



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

ANÁLISIS DE RIESGO DE DESABASTECIMIENTO EN EL SIC

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

LEONARDO PÉREZ VARGAS

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS D.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

ÓSCAR MOYA A.
RIGOBERTO TORRES A.

SANTIAGO DE CHILE
MARZO 2008

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: LEONARDO PÉREZ VARGAS
FECHA: 10/03/2008
PROF. GUIA: Sr. LUIS VARGAS DIAZ

“ANÁLISIS DE RIESGO DE DESABASTECIMIENTO EN EL SIC”

En estos días, el sector eléctrico nacional esta atravesando por una complicada situación de crisis energética, la cuál depende principalmente de la variabilidad hidrológica. Los estudios de abastecimiento eléctrico realizados mediante modelos nacionales de coordinación hidrotérmica, consideran sólo la aleatoriedad hidrológica como única variable aleatoria en sus horizontes de evaluación, ya que de ella depende gran parte de la capacidad de generación del SIC. Sin embargo, las dificultades actuales del sector eléctrico para garantizar el suministro de energía en el corto y mediano plazo hacen que nuevas variables puedan tener una incidencia relevante en la probabilidad de desabastecimiento, como la disponibilidad de combustibles y el crecimiento de la demanda eléctrica

El presente trabajo busca ampliar un modelo de coordinación hidrotérmica, modelando e incorporando dos nuevas incertidumbres que influyen en la estimación de desabastecimiento eléctrico: crecimiento de la demanda energética y disponibilidad de combustibles. El objetivo principal es mejorar las estimaciones de probabilidad de déficit en el Sistema Interconectado Central y de otros estadísticos de interés.

Se construyo un mecanismo de sorteo hidrológico pseudoaleatorio en la fase de simulación que permite balancear la frecuencia en que son sorteadas las hidrologías del registro histórico. Esto permite reducir los errores muestrales de los estadísticos, convergiendo al valor esperado de ellos con un menor número de secuencias hidrológicas a simular.

La incorporación de las incertidumbres se realiza en la fase de simulación de una herramienta de coordinación hidrotérmica. Se utiliza el método de Montecarlo para la simulación del sistema eléctrico bajo distintos escenarios hidrológicos, demanda, y de disponibilidad de combustibles. La plataforma escogida para el desarrollo de este trabajo es el modelo OMSIC. Los modelos implementados permiten evaluar la incidencia de estas nuevas incertidumbres sobre estadísticos de interés, los que resultan de la simulación de la operación del sistema eléctrico en un horizonte de estudio.

Finalmente se evaluó la situación de abastecimiento eléctrico del SIC para los próximos cinco años, simulando numerosos casos con incertidumbres distintas. Los resultados no entregan estimaciones de desabastecimiento alarmistas, pero muestran que el sistema eléctrico es vulnerable a situaciones de sequía en años venideros.

Se concluye que contar con nuevas incertidumbres permite simular un mayor número de distintos escenarios, lo que lleva a evaluar el panorama de abastecimiento eléctrico de manera más extensiva, por lo que se obtienen mejores estimaciones de probabilidad de déficit en el SIC, así como también estimaciones más confiables de otros estadísticos de interés utilizados en diversos estudios de planificación y rentabilidad de proyectos, como costos marginales del sistema proyectados para años futuros y nivel de déficit energético esperado.

...A mis Padres con Amor

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer de todo corazón a mis padres por el cariño y apoyo recibido a lo largo de toda mi vida. A mi mamá por ser un ejemplo de superación en la vida, por su esfuerzo y constante preocupación por mí, y a mi padre, por su alegría y optimismo que siempre me ha transmitido. A ambos por estar junto a mí en mis buenos y malos momentos. Los quiero mucho.

A la empresa AES Gener por la ayuda entregada para la realización de este trabajo. En especial a Cristian Muñoz, por su excelente voluntad y por haber confiado en mí para este proyecto.

Quiero agradecer especialmente a Rigoberto Torres, por tener siempre una excelente disposición, por toda su ayuda y conocimientos entregados que sin duda han sido fundamentales en la confección de este trabajo.

A mis amigos de carrera Bernardo, Alfredo y Miguel, quienes estuvieron junto a mí a lo largo de mis estudios. A mis amigos de la vida Patrick, Ignacio y Alejandro. A mis amigos de colegio que siguen estando presentes Felipe y Pablo.

A mi hermana Alejandra, mi mejor amiga, y a mi hermano Edgardo, compañero de toda la vida. A mis tíos Moncho y Paty, por todo su apoyo entregado, y a mi primo Sebastián, por ser un buen amigo. A mis abuelos Tato y Silvita, que ya no están conmigo, pero que fueron parte importante en mi vida y siempre recordare. A mi perro Killer por ser mi fiel compañero.

Finalmente quiero agradecer a todos aquellos que estuvieron conmigo en estos años universitarios, que hicieron mi vida más alegre y que ayudaron a convertirme en el profesional que soy ahora.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 ANTECEDENTES	7
1.2 MOTIVACIÓN	9
1.3 OBJETIVOS	10
1.3.1 <i>Objetivos generales</i>	10
1.3.2 <i>Objetivos específicos</i>	10
1.4 METODOLOGÍA Y ALCANCES	11
1.5 ESTRUCTURA DEL TRABAJO	12
2. EVALUACIÓN DE SUFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	13
2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO.....	13
2.2 MODELOS DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA USADOS EN CHILE	19
2.2.1 <i>Modelo Gol</i>	19
2.2.2 <i>Modelo OMSIC</i>	20
2.2.3 <i>Modelo PLP</i>	21
2.3 SELECCIÓN DE HERRAMIENTA DE COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	23
3. INCERTIDUMBRE HIDROLÓGICA EN FASE DE SIMULACIÓN.....	26
3.1 INTRODUCCIÓN	26
3.2 BALANCEO DE SORTEO HIDROLÓGICO.....	29
4. INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA ELÉCTRICA	34
4.1 INTRODUCCIÓN	34
4.2 MODELACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	37
4.3 INCORPORACIÓN DE INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA	39
4.3.1 <i>Modelos tradicionales de manejo de la demanda</i>	39
4.3.2 <i>Modelo de tasa de crecimiento aleatorio constante</i>	39
4.3.3 <i>Modelo de tasa de crecimiento aleatorio variable en el tiempo</i>	42
4.4 COMPARACIÓN DE MODELOS DE INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA	47
5. INCERTIDUMBRE EN DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES	49
5.1 INTRODUCCIÓN	49
5.2 MODELACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES	52
5.3 INCORPORACIÓN DEL MODELO DE DISPONIBILIDAD AL DESPACHO HIDROTÉRMICO.....	57
6. PROBABILIDAD DE DÉFICIT EN EL SIC	63
6.1 METODOLOGÍA	63
6.2 SUPUESTOS Y FUENTES DE DATOS DE LA OPTIMIZACIÓN.	64
6.2.1 <i>La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento</i>	64
6.2.2 <i>El precio de los combustibles</i>	64
6.2.3 <i>Los bloques horarios</i>	65
6.2.4 <i>La entrada de nuevas centrales</i>	65
6.2.5 <i>Las salidas de centrales por mantenimiento programado</i>	67
6.3 SIMULACIÓN Y RESULTADOS	67
6.3.1 <i>El Caso base</i>	67
6.3.2 <i>Análisis de sensibilidad</i>	70
<i>Incertidumbre en disponibilidad de Diesel</i>	70
<i>Incertidumbre en la demanda</i>	72
<i>Evaluación con incertidumbres conjuntas</i>	75
6.4 DISCUSIONES	78
7. CONCLUSIONES	80
7.1 CONCLUSIONES GENERALES	80

7.2 CONCLUSIONES ESPECÍFICAS	81
7.3 TRABAJOS FUTUROS	83
8. REFERENCIAS.....	85
9. ANEXOS.....	87
A. MODELOS DE PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA	87
A.1 <i>La Programación Dinámica Estocástica.....</i>	87
A.2 <i>El problema de la explosión combinatorial.....</i>	90
A.3 <i>La programación Dinámica Dual</i>	91
B. FUENTES DE DATOS USADOS EN OBTENCIÓN DE DEMANDA	94
B.1 <i>Factores mensuales de Demanda de Energía.....</i>	94
B.2 <i>Factores de bloque de Demanda.....</i>	94
C. COTA INICIAL DEL LAJA EN SIMULACIONES	97
D. ESTIMACIONES DE PARÁMETROS DE INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA.....	98

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La energía está presente en la gran mayoría de las actividades de la sociedad moderna y su abastecimiento impacta directamente en el desarrollo social y económico de los países. Los estándares de calidad de vida son totalmente dependientes de un abastecimiento energético abundante, continuo y económicamente eficiente. En estos días, nuestro país atraviesa por una complicada situación energética, que amenaza la continuidad del suministro eléctrico, debida principalmente a tres factores: crecimiento de demanda eléctrica, dependencia de recursos energéticos y variabilidad hidrológica.

El crecimiento económico y el aumento del consumo energético están intrínsecamente ligados; al crecer la producción nacional, mayor es la energía utilizada. Los países industrializados tienen crecimientos del consumo eléctrico del orden de 1 a 2% anual, mientras que América Latina ha experimentado un crecimiento promedio sobre el 5% en los últimos diez años [1]. En Chile, el crecimiento del consumo energético ha sido incluso mayor a su crecimiento económico en la última década, particularmente en el ámbito eléctrico. Para la próxima década, las tasas de crecimiento del consumo eléctrico se proyectan en torno al 6 a 7%, lo que implicará duplicar la capacidad instalada en ese periodo.

Chile es un país con limitados recursos energéticos propios (particularmente fósiles), razón por la cual es extremadamente dependiente de insumos externos para su desarrollo. Según estadísticas de la CNE¹, Chile importa el 72% de la energía que consume en la forma de petróleo, gas y carbón. A esto se suma que su principal fuente de generación de energía propia, la hidroelectricidad, depende de las condiciones hidrológicas, las cuales son impredecibles y poseen gran variabilidad. El desarrollo de energías renovables no convencionales (eólica, solar, geotérmica) tampoco es una alternativa factible en los volúmenes requeridos, dada las actuales tecnologías de explotación [2].

¹ Comisión Nacional de Energía

Debido a las razones anteriores, la importación de gas natural desde Argentina (desde 1997 en la zona central y desde 1999 en el norte grande) resultó ser una alternativa bastante atractiva, al ser un recurso de muy bajo costo, que se asumía abundante y seguro. Se realizaron importantes inversiones en construcción de gasoductos y centrales generadoras de ciclo combinado, con altos rendimientos de transformación de la energía del gas en energía eléctrica. El gas natural estaba presente en los planes de obra de esos años, como la principal tecnología de expansión del parque generador. El país llegó a ser tan dependiente del gas natural de Argentina, que los cortes de gas, originados por restricciones internas del vecino país, han dejado sin este combustible a la totalidad de los consumidores industriales y hoy amenazan incluso a parte de los domiciliarios [1]. A pesar de la falta de disponibilidad de gas natural para la generación, el abastecimiento eléctrico no se ha interrumpido, gracias a la disponibilidad de plantas que funcionan con otros combustibles (carbón, petróleo, agua) y a que las centrales generadoras de ciclo combinado pueden generar con diesel, ante la falta de gas. Actualmente, la alta demanda por diesel abre la posibilidad de no poder dar abasto al consumo requerido de éste para la generación eléctrica.

Los modelos de planificación de la operación de sistemas hidrotérmicos buscan determinar el mejor uso de los recursos energéticos de cada unidad generadora del sistema eléctrico, con el fin de minimizar los costos de operación y falla en cada etapa del horizonte de tiempo evaluado, garantizando la seguridad y confiabilidad del suministro energético.

Tradicionalmente, la planificación de la operación de un sistema eléctrico hidrotérmico en el mediano y largo plazo depende fundamentalmente de tres factores aleatorios:

- Condiciones Hidrológicas
- Demanda eléctrica
- Disponibilidad de unidades termoeléctricas

Con las últimas modificaciones legislativas y reglamentarias sobre el sector eléctrico nacional, se está impulsando a que este sector se comporte como un mercado cada vez más competitivo; de manera de promover la inversión y expansión en la generación energética. La Ley Corta 2 ayudó a que los precios de la energía se elevaran para reflejar en parte, el mayor costo de producción causado el aumento de los precios del carbón y el petróleo y la pérdida del gas natural argentino como tecnología de expansión [3]. Por estas razones, las empresas

que conforman el mercado eléctrico requieren de modelos computacionales que les entreguen de la mejor manera posible, indicadores útiles para la toma de decisiones eficientes; y por otro lado, los organismos reguladores del gobierno necesitan de estos modelos para poder proyectar, planificar y garantizar el suministro eléctrico en el mediano y largo plazo.

1.2 Motivación

La situación de abastecimiento en el SIC² depende principalmente de la variabilidad hidrológica a la que está sujeto Chile central y el rol que juega esta variabilidad en la operación del sistema. En un año muy húmedo, cerca del 100% de la energía demandada anual puede ser abastecida por centrales hidráulicas, mientras que en un año muy seco, la proporción cae por debajo del 38%. En promedio, se puede abastecer con energía hidráulica alrededor del 70% de la cantidad demandada, pero esta fracción fluctúa bastante dependiendo de la hidrología. Por lo tanto, en un año seco la diferencia de energía debe suplirse ya sea con lo producido por centrales térmicas (a petróleo, gas o carbón) y/o con el agua almacenada en el lago Laja. Si aún así no se alcanza a satisfacer la demanda, el consumo tiene que disminuir, en cuyo caso se habla de “déficit” o exceso de demanda, el que habitualmente lleva a situaciones de racionamientos y cortes de suministro.

La principal dificultad para estimar la probabilidad de déficit consiste en que las centrales del lago Laja se deben operar “óptimamente”, es decir, para minimizar el costo social esperado de abastecimiento y falla. Lo anterior es complejo, ya que el Laja posee capacidad de regulación interanual debido a su gran tamaño y permite desplazar energía hacia el futuro. El beneficio de hacerlo es sustituir generación térmica futura y, eventualmente, mitigar un déficit o evitarlo por completo; el costo es que se pierde la oportunidad de sustituir energía térmica, o, en ocasiones, evitar un déficit hoy.

En estos días, el sector eléctrico enfrenta diversas dificultades vinculadas tanto al balance entre la oferta y la demanda en el largo plazo, como al suministro de energía en el corto y mediano plazo, debido a las razones expuestas en la sección anterior. Estas condiciones del sistema hacen que nuevas variables puedan tener una incidencia relevante en la probabilidad

² Sistema Interconectado Central

de desabastecimiento, como la disponibilidad de combustibles y el crecimiento de la demanda eléctrica. Con una combinación desfavorable de estas variables se producen escenarios con márgenes de reserva reducidos o incluso, con restricción de energía en el futuro cercano. Es por esto que resulta necesario modelar la incertidumbre asociada a estas variables, de modo de evaluar su incidencia en las probabilidades de desabastecimiento, y lograr una mejor estimación del riesgo de falla en el SIC.

Los modelos de coordinación hidrotérmica que actualmente se utilizan en nuestro país han considerado sólo la aleatoriedad hidrológica como única variable aleatoria en sus horizontes de evaluación, por ser ésta la más relevante. La aleatoriedad en la demanda eléctrica y la disponibilidad de combustibles incorporan una complejidad aun mayor al estudio del abastecimiento eléctrico futuro, pero su incidencia conjunta se estima necesaria de evaluar. Con este espíritu, el presente trabajo busca modelar e incorporar estas nuevas incertidumbres en la estimación de desabastecimiento basado en un modelo de coordinación hidrotérmica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivos generales

El objetivo principal de este trabajo es ampliar un modelo de coordinación hidrotérmica incorporando incertidumbres en nuevos parámetros, con el fin de precisar las estimaciones de probabilidad de déficit en el Sistema Interconectado Central y de otros estadísticos de interés como costos marginales del sistema.

1.3.2 Objetivos específicos

Los siguientes objetivos específicos se distinguen en este trabajo:

- Balancear la frecuencia de secuencias hidrológicas sorteadas en la fase de simulación.

- Modelar dos nuevos parámetros con incertidumbre, adicionales a la hidrología, relevantes en el abastecimiento eléctrico en el mediano plazo. Estos son: demanda energética y disponibilidad de combustibles.
- Incorporar estas incertidumbres en una herramienta de simulación de un sistema eléctrico hidrotérmico, mediante el método de Montecarlo.
- Evaluar el impacto de estas nuevas incertidumbres sobre estadísticos resultantes de simulaciones de la operación del sistema eléctrico.
- Estimar el riesgo de desabastecimiento en el SIC chileno para los próximos años.

1.4 Metodología y alcances

Sobre la base de una herramienta de coordinación hidrotérmica existente, se incorporan incertidumbre en la demanda eléctrica y en la disponibilidad de combustibles. La plataforma escogida para el desarrollo de este trabajo es el modelo OMSIC.

Se modelan e integran las nuevas incertidumbres mencionadas en la fase de simulación del OMSIC, utilizando la metodología de Montecarlo, para la evaluación de la operación del sistema eléctrico bajo distintos escenarios hidrológicos, de demanda, y de disponibilidad de combustibles.

Por último, se simulara la operación del SIC en un horizonte de diez años, para estimar que tan probable es una situación de déficit entre los años hidrológicos 2007-8 y 2011-12. La incorporación de otras incertidumbres aparte de las ya mencionadas queda fuera del alcance de este trabajo. Del mismo modo, se considera fuera del alcance del estudio, la incorporación de nuevas incertidumbres en la optimización del problema de coordinación hidrotérmica.

1.5 Estructura del trabajo

El presente trabajo se organiza en seis capítulos que se describen a continuación:

El primer capítulo corresponde a una introducción al tema tratado, definiendo su contexto y motivación, señalando, además, objetivos, metodologías y los alcances del mismo.

El segundo capítulo comienza exponiendo la problemática de los estudios de abastecimiento en sistemas eléctricos, para luego continuar con una descripción de los distintos modelos de coordinación hidrotérmica utilizados tradicionalmente en el sector eléctrico chileno. Finalmente, éstos son contrastados con el propósito de seleccionar una herramienta apropiada para el desarrollo de este trabajo.

El capítulo 3 muestra un nuevo tratamiento de la incertidumbre hidrológica que se implementa para las simulaciones de Montecarlo. Se explica el método de sorteo balanceado de hidrologías y su incorporación a la fase de simulación.

En los capítulos 4 y 5 se presentan las metodologías propuestas para el modelamiento de la incertidumbre en la demanda eléctrica y en la disponibilidad de combustibles respectivamente, y como éstas son incorporadas en la simulación del sistema eléctrico.

En el capítulo 6 se aplican las metodologías y herramientas desarrolladas en la evaluación del abastecimiento eléctrico del SIC. Se simula la operación del sistema bajo distintos rangos y modelos de incertidumbre en demanda y disponibilidad de hidrocarburos, para luego estimar el riesgo de déficit en el sector eléctrico chileno.

Finalmente, se presentan las conclusiones del presente trabajo, señalando además posibles trabajos futuros en torno al tema tratado

2. EVALUACIÓN DE SUFICIENCIA ENERGÉTICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.1 Planteamiento del Problema de Abastecimiento Eléctrico

Los estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos se dividen en dos conceptos principales: seguridad y suficiencia de suministro energético. La seguridad se define como la habilidad del sistema para soportar perturbaciones bruscas tales como cortocircuitos y salidas imprevistas de elementos. La suficiencia es la habilidad de un sistema para suministrar la demanda eléctrica agregada y los requerimientos de energía en todo momento, considerando salidas de servicio especificadas y salidas no especificadas, pero razonablemente esperadas [4]. El concepto de seguridad está relacionado a procesos dinámicos que ocurren cuando un sistema pasa de un estado a otro. La suficiencia está asociada a condiciones estáticas. Un sistema puede soportar la operación con una línea fuera de servicio, pero podría no soportar el transitorio ocurrido al momento de salir la línea, por ejemplo, si operasen protecciones que conduzcan al colapso (debido a cortocircuito, por estabilidad, por sobre-tensión, etc.).

El estudio de la función de abastecimiento eléctrico en un periodo de varios años, se relaciona con el estudio de suficiencia energética. Estudios de seguridad no son muy relevantes cuando se quieren estimar las probabilidades de falla en el mediano y largo plazo. Al evaluar la suficiencia de un sistema eléctrico, se deben considerar las siguientes restricciones [4]:

Restricciones de demanda

$$\sum_i P g_i(t) = \sum_j P d_j(t) + L \quad \forall t \in T \quad (2.1)$$

Restricciones operacionales

$$f_{\min} \leq f \leq f_{\max} \quad (2.2)$$

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad (2.3)$$

$$0 \leq T_k \leq T_{k \max} \quad (2.4)$$

Donde,

P_{g_i} : es la potencia generada por la central i

P_{d_j} : es la potencia demandada por el consumidor j

L : son las perdidas del sistema

f : frecuencia del sistema

f_{\min} : frecuencia mínima aceptable

f_{\max} : frecuencia máxima aceptable

V_i : voltaje de un generador

V_{\min} : voltaje mínimo aceptable

V_{\max} : voltaje máximo aceptable

T_k : transmisión de potencia por línea k

$T_{k\max}$: transmisión máxima de potencia por línea k

Al estudiar la función de abastecimiento, el sistema eléctrico se modela como un sistema uninodal, para no considerar las restricciones del sistema de Transmisión³. (Figura 2.1). Como se esta evaluando la capacidad de satisfacer la demanda energética en el mediano y largo plazo, las restricciones operacionales no se consideran relevantes, y se supone el cumplimiento de éstas. Luego, lo único que interesa en el estudio de abastecimiento para evaluar la suficiencia del sistema, es la restricción de demanda. Ésta se cumplirá siempre que la capacidad de generación asegure el suministro energético a todas las fuentes de carga del sistema.

³ Esta simplificación resulta razonable en sistemas con bajo nivel de congestiones del Sistema de Transmisión. El caso del SIC, al tratarse de un sistema longitudinal, es conveniente analizar posibles congestiones en sus líneas de transmisión, para estudios de operación en el corto y mediano plazo.

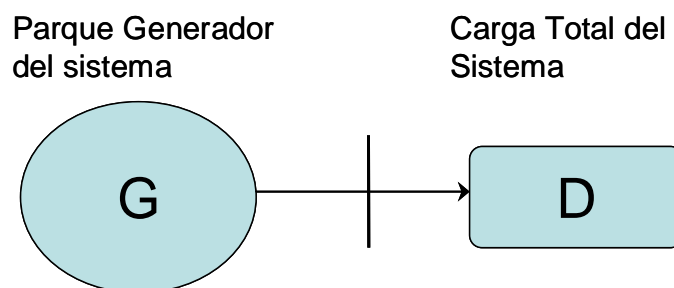


Figura 2.1: Modelo uninodal de sistema eléctrico

En una etapa cualquiera del periodo de estudio, se tendrá una situación de déficit o “perdida de carga”, solo cuando la capacidad de generación disponible de esa etapa⁴ sea excedida por el nivel de carga del sistema [4]. Existen diversos índices de riesgo de pérdida de carga que se utilizan para evaluar la suficiencia de un sistema eléctrico. Los índices más usados son: la probabilidad de pérdida de carga (LOLP)⁵ y la expectación de pérdida de carga (LOLE)⁶. LOLP indica la probabilidad de que ocurra un déficit a un cierto nivel de carga, y LOLE indica el número de días en el año que se tendrán situaciones de déficit.⁷ Para diversos peak de carga del sistema, la probabilidad de satisfacer la demanda cambia en cada uno de ellos, como se aprecia en la figura 2.2. En esta figura, la función de suficiencia indica la probabilidad de que la generación de la capacidad instalada del sistema logre satisfacer los distintos niveles de carga. LOLP corresponde a $(1-P_s)$, donde P_s es la probabilidad de suficiencia para cada nivel de carga demandada.

⁴ La capacidad de generación del sistema en cada etapa se ve afectada por la indisponibilidad de centrales debido a salidas intempestivas producto de fallas y a salidas programadas debido a mantenimientos.

⁵ LOLP es la sigla en inglés de Loss of Load Probability.

⁶ LOLE es la sigla en inglés de Loss of Load Expectation.

⁷ Dependiendo de la unidad de tiempo en que se este realizando el estudio (horas, días, semanas, etc.), LOLE indica el número de unidades de tiempo en que ocurrirán déficit.

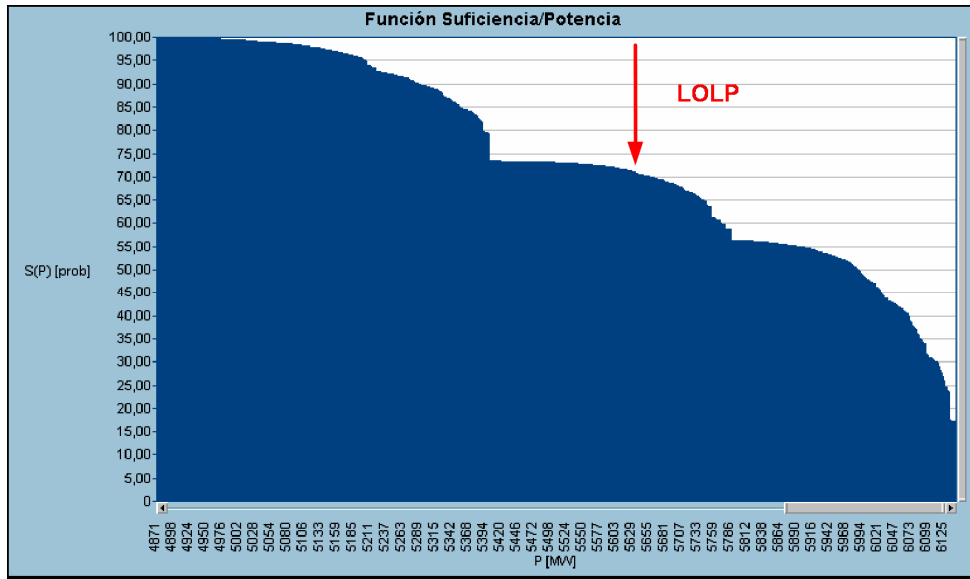


Figura 2.2: Función de Suficiencia de un sistema eléctrico

El suministro de energía en sistemas hidrotérmicos depende de varias incertidumbres dentro del horizonte de evaluación, y de la interacción entre ellas, lo cual hace muy difícil obtener la función de suministro. Las principales incertidumbres de los sistemas hidrotérmicos son: hidrología, demanda eléctrica, disponibilidad de combustibles, disponibilidad de centrales, etc.

Como se muestra en la figura 2.3 [5], la variable hidrológica es la más relevante en el contexto de abastecimiento eléctrico de Chile central, ya que de ella depende gran parte de la capacidad de generación del SIC. Por esta razón, es la única variable incorporada en los modelos actuales de coordinación hidrotérmica usados en el sector.

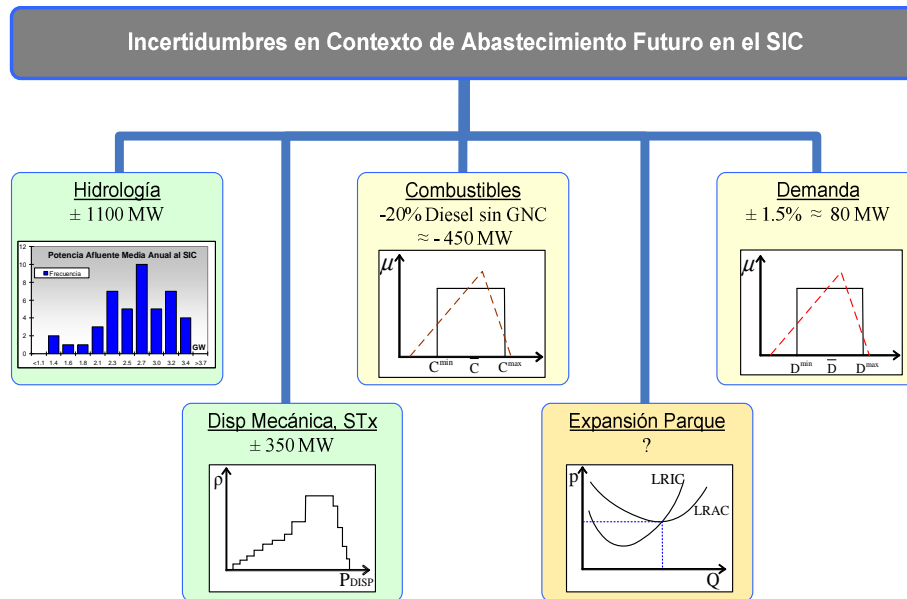


Figura 2.3: Principales incertidumbres sobre el abastecimiento eléctrico futuro del SIC

En los sistemas hidrotérmicos que poseen embalses con capacidad de regulación, el estudio de suficiencia se torna más complicado [6]. Los embalses con capacidad de regulación⁸, convierten la capacidad de generación en un problema acoplado en el tiempo, donde la decisión del uso del agua de los embalses en el presente influirá en las capacidades de generación futuras y viceversa. Por este motivo, se requiere de modelos de coordinación hidrotérmica para realizar estudios de abastecimiento eléctrico, con el fin de asegurar que el uso del agua de los embalses se esta realizando de manera óptima, minimizando los costos de operación y falla en cada etapa del horizonte de tiempo evaluado, considerando a su vez diversas restricciones en el uso del agua, como agua embalsada destinada a riego.

El problema de despacho hidrotérmico busca minimizar los costos de generación necesaria para el abastecimiento de la demanda eléctrica. Para ello, se define una secuencia óptima de decisiones que minimiza los costos de producción presente, y los costos futuros en cada etapa.

Gracias a los avances computacionales, cada vez se han ido desarrollando modelos más complejos que buscan representar el sistema eléctrico de una manera más exacta. Sin embargo, aun existe una limitante en los tiempos de cómputo que impiden ser demasiado

⁸ Por “capacidad de regulación” se entiende el período que tomaría generar el volumen máximo del embalse, suponiendo que parte lleno y que no le entra agua adicional mediante sus afluentes.

precisos en los modelamientos, y que ha llevado a la exploración de nuevos caminos en la resolución del problema.

Debido a su importancia, el problema de coordinación hidrotérmica en sistemas eléctricos ha sido estudiado arduamente en las últimas tres décadas. En Chile, los distintos modelos implementados se basan principalmente en dos metodologías de resolución:

- Programación Dinámica Estocástica
- Programación Dinámica Estocástica Dual

El comportamiento de sistemas hidrotérmicos depende de diversas variables aleatorias mencionadas anteriormente, lo cual hace una tarea muy difícil encontrar una solución al problema de coordinación hidrotérmica mediante técnicas analíticas. Incluso, cuando se puede plantear el problema matemáticamente con todas las variables involucradas que afectan al sistema, puede que no sea posible encontrar una solución al modelo mediante técnicas analíticas. Por el contrario, analizar un sistema hidrotérmico mediante técnicas de simulación como Montecarlo resulta muy conveniente. La simulación hace posible estudiar y experimentar con las interacciones internas de las variables en sistemas hidrotérmicos complejos, ver su comportamiento y la incidencia de nuevas variables en los resultados. Distintos resultados obtenidos de la simulación de un sistema lleva a comprender de mejor forma el sistema estudiado y también sugiere como mejorarlo [6].

En el contexto nacional, existen diversos modelos de coordinación hidrotérmica que han sido desarrollados y utilizados en la planificación del sector, siendo los más importantes el modelo GOL (Gestión Óptima del Lago Laja), el modelo OMSIC (Operación Mensual del SIC), programa SDDP (basado en algoritmo de Programación Dinámica Dual Estocástica), modelo PLP (Programación de Largo Plazo) y el modelo OSE2000, actualmente utilizado por la CNE.

Una breve descripción de las metodologías de PDE y PDDE se encuentra en el Anexo A⁹. En la siguiente sección se describen los principales modelos de coordinación hidrotérmica que se usan en Chile, los cuales hacen uso de las metodologías de programación

⁹ Para más detalles en la formulación matemática de PDE se recomiendan la referencias [7, 9]. Para un mayor detalle de la PDDE se recomiendan las referencias [17, 18].

mencionadas anteriormente. Se analizarán sus ventajas y desventajas, de manera de determinar qué modelo es el más adecuado para la incorporación de nuevas incertidumbres.

2.2 Modelos de Coordinación hidrotérmica usados en Chile

2.2.1 Modelo Gol

El modelo GOL, desarrollado por la CNE, tiene el propósito de realizar una colocación óptima de los recursos hídricos del Lago Laja, a lo largo del horizonte de planificación. El Lago Laja, tiene gran importancia en los estudios de operación de corto, mediano y largo plazo del SIC, ya que éste, debido a su gran tamaño con respecto al consumo nacional, posee la capacidad de realizar regulación de tipo interanual en el SIC.

En la modelación del problema hidrotérmico, el Gol considera solo un único embalse (lago Laja), cuyas aguas son aprovechadas por las centrales de la misma cuenca (El Toro, Antuco, Abanico y Rucue). El resto de las centrales hidroeléctricas que no forman parte de la cuenca del Laja, son agrupadas en una sola central de pasada, donde su energía generable está formada por una serie basada en las hidrologías históricas de 40 años [7]. La energía aportada por los cuatro embalses del SIC distintos del lago Laja (Colbún, Cipreses, Canutillar y Rapel) se determina a partir de una serie de energías trimestrales ya regulada por la operación de estos embalses¹⁰. En el caso de las centrales del Laja, la energía es calculada en el modelo, en función de la operación del embalse, en que los caudales afluentes corresponden a la misma serie de 40 años.

El modelo es uninodal, por lo cual no considera restricciones del sistema de transmisión, como capacidad y pérdidas en las líneas. La demanda es determinística y trimestral, con dos bloques de demanda en el trimestre, uno de punta instantánea y otro correspondiente a la energía con potencia constante.

¹⁰ El modelo supone que la energía de estos embalses no se puede traspasar de una etapa a otra. Esto tiende a exagerar la magnitud de los déficit estimados.

La metodología de programación utilizada por el GOL es PDE, con la cual se determina una secuencia de decisiones óptimas a lo largo del horizonte de planeación, para cada cota del embalse e hidrología que se presente en cada etapa. El número de cotas del Laja corresponde a una discretización del rango continuo de cotas admisibles (15 niveles).

El algoritmo está estructurado en dos fases: optimización y simulación. La fase de optimización corresponde a encontrar la malla de decisiones óptimas, mediante PDE. Se considera para cada año t un conjunto de 40 hidrologías $\{H_t^n\}_{n=1}^{40}$, que corresponden al registro estadístico de hidrologías históricas [8]. Todas las hidrologías se consideran equiprobables. El estado del sistema, es representado por la cota del embalse. Para cada escenario posible de H_t^n y cota, se obtienen las decisiones óptimas de extracción de agua; con las cuales se determina la malla de decisiones óptimas utilizadas en la fase de simulación.

La fase de simulación se realiza mediante el método de Montecarlo, a partir de una cota inicial del Laja. Se realizan sorteos de secuencias hidrológicas a lo largo del horizonte, una hidrología por año, suponiéndose completa independencia estadística entre años. Luego, se simula la operación del sistema, basándose en la información contenida en la malla de decisiones óptimas de la fase de optimización.

2.2.2 Modelo OMSIC

El modelo OMSIC fue desarrollado a partir del modelo GOL, por lo que se asemeja mucho a éste. Su metodología de solución también es PDE y consta de una fase de optimización y simulación.

OMSIC difiere del modelo GOL en que la extensión de cada etapa elemental es de un mes, y no trimestral como en el GOL. También, cada etapa se divide usualmente en cinco bloques de demanda horarios¹¹, para representar el hecho de que la demanda no es la misma durante el día y que solo las energías embalsadas se pueden mover desde una hora a otra [21]. El

¹¹ El número de bloques es un parámetro de entrada determinado por el usuario.

horizonte de planeamiento es generalmente de diez años. La discretización de la cota del Laja es mas fina que en el GOL (parámetro típico en el OMSIC es 30 estados).

La manera en que la incertidumbre hidrológica es tratada durante el año es la siguiente: durante los meses de invierno (Abril-Septiembre), al ser originadas por las lluvias, las hidrologías son consideradas estadísticamente independientes en cada mes, suponiéndose que cada una de las 40 hidrologías del registro histórico son equiprobables [9]. En los meses de verano (Octubre-Marzo), al ser las hidrologías generadas principalmente por deshielos, se asume completa dependencia estadística entre los meses de este periodo.

De la misma forma que en el GOL, durante la fase de optimización se determinan las matrices de decisiones óptimas de uso del agua del Laja para cada cota posible del lago y cada hidrología en cada mes del horizonte de planeamiento. En la fase de simulación, se utilizan las matrices de decisiones de la fase anterior y se realiza una simulación de Montecarlo, sorteando un elevado número de secuencias hidrológicas con el mismo tratamiento hidrológico explicado, para meses de invierno y verano.

2.2.3 Modelo PLP

El modelo PLP utiliza programación dinámica dual estocástica en la resolución del problema hidrotérmico. PLP entrega una representación continua de la FCF¹² en cada etapa, para un problema multinodal y multiembalse, realizando una representación lineal de las pérdidas en el sistema de transmisión. Su horizonte de planificación suele ser de 10 años y las etapas de optimización son variables, pudiendo ser semanales, mensuales o trimestrales.

Mediante archivos de entrada, se le entrega al modelo toda la información relacionada con los escenarios hidrológicos y la generación de aperturas¹³. Las simulaciones y aperturas son extraídas del registro estadístico histórico [8].

¹² Función de Costo Futuro; véase Anexo A.

¹³ Como aperturas se entiende un conjunto de posibles valores futuros alternativos, dado el pasado histórico de la serie.

PLP representa la incertidumbre hidrológica futura definiendo para cada etapa, un conjunto de simulaciones iniciales (líneas azules en la figura 2.4) y aperturas (líneas rojas). Se sortean las simulaciones y las aperturas, directamente del registro histórico, de manera equiprobable. Primero se sortean un conjunto de N (por defecto $N=40$) simulaciones iniciales (líneas azules), donde cada simulación representa una trayectoria completa de la variable hidrológica a lo largo de todo el horizonte de evaluación [8]. Después, el año hidrológico es dividido en dos períodos, uno de invierno, con caudales principalmente originados por las lluvias, y uno de deshielo, donde los afluentes se originan principalmente de derretimientos cordilleranos. Durante el período de invierno, se sortean para cada etapa y para cada serie inicial, un conjunto de M (por defecto $M=15$) aperturas (líneas rojas). Durante el período deshielo, PLP realiza una optimización determinística (número de aperturas $M=0$) para cada simulación inicial, por lo que se reduce la incertidumbre en este periodo [10].

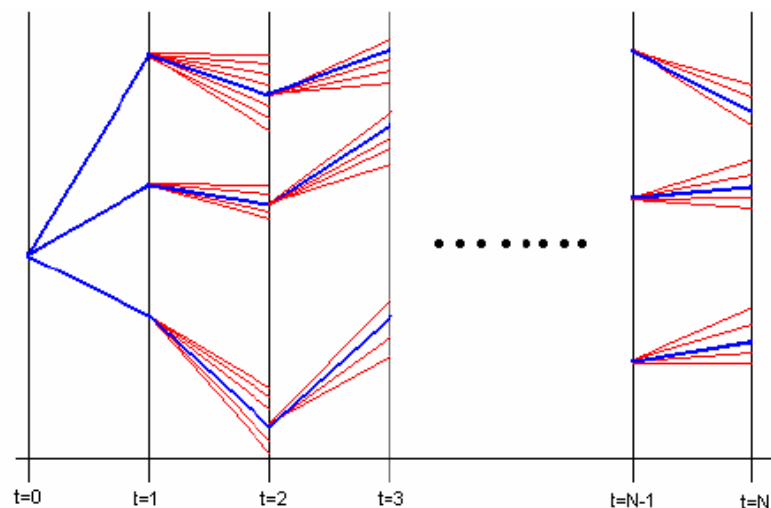


Figura 2.4: Modelación de hidrología futura en programa PLP.

Las M aperturas para cada etapa durante el periodo de invierno, son sorteadas desde el registro histórico, asumiendo equiprobabilidad para todos los escenarios. Por ejemplo, en una planificación mensual, para obtener las aperturas del mes de Junio, se sortean $M=15$ escenarios directamente de entre los afluentes observados para el mes de Junio durante los 40 años del registro histórico, teniendo cada escenario la misma probabilidad de $1/40$.

El valor esperado para la FCF en cada etapa, es calculado para cada serie inicial como un promedio de las funciones de costo futuro entregadas por cada apertura (en estricto rigor, de los multiplicadores de Lagrange que definen los cortes de Benders). Para una descripción más detallada de PLP se recomiendan las referencias [8, 20].

2.3 Selección de herramienta de coordinación hidrotérmica

Según lo señalado anteriormente, el objetivo principal de este trabajo es incorporar nuevas incertidumbres, aparte de la hidrología, a un modelo de programación hidrotérmica ya existente. Para esto, se debe decidir sobre qué modelo de los descritos se trabajara: GOL, OMSIC o PLP. A continuación, se muestra un cuadro donde se visualizan las principales características de estos modelos [5]:

Característica	PLP	OMSIC	GOL
Modelación de Red de Tx	√	X	X
Modelación de Embalses	Todos	Cuenca Laja	Cuenca Laja
Restricciones Rendimiento y Riego	Lineal	No-Lineal	No-Lineal
Definición de Etapas	Flexible	Mensual	Trimestral
Modelación de Bloques de Carga	O	√	X
Incertidumbre Hidrológica Intra-Anual en simulación	X	√	X
Método de solución Fase Optimización	SDDP	SDP	SDP
Método de solución Fase Simulación	Opt	Interpolación	Interpolación
Tiempo de ejecución (uninodal, 10 años, 3 bloques, 40 secuencias)	~1.5 horas	~3 min	~1 seg

Cuadro 2.1: Características principales de modelos de despacho hidrotérmico en Chile.

PLP privilegia la exactitud en la modelación de múltiples embalses y modelamiento del sistema de transmisión; a diferencia del GOL y OMSIC que hacen un tratamiento del sistema como uninodal y con un único embalse. Tanto para los modelos con PDE y PDDE, incorporar nuevas incertidumbres en la fase de optimización incrementa exponencialmente el número de problemas de despacho hidrotérmico y cálculos de FCFE, lo cual convertiría el

problema de optimización en uno extremadamente complejo, aumentando de gran manera los tiempos de cómputo. Es por esto que se desea incorporar estas nuevas incertidumbres en las simulaciones de la operación del sistema, una vez resulto el problema de la optimización, donde la única variable aleatoria es la hidrológica. En la fase de optimización se propone trabajar con los valores esperados de las nuevas variables, ya que se estima que el impacto de nuevas incertidumbres sobre las decisiones de uso del agua del Laja es mínimo, si se compara con la incidencia de la variable hidrológica.

Ahora bien, cuando se estima la probabilidad de déficit durante los próximos cinco años hidrológicos, las restricciones de transmisión o el uso del agua de embalses con poca capacidad de regulación no son muy relevantes, debido a su magnitud en términos relativos al consumo del SIC. Por contraste, es muy importante la incertidumbre hidrológica y el uso interanual del lago Laja.

El modelo PLP sólo realiza 40 secuencias hidrológicas, y resuelve conjuntamente la fase de optimización con la de simulación, razón por la cual no se podría agregar exclusivamente incertidumbres en la simulación, si no que se tendrían que integrar a todo el problema [19, 20]. Además, con tan solo 40 secuencias hidrológicas su tiempo de ejecución es alrededor de 1.5 horas; por lo que con nuevas incertidumbres su tiempo de ejecución aumentaría excesivamente. A diferencia del modelo PLP, OMSIC sorteando aleatoriamente de los registros estadísticos, una hidrología para cada mes. Por eso, el número de combinaciones posibles de hidrologías es muchísimo mayor y se puede aproximar a la distribución de probabilidades de la hidrología. Como se mencionó anteriormente, cuando se estima la probabilidad de déficit en el mediano y largo plazo, las restricciones de transmisión o el uso del agua de embalses con poca capacidad de regulación no son muy relevantes. Por contraste, es muy importante la incertidumbre hidrológica y el uso interanual del lago Laja [11]. Por estos motivos se descarta PLP como herramienta de trabajo.

Lo más apropiado en un estudio de la función de suministro eléctrico, es utilizar un modelo que permita usar simulaciones de Montecarlo para modelar la incertidumbre hidrológica, y las nuevas incertidumbres que se desean incorporar [12, 23].

Entre los modelos GOL y OMSIC, a pesar de que ambos cuentan con limitaciones como el problema de la explosión combinatorial¹⁴; se escoge el OMSIC debido a que este modelo es

¹⁴ Véase Anexo A.

más detallado en cuanto a la definición de las etapas, modelamiento de bloques de carga, y tratamiento de la variable hidrológica, en tiempos de cómputo razonables.

El trabajo propuesto persigue incorporar las incertidumbres en la demanda y en la disponibilidad de hidrocarburos al modelo de despacho hidrotérmico OMSIC, en su fase de simulación. Previo a esto, se debe encontrar una manera de lidiar con la explosión combinatorial, específicamente en el tratamiento del sorteo de la variable hidrológica, ya que al trabajar con 40 hidrologías históricas, donde cada una de ellas se sortea 7 veces en un año, y para un horizonte de 10 años; la cantidad de secuencias hidrológicas posibles resulta de orden astronómico: 70^{40} .

3. INCERTIDUMBRE HIDROLÓGICA EN FASE DE SIMULACIÓN

3.1 Introducción

En la fase de simulación del programa OMSIC, se busca estimar la operación que tendría el sistema eléctrico a partir de la cota a inicios del periodo de estudio. Con esta cota, se simula la operación del sistema a lo largo del horizonte de evaluación, sorteando distintas hidrologías en cada etapa, y recurriendo a las matrices de decisiones óptimas de uso del agua del Laja, calculadas previamente en la fase de optimización. Este análisis se realiza mediante el método de simulación de Montecarlo.

El método de Montecarlo es un método numérico que permite resolver problemas físicos y matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias. Este método consiste en generar series aleatorias de eventos, que en este caso son secuencias hidrológicas, con las cuales se simula la operación del sistema eléctrico. Cada secuencia hidrológica cubre todo el periodo de estudio y es generada a partir de un registro estadístico hidrológico que contiene la información mensual de 40 hidrologías pasadas. Para cada una de las secuencias se conoce la cantidad óptima de agua embalsada a utilizar en cada etapa, en función del nivel inicial del embalse, ya que esta información fue almacenada en matrices de decisiones durante la optimización. Con esto, se obtiene el comportamiento óptimo del SIC para cada secuencia hidrológica.

Tomando una cota inicial conocida para la primera etapa del horizonte de estudios, se puede determinar el valor que toman para cada secuencia, las variables de interés en cada etapa: probabilidad de déficit, costos marginales, cota final del lago Laja, generación en cada central térmica, etc. La figura siguiente muestra de forma gráfica el método de simulación de Montecarlo [7]:

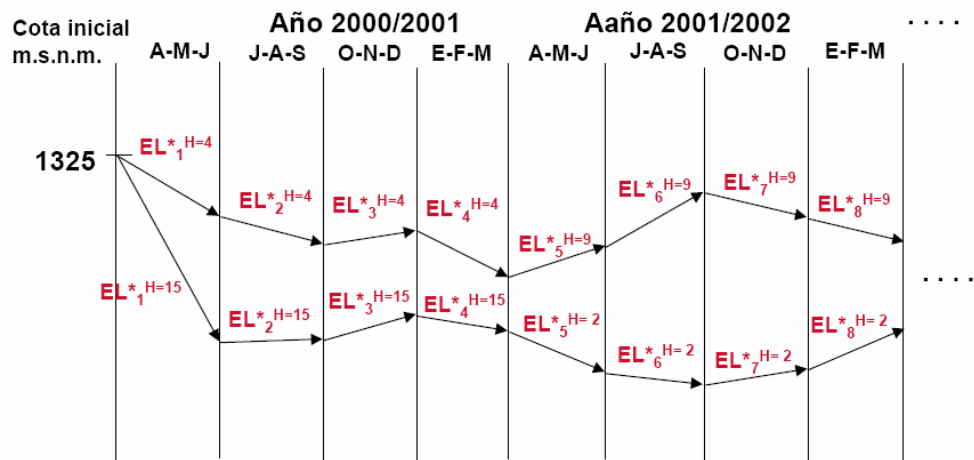


Figura 3.1: Trayectoria de cotas del lago Laja mediante método de Montecarlo.

Se observa en la figura 3.1 como el estado del Laja (cota) va cambiando en cada etapa al presentarse distintas hidrológicas (H). En la figura se aprecia dos secuencias hidrológicas sorteadas mediante simulación de Montecarlo.

Teóricamente, con un número elevado de secuencias hidrológicas sorteadas y simuladas, se obtiene la distribución de probabilidades de cada una de las variables anteriores en cada año; y también se obtiene el valor esperado y la desviación estándar de ellas. Sin embargo, dado que se desconocen las distribuciones de probabilidades involucradas, se desconoce también un número apropiado de simulaciones para calcular los estadísticos de interés con umbrales de certeza [24].

En los gráficos de la figura 3.2 se muestran los distintos valores que toman los estadísticos de costos marginales y probabilidad de déficit del mes de Abril del año 2009¹⁵, en un caso simulado para un par distinto de número de secuencias hidrológicas y semilla aleatoria [5].

¹⁵ Estos valores no corresponden a los verdaderos estadísticos esperados para ese año. El caso simulado sólo es un ejemplo para ver la variación de los estadísticos al cambiar el rango de secuencias hidrológicas a simular.

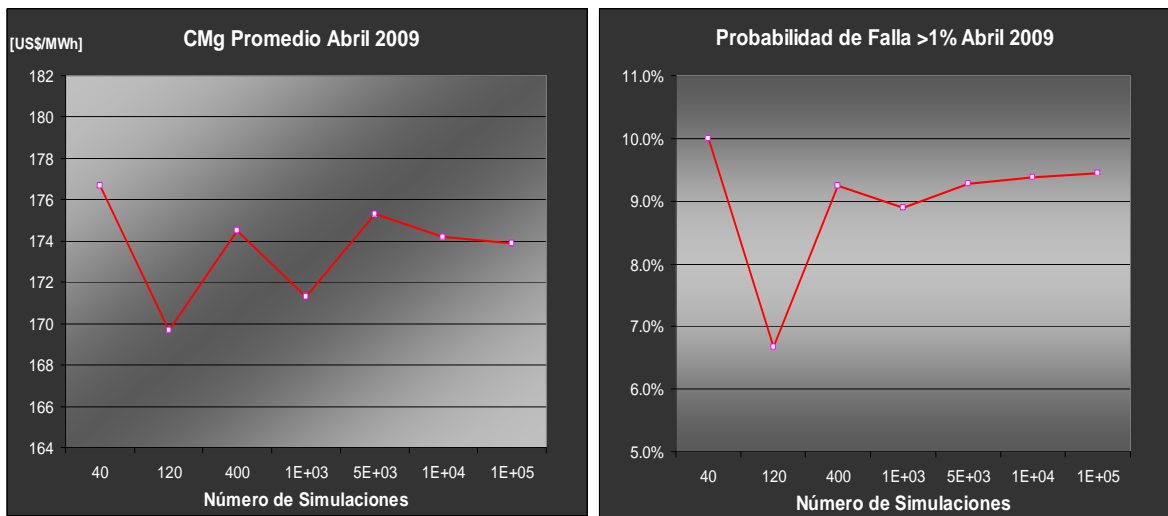


Figura 3.2: Variación de estadísticos al incrementar el número de simulaciones.

En los gráficos anteriores se aprecia como los estadísticos toman valores distintos a medida que el número de simulaciones va aumentando. En ambos gráficos se observa que los estadísticos convergen al valor esperado alrededor de las diez mil simulaciones.

Se detecta que el sorteo de secuencias hidrológicas tiende a sesgarse aleatoriamente hacia un tipo de hidrologías u otra, a pesar que las hidrologías son equiprobables. La frecuencia de ocurrencia de cada una de las 40 hidrologías en cada etapa no resulta igual entre ellas, al utilizar un número de simulaciones considerable, como 1000 simulaciones. La razón de esto es que si se compara el número de secuencias simuladas con el número total de secuencias posibles, el primero resulta insignificante, por lo que el tamaño de la muestra no resulta suficiente para obtener estadísticos confiables. Se evidencian casos en los que en una etapa una hidrología fue sorteada el doble de veces que otra. Al cambiar la semilla aleatoria, el fenómeno se repite pero con sesgo hacia otras hidrologías. Si se considera un número de simulaciones muy elevado, entre 10 y 100 mil, se obtienen resultados convergentes más confiables. No obstante, los tiempos y esfuerzos computacionales se incrementan notablemente.

3.2 Balanceo de Sorteo Hidrológico

En esta sección se explica un mecanismo alternativo de sorteo de secuencias hidrológicas para la fase de simulación. El objetivo de este mecanismo, es evitar que el sorteo hidrológico se sesgue aleatoriamente, como sucede con el sorteo habitual. Se obtendrá la misma frecuencia de ocurrencia en las simulaciones para cada hidrología, en cada etapa del periodo de estudio.

Para lograr el balance de las frecuencias de ocurrencia, la creación de secuencias hidrológicas se efectúa de forma "pseudoaleatoria", es decir, se interviene la forma en que se sortean al azar las distintas hidrologías. Las secuencias se construyen aleatoriamente, cuidando que la frecuencia de realizaciones de cada hidrología en cada etapa se corresponda con su probabilidad (1/40). Esto se hace por medio de una tabla base de secuencias que posteriormente es aleatorizada cada vez que se necesita. El proceso de creación de secuencias hidrológicas se explica en los siguientes pasos:

1. Se crea una tabla base de secuencias hidrológicas, para todas las etapas del periodo de estudio, donde se parte utilizando la primera hidrología H_1 del registro estadístico de 40 hidrologías históricas. Esta hidrología cubre los primeros 12 meses del horizonte, y luego se prosigue con la hidrología H_2 del registro histórico, la cual abarca los próximos 12 meses. Se sigue sucesivamente con las hidrologías siguientes del registro hasta cubrir todo el periodo de estudio. La última hidrología utilizada es H_t . Con esto se tiene la primera secuencia hidrológica, como se ilustra en la figura 3.3.

Sec.Hidrologicas	Horizonte de Evaluación									
	Año 1			Año 2			Año T		
	Mes 1	Mes 12	Mes 1	...	Mes 12		Mes 1	...	Mes 12
1	Hid 1	Hid 1	Hid 2	...	Hid 2		Hid t	...	Hid t
.										
.										
.										
.										
.										

Figura 3.3: Primera secuencia hidrológica de tabla base de secuencias.

2. Se continúa con la creación de la secuencia 2. Esta secuencia empieza con la hidrología H_2 para los primeros 12 meses del año 1. Se prosigue con la secuencia de la misma forma que en el paso 1, siguiendo el orden histórico de hidrologías. Cuando se cubre el último año T, se pasa a una nueva secuencia hidrológica, empezando con la hidrología siguiente del registro histórico a la utilizada en el año 1 en la secuencia anterior. Luego, se prosigue de esta misma forma con la generación de más secuencias (figura 3.4).

Sec.Hidrológicas	Horizonte de Evaluación					
	Año 1	Año j	Año j+1	Año T
1	H1	Hj	Hj+1	Ht
2	H2	.	Hj+1	Hj+2		Ht+1
⋮	.	⋮	⋮	⋮		⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮		⋮
i	Hi	⋮	⋮	⋮		⋮
⋮		⋮	⋮	⋮		⋮
40	H40	Hj-1	Hj	Ht-1

Figura 3.4: Generación de secuencias hidrológicas de tabla base.

Una vez que se hayan generado 40 secuencias hidrológicas, se tendrá en todas las columnas de la tabla, una única aparición de cada hidrología del registro histórico. Es decir, en una columna j cualquiera, que corresponda a un mes de un año cualquiera del horizonte, en las 40 filas de esa columna se tendrán 40 hidrologías distintas, sin repetirse ninguna de ellas. Con esto, se ha generado la tabla base de secuencias hidrológicas.

3. Las próximas 40 secuencias hidrológicas se obtienen reordenando al azar cada columna de la tabla base de secuencias, mediante un sorteo sin reemplazo. Para fijar ideas, veamos el caso general de la columna j, que corresponde a una etapa j cualquiera del horizonte (Figura 3.5). En la casilla (41, j), correspondiente a la secuencia 41 y columna j; se sortea cualquiera de las 40 hidrologías de las primeras 40 casillas de esa columna j, en la tabla base. Si en esta casilla (41, j) sale sorteada la hidrología H_{11} , en la casilla (42, j) que corresponde a la secuencia 42 en la misma etapa; se sorteará nuevamente una hidrología, pero se eliminará de los posibles resultados la hidrología H_{11} . Luego si en esta casilla (42, j) se obtuvo la hidrología H_{32} ; en la casilla (43, j) se sorteara una nueva hidrología excluyendo de los posibles resultados a las hidrologías H_{11} y H_{32} obtenidas previamente en las casillas anteriores. Se repite sucesivamente este sorteo hasta llegar a la casilla (80, j). Este método es análogo para todas las columnas de la tabla. De esta forma se generan otras 40 secuencias

hidrológicas, distintas a las 40 primeras, y donde en cada columna (etapa) se tiene la misma frecuencia de hidrologías (figura 3.6).

Columna j		
Sec. 41	H 11	Sorteo entre 40 H
Sec. 42	H 32	Sorteo entre 40 H, menos H11
Sec. 43	H 17	Sorteo entre 40 H, menos H11 y H32
:	:	:
:	:	:
:	:	:
Sec. 79	H 5	Sorteo entre H5 y H24
Sec. 80	H24	Se asigna H restante

Figura 3.5: Sorteo pseudo-aleatorio de secuencias hidrológicas.

Sec. Hidrológicas	Horizonte de Evaluación					
	Columna 1	Columna J	Columna J+1	Columna T
1	H1	Hj	Hj+1	Ht
2	H2
:	.	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:
40	H40	Ht-1
41	H32	H11	H13
42	H25	.	H32	.	.	H16
:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:
80	H40	H24	H39

Figura 3.6: Generación de secuencias hidrológicas a partir de tabla base.

4. Dependiendo del número de secuencias hidrológicas que se quiera simular (NsecH), se van generando 40 diferentes secuencias a la vez, del modo descrito en el paso anterior, hasta alcanzar las NsecH. No es necesario que NsecH sea múltiplo de 40. Si no lo es, se generaran de todas formas (NsecH + sec*) secuencias, donde sec* serán secuencias extras para completar un múltiplo de 40, pero en la simulación solo se utilizarán las NsecH.

La metodología descrita, asegura que en cada etapa se tenga la misma frecuencia de ocurrencia de las 40 hidrologías históricas. Debido al tratamiento hidrológico especial que realiza el programa para los meses de deshielo, cada vez que se simula una secuencia

hidrológica, se especifica de manera interna que la hidrología que corresponda al mes 7 en cada año se repita en todos los meses de deshielo; es decir, en cada año, desde el mes 7 al 12 se tendrá la misma hidrología.

El método de balanceo hidrológico trae consigo los siguientes beneficios:

- *Reproducibilidad de los sorteos*: así, en el caso de demanda aleatoria y/o incertidumbre en disponibilidad de combustibles, para cada escenario posible a simular, se evalúa el mismo conjunto de secuencias hidrológicas, manteniendo la semilla aleatoria.
- *Capacidad de simular secuencias históricas*: la tabla de secuencias se inicializa con las secuencias hidrológicas históricas, tal y como se modela en la plataforma PLP. De manera que si se indican 40 secuencias como NsecH en la fase de simulación, se puede estudiar el impacto de esta simplificación sobre las variables de interés en los resultados de salida de PLP (Pbb. de falla, CMg medios, Desv. estándar, etc.) El ejercicio de subir progresivamente el número de secuencias hidrológicas, comenzando con 40, fue efectuado con resultados de interés (figura 3.7).
- *Estabilización de los resultados*: ahora se verifica que los estadísticos de interés de la simulación reducen su variabilidad (ruido) con el aumento del número de secuencias hidrológicas a simular.

En la figura 3.7 se muestran los resultados de dos variables de interés a la salida de la fase de simulación, para distintos números de simulaciones hidrológicas [5]. Se observa en ambos gráficos de la figura, que el método de hidrologías balanceadas (línea azul) converge mucho más rápido al valor esperado de los estadísticos que el sorteo hidrológico aleatorio normal (línea roja), y con una menor influencia de la semilla aleatoria.

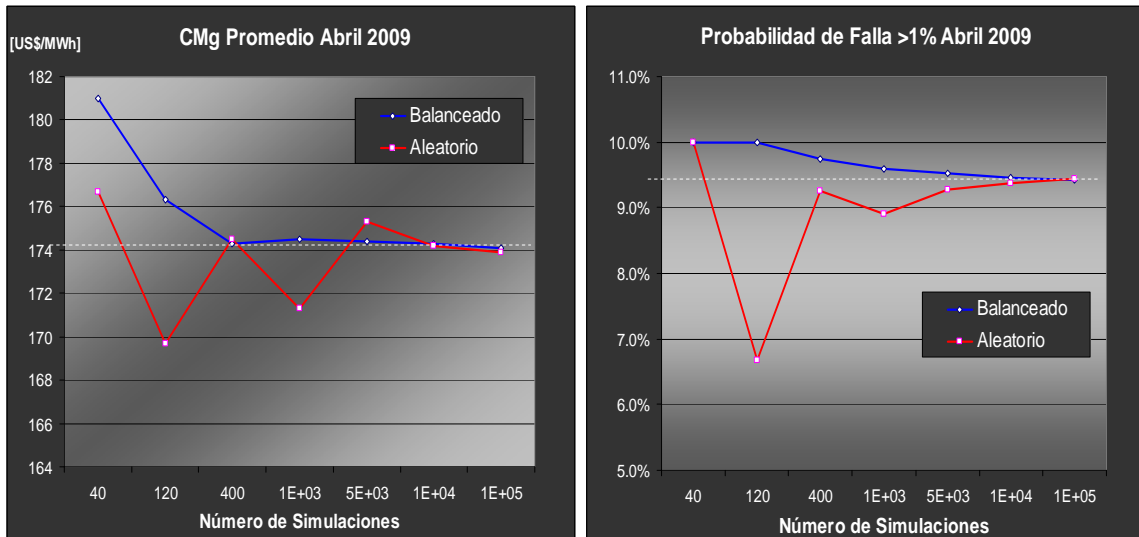


Figura 3.7: Variación de estadísticos al incrementar el número de simulaciones, mediante el método de balance hidrológico y el método de sorteo hidrológico aleatorio normal.

En el gráfico de CMg promedio (figura 3.7), se aprecia que alrededor de 400 simulaciones hidrológicas balanceadas, se obtiene el mismo resultado de CMg que para 10.000 simulaciones hidrológicas del mecanismo habitual. En el gráfico de Probabilidad de falla (figura 3.7) se observa que este estadístico converge suavemente al valor esperado mediante el método de balanceo hidrológico, mientras que con el mecanismo habitual se obtienen grandes variaciones en los resultados al cambiar el número de simulaciones realizadas. En el caso de balanceo hidrológico, alrededor de las 400 simulaciones se obtiene una probabilidad de falla 9,75%, bastante cercana al valor de convergencia 9,5%, que se obtiene con 100.000 simulaciones. Con esto, claramente el mecanismo de balance hidrológico presenta una ventaja importante al método de sorteo habitual, aparte de las ya mencionadas, que es que los tiempos de cómputo se reducen notablemente al poder disminuir en varios ordenes de magnitud el número de simulaciones hidrológicas a realizar, con resultados muy cercanos a los de convergencia.

4. INCERTIDUMBRE EN LA DEMANDA ELÉCTRICA

4.1 Introducción

En todos los modelos de coordinación hidrotérmica es necesario tener una buena estimación del consumo eléctrico a lo largo de todos los años del horizonte de evaluación, ya que ésta influye de manera determinante en los principales estadísticos como los costos marginales y probabilidad de falla en cada etapa. Estimar la demanda eléctrica no es una tarea fácil. Se sabe con certeza cual fue el consumo del año anterior al primer año del periodo de estudio, y a partir de esto se debe determinar cuál será la tasa de crecimiento de la demanda, para poder proyectar el consumo energético en los años futuros.

En el sector eléctrico nacional, generalmente se asume que la demanda eléctrica es inelástica, y que sólo responde a cambios del ingreso, el cual se relaciona con el crecimiento económico del país, a través de indicadores como el PGB. El modelo actual que utiliza la CNE para fijar el precio nudo asume que el consumo eléctrico responde solamente al ingreso económico. Sin embargo, diversos estudios muestran que cambios en la tasa de crecimiento de la demanda son también afectados por cambios en los precios de la energía. En Chile, por mucho tiempo se ha pensado que la demanda era perfectamente inelástica al precio. En las discusiones sobre política eléctrica se suele partir de la base que la demanda por electricidad crece 7% todos los años, independientemente del estado de la economía y las condiciones del mercado eléctrico [13].

Actualmente, ha sorprendido el porque durante el año 2005 el consumo de electricidad en el Sistema Interconectado Central (SIC) creció 4,6%, bastante menos que el PGB, 6,3%. Hasta el 2004 había ocurrido lo opuesto y el consumo había crecido algo más rápido que el producto. El crecimiento más lento del año 2006 se debe, en gran medida, a que entre fines de 2003 y fines de 2005 el precio de la energía eléctrica aumentó más de 50% a nivel de usuarios comerciales e industriales y alrededor de 25% a nivel residencial [14]. Lo anterior reafirma el efecto que tienen los precios sobre el consumo eléctrico.

Entre los años 1995 y 2001, el consumo total de energía del SIC creció en 64%, o en 7,4%, todos los años. El gráfico de la figura 4.1 indica que, en promedio, a lo menos dos puntos porcentuales de ese crecimiento se debieron a que el precio de la energía cayó durante la mayor parte de ese período [13].

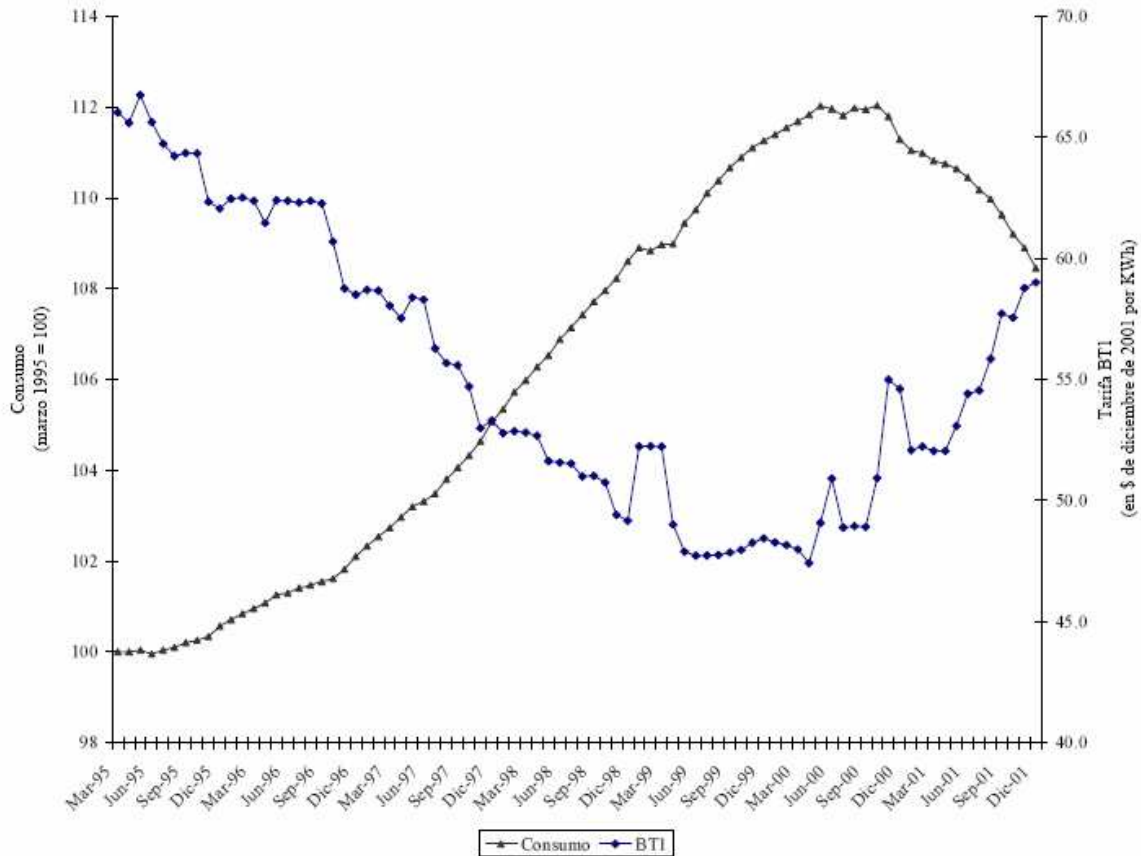


Figura 4.1: Tarifa BTI promedio y consumo (Marzo 1995-Diciembre 2001).

También las condiciones climatológicas influyen en la demanda eléctrica, especialmente en los meses de invierno. Si éstos son particularmente fríos, como los ocurridos en Argentina en el invierno del 2007, el consumo energético aumenta significativamente, produciendo un shock en la demanda.

En el siguiente cuadro se muestran las distintas proyecciones de demanda realizadas por la CNE, en los informes de precio de nudo del año 2006 y 2007 [3].

Proyecciones del consumo de electricidad
2006 y 2007 comparados

Año	Demanda supuesta en 2007		Demanda supuesta en 2006	
	(1) Consumo (GWh)	(2) Tasa de aumento	(3) Consumo (GWh)	(4) Tasa de aumento
2006	38.231		38.412	
2007	40.724	6,5%	41.443	7,9%
2008	43.477	6,8%	44.800	8,1%
2009	46.521	7,0%	48.250	7,7%
2010	49.684	6,8%	51.482	6,7%
2011	53.063	6,8%	54.932	6,7%

Cuadro 4.1: Proyecciones de consumo eléctrico realizados por la CNE.

El cuadro 4.1 muestra cuánto varían las proyecciones de consumo entre un año y otro. Por ejemplo para el año 2008, existen diferencias de hasta un 1.3% en la tasa de crecimiento del consumo; y estas proyecciones se realizaron solo con un año de desfase.

Los modelos de programación hidrotérmica, generalmente trabajan con una sola proyección de demanda eléctrica para todo el horizonte, evaluándose la operación del sistema para esa proyección. Sin embargo, como se mostró en los párrafos anteriores, la incertidumbre en las proyecciones de demanda están siempre presentes, con lo que se pueden obtener resultados equívocos si la proyección realizada no estuviera cercana a la realidad, o si ocurriesen desviaciones en el consumo con respecto a la demanda proyectada, durante el transcurso de los años del periodo de estudio. En este trabajo se desarrollara un método para integrar la incertidumbre de la demanda en la simulación del sistema hidrotérmico, a lo largo del horizonte de evaluación. Cabe mencionar que el método propuesto no busca encontrar una forma de cómo encontrar la demanda de manera más precisa, si no que pretende representar el grado de incerteza o error que se tiene en cada proyección. Con esto, se persigue estimar el efecto que tiene la incertidumbre en la demanda sobre los estadísticos de interés (probabilidad de falla, CMg, etc.), dado que éstos responden de manera no lineal ante variaciones en variables aleatorias de entrada, como la demanda.

En la siguiente sección se muestra la forma de modelar la incertidumbre de la demanda y su tasa de crecimiento.

4.2 Modelación de la demanda eléctrica

La demanda anual de energía es un proceso estocástico, en el cual intervienen varios factores mencionados en la sección anterior. Se puede definir una función de demanda para un año cualquiera t de la siguiente forma:

$$D_t = F(D_{t-1}, \xi_t, \dots) \quad (4.1)$$

Donde D_t corresponde a la demanda eléctrica anual en el año t . Se muestra que la demanda eléctrica es una función regresiva, es decir, depende de la demanda eléctrica en años anteriores. ξ_t agrupa una serie de variables inciertas en el año t que inciden sobre la demanda. Estas variables son: productividad del país, respuesta ante variaciones en el precio, condiciones climatológicas, etc. Cada una de estas variables es muy difícil de modelar, y no se tiene certeza de su comportamiento en el largo plazo.

Una manera simple de representar la demanda eléctrica es a través de su tasa de crecimiento. Se sabe con seguridad que la demanda de un año t será siempre mayor a la demanda de un año anterior $t-1$, por lo que se puede estimar el consumo del año t a partir de la demanda ocurrida en el año $t-1$, considerando una tasa de crecimiento para el año t . Esto queda expresado en la siguiente formula:

$$D_t = (1 + tcd_t(\xi_t)) \cdot D_{t-1} \quad (4.2)$$

Donde tcd_t corresponde a la tasa de crecimiento proyectada para el año t , desde el año $t-1$. Esta tasa de crecimiento depende de factores aleatorios ξ_t mencionados anteriormente. Con esto, se puede representar la demanda de un año t a partir de una demanda anual base y las tasas de crecimiento respectivas en el horizonte de planeación, de la manera siguiente [5]:

$$D_t = (1 + tcd_t(\xi_t)) \cdot \dots \cdot (1 + tcd_1(\xi_1)) D_0 \quad (4.3)$$

Es decir, conociendo el consumo energético de un año base, y las tasas de crecimiento desde el año 1 al año t , se puede determinar la demanda del año t . Luego, como la tasa de crecimiento de demanda es dependiente de factores aleatorios, no se puede saber con certeza cual será su valor, por lo que su estimación se moverá dentro de un cierto rango de error. En este contexto, la tcd se puede modelar como una variable aleatoria uniforme, que se mueve dentro de un rango de variación, centrada en un valor proyectado. Esto se expresa de la siguiente forma:

$$tcd_t = \overline{tcd}_t + \Delta_t \cdot u_t, \quad u_t \in [-1, 1] \quad (4.4)$$

Donde \overline{tcd}_t corresponde al valor proyectado para el año t . Δ_t corresponde a la amplitud del intervalo de incertidumbre que se tiene sobre la proyección de la tcd para el año t , y u_t es una variable aleatoria uniforme en el intervalo $[-1, 1]$. De manera gráfica, la distribución de probabilidad de la variable tcd es la siguiente:

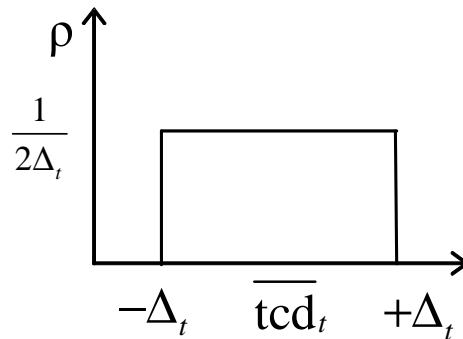


Figura 4.2: Distribución de probabilidad de tcd .

En la sección siguiente se muestran dos metodologías para integrar esta modelación de la tcd a la fase de simulación, utilizando el método de Montecarlo.

4.3 Incorporación de incertidumbre en la demanda

4.3.1 Modelos tradicionales de manejo de la demanda

Las dos formas comunes que tiene el modelo OMSIC de tratar la demanda energética anual, al igual que la mayoría de los modelos de coordinación hidrotérmica nacionales, son las siguientes:

- *Demanda Proyectada*: forma tradicional en que el programa procesa y usa la demanda. Esto es, se especifica el consumo anual de energía en cada año calendario involucrado en el horizonte de evaluación. Los consumos anuales se consideran como datos de entrada al modelo, y no se modifican en la fase de simulación.
- *Demanda Determinística*: se entrega la demanda de un año base y se proyectan los consumos de los años (calendario) del horizonte de evaluación. Esto, a partir de la demanda base y de una tasa de crecimiento constante. El año considerado como base corresponde al año calendario anterior al primer año hidrológico en simulación. De esta manera, a partir del primer mes del horizonte de evaluación, el consumo respectivo será determinado por el del año base y la tasa de crecimiento. El tratamiento de la demanda durante la fase simulación es fijo y determinístico.

4.3.2 Modelo de tasa de crecimiento aleatorio constante

La incorporación de este modelo de incertidumbre de la tasa de crecimiento de demanda busca reflejar la aleatoriedad de ella de manera apropiada, evitando el problema de explosión combinatorial de escenarios.

La *tcd* es modelada como una variable aleatoria uniforme en el rango de variación. Durante la fase de optimización, la demanda eléctrica anual es tratada de forma determinística y es construida usando una tasa de crecimiento media (\overline{tcd}), entregada como dato de entrada al programa OMSIC.

En la fase de simulación se considera la tasa de crecimiento como una variable aleatoria discreta sobre un conjunto de realizaciones equiprobables. Primero, se define un intervalo de incertidumbre Δ sobre la tcd media (\overline{tcd}). Luego, la tcd es discretizada en el rango de variación $-\Delta$ y $+\Delta$ en un número N , que corresponde a los N posibles valores que tomará la tcd de manera equiprobable durante la simulación (figura 4.3).

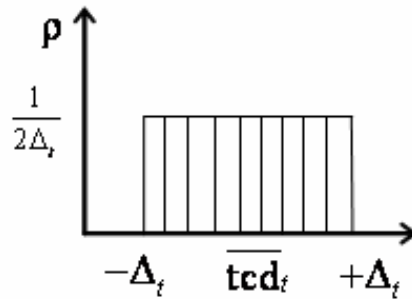


Figura 4.3: Discretización de variable tcd en su rango de variación.

Se efectúa una simulación de la operación del sistema para cada valor de la tcd . En todos los años del horizonte de evaluación, se utiliza la misma tcd :

$$tcd_{t_1} = tcd_{t_2} = \overline{tcd} + \Delta \cdot u, \quad u \in [-1, 1] \quad (4.5)$$

Luego de simuladas las secuencias hidrológicas para una tcd , se pasa a la tcd siguiente, y se vuelven a simular las mismas secuencias hidrológicas con la nueva tcd . En total, se simula el mismo conjunto de secuencias hidrológicas N veces, siendo N el número de discretizaciones de tcd en el rango de incertidumbre. Se escoge N impar para que el valor esperado de la tcd sea igual a \overline{tcd} utilizada en la fase de optimización. Por ejemplo, si se discretiza el rango de variación de la tcd en 9 valores equidistantes, y se indican 1000 secuencias hidrológicas a simular, el total de simulaciones del horizonte de evaluación es 9×1000 . Esto permite poder comparar y contrarrestar los resultados estadísticos que se obtienen con las distintas tcd , de los cuáles se obtiene un promedio al final de la simulación. Los cambios en los resultados se deben luego a la integración de incertidumbre en la demanda en la simulación, y no al ruido del sorteo hidrológico, ya que se asegura simular el mismo conjunto secuencias hidrológicas para cada tcd . Por construcción, la variación de la

tasa afectará desde el primer mes horizonte a la demanda. De aquí en adelante se llamará a este método de modelación de *tcd*, “tasa aleatoria constante” (TAC).

En las figuras 4.4 y 4.5 se muestran dos simulaciones distintas, una realizada con tasa de crecimiento determinístico (Tdet), es decir sólo una tasa de crecimiento de la demanda para todas las simulaciones, y otra utilizando el método TAC. Se aprecia en las figuras 4.4 y 4.5, que las probabilidades de tener una falla anual mayor al 1% del consumo energético en algún mes, son notablemente mayores al usar TAC que al usar una *tcd* determinística, es decir, las probabilidades de déficit aumentan al incluir incertidumbre en la demanda, a pesar que el valor esperado de la *tcd* es el mismo que la *tcd* determinística utilizada (6.5%).

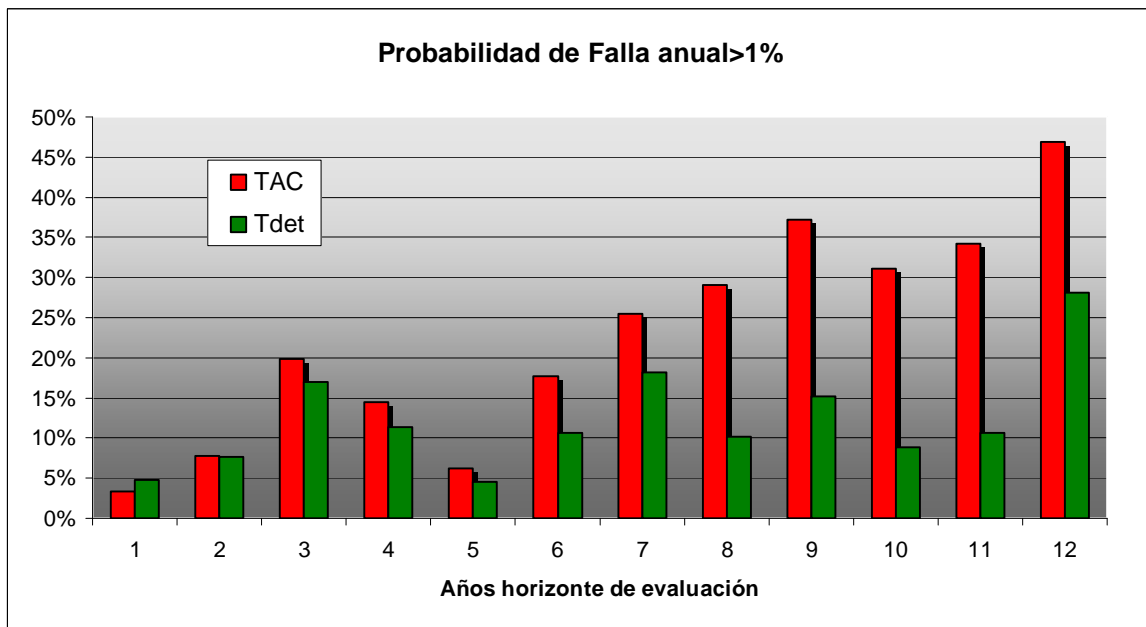


Figura 4.4: Probabilidad de déficit anual mayor al 1% del consumo energético mensual. TCD media de 6,5% y Δ de 1,5%.

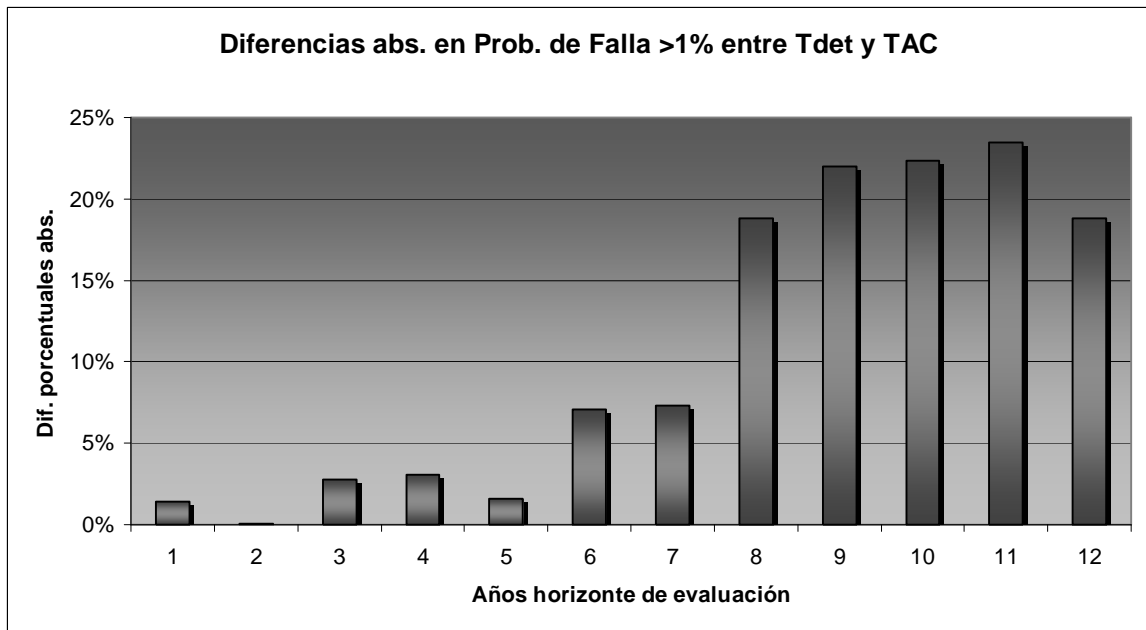


Figura 4.5: Valores absolutos de diferencias de prob. de falla anual >1%, entre los dos casos anteriores, Tdet y TAC.

4.3.3 Modelo de tasa de crecimiento aleatorio variable en el tiempo

El método anterior simula por separado N veces la operación del sistema hidrotérmico, para N distintas tcd ; y luego calcula el promedio de los estadísticos correspondientes a los N casos. El problema de esto, es que para todos los años dentro del periodo de estudio, se usa la misma tcd , lo cual lleva a que en cada año la demanda crezca el mismo porcentaje. Por ejemplo, si la tcd es de 6%, en todos los años del horizonte el consumo energético crecerá un 6%. Esto es sin dudas, poco probable, debido nuevamente a la variabilidad de la tcd en cada año.

El método de tasa de crecimiento de demanda variable aleatorio (TVA), busca solucionar el problema anterior, incorporando en la fase de simulación, tcd interanuales independientes entre si, es decir, una tcd diferente para cada año.

Para modelar la tcd , se parte de la base de que el conocimiento del futuro es cada vez más incierto a medida que nos alejamos en el tiempo; es decir, es más sencillo predecir con más certeza lo que pasara el próximo año a lo que ocurrirá en siete años más. Lo mismo ocurre con la tcd . Se proyecta con menor error la demanda del año siguiente que la demanda de 7 años más, debido al conocimiento actual de las variables que inciden en el comportamiento

de la demanda. Esta incerteza creciente hacia el futuro se pretende incorporar al estudio de la demanda. La tcd de un año t , se modela de la siguiente manera:

$$tcd_t = \overline{tcd} \pm \Delta_t \quad (4.6)$$

Siendo \overline{tcd} la tasa de crecimiento medio¹⁶, y Δ_t el rango de variación de la tcd . Este último se obtiene de la siguiente manera:

$$\Delta_t = \Delta_1 + e \cdot (t - 1) \quad (4.7)$$

Donde Δ_1 corresponde a un rango de variación inicial de partida, el cual representa la incertidumbre de la tcd del primer año de estudio. El parámetro e corresponde a la incertidumbre extra que se tiene en la proyección de tcd al avanzar en un año dentro del horizonte. Luego, e incrementa el rango de variación Δ_t a medida que se avanza en el tiempo.

Para reducir escenarios que produjeran una explosión combinatorial, el modelo TVA sólo toma dos valores de tcd_t en cada año, que corresponden a la \overline{tcd} más los valores extremos del rango de variación Δ_t . El incremento de Δ_t en cada año y la obtención de las dos tcd por año se ve de forma gráfica en la figura 4.6. En este caso, se tomo una \overline{tcd} media de 6%, una incertidumbre inicial Δ_1 de 0,8%, y una incertidumbre incremental e de 0,5%. Se muestra en la figura 4.6 como el rango de variación de tcd crece linealmente a medida que se avanza en los años. Así, para el año 4 la tasa se representa con los dos posibles valores de tcd , uno alto de 8.3%, y uno bajo de 3.7%.

¹⁶ \overline{tcd} es la misma tasa de crecimiento medio utilizada por el método TAC.

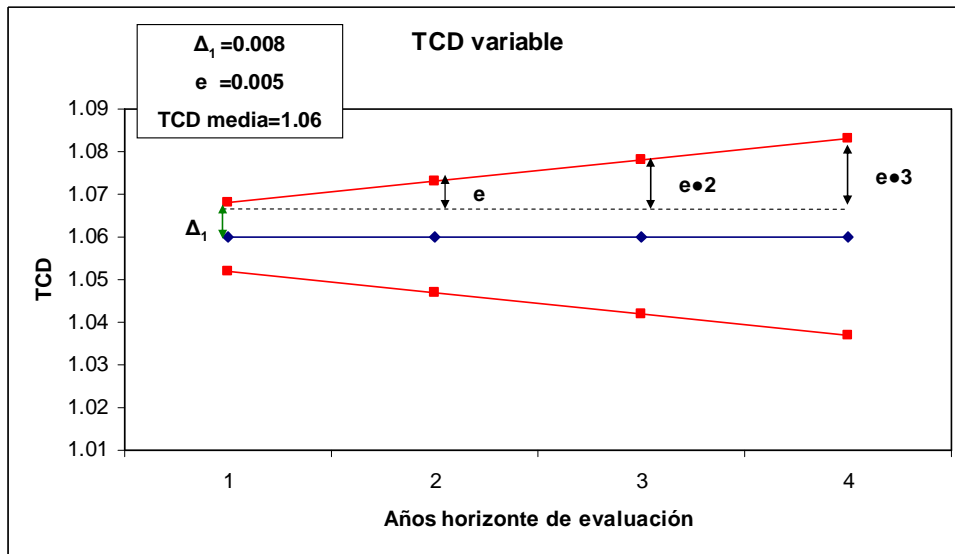


Figura 4.6: Modelamiento de tasa de crecimiento variable con valores extremos en cada año.

El modelo TVA, al trabajar con dos valores extremos de tcd por año, uno superior y otro inferior al valor de tcd media, introduce la incerteza de la proyección de la demanda energética mencionada anteriormente. La razón de escoger valores extremos de tcd , es debido a que la demanda real que se obtendría en un año t puede resultar tanto mayor o menor a la demanda energética que se proyectó para ese año t . Al ser las dos posibles tcd_t de cada año equidistantes a la tcd media, se asegura que la esperanza de la tcd en todo el periodo sea igual a la \overline{tcd} media, que corresponde a la utilizada en la fase de optimización.

Debido a que las tcd son independientes entre cada año, y teniendo dos posibles valores de tcd por año; se obtiene un árbol de secuencias de tcd a lo largo de horizonte de planeación. La representación gráfica del árbol de escenarios se muestra en la figura 4.7.

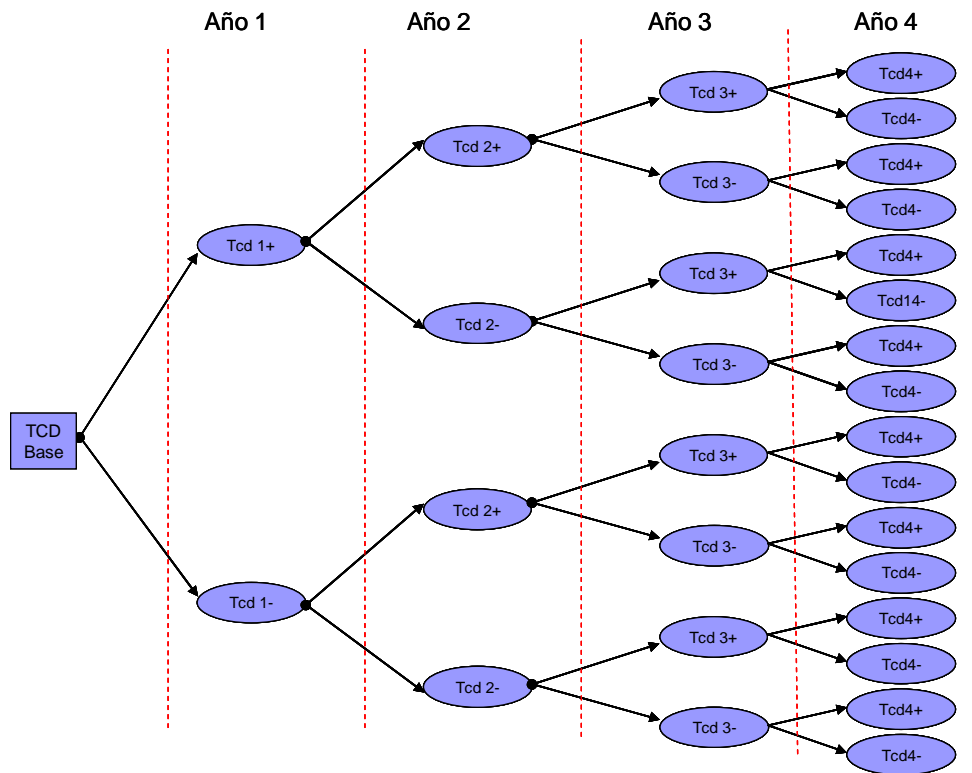


Figura 4.7: Árbol de secuencias de *tcd* a lo largo del horizonte.

Con este modelo, surge el inconveniente de que el número de escenarios aumenta exponencialmente con la cantidad de años del periodo de estudio, de la forma 2^N , y también se obtienen *tcd* demasiado extremas para años muy alejados debido al efecto incremental de la incertidumbre. Por estos motivos, solo se generan secuencias hasta los N primeros años, donde N puede ser máximo 4. En los años siguientes al año N, se aplica una *tcd* igual a la tasa media \overline{tcd} , de manera de que la esperanza de la *tcd* siga siendo igual a \overline{tcd} .

Los 2^N escenarios completos de *tcd* se consideran equiprobables. Luego, al igual que en el método TAC, se sortea el mismo conjunto de secuencias hidrológicas para cada secuencia de *tcd*, y se simula mediante Montecarlo todos los escenarios de *tcd* con el conjunto de secuencias hidrológicas sorteado. Por ejemplo, si el año N es 4, y se simulan 1.000 secuencias hidrológicas, en total el número de simulaciones será $16 \times 1.000 = 16.000$, que corresponde a cada combinación posible entre las *tcd* y las secuencias hidrológicas sorteadas.

Del mismo modo que en el método TAC, la variación de la tasa afecta a la demanda desde el primer mes del horizonte, y se considera como demanda base a la demanda del año anterior al primer año hidrológico en simulación.

En la figura 4.8 se muestran las probabilidades de falla anuales mayores al 1%, para dos casos distintos usando el modelo TVA. El primer caso corresponde a una *tcd* con un rango

de incertidumbre moderado, y el segundo corresponde a un caso de incertidumbre alta. Ambos casos utilizan la misma \overline{tcd} de 6.5%.

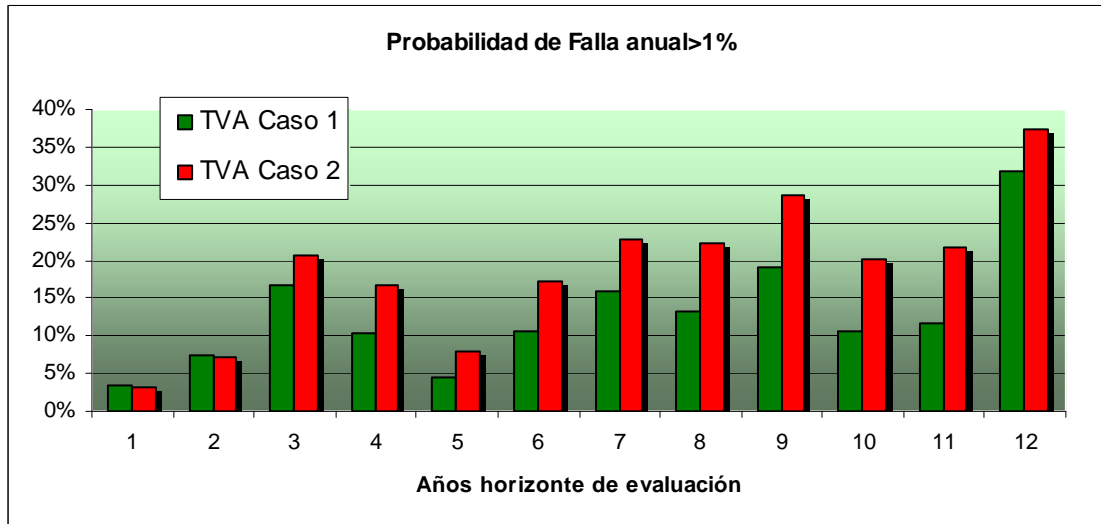


Figura 4.8: Probabilidad de déficit anual >1%, para dos casos de TVA. Caso 1, $\Delta_1 = 0.8\%$, $e = 0.5\%$. Caso 2: $\Delta_1 = 1\%$, $e = 1.5\%$

Se observa que el caso 2 presenta probabilidades de falla superiores al caso 1. Con esto, se aprecia que al aumentar la incertidumbre en la tcd , las probabilidades de ocurrencia de un racionamiento también aumentan, a pesar de que la esperanza de la tcd es la misma para ambos casos.

Lo anterior se explica por la no linealidad de la función de suficiencia (véase capítulo 2). En la figura 4.9 se muestra un ejemplo de esta función. Dependiendo de la zona en que se este evaluando la función, puede ocurrir que al aumentar la demanda en un Δ^+ , la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) aumente más de lo que disminuiría esta probabilidad si la demanda se redujese en un Δ^- , producto de la no linealidad de la función. Por ende, al evaluar un caso con mayor incertidumbre, el incremento neto de simulaciones que presentan déficit producto de tcd altas será mayor al aumento de situaciones sin déficit debido a tcd más bajas¹⁷. Tanto en el modelo TAC como TVA, las probabilidades de falla son propensas a ser mayores en escenarios con incertidumbre alta que en escenarios con incertidumbre menor.

¹⁷ Con incertidumbre alta, las tcd se vuelven más extremas en cada año, siendo más altas y más bajas que las tcd de un caso con incertidumbre media..

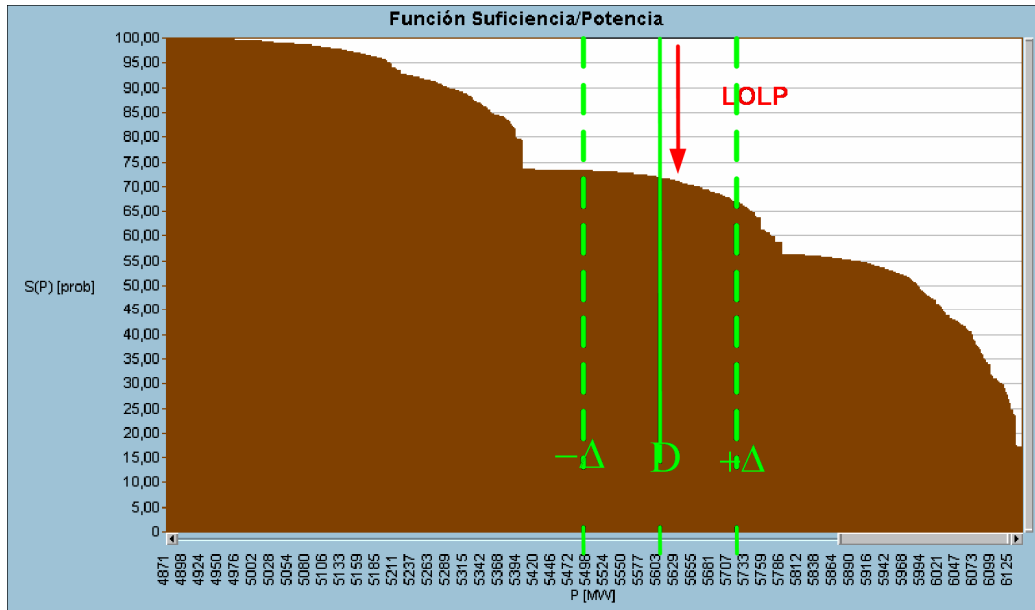


Figura 4.9: Variación de LOLP al aumentar o disminuir la demanda.

4.4 Comparación de Modelos de Incertidumbre en la Demanda

En la figura 4.10 se comparan las probabilidades de falla anual para cuatro distintos casos: dos casos TVA de incertidumbre media y alta, un caso con tasa TAC, y otro con tasa determinística (Tdet). Todos los casos utilizan una \overline{tcd} de 6.5%.

Se observa en la figura 4.10 que el caso TAC es el que presenta probabilidades de déficit más altas, notándose la diferencia especialmente en los años futuros lejanos. Esto se debe a que en este modelo se utiliza la misma tcd en todos los años, con lo que para tcd elevadas, se tienen demandas anuales muy altas en años más alejados en el tiempo, lo cual hace de este modelo un tanto extremista en la proyección de consumo energético para años futuros. El caso Tdet con tcd determinística es el que presenta menor probabilidad de falla, ya que éste solo utiliza la tasa media \overline{tcd} en todo el periodo de evaluación, sin medir los efectos que acarrea la incertidumbre en la demanda sobre las probabilidades de falla. El caso 1 de TVA es el más cercano al caso de tcd determinística, ya que su incertidumbre es moderada, con lo cual las demandas anuales de energía no se alejan demasiado a las del caso determinístico. El

caso 2 de TVA es de incertidumbre alta, y presenta probabilidades de falla levemente mayores a las del caso TAC entre los años tres y cinco del horizonte de evaluación. Esto se debe a que en años cercanos al año inicial, el efecto acumulativo de las tasas altas del modelo TAC sobre la demanda anual no es muy apreciable, a diferencia del efecto de incertidumbre alta sobre la *tcd* usando el modelo TVA, el cual influye en la demanda anual fuertemente desde los primeros años, para luego atenuar este efecto debido a los distintos escenarios de *tcd* que se generan con este modelo TVA.

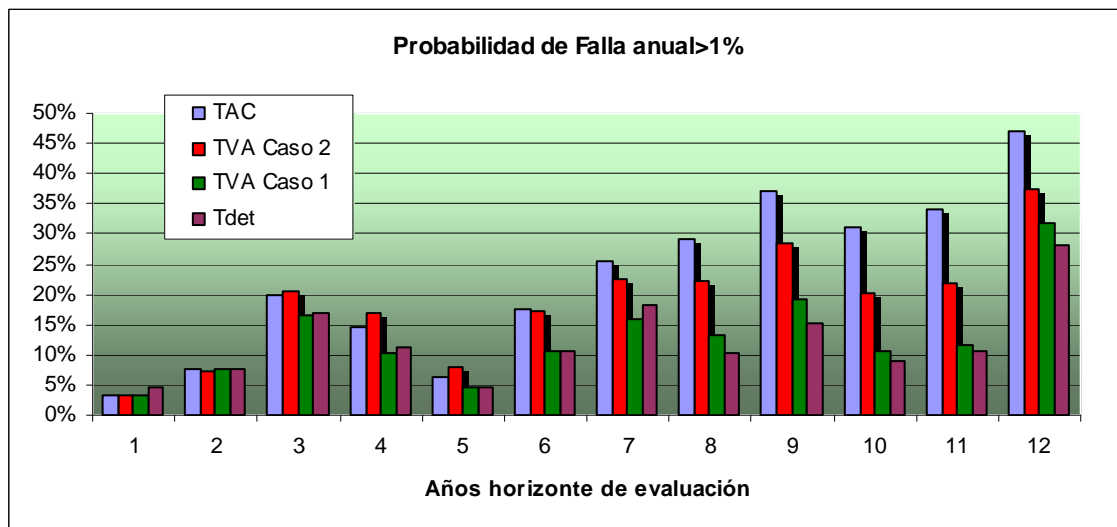


Figura 4.10: Probabilidad de déficit anual >1%, para cuatro casos de *tcd*. Casos TVA: caso 1, $\Delta_1= 0.8\%$, $e=0.5\%$. caso2: $\Delta_1= 1\%$, $e=1.5\%$. Caso TAC: $\Delta = 1,5\%$. Tasa media de 6.5% .

5. INCERTIDUMBRE EN DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLES

5.1 Introducción

El abastecimiento eléctrico nacional está sujeto fuertemente a la variabilidad hidrológica. En años lluviosos, el suministro energético se asume prácticamente garantizado. Sin embargo, en años secos o normales, la generación termoeléctrica juega un papel fundamental en el abastecimiento del país. Cuando los niveles de los embalses se encuentran bajos y existe un déficit en las precipitaciones, es el parque térmico el encargado de garantizar y satisfacer la demanda energética.

El problema es que Chile no posee recursos energéticos primarios como gas natural, carbón y petróleo; combustibles esenciales en la generación termoeléctrica. Lo anterior hace que Chile posea una alta dependencia energética internacional, ya que todos estos combustibles deben ser importados. De hecho, según estadísticas de la CNE, el 72% de los energéticos que forman parte de la matriz primaria provienen del exterior, siendo el diesel el más importante. Lo último es por dos razones: la primera, porque representa el 35,3% de la matriz; y, segundo, porque cuando falta el gas, es el respaldo para las centrales térmicas¹⁸.

Otra implicancia de la dependencia externa de combustibles, es que su disponibilidad y precio está sujeta a las coyunturas internacionales. Frente a la alta demanda que existe en el mundo por energía y los diversos conflictos en el Medio Oriente, los combustibles encarecen sus precios, y por ende, los costos de la energía en Chile. Un ejemplo de esto es lo que pasa con el gas natural. Cerca del 25% de la matriz energética del país depende de este combustible. Esto se traduce en que cada día se requieren del orden de 28 millones de metros cúbicos para satisfacer la demanda industrial, residencial y de generación eléctrica¹⁹. Lo complejo es que el 82% de este recurso se importa desde Argentina, país que en mayo de 2004 comenzó a restringir los envíos, para priorizar el abastecimiento interno. Las restricciones de gas en el año 2006 promediaron el 40% de los requerimientos totales y en estos días, prácticamente no se cuenta con gas natural argentino para la generación eléctrica.

¹⁸ Fuente: Diario Financiero, Abril 9 de 2007.

¹⁹ Fuente: Diario Financiero, Abril 9 de 2007.

La ausencia del gas natural argentino en la matriz energética dejó definitivamente en manos de la hidrología y de la logística del diesel, el futuro del abastecimiento eléctrico del SIC y SING. Una caída en estos pilares redundaría en una falla del sistema, la cual podría ser de una magnitud tal que podría terminar en un racionamiento.

Cuando comenzó el problema de suministro de gas desde Argentina, en Chile se planteó la alternativa de traer el hidrocarburo como gas natural licuado (GNL) a través de barcos. En el 2004, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y la sociedad encargada del proyecto (GNL Chile), señalaron que la iniciativa de US\$ 400 millones de inversión estaría en condiciones de inyectar gas a mediados de 2008. Sin embargo, producto de algunos retrasos en el proyecto, se estima que entre mediados del 2009 y comienzos de 2010, el proyecto estaría operativo²⁰.

A tres años de iniciarse la crisis en los envíos de gas natural desde Argentina la respuesta ante cualquier emergencia había sido que las operaciones serían respaldadas con diesel. Las centrales termoeléctricas de ciclos combinados, debieron utilizar diesel como sustituto del gas natural.

Actualmente, más del 50% de la generación del SIC se hace con diesel lo que demanda 12 mil metros cúbicos diarios y en el SING más de 1.700 MW, de un total de 3.633 MW²¹. La alta dependencia del diesel eleva la probabilidad de falla del sistema, debido a que las centrales de ciclo combinado a gas natural, que fueron reconvertidos para el uso de diesel cuando comenzaron los recortes de gas argentino, no pueden operar en forma permanente con este combustible sustituto, por sus limitaciones tecnológicas. Esto obliga a las generadoras a realizar mantenciones en forma más frecuente, lo que de todas maneras sigue siendo insuficiente para reducir el peligro de fallas²².

El aumento del consumo de diesel en el año 2006 alcanzó los 6.232 millones de metros cúbicos, cantidad que supera en 18,9% a la existente en el año 2003, cuando alcanzó a 5.240 millones de metros cúbicos [15]. ENAP estimó que para el 2007, el consumo nacional de diesel aumentaría en 4%, manteniendo lo registrado en los últimos años. El aumento del

²⁰ Fuente: Diario Financiero, Abril 9 de 2007.

²¹ Fuente: Diario Financiero, Junio 18 de 2007.

²² Fuente: Diario Financiero, Junio 21 de 2007.

consumo de diesel, ha significado que ENAP duplicara sus importaciones de diesel en el invierno del 2007. A fines de Abril, la petrolera estatal de Chile tuvo que comprar hasta 1,8 millón de barriles de diesel para la generación durante la temporada invernal²³. Se necesitaron entre cuatro y seis cargamentos por mes, comparado con los entre dos y tres del año 2006. En periodos normales, las importaciones de la industria son de aproximadamente 4.9 buques mensuales (45.000 m³ por buque aproximadamente). La crisis del gas argentino causó que actualmente las importaciones de diesel aumentaran en 2.8 veces, lo que implica cerca de 14 naves por mes [15].

En Febrero del 2007 se experimentó el primer escenario de fallas en la logística del suministro de diesel, luego que por una descoordinación entre ENAP y Copec²⁴, los niveles de reserva quedaron tan estrechos, al punto que se solicitara al gobierno argentino un redireccionamiento de gas para aliviar la situación y no generar un escenario de fallas²⁵.

La labor de logística para el abastecimiento de diesel, se hace cada vez más complicada producto del aumento de la demanda. El problema de la logística depende de la disponibilidad y distribución del diesel. ENAP y las distribuidoras privadas trabajan exhaustivamente para llegar a tiempo con los buques, descargarlos y distribuir el combustible, a través de camiones y oleoductos. Una de las mayores complicaciones -además de la técnica- es que las empresas no disponen de tiempo suficiente para determinar la demanda, ya que ésta no es constante. Si la demanda sigue creciendo, las distribuidoras no podrán disponer con rapidez de todos los camiones necesarios, ya que no hay stock disponible para entrega inmediata.

La cantidad de diesel que importan las distribuidoras es otro factor donde la logística está en peligro, ya que no disponen de contratos que cubran esta demanda extra, debido a que ésta se conoce sólo con dos días de anticipación. Por ello, las distribuidoras no se arriesgan a comprar demasiado diesel. No existen contratos a largo plazo que justifiquen a las empresas mantener grandes niveles de stock para enfrentar una sobre-demanda del sistema eléctrico. Además, el sector eléctrico depende de las condiciones de otros insumos (agua, gas, etc.) y esa incertidumbre complica la programación de stocks. Esto, porque toma alrededor de 45 días conseguir un barco, ya que el 80% de las importaciones viene de Asia [15].

²³ Fuente: Diario Financiero, Mayo 30 de 2007.

²⁴ Compañía de Petróleos de Chile.

²⁵ Fuente: Diario Financiero, Mayo 2 de 2007.

Bajo este contexto, se incorpora en este trabajo la incertidumbre en la disponibilidad de combustibles en un modelo de coordinación hidrotérmica, con el fin de evaluar sus efectos sobre las variables de interés de la operación del sistema eléctrico. En lo que sigue de este capítulo, se expone una metodología para representar esta incertidumbre. Luego, se explica cómo este modelo de incertidumbre es incorporado a la fase de simulación del sistema eléctrico, mediante el método de Montecarlo.

5.2 Modelación de la incertidumbre en disponibilidad de combustibles

Los volúmenes de combustibles destinados al abastecimiento de la generación eléctrica son limitados por una capacidad estructural de suministro. Sobre esta capacidad inciden diversos factores mencionados en la sección anterior:

- Capacidad de compra y transporte
- Capacidad de refinamiento y almacenamiento
- Logística en distribución
- Consumo en otras industrias

La capacidad de suministro no se conoce con precisión, aunque se puede estimar una cota superior para algunos combustibles. La razón de que las capacidades no sean conocidas se debe a que nunca se ha dependido al máximo de un combustible por un tiempo prolongado, habiendo sido la demanda por algún tipo de combustible moderada y conocida dentro de un rango de variación. Es decir, la demanda por abastecimiento de combustible fue siempre satisfecha sin mayores problemas. Sin embargo, en estos días se está alcanzando el límite de la capacidad estructural de suministro, en particular con el diesel, debido a su alta demanda y a la falta de otros recursos energéticos.

Si por alguna razón el alto consumo de diesel en la generación eléctrica no puede ser abastecido, se tendrán problemas para asegurar el suministro eléctrico, y las posibilidades de

raconamiento aumentarán. Es por esto que resulta necesario cuantificar el impacto de variaciones en la capacidad de suministro sobre la función de abastecimiento eléctrico.

La disponibilidad de un combustible se considera dependiente de una “capacidad estructural máxima”. Dicha capacidad se modela como una variable aleatoria uniforme sobre un rango de variación que afecta la disponibilidad para generación eléctrica. Como no se conoce la máxima capacidad de suministro, el rango de variación se estima entorno al 100% del consumo máximo de combustible requerido para generación en cada etapa del horizonte de evaluación. Este rango de variación se discretiza en N_c (impar) posibles valores equidistantes, como se muestra de manera gráfica en la figura 5.1.



Figura 5.1: Rango de variación de Capacidad estructural de suministro, discretizado para $N_c=5$.

La disponibilidad de 100% de un combustible es el consumo máximo agregado en cada etapa. En la figura 5.2 se muestra un diagrama del modelo para obtener el consumo máximo de combustible en cada etapa, y con esto la disponibilidad de 100% [15]. Este consumo máximo de un tipo de combustible es el que se necesitaría para abastecer el consumo de todas las centrales que operan con ese tipo de combustible, si éstas fuesen despachadas a su potencia máxima durante toda la etapa.

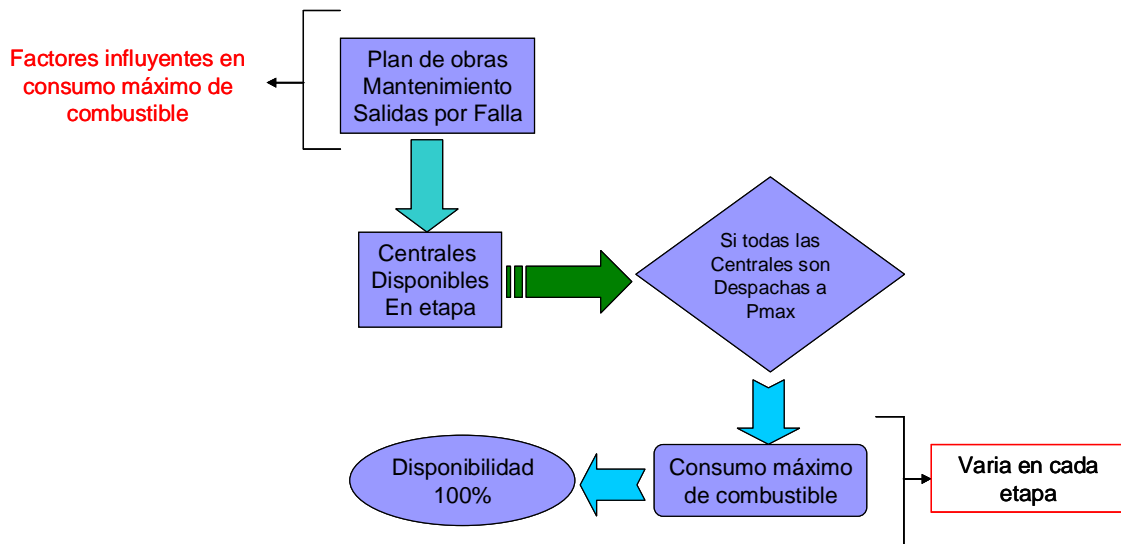


Figura 5.2: Diagrama de bloques de la obtención de disponibilidad 100% de un combustible en cada etapa.

Que una central cualquiera este disponible o no en una etapa del horizonte de evaluación depende de diversos factores, como su fecha de entrada y salida al parque generador, determinada por el plan de obras del SIC, sus salidas programadas por mantenimiento, o que no se encuentre en funcionamiento por salidas intempestivas debido a fallas. Sin embargo, la forma de incorporar los mantenimientos y/o indisponibilidad mecánica debido a fallas, se realiza de forma indirecta y no sacando completamente de operación una central. El programa OMSIC calcula un factor de disponibilidad para cada central y etapa en función de los días de mantenimiento de la central en cada etapa, y su tasa de salida forzada debido a fallas. Luego, la potencia máxima de la central es reducida al ponderarla por este factor de disponibilidad. El programa calendario de mantenimientos y las tasas de salida forzada de las centrales son parámetros de entrada.

El rango de variabilidad para cada combustible se le entrega al programa como parámetro de entrada mediante el archivo OMSPAR. En éste, se indica el rango de reducción porcentual de la disponibilidad de cada combustible, como se ve en el ejemplo siguiente:

Diesel 0.15 : Varía entre 100% de disponibilidad a 85%

GNL 0.2 : Varía entre 100% de disponibilidad a 80%

Carbón 0.0 : Siempre disponible (100%)

El rango de variación de la capacidad de suministro está en función del consumo máximo posible en cada etapa, que corresponde a la disponibilidad de 100%. Como se menciono anteriormente, este rango de variación es discretizado en N_c valores equidistantes. En la figura 5.1, se muestra que para $N_c=5$, la capacidad de suministro varia entre 120% hasta 80%, en un tipo de combustible, luego su rango de variación es de 20%. En la fase de simulación se considera la capacidad de suministro de combustibles como una variable aleatoria discreta sobre un conjunto de realizaciones equiprobables. Las capacidades mayores al 100% inciden en los resultados de la misma forma que la capacidad 100%, puesto que éstas indican que el máximo consumo demandado en generación es posible de ser suministrado completamente. En disponibilidades mayores al 100% se logra abastecer al mismo consumo máximo, por lo que el hecho de contar con mayor capacidad de suministro entrega los mismos resultados que la capacidad de suministro de 100% de disponibilidad, ya que no hubo demanda de combustible insatisfecha. Por este motivo, las disponibilidades mayores a 100% se trabajan sólo como disponibilidad de 100% en las simulaciones (Figura 5.1). Una capacidad de suministro inferior a 100% se traduce a una disponibilidad de combustible reducida al mismo porcentaje, por lo que la demanda de ese combustible para generación no podrá ser abastecida completamente.

Al considerarse cada uno de los valores del rango discretizado equiprobables, se simula para cada valor de disponibilidad, el mismo conjunto de secuencias hidrológicas, de la misma manera que en los métodos de demanda aleatoria. Si el intervalo se discretiza en N_c valores, los $\frac{N_c}{2}+1$ valores mayores se traducen en escenarios de disponibilidad 100%, por lo que sólo es necesario simular la disponibilidad 100% una vez, y luego ponderar los resultados obtenidos de las variables de este caso por el número de veces que se repite este escenario. Esto evita aumentar la explosión combinatorial innecesariamente. Generalmente se asigna $N_c=5$ discretizaciones del intervalo de variación. Luego, si el N_{secH} es 1000, se simulan $3 \times 1000 = 3000$ simulaciones en vez de las 5000 que corresponderían. Si además se esta trabajando con demanda aleatoria, el número total de simulaciones será $3 \times 1000 \times N_d$, donde N_d corresponde al número de discretizaciones o secuencias de demanda, para el método TAC o TVA respectivamente.

Puesto que las capacidades de suministro son equiprobables, y en torno a la disponibilidad 100%, la esperanza de la disponibilidad de cada combustible es siempre de 100%, por lo que sólo inciden en los resultados de las variables de interés, los efectos de tener incertidumbre sobre la disponibilidad de abastecimiento de combustibles para la generación eléctrica. Esto sólo afecta a los resultados de la fase de simulación, ya que en la etapa de optimización no se consideran restricciones sobre la disponibilidad de combustibles.

Limitaciones del modelo

El modelo de incertidumbre de disponibilidad puede incorporar distintos rangos de variación para cada tipo de combustible. No obstante, para limitar la explosión combinatorial de escenarios, las disponibilidades de combustibles van cambiando de manera correlacionada, por construcción del modelo. Por ejemplo, si el rango de variación para el diesel (D) es de 10% y el del gas natural (GN) es de 30%, los escenarios conjuntos de disponibilidad a simular para $N_c = 5$, serán: (100% D, 100% GN), (95%D, 85% GN), y (90%D, 70% GN). Esto limita la simulación del sistema eléctrico a escenarios más extremos, donde se cuenta con todos los combustibles o la disponibilidad es reducida en cada uno de los combustibles con rango de variación. Por estos motivos, el modelo funciona idealmente para evaluar la incertidumbre de disponibilidad para un sólo combustible, dejando los demás tipos de combustibles con disponibilidad 100% para efectos de la simulación del sistema.

Los tiempos de ejecución del programa al considerar incertidumbre en combustible aumentan alrededor de un 20%, lo que significa un poco más de dos minutos, para una corrida de 1000 secuencias hidrológicas en un horizonte de evaluación de doce años. Si para la misma corrida anterior se simula conjuntamente incertidumbre en disponibilidad de combustible y en crecimiento de la demanda, los tiempos de cómputo se incrementan cerca del 50%, que corresponden a seis minutos adicionales, lo cual se considera un tiempo muy razonable.

5.3 Incorporación del modelo de disponibilidad al despacho hidrotérmico

En la simulación de la operación del sistema eléctrico, el parque hidrotérmico enfrenta una demanda residual, que corresponde a la demanda energética total de la etapa descontando las energías entregadas por las centrales hidroeléctricas de pasada y de la cuenca del lago Laja, en cada bloque. Los aportes de estas últimas son establecidos mediante las matrices de decisiones óptimas, calculadas en la fase de optimización. La demanda residual también es dividida en bloques de demanda, como se ve en la figura 5.3. Para abastecer la demanda residual de cada etapa en cada bloque de demanda, las centrales térmicas son despachadas según su orden de mérito, donde las centrales más económicas en sus costos de generación entran en operación antes que las más caras. Por construcción del modelo, cada central es despachada a su potencia máxima (P_{max}), determinada previamente para cada etapa. Si la demanda residual de un bloque no alcanza a ser abastecida por la central i , la central $i + 1$ que le sigue en orden de mérito deber ser despachada. La última central despachada que logra satisfacer la demanda por potencia y energía en el bloque, opera a una potencia menor o igual a su P_{max} .

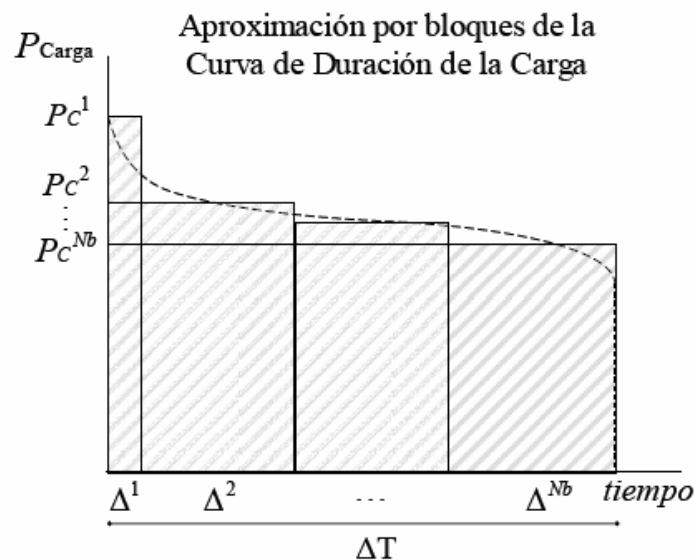


Figura 5.3: Demanda residual del sistema eléctrico aproximada por bloques

La capacidad estructural de suministro limita el consumo energético total de un combustible durante una etapa, por lo cual se debe chequear que el total de cada combustible utilizado por las centrales despachadas no sea superior que la capacidad de suministro de esa

etapa. En la figura 5.4 se muestra un diagrama de bloques que corresponde a la forma de incorporar la disponibilidad de combustibles al despacho hidrotérmico en cada etapa del periodo de estudio. La metodología de incorporación al despacho se resume en los siguientes pasos:

1. Se realiza el despacho hidrotérmico sin considerar restricciones en la disponibilidad de combustibles.
2. Se verifica para todos los combustibles si en el despacho ha habido un sobreconsumo. Si no ocurrió, se avanza al paso 5. En caso de suceder un sobreconsumo, se sigue con el paso siguiente.
3. Se busca cuál fue la primera central despachada que excedió la capacidad de suministro. A esta central se le reduce su potencia, y se le permite generar en los bloques que fue despachada hasta que se alcance el límite de la capacidad de suministro. Las centrales siguientes en el orden de mérito, del mismo tipo de combustibles, que fueron despachadas, no se les permite generar durante la etapa, reduciéndose su capacidad de generación a cero.
4. Se realiza un nuevo despacho hidrotérmico, considerando las restricciones de generación del paso anterior. En este despacho, centrales de otro tipo de combustibles que no fueron consideradas en el despacho anterior, deben suplir la energía recortada que no entregan las centrales restringidas del paso 3. Como se utiliza un mayor consumo de otros combustibles, puede ocurrir un nuevo sobreconsumo²⁶. Se vuelve al paso 2.
5. Se prosigue con el programa.

²⁶ En caso de evaluar incertidumbres de disponibilidad en más de un solo combustible.

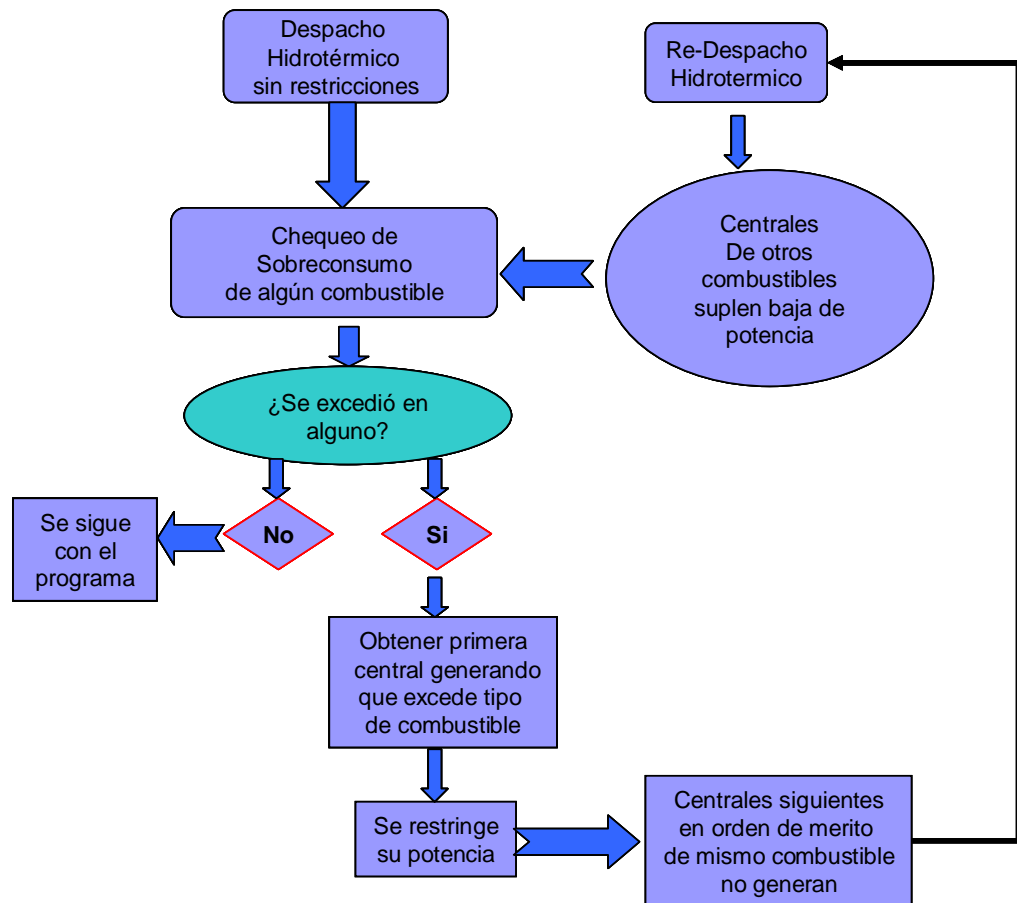


Figura 5.4: Diagrama de bloques de modelo de despacho hidrotérmico con restricciones de disponibilidad de combustibles.

Como se menciono anteriormente, la capacidad estructural de suministro varía en cada etapa, ya que está en función de la necesidad de consumo máximo (disponibilidad 100%). El modelo anterior de despacho hidrotérmico, se realiza para cada mes, en todos los escenarios dispuestos en de la fase de simulación. En caso de no alcanzar a suplir la demanda energética producto de limitaciones de combustible, ocurre una situación de falla. Las decisiones de uso del agua del Laja no se rehacen en ningún caso. Estas decisiones no consideran problemas de abastecimiento de combustibles, ya que en la fase de optimización se considera una disponibilidad total de combustibles. Producto de esto, los costos marginales obtenidos de la fase de simulación pueden diferir a los esperados en la fase de optimización. Durante la fase optimización, la demanda se trata en forma determinística y es construida usando la tasa de crecimiento medio, y no se consideran restricciones sobre la disponibilidad de combustibles. Por ende, los costos marginales obtenidos en la optimización para cada año, mes, bloque, cota e hidrología, variaran de alguna forma durante la fase de

simulación, ya que en ésta se puede considerar tasa de crecimiento de demanda aleatoria e indisponibilidad en combustibles. En consecuencia, se elije trabajar con los costos marginales obtenidos en la fase de simulación; de modo de poder evaluar efecto de las incertidumbres sobre los costos marginales estadísticos.

En la figura 5.5 se muestran las probabilidades de falla anuales mayores al 1%, para dos simulaciones. Una de ellas corresponde a simular el sistema sin restricciones de combustible y en la otra se considera una incertidumbre de disponibilidad de 20% en el diesel. Ambos casos utilizan modelo de demanda determinística, con \overline{tcd} de 6.5%.

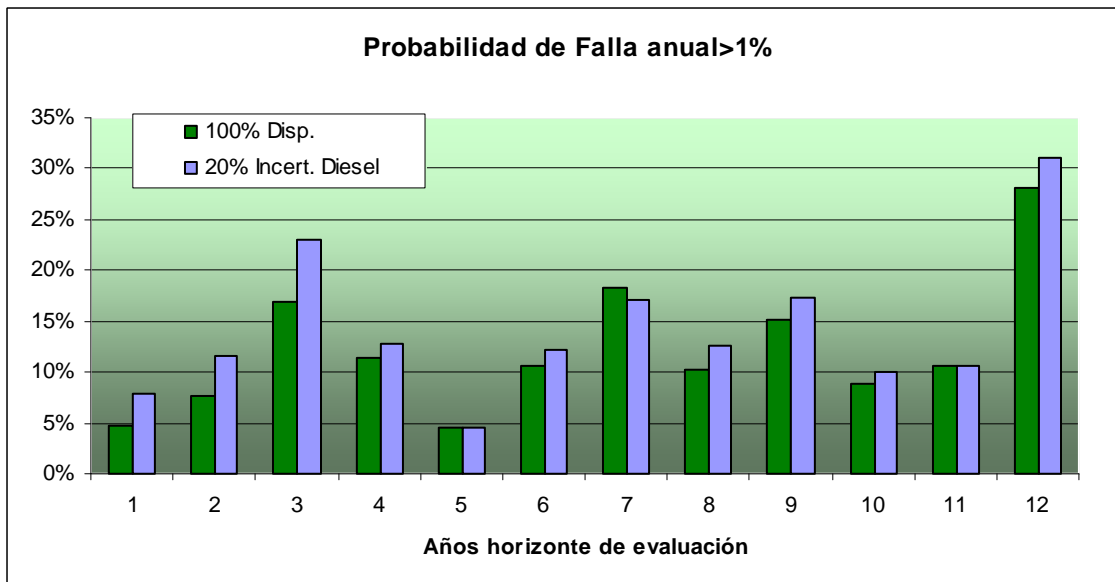


Figura 5.5: Probabilidad de déficit anual >1%, para dos simulaciones, con y sin incertidumbre en combustibles.

Se observa que aumentan las probabilidades de falla al considerar incertidumbres en la disponibilidad de combustibles, a pesar de que la esperanza de disponibilidad es de 100% en ambos casos. En la figura 5.6 se muestran las diferencias absolutas entre los dos casos anteriores. Se aprecia que el impacto de agregar una incertidumbre moderada si bien no es muy grande, hace aumentar las probabilidades de falla cerca de un 2,5% en promedio para todo el horizonte de evaluación. Las diferencias más notorias corresponden a los cuatro primeros años del horizonte de evaluación. La incertidumbre en combustibles hace aumentar las probabilidades de falla, lo cual es de esperarse ya que se tienen diferentes simulaciones

donde ocurren situaciones de déficit al no contar con el combustible demandado para la generación. Este aumento en las probabilidades de falla, al agregar incertidumbre en la disponibilidad de cierto tipo de combustible, está fuertemente ligado a la tecnología de expansión del parque generador que se contemple en los planes de obra.

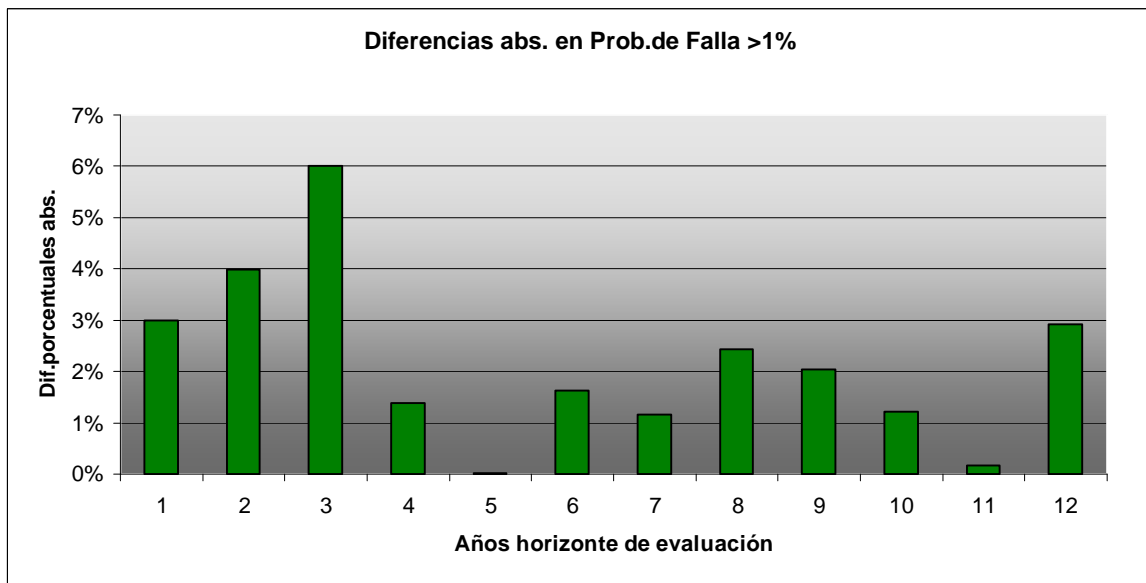


Figura 5.6: Valores absolutos de diferencias de prob. de falla anual >1%, entre dos casos: sin incertidumbre y con incertidumbre de 20% en Diesel.

En la figura 5.7 se muestran los costos marginales promedio mensuales, de los mismos dos casos anteriores. Se observa que los CMg del caso con incertidumbre en el diesel, son mayores que los del caso sin incertidumbre. Esto se explica ya que en diversas simulaciones, centrales térmicas más caras en el orden de merito debieron ser despachadas al no contar con combustible otras centrales más económicas.

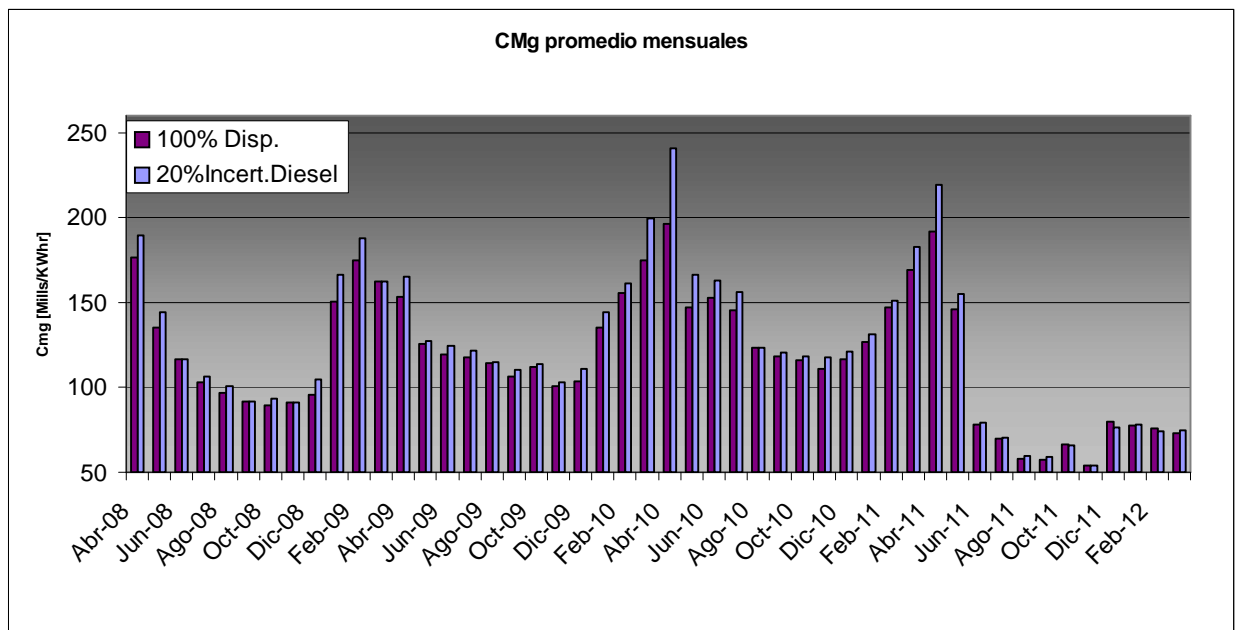


Figura 5.7: Costos marginales promedio mensuales para dos simulaciones, con y sin incertidumbre en combustibles.

6. PROBABILIDAD DE DÉFICIT EN EL SIC

6.1 Metodología

En el presente capítulo se usará el modelo OMSIC con las incertidumbres de demanda y disponibilidad de combustibles integradas al modelo, para evaluar la situación de abastecimiento del SIC, entre los años 2007 y 2012.

La metodología a seguir es la siguiente. Se utiliza un horizonte de planeamiento de doce años para aminorar la distorsión que implica suponer que el valor estratégico del agua embalsada al final del periodo, es una función decreciente en la cota del lago Laja [21]. En la fase de optimización, se obtienen las matrices de decisiones del uso óptimo del agua del Laja para cada posible cota inicial y para cada una de las hidrologías de la estadística. En esta fase se utiliza una *tcd* determinística y no se consideran restricciones en la disponibilidad de combustible. Luego en la fase de simulación, se sortean 1000 secuencias hidrológicas mediante el método de balance hidrológico (véanse los detalles en el capítulo 3). Con estas secuencias, se simula la operación óptima del sistema mes a mes a lo largo del periodo de estudio. En cada una de las simulaciones se calculan los siguientes estadísticos para cada mes del año hidrológico respectivo:

- a. La energía total fallada en promedio de todas las simulaciones realizadas (en GWh).
- b. La desviación estándar de la energía total fallada.
- c. La fracción de simulaciones en que ocurrió un déficit de al menos 1% de la demanda mensual, es decir la probabilidad de que ocurra un déficit en el mes.
- d. La cota promedio del lago Laja.
- e. El costo marginal promedio en mil/KWh²⁷.
- f. Adicionalmente se registra la probabilidad de falla anual mayor o igual al 1% de la demanda mensual, vale decir, la probabilidad de que ocurra un déficit en al menos un mes del año.

²⁷ Un “mil” es equivalente a una milésima de dólar, y es la unidad estándar en que se miden los costos de generación eléctrica.

6.2 Supuestos y fuentes de datos de la optimización.

Se realizan diversos casos para la simulación del sistema eléctrico, donde se varían las incertidumbres en cada uno de ellos, y luego se contrarrestan los resultados obtenidos con los de un caso base.

6.2.1 La proyección de demanda para el horizonte de planeamiento

El caso base corresponde a la proyección de demanda que realizó la CNE cuando fijó el precio de nudo en Abril de 2007. La proyección de consumo supone una tasa media de crecimiento de la demanda de poco más de 6,8% por año (véase Cuadro 4.1). Se trabajara con esta *tcd* (6.8%) de forma determinística en la optimización, en los casos que utilizan los modelos de demanda TVA y TAC. El caso base considera gas natural argentino durante una de las cuatro semanas en que se modela cada mes. Las restricciones de gas natural se modelan aplicando mantenimientos a centrales que operan con este combustible. En el caso de centrales que pueden operar con diesel como combustible de respaldo, la forma de tratarlas es introduciendo en la operación una nueva central de diesel que reemplace a la central original de gas natural mientras está en “mantenimiento”, de características técnicas muy similares a la central original, pero considerando las restricciones técnicas que implica el reemplazo de combustible. Esto corresponde, más o menos, a la situación actual. Los demás combustibles se consideran sin restricciones de disponibilidad. En todos lo casos simulados, se parte con una cota inicial del lago Laja de 1336,93 m.s.n.m, al comienzo del horizonte de evaluación^{28, 29}.

6.2.2 El precio de los combustibles

Se usan los precios de combustible usados por la CNE en la fijación de precios de nudo de Abril de 2007 [22]. Se supone que el precio de los combustibles es constante durante los doce años del periodo de estudio. Nótese que esto no es un mal supuesto, en vista que la

²⁸ La cantidad de agua en el Laja se mide por su cota en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.). El lago se encuentra lleno en la cota de 1.368 m.s.n.m., mientras que el lago está casi vacío cuando la cota alcanza 1.310 m.s.n.m.

²⁹ Para detalles de la obtención de esta cota véase el Anexo C.

operación del sistema se hace suponiendo lo mismo; vale decir, en la práctica las matrices de decisiones de la etapa de optimización se obtienen suponiendo que el precio de los combustibles es constante en todo el horizonte de planeación (aunque cada vez que se realiza la operación del sistema, se usa el precio presente de los combustibles).

6.2.3 Los bloques horarios

La demanda total anual del sistema se reparte en cada mes mediante factores mensuales. Luego, la demanda mensual es dividida en cinco bloques horarios. En cada uno de los bloques se supone que la demanda por potencia es constante, pero no es la misma entre bloques. Las diferencias de potencia demandada entre bloques aproximan las curvas de carga reales observadas empíricamente. La demanda de cada bloque se obtiene al ponderar la demanda de punta del mes mediante factores de bloque³⁰.

6.2.4 La entrada de nuevas centrales

La entrada proyectada de nuevas centrales afecta la operación del sistema eléctrico de dos maneras: de forma directa, ya que con nuevas centrales se contara con más energía en cada etapa; y de forma indirecta debido a que afectaran la operación óptima del embalse del lago Laja. Esto último, porque la entrada de una nueva central reduce el valor del agua en el futuro, y lleva a que se utilice más agua del lago para la generación hacia el presente.

El plan de entrada de centrales (o plan de obras) supuesto en el caso base se aprecia en el Cuadro 6.1 [3]. La columna 3 indica la capacidad de las centrales ya informadas por alguna empresa. La columna 4 indica la potencia del resto de las centrales propuestas por la CNE, proyectos que ninguna empresa ha manifestado aún intención de construir. En este estudio se excluyen las turbinas diésel Los Vilos 1 y Cardones 1(125 MW cada una) estimadas a entrar servicio durante 2008, por la CNE. Esto es por dos razones. La primera es que no existen antecedentes de que alguna empresa esté pensando instalarlas. La segunda es que turbinas de esa naturaleza se suelen instalar una vez que un déficit es inminente y se retiran una vez que

³⁰ Para más detalles de los factores mensuales, factores de bloque, y duración de cada bloque; véase el Anexo B.

éste termina. También se excluye el cierre del ciclo combinado en Taltal a GNL (120 MW) porque Endesa no ha entregado información de que será construido [3].

Plan de obras, abril de 2007, CNE

	(1) Central	(2) Combustible	(3) Potencia (MW) ²	(4) Potencia (MW) ²
Abr. 07	CA ¹ San Isidro II	Diésel	240	
Abr. 07	Quilleco	Hidroeléctrica	70	
Jun. 07	Chiburgo	Hidroeléctrica	19	
Ago. 07	Hornitos	Hidroeléctrica	55	
Sep. 07	Canela	Eólica	18	
Oct. 07	Palmucho	Hidroeléctrica	32	
Mar. 08	CC ¹ San Isidro II (cierre) ⁵	Diésel	358 (118) ⁶	
Abr. 08	Ojos de Agua	Hidroeléctrica	9	
Abr. 08	Turbina Los Vilos I ³	Diésel		125
Oct. 08	La Higuera	Hidroeléctrica	155	
Oct. 08	Concepción módulo I	Eólica		20
Oct. 08	Turbina Cardones 1 ³	Diésel		125
Mar. 09	CC San Isidro II (cierre) ¹	GNL	358 (0)	
Abr. 09	CC San Isidro II (fa)	GNL	377 (19)	
May. 09	VII Región	Desechos forestales		17
Jul. 09	CC Taltal GNL ⁴	GNL		360 (120)
Ago. 09	VIII Región	Desechos forestales		25
Oct. 09	Concepción módulo II	Eólica		20
Oct. 09	Guacolda III	Carbón	135	
Ene. 10	Nueva Ventanas	Carbón	242	
Ene. 10	Confluencia	Hidroeléctrica		145
Abr. 10	CC Quintero I ⁵	GNL		385
Oct. 10	Coronel I	Carbón		400
Ene. 11	Coronel II	Carbón		250
Abr. 11	Calabozo etapa 1	Geotermia		40
Abr. 11	Chillán etapa 1	Geotermia		25
Jul. 11	Pan de Azúcar I	Carbón		250
Ene. 12	CC Quintero II	GNL		385
Oct. 12	Neitume	Hidroeléctrica		403
Abr. 13	Calabozo etapa 2	Geotermia		40
Abr. 13	Chillán etapa 2	Geotermia		25
Oct. 13	Pan de Azúcar II	Carbón		400
Jun. 14	I V-Región	Carbón		400
Abr. 15	Calabozo etapa 3	Geotermia		40
Abr. 15	Chillán etapa 2	Geotermia		25
Jun. 15	Puerto Montt 1	Carbón		250
Jul. 15	Los Vilos 1	Carbón		250
Ene. 16	CC VI región	GNL		385
Ene. 16	CC Quintero III	GNL		385

Cuadro 6.1: Plan de obras contenido en informe de precio nudo, Abril 2007, CNE.

Notas: (1) CA: ciclo abierto; CC: ciclo combinado; fa: fuego adicional. (2) La columna 3 muestra las centrales en construcción cuyas fechas de puesta en marcha han sido informadas por sus propietarios. Las centrales recomendadas por la CNE, y que no necesariamente corresponden a proyectos informados por los propietarios se muestran en la columna 4. (3) Centrales no incluidas en el estudio, dada su baja probabilidad de concretarse. (4) En este estudio no se incluye un ciclo combinado en Taltal, porque Endesa no ha entregado información al respecto. (5) Se supone que el GNL estará disponible recién en Junio de 2010 (Fuente: Diario Financiero, abril 18 de 2007). (6) Entre paréntesis se muestra la capacidad adicional que aporta la central. Por ejemplo el cierre del ciclo combinado de San Isidro II aumenta la capacidad de la central desde 240 MW hasta 358 MW, es decir 118 MW.

6.2.5 Las salidas de centrales por mantenimiento programado

Las centrales deben retirarse de servicio periódicamente para realizar mantenimiento. La información utilizada corresponde a los mantenimientos típicos supuestos por la CNE en la fijación de precios de nudo de abril de 2007 [22].

6.3 Simulación y Resultados

6.3.1 El Caso base

En el cuadro 6.2 se exponen los resultados del caso base. Para cada año, la primera fila indica la probabilidad de que en el mes respectivo ocurra un déficit mayor o igual que el 1% de la demanda. La segunda fila muestra el déficit promedio o esperado. La fila siguiente indica la desviación estándar del déficit esperado. Finalmente, las dos últimas filas muestran la cota promedio del lago Laja y el costo marginal promedio.

Las simulaciones indican que las probabilidades de déficit para este año hidrológico son muy bajas. No se esperan déficit si no hasta los últimos tres meses del presente año hidrológico, con probabilidades de 2,5% en Enero, Febrero con 4,6% y Marzo con 0,1%. El déficit agregado para este año es de 5,6 GWh, una cifra bastante menor si se compara con la demanda anual estimada para el año hidrológico 2007-8 de 42.392 GWh.

El panorama de abastecimiento eléctrico para los siguientes años hidrológicos es bastante similar al año 2007-8. Para el año hidrológico 2008-9 se estiman probabilidades de déficit menores al 1% en todos los meses, salvo en Octubre con probabilidad de 2,7%. Durante todo el invierno de ese año (Junio-Septiembre), el déficit esperado es cero. El año 2009-10 presenta déficit en casi todos los meses, aunque sus probabilidades de ocurrencia son muy bajas, siendo la más alta en Marzo con 4.1%. A partir de Diciembre del 2009, las probabilidades de falla aumentan paulatinamente hasta llegar a la más alta de los cinco años, de 7,1%, en Mayo del 2010. Sin embargo, desde Junio del 2010 en adelante, las probabilidades de déficit decrecen notablemente, siendo cercanas a cero o cero en la gran mayoría de los meses de los años 2010-11 y 2011 y 2012. Esto es debido a la entrada de

nuevas centrales entre Octubre del 2009 y Octubre del 2010, según el plan de obras (Cuadro 6.1). Con ello, el parque hidrotérmico aumentara su capacidad en más de 1.300 MW, principalmente con las centrales carboneras Guacolda (135 MW), Ventanas (242 MW) y Coronel (400 MW), la central hidráulica Confluencia (145MW) y el ciclo combinado Quintero I (385 MW).

Probabilidad de déficit durante los siguientes cinco años hidrológicos (caso base)												
	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
2007-8												
Probabilidad de Déficit	-	-	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.5%	4.6%	0.1%
Déficit (GWh)	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0.1	1.8	3.6
Desviación estandar	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0.7	10.1	16.7
Cota (m.s.n.m.)	-	-	37.1	37.2	36.8	36.8	37.9	39.2	38.9	37	34.6	32.1
Costo Marginal (mills)	-	-	108.1	102.8	102.9	96.2	97.0	97.8	107.5	128.5	140.3	127.2
2008-9												
Probabilidad de Déficit	0.4%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.7%	0.1%	0.2%	0.5%	0.0%	0.8%
Déficit (GWh)	0.8	0.4	0	0	0	0	2	0.1	0.3	1	0.2	0.7
Desviación estandar	11.4	7.2	0	0	0.4	0	11.8	1.7	6.1	11.8	2.3	6.1
Cota (m.s.n.m.)	29.8	29	29.7	30	29.9	30.1	31.3	32.9	32.7	30.8	28.6	26.3
Costo Marginal (mills)	130.0	129.2	114.3	115.4	113.1	110.2	109.5	109.2	108.6	127.1	133.1	141.0
2009-10												
Probabilidad de Déficit	3.6%	2.0%	1.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.7%	0.6%	1.0%	3.4%	1.7%	4.1%
Déficit (GWh)	3.3	3	1.3	0.5	0	0.1	0.8	0.5	1.8	4.8	0.9	7.9
Desviación estandar	19.9	22.2	14.4	6.8	0.9	1.8	9.3	6.7	17.1	26.3	7.1	37.6
Cota (m.s.n.m.)	24.1	23.4	24.2	24.5	24.3	24.5	25.7	27.5	27.4	25.5	23.6	21.6
Costo Marginal (mills)	151.2	143.5	131.2	127.9	119.4	115.2	107.1	112.3	112.5	127.4	131.2	142.9
2010-11												
Probabilidad de Déficit	6.4%	7.1%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.5%	1.1%	0.0%	0.0%
Déficit (GWh)	11.6	12.2	0.3	0	0	0	0.3	0	0.3	1.2	0	0
Desviación estandar	47.9	49.3	3.2	0	0	0	6.3	0	4.7	10.4	0	0
Cota (m.s.n.m.)	19.5	18.8	20.4	21.5	22	22.7	24.1	26.2	26.2	24.3	23	21.5
Costo Marginal (mills)	161.2	159.3	75.6	69.3	65.9	64.1	65.3	62.2	64.9	69.7	65.2	68.7
2011-12												
Probabilidad de Déficit	0.8%	0.1%	0.8%	0.0%	0.0%	0.0%	2.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Déficit (GWh)	1.1	0.1	0.5	0	0	0	2.4	0	0	0	0	0
Desviación estandar	12.9	1.7	5.5	0	0	0	15.9	0	0.8	0.7	1.1	0
Cota (m.s.n.m.)	19.6	19.5	21.1	22.2	23	23.9	25.3	27.5	27.4	25.6	24.3	22.8
Costo Marginal (mills)	67.8	66.0	63.7	54.9	54.8	53.8	67.5	55.9	58.7	62.7	60.8	60.9

Cuadro 6.2: Resultados de principales estadísticos del Caso base

La situación de abastecimiento eléctrico para los próximos cinco años, retratada en el cuadro 6.2 y descrita en el párrafo anterior, si bien no es preocupante, tampoco es muy holgada. Una razón de esto, es que las probabilidades anuales de déficit que se muestran en el cuadro 6.3 no son despreciables. La columna 1 del cuadro 6.3 indica que estas probabilidades anuales para los años hidrológicos 2007-8 y 2008-9 son superiores al 4%, y en los años 2009-10 y 2010-11 las probabilidades se elevan sobre el 12%.

Otro motivo para ser cautelosos al momento de evaluar la suficiencia eléctrica en los próximos años, es la vulnerabilidad del sistema eléctrico al enfrentar una sequía extrema. La hidrología actual que se ha presentado en el año 2007-8 si bien no fue seca, se considera bajo la media de un año normal, por lo cual la cota del Laja ha disminuido notablemente desde comienzos del 2007 (Anexo C). Por este motivo, conviene evaluar escenarios en que ocurriesen hidrologías secas en los años hidrológicos 2007-8 y 2008-9. El caso más desfavorable es si se presentasen dos años consecutivos con sequías extremas como la de 1998-99, la hidrología más seca de la estadística. Este evento es extremo e improbable, tanto así que nunca ha ocurrido algo parecido desde que existen estadísticas [3]. Sin embargo, entrega una cota superior de la profundidad que puede alcanzar un déficit. La figura 6.1 muestra que teniendo la hidrología de 1998-99 durante dos años hidrológicos consecutivos, 2007-8 y 2008-9, la situación de abastecimiento en el año 2008-9 sería muy difícil, especialmente en los meses de deshielo, donde los déficit comienzan en Agosto (77,4 GWh) y continúan durante casi todo el deshielo (salvo Febrero de 2009), llegando incluso a más de 370 GWh en Enero del 2009. El déficit total estimado bajo este escenario extremo de sequías para el año 2008-9 supera los 1480G GWh. En el caso en que sólo se presentase la hidrología seca extrema en el año 2008-9 (figura 6.1), los déficit mensuales se reducen casi a la mitad de los del caso anterior, aunque seguirían siendo altos, por sobre los 150 GWh³¹. Si en el presente año 2007-8 se tiene una hidrología media seca, como la ocurrida en el año 1970-71, y se presenta la hidrología seca extrema de 1998-99 en el año 2008-9; el déficit mensual estimado para el año 2008-9 será levemente mayor al caso anterior, aunque decrece en Marzo del 2009, como se muestra en la columna azul de la figura 6.1.

³¹ En este caso se simuló el primer año hidrológico 2007-8 con las 40 hidrologías de forma aleatoria.

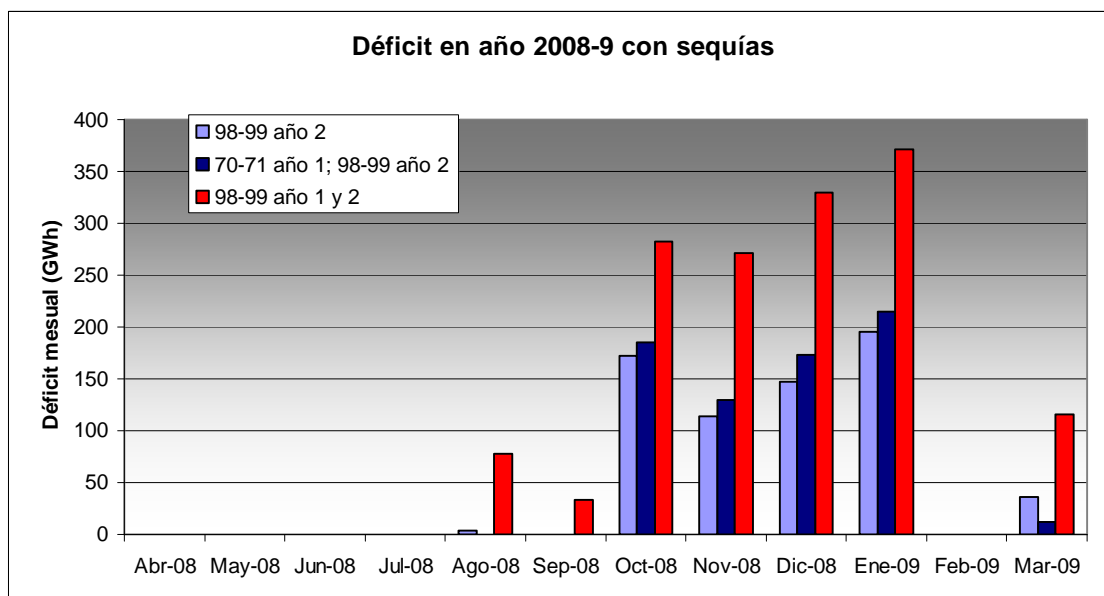


Figura 6.1: Déficit estimado en el año hidrológico 2008-9 bajo distintos escenarios de sequías en los años hidrológicos 2007-8 (año 1) y 2008-9 (año 2).

Finalmente, también se justifica ser cauteloso porque las probabilidades de déficit aumentan fuertemente si se modifican algunos supuestos básicos detrás de las simulaciones del caso base, incorporando incertidumbres en los parámetros de demanda y disponibilidad de combustible; tal como se verá a continuación.

6.3.2 Análisis de sensibilidad

Incertidumbre en disponibilidad de Diesel

Debido a la gran demanda de diesel, producto de los cortes de gas natural argentino, se evalúa en esta sección cómo afecta a las probabilidades de déficit la incertidumbre en la disponibilidad de diesel, destinado a la generación eléctrica.

Primero se evalúa el caso en que la disponibilidad de gas natural argentino es cero, es decir el sistema operara sin gas natural en absoluto. Como se menciono anteriormente, el caso base supone que en cada mes se dispone de gas en una de cada cuatro semanas. Al comparar la primera y segunda columna del cuadro 6.3 se aprecia que las probabilidades anuales de déficit con o sin gas son casi idénticas. Esta situación se debe al hecho de que las centrales de

ciclo combinado fueron reconvertidas para poder funcionar con diesel, por lo que cuando se producen cortes en el suministro de gas natural, estas centrales pueden funcionar sin problemas con diesel, perdiendo apenas entre el cinco y ocho por ciento de la potencia máxima generable [3]. Esto explica por qué las probabilidades de déficit son muy parecidas con y sin gas natural, siempre y cuando se disponga plenamente de diesel para poder satisfacer el aumento de la demanda por éste.

	caso base	Sin GN	10% Incert.Diesel	20% Incert.Diesel	Sin 10%Diesel
Años					
2007-8	5.0%	5.5%	6.0%	6.9%	7.5%
2008-9	4.0%	4.2%	5.3%	8.9%	9.7%
2009-10	12.1%	11.7%	14.6%	21.2%	23.6%
2010-11	13.2%	6.3%	15.6%	19.1%	21.6%
2011-12	4.2%	4.1%	4.2%	4.2%	4.2%

Cuadro 6.3: Probabilidades anuales de déficit bajo distintos escenarios de disponibilidad de combustibles.

Luego, se debe evaluar el caso en que la disponibilidad de diesel no esta totalmente asegurada. En la columna 3 del cuadro 6.3, se muestran las probabilidades de déficit anuales cuando se tiene 10% de incertidumbre en la disponibilidad de diesel. Al compararlas con el caso base se visualiza un aumento cercano al 2% en las probabilidades de déficit de los primeros cuatro años. La columna 4 del mismo cuadro corresponde al caso de 20% de incertidumbre en la disponibilidad de diesel. Se aprecia como las probabilidades de déficit se elevan al aumentar la incertidumbre, siendo superiores al caso anterior en más de un 3% en promedio, y cerca del doble de las probabilidades de déficit del caso base, especialmente en los años hidrológicos 2009-10 y 2010-11. Esto se debe al hecho de que al aumentar el rango de incertidumbre, en muchas simulaciones se presentan fallas, producto de la reducción de la capacidad de generación del parque térmico al no contar con diesel para el funcionamiento de todas sus centrales. Luego, el registro de simulaciones con déficit aumenta, lo que hace aumentar la probabilidad de déficit.

Por último, se evalúa el caso en que sólo se logra satisfacer el 90% del consumo requerido por diesel, es decir, no se cuenta con el 10% del diesel demandado. La última columna del cuadro 6.3 muestra las probabilidades de déficit anuales en este caso. Se observa que estas probabilidades son incluso mayores a las del caso de 20% de incertidumbre de disponibilidad de diesel, lo cual demuestra la vulnerabilidad del sistema eléctrico si se llegara a producir un

problema en el abastecimiento de diesel. En la figura 6.2 se visualizan las probabilidades de déficit mensuales³² para tres escenarios, el caso base (línea amarilla), 10% de incertidumbre en disponibilidad de diesel (línea negra), y sin 10% de diesel requerido (línea roja). En esta figura, cuando las probabilidades son muy parecidas, las curvas se superponen. Consecuentemente con las probabilidades anuales, se observa que la línea roja envuelve en todo los meses a las otras dos, siendo sus probabilidades mensuales considerablemente superiores a las del caso base. Se puede ver en la figura que las probabilidades son similares a partir de Septiembre del 2010, debido a la entrada de nuevas centrales, las que no utilizan diesel en su generación.

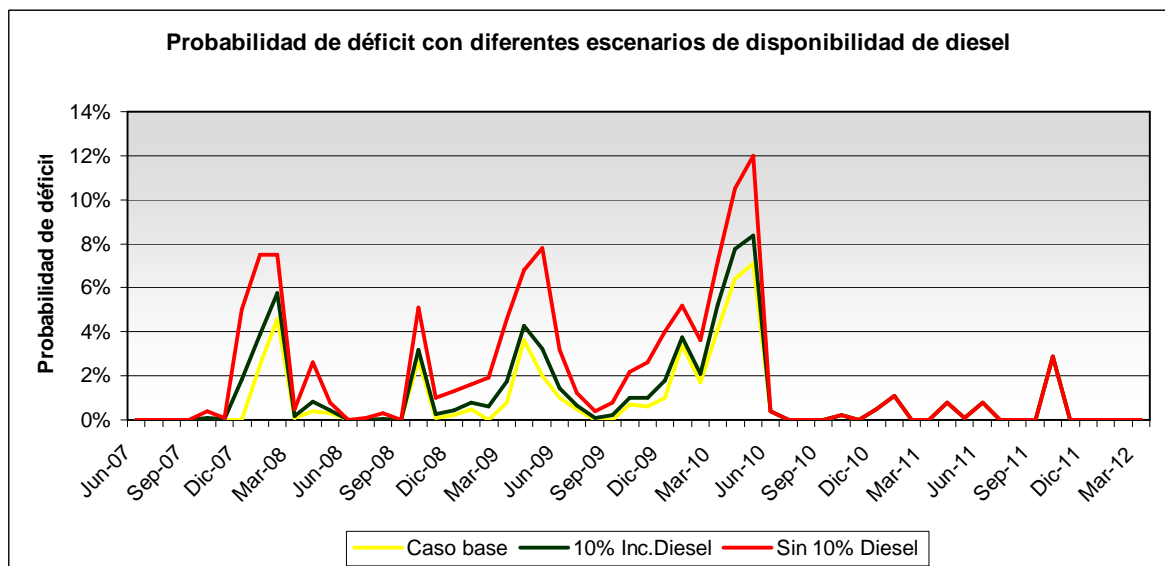


Figura 6.2: Probabilidad de déficit mensual bajo distintos escenarios de disponibilidad de combustibles.

Incertidumbre en la demanda

En esta sección se analiza la sensibilidad de la función de suministro al variar los parámetros de demanda, como la incertidumbre de ésta y su *tcd* media.

Para obtener los parámetros de incertidumbre en la demanda, para el modelo TVA, se realizó un estudio estadístico comparando las demandas reales que se tuvieron en los últimos nueve años con las demandas proyectadas por la CNE para esos mismos años. Las

³² Probabilidad de que ocurra un déficit en el mes de al menos 1% de la demanda mensual.

diferencias entre las *tcd* reales que se tuvieron en esos años y las proyectadas se muestran en el cuadro 6.4³³. Las *tcd* proyectadas se obtuvieron de los informes de precio nudo de años anteriores, entre 1998 hasta el 2005.

Año demanda Proyectada	Años de elaboración de informe precio nudo							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1999	2.76%							
2000	-0.68%	-0.61%						
2001	2.65%	2.41%	2.41%					
2002	4.39%	4.38%	4.38%	3.42%				
2003	2.82%	2.82%	2.82%	2.65%	0.69%			
2004	0.50%	0.48%	0.48%	-0.15%	0.04%	-1.87%		
2005	4.55%	4.55%	4.55%	4.34%	3.32%	3.03%	2.91%	
2006	2.33%	2.28%	2.28%	1.86%	1.29%	0.73%	-0.31%	0.47%

Cuadro 6.4: Diferencias porcentuales entre *tcd* proyectadas por la CNE, y las *tcd* reales que se tuvieron en el SIC entre los años 1999 y 2006.

A partir de los datos del cuadro anterior, se estimaron los parámetros de incertidumbre Δ_1 y e (véase Capítulo 4). Estos son los siguientes:

$$\Delta_1 = 0.0095$$

$$e = 0.0026$$

Con estos parámetros se representa la incertidumbre asociada a cada proyección de demanda en el horizonte de evaluación. En adelante, esta incertidumbre corresponderá a un escenario de incertidumbre media del modelo TVA.

El cuadro 6.5 muestra las probabilidades anuales de déficit para distintos casos de demanda. En la columna 2, se presentan probabilidades de déficit del caso TVA con incertidumbre media. Estas probabilidades son mayores a las del caso base, producto de la incorporación de incertidumbre en las simulaciones, siendo en promedio un 1.4% más altas a las probabilidades del caso base. La columna 3 del cuadro 6.5 muestra las probabilidades del caso TVA con incertidumbre alta, cuyos parámetros de incertidumbre son $\Delta_1 = 0.01$ y $e = 0.007$. Se aprecia que al elevar la incertidumbre asociada a la proyección de *tcd* media, las probabilidades de déficit también aumentan, como era de esperarse (véase capítulo 4).

³³ Para más información acerca de la obtención de estos resultados, véase el Anexo D.

La última columna del cuadro 6.5 muestra el caso con el modelo TAC, usando un rango de incertidumbre Δ de 1.5%. Se observa que las probabilidades de déficit son muy similares a las del caso TVA con incertidumbre alta, siendo que este caso TAC se está utilizando un rango de variación moderado. El modelo TAC es más rígido al considerar la misma *tcd* a lo largo de todo el horizonte de evaluación (véase capítulo 4).

	caso base	TVA <i>tcd</i> media 6.8%	TVA <i>tcd</i> media 6.8%	TVA <i>tcd</i> media 7.5%	TAC <i>tcd</i> media 6.8%
Años		Incert. Media	Incert. Alta	Incert. Media	+/- 1.5%
2007-8	5.0%	6.2%	6.1%	6.9%	5.3%
2008-9	4.0%	4.7%	5.4%	7.9%	5.3%
2009-10	12.1%	13.4%	14.3%	18.6%	14.0%
2010-11	13.2%	16.5%	17.7%	23.7%	17.5%
2011-12	4.2%	4.8%	5.5%	8.8%	6.0%

Cuadro 6.5: Probabilidades anuales de déficit bajo distintos casos de demanda.

La figura 6.3 muestra las probabilidades mensuales de déficit de tres escenarios de demanda. En amarillo se muestra el caso base; la línea negra corresponde al caso TVA con *tcd* media de 6.8%, y en rojo están los resultados del caso TVA con *tcd* media de 7.5%; *tcd* más alta de lo que ha supuesto la CNE en la fijación de precios de nudo de Abril de este año. Los dos casos TVA son de incertidumbre media. Se aprecia en la figura 6.4 que las probabilidades de déficit de TVA con *tcd* media de 7.5% son considerablemente más altas que las del caso base y las del caso TVA con *tcd* media de 6.8%. El cuadro 6.5 confirma lo anterior, donde se observa en la cuarta columna que las probabilidades de déficit son incluso mayores a las del caso TVA con incertidumbre alta, lo que indica que las probabilidades de déficit son más sensibles a una *tcd* alta que a una incertidumbre más elevada. La razón de esto es que una tasa de crecimiento media más lenta, implica que los incrementos de consumo energético año a año son menores. Mas aún, basta que tan sólo en un año la *tcd* media sea más baja para que el nivel de consumo durante todo el horizonte se reduzca. Por esta razón, el crecimiento más lento que el proyectado por la CNE entre el 2006 y 2007, implica que el nivel de consumo futuro es permanentemente más bajo de lo que se proyectaba el año 2006, razón por la cual la situación de abastecimiento para los próximos años se ve mejor este año de lo que se pronosticaba en el año 2006 [3].

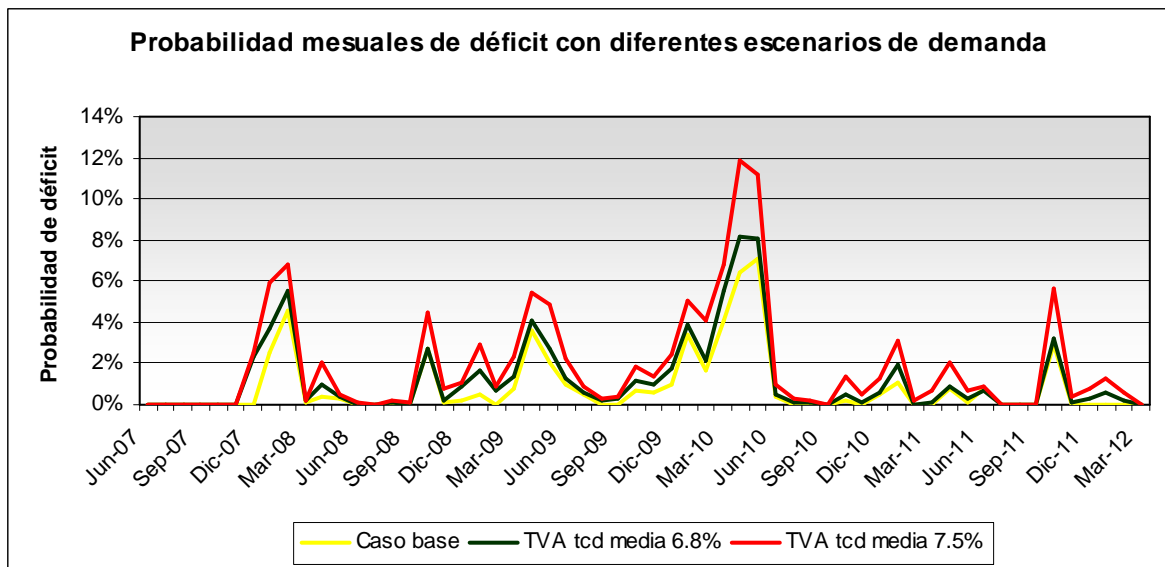


Figura 6.3: Probabilidad de déficit mensual bajo distintos escenarios de demanda y *tcd* media.

Evaluación con incertidumbres conjuntas

En esta sección se evalúa el panorama de abastecimiento eléctrico frente considerando simultáneamente incertidumbre en el crecimiento de la demanda y en la disponibilidad de combustibles. Resulta necesario estudiar cómo se comportan las probabilidades de déficit al incorporar en la simulación estas dos incertidumbres a la vez. El primer caso mixto corresponde a incertidumbres moderadas. Dada la situación actual de abastecimiento de combustibles, una incertidumbre de 10% en diesel resulta interesante de evaluar. La incertidumbre en la demanda será la que se obtuvo en base a registros históricos de demandas proyectadas y reales del sistema (véase Anexo D). Luego, este caso contiene incertidumbres moderadas que están presentes en el sistema eléctrico, con las que se debe lidiar al momento de realizar distintos estudios, como plan de obras, precio nudo, etc.

En el segundo caso mixto se evalúa la respuesta del abastecimiento eléctrico ante una situación desfavorable, donde no se cuenta con el 10% del diesel requerido, y la tasa de crecimiento de la demanda es de 7.5%, mayor a la proyectada por la CNE, de 6.8%³⁴. Este caso tiene la misma incertidumbre de demanda que el caso anterior. Es lógico pensar que si la demanda eléctrica aumenta fuertemente en los próximos años, y dada la situación actual

³⁴ La proyección de consumo realizada en el informe de precio nudo de Abril del 2007, supone una tasa media de crecimiento de la demanda de poco más de 6,8% por año. Para más detalles véase el Cuadro 4.1 y la referencia [22].

de suministro de combustibles, pudiera no satisfacerse plenamente el consumo de diesel requerido para generación eléctrica. El Cuadro 6.6 expone las probabilidades anuales de déficit para el caso base y los casos mixtos descritos. En la segunda columna se muestran las probabilidades de déficit del primer caso mixto. En comparación con el caso base, las probabilidades de déficit aumentan un 1.5% en promedio, siendo las diferencias más altas en los años 2009-10 y 2010-11, de 2 y 3.4% respectivamente. En la tercera columna del Cuadro 6.6 se ven las probabilidades de déficit anual del caso mixto 2. Las probabilidades son considerablemente más altas que a las del caso base y caso mixto 1, llegando a valores de más de 30% en los años 2009-10 y 2010-11.

Años	caso base	10% Incert.diesel TVA tcd 6.8%	sin 10% diesel TVA tcd 7.5%
2007-8	5.0%	6.1%	9.4%
2008-9	4.0%	5.1%	17.8%
2009-10	12.1%	14.1%	36.6%
2010-11	13.2%	16.6%	33.3%
2011-12	4.2%	4.1%	8.8%

Cuadro 6.6: Probabilidades de déficit anuales en caso base y casos con incertidumbres mixtas.

La figura 6.4 muestra las probabilidades de déficit mensuales de los tres casos anteriores. En esta figura, cuando las probabilidades son muy parecidas, las curvas se superponen. Se puede apreciar que las probabilidades del caso mixto 2 (línea roja), son notablemente superiores desde el inicio del periodo de estudio, hasta Junio del 2010, después continúan siendo levemente superiores a excepción de unos pocos meses donde vuelven a ser más altas. Se ve en la figura que las probabilidades del caso mixto 1 (línea negra) son ligeramente superiores a las del caso base (línea amarilla), y ambas siguen la misma curva. El caso mixto 1 evalúa la situación de abastecimiento eléctrico al igual que el caso base, pero considerando incertidumbres apropiadas para la situación actual del SIC que se tienen presentes en la demanda y disponibilidad de diesel; incertidumbres que el caso base no considera, por lo que el caso mixto evalúa la situación de suministro de manera más amplia al incorporar mayor número de escenarios en la simulación. Es por esto que las probabilidades obtenidas en el caso mixto 1 son consideradas más confiables que las del caso base, y acordes a la situación energética actual.

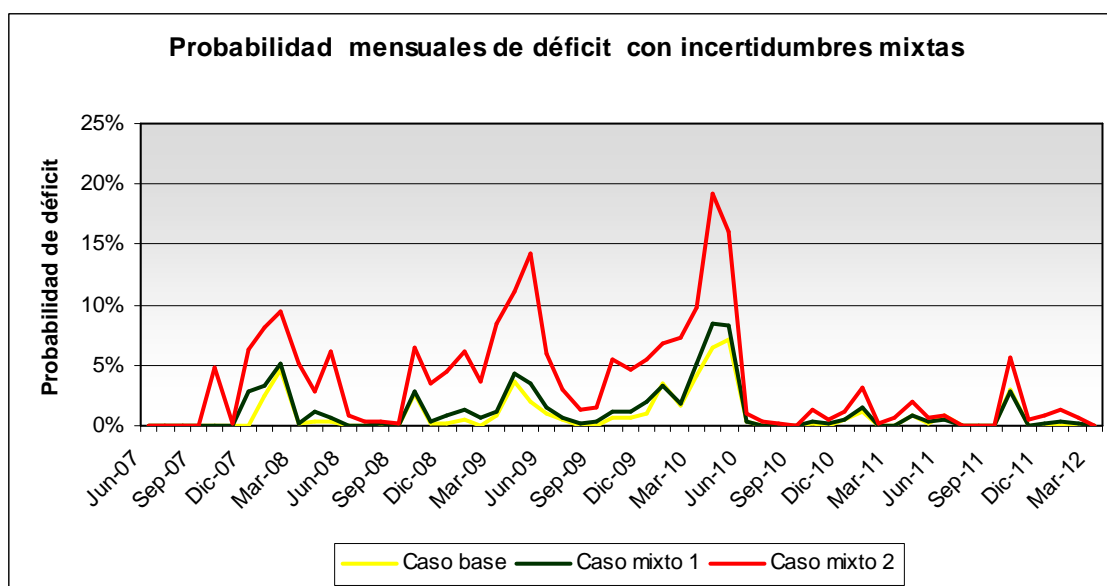


Figura 6.4: Probabilidad de déficit mensual bajo distintos escenarios de incertidumbres mixtas

La situación de abastecimiento eléctrico no es muy favorable en el caso mixto 2. Un aumento en la *tcd* media aumenta las probabilidades de déficit de manera importante, y el problema se puede acrecentar aun más si esta mayor demanda energética acarrea una mayor demanda por diesel. Esto conduciría a situaciones aun más complicadas a las que se tiene actualmente para abastecer la demanda de diesel, pudiendo las distribuidoras no dar abasto ante tal demanda. Sin embargo, un aumento en la tasa de crecimiento de la demanda no es muy probable debido a las siguientes razones. La primera es que el crecimiento económico del país no experimenta grandes incrementos este año. La expansión del Producto Interno Bruto (PIB) sólo muestra un aumento de 5,2% a Septiembre, una cifra distante de la que previó el Ministerio de Hacienda para el total del ejercicio (5,7%). Dado que el incremento del PIB esta relacionado con un aumento en la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica, el incremento de esta última para el próximo año no parece probable³⁵. La segunda razón, y más importante, se debe a la Ley Corta 2, la cual permitió que los precios aumentaran para reflejar parcialmente el mayor costo de producción causado por el retraso de las inversiones, el aumento de los precios del carbón y el petróleo y la pérdida del gas natural argentino como tecnología de expansión [3]. Este aumento de precios moderó el crecimiento de la demanda, por lo que un incremento en la tasa de crecimiento no es esperado con los precios actuales de energía.

³⁵ Fuente: Diario Financiero, Noviembre 7 de 2007.

6.4 Discusiones

El panorama del abastecimiento eléctrico en el SIC para los próximos años, si bien no es alarmante, deja una sensación de relativa cautela. Tanto el caso base como el caso con incertidumbres medias de demanda y diesel, entregan probabilidades de déficit medianamente bajas, al contrario de lo que se pudiese pensar, dada la situación crítica de suministro de gas natural desde Argentina. Sin embargo, y tal como se mostró anteriormente, los cortes de gas natural no influyen actualmente en las probabilidades de déficit, debido a la conversión a diésel de todas las centrales que operan con gas natural, la instalación de turbinas operando con diésel y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas. Todas estas inversiones realizadas fueron posibles gracias a la eficacia de la Ley Corta 2. Esta ley hizo los cambios necesarios para que los precios de nudo pudieran reflejar apropiadamente el costo económico de la energía [3]. En la figura 6.5, se muestran los costos marginales proyectados del caso base y del caso mixto 1. En esta figura, la línea roja cubre a la azul cuando los valores son muy similares. Acorde a las probabilidades de déficit, los costos marginales en ambos casos son muy semejantes, siendo levemente mayor los costos en el caso con incertidumbres. Se aprecia que los costos marginales se mantienen entre 100 y 150[mils/KWh] hasta el mes de Mayo del 2010. En Junio de ese mismo año, se produce una fuerte caída de los costos marginales, llegando a 75,6 [mils/KWh] en el caso base y 79.3 [mils/KWh] en el caso mixto. Desde ese mes, hasta el final del periodo de estudio, los costos marginales se mantienen entre los 55 y 70 [mils/KWh]. La reducción de los costos marginales se debe a la entrada de nuevas centrales con costos de generación más económicos, según el plan de obras. Las tecnologías consideradas en estas nuevas centrales son principalmente de ciclos combinados (GNL), a carbón e hidroeléctricas, cuyos costos variables son considerablemente más bajos a centrales con diesel. La culminación del plan de obras propuesto por la CNE indicaría el término de los ajustes originados por la crisis del gas natural argentino, en Mayo del 2004. El principal ajuste fue el reemplazo del gas natural por el carbón como tecnología de expansión del SIC.

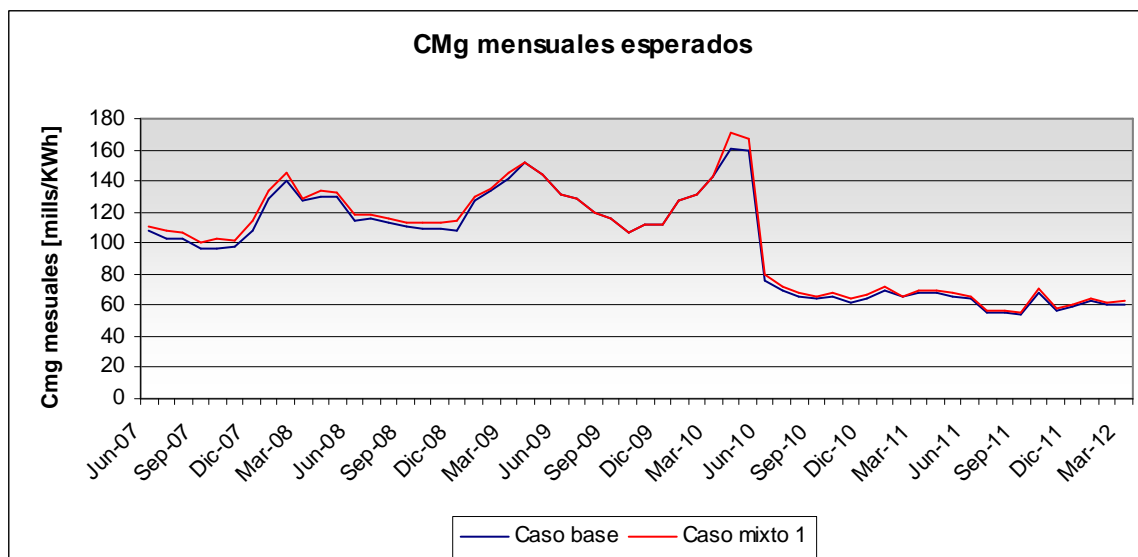


Figura 6.5: Costos marginales mensuales de energía, proyectados en el caso base y en caso con incertidumbres conjuntas.

Actualmente, contar con más gas sería conveniente porque ayudaría a disminuir los altos costos marginales que se tienen en el sistema, y que se prolongaran hasta el 2010 (figura 6.5). Sin embargo, en la medida que las centrales a gas puedan funcionar con diésel, la mayor o menor disponibilidad de gas afecta fundamentalmente el costo de generación pero no a la probabilidad de déficit.

Aún cuando el problema del gas argentino no afecta el suministro eléctrico, las probabilidades de déficit no son insignificantes, y están se incrementan considerablemente cuando el sistema enfrenta situaciones desfavorables, como no disponer totalmente de diésel; y mas aún, cuando la variable hidrológica juega en contra, tal como se vio en el caso de presentarse una hidrológica seca en el año hidrológico 2008-9. Es por esto que resulta de gran importancia montar mecanismos necesarios para manejar eficientemente un déficit. La ley corta 2 da lugar para que esto se concrete, pero aun no se ha desarrollado reglamento alguno para llevar a cabo tales mecanismos. Sólo se ha entregado una propuesta de reglamento publicada por la CNE en Noviembre del 2006, la que a juicio de expertos, no resulta ser eficiente [16]. El gobierno debe encargarse de este asunto prontamente, y antes de que el SIC sufra una situación de suministro crítica, como la ya experimentada en el año 1998-1999.

7. CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló e implementó un modelo capaz de dimensionar el impacto de incertidumbres en demanda y disponibilidad de combustibles. Se integró este modelo de simulación de incertidumbres a la herramienta de coordinación hidrotérmica OMSIC. Se escogió la plataforma OMSIC para este trabajo debido a que este modelo resulta bastante apropiado para realizar estudios de abastecimiento eléctrico, y principalmente a que la metodología empleada permite incorporar nuevas incertidumbres haciendo uso de simulaciones de Montecarlo.

Los diferentes escenarios simulados de la operación del SIC en los próximos años permitieron evaluar el buen funcionamiento del modelo implementado, y dar cuenta del panorama de abastecimiento eléctrico proyectado en el mediano plazo.

Los principales logros alcanzados se exponen en las siguientes secciones, acorde a los objetivos planteados en un comienzo. Finalmente, se proponen trabajos futuros de interés que contribuyan a la misma línea de investigación y desarrollo iniciado en este estudio.

7.1 Conclusiones generales

Se dispone de una herramienta integrada a un modelo de coordinación hidrotérmica, que incorpora más incertidumbres presentes en el contexto del abastecimiento eléctrico futuro en el SIC. Las nuevas incertidumbres incorporadas son crecimiento en la demanda eléctrica y disponibilidad de combustibles. Esto permite simular la operación del SIC en el mediano y largo plazo bajo nuevos y distintos niveles de incertidumbre de consumo energético y disponibilidad de combustibles usados en la generación eléctrica.

Se logra evaluar la función de suministro de manera más extensa, por lo que se obtienen mejores estimaciones de probabilidad de déficit en el SIC, así como también estimaciones más confiables de otros estadísticos de interés utilizados en diversos estudios de

planificación y rentabilidad de proyectos, como costos marginales del sistema proyectados en años venideros, y nivel de déficit energético esperado.

7.2 Conclusiones específicas

La incorporación de nuevas incertidumbres en la fase de simulación de un sistema eléctrico mediante el método de Montecarlo, resulta ser muy apropiado para evaluar más variables influyentes en la suficiencia del suministro eléctrico. La simulación del sistema puede entregar información preciada acerca de cuales variables son más importantes y como éstas interactúan entre sí, al evaluarlas conjuntamente. El comportamiento de sistemas hidrotérmicos con embalses de gran capacidad de regulación es un problema acoplado en el tiempo, y que depende de distintas variables estocásticas cuyo comportamiento en el periodo de estudio no es conocido con precisión. Esto hace que la evaluación del abastecimiento eléctrico futuro mediante técnicas analíticas sea muy difícil de implementar, y con grandes esfuerzos computacionales. La metodología de simulación de Montecarlo usada en este trabajo hace posible estudiar y analizar los impactos de la incertidumbre en la demanda y disponibilidad de combustibles sobre las proyecciones de déficit del sistema, de manera confiable y coherente, sin caer en grandes esfuerzos computacionales.

Los tiempos de ejecución del programa al simular la operación del sistema con las nuevas incertidumbres aumentan alrededor del 50% para un horizonte de evaluación de doce años, y con 1000 secuencias hidrológicas. Esto se traduce a tan solo seis minutos adicionales de los tiempos de cómputo, lo que resulta ser más que aceptable, considerando que el número de simulaciones puede llegar a ser 48 veces superior a una corrida sin incertidumbres.

Se aprecia que al aumentar la incertidumbre de las nuevas variables simuladas, el déficit y los costos esperados también aumentan, a pesar de que los valores esperados se mantienen constantes, debido principalmente a la no linealidad de la función de suministro.

El nuevo método de sorteo de secuencias hidrológicas permite balancear las frecuencias con que cada hidrología del registro histórico es sorteada en la simulación, lo cual concuerda con la hipótesis original de que cada hidrología es equiprobable. Este mecanismo permite reducir los errores muestrales de los estadísticos, convergiendo al valor esperado de ellos con

un menor número de secuencias hidrológicas a simular. Lo anterior resulta de gran ayuda para abordar la explosión combinatorial que se tiene al considerar más variables aleatorias en la simulación del sistema.

El problema de la explosión combinatorial, si bien es suavizado gracias al balance de secuencias hidrológicas, se incrementa al incorporar las incertidumbres de demanda y disponibilidad de combustibles. Debido a esto, y con el fin de reducir escenarios, la simulación con incertidumbre en dos o más combustibles tiene la limitante de que todas las disponibilidades de combustibles se consideran perfectamente correlacionadas, es decir todas varían a la vez. Sin embargo, lo anterior no es un mayor problema ya que el modelo desarrollado trabaja sin problemas cuando se evalúa la incertidumbre de un combustible a la vez, y generalmente sólo se desea evaluar la incidencia individual que tiene un combustible en el estudio de abastecimiento eléctrico. Del mismo modo, para lidiar con la explosión combinatorial, el modelo de incertidumbre en la demanda TVA se limita a la generación de escenarios de *tcd* solo hasta el cuarto año del periodo de estudio, utilizándose la *tcd* media en los años restantes. La limitante anterior no tiene grandes incidencias sobre los efectos que se desean evaluar sobre los estadísticos, ya que los primeros años son los más significativos en los estudios de suficiencia eléctrica, y además el nivel de consumo energético se ve afectado en todo el horizonte con sólo cambiar la *tcd* en el primer año, tal como se discutió en el capítulo 6. En este sentido, el método de tasa constante TAC representa una cota superior frente al método de tasa variable TVA.

Las nuevas incertidumbres modeladas incorporan una componente que no es completamente aleatoria, si no más bien de cierta tendencia. En el caso de la demanda, esta variable no cambia aleatoriamente año tras año como lo hace la variable hidrológica, si no mas bien sigue tendencias en el tiempo, estando relacionada con la demanda de años anteriores. Por este motivo, se necesitan buenas proyecciones de demanda en el periodo de estudio, basándose en la experiencia, en indicadores macroeconómicos y en factores intrínsecamente ligados a ésta como su elasticidad a los precios. Si se cuenta con buenas estimaciones de demanda, su incertidumbre decrece, con lo que las probabilidades de déficit que se obtengan serán más precisas. En este trabajo, basándose en registros estadísticos de demanda, se estimó una incertidumbre media para el modelo TVA. En el caso de los combustibles, especialmente el diesel, las importadoras y distribuidoras de crudo son las más adecuadas para estimar su propia capacidad de suministro de este combustible dada su

demanda, y así contar con una evaluación más certera de la posible indisponibilidad de diesel para todo el consumo de la generación eléctrica. Se observó en todas las simulaciones realizadas, que al disminuir las incertidumbres, también disminuyen las probabilidades de déficit y costos marginales esperados. En consecuencia, contar con mejores proyecciones dará lugar a obtener estimaciones más precisas de situaciones de déficit en el futuro.

Se realizó una evaluación de la situación de abastecimiento eléctrico en el SIC, bajo distintos escenarios, utilizando el modelo OMSIC en cada simulación. Se mostró que el sistema eléctrico es bastante vulnerable si se presentan hidrologías secas en los años 2007-8 y 2008-9. A pesar de que la expansión del parque generador está basada principalmente en tecnologías de combustibles, la dependencia de la variable hidrológica en el SIC sigue presente, especialmente en los años hidrológicos 2007-8 y 2008-9, ya que las nuevas centrales contempladas en el plan de obras de la CNE para esos años son en su mayoría hidroeléctricas.

La evaluación del efecto conjunto de incertidumbre media en demanda y disponibilidad de combustibles sobre el abastecimiento eléctrico se vislumbra relevante bajo las condiciones actuales y del futuro cercano del SIC. Al poder contar con nuevas incertidumbres en la simulación, se pudo evaluar de manera más amplia distintos casos de estudio, y ver como respondían las probabilidades de déficit ante cada escenario. De esta forma se tiene una mejor percepción de lo que pasará en el futuro en el contexto del abastecimiento eléctrico, si alguno de los supuestos del caso base y del caso con incertidumbres medias cambiase de manera desfavorable; para poder reaccionar con mejores medidas ante tales sucesos.

7.3 Trabajos Futuros

El término de la investigación realizada en el presente trabajo trae consigo nuevos desafíos y proyectos que permitirán seguir avanzando en la línea de estudios de suficiencia del suministro eléctrico. En los siguientes párrafos se proponen los estudios que se consideran más relevantes en esta línea de investigación.

Los precios de los combustibles se consideran constantes a lo largo de todo el horizonte de evaluación, en los modelos de coordinación hidrotérmica nacionales incluyendo el OMSIC. El desarrollo de un modelo en que la demanda eléctrica sea sensible a la variación de los precios de combustibles y la elaboración de una metodología que incorpore incertidumbres en estos precios, resulta ser un trabajo de gran interés, que permitirá evaluar la sensibilidad de las probabilidades de déficit ante la incerteza de los precios de combustibles. Otro trabajo de investigación lo constituye la estimación de la incidencia del valor del costo de falla sobre las probabilidades de racionamiento.

Un estudio de la sensibilidad de los estadísticos de interés como probabilidades de falla y costos marginales, respecto a la cota inicial del Laja será provechoso como complemento de este trabajo.

Realizar un mejor tratamiento de la variable hidrológica, al menos en el primer año hidrológico, será de gran utilidad, especialmente en la fase de optimización. Esto permitirá desarrollar matrices de decisiones del agua del Laja que aprovechen de mejor forma la información hidrológica conocida.

Particularmente interesante resulta ser la incorporación de una estimación de “probabilidad de sistema vulnerable” y falla de corto plazo. El modelo actual reconoce un déficit cuando éste es mayor que el 1% de la energía demandada en una etapa. Implementar un estadístico que examine cuándo la demanda eléctrica se encuentra dentro de un rango centrado en la capacidad máxima de generación del parque hidrotérmico (99%, 100,5%), entregará información valiosa para examinar cuán ajustado se encuentra el sistema con respecto al nivel de consumo energético, en cada etapa. Si bien esta probabilidad de sistema vulnerable no se considera como déficit, el sistema sí se encuentra vulnerable ante cualquier imprevisto como una falla intempestiva.

Por último, se sugiere incorporar reportes adicionales en los archivos de salida del programa OMSIC que sean útiles para la evaluación de proyectos de nuevas centrales, como por ejemplo ingresos inframarginales de proyectos por escenario.

8. REFERENCIAS

- [1] Rudnick, H., “Seguridad energética en Chile: dilemas, oportunidades y peligros”, Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica De Chile, Noviembre, 2006.
- [2] Mocarquer, S., Rudnick, H., “Recursos Renovables como Generación Distribuida en los Sistemas Eléctricos”, Taller de Energías Renovables “Situación Mundial y Usos Potenciales en el País”, U. de Concepción, 11-13, Enero, 2005
- [3] Galetovic, A., J. R. Inostroza y C.M. Muñoz, “Abastecimiento eléctrico en el SIC, 2007-2012”, Puntos de Referencia N° 281, Santiago, Centro de Estudios Públicos, Junio, 2007.
- [4] Billinton, R. and Allan, R.N., "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Publishing, New York, 1996.
- [5] Torres, R., L. Pérez, C. Muñoz, “Modelamiento de incertidumbres en el problema de abastecimiento eléctrico”, documento de trabajo interno DIE-Gener, Santiago, Octubre 2007.
- [6] Roman Ubeda, J., and Allan, R.N., “Reliability Assessment Of Mixed Hydro Thermal Systems Using Sequential Simulation”, Proc IEE C, 1991.
- [7] Olmedo J., “Modelo GOL”, 2001.
- [8] Palacios, E., “Modelo para manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de la operación del SIC”, memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, 2004.
- [9] Rudnick H., Moitre D., “Programación Óptima en Mercados de Energía Eléctrica Competitivos al Por Mayor”, Paper preliminar.
- [10] Torres, R., “Coordinación Hidrotérmica: Aproximación Dual e Incertidumbre hidrológica”, AES Gener, Mayo 2006.
- [11] Hreinsson, E.B., “Supply Adequacy Issues in Renewable Energy and Hydro-Based Power Systems”, International Conference on Power System Technology, China, 2006.
- [12] Roman Ubeda, J., and Allan, R.N., “Reliability Assessment of Composite Hydrothermal Generation and Transmission Systems Using Sequential Simulation”, IEE Proc.-Gem. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 4, July, 1994.
- [13] Benavente, J. M., A. Galetovic, R. Sanhueza y P. Serra, “Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: el consumo es sensible al precio”, Cuadernos de Economía 42, 31-61, 2005.

- [14] Galetovic, A., “¿Por qué Creció tan lenta la Demanda Eléctrica?”, Centro de Estudios Públicos, <http://www.cepchile.cl/>, Febrero, 2006.
- [15] Álvarez, A., “El Desafío del suministro del Petróleo Diesel”, Seminario de Abastecimiento eléctrico nacional, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Junio, 2007.
- [16] Galetovic, A. y C. M. Muñoz, “Incentivos al ahorro de energía: Algunas sugerencias para mejorar el reglamento propuesto por la CNE”, Puntos de Referencia N° 280, Santiago, Centro de Estudios Públicos. Versión ampliada como Documento de Trabajo N° 269, Centro de Estudios Públicos, Santiago, 2007.
- [17] Torres R., “Modelo de Coordinación Hidrotérmica, Multinodal y Multiembalse para Sistemas Eléctricos Longitudinales en el Mediano Plazo”, Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Universidad de Chile, 2003.
- [18] Birge J., Louveaux F., “Introduction to Stochastic Programming”, Springer series in Operation Research, New York, 1997.
- [19] “El Algoritmo de la Programación a Mediano y Corto Plazo”, Dpto. de Estudios de la Operación, Colbún S.A., 1997.
- [20] CDEC-SIC, “Informe final: puesta en marcha modelo PLP”, mimeo, 2003.
- [21] J. C. Olmedo y H. Soto, “¿Qué tan probable es una crisis eléctrica?”, Estudios Públicos 87, 2002.
- [22] Comisión Nacional de Energía, “Fijación de precios de nudo, Abril, 2007, Sistema Interconectado Central (SIC)”, CNE, Santiago, 2007.
- [23] Billinton, R., and Ghajar, R., “Utilisation of Monte Carlo Simulation in Generating Capacity Adequacy Evaluation”, CEA Trans., 1987.
- [24] Torres, R., “Simulación de Montecarlo con Balance Hidrológico”, documento de trabajo interno DIE-Gener, Santiago, Noviembre 2007.

9. ANEXOS

A. Modelos de Programación Estocástica

A.1 La Programación Dinámica Estocástica

En un sistema hidrotérmico, la existencia de embalses trae consigo el problema de decisión del uso del agua en el presente versus su uso en etapas futuras. Si el agua es usada en el presente con el propósito de disminuir los costos de generación térmica, pudiera ocurrir que en el futuro los costos de generación térmica fuesen más elevados al no contar con reservas suficientes de energía embalsada. Por otro lado, si se favorece el almacenamiento de agua, los costos operativos en el futuro disminuirían, pero los costos en el presente aumentarían al tener que hacer uso de una mayor generación térmica.

Debido a lo anterior, se le asigna un valor económico al agua, y el uso de ésta debe equilibrar el beneficio que se obtiene de utilizarla en el presente, con el beneficio futuro que resulta del almacenamiento.

El beneficio presente se desprende de la función de costo inmediato (FCI), que mide los costos de generación térmica en una etapa t . Esta función crece a medida que se usa menos agua en la etapa, es decir cuando el agua embalsada aumenta.

La función de costo futuro (FCF), representa el costo total actualizado de los costos de operación y déficit a futuro en el sistema, desde el inicio de la etapa t , hasta el último periodo evaluado. Debido al desconocimiento de lo que pueda suceder en el futuro, las variables que inciden en el problema adquieren un carácter aleatorio, siendo la más importante la variable hidrológica; convirtiéndose de este modo la FCF en una función estocástica, FCFE, donde interesa saber el valor esperado del costo futuro.

La operación óptima del embalse se alcanza en el punto donde se minimiza la suma de los costos presente y futuros. Como se ve en la figura A.1, la función agregada de costo global

($FCI+FCFE$), es convexa, y alcanza su mínimo donde las derivadas de las funciones FCI y $FCFE$ son iguales. Estas derivadas son llamadas el valor estratégico del agua embalsada.

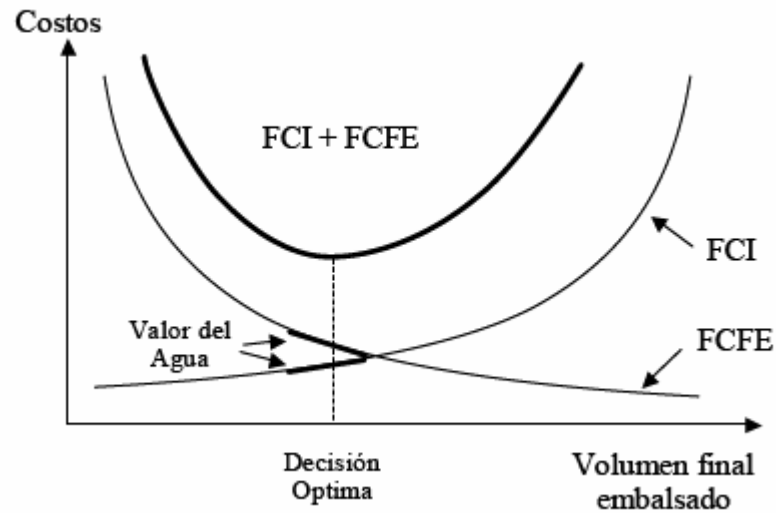


Figura A.1: Función de costo global

Para calcular la $FCFE$, se realiza una recursión hacia atrás, partiendo desde la última etapa, y avanzando en sentido inverso del tiempo, hasta la primera etapa, donde se supone conocido el nivel inicial del embalse. Este procedimiento se resume de la siguiente forma:

1. Se definen un conjunto de estados del sistema, como niveles de volumen de agua embalsada, o cotas del embalse, para cada etapa del horizonte de análisis. La figura siguiente ilustra la discretización de estados.

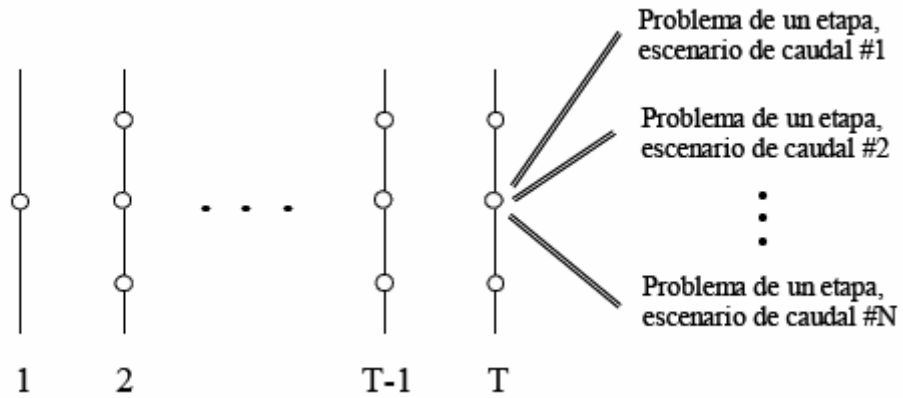


Figura A.2: Calculo de FCFE para un estado particular.

2. Desde la última etapa T, y tomando conocida una FCFE, se resuelve el despacho hidrotérmico para el nivel inicial de este último periodo para todas las N posibles hidrologías, como se ilustra en la figura A.2. Luego, se obtiene el valor esperado del costo operativo de esta etapa para ese nivel inicial. Se repite el cálculo para todas las cotas del embalse, con lo cual se obtiene la FCFE para la etapa T-1, como se ve en la figura A.3.

3. Se repite el cálculo del costo operativo para todas las cotas de la etapa T-1. Luego se minimiza la suma del costo operativo inmediato de la etapa T-1 con el costo futuro esperado, que se obtiene de la FCFE calculada en el paso 2. Avanzando hacia atrás en el tiempo, se repite el procedimiento descrito, con lo cual se determina para cada etapa y nivel de embalse la decisión óptima y la FCFE.

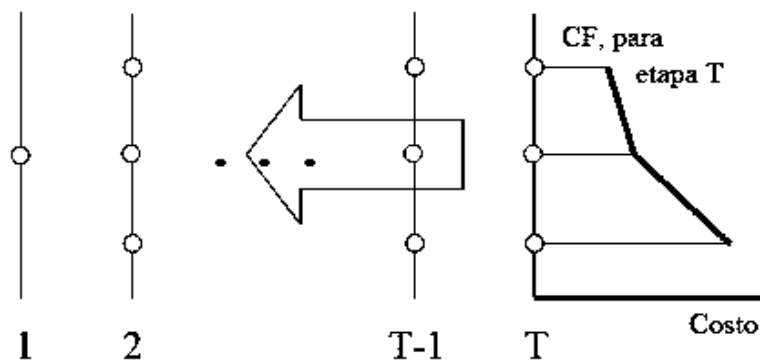


Figura A.3: Construcción de curvas FCFE.

Se obtiene de esta metodología una malla de decisiones óptimas, llegando a la primera etapa donde la cota inicial es conocida. Con esta malla de decisiones, se obtiene una secuencia de decisiones óptimas para cada hidrología que se diese, desde el instante inicial hacia el final del horizonte.

A.2 El problema de la explosión combinatorial

La metodología de PDE ha sido bastante popular principalmente en países de generación hidroeléctrica. No obstante, ésta presenta una limitación severa, debida a la necesidad de evaluar cada uno de los escenarios posibles que se dan entre las variables de estado (volumen de agua en los embalses y caudales en etapas anteriores). Con ello, el esfuerzo computacional crece de forma exponencial con el aumento de las discretizaciones de los estados, y con el número de embalses modelados. Este fenómeno es conocido como “Maldición de la Dimensionalidad”. Suponga por ejemplo, que los niveles de cada uno de los embalses y caudales anteriores han sido discretizados en 20 valores. El número de combinaciones posibles es $(20 \times 20)^N$, siendo N el número de embalses. Luego, se tendrá:

Número de Embalses	Número de Combinaciones
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160 \text{ mil}$
3	$20^6 = 64 \text{ millones}$
4	$20^8 = 25 \text{ mil millones}$

Figura A.4 Combinaciones de estados posibles a evaluar en metodología PDE.

A causa de esta limitación computacional, se han utilizado técnicas como la agregación de embalses a un único embalse del sistema, el cual representa la capacidad de producción agregada de energía de los embalses.

A.3 La programación Dinámica Dual

La metodología de la PDDE se basa en la observación de que la FCFE se puede representar por una función lineal por partes, es decir, para obtener la FCFE completa, ya no sería necesario interpolar los valores provenientes de la discretización de estados, como se hace con PDE. Para aclarar mejor las ideas, considere el siguiente problema de despacho hidrotérmico para la etapa t:

$$\Phi_t(x_t) = \min \{ C_t(x_{t+1}) + \Phi_{t+1}(x_{t+1}) \} \quad (\text{A.1})$$
$$\text{s.a} \quad A \cdot x_{t+1} \leq h_t - E \cdot x_t$$
$$x_{t+1} \geq 0$$

Donde,

$\Phi_t(x_t)$ corresponde a la función de costos térmicos y de falla futuros, en función de la variable de estado x_t al inicio de la etapa t.

x_t corresponde a la variable de estado del sistema, que en este caso será el nivel de agua embalsada.

$C_t(x_{t+1})$ corresponde a los costos térmicos de la etapa t.

$\Phi_{t+1}(x_{t+1})$ es la FCFE vista desde el inicio de la etapa t+1 (final de la etapa t) hacia el futuro, en función del estado de los embalses en dicha etapa.

Con PDE, el problema anterior se resuelve discretizando en N valores la variable de estado x_t , y luego resolviendo los N sub-problemas de minimización para obtener N valores de FCFE. Luego se interpolan estos valores para obtener la FCFE completa. Esto se aprecia en la siguiente figura:

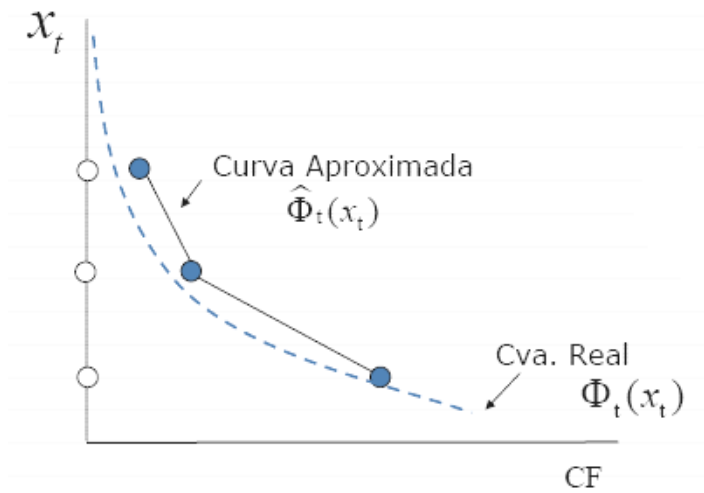


Figura A.5: Curva FCFE aproximada y real para etapa t.

La PDDE se basa en la observación de que la pendiente $\frac{\partial \Phi_t}{\partial x_t}(x_t)$ de la recta tangente alrededor de cada punto x_t , corresponde al multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de balance hidráulico de la ecuación 1. Estos multiplicadores representan la tasa de cambio de la función objetivo respecto de variaciones de una restricción, en el punto óptimo. En este caso, los multiplicadores corresponden al valor esperado del agua almacenada en ese nivel. Al resolver la ecuación A.1 para un nivel x_t^* , se obtiene $\Phi_t(x_t^*)$ y $\frac{\partial \Phi_t}{\partial x_t}(x_t^*)$. La Figura A.6 muestra la aproximación lineal de FCFE en la etapa t cuando se resuelve el problema para cada uno de los N estados.

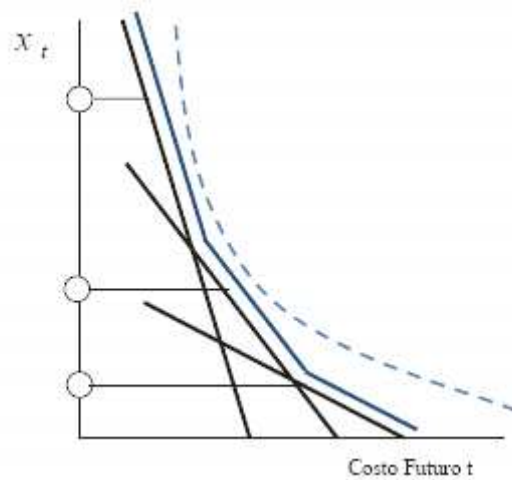


Figura A.6: Aproximación de la FCFE como función lineal por partes convexa.

El algoritmo mediante el cual se obtienen las aproximaciones tangentes se denomina Descomposición de Benders y las rectas son conocidas como *planos minorantes* o *cortes de Benders*. En el algoritmo de Benders se utiliza un esquema iterativo de optimización/simulación para escoger convenientemente los estados X^* relevantes hasta alcanzar la convergencia. Como resultado, se tiene una ventaja sobre PDE puesto que en cada iteración se obtiene una aproximación continua de la FCFE y también es posible resolver el problema de despacho en tiempos de cómputo accesibles.

B. Fuentes de Datos usados en obtención de Demanda

B.1 Factores mensuales de Demanda de Energía

La demanda de energía anual se debe distribuir en los meses del año, para lo cual se indican los factores mensuales. La demanda de energía de cada mes se obtiene al ponderar la demanda anual de energía por el factor mensual correspondiente. La suma de todos los factores mensuales debe ser 1. Los factores mensuales usados en las simulaciones son:

Enero	0.0834
Febrero	0.0769
Marzo	0.0864
Abril	0.0818
Mayo	0.0844
Junio	0.0823
Julio	0.0847
Agosto	0.0850
Septiembre	0.0802
Octubre	0.0843
Noviembre	0.0833
Diciembre	0.0873

Cuadro B.1: Factores mensuales de demanda energética.

B.2 Factores de bloque de Demanda

La demanda total proyectada de energía de cada mes se reparte en cinco bloques horarios, según la programación del CDEC³⁶ de Abril 2007. En cada bloque se supone que la demanda por potencia es constante, pero distinta entre ellos. La potencia de cada bloque se obtiene al ponderar la potencia máxima del mes por el factor de bloque correspondiente. La potencia máxima del mes se considera como la potencia del bloque de punta. Ésta se obtiene de la siguiente manera:

³⁶ Centro de Despacho Económico de Carga

$$P_{\max} = \frac{E_{\text{mes}}}{\sum Fb \cdot Hb} \quad (\text{B.1})$$

Donde P_{\max} corresponde a la potencia del bloque de punta. E_{mes} corresponde a la demanda de energía mensual. Fb es el factor de bloque y Hb la duración del bloque.

Mediante los factores de bloque se puede distinguir entre horarios de punta y fuera de punta. La principal ganancia es capturar las restricciones de capacidad de centrales hidráulicas que impiden traspasar ciertas energías entre bloques. Esto permite detectar con mayor precisión las posibles fallas de suministro. Por ejemplo, si una central de embalse vierte agua en la mañana porque se rebalsó, esa energía no se podrá usar en horas de la tarde; lo cual sería deseable si los afluentes de esa central disminuyen en horarios de demanda alta.

Los factores de bloque usados en las simulaciones y sus horas de duración se muestran en el siguiente cuadro:

Meses		Bloques				
		1	2	3	4	5
Enero	Factores de Bloque	1	0.92	0.825	0.714	0.619
	Duración bloque en horas	169	179	133	191	72
Febrero	Factores de Bloque	1	0.929	0.834	0.735	0.65
	Duración bloque en horas	198	135	109	177	53
Marzo	Factores de Bloque	1	0.93	0.832	0.714	0.627
	Duración bloque en horas	113	219	129	193	90
Abril	Factores de Bloque	1	0.887	0.785	0.666	0.588
	Duración bloque en horas	88	252	138	191	51
Mayo	Factores de Bloque	1	0.938	0.856	0.748	0.667
	Duración bloque en horas	176	175	120	141	132
Junio	Factores de Bloque	1	0.904	0.788	0.713	0.638
	Duración bloque en horas	304	147	93	124	52
Julio	Factores de Bloque	1	0.942	0.852	0.724	0.639
	Duración bloque en horas	201	181	119	195	48
Agosto	Factores de Bloque	1	0.931	0.859	0.76	0.679
	Duración bloque en horas	250	131	92	132	139
Septiembre	Factores de Bloque	1	0.91	0.825	0.723	0.635
	Duración bloque en horas	196	166	107	163	88
Octubre	Factores de Bloque	1	0.899	0.804	0.694	0.601
	Duración bloque en horas	66	267	122	122	167
Noviembre	Factores de Bloque	1	0.921	0.831	0.724	0.639
	Duración bloque en horas	191	161	95	185	88
Diciembre	Factores de Bloque	1	0.926	0.832	0.735	0.645
	Duración bloque en horas	241	133	102	204	64

Cuadro B.2: Factores de bloque y duración del bloque en horas, para cada mes.

C. Cota Inicial del Laja en Simulaciones

Todas las simulaciones se realizaron partiendo con una cota inicial del lago Laja de 1336,93 m.s.n.m. Esta cota corresponde a la cota real del Laja a principios del mes de Junio. La evolución de la cota en el lago Laja se muestra en la siguiente figura³⁷:

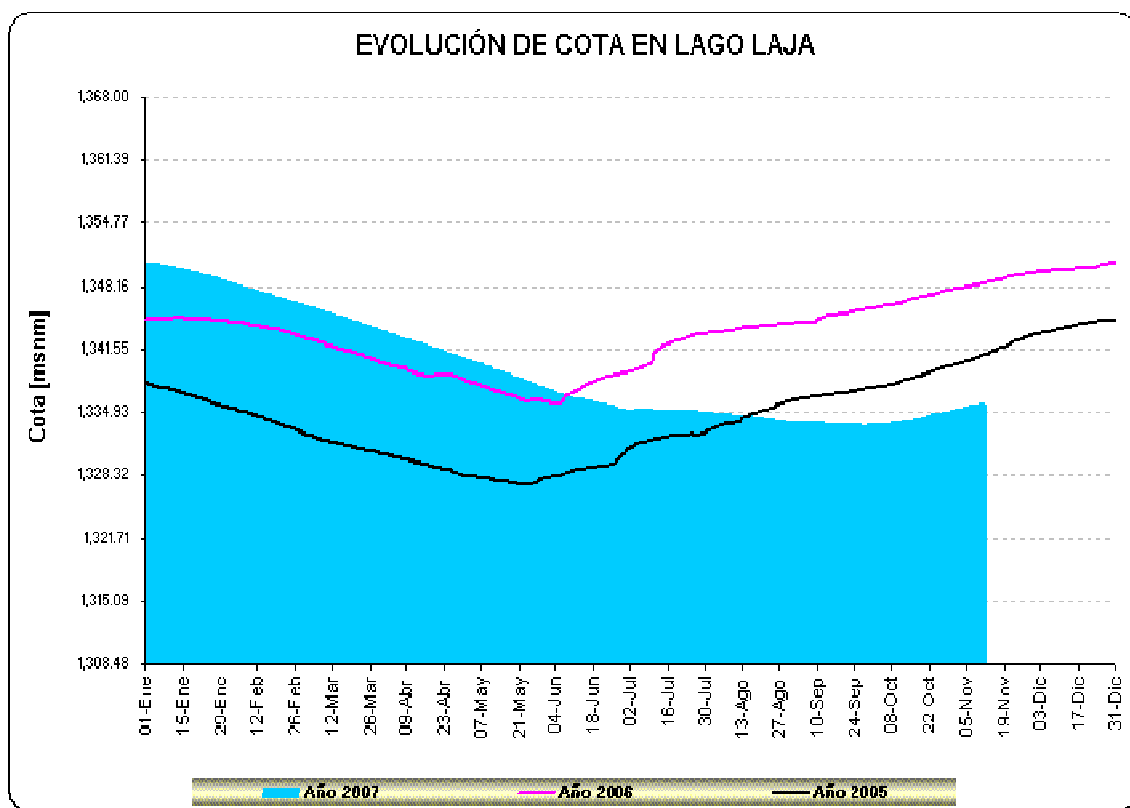


Figura C.1: Evolución de la cota en el lago Laja, en el presente año 2007, y en los años anteriores 2005 y 2006.

³⁷ Fuente: CDEC-SIC, http://www.cdec-sic.cl/datos/imagenes_cotas

D. Estimaciones de parámetros de incertidumbre en la demanda

En este trabajo se realizó una estimación de la incertidumbre asociada a las proyecciones de demanda que realiza la CNE. El cálculo de los parámetros de incertidumbre que se utilizaron en el modelo TVA para representar una incertidumbre media en la demanda, se describe en los párrafos siguientes.

La columna 2 del Cuadro D.1 muestra las ventas anuales de energía que se tuvieron en el SIC, desde el año 1998 hasta el 2006³⁸. La última columna muestra las tasas de crecimiento que se tuvieron entre un año y otro en el contexto de ventas de energía.

AÑO	Ventas	
	GWh	TCD
1998	24,240.0	
1999	25,530.3	5.3%
2000	27,653.6	8.3%
2001	29,144.4	5.4%
2002	30,334.7	4.1%
2003	32,076.0	5.7%
2004	34,602.4	7.9%
2005	35,929.2	3.8%
2006	38,231.1	6.4%

Cuadro D.1: Ventas de energía y tasas de crecimiento anuales del SIC.

El cuadro siguiente muestra las tasas de crecimiento de ventas de energía que se proyectaron en los informes de precio de nudo, elaborados por la CNE entre los años 1998 y 2005.

³⁸ Fuente CNE, www.cne.cl.

Tasas de crecimiento de demanda proyectadas								
Año de TCD Proyectada	Años de elaboración de informe precio nudo							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1999	8.1%							
2000	7.6%	7.7%						
2001	8.0%	7.8%	7.8%					
2002	8.5%	8.5%	8.5%	7.5%				
2003	8.6%	8.6%	8.6%	8.4%	6.4%			
2004	8.4%	8.4%	8.4%	7.7%	7.9%	6.0%		
2005	8.4%	8.4%	8.4%	8.2%	7.2%	6.9%	6.7%	
2006	8.7%	8.7%	8.7%	8.3%	7.7%	7.1%	6.1%	6.9%

Cuadro D.2: Tasas de crecimiento en ventas de energía proyectadas en informes de precio de nudo de años pasados.

Comparando las tasas de crecimiento reales del cuadro D.1, con las tasa de crecimiento proyectadas del cuadro D.2, se obtuvieron las diferencias porcentuales entre *tcd* real y *tcd* proyectada en los informes de precio nudo, para los años 1999 hasta 2006. Estos valores se muestran en el cuadro D.3.

Año demanda Proyectada	Años de elaboración de informe precio nudo							
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1999	2.76%							
2000	-0.68%	-0.61%						
2001	2.65%	2.41%	2.41%					
2002	4.39%	4.38%	4.38%	3.42%				
2003	2.82%	2.82%	2.82%	2.65%	0.69%			
2004	0.50%	0.48%	0.48%	-0.15%	0.04%	-1.87%		
2005	4.55%	4.55%	4.55%	4.34%	3.32%	3.03%	2.91%	
2006	2.33%	2.28%	2.28%	1.86%	1.29%	0.73%	-0.31%	0.47%

Cuadro D.3: Diferencias porcentuales entre *tcd* proyectadas por la CNE, y las *tcd* reales que se tuvieron en el SIC entre los años 1999 y 2006.

A partir de los datos del cuadro anterior, se promediaron las desviaciones porcentuales que se tuvieron en todos los pronósticos de demanda desde el primer año en que se realizó la proyección, hasta el cuarto año alejado en el tiempo. Esto es para ver como varía el error de las estimaciones de demanda a medida que la proyección es más alejada en el tiempo. Los resultados se muestran en el cuadro D.4.

Años futuros	Errores porcentuales de pronósticos de <i>tcd</i>	Incremento del error por año
1	0.018924	
2	0.019286	0.000362
3	0.023394	0.004108
4	0.026649	0.003255

Cuadro D.4. Error en las estimaciones de demanda para años futuros.

Se puede apreciar del cuadro D.4 que efectivamente como se ha supuesto en los modelos de incertidumbre de demanda, los errores en las proyecciones de *tcd* van aumentando a medida que estas proyecciones son realizadas para años más alejados en el tiempo, desde el momento en que se realiza la proyección. El error obtenido para el primer año (Cuadro D.4) al cual se realiza una proyección de demanda, corresponderá al rango de incertidumbre del modelo TVA para el año 1; es decir es $2 \Delta_1$.

La última columna del cuadro D.4 indica el incremento del error que se tiene año tras año. Luego, el promedio de los valores de la última columna de este cuadro corresponderá a $2 \mathbf{e}$. Finalmente, los parámetros que se obtienen para representar la incertidumbre media en el modelo TVA son:

$$\Delta_1 = 0.0095$$

$$\mathbf{e} = 0.0026$$