación coordinada SIC-SADI aumentan con el incremento del consumo en el SIC no siendo afectados más que marginalmente por la tasa de incremento del consumo en el SADI, correspondiendo los mayores valores al factor gas natural limitado y los menores al factor gas natural no limitado. La primera tendencia está motivada por el hecho de que los precios del MEE argentino, resultaron en las simulaciones menores que los precios del MEE chileno, confirmando la evolución a la baja de los precios spot del MEE argentino (Badaraco, 1995), (Caro, 1995). En cuanto a lo segundo, se debe a que en un hipotético escenario de gas natural no limitado en el SIC, aumenta la oferta de generación térmica local a futuro, con respecto al escenario de gas natural limitado, desplazando generación térmica mas cara y permitiendo transferir generación hidráulica al período bajo estudio, lo que origina generación local " barata" ,

reduciéndose la necesidad de importación, como lo confirma la evolución de la energía intercambiada con respecto a la tasa de crecimiento del consumo del SIC. El precio del gas natural en el SIC, para los dos casos considerados, no ha mostrado influir en estas conclusiones.

Los mínimos ahorros, que se obtuvieron para la menor tasa de crecimiento del consumo en el SIC, no fueron afectados por la tasa de crecimiento del consumo en el SADI más que marginalmente y se situaron en torno a un 3%. Los máximos ahorros, que se obtuvieron para la mayor tasa de crecimiento del consumo del SIC, tampoco fueron afectados por la tasa del SADI, situándose en torno al 6%.

La energía mínima y la máxima importada por el SIC se sitúan en torno al 8% y al 10%, respectivamente, del consumo local anual estimado para el período. El que la energía intercambiada haya resultado siempre en un sentido, proviene principalmente de la diferencia de precios entre los MEE y parcialmente del hecho de que la señal de coordinación se tomó sobre una base anual, estimándose que la reducción del período en el cual se evalúa la señal, produciría eventualmente alternancia en los intercambios. Tal elección para este estudio se debió a un compromiso entre el número de escenarios a analizar y el costo computacional involucrado. Se estima que una reducción en el número de escenarios permitiría una disminución del período de evaluación de la señal, sin incrementar sensiblemente el uso de los recursos computacionales.

En lo atinente a los niveles de seguridad logrados en la operación coordinada, el SADI no experimentó variación en su costo de falla que se mantuvo para todas las simulaciones a valores nulos, a pesar de la exportación al SIC, lo cuál es atribuible al exceso de capacidad de reserva térmica del sistema argentino (Caro, 1995). Por el contrario, importantes reducciones del costo de falla (o, equivalentemente, incrementos en los niveles de seguridad de suministro) se registraron en el SIC, produciéndose el máximo incremento para el factor gas natural limitado con una tasa de crecimiento del consumo en el SIC alta, situándose en torno al 88%, mientras que el mínimo incremento se produjo para el factor gas natural no limitado con una tasa de crecimiento del consumo en el SIC baja, situándose en torno al 77%, siendo en todos los casos afectados solo marginalmente por la tasa de crecimiento del consumo del SADI.

Los resultados obtenidos para el caso de estudio planteado, son del mismo orden que los estimados en recientes estudios de interconexión entre países europeos (Faure, 1993) y en ese sentido no son marginales. Posteriores estudios para períodos de operación anual evolucionando hacia el futuro, permitirán decidir si tal tendencia es sostenible. Suponiendo que éste fuera el caso, la evaluación con criterio social de la construcción de una línea de transmisión de aproximadamente 1000 Km de longitud, en 500 KV, con un costo total estimado de 250 M US\$ (TRANSELEC, 1996) produce las siguientes conclusiones en términos del valor actualizado de beneficios netos (VABN):

* Gas natural no limitado, tasa de crecimiento anual del consumo SIC baja
Ahorros anuales SIC-SADI promedio estimados: 22 M US\$

$$VABN = -250MUS\$ + \sum_{k=1}^{40} \frac{22MUS\$}{(1+0,10)^k} \cong -34,9MUS\$$$

Se concluye que en ésta situación el proyecto no sería económicamente rentable.

* Gas natural limitado, tasa de crecimiento anual del consumo SIC alta
Ahorros anuales SIC-SADI promedio estimados: 45 M US\$

$$VABN = -250MUS\$ + \sum_{k=1}^{40} \frac{45MUS\$}{(1+0,10)^k} \cong 190,1MUS\$$$

Se concluye que en ésta situación el proyecto sería económicamente rentable. Sin embargo, aunque esta conclusión pudiera propiciar un despacho económico coordinado SIC-SADI, bajo las hipótesis enunciadas para este último escenario, queda abierta una importante cuestión: quien realizaría la inversión necesaria para materializar la interconexión? En el marco de los actuales esquemas regulatorios que rigen el desarrollo del sistema de transmisión en ambos países, dicha inversión debería ser promovida por aquellos agentes de los MEE chileno y argentino, para los cuales exista coincidencia entre los objetivos sociales y privados en relación a la integración en un único MEE competitivo al por mayor.

VI CONCLUSION Y PERSPECTIVAS

La industria eléctrica está caracterizada por la existencia de economías de escala, de alcance y por la presencia de monopolios naturales, en algunos segmentos de su estructura de mercado. El punto de vista tradicional de muchos países ha sido de que esta situación requería producción y financiamiento público. En otros, la participación del sector privado ha estado presente desde los comienzos del desarrollo de los sistemas de potencia, con distintos grados de complementación con respecto al sector público. A escala mundial existe un creciente interés en introducir el concepto de competencia en todos los segmentos donde sea factible y establecer un sólido marco regulatorio en aquellos segmentos donde existan monopolios naturales. La revisión de la situación actual en Europa, Medio Oriente, la cuenca del Pacífico y América muestra que un MEE competitivo al por mayor, basado en una combinación de transacciones spot y contractuales, con una competencia al por menor variando en extensión será eventualmente la regla más que la excepción. En este medio ambiente, la interconexión de los sistemas de potencia, tanto a nivel nacional como internacional, han mostrado ser una alternativa atractiva tanto desde el punto de vista de la operación óptima económica como por el incremento en los niveles de seguridad de los sistemas interconectados.

De la revisión hecha de los MEE chileno y argentino se infiere que ambos poseen idéntica estructura, esto es, un MEE competitivo al por mayor, con similares funciones competitivas y reguladas, más desarrolladas éstas últimas en el caso argentino, que aprovechó la experiencia chilena. En lo atinente a la programación de la operación, la misma metodología se ha implementado en los modelos matemáticos utilizados por el CDEC-SIC y la CAMMESA : una fase de optimización vía Programación Dinámica y una fase de simulación vía Monte Carlo. Ambos Despco realizan el despacho con el objetivo de mínimo valor esperado del costo de producción, sobre las hidrologías, sujeto al mismo criterio de confiabilidad económico: costo de la energía no suministrada.

La evolución experimentada independientemente por los MEE chileno y argentino hacia un mismo modelo de MEE competitivo al por mayor, conjuntamente con el desarrollo de proyectos de integración energética, a través del gas natural, plantea

el interés de considerar otros proyectos que complementen y consoliden esta tendencia.

Surge así la necesidad de evaluar los beneficios económicos de una interconexión SIC-SADI, vía la reducción de los costos de operación más falla por medio de un despacho económico coordinado de ambos sistemas eléctricos.

El enfoque utilizado para evaluar el interés económico de una interconexión SIC-SADI : nivel de coordinación fuerte para los MEE al por mayor, permite optimizar simultáneamente tres importantes objetivos económicos a partir de una única señal de precio para los MEE de corto plazo, la cual, adicionalmente, resulta una referencia para los MEE de largo plazo. Esta señal presenta otra ventaja: integra los MEE al por mayor incentivando la competencia en generación, permitiendo mantener independientes los sectores regulados (transmisión y distribución) del SIC y del SADI. Esto equivale a decir que la unificación de los precios de mercado no implica necesariamente la igualación de las tarifas eléctricas al por menor, permitiendo mantener esquemas regulatorios independientes que contemplen las características propias de cada industria nacional.

El modo de coordinación debil prácticamente preserva la autonomía de cada sistema, ya que los intercambios programados están fijados de antemano, a través de diferentes tipos de contratos (Gross, 1986):

- suministro firme: está respaldado por la reserva del exportador
- suministro económico: reemplaza generación más costosa del importador
- suministro de emergencia: provee asistencia al sistema que experimenta disminuciones no previstas de la generación, por períodos relativamente cortos

Inclusive la interacción podría limitarse aún mas si la naturaleza de las transacciones estuviera fijada con caracter no firme (interrumpible). Desde el punto de vista de la operación económica no son eficientes, puesto que es altamente improbable que la sucesión de bloques de energía a intercambiar sobre los períodos, así como la correspondiente sucesión de precios, fijadas "a priori", sean las correspondientes al óptimo económico.

Por el contrario, el modo de coordinación fuerte si bien conduce a un uso más eficiente de los recursos desde el punto de vista económico, trae aparejado una pérdida de autonomía de los participantes en la interconexión y eventualmente, pérdida de franjas del mercado por exposición a la competencia, aunque esta última situación puede revertirse en ganancia si se cuenta con una adecuada capacidad tecnológica para operar.

La política utilizada para asignar los ahorros logrados en la operación conjunta a las Despcos, es óptima en el enfoque de un Juego Cooperativo, pero queda pendiente la distribución de los mismos al interior de cada Despco, la cual no es analizada en este trabajo.

Para la realización de estudios destinados a estimar en forma global el interés económico de la operación conjunta SIC-SADI a un nivel de coordinación fuerte, se desarrolló COSISA, una herramienta computacional, basada en una estructura modular que permite sustituir, con mínimas modificaciones los modelos de programación de la operación utilizados por las Despcos chilena y argentina, variando la señal de coordinación.

La implementación computacional del algoritmo COSISA conlleva un conjunto de hipótesis simplificadoras, que reconocen dos orígenes: los modelos de programación de la operación SIC-SADI, y el algoritmo de coordinación, las que es conveniente revisar para tener presente en el momento de interpretar los resultados que el algoritmo produzca para los distintos escenarios de simulación. Los modelos de programación de la operación utilizados en la implementación de esta versión de COSISA fueron GOL y MARGOT.

La primera simplificación está relacionada a las restricciones asociadas a la red de transmisión: pérdidas y capacidad de las líneas. El modelo chileno no las considera, mientras que el modelo argentino considera las pérdidas a través de una tasa fija, procedimiento que puede ser inadecuado para evaluar su costo. Acorde a esta simplificación de los modelos está la asumida en el algoritmo para el interconector, para el cual se desprecian las pérdidas y se supone de capacidad infinita. En consecuencia,

los costos totales resultarán subestimados al no incluir los costos de pérdidas, lo que producirá que los ahorros porcentuales en los costos de operación más falla resulten sobreestimados. Por otra parte, la no consideración de la capacidad de la interconexión obliga a interpretar los resultados entregados por el algoritmo como estimaciones de los valores máximos teóricos alcanzables en una operación coordinada.

La segunda simplificación está relacionada al tratamiento no integrado de las hidrologías que efectúa COSISA. Esto equivale a considerarlas como procesos estocásticos independientes, ignorando eventuales correlaciones entre las aleatoriedades de la producción hidráulica de ambos países. Consecuencia directa de esta simplificación es que la fase de optimización de la operación coordinada para calcular el valor del agua en los embalses del SIC y del SADI actuará como una fase de suboptimización, aunque con resultados factibles. El diferente tamaño de las muestras hidrológicas empleadas por los dos modelos y la independencia de las fases de simulación contribuirá a que las estimaciones entregadas por el algoritmo correspondan a un subóptimo económico.

La tercera simplificación está relacionada a la longitud de las etapas sobre las que se evalúa la señal de coordinación para un horizonte anual de simulación de la operación conjunta. Debido al modelo chileno utilizado para esta versión de COSISA, la longitud mínima es un trimestre y la máxima un año. Sin embargo, esta simplificación puede levantarse sin grandes modificaciones del programa fuente.

Dado que el objetivo del modelo COSISA es permitir la realización de estudios para evaluar el interés económico de la interconexión SIC-SADI, en el sentido explicado en 4.1, el anterior conjunto de simplificaciones no lo invalida para tal fin, aunque implica que los resultados que entregue deben ser interpretados con precauciones. Por otra parte, los modelos actualmente utilizados para evaluar el interés económico de la interconexión entre países europeos, como el modelo OPAKI (Faure, 1993), también presentan importantes simplificaciones.

No obstante, ante la necesidad de posteriores estudios económicos con el objetivo de evaluar más exactamente los ahorros, en términos de costos de

combustibles, costo de falla y costo de pérdidas, resulta de interés señalar las características que debería poseer un modelo desarrollado para tal fin:

- representación detallada de las restricciones asociadas a la red de transmisión del SIC y del SADI, incluyendo los enlaces entre sistemas: pérdidas y capacidad de las líneas. Esta característica incorporará al costo total el de las pérdidas de transporte, y por otra parte permitirá estimar los ahorros para distintos niveles de capacidad de interconexión.
- tratamiento integrado de las hidrologías de las cuencas chilenas y argentina. Esta característica permitirá reducir el sesgo en las estimaciones de los ahorros obtenibles en un despacho óptimo económico SIC-SADI.
- tratamiento integrado del plan de mantenimiento programado conjunto del parque generador del SIC y del SADI, el cual deberá ser acordado por ambas Despcos. Esta característica debería permitir aprovechar eventuales diversidades de los consumos y de las hidrologías de las distintas cuencas.
- tratamiento independiente de los costos de falla. Esta característica permitirá cuantificar el perjuicio experimentado por la economía de cada país, ante una insuficiencia de la oferta de generación, preservando las propias realidades económicas.
- representación más detallada de la evolución de los consumos, consistente con una disminución de la longitud de la etapa sobre la cual se evalúa la señal de interconexión. Esta característica también permitirá reducir el sesgo en las estimaciones de los ahorros obtenibles en un despacho óptimo económico SIC-SADI.

COSISA es una herramienta computacional robusta y flexible para evaluar el interés económico de una operación coordinada SIC-SADI; robusta porque la convergencia a la señal de coordinación está garantizada a partir de una correcta estimación de una cota superior para la energía a intercambiar en el horizonte anual de estudio para el escenario considerado; flexible porque es posible, con cambios mínimos, sustituir los modelos de programación de la operación empleados, adaptando la señal de coordinación a otras etapas elementales del horizonte de simulación.

Desde este punto de vista, pueden plantearse dos perspectivas de desarrollo futuro: la primera consiste en utilizar períodos trimestrales para la señal de coordinación, lo que sería realizable con los modelos GOL y MARGOT. Esta versión de COSISA podría utilizarse para estudios en el largo plazo, con horizontes anuales

evolucionando hacia el futuro. La segunda consiste en utilizar períodos mensuales para la señal de coordinación, con la alternativa de que los primeros sean semanales, lo que sería realizable con los modelos OMSIC y MARGOT. Esta versión de COSISA podría utilizarse para estudios en el corto plazo, con un número de escenarios sustancialmente más reducido, para que los costos computacionales no resulten prohibitivos.

BIBLIOGRAFIA

- ABU ALAM,Y. (1993) United Nations Technical Assistance for Developing Countries. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 13, No. 7, 15-19.
- AGURTO,R. (1994/a) Regulatory Considerations: Chilean perspective. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 14, No. 12, 5-7.
- AGURTO,R. (1994/b) Liberalización Internacional de los Mercados Eléctricos. **AIC Conferencias**, Santiago, Chile, Agosto de 1994.
- ALQUERES,J. (1994) Brazil and the Electrical Interconnections in the Mercosul Region. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 14, No. 6, 15-20.
- AL ALAWI,J.-SUD,S.-MCGILLIS,D. (1994) Planning and Design of the Gulf States Interconnection. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 14, No. 12, 30-34.
- AL SHEHRI,A.-EL AMIN,I.-OPOKU,G. (1992) Middle Eastern Power Systems: Present and Future Developments. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 12, No. 6, 20-23.
- ALTAMARI,J. (1994) Venezuelan Energy Resources and Electric Power System. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 14, No. 6, 14-15.
- ANDERSON,P.-FOUAD,A. (1994) **Power System Control and Stability**. IEEE Press
- ANDREWS,C. (1995) **Regulating Regional Power Systems**. IEEE Press
- ARRIOLA,E. (1994) Electric Power Sector in Mexico: Past, Present, and Future Developments. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 14, No. 6, 20-21.

AZZAM,M-AL SAID,A. (1994) Committed Regional Electrical Interconnection Projects in the Middle East . **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 12, 34-36.

BADARACO, E. (1995) Conditions for a competitive power generation investment in the argentine electricity market. **IEEE International Forum on Deregulation and Restructuring in the Electrical Power Sector**. Belo Horizonte, Brazil. November 1995.

BATEMAN,L. (1992) Manitoba's Hydroelectric Resources and Interconnections. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 12**, No. 6, 6-7.

BAUMOL,W.-PANZAR,J.-WILLIG,R. (1982) **Contestable Markets and the Theory of Industry Structure** , Harcourt Brace Jovanovich, Inc., New York.

BELLMAN,R. (1957) **Dynamic Programming**, Princeton University Press.Princeton, New Jersey.

BOLETIN OFICIAL. (1992) **Ley 24065**. Buenos Aires, Argentina, Abril 1992.

BRETON,A. - HAURIE,A. - KALOCSAI,R. (1978) Efficient Management of Interconnected Power Systems: A Game-Theoretic Approach. **Automatica, Vol 14** , 443 -452.

BUNYON,R. (1994) Restructuring the Australian Electricity Supply Industry. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 8, 5-7.

BURTON,N. (1993) UK System Post-Deregulation. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 13**, No. 6, 19-22.

CAMMESA (1994) **Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de precios**. Tomos I y II. Versión VI, Agosto 1994, Buenos Aires, Argentina.

CARO, P. (1995) The transformation of the generating sector in Argentina. **IEEE International Forum on Deregulation and Restructuring in the Electrical Power Sector**. Belo Horizonte, Brazil. November 1995.

CARUSO,L. (1994) Transformation of the Argentine Wholesale Electricity Market. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 6, 22-26.

CASAZZA,J. (1991) Electric Power, Market Forces, and the Public Welfare. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 11**, No. 11, 3-5.

CLADE,J. - MATHIEU,E. (1992) **La planification des interconnexions entre systemes electriques**. Collection de notes internes de la Direction des Etudes et Recherches. Electricité De France.

COVINO,M. (1993) Evolution of EC Electricity Sector : 1993 Single Market. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 13**, No. 6, 4-7.

DE FRANCO,N. (1994) World Bank's Role in Electric Power Projects in Latin America. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 6, 5-7.

DEL SOL GUZMÁN,P. (1992) **Microeconomía** Ediciones Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile.

DIERSTEIN,Ph.-BURTIN,A.-FERRARI,L. (1990) **Modele Regionalise de Planification de la Gestion annuelle du Systeme Interconnecte National Argentin**. Notice d'utilisation. Electricite De France.

DOUGLAS,J. (1994) Buying and Selling Power in the Age of Competition. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 10, 12-15.

DROLET,T.S.-McCONNACH,J.S. (1993) Benefits and Pitfalls of International Interconnections. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 13**, No. 7, 22-24.

DRUMMOND,S. (1994) Perspectives on the Operations Structure of the England and Wales System. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 12, 18-19.

DUSSAN,M. (1994) Restructuring the Electric Power Sector in Colombia. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 6, 21-22.

EL AMIN,I.-AL SHEHRI,A.-OPOKU,G. (1994) Electric Network Interconnection of Mashreq Arab Countries. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 12, 26-28.

ESPINOZA,G.-GATICA,P. (1979) Modelo para estimar las demandas de carbón en el sector eléctrico. **Documento de Trabajo, Comisión Nacional de Energía**. Santiago, Chile.

FAURE,M. (1993) **Simulation de la gestion des Sytemes Interconnectes: le modele OKAPI**. Collection de notes internes de la Direction des Etudes et Recherches. Electricité De France.

FISCHETTI,M. (1986) Electric Utilities: poised for deregulation ? **IEEE Spectrum, May** , 34-40.

FROMM,G.-CHAMORRO,R.-RUDNICK,H-RIOS,S. (1985) Evaluation of transmission losses and penalty factors for marginal cost pricing. **IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems**, Rio de Janeiro, Brazil, July 1985, pp 371-377

GEORGANTZIS,G. - HATZIARGYRIOU,N. (1995) Integrated computer environment for economic and technical evaluation of power system interconnections. **IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference**, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995.

GOMEZ,T.-ENAMORADO,J.-VELA,A. (1994) Feasibility Studies of a Power Interconnection System for Central American Countries: SIEPAC Project. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 6, 11-13.

GROSS,G. (1986) Planificación y Operación Económica de Sistemas de Potencia. Curso de Perfeccionamiento.**Documento de Trabajo, Departamento de Ingeniería Eléctrica.** Pontificia Universidad Católica, Santiago, Chile.

GUIEZE,J. (1993) Internal Electricity Market : Legal Framework. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 13**, No. 6, 11-13.

HAMMONS,TH. (1993) Perspectives on the Future of Power Generation and Transmission Worldwide. **Proceedings of the IEEE, Vol 81** , No. 3, 333-345.

HARSANYI,J. (1956) Approaches to the bargaining problem before and after the Theory of Games: a critical discussion of Zeuthen's, Hick's, and Nash's theories. **Econometrica XXIV**, 144 - 157.

HARSANYI,J. (1963) A simplified bargaining model for the n-person cooperative game. **International Economic Review, Vol. 4**, No 2,194 -220.

HOGAN,W. (1995) Coordination for Competition in an Electricity Market. **Technical Report, Center for Business and Government, J.F. Kennedy School of Government**, Harvard University, Cambridge, Massachusetts.

HOGAN,W.-RUFF,L. (1994) Reshaping the Electricity Industry : Competitive Market Structure and Regulatory Policy. **Technical Report, Center for Business and Government, J.F. Kennedy School of Government**, Harvard University, Cambridge, Massachusetts.

IEEE Tutorial Course (1990) Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience. **90 TH0358-2-PWR** System Dynamic Performance Subcommittee.

JARAMILLO,P. (1995) Planificación de Sistemas Eléctricos. **Documento de Trabajo, Departamento de Ingeniería Eléctrica**. Pontificia Universidad Católica, Santiago, Chile.

KRAMER,H. (1992) Más Competencia en el Sector Eléctrico. **Revista Siemens, No. 4**, Octubre/Diciembre, 41-43.

LEMAY,J. (1992) Hydro-Quebec's High-Voltage Interconnections. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 12**, No. 6, 7-12.

LAW,A.-KELTON,W. (1991) **Simulation Modeling and Analysis. Second Edition**. McGraw Hill, Inc.,USA.

LITTLECHILD,S. (1992) Del monopolio al oligopolio? La privatización de los servicios británicos de electricidad. **Revista Siemens, No. 4**, Octubre/Diciembre, 36-41.

MINISTERIO DE MINERIA. (1982) **Ley General de Servicios Eléctricos DFL Nro 1/82**. Santiago, Chile, Junio 1982.

MINISTERIO DE MINERIA. (1985) **Decreto Ley Nro 6. Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte** . Santiago, Chile, Enero 1985.

MOTA PALOMINO,R. (1994) Central American Isthmus: Evolution and Perspectives of Regional Electric Integration. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 6, 7-11.

NASH,J. (1950) The bargaining problem. **Econometrica XVIII**, 155 - 162.

NASH,J. (1953) Two-person cooperative games. **Econometrica XXI**, 128 - 140.

NISHIMURA,F.-TABORS,R.-ILIC,M.-LACALLE MADERO,J. (1993) Benefit Optimization of Centralized and Decentralized Power Systems in a Multi-utility Environment. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8**, No. 3, 1180-1186.

OUTHRED, H. (1994) Australian Perspective. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 12, 8-10.

PALMA,R.-RUDNICK,H.-LIRA,H. (1995) Penalty Factor Calculations for Marginal Pricing of Transmission Systems in a Hydroelectrical System. **IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference**, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995.

PAZ,J.M. (1994) Interconexiones. **Revista CIER, Año III**, No. 7, 30 - 42.

PÉREZ ARRIAGA,J. (1994) Curso de Mercados de Energía Eléctrica. Tema 10. **Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina**, Buenos Aires, Junio 1994.

POPCZYK,J. (1994) Restructuring the Electricity Sector in Central and Eastern Europe: Poland's Experience. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 3, 10-13.

PRESS, W. - FLANNERY, B. - TEUKOLSKY, S. - VETTERLING, W. (1986) **Numerical Recipes: The art of Scientific Computing**. Cambridge University Press.

RUDNICK,H. (1994/a) Chile: Pioneer in Deregulation of the Electric Power Sector. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 6, 28-30.

RUDNICK,H. (1994/b) Transmission open access in Chile. **Invited Paper, Fifth Plenary Session of the Harvard Electricity Policy Group, John F. Kennedy School of Government**, Harvard University, Cambridge, Massachusetts. October 27-28 th, 1994.

RUDNICK,H. (1994/c) Bulk Power Transactions and Pricing: Argentinean, Chilean and Peruvian perspectives. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 12, 11-12.

RUDNICK,H. (1994/d) Operación Económica de Sistemas Eléctricos. **Documento de Trabajo, Departamento de Ingeniería Eléctrica.** Pontificia Universidad Católica, Santiago, Chile.

RUDNICK,H. (1995) Experiencias de la industria eléctrica en Chile. **Seminario Internacional: Desregulación del Sector Eléctrico.** Bogotá, Colombia, Abril 1995.

RUDNICK,H.-PALMA,R.-FERNÁNDEZ,J. (1995) Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10,** No. 2, 1125-1142.

RUDNICK,H.-SILVA,C.-CAAMAÑO,M. (1994/a) Modelo GOL. **Documento de Trabajo, Departamento de Ingeniería Eléctrica.** Pontificia Universidad Católica, Santiago, Chile.

RUDNICK,H.-SILVA,C.-CAAMAÑO,M. (1994/b) Modelo OMSIC. **Documento de Trabajo, Departamento de Ingeniería Eléctrica.** Pontificia Universidad Católica, Santiago, Chile.

SALVADERI,L. (1994) Evolving Electricity Industry: Challenges for Large Transmission and Interconnected Systems. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14,** No. 12, 16-18.

SBERTOLI,L. (1994) Reorganization of the Electric Transmission System in Argentina. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14,** No. 6, 26-28.

SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA (1992) **Resolución 61/92.** Buenos Aires,Argentina, Abril 1992.

SHEOREY,K. (1994) Middle East Interconnections and Electricity Trade. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14,** No. 12, 20-25.

SHIRMOHAMMADI,D. - RAJAGOPALAN,C. - ALWARD,E. - THOMAS,C. (1991) Cost of Transmission Transactions : an introduction. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6**, No. 4, 1546-1560.

SHUNWAY,N. (1995) Restructuring the U.S. Electricity Market: California's Plans for Deregulation. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 15**, No. 3, 9-11.

STALON,CH. (1995) Restructuring the U.S. Electric Industry for the 21st Century. **Seminario Internacional: Desregulación del Sector Eléctrico**. Bogotá, Colombia, Abril 1995.

TABORS,R. (1994) Transmission Systems Management and Pricing : New Paradigms and International Comparisons. **IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9**, No. 1, 206-215.

TOWNSEND,B. (1994) Liberalitation and Internationalization of the Electricity Supply Business. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 14**, No. 9, 9-11.

TRANSELEC (1996) Valor Nuevo de Reemplazo y Costos de Operación y Mantenimiento. **Informe Técnico**. Santiago, Chile.

VAN REEUWIJK,P. (1993) UCPTE Interconnected System : 40 Years of Cooperation. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 13**, No. 6,13-14.

VARELA,R. (1995) Experiencias de la industria eléctrica en la Argentina. **Seminario Internacional: Desregulación del Sector Eléctrico**. Bogotá, Colombia, Abril 1995.

VEDALLI,R. (1993) The World Banks Role in the Electric Power Sector. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 13**, No. 7, 13-15.

VIEGAS DE VASCONCELOS,A. (1993) EC Electricity Supply Industry. **IEEE Power Engineering Review, Vol. 13**, No. 6, 7-10.

WERNÉRUS,J. - SODER,L. (1995) Area price based multi-area Economic Dispatch with transmission losses and constraints. **IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference**, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995.

WOOD,A.J.-WOLLENBERG,B.F. (1984) **Power Generation, Operation, and Control**. John Wiley & Sons.

YAJIMA,M. (1994) Reorganizing Japan's Electric Power Market. **IEEE Power Engineering Review**, Vol. 14, No. 8, 7-9.

ANEXO A
CONCEPTOS DE COSTOS

En este anexo se revisan algunos conceptos básicos de costos vinculados a la estructura de un mercado (Baumol-Panzar-Willig, 1982).

Definición 1: Una función de costo C se dice estrictamente subaditiva para la producción y , si y sólo si :

$$\forall y^1, \dots, y^k; \quad y^j \neq y, \quad j = 1, \dots, k : \quad \sum_{j=1}^k y^j = y \Rightarrow C(y) \leq \sum_{j=1}^k C(y^j)$$

Esta definición es válida tanto para el caso de un único producto ($y \in \mathfrak{R}$) como para el caso de múltiples productos ($y \in \mathfrak{R}^n$), y puede interpretarse informalmente diciendo que el costo de producir el total es menor que la suma de los costos de producir las partes.

Definición 2: Una industria se dice que es un monopolio natural, si y sólo si, para todo valor de su producción, la función de costo de las empresas es estrictamente subaditiva.

Definición 3: El grado S de la economía de escala para la producción y es la relación del costo medio al costo marginal de producción, esto es:

$$S(y) = \frac{C(y)}{y \frac{dC}{dy}} = \frac{CM(y)}{CMg(y)}$$

Además de las economías producidas por el tamaño o escala de las operaciones de una empresa, existe también la posibilidad de ahorros en los costos a partir de la producción simultanea de distintos bienes en una misma empresa, en contraste con su producción aislada, cada uno por una empresa especializada. Es decir, podrían existir economías originadas en la extensión de las operaciones de la empresa. Más formalmente:

Definición 4 : Sea $P = \{T_1, \dots, T_k\}$ una partición no trivial de $\mathfrak{S} \subset \mathfrak{X}$, siendo \mathfrak{X} el conjunto de productos. Existe economía de alcance para $y_{\mathfrak{S}}$ con respecto a la partición P , si y sólo si :

$$\sum_{i=1}^k C(y_{T_i}) \succ C(y_{\mathfrak{S}})$$

ANEXO B
OBJETIVOS DE OPTIMIZACION

En este anexo se revisan las relaciones existentes entre distintos objetivos de optimización para la operación económica conjunta (Nishimura - Tabors - Ilic - Lacalle Melero, 1993), aplicados al caso de estudio SIC-SADI.

1 Minimización de costos esperados de operación más falla

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} && E \{Copsic + Cfsic + Copsadi + Cfsadi\} \\
 & PGsic, PGsadi && \langle H \rangle \\
 & \text{s.a} && \\
 & && PGsic + PGsadi + PIsic + PIsadi = PDsic + PDsadi
 \end{aligned}$$

donde PIsic: potencia de interconexión SIC, PIsadi: potencia de interconexión SADI y como PIsic= -PIsadi, la restricción se reduce a:

$$PGsic + PGsadi = PDsic + PDsadi$$

Las condiciones de primer orden asociadas al problema resultan:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial}{\partial PGsic} \{ E [Copsic + Cfsic + Copsadi + Cfsadi] \} &= \lambda \\
 \frac{\partial}{\partial PGsadi} \{ E [Copsic + Cfsic + Copsadi + Cfsadi] \} &= \lambda
 \end{aligned}$$

$$PGsic + PGsadi = PDsic + PDsadi$$

Bajo la hipótesis de conmutatividad, por la linealidad de los operadores y la dependencia funcional de los costos con respecto a las variables de decisión, éstas se revierten en:

$$E\left\{\frac{\partial}{\partial PG_{sic}}[Copsic + Cfsic]\right\} = \lambda$$

$$E\left\{\frac{\partial}{\partial PG_{sadi}}[Copsadi + Cfsadi]\right\} = \lambda$$

$$PG_{sic} + PG_{sadi} = PD_{sic} + PD_{sadi}$$

o mas brevemente:

$$E\{CM_{gsic}\} = \lambda$$

$$E\{CM_{gsadi}\} = \lambda$$

$$PG_{sic} + PG_{sadi} = PD_{sic} + PD_{sadi}$$

2 Maximización de ingresos esperados

$$\begin{aligned} & \text{Max} \quad E\{PM_{sic}(PG_{sic} + PI_{sic}) + PM_{sadi}(PG_{sadi} + PI_{sadi})\} \\ & PG_{sic}, PG_{sadi} \\ & \text{s.a} \\ & PG_{sic} + PG_{sadi} = PD_{sic} + PD_{sadi} \end{aligned}$$

Por un desarrollo análogo al del caso anterior, se obtienen las siguientes condiciones de primer orden:

$$E\{PM_{sic}\} = \lambda$$

$$E\{PM_{sadi}\} = \lambda$$

$$PG_{sic} + PG_{sadi} = PD_{sic} + PD_{sadi}$$

3 Maximización de beneficios netos esperados

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \quad E\{B_{Nsic} + B_{Nsadi}\} \\
 & PG_{sic}, PG_{sadi} \\
 & \text{s.a} \\
 & B_{Nsic} = PM_{sic}(PG_{sic} + PI_{sic}) - (Copsic + Cfsic) \\
 & B_{Nsadi} = PM_{sadi}(PG_{sadi} + PI_{sadi}) - (Copsadi + Cfsadi) \\
 & PG_{sic} + PG_{sadi} = PD_{sic} + PD_{sadi}
 \end{aligned}$$

Las condiciones de primer orden son de la forma:

$$\begin{aligned}
 E\{CM_{gsic}\} &= \lambda \\
 E\{CM_{gsadi}\} &= \lambda \\
 E\{PM_{sic}\} &= \lambda \\
 E\{PM_{sadi}\} &= \lambda \\
 PG_{sic} + PG_{sadi} &= PD_{sic} + PD_{sadi}
 \end{aligned}$$

Dado que la legislación vigente para el MEE chileno (Ministerio de Minería, 1985) y para el MEE argentino (Secretaría de Energía Eléctrica, 1992) a definido que, respectivamente:

$$\begin{aligned}
 PM_{sic} &\equiv CM_{gsic} \\
 PM_{sadi} &\equiv CM_{gsadi}
 \end{aligned}$$

se concluye que los tres objetivos son equivalentes para los MEE al por mayor chileno y argentino.

ANEXO C
SOLUCION COOPERATIVA DE NASH-HARSANYI

En este anexo se revisa la distribución óptima de los ahorros en la operación coordinada SIC-SADI. La solución cooperativa de Nash - Harsanyi se obtiene resolviendo el problema de optimización:

$$\begin{aligned}
 & \text{Max} \quad (Usic - \overline{Usic})(Usadi - \overline{Usadi}) \\
 & Usic, Usadi \\
 & \text{s.a} \\
 & Usic + Usadi = UMax \\
 & Usic - \overline{Usic} \geq 0 \\
 & Usadi - \overline{Usadi} \geq 0
 \end{aligned}$$

donde la utilidad U se define como el opuesto del costo de operación más falla y la barra indica la situación correspondiente a despachos independientes; UMax representa la máxima utilidad alcanzable en forma conjunta por ambos Despcos.

Las condiciones de Kuhn -Tucker correspondientes resultan:

$$\begin{aligned}
 & Usic - \overline{Usic} + \lambda - \mu_{sadi} = 0 \\
 & Usadi - \overline{Usadi} + \lambda - \mu_{sic} = 0 \\
 & \mu_{sic}(Usic - \overline{Usic}) = 0 \\
 & \mu_{sadi}(Usadi - \overline{Usadi}) = 0 \\
 & \mu_{sic} \geq 0 \\
 & \mu_{sadi} \geq 0 \\
 & Usic + Usadi = UMax \\
 & Usic - \overline{Usic} \geq 0 \\
 & Usadi - \overline{Usadi} \geq 0
 \end{aligned}$$

obtenidas derivando el Lagrangiano asociado al problema :

$$\begin{aligned}
 L = & (Usic - \overline{Usic})(Usadi - \overline{Usadi}) + \lambda(Usic + Usadi - UMax) - \mu_{sic}(Usic - \overline{Usic}) \\
 & - \mu_{sadi}(Usadi - \overline{Usadi})
 \end{aligned}$$

Considerando inactivas las restricciones de desigualdad, obtenemos la solución cooperativa de Nash-Harsanyi:

$$Usic^* = \frac{1}{2}(\overline{Usic} - \overline{Usadi} + Usic + Usadi)$$

$$Usadi^* = \frac{1}{2}(\overline{Usadi} - \overline{Usic} + Usic + Usadi)$$

ANEXO D
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

ESCENARIO Nro 1

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	54,5	26,1	----	----	108,6	595,0	29,1	----
conjunto	27,4	27,4	-1834	1834	58,3	641,0	6,5	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	137,7	595,0	732,7
conjunto	124,25	581,55	705,8

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,77	2,26	3,67

ESCENARIO Nro 2

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	54,5	26,1	----	----	108,9	595,0	29,1	----
conjunto	27,4	27,4	-1849	1849	58,4	641,0	6,4	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	138,0	595,0	733,0
conjunto	124,4	581,4	705,8

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,85	2,28	3,71

ESCENARIO Nro 3

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	53,3	26,1	----	----	98,8	595,0	32,3	----
conjunto	27,3	27,3	-1778	1778	56,7	639,0	7,4	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	131,1	595,0	726,1
conjunto	119,6	583,5	703,1

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
8,77	1,93	3,17

ESCENARIO Nro 4

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	53,6	26,1	----	----	99,1	595,0	31,7	----
conjunto	27,4	27,4	-1802	1802	55,0	640,0	7,0	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	130,8	595,0	725,8
conjunto	118,9	583,1	702,0

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,1	2,0	3,28

ESCENARIO Nro 5

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	54,5	26,1	----	----	108,6	594,0	29,1	----
conjunto	27,3	27,3	-1843	1843	58,1	641,0	6,5	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	137,7	594,0	731,7
conjunto	124,65	580,95	705,6

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,48	2,2	3,57

ESCENARIO Nro 6

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	54,5	26,1	----	----	108,9	594,0	29,1	----
conjunto	27,3	27,3	-1857	1857	58,3	642,0	6,3	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	138,0	594,0	732,0
conjunto	125,3	581,3	706,6

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,2	2,14	3,47

ESCENARIO Nro 7

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	53,3	26,1	----	----	98,8	594,0	32,3	----
conjunto	27,3	27,3	-1771	1771	56,8	640,0	7,4	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	131,1	594,0	725,1
conjunto	120,65	583,55	704,2

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
7,97	1,76	2,88

ESCENARIO Nro 8

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	53,6	26,1	----	----	99,1	594,0	31,7	----
conjunto	27,3	27,3	-1813	1813	55,6	641,0	6,9	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	130,8	594,0	724,8
conjunto	120,15	583,35	703,5

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
8,14	1,79	2,94

ESCENARIO Nro 9

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	54,5	26,1	----	----	108,6	595,0	29,1	----
conjunto	27,3	27,3	-1847	1847	58,0	642,0	6,4	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	137,7	595,0	732,7
conjunto	124,55	581,85	706,4

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,55	2,21	3,59

ESCENARIO Nro 10

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	54,5	26,1	----	----	108,9	595,0	29,1	----
conjunto	27,3	27,3	-1861	1861	58,2	642,0	6,3	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	138,0	595,0	733,0
conjunto	124,75	581,75	706,5

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,6	2,23	3,62

ESCENARIO Nro 11

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	53,3	26,1	----	----	98,8	595,0	32,3	----
conjunto	27,3	27,3	-1775	1775	56,8	640,0	7,4	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	131,1	595,0	726,1
conjunto	120,15	584,05	704,2

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
8,35	1,84	3,02

ESCENARIO Nro 12

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	53,6	26,1	----	----	99,1	595,0	31,7	----
conjunto	27,3	27,3	-1813	1813	55,6	641,0	6,9	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	130,8	595,0	725,8
conjunto	119,65	583,85	703,5

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
8,52	1,87	3,07

ESCENARIO Nro 13

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	63,2	26,1	----	----	123,4	595,0	34,9	----
conjunto	27,6	27,6	-2072	2072	59,7	647,0	6,1	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	158,3	595,0	753,3
conjunto	138,05	574,75	712,8

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,79	3,40	5,38

ESCENARIO Nro 14

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	63,2	26,1	----	----	123,8	595,0	34,9	----
conjunto	27,6	27,6	-2077	2077	60,3	647,0	6,0	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	158,7	595,0	753,7
conjunto	138,5	574,8	713,3

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,73	3,39	5,36

ESCENARIO Nro 15

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	60,8	26,1	----	----	105,4	595,0	39,7	----
conjunto	27,5	27,5	-1986	1986	57,5	645,0	7,3	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	145,1	595,0	740,1
conjunto	129,95	579,85	709,8

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
10,44	2,55	4,09

ESCENARIO Nro 16

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	60,9	26,1	----	----	105,6	595,0	38,5	----
conjunto	27,5	27,5	-2010	2010	56,5	645,0	6,9	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	144,1	595,0	739,1
conjunto	128,75	579,65	708,4

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
10,65	2,58	4,15

ESCENARIO Nro 17

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	63,2	26,1	----	----	123,4	594,0	34,9	----
conjunto	27,5	27,5	-2082	2082	59,5	648,0	6,0	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	158,3	594,0	752,3
conjunto	138,9	574,6	713,5

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,26	3,27	5,16

ESCENARIO Nro 18

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	63,2	26,1	----	----	123,8	594,0	34,9	----
conjunto	27,5	27,5	-2088	2088	60,0	648,0	6,0	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	158,70	594,0	752,7
conjunto	139,35	574,65	714,0

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,19	3,26	5,14

ESCENARIO Nro 19

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	60,8	26,1	----	----	105,4	594,0	39,7	----
conjunto	27,5	27,5	-1986	1986	57,5	645,0	7,3	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	145,1	594,0	739,1
conjunto	130,45	579,35	709,8

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
10,10	2,47	3,96

ESCENARIO Nro 20

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	60,9	26,1	----	----	105,6	594,0	38,5	----
aislado	27,5	27,5	-2009	2009	56,5	646,0	6,9	----
conjunto								

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	144,10	594,0	738,1
conjunto	129,75	579,65	709,4

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
9,96	2,42	3,89

ESCENARIO Nro 21

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	63,2	26,1	----	----	123,4	595,0	34,9	----
conjunto	27,5	27,5	-2077	2077	59,6	648,0	6,1	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	158,3	595,0	753,3
conjunto	138,5	575,2	713,7

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,51	3,33	5,26

ESCENARIO Nro 22

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	63,2	26,1	----	----	123,8	595,0	34,9	----
conjunto	27,5	27,5	-2088	2088	60,0	648,0	6,0	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	158,7	595,0	753,7
conjunto	138,85	575,15	714,0

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,51	3,34	5,27

ESCENARIO Nro 23

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	60,8	26,1	----	----	105,4	595,0	39,7	----
conjunto	27,4	27,4	-1995	1995	57,4	646,0	7,3	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	145,1	595,0	740,1
conjunto	130,4	580,3	710,7

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
10,13	2,47	3,97

ESCENARIO Nro 24

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	60,9	26,1	----	----	105,6	595,0	38,5	----
conjunto	27,4	27,4	-2017	2017	56,3	646,0	6,9	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	144,1	595,0	739,1
conjunto	129,15	580,05	709,2

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
10,37	2,51	4,05

ESCENARIO Nro 25

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	72,1	26,1	----	----	134,6	595,0	43,2	----
conjunto	27,8	27,8	-2358	2358	66,3	655,0	5,2	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	177,8	595,0	772,8
conjunto	154,65	571,85	726,5

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
13,02	3,89	5,99

ESCENARIO Nro 26

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	72,2	26,1	----	----	134,7	595,0	43,2	----
conjunto	27,8	27,8	-2361	2361	66,9	655,0	5,2	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	177,9	595,0	772,9
conjunto	155,0	572,1	727,1

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,87	3,83	5,93

ESCENARIO Nro 27

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	66,4	26,1	----	----	111,5	595,0	50,3	----
conjunto	27,7	27,7	-2214	2214	58,1	651,0	7,2	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	161,8	595,0	756,8
conjunto	141,55	574,75	716,3

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,52	3,40	5,35

ESCENARIO Nro 28

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	66,7	26,1	----	----	112,2	595,0	49,4	----
conjunto	27,7	27,7	-2250	2250	57,0	652,0	6,7	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	161,6	595,0	756,6
conjunto	141,15	574,55	715,7

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,65	3,44	5,41

ESCENARIO Nro 29

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	72,1	26,1	----	----	134,6	594,0	43,2	----
conjunto	27,8	27,8	-2355	2355	66,4	655,0	5,2	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	177,8	594,0	771,8
conjunto	155,2	571,4	726,6

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,71	3,80	5,86

ESCENARIO Nro 30

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	72,2	26,1	----	----	134,7	594,0	43,2	----
conjunto	27,8	27,8	-2358	2358	66,9	655,0	5,2	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	177,9	594,0	771,9
conjunto	155,5	571,6	727,1

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,59	3,77	5,80

ESCENARIO Nro 31

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	66,4	26,1	----	----	111,5	594,0	50,3	----
conjunto	27,7	27,7	-2214	2214	58,1	651,0	7,2	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	161,8	594,0	755,8
conjunto	142,05	574,25	716,3

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,21	3,32	5,23

ESCENARIO Nro 32

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	66,7	26,1	----	----	112,2	594,0	49,4	----
conjunto	27,7	27,7	-2248	2248	57,1	652,0	6,7	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	161,6	594,0	755,6
conjunto	141,7	574,1	715,8

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,31	3,35	5,27

ESCENARIO Nro 33

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	72,1	26,1	----	----	134,6	595,0	43,2	----
conjunto	27,7	27,7	-2367	2367	66,0	655,0	5,2	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	177,8	595,0	772,8
conjunto	154,5	571,7	726,2

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
13,10	3,92	6,03

ESCENARIO Nro 34

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	72,2	26,1	----	----	134,7	595,0	43,2	----
conjunto	27,7	27,7	-2369	2369	66,6	655,0	5,1	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	177,9	595,0	772,9
conjunto	154,8	571,9	726,7

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,98	3,88	5,98

ESCENARIO Nro 35

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho								
aislado	66,4	26,1	----	----	111,5	595,0	50,3	----
conjunto	27,7	27,7	-2217	2217	58,0	651,0	7,1	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	161,8	595,0	756,8
conjunto	141,5	574,65	716,1

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,58	3,42	5,38

ESCENARIO Nro 36

	Señal Coordinación [mills/KWh]		Energía Intercambiada [GWh]		Costos Operación [MUS\$]		Costos Falla [MUS\$]	
	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI	SIC	SADI
Despacho	66,7	26,1	----	----	112,2	595,0	49,4	----
conjunto	27,6	27,6	-2254	2254	57,0	652,0	6,7	----

Costos de operación mas falla [MUS\$]

Despacho	SIC	SADI	SIC-SADI
aislado	161,6	595,0	756,6
conjunto	141,15	574,55	715,7

Ahorros en los costos de operación mas falla [%]

SIC	SADI	SIC-SADI
12,65	3,44	5,41