

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

**EVALUACION COMPARADA DE
METODOLOGIAS DE ANALISIS DE
DECISIONES ANTE INCERTIDUMBRES
EN LA EXPANSION DE LOS SISTEMAS
ELECTRICOS**

FRANCISCO ANDRES SINNING OPAZO

Memoria para optar al título de
Ingeniero Civil de Industrias
con Mención Electricidad.

Profesor Supervisor:

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, 1999

**A mis padres,
Ximena y Francisco,
y especialmente a Paulita**

Agradecimientos

Deseo agradecer el apoyo permanente que me brindaron mis padres, mi polola, mis abuelos y todos mis amigos, sin el cual, se me habría hecho mucho más difícil y tedioso el trabajo de estos últimos meses.

Agradezco especialmente al profesor Dr. Hugh Rudnick, quien estuvo siempre dispuesto a orientarme en el trabajo y facilitarme toda la información necesaria para la concreción de los objetivos propuestos.

Finalmente, quisiera agradecer a los profesores de la comisión Dr. Luis Contesse y Dr.C. Rodrigo Palma por ayudarme en cumplir con este último requisito académico para poder acceder al título de Ingeniero Civil de Industrias.

Tabla de Contenido

DEDICATORIA.....	I
AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN EJECUTIVO.....	VI
I INTRODUCCIÓN	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 ESTRUCTURA.....	3
1.4 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	3
1.5 INCERTIDUMBRES HABITUALES EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	10
1.5.1 <i>La demanda eléctrica</i>	11
1.5.2 <i>El mercado de energía eléctrica</i>	12
1.5.3 <i>Disponibilidad de los combustibles</i>	14
1.5.4 <i>Costos de operación y parámetros financieros</i>	14
1.5.5 <i>Tecnología</i>	15
1.5.6 <i>Restricciones medioambientales</i>	16
1.5.7 <i>Acciones políticas y cambios regulatorios</i>	17
II PLANIFICACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, SIC 19	
2.1 PLANIFICACIÓN CENTRALIZADA	19
2.2 EL NUEVO ESCENARIO COMPETITIVO	21
2.3 PLANIFICACIÓN EN UN AMBIENTE COMPETITIVO.....	24
2.3.1 <i>Plan de obras indicativo: el caso chileno</i>	25
2.3.2 <i>Planificación desde el punto de vista del inversionista privado</i>	26
2.4 EL MODELO DE OPERACIÓN DEL SIC, EL MODELO GOL.....	28
2.4.1 <i>El lago Laja</i>	29
2.4.2 <i>Características del Modelo</i>	29

2.4.3 Representación de las centrales.....	30
2.4.4 Metodología de optimización.....	31
2.4.5 Limitaciones del modelo GOL.....	33
III METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE DECISIONES EN PLANIFICACIÓN	
ANTE INCERTIDUMBRES.....	35
3.1 CONCEPTOS PRELIMINARES: FLEXIBILIDAD Y ROBUSTEZ.....	35
3.2 NATURALEZA DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE DECISIÓN.....	36
3.3 MÉTODO DE LOS ESCENARIOS.....	38
3.3.1 Selección de las estrategias a estudiar.....	39
3.3.2 Construcción de los posibles escenarios.....	39
3.3.3 Cálculo del plan de expansión óptimo para cada par estrategias-escenarios.	40
3.3.4 Selección de la estrategia óptima según el criterio predefinido.....	40
3.4 MÉTODO DE ÁRBOLES DE DECISIÓN.....	41
3.5 CRITERIOS DE DECISIÓN.....	43
3.5.1 Criterio del máximo valor esperado.....	43
3.5.2 Criterio de min-max regret (minimiza el máximo arrepentimiento).....	44
3.5.3 Criterio de Laplace.....	45
3.5.4 Criterio de Von Neumann – Morgenstern.....	46
3.5.5 Criterio de Hurwicz.....	46
3.5.6 Otros Criterios.....	47
3.6 TÉCNICAS AVANZADAS DE PLANIFICACIÓN CON INCERTIDUMBRE.....	47
3.6.1 Programación estocástica recursiva.....	48
3.6.2 Teoría de conjuntos difusos.....	52
3.6 METODOLOGÍAS ELEGIDAS PARA EL EJERCICIO.....	54
IV EJERCICIO DE ANÁLISIS DE DECISIÓN CONSIDERANDO	
INCERTIDUMBRE.....	55
4.1 SELECCIÓN DE ESTRATEGIAS A ESTUDIAR.....	56
4.2 CONSTRUCCIÓN DE LOS POSIBLES ESCENARIOS.....	57

4.2.1 Incertidumbre en la demanda.....	57
4.2.2 Incertidumbre en las hidrologías	58
4.2.3 Incertidumbres relacionadas con las decisiones de privados.....	60
4.3 CÁLCULO DEL PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO PARA CADA PAR DE ESTRATEGIA Y ESCENARIO.....	61
4.4 SELECCIÓN DE LA ESTRATEGIA ÓPTIMA SEGÚN EL CRITERIO PREDEFINIDO.	63
4.4.1 Criterio de valor esperado	64
4.4.2 Criterio de Laplace o de Razón insuficiente	72
4.4.3 Criterio de min-max regret (minimiza el máximo arrepentimiento).....	73
4.4.4 Criterio de von Neumann- Morgenstern	74
4.4.5 Criterio de Hurvicz.....	75
4.5 RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	76
V CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS.....	77
5.1 CONCLUSIONES	77
5.2 DESARROLLOS FUTUROS.....	80
BIBLIOGRAFÍA.....	82
INDICE DE ILUSTRACIONES.....	85
ANEXOS	86
ANEXO A: BASES PARA EL CÁLCULO PRELIMINAR DE LOS PRECIOS NUDO EN EL SIC, ABRIL DE 1999	87
ANEXO B: ARCHIVO DE ENTRADA BASE PARA EL MODELO GOL.	90
ANEXO C: ESCENARIOS DE DEMANDA EN EL SIC	95
ANEXO D: RESULTADOS DE CADA PAR ESTRATEGIA-ESCENARIO.....	96
ANEXO E: MATRICES DE PÉRDIDA DEL CRITERIO DE MÍNIMO ARREPENTIMIENTO	99

Resumen Ejecutivo

En este trabajo se realiza un estudio de carácter general sobre las incertidumbres y sus implicancias en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos. Además, se desarrolla un ejercicio de análisis de decisiones frente a incertidumbres para la inversión en una central hidroeléctrica en el Sistema Interconectado Central.

En el contexto internacional el tema de las incertidumbres en planificación de la expansión de los sistemas eléctricos cobra día a día mayor importancia debido a la progresiva incorporación de competencia en los mercados eléctricos de todo el mundo.

En primer lugar, se enumeran las fuentes de incertidumbre que afectan al sector eléctrico en un ambiente competitivo como el chileno, entregando ejemplos de los efectos que éstas producen. Luego se muestra la evolución que ha seguido la planificación en los sistemas eléctricos desde su pasado estatal y centralizado, hasta su actual y competitiva situación, junto con reseñar de manera breve las reformas que ocurrieron durante este período en la industria eléctrica. A continuación se explican diversas metodologías para enfrentar la presencia de incertidumbres en el proceso de toma de decisiones en el sector eléctrico. Se explican el método de los escenarios, el de los árboles de decisión y se reseñan, de manera general, la optimización estocástica recursiva y la lógica difusa. Por último, se presenta el desarrollo y los resultados de un ejercicio de análisis de decisiones frente a incertidumbres en las hidrologías, la demanda y las decisiones de oferta de privados, donde se busca determinar la fecha óptima de puesta en servicio de la central hidroeléctrica Cortaderal. Como metodología se utiliza la técnica de los escenarios, junto con lo cual se realiza una evaluación comparada de distintos criterios de decisión que aparecen en la literatura.

I INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

En la gran mayoría de los países los sistemas eléctricos se desarrollaron en el pasado en manos del Estado. Una primera razón para ello, era la consideración del carácter estratégico de la provisión de energía eléctrica para el desarrollo económico y social de un país. Una segunda razón era la creencia de que los monopolios naturales debían estar en manos del Estado para que no se produjeran prácticas abusivas con los consumidores. Esta situación hizo olvidar, o minimizar, el efecto de las incertidumbres que afectan a las inversiones en este sector, debido a la capacidad de absorción de riesgo que tiene el Estado[1].

A partir de los años ochenta, se ha producido un cambio fundamental en los paradigmas que definían esta industria al incorporarse competencia y traspasarse la propiedad de las empresas al sector privado. Esta tendencia comenzó en Sudamérica para luego extenderse a los cinco continentes. Es así, que ante este nuevo escenario, las incertidumbres comenzaron a ocupar un lugar importante en las investigaciones, en lo que respecta a la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos [7].

Cabe destacar que la industria de generación eléctrica se caracteriza por involucrar grandes inversiones y largos períodos de recuperación del capital, lo que hace que las empresas del sector sean muy vulnerables a incertidumbres que puedan dar lugar, por ejemplo, a cambios en la demanda, en los costos o en la tecnología.

A lo anterior se suman las incertidumbres propias de un mercado competitivo, donde las acciones de los competidores no son necesariamente predecibles. La investigación en este tema se encuentra en una etapa incipiente a nivel mundial, por lo reciente de los procesos de creación de mercados competitivos de generación eléctrica y, fundamentalmente, porque la mayoría de los países desarrollados, que son quienes asignan gran cantidad de recursos a la investigación, aún tienen empresas eléctricas nacionales e integradas verticalmente [15].

1.2 Objetivos

El objetivo general de esta memoria es la realización de un estudio acerca de las incertidumbres que afectan a los sistemas eléctricos y de los distintos métodos para lidiar con ellas en la planificación de la expansión. Siendo éste un nuevo tema de investigación, tanto a nivel de la Pontificia Universidad Católica de Chile como mundial, es interesante establecer un punto de partida para futuros.

Además, se realiza una discusión respecto a los cambios que se han producido en el contexto de la planificación, al pasar de un sistema de planificación centralizada a uno donde los agentes toman decisiones de manera descentralizada.

En particular, el objetivo central de esta memoria es la realización de un estudio numérico comparativo de distintos criterios de decisión utilizando el método de los escenarios. Este estudio corresponde a la evaluación de la inversión en una central hidroeléctrica en el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), ante la presencia de incertidumbres en la demanda, en las hidrologías y en las decisiones de oferta de privados.

1.3 Estructura

El presente trabajo está dividido básicamente en cinco capítulos. El primero de ellos corresponde a la Introducción, donde se definen los objetivos de la memoria, se hace una revisión de las distintas fuentes de incertidumbre en el sector eléctrico y se presenta una breve reseña de la bibliografía consultada.

En el segundo capítulo, Planificación en el Sistema Interconectado Central, se discuten los cambios que se han producido en el ámbito de la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos luego de la introducción de competencia a dichos mercados.

La tercera parte de la memoria consiste en una revisión de distintas metodologías de análisis de decisiones en planificación ante incertidumbres. En primer lugar, se define de manera general el proceso de análisis de decisiones ante incertidumbres, para luego revisar distintas metodologías para lidiar con las incertidumbres en dicho proceso.

En cuarto lugar, se presenta el ejercicio de planificación desarrollado para evaluar comparativamente distintos criterios de decisión del método de los escenarios.

Por último, en el capítulo final, se presentan las conclusiones alcanzadas luego de terminar el estudio y se proponen nuevas líneas de investigación para seguir desarrollando el tema de manejo de incertidumbres en el sector eléctrico.

1.4 Revisión Bibliográfica

Para el desarrollo de esta memoria se revisó bibliografía en tres ámbitos relacionados entre sí, los que son: técnicas emergentes en el desarrollo de planes de

expansión, planificación ante incertidumbres en el sector eléctrico y desregulación de los mercados eléctricos.

En cuanto a las técnicas emergentes en planificación de sistemas eléctricos, se consultaron básicamente dos publicaciones, siendo ambas, compendios de breves referencias de cada una de estas novedosas metodologías.

La primera, [6]“*Intelligent systems applications to power systems in Brazil: Present status and perspectives*”, del W.G. 38.05 del CIGRE de Brasil, presenta un catastro de la actividad realizada en el Brasil con respecto a los sistemas inteligentes y sus aplicaciones a los sistemas eléctricos de potencia, indicando la institución que está trabajando en cada uno de los temas tratados. Además hace una breve reseña respecto a cada una de las técnicas en estudio, que corresponden a: los Sistemas Expertos, las Redes Neuronales, los Sistemas Difusos, los Algoritmos Genéticos, el *Simulated Annealing*, la Búsqueda Tabú y el GRASP. Estas metodologías son aplicables a la planificación de la expansión, la planificación de la operación y al control en tiempo real.

La segunda corresponde a [18]“*A review of emerging techniques on generation expansion planning*”, de Jinxiang Zhu y Mo-yuen Chow, publicado en la IEEE Transactions on Power Systems Vol.12 N°4 de noviembre de 1997. Este trabajo muestra una excelente descripción de una serie de técnicas de optimización emergentes como son los Sistemas Expertos, la Lógica Difusa, las Redes Neuronales, el Proceso Analítico

Jerárquico, los Flujos en Red, de variados métodos de descomposición¹ de problemas de optimización, el *Simulated Annealing* y los Algoritmos Genéticos. Todas ellas presentan un potencial importante de ser usadas en el futuro en el contexto del desarrollo de planes de obras óptimos para la generación. Una característica importante de este artículo, es hacer una evaluación de cada uno de las técnicas descritas analizando tanto sus méritos como sus respectivas falencias.

Estos dos artículos proporcionan un muy buen punto de partida para el estudio de las técnicas mencionadas, al definir sus posibles aplicaciones y al entregar una completa bibliografía al respecto.

En cuanto el segundo tema de investigación, planificación de la expansión en los sistemas eléctricos, por estar mucho más relacionado con los objetivos de la memoria, se consultó una bibliografía más amplia. Ésta consta de nueve artículos y dos libros relacionados con el tema.

El primero de dichos libros corresponde a [2]“*Applications of probability concepts in electric systems*”, de J.A. Anderson, publicado por Toronto University Press en el año 1990. Este es un manual de la aplicación de la teoría de probabilidades en todo lo concerniente con los sistemas de potencia, desde los conceptos básicos hasta aplicaciones específicas. Para la realización de la memoria, se consultó básicamente el capítulo sobre análisis de decisiones, donde se hace una buena descripción del método de los escenarios, del método de los árboles de decisión y evento, y de los criterios de decisión, tanto mono-objetivo como multi-objetivo.

¹ El artículo reseña el método de Dantzig y el de Benders junto con derivaciones

El segundo de los libros es [11] *“Uncertainty - A guide to dealing with uncertainty in quantitative risk and police analysis”*, de M. Granger Morgan y Max Henrion, publicado por la Cambridge University Press en 1990. Este texto es un manual de manejo de riesgo en ingeniería, que abarca desde los conceptos estadísticos y probabilísticos básicos, hasta herramientas avanzadas. Para el trabajo desarrollado se consultó principalmente el capítulo N°3, *“An overview of quantitative policy analysis”*, donde se presenta la naturaleza del proceso de análisis de decisiones.

En relación con el análisis de riesgo se consultaron dos artículos publicados en la IEEE Transactions on Power System. El primero de ellos, [3] *“Evaluating risk management strategies in resource planning”* de C.J. Andrews, presenta una evaluación de distintas estrategias de manejo de riesgo, en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, en términos del nivel de robustez y flexibilidad de la solución obtenida. El otro, [10] *“Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning”* de Vladimiro Miranda y L.M. Proença, presenta la demostración de por qué la decisión probabilística (máximo valor esperado) es una alternativa errada en la planificación de los sistemas eléctricos, y por qué el análisis de riesgo (min-max regret) tiene un comportamiento sobresaliente en la mayoría de los casos.

Dos artículos que fueron de gran utilidad corresponden a publicaciones del Working Group 37.10. del CIGRE. El primero de ellos es: [4] *“Dealing with uncertainty in system planning – Has flexibility proved to be an adequate answer?”*, publicado en la

de ambos.

revista ELECTRA N°151 de diciembre de 1993. Este artículo parte haciendo una buena descripción del concepto de flexibilidad, para luego seguir con una revisión de todas las fuentes de incertidumbre habituales en planificación en los sistemas eléctricos y, finalmente, termina presentando los resultados de una encuesta que se realizó a los responsables de la planificación en empresas eléctricas de diez países, quienes fueron consultados sobre qué incertidumbres tienen un mayor impacto en la planificación y como tratan ellos de minimizar sus efectos negativos.

La segunda de dichas publicaciones corresponde a: [5] “*Methods for planning under uncertainty – Towards flexibility in power systems development*”, publicado en la revista ELECTRA N° 161 de agosto de 1995. Aquí se presenta una buena descripción del método de los escenarios y del de los árboles de decisión, además de breves referencias a la aplicación de la optimización estocástica recursiva y de la lógica difusa a la planificación ante incertidumbre.

Estos dos artículos fueron de gran utilidad para el desarrollo de la metodología utilizada en este trabajo, debido a que se relacionan de manera directa con el objetivo principal de la memoria.

A modo de complemento, en la memoria se hace referencia a dos métodos avanzados útiles para lidiar con incertidumbres en la planificación de los sistemas eléctricos, que son la optimización estocástica recursiva y la teoría de los conjuntos difusos.

Como base para entender el primero de estos métodos, se utilizó una memoria para optar al título de Ingeniero Civil Matemático de la Universidad de Chile de agosto de 1997 cuyo título es [12] “*Optimizaci* *stica aplicada a modelos de inversión*”

en generación eléctrica” de Fernando Ordoñez Pizarro. En este trabajo, se presenta un modelo del problema de inversión del sistema eléctrico chileno utilizando un modelo de recurso multietapas con variables enteras, que luego se demuestra que tiene solución factible. Para obtener resultados numéricos, se implementó el modelo computacionalmente y se resolvió una versión simplificada de éste.

El trabajo presentado en dicha memoria muestra una metodología interesante para el manejo de incertidumbres frente al problema de desarrollo de un plan de expansión óptimo, y aunque presenta falencias menores desde el punto de vista de la naturaleza del sistema eléctrico, es una interesante referencia.

En cuanto a la teoría de los conjuntos difusos se ocupó como referencia el artículo [9] “*Planejamento e operação de sistemas de potência sob incertezas via técnicas difusas*” escrito por investigadores del EFEI² y del CEPTEL³ de Brasil, el cual explica de manera clara lo que son los conjuntos difusos y las aplicaciones que se les a dado en la planificación y la operación de los sistemas eléctricos de potencia, además de recomendar bibliografía relacionada.

El último de los temas investigados corresponde a la desregulación de los mercados eléctricos. Aquí se consultó fundamentalmente dos artículos publicados por el profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Hugh Rudnick. El primero, corresponde a [15] “*Pioneering electricity reform in South America*” publicado por la IEEE en agosto de 1996, donde hace una

² G Lambert-Torres, A M Leite da Silva y AP. Alves da Silva.

detallada descripción de las reformas realizadas en Latinoamérica en el sector eléctrico, haciendo especial hincapié en el caso chileno. Además, en este artículo se presentan los resultados alcanzados por las empresas recientemente privatizadas en cuanto a disminución de las ineficiencias y del nivel de precios.

El segundo de dichos artículos, corresponde a un estudio realizado por el profesor Hugh Rudnick respecto a los planes de obras indicativos realizados por el Estado en un ambiente competitivo [16]. En dicha publicación, se presenta la importancia del diseño de la infraestructura estratégica para un país por parte del Estado y se define de manera genérica, la actividad del regulador en una industria de carácter de servicio básico. Por último, hace una reseña de cómo se realiza planificación de parte del gobierno para el sector eléctrico en países como Chile, Argentina y Colombia.

De la investigación bibliográfica y de la revisión de las distintas fuentes de incertidumbre en el sector eléctrico, se puede concluir que el tema de las incertidumbres aún no tiene una adecuada respuesta para todas las interrogantes. Esto, sumado a la progresiva incorporación de competencia en los mercados eléctricos de todo el mundo, hace que ésta sea una interesante línea de investigación a futuro.

³ J. C O Melo, J.P. Costa, B.G. Grestin y E.S. Sobrinho.

1.5 Incertidumbres habituales en el sector eléctrico

Como punto de partida para tratar las incertidumbres en planificación de los sistemas eléctricos, se realizó una revisión de los ámbitos donde ellas tienen relevancia. Como referencia se ocupó básicamente un artículo del CIGRE [4] de 1993, el cual, trata este tema adecuadamente, pero bajo el prisma de un ambiente de competencia emergente como el de la mayoría de los países europeos. En esta memoria se utilizó la misma estructura de dicho artículo, pero centrando la discusión en un mercado eléctrico competitivo como el chileno.

Antes de tratar el tema de las incertidumbres es importante hacer una clara distinción entre dos tipos de parámetros desconocidos en la etapa de planificación de un sistema eléctrico y que tienen un tratamiento distinto: los parámetros aleatorios y los parámetros inciertos. Los parámetros aleatorios, aunque desconocidos, son modelables mediante distribuciones de probabilidades conocidas, que no cambian en el corto ni en el mediano plazo, y permiten conocer al menos su comportamiento estadístico. Un ejemplo típico es la hidrología del cauce de un río. En cambio, para los parámetros inciertos es muy difícil predecir, a partir de observaciones pasadas, los posibles valores futuros, ni asociar un comportamiento estadístico dado. Por ejemplo, el comportamiento futuro de los precios de combustibles no es conocido de antemano, por muy larga que sea la serie de datos con que se cuenta. En lo concerniente a este trabajo, el esfuerzo se centró principalmente en el tratamiento de los parámetros inciertos.

A continuación, se enumeran los distintos ámbitos donde habitualmente existe incertidumbre en la planificación de los sistemas eléctricos.

1.5.1 La demanda eléctrica

La principal incertidumbre, referente a este ámbito, corresponde a la tasa con que crecerá la demanda a futuro. Esta evolución responde al efecto combinado de, por ejemplo, el crecimiento de la población, el nivel de actividad económica, el grado de penetración del uso de electricidad, la eficiencia, tanto industrial como doméstica, en el uso de la energía eléctrica, etc. La predicción de la evolución temporal de la demanda eléctrica, tanto en el corto como en el largo plazo, ha sido una preocupación central desde los albores de los sistemas eléctricos. Diversas investigaciones han explorado distintas alternativas para lidiar con dicha incertidumbre, tanto en la planificación como en la operación en los sistemas de potencia.

Otra dimensión de incertidumbre, en la predicción de la demanda, corresponde a los posibles cambios futuros en la forma de la curva de carga diaria y semanal. Cambios de este tipo no son importantes en el corto plazo, pero en el mediano y largo plazo son extremadamente relevantes, porque de las características de dicha curva depende la composición óptima del parque generador y la operación del sistema.

Para los países con grandes empresas monopólicas de propiedad estatal, los programas de gestión de carga aparecen como una importante fuente de incertidumbre, debido al incierto resultado de intervenir mediante incentivos y publicidad la conducta de los consumidores. En los países con sistemas eléctricos competitivos no existe el interés de limitar el crecimiento de la demanda en el largo plazo y podría aparecer sólo como un objetivo de corto plazo, para responder a una coyuntura de escasez energética.

Sin embargo, podría ser de interés para todas las empresas producir un cambio en la conducta de los consumidores para, por ejemplo, aplanar la curva de carga.

Por último, y fundamentalmente en la transmisión y la distribución, aparece como una importante fuente de incertidumbre la distribución espacial de la demanda, la que adquiere especial relevancia por la necesidad de fragmentar el sistema en una serie de subáreas, lo que complica seriamente la estimación de la evolución futura.

1.5.2 El mercado de energía eléctrica

Las incertidumbres en este ámbito se pueden dividir en dos subgrupos; las relacionadas directamente con la competencia y las que se refieren a la cooperación entre empresas, regiones y países.

La competencia entre empresas en el sector eléctrico es una novedad en el ámbito mundial, donde lo común, hasta la década pasada, era ver grandes empresas nacionales monopolísticas e integradas verticalmente. Sin embargo, en la actualidad existe una clara tendencia a liberalizar los mercados eléctricos y a generar las condiciones para que se establezcan mercados competitivos al nivel de generación. Esto último ha hecho aparecer una serie de nuevas incertidumbres, tales como la futura participación de mercado o la posible entrada de nuevos participantes.

Al depender la evolución de los precios de las decisiones de inversión de los distintos participantes del mercado, aparece una importante fuente de incertidumbre. Un ejemplo claro de esta situación es el reciente caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con la competencia entre dos gasoductos y una línea de transmisión desde Argentina, donde los criterios estratégico-comerciales primaron por sobre los

criterios técnico-económicos, produciendo una situación de sobreoferta y deprimiendo fuertemente los precios. La manera como las empresas aminoran este riesgo, es sancionando contratos de abastecimiento de energía eléctrica a largo plazo, lo que reduce pero no elimina las incertidumbres. Esto, en cuanto las empresas no cuentan con información perfecta al negociar los contratos, lo que puede llevar a futuras desventajas.

Al ser la libre competencia quien determina los precios de la energía, se produce un cambio fundamental en el comportamiento de las empresas del sector, porque al no tener la certeza de poder rentar una inversión de manera adecuada durante toda su vida útil, se ven enfrentadas a riesgos a los cuales no estaban acostumbradas en el pasado. Este tipo de incertidumbres es nuevo en el concierto mundial, por lo cual no existe gran experiencia en lidiar con ellas, sin embargo, se piensa que podrían ser de las de mayor impacto en el futuro.

Otro subgrupo de incertidumbres, que no es de origen reciente, corresponde a aquellas originadas por la cooperación entre empresas, regiones y países. Las posibles interconexiones entre sistemas eléctricos tanto nacionales como internacionales, cambiarían los escenarios futuros de precios y el mix tecnológico óptimo de generación. Esto ha adquirido especial importancia debido a la tendencia actual de formación de comunidades de países y a la globalización de los mercados.

Otro fenómeno, del mismo origen, es la importación o exportación de energía de un sistema a otro. Este es un nivel menor de integración que únicamente considera al otro sistema como una central más a un costo predeterminado. Es así como se pueden producir desequilibrios, sobre todo en el caso de existir un sistema fuertemente

sobreinstalado, el cual es capaz de exportar energía a precios extremadamente bajos, con los consiguientes problemas para las empresas del sistema comprador.

Muchas industrias que tienen la necesidad de contar tanto con energía eléctrica como con vapor a baja presión, consideran la posibilidad de cogenerar energía eléctrica para su consumo propio e, inclusive, para la venta. Esto se ve con mayor frecuencia en los procesos que tienen subproductos combustibles, como es el caso de la industria de la celulosa.⁴ Estas nuevas oportunidades de generación pueden ser aprovechadas por las empresas de generación establecidas, al participar directamente en dichos proyectos, o pueden concretarse, también, con la aparición de nuevos competidores, surgiendo así, una nueva incertidumbre.

1.5.3 Disponibilidad de los combustibles

La disponibilidad de energía primaria fue un punto de especial preocupación después de la crisis energética de los setenta, pero en la actualidad no está entre las materias prioritarias. Sin embargo, la disponibilidad de algunos combustibles específicos como, en particular, el gas natural, es una incertidumbre que afecta de manera importante a la planificación de la expansión de la generación en algunos países⁵.

1.5.4 Costos de operación y parámetros financieros

Los planificadores han tomado siempre en cuenta las incertidumbres de este origen, situación que se espera se mantenga en el futuro.

⁴ La filial Energía Verde del Grupo Gener es un buen ejemplo de esto.

Su importancia se debe a que incluso pequeños cambios en dichos parámetros, pueden producir un impacto mayor en el resultado del proyecto.

A continuación se enumeran algunas de las incertidumbres más importantes de este origen:

- Precios de los combustibles,
- Costos de los equipos,
- Tasas de interés,
- Tasa de cambio y
- Oportunidades de financiamiento para cada etapa del proyecto.

1.5.5 Tecnología

Los equipos actualmente en uso presentan importantes incertidumbres con respecto a su futura eficiencia térmica, disponibilidad y vida útil, además de su

⁵ Este es el caso de Chile donde no existe certeza de si se va a construir un segundo gasoducto en la zona central, y de construirse, cuándo se llevar á a cabo.

potencial obsolescencia prematura por la aparición de las nuevas tecnologías.

En cuanto a las nuevas instalaciones, aparecen otras incertidumbres, como los atrasos de parte de los proveedores y contratistas en los plazos preestablecidos para el proyecto. Además, en el caso de las nuevas tecnologías, las incertidumbres que las afectan adquieren un especial interés, al aumentar el nivel de incerteza en parámetros tales como eficiencia y disponibilidad. Un buen ejemplo de este tipo de incertidumbres es el caso producido por la central de ciclo combinado a gas natural Nehuenco, filial de Colbún S.A.. Esta central, que fue construida por grupo el Siemens – Ansaldo, sufrió toda clase de inconvenientes durante la fase de puesta en marcha, período en el cual se consideró incluso la posibilidad de dejarla fuera de servicio.

En cuanto al impacto de las fuentes energéticas alternativas, se cree que será mínimo en el mediano plazo por el alto costo de su implementación, y no alterará en mayor medida al mix óptimo de generación. Por lo tanto, ésta no debería ser una importante fuente de incertidumbre para los proyectos evaluados en la actualidad.

1.5.6 Restricciones medioambientales

Las nuevas restricciones al impacto ambiental de las centrales, tanto térmicas como hidroeléctricas, van a influir fuertemente en un futuro cercano en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos. Esta situación se ha vuelto paulatinamente una realidad, basta ver los problemas que han enfrentado las centrales en el alto Bio-Bio, donde grupos ambientalistas y dirigentes políticos han tratado de influir fuertemente en el otorgamiento de los permisos necesarios para realizar dichos proyectos, produciéndose así, un impacto directo en el desarrollo de los proyectos.

El debate, producto del inevitable impacto medioambiental producido por las inversiones en el sector eléctrico, se convertirá, en un futuro cercano, en un tema de fundamental relevancia, cambiando drásticamente las prácticas actuales y será, con seguridad, una de las principales fuentes de incertidumbres en la expansión de dicho sector[8].

1.5.7 Acciones políticas y cambios regulatorios

Por su característica de servicio público, el sector eléctrico, es regulado y supervigilado por el Estado, lo cual lo expone a todo tipo de incertidumbres de origen político. Siendo el sector energético fundamental para el funcionamiento del país, los temas referentes a él van a estar siempre en la agenda de los distintos grupos y partidos políticos.

Cambios en la regulación, que redefinen las reglas del juego, son una posibilidad latente de incertidumbre, incluso en los países con gran estabilidad política. Un ejemplo claro es la reciente reforma en la ley eléctrica chilena, como producto de la crisis energética, que estableció una seguridad de servicio del 100% en el abastecimiento de los clientes regulados. Con esta nueva legislación, se produce la necesidad de contar con un parque generador de un tamaño muy superior al actual, el cual podría no ser debidamente remunerado si no se ajustan las tarifas correspondientes, produciéndose un daño real a las empresas.

Decisiones del tipo político pueden afectar directamente el libre desempeño de las empresas del sector. La inclinación política por una u otra tecnología incide fuertemente en la determinación de los proyectos que se lleven a cabo, llegando incluso

a excluir alguna de ellas, aunque técnica y económicamente sea viable. Este es el caso de la energía nuclear, cuyo uso en varios países ha sido fuertemente resistido e incluso, en otros, proscrito.

Por último, las inversiones en esta industria enfrentan problemas en la obtención de los permisos para realizar las obras, los cuales pueden ir desde el retraso hasta el rechazo. Este es un problema, tanto de los sistemas de transmisión como de las centrales de generación y que se debe al impacto que producen estas instalaciones en sus alrededores inmediatos.

II PLANIFICACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, SIC

En este capítulo se pretende mostrar la evolución que ha seguido la planificación en los sistemas eléctricos desde su pasado estatal y centralizado, hasta su actual y altamente competitiva situación. Primero, se detallarán los objetivos perseguidos en el pasado. Luego se explicará, de manera breve, las reformas que ocurrieron en la industria eléctrica y, por último, se expondrá el actual ámbito de planificación con sus dificultades, riesgos y intereses contrapuestos.

2.1 Planificación centralizada

El proceso de planificación de la expansión del sistema eléctrico desarrollado por una empresa única, nacional y estatal, corresponde a la optimización de la siguiente función:

$$\text{MIN} \{ I + \text{MIN} [E (CF + CO)] \}$$

I = Inversión actualizada
 CF = Costo de falla actualizado
 CO = Costo de operación actualizado

El énfasis en este proceso, es minimizar el costo para la sociedad de abastecerse de electricidad con una calidad y confiabilidad aceptables.

Al no existir competencia en el abastecimiento de la demanda, el plan de obras a seguir es una variable controlable por el planificador, lo que disminuye fuertemente el riesgo asociado a este proceso.

Es así, que la evaluación entre alternativas no se hacía entre proyectos específicos, sino que entre planes de obras. Sin embargo, la solución final sólo determinaba la primera instalación, dando prioridad para las siguientes inversiones a los estudios que se realizaran a continuación.

Un problema que debían enfrentar las empresas nacionales eran las restricciones presupuestarias establecidas por el gobierno central, las cuales afectaban, en algunas oportunidades, el proceso de toma de decisiones, sobre todo para los proyectos de mayor envergadura.

La figura 2.1 muestra el método convencional para la planificación en los sistemas eléctricos, el cual a partir de un plan factible inicial pretende ir mejorando la solución al ir repitiendo las distintas etapas de análisis de manera iterativa[13].

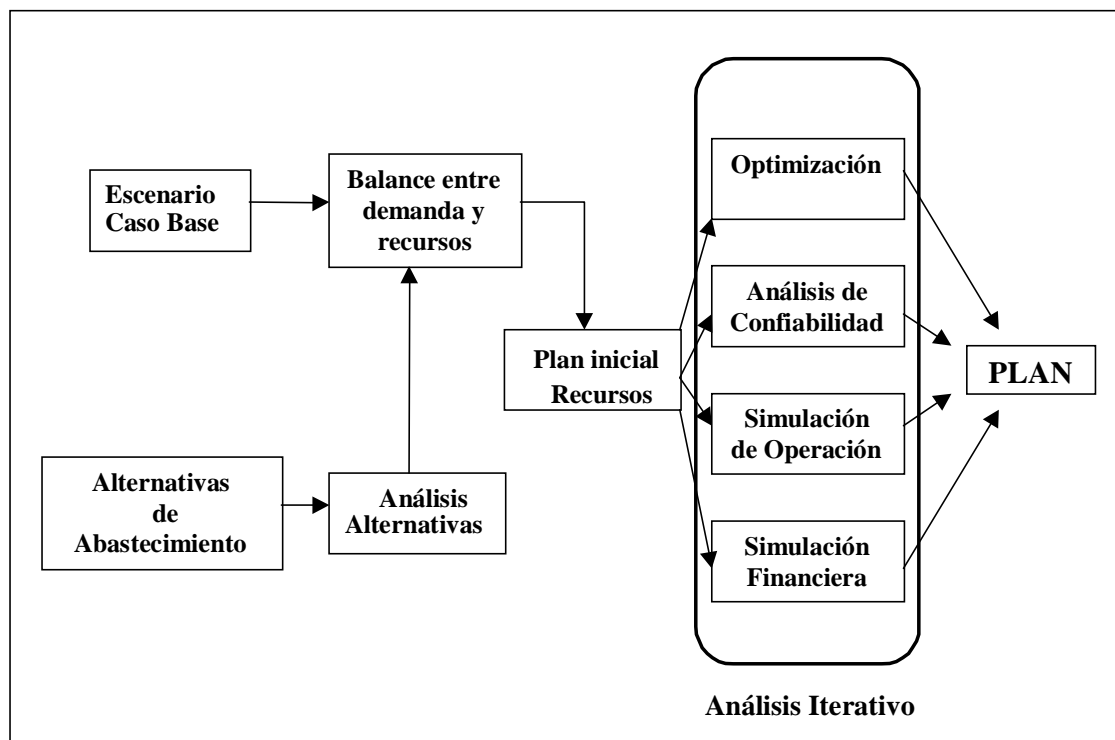


Figura 2.1 Método tradicional de planificación.

El problema de este método es que es de lenta convergencia, requiriendo personal muy experimentado para su aplicación, además de no asegurar la optimalidad de la solución final.

En la actualidad se han desarrollado varios métodos novedosos para obtener el plan de obras óptimo en un sistema eléctrico, como son por ejemplo: los sistemas expertos, las redes neuronales, lógica difusa o los algoritmos genéticos. Estos métodos están en distintos grados de estudio y, en general, no han sido utilizados aún de manera práctica[6,18].

2.2 El nuevo escenario competitivo

La radical transformación de la industria eléctrica tuvo su comienzo en Chile en 1982, año en el cual se formalizó su reestructuración al publicarse la nueva ley eléctrica⁶. Varios años después, países de todo el orbe siguieron esta tendencia de desregular su sector eléctrico para incorporar competencia y traspasar las empresas estatales a manos privadas.

Esta reforma se basa en la segmentación de los sistemas eléctricos dividiéndolos en tres niveles independientes pero fuertemente relacionados entre sí: generación, transmisión y distribución.

⁶ D.F.L. N°1, del 22 de junio de 1982, publicado en el diario oficial el 13 de septiembre de 1982.

La generación y la comercialización⁷ son reconocidas como las únicas partes de la cadena donde la competencia puede ser incorporada, debido a que no presentan economías de escala considerables como la transmisión, ni economías de ámbito como la distribución. El único problema es que por la imposibilidad técnica de almacenar electricidad, se vuelve necesario establecer un mecanismo para coordinar la operación física de los distintos participantes en la industria de la generación. Es así como aparece el concepto de *pool* de coordinación, como una alternativa para permitir el funcionamiento del sistema en un mercado competitivo.

En la transmisión existen claras economías de escala, debido al volumen de los costos fijos y la necesidad de redundancia por criterios de seguridad. Al aumentar el voltaje nominal de una línea de alta tensión menor, es el costo medio por unidad de energía transmitida. Estas características hacen que este negocio tienda a organizarse como un monopolio natural que debe ser adecuadamente regulado. Esta regulación debe asegurar el libre acceso de los generadores al sistema de transmisión para permitir la real competencia entre los distintos generadores dispersos geográficamente. Es así como se ha optado por empresas únicas obligadas a dar servicio a terceros y cuyos ingresos son fijados según criterios técnico-económicos por la autoridad.

Finalmente, en la distribución existen economías de ámbito en forma explícita. Una red de distribución puede proveer el servicio de manera más económica que dos o más redes sirviendo la misma área. Es así como los reguladores entregan zonas en

⁷ Chile la comercialización de energía es realizada por el propio generador, en cambio en otros países existen intermediarios que pueden realizar esa labor.

concesión a una compañía específica, y para que no tengan prácticas monopólicas, se les fijan los precios por su servicio.

Para hacer posible esta nueva organización de la industria eléctrica se debió legislar con respecto a un marco regulatorio que asegurara la libre competencia y no permitiera prácticas abusivas por parte de los monopolios naturales. Los distintos países latinoamericanos dieron variadas soluciones a este problema, pero en sus legislaciones respectivas se pueden advertir los siguientes rasgos comunes[15]:

- Se establece separación explícita de los tres niveles del negocio eléctrico, fragmentando las grandes empresas nacionales y procediendo a la privatización de cada uno de los niveles de manera independiente, llegando, inclusive, a prohibir la posterior integración vertical.
- Se incorpora la libre competencia al nivel de generación, pero obligando que el despacho sea realizado de manera centralizada por un operador independiente.
- Se concede el servicio de transmisión y distribución por parte del Estado.
- No se exigen licencias especiales para la instalación de una central termoeléctrica, pero sí para las centrales hidroeléctricas, debido a que hacen uso de recursos naturales de uso público.
- Se establece la obligación de permitir el uso no discriminatorio de la red de transmisión por parte de cualquier generador (Open Access).
- Las concesiones de distribución obligan a entregar el servicio a quien lo solicite en la medida que esté dentro de la zona de concesión y no afecte la seguridad ni la calidad de servicio.

- La estructura de precios para la generación y transmisión queda definida por el costo marginal de operación, o el costo marginal de expansión, o los dos. En cambio para la distribución, los precios quedan definidos por el costo marginal de expansión de la red, el cual, es evaluado con una empresa distribuidora modelo (*Yardstick Competition*) o por el esquema de *Price Cap*[14].
- Se establecen multas por incumplimiento de los estándares de calidad de servicio a todos los niveles del sistema eléctrico.

2.3 Planificación en un ambiente competitivo

La incorporación de la competencia al sector de la generación redefine el concepto de planificación de expansión, al pasar de una planificación centralizada a una donde cada agente toma decisiones basado en sus propios criterios y con el objeto de maximizar su propia utilidad.

En el pasado era la propia compañía nacional la que establecía el plan de obras a seguir para abastecer de manera adecuada la demanda según criterios técnicos, económicos, políticos o de cobertura geográfica. En cambio, en la actualidad, el regulador a lo más entrega un plan indicativo que los actuales o futuros participantes en la industria no están obligados a tomar en cuenta.

Es así, como en el actual escenario de competencia aparecen dos ámbitos de planificación: la desarrollada por el regulador y la realizada separadamente por cada una de las empresas actuales o futuras. A continuación se detallarán estas dos visiones sobre la planificación de los sistemas eléctricos.

2.3.1 Plan de obras indicativo: el caso chileno

La planificación indicativa consiste básicamente en la determinación de la secuencia óptima de los proyectos de generación, considerando las alternativas evaluadas de manera independiente por el gobierno junto con las propuestas por los inversionistas privados, de manera tal de minimizar el costo actualizado de inversión, operación y racionamiento del sistema eléctrico[16].

En primer lugar, le corresponde al gobierno solicitar a los privados que le comuniquen los proyectos que desea incorporar al plan de obras. Esta etapa no es obligatoria, pero como la aprobación del regulador es bien vista por las entidades financieras, las empresas acostumbran a entregar dicha información.

Luego, se deben estimar los parámetros relevantes para la planificación como son los costos de inversión, la evolución futura de la demanda, los precios de los combustibles y la tasa de descuento. En esta labor puede haber diferencias con las estimaciones realizadas por los privados, debido a que estos últimos no perciben las externalidades generadas por sus proyectos. Por lo tanto, es obligación del regulador entregar señales para alinear el óptimo privado con el social.

Con todos los datos necesarios se procede a la etapa de optimización técnico-económica, la cual no difiere en mayor medida de la realizada en el pasado en el contexto de la empresa estatal integrada verticalmente.

Por último, la solución obtenida es sensibilizada en torno del óptimo, considerando el riesgo asociado a las estimaciones de los parámetros relevantes.

El plan de obras indicativo tiene también, en el caso chileno, un carácter impositivo, debido a que con él se calculan los precios regulados, los cuales, en un sistema como el SIC, afectan a la gran mayoría de los consumidores. Esta poderosa señal de precios favorece la alineación entre el plan de obras definido por la autoridad con la secuencia de inversiones que realmente se llevarán a cabo.

Últimamente han aparecido críticas sobre la utilidad del plan de obras indicativo, debido a que se afirma que ha perdido protagonismo, ya que prácticamente todos los proyectos considerados fueron informados por las empresas en las condiciones que ellas determinaron. Este fenómeno es corolario de la fuerte competencia existente en el mercado eléctrico nacional, porque en situación de competencia la estrategia propia de cada empresa prima por sobre las indicaciones de la autoridad.

Otro fenómeno, que va a disminuir aun más la importancia de la elaboración de un plan de obras por parte de la autoridad, es la esperada interconexión eléctrica con Argentina, la cual, produciría que las inversiones deban ser evaluadas en un contexto más amplio y con mayores alternativas.

2.3.2 Planificación desde el punto de vista del inversionista privado

La planificación de inversiones desarrollada por un inversionista privado en un mercado competitivo, corresponde a una evaluación de proyectos tradicional, donde se aprueban los proyectos que, con las proyecciones de los precios y de los costos, renten a las tasas exigidas por la empresa a negocios del mismo nivel de riesgo.

En general el proceso de toma de decisión se realiza sobre una inversión específica y no sobre un plan de obras, debido a que el futuro desarrollo del sistema es

una variable no controlable por la empresa. Sin embargo, existen proyectos de centrales que están fuertemente relacionados entre sí y deben ser evaluadas en conjunto. Este es el caso de las centrales Pangue y Ralco de Endesa, ambas ubicadas en el alto Bio-Bio.

Como base para estimar el comportamiento a futuro de los precios se utiliza el plan de obras desarrollado por la autoridad, junto con los demás parámetros estimados por la misma para la fijación tarifaria semestral. Toda esta información es corregida según la visión propia de la empresa, que muchas veces puede no concordar plenamente con la de la autoridad, ya sea por contar con información adicional o únicamente por diferencia de criterios.

Para las empresas es extremadamente relevante que su proyecto de central esté incorporado en el plan de obras indicativo, porque las entidades financieras perciben esta situación como un punto a favor al momento de financiar las inversiones. Es así, como al momento de definir un nuevo proyecto, éste es informado con prontitud al regulador.

Luego de determinar todos los datos de entrada, se utiliza algún modelo de operación del sistema eléctrico en el mediano y largo plazo, como por ejemplo, el modelo de Gestión Óptima del Lago Laja, GOL, para estimar la evolución a futuro de los precios de la energía eléctrica.

La operación del sistema se simula para todos los escenarios relevantes desde el punto de vista del evaluador. Debido a las características propias de un mercado competitivo, los escenarios determinados por las decisiones de inversión de los demás agentes se vuelven las más influyentes en la evaluación del desempeño futuro de una central en particular. Es así, como esta fuente de incertidumbre es de especial relevancia en el proceso de análisis de decisiones para el sector privado.

Basado en lo expuesto en este capítulo se propone, para la evaluación de los distintos criterios de decisión, un ejercicio que se desarrolla en el contexto de la planificación desde el punto de vista del inversionista privado. Esta decisión se explica por la especial relevancia que tiene el sector privado en la actualidad ya que son ellos quienes, en definitiva, toman las decisiones de inversión.

2.4 El Modelo de operación del SIC, el modelo GOL

El modelo de gestión óptima del lago Laja, GOL, corresponde a un modelo de operación a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Central, SIC, cuyo desarrollo surgió, inicialmente, de la necesidad de contar con una herramienta para estimar la demanda de carbón debido de la característica hidrotérmica de dicho sistema. Sin embargo, en la actualidad se utiliza para la fijación de los precios nudo de la energía eléctrica por parte de la Comisión Nacional de Energía, CNE.

Además, el modelo GOL tiene una serie de otras aplicaciones. En primer lugar, es una buena herramienta para evaluar distintos proyectos de inversión y planes de obras. También se utiliza para acoplarlo con modelos de operación de corto plazo, al entregarles a estos un precio para valorar el agua remanente al final de su horizonte de análisis. Por último, por la característica de estimar costos marginales trimestrales de la energía, el GOL, es de gran utilidad para todo tipo de estudios de carácter financiero en lo concerniente al sector eléctrico.

2.4.1 El lago Laja

El lago Laja está ubicado geográficamente en la zona cordillerana de la Octava Región de Chile, a la misma latitud de la ciudad de Los Angeles y a una altitud superior de 1300 m.s.n.m. Este embalse natural tiene la capacidad de almacenar agua equivalente a 6800 GWh, con regulación de carácter interanual y una energía afluente promedio anual de 3820 GWh.

El complejo de generación hidroeléctrica del lago Laja consta de tres centrales, siendo las principales El Toro y Antuco de 400 MW y 300 MW de potencia instalada respectivamente. Además, el Laja cuenta con la central Abanico de 136 MW de potencia instalada a la cual le corresponde generar en base a las filtraciones del lago.

Con sus casi 900 MW de potencia instalada, el lago Laja es un participante fundamental para el abastecimiento energético del SIC⁸, importancia que se está diluyendo progresivamente con el paso de los años debido al crecimiento del parque generador, particularmente de la generación térmica y, además, ha ido dejando en la obsolescencia al modelo correspondiente.

2.4.2 Características del Modelo

El modelo GOL realiza una optimización interanual de la utilización del agua del lago Laja, minimizando el costo esperado actualizado de la operación y falla del sistema a través del desplazamiento de bloques de energía (agua) entre los distintos periodos del

⁸ Alrededor del 20% de la potencia instalada del SIC en el año 1998.

horizonte de análisis. La metodología de optimización corresponde a la programación dinámica y la simulación de Montecarlo.

El horizonte de tiempo máximo que puede considerar el modelo es de veinte años, sin embargo comúnmente sólo se ejecuta para diez años, tal cual como se hace en el cálculo de los precios de nudo. El modelo divide el tiempo en etapas trimestrales según el trimestre hidrológico.

La demanda del sistema es modelada por el GOL como un bloque de energía con una potencia de punta trimestral.

El modelo GOL considera al sistema de manera uninodal, por lo tanto, no representa las líneas de transmisión cuyas pérdidas son sumadas directamente a la demanda. Esto último produce también, que el modelo no considere las restricciones de capacidad de cada componente de la red de transmisión.

El modelo considera una central de falla, a modo de holgura, para realizar la optimización, cuyo costo se divide en tres tramos para valorar la energía fallada de manera progresiva, según la profundidad de la misma.

2.4.3 Representación de las centrales

Las centrales térmicas son representadas con una potencia máxima, un factor de planta mínimo para estar presente en el período, otro máximo, que toma en cuenta la indisponibilidad (las salidas de servicio programadas y no programadas) y un costo variable independiente de su nivel de carga según la siguiente expresión:

$$C. Variable = C. Variable no combustible + Rendimiento * C. Variable combustible$$

Las centrales hidroeléctricas, excepto las del lago Laja, son representadas como centrales de pasada por un conjunto de cuarenta años hidrológicos que de manera mensual entregan un valor de potencia media generable.

Las centrales del complejo Laja son modeladas por expresiones matemáticas que relacionan el caudal con el nivel de generación, la eficiencia con el nivel del lago y las filtraciones con la cota del mismo.

2.4.4 Metodología de optimización

El programa se divide en dos etapas, una primera de optimización y una segunda de simulación. En la etapa de optimización se calculan los valores estratégicos del agua para cada período y cota del lago y se establecen las políticas de operación óptimas, mientras que en la de simulación se determinan los valores esperados de la energía hidráulica mediante el sorteo de hidrologías y una Simulación de Montecarlo.

Para la programación dinámica, los estados corresponden a la discretización de las cotas del lago para los niveles relevantes, tal como se ve en la Fig. 2.2. A cada cota se le asigna un valor estratégico del agua almacenada, que corresponde al mínimo valor esperado de los costos de operación y falla desde el presente hasta el futuro.

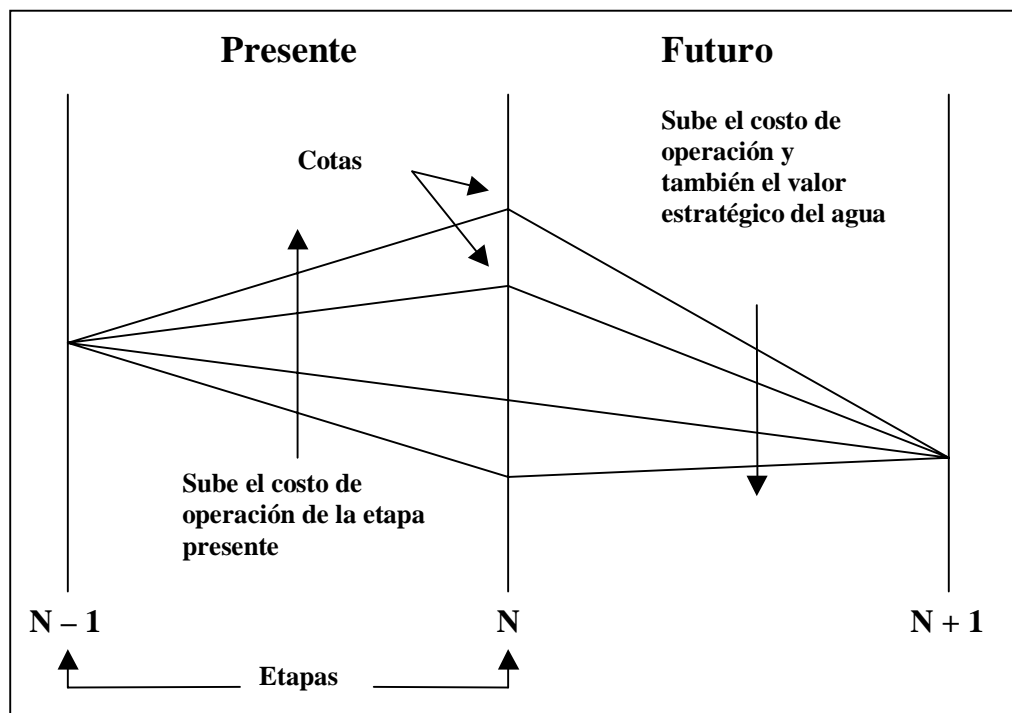


Figura 2.2 Programación dinámica del GOL.

Para cada etapa existe un óptimo que consiste en:

Min (costo presente + valor estratégico de las etapas futuras actualizado)

La estrategia óptima del uso de las aguas está formada por subestrategias óptimas.

Conociendo el vector de valores estratégicos para todas las cotas de un período, se puede definir el valor estratégico de todas las cotas del período anterior, calculando el promedio de los mínimos costos de operación y falla, más los valores estratégicos para todas las hidrologías en estudio.

2.4.5 Limitaciones del modelo GOL

El modelo GOL presenta una serie de limitaciones de importancia que, con el correr de los años y el crecimiento del SIC, lo han ido dejando obsoleto. Las principales falencias son su carácter de uninodal y monoembalse.

El modelo asume que toda la demanda y la generación están conectados a una misma barra, con lo cual, se desprecian los efectos producto de los límites térmicos de las líneas de transmisión. Este efecto produce un desacople entre la planificación de la expansión del sistema generador con el de transmisión, lo que se puede traducir en la toma de decisiones erróneas.

Por otro lado, el GOL considera para la optimización sólo al lago Laja, siendo que existen otras reservas hidrológicas de importancia en el país. Las demás centrales hidroeléctricas son tomadas como centrales de pasada a pesar que tengan embalses de una regulación de carácter mayor que mensual, como lo son el embalse Rapel, la laguna del Maule, el lago Colbún, la laguna de La Invernada o el lago Chapo.

Otras falencias que presenta este modelo son: el deficiente modelamiento de la demanda, el gran tamaño de las etapas de optimización y la dependencia hidrológica entre los meses del mismo año. Esto último merece especial mención, debido a que no responde al comportamiento real de los ríos chilenos[6]. En la realidad, entre los meses de invierno existe independencia al nivel de las hidrologías debido a su régimen pluvial, sin embargo, en los meses de primavera y verano, debido a que el escurrimiento depende de la acumulación de nieve en la cordillera, sí se presenta dependencia hidrológica.

Independiente de las limitaciones mencionadas en los párrafos precedentes, el modelo GOL es una herramienta valida para la realización de diversos estudios de carácter financiero y técnico en el Sistema Interconectado Central. Esta afirmación es validada por el uso que todavía tiene por parte de los distintos agentes presentes en este mercado y por que aun es utilizado para el cálculo de los precios de nudo. Por lo anterior, se consideró que el GOL es suficiente para el desarrollo del ejercicio de evaluación que se presenta en el cuarto capítulo de este trabajo.

III METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE DECISIONES EN PLANIFICACIÓN ANTE INCERTIDUMBRES

El proceso de toma de decisiones, en el contexto de la planificación de la expansión de sistemas eléctricos, consiste en una optimización en términos de algún objetivo predefinido, el cual pudiere ser, por ejemplo: el mínimo costo de operación, máximo beneficio económico, máxima vida útil, etc. Comúnmente, en estos procesos, el planificador se ve enfrentado al problema de la presencia de incertidumbres en las variables involucradas. La experiencia acumulada y la intuición del planificador permiten en buena medida superar este inconveniente, pero no aseguran alcanzar la decisión más correcta. Es así, como aparece la necesidad de ocupar herramientas racionales que permitan el modelamiento y análisis de las incertidumbres enfrentadas.

3.1 Conceptos preliminares: Flexibilidad y Robustez

Antes que nada, es necesario definir dos conceptos básicos en el manejo de incertidumbres en planificación de expansión del sector eléctrico: flexibilidad y robustez.

Desde el punto de vista del planificador el concepto de flexibilidad puede ser definido como la capacidad de adaptar el sistema, de manera rápida y a un costo razonable, para responder a cualquier cambio en las condiciones consideradas durante el proceso de planificación. Las inversiones flexibles son adaptables en el tiempo, implican un bajo nivel compromiso y consideran decisiones postergables en el tiempo.

La robustez, en cambio, implica considerar alternativas de desarrollo del sistema que se comporten adecuadamente en todo el espectro de posibles futuros. Inversiones robustas sustituyen un incierto conjunto de costos futuros por un compromiso inicial conocido (con una incierta tasa de retorno).

Es importante hacer notar que todas las estrategias flexibles son también robustas, pero no todas las estrategias robustas son flexibles, por lo tanto, comúnmente es preferible optar por la opción flexible[3,4].

3.2 Naturaleza del Proceso de Análisis de Decisión

El proceso de toma de decisiones, considerando el efecto de las incertidumbres, se puede dividir en cuatro etapas tal como se muestra en la siguiente representación esquemática[2]:

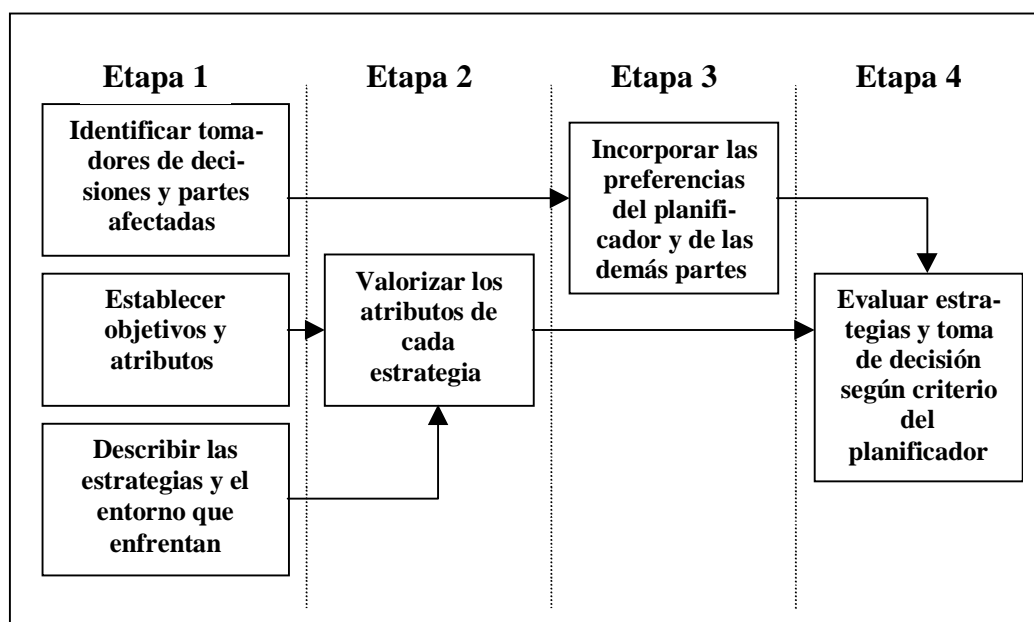


Figura 3.1 Etapas del proceso de análisis de decisiones.

La primera etapa consiste en la estructuración del problema a resolver, describiendo las estrategias a evaluar y el entorno que enfrenta cada una de ellas. Además, en esta fase, se debe identificar el tipo de planificador (nivel de aversión al riesgo) e identificar los grupos de interés que se ven afectados por las estrategias a evaluar. Una completa enumeración de estos últimos va a permitir, en la etapa siguiente, identificar con mayor certeza las incertidumbres que afectan a cada plan de acción. Un ejemplo claro se puede ver en el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico, donde se involucran los grupos ambientalistas, el gobierno y los habitantes del sector.

Otro punto importante es la definición del objetivo según el cual se va a realizar el proceso de decisión. Cabe señalar, que el planificador puede no estar conforme en basar sus decisiones en un único objetivo, sino que se interese en varios aspectos a la vez, lo que se denomina optimización multiobjetivo⁹.

La segunda etapa consiste en estudiar el posible impacto de cada una de las estrategias en su entorno. De esta forma, se deben enumerar todas las incertidumbres que se presentan junto con establecer las posibles relaciones entre ellas. Se debe hacer un especial hincapié en considerar los atrasos de cada una de las etapas del proyecto, la confiabilidad en la operación y la actitud del gobierno y los demás grupos de interés involucrados.

⁹ Básicamente existen dos alternativas en lo relativo a este tema. La primera se refiere a la transformación de la función multiobjetivo en una nueva función monoobjetivo agregada, sobre la base de la evaluación del impacto que cada objetivo tenga sobre el criterio del planificador, y la segunda basada en la construcción de curvas de *tradeoff* entre los diferentes objetivos, de tal manera de determinar estrategias dominantes a partir de las cuales se selecciona aquella que mejor se adapta a los diferentes escenarios. [17]

En tercer lugar se debe determinar la estructura de valor del problema. Se debe asignar un valor a cada una de las estrategias, lo que se realiza evaluando, con respecto a los objetivos predefinidos, las posibles consecuencias de cada alternativa. Por comodidad se le asigna un valor monetario. Esta etapa corresponde al nivel de optimización técnico-económica.

Finalmente, se debe sintetizar lo obtenido en los puntos anteriores, evaluando y comparando cada una de las alternativas. Además, se debe realizar un análisis de sensibilidad para determinar cuán robusta es la solución.

El proceso de análisis de decisión, en su conjunto y para efectos prácticos, puede ser visto como un proceso de optimización basado en el supuesto de que el atractivo, de cada estrategia, depende del juicio del planificador sobre la probabilidad de ocurrencia de cada posible consecuencia, y de su preferencia por cada una de ellas. Esto hace al proceso de análisis de decisiones una herramienta poderosa, ya que incorpora formalmente estos factores en el análisis del problema[2].

3.3 Método de los escenarios

El método de los escenarios es la técnica más difundida para lidiar con incertidumbres en la planificación de los sistemas eléctricos[5] lo cual se explica por la sencillez de su comprensión. Un escenario es un estado de la naturaleza futuro definido por valores determinísticos para cada parámetro relevante con características inciertas. Esta técnica se puede dividir en cuatro etapas:

1. Selección de las estrategias a estudiar

2. *Construcción de los posibles escenarios*
3. *Cálculo del plan de expansión óptimo para cada par de estrategias y escenarios.*
4. *Selección de la estrategia óptima según el criterio predefinido.*

3.3.1 Selección de las estrategias a estudiar

El planificador debe listar todas las alternativas que cumplan con los requerimientos del sistema. Esto se debe hacer en forma simplificada, debido a que la elección se va a realizar entre opciones de inversión y no entre detallados planes de expansión. Finalmente, se debe hacer un preestudio de factibilidad para acotar el estudio a las alternativas más interesantes, y no hacer crecer demasiado el problema a resolver.

3.3.2 Construcción de los posibles escenarios

El planificador debe enumerar todas las incertidumbres que podrían ser importantes para el problema en estudio y definir el rango dentro del cual podrían variar. Además, debe identificar las posibles relaciones existentes entre los diferentes parámetros inciertos. (Ej. un posible escenario de precios altos para los combustibles estaría relacionado con un bajo crecimiento de la demanda.) También es fundamental hacer un estudio de sensibilidad frente a cada una de las incertidumbres, para eliminar las que no afectan en demasía a las estrategias, y así, limitar el tamaño del problema a resolver.

3.3.3 Cálculo del plan de expansión óptimo para cada par estrategias-escenarios.

Para cada combinación de estrategia y escenario se debe calcular un plan de obras óptimo y la utilidad resultante, lo que corresponde a un problema de planificación sin incertidumbre. En el caso de un sistema eléctrico, con múltiples agentes que toman decisiones en forma descentralizada, se debe estimar cómo responderían los demás agentes del mercado a cada par de estrategia y escenario.

Como este proceso debe ser realizado para cada escenario y estrategia, es necesario acotar el número de ellos, utilizar algoritmos eficientes y contar con poderosos computadores, de lo contrario, el tamaño del problema volvería este método inaplicable.

3.3.4 Selección de la estrategia óptima según el criterio predefinido.

Finalmente, se debe elegir la estrategia que mejor se adapta a los distintos escenarios. En esta etapa es de gran utilidad construir una matriz de decisión, con los resultados obtenidos en los puntos anteriores, tal como se muestra a continuación:

	E1	E2	...	En
	p1	p2	...	pn
A1	d11	d12	...	d1n
A2	d21	d22	...	d2n
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Ak	dk1	dk2	...	dkn

A_i : Estrategia.

E_j : Escenario.

d_{ij} : Utilidad de la estrategia i en el escenario j .

p_j : Probabilidad del escenario j .

Tabla 3.1 Matriz de Decisión

Esta forma de presentar los resultados facilita la selección de la estrategia óptima según el criterio predefinido. Específicamente permite la aplicación del criterio de valor

esperado en forma directa. Los distintos criterios se enumerarán y explicarán más adelante.

La mayor desventaja del método de los escenarios se presenta cuando se deben tomar varias decisiones concadenadas, lo cual es muy común en los sistemas eléctricos. El modo aproximado en que las incertidumbres son representadas conlleva a que se tomen decisiones sucesivas incoherentes entre sí. Para este tipo de situaciones es preferible ocupar herramientas como el método del árbol de decisión.

3.4 Método de Árboles de Decisión

Al enfrentar problemas que involucren la toma de una serie de decisiones en forma sucesiva, como por ejemplo, el desarrollo de un plan de obras para todo el Sistema Interconectado Central, aparece el método de los árboles de decisión y evento como una herramienta de gran utilidad[2,5]. Dicho método permite encontrar una primera decisión que deje adaptar el plan a un costo aceptable para responder a los distintos escenarios que se definirán en el futuro.

A continuación, en la Figura 3.2 se presenta un árbol de decisión y evento genérico de tres etapas:

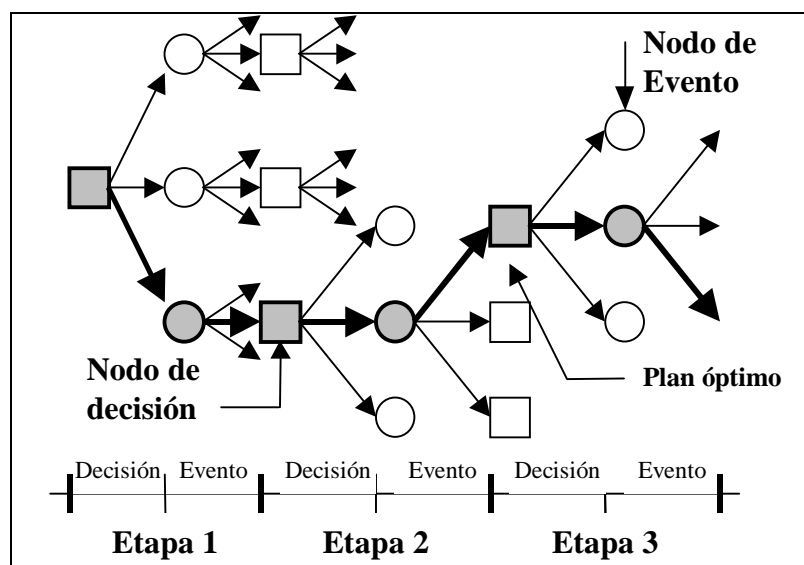


Figura 3.2 Árbol de decisión genérico.

Decisiones e incertidumbres son representadas por las ramas que salen de los diferentes nodos del árbol. Los nodos que figuran como un cuadrado corresponden a una decisión, mientras que los que representan a un evento, aparecen como un círculo.

Cada rama proveniente de un nodo de decisión tiene asociado un costo o una utilidad (valoración de sus atributos), mientras que las provenientes de un evento tienen asociadas una probabilidad de ocurrencia. Las probabilidades de las ramas provenientes del mismo nodo, suman la unidad. Un conjunto de nodos de eventos sucesivos corresponde a un escenario, por ejemplo la evolución de los precios de combustibles, en cambio, un conjunto de nodos de decisión consecutivos caracteriza un plan de obras.

El procedimiento a seguir para resolver este árbol es el mismo si el problema se resuelve de forma manual o computacional. Se comienza desde los nodos finales seleccionando en forma recursiva la mejor alternativa en cada nodo de decisión, hasta alcanzar el nodo inicial. Los criterios de selección son los mismos del método de los escenarios y se enunciarán y explicarán a continuación.

3.5 Criterios de Decisión

El objetivo básico del proceso de análisis de decisión es hacer la “mejor” decisión posible con la información con que se cuenta. Si el comportamiento de las alternativas a evaluar se supiera en forma determinista, el problema sería muy sencillo y bastaría con elegir la que tuviera el mayor valor asociado. En cambio, en la presencia de incertidumbres, la mejor alternativa no se obtiene de manera directa, sino que es necesario definir algún criterio, según el cual, debe ser tomada la decisión. A continuación se detallarán algunos de los criterios de mayor utilidad en estudios de análisis de decisiones bajo incertidumbres para problemas en el sector eléctrico[5].

3.5.1 *Criterio del máximo valor esperado*

El valor esperado se calcula ponderando las utilidades (ingresos - costos) por las probabilidades de ocurrencia para cada uno de los escenarios y luego sumando cada uno de estos resultados. Este es el criterio de uso más difundido, debido a que en el valor representativo de cada alternativa se tomó en cuenta el comportamiento frente a cada uno de los escenarios. La limitante es que este método requiere estimar la probabilidad de ocurrencia de cada escenario. Básicamente existen en la literatura tres opciones para estimar dichos valores. El primero basado íntegramente en la información histórica, el segundo basado en el juicio subjetivo de expertos que conozcan bien el comportamiento de las incertidumbres relevantes, y por último el método bayesiano, donde una estimación inicial basada en el juicio del planificador se va actualizando a medida que se cuenta con observaciones fidedignas.

3.5.2 Criterio de min-max regret (minimiza el máximo arrepentimiento)

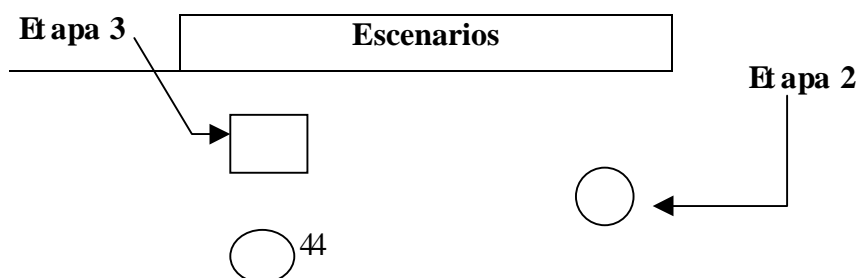
La ventaja de este criterio, y de los que se explicarán a continuación, es que no requiere estimar las probabilidades de ocurrencia de cada escenario. La aplicación de éste consta de las siguientes etapas:

1. A partir de la matriz de decisión se construye la matriz de pérdidas, la cual muestra para cada escenario (por columna) la diferencia en valor asociado, de cada estrategia, con respecto a la mejor.
2. Luego se determina cual es el peor escenario, en estos términos, para cada estrategia.
3. Por último se elige como estrategia óptima la de menor pérdida relativa en el peor de los casos.

A continuación se presenta un ejemplo de la aplicación de este criterio con sus respectivas matrices de decisión y pérdida.

Estrategia	Escenarios		
	N°1	N°2	N°3
A	230	212	242
B	200	215	270
C	245	208	230

Tabla N°3.2 Matriz de Decisión



Estrategia	N°1	N°2	N°3
A	30	4	12
B	0	7	40
C	45	0	0

Tabla N°3.3 Matriz de Pérdidas

Este criterio adquiere sentido cuando los valores asociados a cada par escenario estrategia corresponden a costos, y el objetivo que se persigue es no exceder el monto presupuestado de inversión. Por lo tanto, este criterio es de utilidad, principalmente, para empresas del Estado, donde cada inversión mayor es materia de ley. La solución alcanzada mediante este criterio puede ser considerada como robusta, debido a que presenta un comportamiento aceptable para cada uno de los escenarios posibles, incluso para los eventos fortuitos[10].

3.5.3 Criterio de Laplace

Al no existir información suficiente para estimar las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los escenarios, aparece este criterio como una buena alternativa para seleccionar la estrategia óptima. Se basa en el “Principio de razón insuficiente”, de acuerdo al cual, frente al completo desconocimiento acerca de las probabilidades de ocurrencia de cada escenario, se presume que son todos equiprobables. Por lo tanto, la estrategia a seleccionar es la que tenga una mayor utilidad promedio.

3.5.4 *Criterio de Von Neumann – Morgenstern*

Este criterio se basa en asumir al planificador como en extremo optimista o pesimista, lo cual implica que bajo su visión, ocurrirá el mejor o el peor escenario respectivamente. En el caso del planificador optimista, éste elegiría la estrategia que presente el escenario con una utilidad superior a todos los demás pares estrategia escenario. En cambio, en el caso del sujeto pesimista, éste optaría por la estrategia que entre el peor escenario de cada una de ellas, obtenga el mejor resultado.

3.5.5 *Criterio de Hurwicz*

El anterior criterio solo admite una actitud en extremo optimista o pesimista frente al riesgo. Los planificadores, en la realidad, presentan niveles de aversión al riesgo que se ubican entre esos dos extremos. Esta actitud frente a la incertidumbre se puede representar con un parámetro “ α ”, el cual, varía entre 0, en extremo optimista, y 1, en extremo pesimista. Así, el valor representativo para cada estrategia, se obtiene de la siguiente manera:

$$\alpha * (\textit{utilidad peor escenario}) + (1-\alpha) * (\textit{utilidad mejor escenario})$$

Luego se elige la estrategia que presente el mayor valor representativo.

Este criterio permite establecer rangos de aversión al riesgo que darían por óptima una u otra estrategia, lo cual permite visualizar la robustez de la decisión.

La aplicación de cada uno de estos criterios, en muchos casos, podría inducir a tomar decisiones diferentes, lo cual se explica porque responden a distintas actitudes

frente al riesgo. En el capítulo siguiente se mostrará una ejemplificación de cada uno de estos criterios para un problema real de planificación.

3.5.6 Otros Criterios

Además de los criterios detallados existe, en la literatura, una gran cantidad de alternativas que responden al cumplimiento de los más variados objetivos[11]. A continuación se enuncian alguno de ellos:

- *Cero riesgo*: Sin tomar en cuenta los beneficios o costos y de cuán grandes puedan ser los riesgos, se pretende eliminar estos últimos, o a lo menos, no permitir su aparición.
- *Limite acotado del nivel de riesgo*: Independiente de los beneficios o costos, se limita el máximo nivel de riesgo admisible, bajo el cual puede ocuparse cualquier otro criterio.
- *Mejor tecnología disponible*: Se debe hacer el mayor esfuerzo reduciendo el riesgo con la mejor tecnología disponible. Esto adquiere sentido en planificación de proyectos con un fuerte impacto ambiental.

3.6 Técnicas avanzadas de planificación con incertidumbre

A continuación se presentan dos técnicas en desarrollo para lidiar con incertidumbres, tanto en planificación como en otras aplicaciones.

3.6.1 Programación estocástica recursiva

La técnica de programación estocástica recursiva puede ser considerada como una extensión del método de árbol de decisión. Sin embargo, con dicho método, no puede ser tratado un proceso de decisión multietapa que sea modelado como una función objetivo que debe ser optimizada bajo una serie de restricciones. Esto se explica porque las decisiones sucesivas están relacionadas entre sí por las restricciones al problema. [5]

En este contexto se desea optimizar una función que depende de factores inciertos, los que se pueden modelar por una variable $\omega \in \Omega \subset \mathbb{R}^q$. Luego, se quiere escoger el vector de variables de decisión “x”, perteneciente al conjunto factible, que minimice una función objetivo g_0 , que también depende de “ ω ”. De esta manera el problema estocástico general puede plantearse de la siguiente forma:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Min} & g_0(\mathbf{x}, \omega) \\
 \mathbf{x} \in \mathbf{X} & \\
 \text{s.a.} & g_i(\mathbf{x}, \omega) \leq 0 \quad i = 1, \dots, s \\
 & g_i(\mathbf{x}, \omega) = 0 \quad i = s + 1, \dots, m \\
 \text{donde} & \\
 & \mathbf{x} \in \mathbf{X} \subset \mathbb{R}^n \\
 & \omega \in \Omega \subset \mathbb{R}^q
 \end{array}$$

Del problema se obtiene una regla de decisión $\omega \Rightarrow x(\omega)$ que entrega un punto del conjunto factible que minimiza $g_0(\bullet, \omega)$, el cual varía dependiendo del valor de la variable estocástica “ ω ”.

Si se tiene ω_1 y $\omega_2 \in \Omega$, $x(\omega_1)$ es la solución óptima de ocurrir ω_1 , no teniendo porque ser solución para ω_2 , y pudiendo hasta no pertenecer al conjunto factible definido por esta última. Otro problema es que no existe una buena manera de combinar soluciones para distintos ω 's, obteniendo una solución, que sea a lo menos factible para todos los escenarios y además que concuerde con la idea de flexibilidad en la planificación.

Encontrar solo una respuesta para todos escenarios posibles resulta, sino imposible, muy difícil. Por lo tanto, es necesario escoger un criterio para encontrar la solución dentro del subconjunto $S \subset X$, definido como el conjunto de soluciones factibles para todos los escenarios. Es necesario, muchas veces, redefinir la factibilidad, para no tener un conjunto vacío, labor que está fuertemente relacionada con la manera en que se comporta la variable estocástica " ω ".

Luego, para poder elegir una estrategia dominante para todos los escenarios es necesario ponderar cada una de sus soluciones por una probabilidad de ocurrencia. Entonces la variable estocástica " ω " queda definida por una distribución de probabilidades P .

Contando con la distribución de " ω ", se procede a elegir un criterio según el cual efectuar la optimización. Todos los criterios se pueden expresar en términos de la esperanza de alguna función compuesta por la función objetivo. Por ejemplo, se puede minimizar el valor esperado de la función $g_0(x, \omega)$;

$$\text{Min} \{ E [g_0(x, \omega)] \mid x \text{ factible} \}$$

o minimizar la probabilidad que la solución supere un valor límite predeterminado;

$$\text{Min } \{ P [\omega | g_0(x, \omega) \geq \alpha_0] | x \text{ factible} \}$$

Las restricciones que definen el conjunto factible también se relajan usando criterios similares, obteniéndose de este modo restricciones escritas como esperanzas de funciones compuestas por las restricciones similares. Un ejemplo de conjunto factible definido con cierto nivel de confianza $\alpha \in (0,1]$;

$$P \{ \omega | g_0(x, \omega) \leq 0 | x \text{ factible} \} \geq \alpha$$

Es así, como el problema general de optimización estocástica queda como se muestra a continuación:

$$\begin{array}{ll} \text{Min} & E \{ f_0(x, \omega) \} \\ \mathbf{x} \in \mathbf{X} & \\ \text{s.a.} & E \{ f_i(x, \omega) \} \leq 0 \quad \mathbf{i} = 1, \dots, s \\ & E \{ f_i(x, \omega) \} = 0 \quad \mathbf{i} = s + 1, \dots, m \end{array}$$

donde el criterio utilizado define las funciones f_i a partir de las funciones g_i . Además, para que el problema esté correctamente planteado y tenga solución, es necesario asumir los siguientes supuestos:

- $X \subset \mathfrak{R}^n$ es cerrado.
- $f_0 : X \times \mathfrak{U} \rightarrow \mathfrak{R} \cup \{+\infty\}$.
- $f_i : X \times \mathfrak{U} \rightarrow \mathfrak{R} \quad i = 1, \dots, m$.
- $\forall x \in X, i = 1, \dots, m \quad (Ef_i)(x) \equiv E\{f_i(x, \mathfrak{u})\}$ es finita.
- $\forall x \in X, (Ef_0)(x) \equiv E\{f_0(x, \mathfrak{u})\}$ es finita, exepcto cuando $\{\mathfrak{u} \mid f_0(x, \mathfrak{u}) = \infty\}$ es de media positiva, en este caso $(Ef_0)(x) = \infty$.
- El conjunto factible es distinto de vacío, es decir :

$$S = X \cap \left\{ x \mid \begin{array}{l} Ef_i(x) \leq 0, i = 1, \dots, s; \\ Ef_i(x) = 0, i = s + 1, \dots, m \end{array} \right\} \cap \{x \mid Ef_0(x) < \infty\} \neq \emptyset$$

La dificultad de esta manera de planificación con incertidumbre es que las funciones resultantes de la modelación completa del problema son enormemente grandes. La manera de saltar esa valla es ocupar sofisticadas técnicas de descomposición. Tres de las más difundidas son:

- Algoritmo de descomposición de Benders
- Algoritmo de descomposición anidada de Benders
- Algoritmo de descomposición de Lagrange

En esta área existe gran cantidad de investigación, pero dentro de la información disponible al momento de escribir este documento, solo existe evidencia de resolución de problemas de tamaño restringido. Sin embargo, debido al continuo mejoramiento de las herramientas computacionales es posible considerar que en un futuro cercano se pueda llegar a aplicaciones practicas de esta técnica.

3.6.2 *Teoría de conjuntos difusos*

En ingeniería se cae comúnmente en el error de considerar, en los estudios, únicamente el conocimiento objetivo, el cual es fácilmente cuantificable y permite su modelamiento mediante herramientas matemáticas de uso habitual. El conocimiento subjetivo, como la experiencia acumulada por un experto tras años de desempeñar un trabajo específico, muchas veces no puede ser expresado de otra manera que la lingüística, lo que dificulta su incorporación a los modelos matemáticos tradicionales. Es así como aparece la Teoría de los Conjuntos Difusos, FST (Fuzzy Sets Theory), como una buena alternativa para relacionar estos dos tipos de conocimientos. Esta teoría consiste básicamente en una nueva manera de modelar el razonamiento humano fuera de los supuestos de la teoría de probabilidades tradicional, reemplazando el concepto probabilidad por el de posibilidad. A continuación se proponen cuatro etapas básicas a seguir para la aplicación de FST: [9]

Etapas 1 – Descripción del problema original: El problema a ser resuelto debe ser primero descrito de manera completa, matemática y lingüísticamente, considerando todas las variables involucradas.

Etapas 2 – Definición del espacio de solución del problema y de los valores límites de las variables: Se debe definir claramente la región de interés para la solución del problema y el rango de valores que cada variable puede adquirir.

Etapa 3 – Definición de valores para las variables difusas: Se deben definir las funciones de pertenencia (membership functions), las cuales pueden ser triangulares, trapezoidales u otras. Estas funciones definen el grado de pertenencia de un elemento dado a un valor difuso.

La Figura 3.3 corresponde a una función de pertenencia triangular para una variable “x”, que puede tomar tres valores difusos; bajo, medio y alto. A modo de ejemplo, en el caso de que la variable x tome el valor de 25%, tiene una posibilidad de 0,4 de pertenecer al conjunto difuso medio y de 0,6 al conjunto difuso alto.

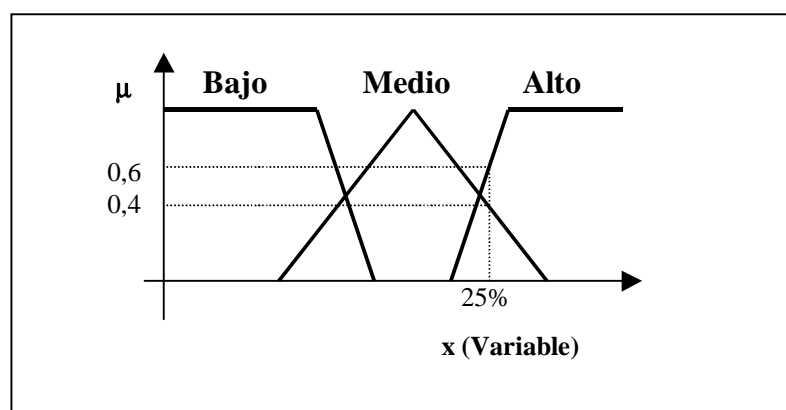


Figura 3.3 Función de pertenencia.

Etapa 4 - Proceso de resolución: Esta etapa está compuesta por tres partes principales; la fuzificación¹⁰ de las variables de entrada, el proceso de inferencia y la defuzificación de las variables de salida. Primero que nada, los valores actuales de las variables de entrada son fuzificados mediante las funciones de pertenencia definidos en la etapa 3.

¹⁰ Este término se desprende de la palabra inglesa “fuzzified”.

Luego, las variables de entrada, ya fuzificados, se procesan de acuerdo con la descripción del problema definida en la etapa 1, produciendo así, resultados fuzificados. Por último, los valores de las variables de salida son devueltos a la escala original.

Existen diversos métodos para cada uno de los procesos de la etapa de resolución, los cuales corresponden a un estudio en más profundidad de la materia.

3.6 Metodologías elegidas para el ejercicio

Para el desarrollo del ejercicio de planificación de la expansión de un sistema eléctrico, frente a incertidumbres, se decidió utilizar el método de los escenarios, por ser éste en la actualidad, el más difundido en su uso. Los criterios de decisión a evaluar son los siguientes y corresponden a los comúnmente mencionados en la literatura:

- Criterio Mínimo valor esperado
- Criterio Min-max regret
- Criterio Von Neumann-Morgenstern
- Criterio Laplace
- Criterio Hurwicz

IV EJERCICIO DE ANÁLISIS DE DECISIÓN CONSIDERANDO INCERTIDUMBRE

El objetivo de este ejercicio es hacer una evaluación de distintos criterios de decisión en el contexto de planificación de la expansión de un sistema eléctrico, usando el método de escenarios, para lo cual, se diseñó un problema con datos reales.

El problema propuesto considera a un agente privado que debe decidir para qué fecha sería óptimo planificar el inicio de actividades de la central Cortaderal. Es importante hacer notar que se considera una posibilidad de retraso en las obras de hasta un semestre, lo cual obliga a modelar el problema mediante un árbol de decisión. En la Figura 4.1 se presenta una descripción gráfica del problema propuesto:

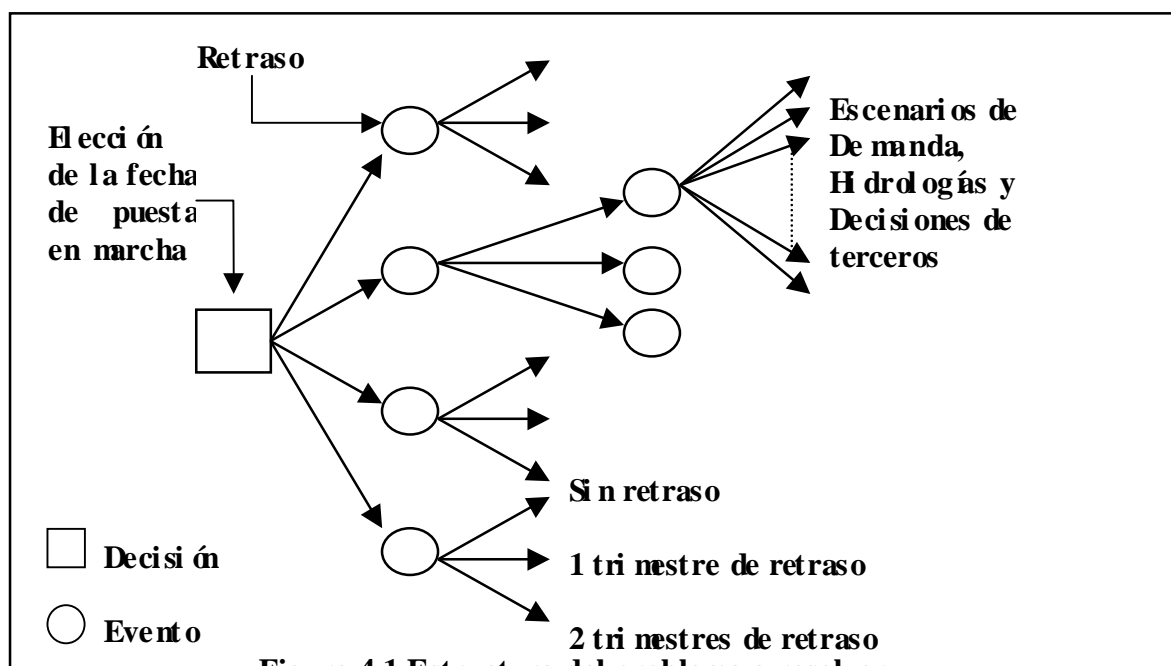


Figura 4.1 Estructura del problema a resolver.

Para simular el comportamiento del sistema se utilizó el modelo GOL con los datos entregados por la CNE en el informe preliminar de la fijación de precios nudo

correspondiente a abril de 1999 (Anexo A). Para la construcción de los escenarios, se tomaron en cuenta incertidumbres en la demanda de energía, en las hidrologías a considerar en las simulaciones y en las decisiones de privados. El horizonte de análisis fue de 10 años por característica propia del GOL.

A continuación se detallará el experimento realizado según la metodología expuesta en el capítulo anterior:

4.1 Selección de estrategias a estudiar

Para el problema propuesto en el punto anterior, el concepto estrategia se ve reducido únicamente a las diferentes fechas para la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Cortaderal. Desde el punto de vista de la empresa, esta es una decisión estratégica, ya que involucra un fuerte compromiso y compromete sus flujos futuros.

En el plan de obras de la CNE, la fecha de inicio de actividades de la central Cortaderal es diciembre del 2002, la cual corresponde para el modelo GOL al tercer trimestre hidrológico de dicho año. Para efectos prácticos, se consideró como fecha de inicio el mes de octubre del 2002, por ser el mes inicial del trimestre hidrológico.

Debido a que los precios estimados de la electricidad para los próximos años están extremadamente deprimidos, se consideró como la primera fecha a tomar en cuenta en este estudio a la propuesta por la CNE.

El periodo de análisis se definió en un año, hasta julio del 2003, pero de no presentarse un claro máximo, este se podría extender aun más. Es así, como las fechas de puesta en marcha de la central o estrat a evaluar, quedaron definidas como:

1. Octubre del 2002

2. Enero del 2003

3. Abril de 2003

4. Julio de 2003

Debido a que se consideró un posible retraso en la fecha preestablecida de hasta un semestre, se evaluó también el problema para las fechas de inicio de octubre del 2003 y enero del 2004. Esto sirvió además para ver qué tan robusto era el máximo encontrado.

4.2 Construcción de los posibles escenarios

Para la construcción de los escenarios fueron consideradas tres fuentes de incertidumbre: la demanda eléctrica, las hidrologías y las decisiones de privados. Las combinaciones de dichas incertidumbres conforman los escenarios a evaluar. A continuación se describen cada una de las incertidumbres consideradas.

4.2.1 Incertidumbre en la demanda

En el caso de la demanda, se tomó como caso base, la estimación propuesta por la CNE en el informe preliminar de la fijación tarifaria de abril de 1999. A partir de ésta, se elaboraron dos curvas, una de baja demanda y otra de alta demanda, las cuales se presentan en el gráfico a continuación:

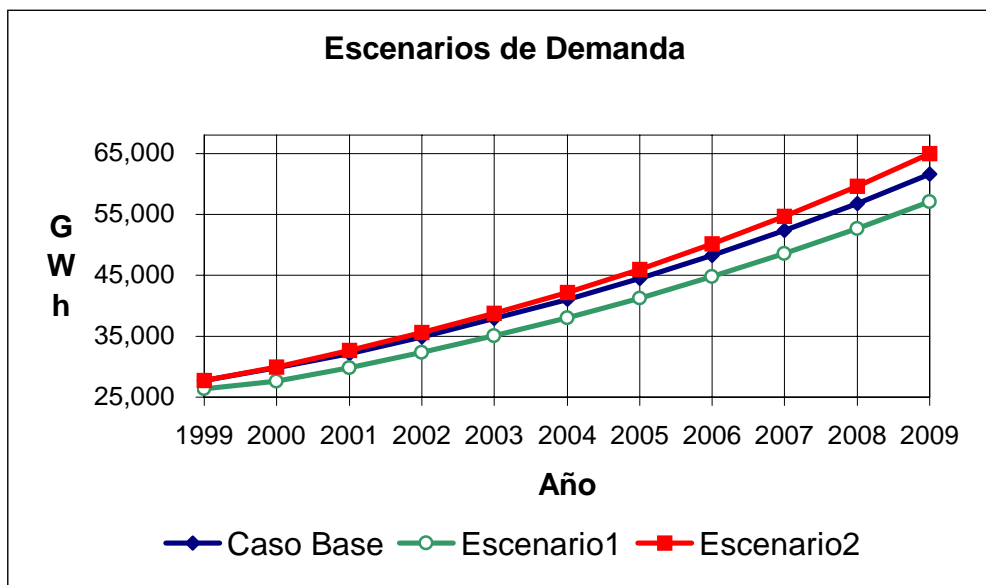


Figura 4.1, Escenarios de demanda.

El escenario de baja demanda, responde al supuesto de que el crecimiento de la demanda eléctrica se vería seriamente afectado durante los próximos dos años por la presente crisis económica y energética, y que a continuación, recuperaría la tendencia actual. En cambio, el de alta demanda, presentaría un crecimiento igual al caso base para los primeros tres años, y luego la tasa de crecimiento se elevaría al 9% anual, un punto porcentual por encima de la tendencia actual. En el Anexo C se presentan las tablas de valores para cada uno de los casos de demandas.

4.2.2 Incertidumbre en las hidrologías

La versión del modelo GOL empleado en el estudio, sortea hidrologías a partir de una base de datos hidrológicos de 40 años que comprende el período entre los años 1941 y 1980. Es así como este modelo considera la hidrología como un parámetro estocástico con una distribución conocida.

Para reflejar, en el estudio, el efecto de una serie de años secos o lluviosos sobre los ingresos, se ordenaron los años hidrológicos según la disponibilidad de agua para la central Cortaderal.

A continuación se seleccionaron los diez años más secos y los diez más húmedos, y se construyó un archivo en el cual solo se consideraron los años secos, sustituyéndose los demás por la repetición de los mismos. Luego se hizo lo mismo para los años húmedos.

En el cuadro a continuación se presentan los años secos y húmedos según la central Cortaderal.

Años Húmedos		Años Secos	
41-42*	72-73	46-47	62-63
42-43	74-75	47-48	64-65
44-45	77-78	55-56	68-69
53-54	78-79	56-57	70-71
65-66	80-81	57-58	76-77

*El año hidrológico comprende el período entre abril de 1941 y marzo de 1942.

Tabla 4.1 Hidrologías extremas.

El modelo GOL no entrega la energía generada por las centrales hidroeléctricas de pasada, por lo cual, se hizo necesario estimarla. El modelo realiza mil sorteos de años hidrológicos, por lo tanto, es posible suponer que el promedio de las energías de los años relevantes es el nivel de generación de la central. Dado que los precios que se obtienen del GOL son trimestrales es necesario calcular la energía generada para cada trimestre. En la Fig. 4.2 se muestran los niveles de generación trimestrales para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Llama la atención la poca diferencia entre la generación para un año seco y otro húmedo, lo cual indicaría que este proyecto de central tiene una muy buena seguridad hidrológica.

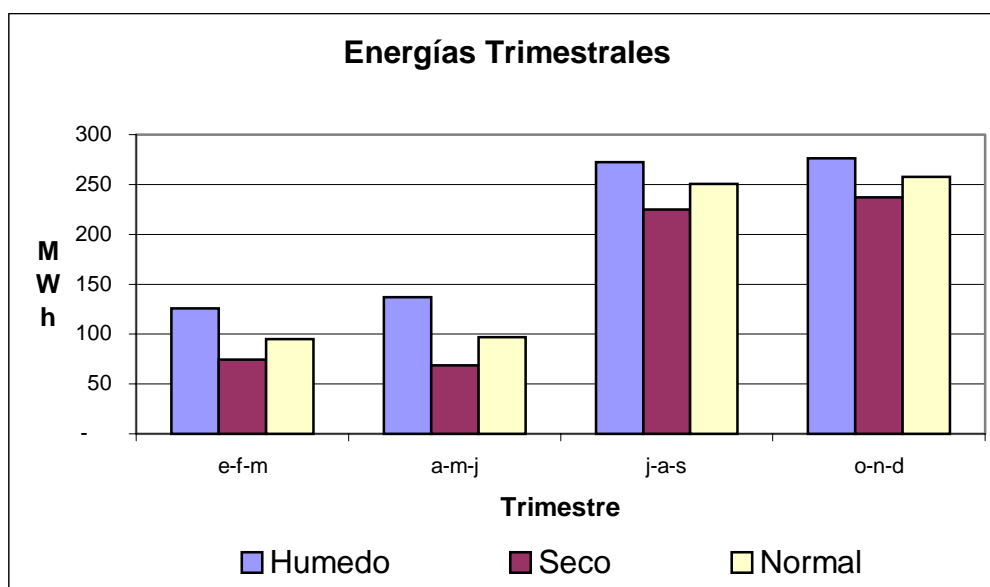


Figura 4.2 Energías generables central Cortaderal.

4.2.3 Incertidumbres relacionadas con las decisiones de privados

Este tipo de incertidumbres aparece al existir un mercado competitivo donde los diferentes agentes toman decisiones de manera descentralizada.

En el estudio se consideraron dos incertidumbres de este tipo: la incierta fecha de puesta en marcha de la central Ralco y el posible retraso de los dos primeros ciclos combinados futuros.

El proyecto de central Ralco ha enfrentado una serie de inconvenientes en su desarrollo, siendo los principales el problema con los habitantes de la zona, en su mayoría de la etnia Pehuenche, que aun no está plenamente resuelto, y los retrasos en la

aprobación de su estudio de impacto ambiental. Esto hace que la fecha de puesta en marcha sea incierta, tanto por los posibles atrasos, como también, por la propia decisión de Endesa. Siendo abril del 2002 la fecha que considerada en la fijación tarifaria, se definieron los siguientes cuatro escenarios:

1. Enero del 2002
2. Abril del 2002
3. Julio del 2002
4. Octubre del 2002

Hasta la fecha ningún agente se ha manifestado por la construcción de alguna de las ocho centrales de ciclo combinado propuestas, a partir de abril del 2003, en el plan de obras de la CNE, por lo que es perfectamente posible que su puesta en marcha se retrase.

Para efectos del ejercicio se consideró un retraso de un semestre para las dos primeras centrales de la serie. Este retraso se consideró tanto para el plan de obras base, como para los planes de cada uno de los escenarios de demanda.

4.3 Cálculo del plan de expansión óptimo para cada par de estrategia y escenario.

Frente a cada escenario las empresas responden de distinta manera. Es así, como frente a distintas evoluciones de la demanda, las inversiones realizadas no son las mismas o no se producen en el mismo momento. En el caso de los escenarios de demanda considerados en el estudio, la reacción no se produce de manera inmediata, sino, sólo en el mediano plazo, porque las inversiones ya están comprometidas. Es así,

que luego de hacer una serie de pruebas con el modelo GOL, se llegó a la conclusión de que una buena aproximación de la reacción frente a los escenarios de demanda es un adelantamiento de un semestre a toda la serie de ciclos combinados futuros, para el caso de alta demanda, y un atraso de un semestre para el caso de baja demanda. Los demás escenarios no justifican cambios en el plan de obras.

Para la tarea de obtener el plan de expansión óptimo podría haberse utilizado alguna de las técnicas que se están desarrollando en la actualidad [6,18], lo cual sería una alternativa interesante a evaluarse en el futuro.

Luego de establecer todos los pares estrategia escenario, los cuales alcanzaron a 432, se realizó la etapa de optimización técnico-económica para la obtención de los precios de la energía en cada uno de los trimestres del horizonte de planificación. Esto consistió en hacer las respectivas corridas del modelo GOL para cada uno de los pares estrategia escenario.

Los resultados obtenidos para cada escenario fueron copiados a una planilla de cálculo, para ser procesados. Con dichos valores y la energía generable esperada para cada escenario de hidrología, se calcularon los ingresos correspondientes por este concepto. Los ingresos por potencia y los costos, tanto de inversión como de operación, no fueron tomados en cuenta por no ser relevantes en el estudio. Estos valores son comunes a todas las estrategias a evaluar debido a que el proyecto es el mismo para todas ellas, siendo la única diferencia la fecha de inicio.

Como el horizonte de tiempo a evaluar es fijo, debido a las características del GOL, es necesario establecer un mecanismo a poder comparar proyectos con distinto plazo, debido a que sólo se obtienen resultados hasta enero del 2009. Los ingresos fuera

de la ventana de planificación son iguales para todas las estrategias, por lo tanto, no es necesaria su consideración.

Para cada par estrategia escenario se calculó un ingreso trimestral equivalente mediante la fórmula que se presenta a continuación:

$$C = \frac{VA}{\left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^t} \right]}$$

C = Valor trimestral equivalente (anualidad)
 VA = Valor actual
 r = Tasa de descuento
 t = Período de tiempo

La tasa de descuento que se utilizó es del 10% anual, la misma que usa el GOL para su optimización.

4.4 Selección de la estrategia óptima según el criterio predefinido.

Con los resultados obtenidos de la etapa anterior, se elaboraron las matrices de decisión correspondientes a cada estrategia. Debido a la gran cantidad de escenarios evaluados, 432, fue necesario redefinir la matriz como se explica a continuación:

- Se elaboró una matriz para cada estrategia o fecha de puesta en servicio de Cortaderal.
- Los resultados están ordenados por columnas según el tipo de hidrología y de acuerdo a si consideran el atraso de los ciclos combinados futuros o no.
- En las filas se ordenan según una letra y un número. La letra corresponde a las fechas de inicio de Ralco y el número al escenario de demanda, según como se muestra en la tabla N° 4.2

a	Enero del 2002	0	Demanda base
----------	----------------	----------	--------------

b	Abril del 2002	1	Baja demanda
c	Julio del 2002	2	Alta demanda
d	Octubre del 2002		

Tabla 4.2 Simbología matriz de decisión

Las matrices de decisión obtenidas se presentan en el anexo D. Los ingresos expresados en ellas están en dólares, debido a que el modelo entrega los costos marginales de la energía de dicha moneda.

Con los resultados de las corridas del modelo tabulados, se procedió a elegir la alternativa óptima según cada uno de los criterios enunciados con anterioridad.

4.4.1 Criterio de valor esperado

Para aplicar el criterio del valor esperado, lo primero es estimar la probabilidad de ocurrencia de cada una de los escenarios. En este caso, no se hizo una investigación exhaustiva, porque el objetivo del ejercicio era comparar distintos criterios y no obtener la estrategia dominante, pero como se verá más adelante, esto último también se alcanzó.

Las probabilidades de ocurrencia se estimaron usando el sentido común y la escasa experiencia del autor, pero mediante un estudio de sensibilidad se intentó solucionar esta deficiencia.

A continuación se presentan las probabilidades de ocurrencia establecidas para un primer análisis:

Hidrologías

Normal	Seco	Humedo
70%	15%	15%

Retraso Ciclos

0 Trim.	Trim -1
70%	30%

Demanda

Base	Baja	Alta
60%	25%	15%

Retraso Cortaderal

0 Trim.	Trim -1	Trim -2
70%	20%	10%

Retraso Ralco

1 Trim.	0 Trim.	Trim -1	Trim -2
5%	45%	30%	20%

Con estas probabilidades se procedió a calcular el ingreso esperado para cada uno de las fechas de puesta en servicio, obteniéndose con ellas, el valor relacionado a cada una de las estrategias a evaluar.

En la Fig. 4.3 se muestran los resultados obtenidos:

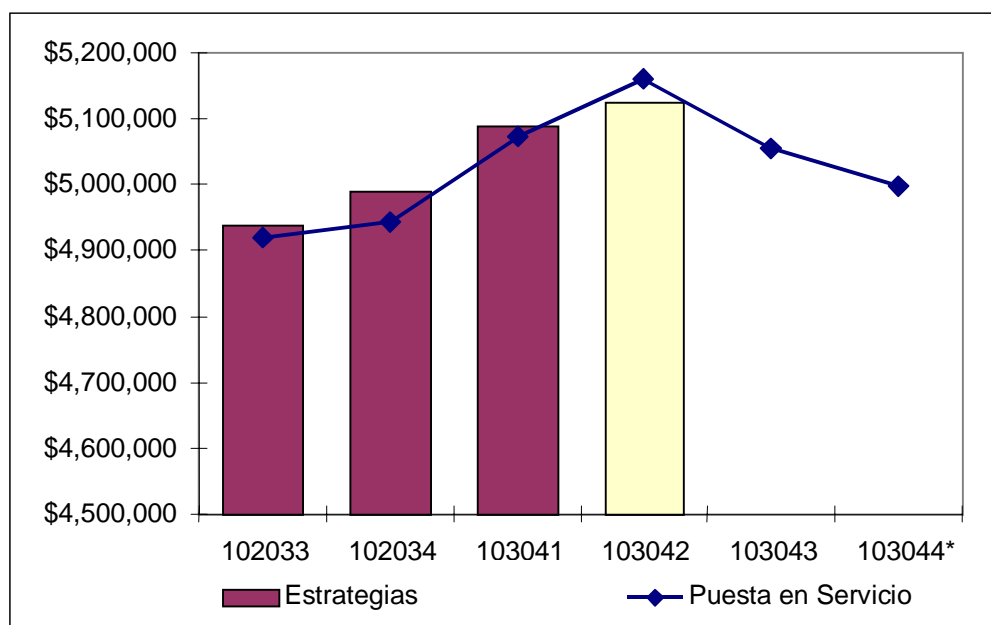


Figura 4.3 Resultado criterio de valor esperado.

*Esta terminología corresponde a la utilizada por el modelo GOL para los trimestres hidrológicos.

102033	Octubre 2003	103042	Julio 2004
102034	Enero 2004	103043	Octubre 2004
103041	Abril 2004	103044	Enero 2005

La línea corresponde al ingreso esperado para cada fecha de puesta en servicio y las barras muestran el valor esperado para cada estrategia considerando el efecto del posible atraso del propio proyecto.

Se puede apreciar que la estrategia con mayor utilidad esperada es la de puesta en servicio en el trimestre que comienza en julio del 2003. Sin embargo, el semestre anterior obtiene una utilidad levemente inferior, lo que obliga a realizar un estudio de sensibilidad para poder afirmar con más propiedad que dicha fecha es óptima.

El estudio de sensibilidad consistió en evaluar con valores extremos cada una de las incertidumbres por separado (*Ceteris Paribus*), y luego, comparar dichos resultados entre sí y con el caso base.

Con los resultados obtenidos se elaboraron cinco gráficos, uno para cada incertidumbre, los que se presentan a continuación:

Para las hidrologías se evaluaron dos casos con un escenario húmedo sin posibilidad de ocurrencia, uno con el 15% para el escenario seco y el otro con el 30% para el mismo escenario. Se puede ver en la Fig. 4.4 que en estos dos casos se repite el resultado del caso base, siendo la cuarta estrategia la de mayor utilidad esperada.

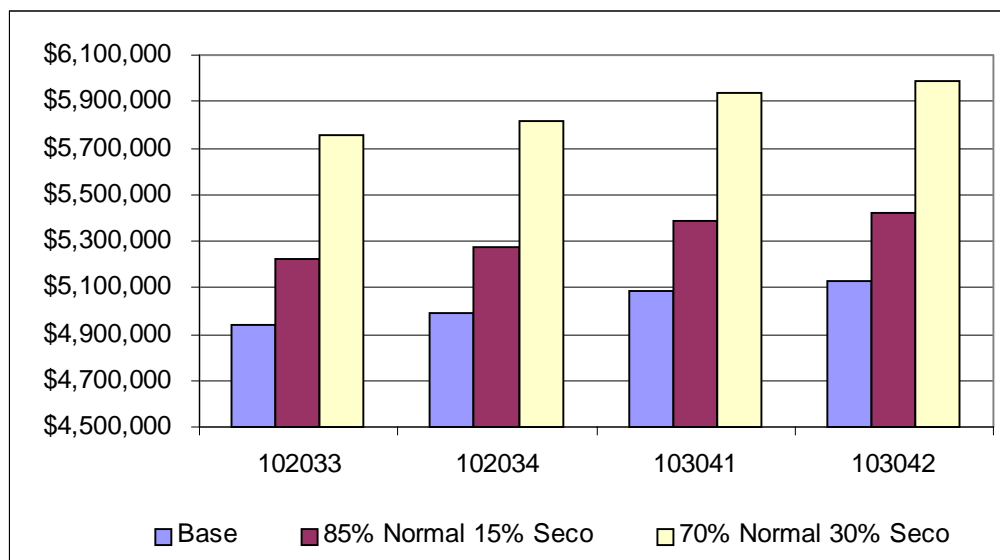


Figura 4.4 Sensibilización de los escenarios de hidrología.

En relación a los escenarios de demanda se eligieron dos situaciones, una con una probabilidad igual a 15 % para la alta y baja demanda y una en que la baja demanda tiene un 25 % de probabilidad y la alta solo un 5%. Esta última podría tener sentido si la actual crisis económica se profundizara. Nuevamente se puede ver que la última alternativa es la óptima.

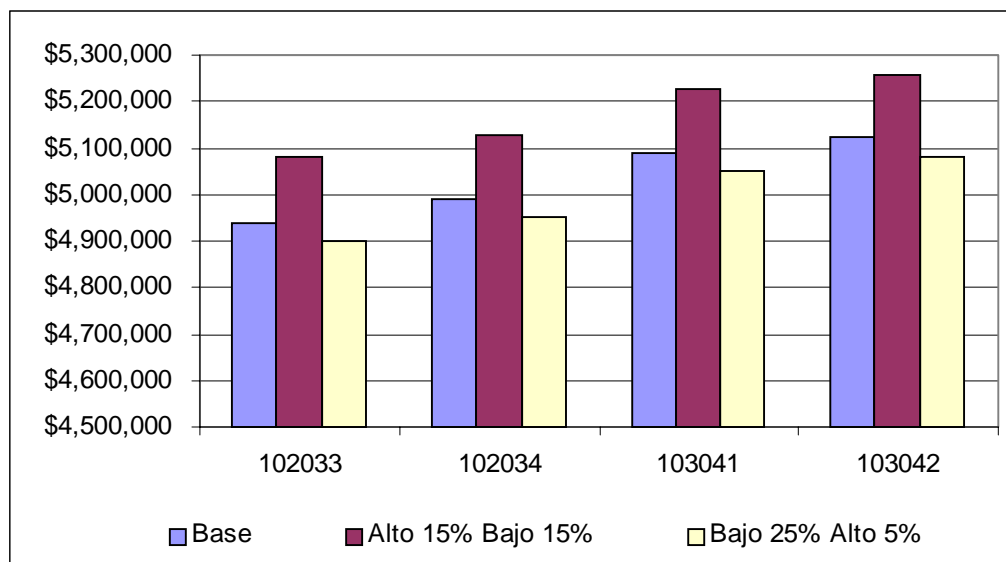


Figura 4.5 Sensibilización de los escenarios de demandas.

En lo referente a la fecha de inicio de Ralco se consideraron dos casos sin posibilidad de adelantamiento de dicha central. En la Fig. 4.6 se puede ver que esta incertidumbre no afecta de manera relevante al desempeño de la central Cortaderal, y se reafirma el hecho de que la alternativa de junio del 2003 es la de mejores resultados esperados.

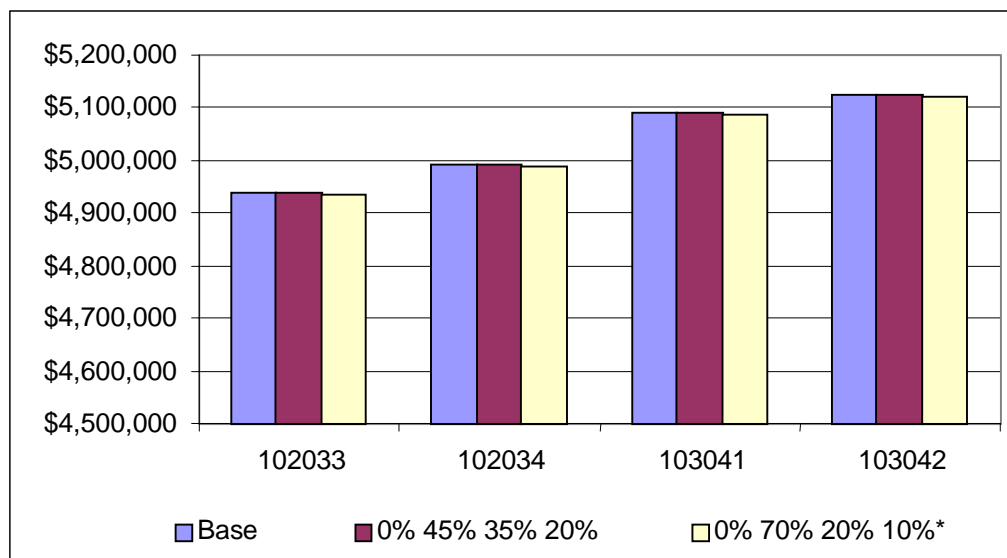


Figura 4.6 Sensibilización de los escenarios de atraso de Ralco.

*La nomenclatura usada en la figura se explica de la siguiente manera: el primer valor corresponde a la probabilidad de no experimentar retraso, el segundo, a que la puesta en servicio se retrasa un trimestre, y así sucesivamente.

En relación con los escenarios de atraso de la propia central Cortaderal se consideraron en el análisis dos situaciones alternativas, una con probabilidad distribuida entre las distintas fechas y otra sin atraso por parte de la central. La preponderancia de la última estrategia se mantiene, sólo disminuyéndose la diferencia al aumentar la probabilidad de atraso.

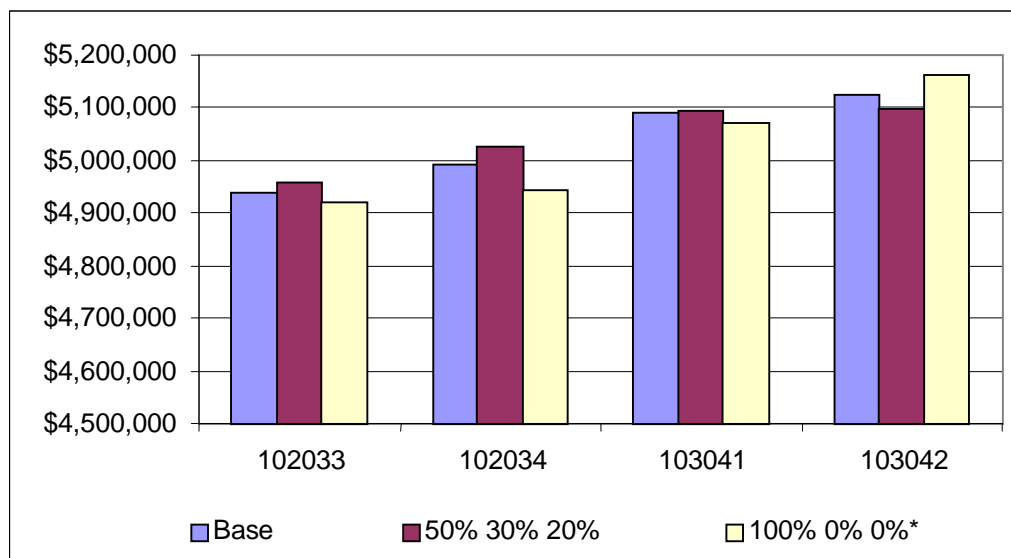


Figura 4.7 Sensibilización de los escenarios de atraso de Cortaderal.

*El primer porcentaje corresponde a la probabilidad que la central Cortaderal no se retrase, en cambio, los dos valores siguientes son las probabilidades relacionadas con uno y dos trimestre de retraso respectivamente.

Por último, en relación con el posible atraso de los futuros ciclos combinados se evaluó el caso que sea equiprobable si se atrasan o no, y si la distribución de probabilidades se invirtiera, asignándole un 30 % para el caso base y un 70% para el atraso. En este caso se puede ver que nuevamente la estrategia de iniciar las actividades de Cortaderal en el segundo trimestre hidrológico del año 2003 es la de mayor beneficio esperado.

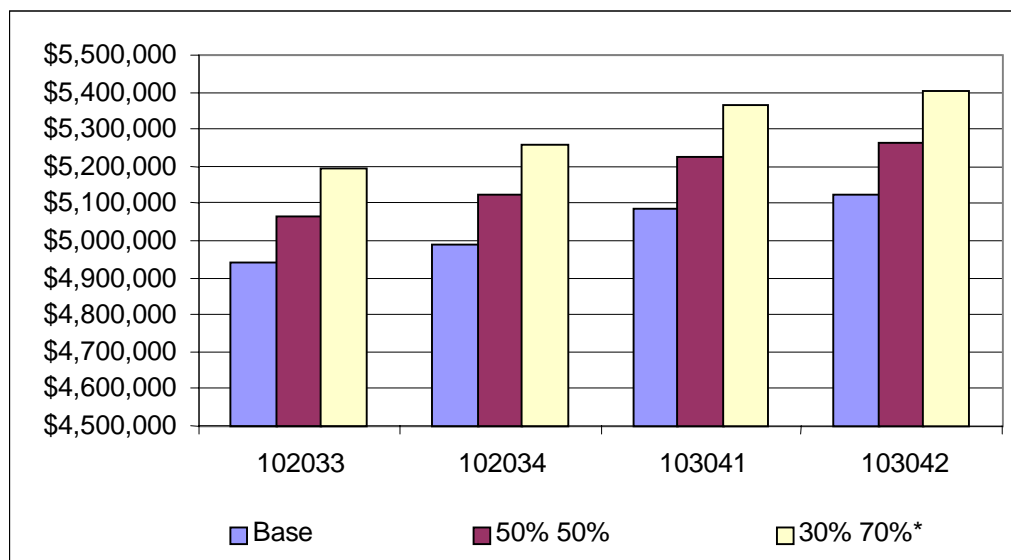


Figura 4.8 Sensibilización de los escenarios de atraso de C.C. futuros.

*El primer valor es la probabilidad de que los futuros ciclos no se retrasen, mientras que el segundo es la probabilidad de que éstos se retrasen un semestre.

Del estudio de sensibilidad precedente se puede concluir que, bajo el criterio de valor esperado, aparece una estrategia dominante, que en la gran mayoría de escenarios se comporta de manera sobresaliente. Esta estrategia corresponde a la que define la fecha de puesta en servicio en julio del año 2003. Es así, como, para este ejemplo en particular, no sería necesario hacer una estimación muy fina de las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los escenarios.

No siempre se producen este tipo de situaciones, por lo tanto, el sensibilizar los parámetros relevantes es una excelente e indispensable herramienta para conocer la robustez de la solución obtenida.

4.4.2 Criterio de Laplace o de Razón insuficiente

Este criterio, al no requerir la estimación de probabilidades de ocurrencia, permite su aplicación directa con los datos de la matriz de decisión. Es así como, se procedió a calcular el valor promedio de los escenarios para cada estrategia. Esto último es equivalente al cálculo de valor esperado con probabilidades iguales para cada escenario. En la Fig. 4.9 se presentan los resultados obtenidos:

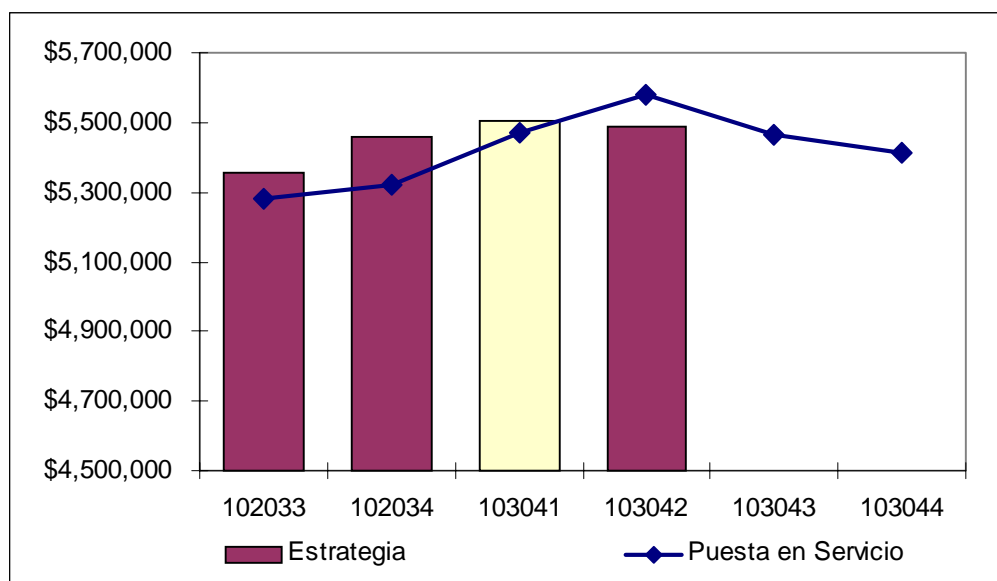


Figura 4.9 Resultado según el criterio de Laplace.

En la ilustración se puede ver que la estrategia que presenta mayor utilidad promedio para todos los escenarios es la que establece la puesta en marcha de la central en el trimestre que comienza en abril del año 2003. Este resultado se explica porque este criterio considera como equiprobables los escenarios de atraso de la central Cortaderal, lo que produce que la tercera estrategia tome en cuenta las utilidades de las tres mejores fechas alternativas para la puesta en servicio.

4.4.3 Criterio de min-max regret (minimiza el máximo arrepentimiento)

Para la aplicación del criterio de mínimo arrepentimiento fue necesario crear a partir de las matrices de decisión las matrices de pérdida, las cuales se presentan en el anexo E. Luego se procedió a elegir la mayor pérdida que podría experimentar cada estrategia y a partir de esta, la estrategia que presente el mejor resultado. En la Fig. 4.10 se presentan los resultados obtenidos por medio de este criterio.

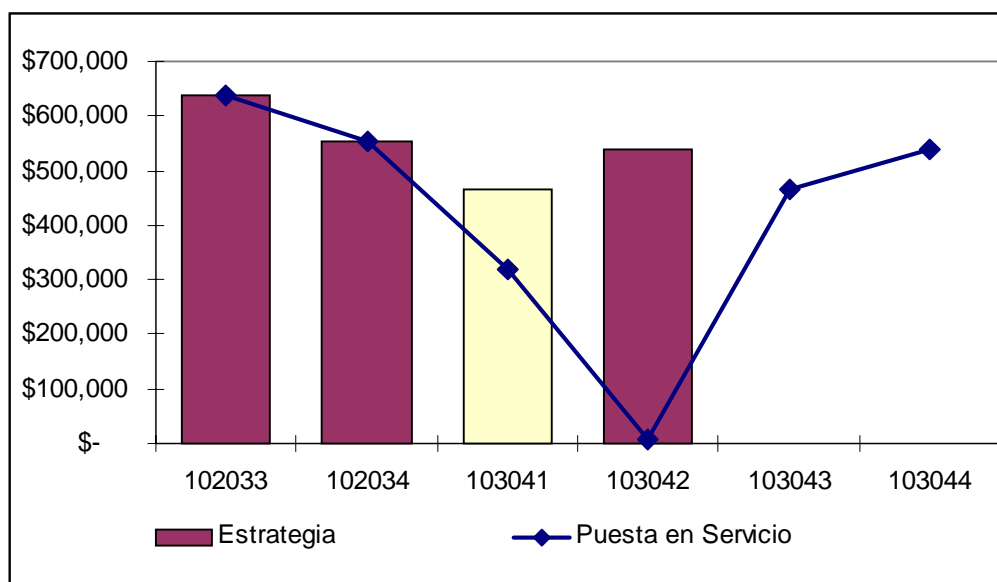


Figura 4.10 Resultado según el criterio de min-max regret

La estrategia que presenta el mejor resultado con respecto al criterio de mínimo arrepentimiento, es la que define la fecha de comienzo de la operación de la central en abril del año 2003. Si no se considerara la posibilidad de atraso del propio proyecto, la mejor alternativa sería la cuarta estrategia tal cual como se ve en la figura.

4.4.4 Criterio de von Neumann- Morgenstern

Este criterio se basa en asumir al planificador como una persona en extremo optimista, que cree que será el mejor escenario el que en definitiva ocurra, o en extremo pesimista, que cree que el futuro corresponde al peor de los escenarios. Así es que, para la aplicación de este criterio, es necesario elegir tanto el mejor como el peor escenario para cada estrategia.

En la Fig. 4.11 se presenta el resultado del caso pesimista. Se puede ver que la estrategia a elegir según este criterio es la que define el comienzo de las actividades en julio del año 2003.

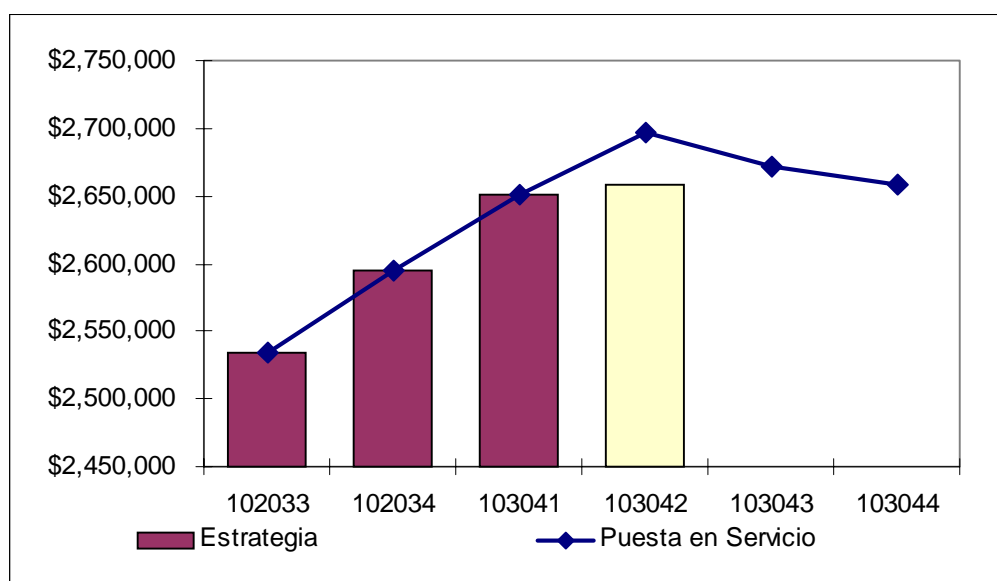


Figura 4.11 Resultado según el criterio de von Neumann - Morgenstern, pesimista.

El resultado del caso optimista se presenta en la Fig. 4.12. Aquí se pueden ver tres estrategias con un mismo nivel de utilidad, pero al dejar de considerar el posible retraso de Cortaderal, queda como alternativa óptima la que define el comienzo de las actividades en julio del año 2003.

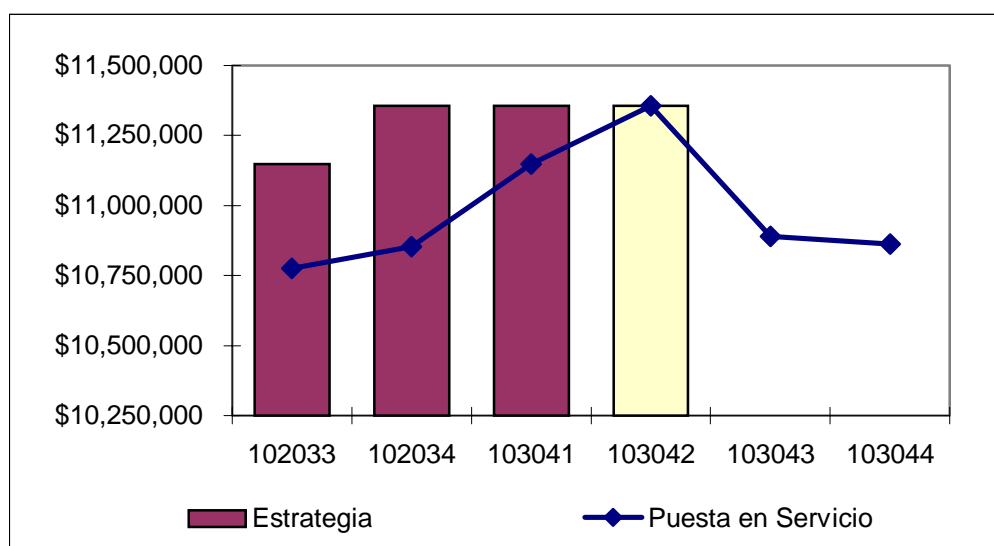


Figura 4.12 Resultado según el criterio de von Neumann-Morgenstern, optimista.

4.4.5 Criterio de Hurvitz

Este criterio no tiene sentido aplicarlo a este problema, debido a que existe una estrategia dominante que tiene una mayor utilidad en todo el dominio de adversidad al riesgo. Esta estrategia es la que determina el comienzo de la operación de la central en el trimestre hidrológico correspondiente a julio del año 2003.

4.5 Resumen de los resultados obtenidos

Los distintos criterios aplicados arrojaron diferentes resultados los cuales se pueden ver de manera resumida en la tabla a continuación:

CRITERIO	FECHA
Valor esperado	Julio del 2003
Laplace o de Razón insuficiente	Abril del 2003
Mínimo arrepentimiento o de min-max regret	Abril del 2003
Von Neumann - Morgenstern, pesimista	Julio del 2003
Von Neumann - Morgenstern, optimista	Julio del 2003

Tabla 4.3 Resumen de los resultados.

Estas diferencias se deben principalmente a dos factores: a la característica propia del problema resuelto, donde las distintas estrategias son similares entre sí, y a que los distintos criterios no responden a los mismos objetivos.

La tercera y la cuarta estrategias presentaron un comportamiento similar frente a los diferentes escenarios, lo cual hizo que a diferentes objetivos se tomen distintas decisiones. Sin embargo, por el hecho de ser estrategias muy similares, solo se altera la fecha de puesta en servicio, la decisión no presenta grandes diferencias entre un criterio y otro.

V CONCLUSIONES Y DESARROLLOS FUTUROS

5.1 Conclusiones

En este trabajo se revisó, en primer lugar, el estado actual del arte en lo referente a la planificación de la expansión frente a incertidumbres de los sistemas eléctricos. Luego, con los antecedentes recopilados, se realizó un ejercicio de análisis de decisiones de inversión con el objeto de probar una serie de criterios de decisión mediante el método de los escenarios. Del presente estudio se pudo concluir lo siguiente:

La planificación de la expansión frente a incertidumbre en los sistemas eléctricos es un tema de investigación relativamente nuevo, salvo en lo referente a la predicción de la demanda eléctrica. El estudio de las incertidumbres propias de un mercado competitivo está especialmente rezagado por lo reciente de los procesos de creación de mercados competitivos de generación eléctrica y, fundamentalmente, porque la mayoría de los países desarrollados, que son quienes asignan gran cantidad de recursos a la investigación, aún tienen empresas eléctricas nacionales e integradas verticalmente.

Bajo el nuevo escenario de competencia en el sector eléctrico se pueden distinguir claramente dos ámbitos en los cuales se desarrolla planificación de la expansión. El primero corresponde al papel desempeñado por el Estado, el cual al responder a su rol subsidiario, debe crear las condiciones para que se satisfaga la demanda con una calidad y seguridad de servicio aceptable. El segundo atañe a los inversionistas del sector eléctrico, que son quienes, en definitiva y de manera

descentralizada, toman las decisiones de oferta de capacidad de generación y transmisión.

Existe suficiente bibliografía acerca de metodologías para la obtención de planes de expansión óptimos considerando los efectos de las incertidumbres, sin embargo, el tema de las incertidumbres en planificación, desde el punto de vista del inversionista privado, está prácticamente inexplorado.

El proceso de análisis de decisiones frente a incertidumbres se puede dividir en cuatro etapas. La primera corresponde a la estructuración del problema a resolver, donde se definen todas las variables que afectan al proceso de decisión. En segundo lugar se encuentra el estudio del entorno de cada una de las estrategias por analizar. Aquí es donde se determinan las incertidumbres que son relevantes para el problema. La tercera corresponde a la etapa de optimización técnico-económica, donde se le asigna un valor numérico a cada una de las estrategias en estudio. Por último, se sintetizan los resultados obtenidos y se sensibiliza la solución para determinar su robustez.

Para tomar una decisión de expansión en un sistema eléctrico mediante el método de los escenarios pueden aplicarse distintos criterios de decisión. En este trabajo se evaluaron varios de dichos criterios, tomando como problema el de definir la fecha de puesta en servicio de una nueva central hidroeléctrica en el Sistema Interconectado Central chileno, la proyectada central Cortaderal. Los criterios evaluados arrojaron las siguientes fechas de puesta en servicio:

CRITERIO	FECHA
Valor esperado	Julio del 2003
Laplace o de Razón insuficiente	Abril del 2003
Mínimo arrepentimiento o de min-max regret	Abril del 2003
Von Neumann - Morgenstern, pesimista	Julio del 2003
Von Neumann - Morgenstern, optimista	Julio del 2003

Resumen de los resultados obtenidos del ejercicio de escenarios

Las diferencias en los resultados alcanzados se explican básicamente por dos razones. La primera porque las estrategias, entre las cuales había que discriminar, no tenían grandes diferencias entre sí en lo referente a los ingresos percibidos por concepto de venta de energía. La segunda razón es que en esencia los distintos criterios persiguen diferentes objetivos.

El criterio de valor esperado pretende tomar una decisión tomando en cuenta el comportamiento de las estrategias frente a cada uno de los escenarios, considerando el desigual impacto que cada uno de ellos tiene ponderando por su probabilidad.

El criterio de Laplace, en cambio, considera a todos los escenarios por igual al basarse en el principio de razón insuficiente, que antes de cometer un error en la estimación de las probabilidades de ocurrencia prefiere considerarlos como equiprobables.

El objetivo del criterio de mínimo arrepentimiento es minimizar la posibilidad que la decisión tomada sea errada. Esto es muy importante en los proyectos impulsados por el sector público y los que involucran grandes inversiones que pueden hipotecar el futuro financiero del inversionista.

El criterio de von Neumann-Morgenstern pretende, en el caso pesimista, minimizar la pérdida en el peor de los escenarios, y en el caso optimista, maximizar la utilidad en el mejor de los escenarios.

El criterio de Hurwicz pretende sensibilizar el anterior criterio a los distintos niveles de aversión al riesgo que puede presentar el planificador.

5.2 Desarrollos futuros

El tema de las incertidumbres en planificación del sector eléctrico, por su nivel incipiente de desarrollo, ofrece un gran espectro de investigaciones en el futuro. La progresiva incorporación de competencia en la generación eléctrica en los países desarrollados va a dar lugar a que este tema sea fuertemente trabajado en el futuro cercano.

Una línea natural de investigación corresponde a identificar y estudiar el efecto de las incertidumbres producto de la competencia. Sería útil entrevistar a los responsables de la planificación de las empresas del sector eléctrico chileno, con el fin de establecer las incertidumbres cuyo impacto consideran realmente relevante para el proceso de toma de decisiones. A continuación, se podría estudiar el modelamiento de dichas incertidumbres y ver cómo afectan, de manera global, la planificación estratégica de la empresa.

En el ejercicio de análisis de decisiones, desarrollado en esta memoria, se considera una etapa de optimización técnico-económica, donde se determina cómo respondería la industria de la generación eléctrica a determinado escenario. Cuando

todos los agentes toman decisiones de manera descentralizada y la regulación entrega señales correctas, el óptimo social es alcanzado. Por lo tanto, en esta etapa, es posible utilizar herramientas para la obtención de planes de expansión óptimos, como por ejemplo, la optimización estocástica recursiva.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] AIRES, D.L.S., TORTELLY, J.C.O., SERNA, P.M.A., PEREIRA, M.V.F., LIMA, M.C.A., MELO, J.C.O., GORESTIN, B.G., “Expansion planning under uncertainty and competition”, V SEPOPE, Recife, Brasil, Mayo 1996.
- [2] ANDERSON, J.A., “Applications of probability concepts in electric systems”, Toronto University Press, 1990.
- [3] ANDREWS, C.J., “Evaluating risk management strategies in resource planning”, IEEE Transactions on Power Systems Vol.10 N°1, febrero 1995
- [4] CIGRE Working Group 37.10, “Dealing with uncertainty in system planning – Has flexibility proved to be an adequate answer?”, ELECTRA N°151, diciembre 1993.
- [5] CIGRE Working Group 37.10, “Methods for planning under uncertainty – Towards flexibility in power systems development”, ELECTRA N° 161, agosto 1995.
- [6] CIGRE Working Group 38.05 (Brasil) “Intelligent systems applications to power systems in Brazil: Present status and perspectives”.
- [7] GORESTIN, B.G., CAMPODONICO, N.M., COSTA, J.P., PEREIRA, M.V.F, “Power system expansion planning under uncertainty”, IEEE Transactions on Power Systems Vol.8 N°1, febrero 1993.
- [8] JARAMILLO, P., Apuntes del Curso: “Planificación de sistemas eléctricos”, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2^{do} Semestre 1998.

- [9] LAMBERT, G., LEITE, A.M., ALVES, A.P.(EFEI) & MELO, J.C.O, COSTA, J.P., GORESTIN, B.G., SOBRINHO, E.S. (CEPEL), “Planejamiento e operação de sistemas de potência sob incertezas via técnicas difusas”, VI SEPOPE, Salvador de Bahía, Brasil, mayo 1998.
- [10] MIRANDA, V., PROENÇA, L.M., “Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning”, IEEE Transactions on Power Systems Vol.13 N°2, mayo 1998.
- [11] MORGAN, G., HENRION, M., “Uncertainty - A guide to dealing with uncertainty in quantitative risk and police analysis”, Cambridge University Press, 1990.
- [12] ORDOÑES, F., “Optimización estocástica aplicada a modelos de inversión en generación eléctrica”, memoria (Título de Ingeniero Civil Matemático), Santiago, Chile, Universidad de Chile (Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas), agosto 1997.
- [13] RUDNICK, H., Apuntes del Curso: “Operación económica de sistemas eléctricos de potencia”, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2^{do} Semestre 1996.
- [14] RUDNICK, H., Apuntes del Curso: “Mercados eléctricos”, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1^{er} Semestre 1997.
- [15] RUDNICK, H., “Pioneering electricity reform in South America”, IEEE Spectrum, agosto 1996.
- [16] RUDNICK, H., “La infraestructura energética y el sector eléctrico”, en: “Diseño Estratégico e Infraestructura Básica”, CEPAL/ILPES, 1998, pág. 163-172.

- [17] SCHWEPPE, F.C., "Trade off methods in system planning", IEEE Transactions on Power Systems Vol.3 N°3, agosto 1988.
- [18] ZHU, J., CHOW, M., "A review of emerging techniques on generation expansion planning", IEEE Transactions on Power Systems Vol.12 N°4, noviembre 1997.

INDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 2.1 Método Tradicional de Planificación.....	20
Figura 2.2 Programación dinámica del GOL.	32
Figura 3.1 Etapas del proceso de análisis de decisiones.	36
Figura 3.2 Árbol de decisión genérico.	42
Figura 3.3 Función de pertenencia.	53
Figura 4.1 Estructura del problema a resolver.....	55
Figura 4.2 Energías generables central Cortaderal.....	60
Figura 4.3 Resultado criterio de valor esperado.....	65
Figura 4.4 Sensibilización de los escenarios de hidrología.....	67
Figura 4.5 Sensibilización de los escenarios de demandas.	68
Figura 4.6 Sensibilización de los escenarios de atraso de Ralco.....	69
Figura 4.7 Sensibilización de los escenarios de atraso de Cortaderal.	70
Figura 4.8 Sensibilización de los escenarios de atraso de C.C. futuros.	71
Figura 4.9 Resultado según el criterio de Laplace.	72
Figura 4.10 Resultado según el criterio de min-max regret	73
Figura 4.11 Resultado según el criterio de von Neumann - Morgenstern, pesimista.....	74
Figura 4.12 Resultado según el criterio de von Neumann-Morgenstern, optimista.....	75
Tabla 3.1 Matriz de decisión.....	40
Tabla 3.2 Matriz de decisión.....	44
Tabla 3.3 Matriz de pérdidas.....	45
Tabla 4.1 Hidrologías extremas.....	59
Tabla 4.2 Simbología matriz de decisión.....	64
Tabla 4.3 Resumen de resultados.....	76

ANEXOS

Anexo A: Bases para el cálculo preliminar de los precios nudo en el SIC, abril de 1999

- **Tabla A.1, Previsión de consumos en el SIC**

Año	Producción Neta (GWh)	F.Carga (%)
1999	27699	72.0
2000	29833	72.0
2001	32159	72.0
2002	34880	72.0
2003	37865	72.0
2004	41030	72.0
2005	44470	72.0
2006	48333	72.0
2007	52390	72.0
2008	56824	72.0
2009	61590	72.0

- **Tabla A.2, Factores de repartición trimestral.**

Trimestre	<u>Energía trim</u> Energía anual	<u>Demanda Max trim</u> Demanda Max anual
Ene - Mar	0.237	0.882
Abr - Jun	0.255	1.000
Jul - Sep	0.256	0.993
Oct - Dic	0.252	0.923

- **Tabla A.3, Programa de obras en el SIC.**

Fecha	Obra	Potencia (MW)
Oct de 1999	Central hidroelectrica Peuchén	332.4
Abr de 2000	Central hidroelectrica Manpil	332.4
Jun de 2002	Central hidroelectrica Ralco	332.4
Dic de 2002	Central hidroelectrica Cortaderal	103.0

Centrales propuestas por inversionistas privados

Fecha	Obra	Potencia (MW)
Abr de 2003	Central a gas cilo combinado	332.4
Abr de 2004	Central a gas cilo combinado	332.4
Abr de 2005	Central a gas cilo combinado	332.4
Ene de 2006	Central hidroelectrica Los Condores	103.0
Abr de 2006	Central a gas cilo combinado	332.4
Ene de 2007	Central a gas cilo combinado	332.4
Jul de 2007	Central a gas cilo combinado	332.4
Abr de 2008	Central a gas cilo combinado	332.4
Jul de 2008	Central a gas cilo combinado	332.4

Centrales propuestas por la CNE

• **Tabla A.4, Costos variables de operación**

Central	Tipo de Combustible	Consumo Especifico Kg/KWh	Costos Variables No combustibles Mills/KWh	Costos de Combustibles US\$/ton
Petropower	C. de Petróleo	0.313	3.90	0.00
Bocamina	Carbón	0.368	1.67	39.11
Ventanas 1	Carbón	0.415	2.18	37.04
Ventanas 2	Carbón	0.397	1.38	37.04
Guacolda 1	Carbón	0.360	2.00	35.63
Guacolda 2	Carbón	0.360	2.00	35.63
Huasco	Carbón	0.740	3.64	35.61
Laguna Verde	Carbón	0.850	7.86	41.34
Turbina a gas 1	Fuel	0.362	7.29	107.71
Turbina a gas 2	Diesel	0.337	0.91	182.69
Turbinas el Indio	Diesel	0.264	1.00	178.24
Renca	Diesel	0.362	3.64	157.09
TG, Los Robles	Diesel	0.281	2.30	158.58
TG, Antihue	Diesel	0.229	2.70	175.49
TG, Cabrero P&W	Diesel	0.229	2.70	155.17
TG, Cabrero Alstom	Diesel	0.259	1.30	155.17
TG, Cabrero S&S	Diesel	0.219	2.70	155.17

La operación de turbinas ubicadas en Los Robles, Antihue, Cabrero y San Antonio se debe considerar presente sólo durante los dos primeros años hidrológicos del horizonte de análisis.

Central	Tipo de Combustible	Potencia MW	Costos Total de Generación Mills/KWh	Costos Variables no combustibles Mills/KWh
Central Arauco	Licor Negro, Biomasa, Petróleo.	0-54.2	0.00	0.00
		54.2-62.2	5.00	0.00
		62.2-69	12.00	0.00
		69-86	18.00	0.00
		86-94	45.00	0.00
Central Constitución		0-6	25.00	0.00
	6.-15	53.00	0.00	
Nueva Renca	Gas Natural	Ciclo Combinado	9.80	1.55
Nehuenco			9.14	2.12
San Isidro			9.34	2.50
Ciclos combinados futuros			9.88	2.75
San Antonio		C. Abto.	17.69	0.80

- **Tabla A.5, Aspectos Generales**

Tasa de Descuento	10%
Tasa de Cambio	493.45 \$/US\$
Costo de Falla	159.9 mills/KWh
Cota Inicial Lago Laja	1304.02 msnm.

ANEXO B: Archivo de entrada base para el modelo GOL.

PRECIOS DE NUDO PRELIMINARES, ABRIL DE 1999

```

9900 10809 1
rieg
  9900 1316.93
  10001 1316.93
  10102 1316.93
finr
cons /coef. reparticion energia/ coef. reparticion potencia
coef .237 .255 .256 .252 .882 1.00 .993 .923
  1999 27699. .7200
  2000 29833. .7200
  2001 32159. .7200
  2002 34880. .7200
  2003 37865. .7200
  2004 41030. .7200
  2005 44470. .7200
  2006 48333. .7200
  2007 52390. .7200
  2008 56824. .7200
  2009 61590 .7200
prog anho trim anho trim
rsis 9900 1
peuc 9900 3
mamp 10001 1
rucu 9900 1
cort 10203 3
ralc 10203 1
pasr 9900 1 10203 1
pacr 10203 1
cond 10506 4

finh
tasa
  9900 0.10
cimp escr mat an escr punch
dter /pot/ fp energ generables / fp ener minimas /rend/cvar
9900 boca 121.0 .8514 .8497 .5727 .8532 .3860 .3743 .2395 .1263 .368 1.67
9900 ven1 112.8 .7997 .7990 .5380 .8003 .4222 .4136 .2690 .1395 .415 2.18
9900 ven2 197.4 .8513 .8512 .5736 .8513 .4082 .3992 .2593 .1360 .397 1.38
9900 renc 92.0 .7515 .7483 .7483 .4982 .1194 .1132 .1083 .0403 .362 3.64
9900 lver 52.7 .5039 .5070 .5070 .3338 .1651 .1031 .1547 .0527 .850 7.86
9900 hsko 13.3 .7918 .8173 .8173 .6614 .5508 .3405 .5448 .1740 .740 3.64
9900 te01 10.0 .0000 .0000 8.605 2.593 .0000 .0000 .0000 .0000 .337 0.91
9900 te02 282.0 .9300 .9300 .7600 .9300 .2106 .2071 .1574 .2071 .360 2.00
9900 te03 48.6 .9670 .9670 .8312 .9670 .1748 .1748 .1514 .1754 .000 3.90
9900 te04 359.0 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .3030 .3400 .100 1.55
9900 te05 370.0 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .2500 .3400 .100 2.50
9900 te06 351.2 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .2500 .3400 .100 2.12
9900 te07 58.0 .6432 .6362 .6362 .6504 .0872 .0863 .0863 .0661 .362 7.29
9900 te08 46.0 .9538 .9484 .9435 .9645 .0616 .0609 .0609 .0455 .337 0.91
10304 te10 332.4 .0000 .0000 .8520 .9300 .0000 .0000 .2500 .3400 .100 2.75
10405 te10 664.8 .4650 .4650 .8520 .9300 .1700 .1700 .2500 .3400 .100 2.75

```

10506 te10 997.2 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .2500 .3400 .100 2.75
 10607 te101329.6 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .2500 .3400 .100 2.75
 10809 te101662.0 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .2500 .3400 .100 2.75
 9900 te11 12.0 .9538 .9484 .9435 .9645 .0616 .0609 .0609 .0445 .264 1.00
 9900 te12 172.8 .9538 .9484 .9435 .9645 .0616 .0609 .0609 .0445 .255 2.50
 10102 te12 000.0 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .255 2.50
 9900 te13 263.0 .9300 .9300 .9300 .9300 .1000 .1000 .1000 .1000 .236 2.23
 10102 te13 000.0 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .236 2.23
 10607 te14 332.4 .0000 .0000 .0000 .9300 .0000 .0000 .0000 .3400 .100 2.75
 10708 te14 664.8 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .2500 .3400 .100 2.75
 10809 te15 332.4 .9300 .9300 .8520 .9300 .3400 .3400 .2500 .3400 .100 2.75
 9900 te17 54.2 .7000 .7000 .5000 .7000 .3400 .3400 .3400 .2000 .100 0.00
 9900 te18 8.0 .7000 .7000 .5000 .7000 .0000 .0000 .0000 .0000 .100 0.00
 9900 te19 6.8 .7000 .7000 .5000 .7000 .0000 .0000 .0000 .0000 .100 0.00
 9900 te20 17.0 .7000 .7000 .5000 .7000 .0000 .0000 .0000 .0000 .100 0.00
 9900 te21 8.0 .7000 .7000 .5000 .7000 .0000 .0000 .0000 .0000 .100 0.00
 9900 te22 6.0 .7000 .7000 .5000 .7000 .0000 .0000 .0000 .0000 .100 0.00
 9900 te23 9.0 .7000 .7000 .5000 .7000 .0000 .0000 .0000 .0000 .100 0.00
 9900 te24 152.4 .9300 .9300 .9300 .9300 .3400 .3400 .3400 .3400 .100 0.80
 10102 te24 000.0 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .100 0.80

comb tipo

9900 p	10001 p
30 numero	30 numero
39.11 boca	39.11 boca
37.04 ven2	37.04 ven2
37.04 ven1	37.04 ven1
157.09 renc	157.09 renc
41.34 lver	41.34 lver
35.61 hsko	35.61 hsko
182.69 te01	182.69 te01
35.63 te02	35.63 te02
0.0 te03	0.0 te03
98.0 nren	98.0 nren
93.4 sisi	93.4 sisi
91.4 nehu	91.4 nehu
107.71 te07	107.71 te07
182.69 te08	182.69 te08
0.0 te09	0.0 te09
98.8 te10	98.8 te10
178.24 te11	178.24 te11
166.17 te12	166.17 te12
155.17 te13	155.17 te13
98.8 te14	98.8 te14
98.8 te15	98.8 te15
0.0 te16	0.0 te16
0.0 te17	0.0 te17
50.0 te18	50.0 te18
120.0 te19	120.0 te19
180.0 te20	180.0 te20
450.0 te21	450.0 te21
250.0 te22	250.0 te22
530.0 te23	530.0 te23
176.9 te24	176.9 te24

10102 p

10203 p

30 numero
 39.11 boca
 37.04 ven2
 37.04 ven1
 157.09 renc
 41.34 lver
 35.61 hsco
 182.69 te01
 35.63 te02
 0.0 te03
 98.0 nren
 93.4 sisi
 91.4 nehu
 107.71 te07
 182.69 te08
 0.0 te09
 98.8 te10
 178.24 te11
 166.17 te12
 155.17 te13
 98.8 te14
 98.8 te15
 0.0 te16
 0.0 te17
 50.0 te18
 120.0 te19
 180.0 te20
 450.0 te21
 250.0 te22
 530.0 te23
 176.9 te24

10304 p

30 numero
 39.11 boca
 37.04 ven2
 37.04 ven1
 157.09 renc
 41.34 lver
 35.61 hsco
 182.69 te01
 35.63 te02
 0.0 te03
 98.0 nren
 93.4 sisi
 91.4 nehu
 107.71 te07
 182.69 te08
 0.0 te09
 98.8 te10
 178.24 te11
 166.17 te12
 155.17 te13
 98.8 te14

30 numero
 39.11 boca
 37.04 ven2
 37.04 ven1
 157.09 renc
 41.34 lver
 35.61 hsco
 182.69 te01
 35.63 te02
 0.0 te03
 98.0 nren
 93.4 sisi
 91.4 nehu
 107.71 te07
 182.69 te08
 0.0 te09
 98.8 te10
 178.24 te11
 166.17 te12
 155.17 te13
 98.8 te14
 98.8 te15
 0.0 te16
 0.0 te17
 50.0 te18
 120.0 te19
 180.0 te20
 450.0 te21
 250.0 te22
 530.0 te23
 176.9 te24

10405 p

30 numero
 39.11 boca
 37.04 ven2
 37.04 ven1
 157.09 renc
 41.34 lver
 35.61 hsco
 182.69 te01
 35.63 te02
 0.0 te03
 98.0 nren
 93.4 sisi
 91.4 nehu
 107.71 te07
 182.69 te08
 0.0 te09
 98.8 te10
 178.24 te11
 166.17 te12
 155.17 te13
 98.8 te14

98.8 te15
0.0 te16
0.0 te17
50.0 te18
120.0 te19
180.0 te20
450.0 te21
250.0 te22
530.0 te23
176.9 te24

98.8 te15
0.0 te16
0.0 te17
50.0 te18
120.0 te19
180.0 te20
450.0 te21
250.0 te22
530.0 te23
176.9 te24

**Terminología de centrales térmicas utilizadas en el
desarrollo del archivo de entrada al GOL.**

boca	Bocamina
ven1	Ventanas 1
ven2	Ventanas 2
renc	Renca
lver	Laguna Verde
hsco	Huasco
te01	Central de Falla
te02	Guacolda 1 + 2
te03	Petropower
te04	Nueva Renca
te05	Nehuenco
te06	San Isidro
te07	Turbina a Gas (Fuel)
te08	Turbina a Gas (Diesel)
te10	Ciclos Combinados Futuros
te11	TG El Indio
te12	TG Los Robles + Antihue
te13	TG Cabrero * 3
te14	Ciclos Combinados Futuros
te15	Ciclos Combinados Futuros
te17	Arauco
te18	Arauco
te19	Arauco
te20	Arauco
te21	Arauco
te22	Celco
te23	Constitución
te24	San Antonio (Ciclo Abierto)

ANEXO C: Escenarios de Demanda en el SIC

Caso Base

Año	Demanda GWh	Crecimiento %
1999	27,699	7.7%
2000	29,833	7.7%
2001	32,159	7.8%
2002	34,880	8.5%
2003	37,865	8.6%
2004	41,030	8.4%
2005	44,470	8.4%
2006	48,333	8.7%
2007	52,390	8.4%
2008	56,824	8.5%
2009	61,590	8.4%

Baja Demanda

Año	Demanda GWh	Crecimiento %
1999	26,333	3.0%
2000	27,650	5.0%
2001	29,806	7.8%
2002	32,327	8.5%
2003	35,094	8.6%
2004	38,027	8.4%
2005	41,216	8.4%
2006	44,796	8.7%
2007	48,556	8.4%
2008	52,666	8.5%
2009	57,083	8.4%

Alta Demanda

Año	Demanda GWh	Crecimiento %
1999	27,699	7.7%
2000	29,915	8.0%
2001	32,607	9.0%
2002	35,542	9.0%
2003	38,741	9.0%
2004	42,227	9.0%
2005	46,028	9.0%
2006	50,170	9.0%
2007	54,686	9.0%
2008	59,607	9.0%
2009	64,972	9.0%

ANEXO D: Resultados de cada par estrategia-escenario

- Tabla D.1, Cortaderal, Octubre del 2002

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$4,717,140	\$8,452,879	\$2,796,119	\$5,375,415	\$9,614,370	\$2,956,430
a1	\$3,552,990	\$5,323,418	\$2,534,670	\$3,953,539	\$6,152,099	\$2,614,187
a2	\$5,040,166	\$9,229,439	\$2,896,381	\$5,775,724	\$10,652,864	\$3,054,750
b0	\$4,727,900	\$8,492,797	\$2,795,448	\$5,391,162	\$9,662,372	\$2,956,430
b1	\$3,558,965	\$5,336,150	\$2,534,099	\$3,957,990	\$6,186,314	\$2,613,516
b2	\$5,054,438	\$9,254,836	\$2,895,080	\$5,796,976	\$10,690,723	\$3,055,501
c0	\$4,745,932	\$8,552,145	\$2,796,078	\$5,412,313	\$9,723,280	\$2,957,672
c1	\$3,561,543	\$5,344,949	\$2,534,099	\$3,964,183	\$6,207,437	\$2,613,516
c2	\$5,069,322	\$9,300,596	\$2,895,710	\$5,820,557	\$10,747,152	\$3,052,322
d0	\$4,751,365	\$8,581,351	\$2,796,749	\$5,422,652	\$9,749,132	\$2,958,302
d1	\$3,563,853	\$5,347,121	\$2,535,689	\$3,963,196	\$6,211,252	\$2,618,158
d2	\$5,080,692	\$9,333,354	\$2,897,011	\$5,832,483	\$10,774,739	\$3,055,380

- Tabla D.2, Cortaderal, Enero del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$4,724,950	\$8,466,874	\$2,792,025	\$5,416,142	\$9,685,510	\$2,961,038
a1	\$3,583,367	\$5,378,036	\$2,595,388	\$4,008,182	\$6,254,815	\$2,681,111
a2	\$5,047,717	\$9,250,970	\$2,885,484	\$5,818,365	\$10,730,992	\$3,051,206
b0	\$4,733,403	\$8,509,275	\$2,792,025	\$5,433,067	\$9,735,825	\$2,961,038
b1	\$3,585,510	\$5,390,352	\$2,594,807	\$4,013,878	\$6,289,042	\$2,678,813
b2	\$5,062,798	\$9,278,972	\$2,883,578	\$5,840,129	\$10,767,005	\$3,050,499
c0	\$4,753,345	\$8,569,119	\$2,792,689	\$5,457,851	\$9,796,444	\$2,963,011
c1	\$3,587,362	\$5,399,589	\$2,594,807	\$4,015,869	\$6,310,791	\$2,677,439
c2	\$5,078,009	\$9,322,963	\$2,884,242	\$5,862,747	\$10,824,964	\$3,051,206
d0	\$4,758,234	\$8,595,459	\$2,794,063	\$5,464,764	\$9,822,180	\$2,963,652
d1	\$3,588,959	\$5,401,591	\$2,596,095	\$4,014,996	\$6,316,077	\$2,682,333
d2	\$5,085,787	\$9,351,083	\$2,886,148	\$5,873,244	\$10,853,356	\$3,052,578

- Tabla D.3, Cortaderal, Abril del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$4,836,499	\$8,702,878	\$2,846,108	\$5,571,016	\$9,985,561	\$3,025,562
a1	\$3,685,310	\$5,590,323	\$2,652,907	\$4,137,396	\$6,539,061	\$2,744,690
a2	\$5,226,228	\$9,714,149	\$2,948,912	\$5,958,695	\$11,027,742	\$3,108,272
b0	\$4,848,165	\$8,745,085	\$2,846,611	\$5,588,672	\$10,035,578	\$3,025,562
b1	\$3,690,957	\$5,609,084	\$2,652,294	\$4,142,490	\$6,576,618	\$2,744,013
b2	\$5,151,539	\$9,505,151	\$2,931,289	\$5,977,896	\$11,068,166	\$3,108,272
c0	\$4,865,485	\$8,805,198	\$2,846,611	\$5,614,023	\$10,096,713	\$3,025,642
c1	\$3,693,650	\$5,619,784	\$2,650,912	\$4,145,917	\$6,600,644	\$2,744,013
c2	\$5,171,641	\$9,550,533	\$2,931,289	\$5,996,439	\$11,122,577	\$3,109,089
d0	\$4,874,440	\$8,831,970	\$2,846,611	\$5,618,590	\$10,119,560	\$3,026,874
d1	\$3,693,696	\$5,621,346	\$2,655,791	\$4,145,917	\$6,607,114	\$2,745,325
d2	\$5,176,663	\$9,576,959	\$2,931,289	\$6,006,505	\$11,147,559	\$3,109,766

- Tabla D.4, Cortaderal, Julio del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$4,879,469	\$8,885,087	\$2,859,449	\$5,658,295	\$10,236,537	\$3,049,177
a1	\$3,785,954	\$5,783,567	\$2,696,142	\$4,256,442	\$6,781,982	\$2,793,892
a2	\$5,256,774	\$9,725,969	\$2,977,035	\$5,974,742	\$11,234,341	\$3,107,639
b0	\$4,891,613	\$8,930,335	\$2,859,449	\$5,676,194	\$10,287,426	\$3,049,177
b1	\$3,788,620	\$5,798,812	\$2,696,142	\$4,261,315	\$6,820,779	\$2,793,892
b2	\$5,293,241	\$9,824,187	\$2,977,707	\$5,993,807	\$11,276,395	\$3,110,561
c0	\$4,910,428	\$8,988,361	\$2,859,449	\$5,698,402	\$10,348,903	\$3,049,177
c1	\$3,789,542	\$5,814,152	\$2,696,142	\$4,267,091	\$6,841,847	\$2,793,176
c2	\$5,308,281	\$9,867,887	\$2,977,707	\$6,013,014	\$11,330,782	\$3,108,311
d0	\$4,915,697	\$9,013,861	\$2,860,121	\$5,705,980	\$10,376,428	\$3,050,565
d1	\$3,789,542	\$5,815,230	\$2,697,676	\$4,265,681	\$6,848,677	\$2,793,892
d2	\$5,315,245	\$9,896,307	\$2,977,707	\$6,024,569	\$11,356,463	\$3,109,636

- Tabla D.5, Cortaderal Octubre del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$4,757,625	\$8,577,582	\$2,825,891	\$5,570,047	\$9,964,927	\$3,023,731
a1	\$3,737,311	\$5,660,049	\$2,671,639	\$4,230,337	\$6,690,887	\$2,768,717
a2	\$5,264,512	\$9,699,613	\$2,953,742	\$5,780,708	\$10,790,722	\$3,073,722
b0	\$4,769,132	\$8,614,764	\$2,825,891	\$5,586,128	\$10,008,135	\$3,022,973
b1	\$3,739,128	\$5,678,627	\$2,671,639	\$4,234,841	\$6,726,839	\$2,768,717
b2	\$5,276,666	\$9,722,893	\$2,953,742	\$5,796,060	\$10,824,525	\$3,074,434
c0	\$4,781,559	\$8,666,009	\$2,826,650	\$5,605,500	\$10,062,177	\$3,023,731
c1	\$3,739,665	\$5,689,440	\$2,671,639	\$4,236,731	\$6,749,896	\$2,768,717
c2	\$5,291,452	\$9,764,426	\$2,953,742	\$5,811,397	\$10,871,349	\$3,074,434
d0	\$4,789,579	\$8,688,053	\$2,826,650	\$5,610,304	\$10,080,627	\$3,024,443
d1	\$3,739,665	\$5,691,897	\$2,674,004	\$4,236,195	\$6,754,306	\$2,771,593
d2	\$5,299,679	\$9,787,037	\$2,953,742	\$5,822,578	\$10,889,499	\$3,075,193

- Tabla D.6, Cortaderal, Enero 2004

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$4,723,400	\$8,556,814	\$2,801,698	\$5,446,487	\$9,735,807	\$3,005,599
a1	\$3,671,473	\$5,536,785	\$2,660,346	\$4,189,257	\$6,618,534	\$2,760,299
a2	\$5,196,186	\$9,645,804	\$2,936,192	\$5,732,767	\$10,772,086	\$3,060,624
b0	\$4,733,509	\$8,592,527	\$2,802,297	\$5,463,046	\$9,776,762	\$3,005,599
b1	\$3,674,488	\$5,553,482	\$2,658,783	\$4,195,101	\$6,654,493	\$2,759,494
b2	\$5,208,518	\$9,668,778	\$2,936,192	\$5,747,598	\$10,801,467	\$3,062,186
c0	\$4,748,774	\$8,643,198	\$2,802,297	\$5,478,081	\$9,821,656	\$3,007,040
c1	\$3,674,488	\$5,568,522	\$2,658,027	\$4,198,528	\$6,676,889	\$2,759,494
c2	\$5,221,253	\$9,709,255	\$2,935,386	\$5,766,043	\$10,845,905	\$3,061,380
d0	\$4,755,446	\$8,663,007	\$2,803,053	\$5,483,152	\$9,838,270	\$3,007,040
d1	\$3,675,628	\$5,570,874	\$2,660,346	\$4,198,060	\$6,682,299	\$2,761,845
d2	\$5,228,084	\$9,728,715	\$2,936,948	\$5,772,428	\$10,862,421	\$3,062,186

ANEXO E: Matrices de pérdida del criterio de mínimo arrepentimiento

- Tabla E.1, Cortaderal, Octubre del 2002

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$162,330	\$432,208	\$63,330	\$282,880	\$622,167	\$92,747
a1	\$232,964	\$460,149	\$161,473	\$302,903	\$629,883	\$179,705
a2	\$224,346	\$496,531	\$80,654	\$199,018	\$581,476	\$53,522
b0	\$163,713	\$437,538	\$64,001	\$285,032	\$625,055	\$92,747
b1	\$229,655	\$462,662	\$162,043	\$303,324	\$634,466	\$180,376
b2	\$238,802	\$569,351	\$82,627	\$196,831	\$585,671	\$55,061
c0	\$164,496	\$436,216	\$63,371	\$286,089	\$625,623	\$91,505
c1	\$227,999	\$469,202	\$162,043	\$302,908	\$634,410	\$179,660
c2	\$238,959	\$567,290	\$81,997	\$192,457	\$583,630	\$56,767
d0	\$164,332	\$432,509	\$63,372	\$283,328	\$627,296	\$92,263
d1	\$225,689	\$468,109	\$161,988	\$302,484	\$637,425	\$175,734
d2	\$234,553	\$562,953	\$80,696	\$192,086	\$581,724	\$54,386

- Tabla E.2, Cortaderal, Enero del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$162,330	\$432,208	\$63,330	\$282,880	\$622,167	\$92,747
a1	\$232,964	\$460,149	\$161,473	\$302,903	\$629,883	\$179,705
a2	\$224,346	\$496,531	\$80,654	\$199,018	\$581,476	\$53,522
b0	\$163,713	\$437,538	\$64,001	\$285,032	\$625,055	\$92,747
b1	\$229,655	\$462,662	\$162,043	\$303,324	\$634,466	\$180,376
b2	\$238,802	\$569,351	\$82,627	\$196,831	\$585,671	\$55,061
c0	\$164,496	\$436,216	\$63,371	\$286,089	\$625,623	\$91,505
c1	\$227,999	\$469,202	\$162,043	\$302,908	\$634,410	\$179,660
c2	\$238,959	\$567,290	\$81,997	\$192,457	\$583,630	\$56,767
d0	\$164,332	\$432,509	\$63,372	\$283,328	\$627,296	\$92,263
d1	\$225,689	\$468,109	\$161,988	\$302,484	\$637,425	\$175,734
d2	\$234,553	\$562,953	\$80,696	\$192,086	\$581,724	\$54,386

- Tabla E.3, Cortaderal, Abril del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$42,970	\$182,209	\$13,341	\$87,279	\$250,976	\$23,615
a1	\$100,644	\$193,244	\$43,235	\$119,045	\$242,921	\$49,202
a2	\$38,284	\$11,820	\$28,123	\$16,047	\$206,599	\$0
b0	\$43,447	\$185,250	\$12,838	\$87,522	\$251,848	\$23,615
b1	\$97,663	\$189,728	\$43,848	\$118,825	\$244,161	\$49,879
b2	\$141,702	\$319,036	\$46,418	\$15,910	\$208,228	\$2,289
c0	\$44,943	\$183,162	\$12,838	\$84,380	\$252,190	\$23,535
c1	\$95,892	\$194,368	\$45,230	\$121,174	\$241,203	\$49,163
c2	\$136,640	\$317,353	\$46,418	\$16,575	\$208,205	\$0
d0	\$41,257	\$181,890	\$13,510	\$87,389	\$256,867	\$23,691
d1	\$95,847	\$193,884	\$41,885	\$119,764	\$241,563	\$48,567
d2	\$138,581	\$319,348	\$46,418	\$18,063	\$208,904	\$0

- Tabla E.4, Cortaderal, Julio del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
a1	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
a2	\$7,738	\$0	\$0	\$0	\$0	\$632
b0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
b1	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
b2	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
c0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
c1	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
c2	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$778
d0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
d1	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
d2	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$130

- Tabla E.5, Cortaderal Octubre del 2003

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$121,844	\$307,505	\$33,558	\$88,247	\$271,610	\$25,446
a1	\$48,643	\$123,518	\$24,503	\$26,105	\$91,095	\$25,175
a2	\$0	\$26,356	\$23,293	\$194,035	\$443,619	\$34,549
b0	\$122,481	\$315,571	\$33,558	\$90,067	\$279,291	\$26,204
b1	\$49,492	\$120,185	\$24,503	\$26,474	\$93,941	\$25,175
b2	\$16,575	\$101,293	\$23,965	\$197,747	\$451,869	\$36,127
c0	\$128,869	\$322,352	\$32,799	\$92,903	\$286,726	\$25,446
c1	\$49,877	\$124,711	\$24,503	\$30,360	\$91,951	\$24,459
c2	\$16,829	\$103,460	\$23,965	\$201,617	\$459,433	\$34,655
d0	\$126,118	\$325,807	\$33,471	\$95,676	\$295,801	\$26,121
d1	\$49,877	\$123,333	\$23,672	\$29,486	\$94,371	\$22,299
d2	\$15,566	\$109,271	\$23,965	\$201,991	\$466,964	\$34,573

- Tabla E.6, Cortaderal, Enero 2004

	Sin Ciclos			Con Ciclos		
	Normal	Seco	Humedo	Normal	Seco	Humedo
a0	\$156,070	\$328,273	\$57,751	\$211,807	\$500,730	\$43,578
a1	\$114,480	\$246,782	\$35,796	\$67,185	\$163,448	\$33,593
a2	\$68,326	\$80,166	\$40,843	\$241,975	\$462,255	\$47,647
b0	\$158,104	\$337,807	\$57,152	\$213,148	\$510,664	\$43,578
b1	\$114,131	\$245,330	\$37,360	\$66,213	\$166,287	\$34,398
b2	\$84,723	\$155,409	\$41,515	\$246,209	\$474,928	\$48,375
c0	\$161,654	\$345,163	\$57,152	\$220,322	\$527,247	\$42,137
c1	\$115,054	\$245,629	\$38,115	\$68,563	\$164,958	\$33,682
c2	\$87,028	\$158,632	\$42,321	\$246,971	\$484,877	\$47,709
d0	\$160,251	\$350,854	\$57,068	\$222,828	\$538,157	\$43,525
d1	\$113,914	\$244,356	\$37,330	\$67,621	\$166,378	\$32,047
d2	\$87,160	\$167,592	\$40,759	\$252,141	\$494,042	\$47,580