



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

PROGRAMACION DINAMICA DUAL DETERMINISTICA EN EL DESPACHO HIDROTERMICO

DANIEL JAVIER CAMAC GUTIERREZ

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, 1994



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

PROGRAMACION DINAMICA DUAL DETERMINISTICA EN EL DESPACHO HIDROTERMICO

DANIEL JAVIER CAMAC GUTIERREZ

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V. D. W.

LUIS CONTESSE B.

GUILLERMO ESPINOSA I.

MIGUEL NUSSBAUM V.

Para completar las exigencias del grado
de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, 1994

A mis Padres Catalina y Efrén por su
esfuerzo inagotable, a mis hermanos
Hiber, Silvia, Iván, Henry y Nilza por su
confianza.

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer a todas aquellas personas del Departamento de Ingeniería Eléctrica que participaron de una u otra manera en el desarrollo de este trabajo.

De manera muy especial, agradezco a mí profesor supervisor Dr. Hugh Rudnick por su calidad humana y valiosa colaboración. De igual forma, mis agradecimientos al profesor Dr. Luis Contesse por su buena disposición, consejo y amistad.

A la Pontificia Universidad Católica de Chile, por darme la oportunidad de ampliar mis conocimientos y por el respaldo económico brindado.

También agradezco al proyecto Fondecyt Nro. 1930708 por el soporte financiero y al proyecto Fondecyt Nro. 1930619 por el soporte parcial a la presente investigación.

Agradezco también la amistad, consejo y crítica de Raúl Sanhueza.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS	viii
RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
I. INTRODUCCION	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Planteamiento del Problema	1
1.3 Objetivos de la Investigación	4
1.4 Revisión Bibliográfica.....	5
1.4.1 Agregación y Desagregación de los Embalses (AD).....	5
1.4.2 Equivalentes Determinísticos (ED).....	6
1.4.3 Aproximaciones Sucesivas (AS).....	6
1.4.4 Descomposición de Programación Lineal.....	6
1.5 Estructura del Trabajo	7
II. REPRESENTACION DEL SISTEMA ELECTRICO HIDROTERMICO... 8	
2.1 Introducción.....	8
2.2 Dimensión Temporal	9
2.2.1 Planificación de Largo Plazo.....	9
2.2.2 Planificación de Mediano Plazo.....	9
2.2.3 Planificación de Corto Plazo.....	10
2.3 Dimensión Espacial	12
2.4 Representación del Parque Generador.....	12
2.4.1 Centrales Térmicas a Vapor	12

2.4.2	Centrales Hidroeléctricas	16
2.5	Representación de los Aportes	20
2.6	Representación de la Demanda.....	21
2.7	Restricciones Técnicas a la Operación	23
2.7.1	Reserva en Giro.....	23
2.7.2	Mínimos Técnicos.....	23
2.7.3	Costo de Falla.....	23
III.	MODELO LINEAL EN PROGRAMACION DINAMICA PARA EL DESPACHO HIDROTERMICO	25
3.1	Introducción.....	25
3.2	Caracterización de un Problema Lineal en Programación Dinámica	25
3.2.1	Definiciones	25
3.2.2	Características	26
3.2.3	Principio de Optimalidad	27
3.3	Formulación del Despacho Hidrotérmico de un Sistema Multiembalse ..	28
3.3.1	Variables de Estado.....	29
3.3.2	Variables de Decisión	29
3.3.3	Restricciones	30
3.3.3.1	Ecuación de Transición.....	30
3.3.3.2	Restricciones en la Variable de Estado	30
3.3.3.3	Restricciones en la Variable de Decisión.....	30
3.3.4	Costo Inmediato de Operación.....	31
3.4	El Problema de Dimensionalidad en Sistemas Multiembalse	33
IV	METODOLOGIA DE OPTIMIZACION PARA RESOLVER EL DESPACHO HIDROTERMICO	35
4.1	Introducción.....	35
4.2	Programación Dinámica Tradicional.....	35
4.3	Programación Dinámica Dual Determinística.....	40
4.3.1	Principio de Descomposición de Benders (DB).....	41
4.3.1.1	Algoritmo para Generar Vértices Duales utilizando DB ..	45
4.3.2	Extensión del Principio DB a un Problema Multi-etapa.....	49

4.3.2.1	Algoritmo PDDD para Resolver un Problema Lineal Multi-etapa utilizando DB	50
4.4	Solución del Problema en Cada Etapa.....	55
4.4.1	El Método Simplex Revisado para Variables Acotadas	56
4.4.2	Consideraciones Especiales para un Programa Lineal Robusto.....	58
V.	DESARROLLO COMPUTACIONAL Y APLICACION	60
5.1	Características Generales.....	60
5.2	Implementación Computacional.....	60
5.3	Aplicación de CORHIDRO a Sistemas Eléctricos Hidrotérmicos	62
5.3.1	Sistema Hidrotérmico de Prueba con 4 Embalses.....	62
5.3.2	Sistema Hidrotérmico de la Cuenca del Maule.....	69
5.4	Validación de los Resultados Obtenidos	72
VI.	COMENTARIOS FINALES Y CONCLUSIONES	74
6.1	Conclusiones.....	74
6.2	Futuros Desarrollos	76
	BIBLIOGRAFIA	78
	ANEXOS.....	82
	Anexo A : HIPERPLANOS DE APOYO Y POLIEDROS CONVEXOS.....	83
	Anexo B : ALGORITMO PARA GENERAR VERTICES DUALES UTILIZANDO DIFERENTES FUNCIONES OBJETIVO.....	88
	Anexo C : UN METODO PRIMAL PARA LA ACTUALIZACION DE UNA SOLUCION BASICA FACTIBLE INICIAL	92
	Anexo D : APLICACION DE CORHIDRO AL SISTEMA DE PRUEBA CON CUATRO EMBALSES EN CASCADA	97
	Anexo E : APLICACION DE CORHIDRO AL SISTEMA DE LA CUENCA DEL MAULE	107

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 5.1: Características de las centrales hidroeléctricas ubicadas en la Cuenca del Maule.....	71
Tabla 5.2: Evolución de los límites en el problema de operación de la Cuencadel Maule	71
Tabla 5.3: Estrategía de Operación Optima en el sistema hidrotérmico de la Cuenca del Maule.....	72
Tabla 5.4: Comparación de los resultados de la aplicación de CORHIDRO utilizando el método Simplex Acotado, MINOS y LINDO al caso I.....	73
Tabla 5.5 Comparación de los resultados de la aplicación de CORHIDRO utilizando el método Simplex Acotado, MINOS y LINDO al caso II.....	73

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Diagrama esquemático de un sistema eléctrico hidrotérmico	2
Figura 2.1: Representación esquemática de los niveles de planificación	11
Figura 2.2: Costos de inversión de las centrales térmicas a vapor.....	14
Figura 2.3: Curva característica incremental de calor y/o costo de las unidades termoeléctricas a vapor.....	15
Figura 2.4: Curva característica de la tasa incremental del agua en las centrales hidroeléctricas.....	16
Figura 2.5: Costos de inversión de las centrales hidroeléctricas más el sistema de transmisión hasta la troncal	19
Figura 2.6: Representación de la demanda máxima y consumo de energía.....	22
Figura 3.1: Ejemplo de Programación Dinámica.....	27
Figura 4.1: Construcción de la función de costo futuro de cualquier etapa t discretizando la variable estado	39
Figura 4.2: Ejemplo de la forma de la función de costo futuro para el caso de una variable de estado	40
Figura 4.3: Proceso de decisión de dos-etapas.....	42
Figura 4.4: Construcción geométrica de la función costo futuro de la etapa 1 por medio de hiperplanos de apoyo	44
Figura 4.5: Algoritmo DB para un problema secuencial de dos etapas	47
Figura 4.6: Simulaciones Forward y recursión Backward	54
Figura 4.7: Convergencia del método propuesto	55

Figura 4.8: Regla anticiclaje del método Simplex	59
Figura 5.1: Estructura del programa computacional CORHIDRO	61
Figura 5.2: Sistema hidrotérmico con 4 embalses	63
Figura 5.3: Resultados de la simulación Forward en la iteración 1	64
Figura 5.4: Resultados de la recursión Backward en la iteración 1	65
Figura 5.5: Resultados de la simulación Forward en la iteración 2	66
Figura 5.6: Resultados de la recursión Backward en la iteración 2	67
Figura 5.7: Resultados de la simulación Forward en la iteración 3	68
Figura 5.8: Sistema hidrotérmico de la Cuenca del Maule	70

RESUMEN

En el presente trabajo se analiza el problema del Despacho Hidrotérmico en sistemas con múltiples embalses en cascada y con un número finito de plantas térmicas.

El objetivo es desarrollar un modelo en programación lineal para representar en forma detallada las características físicas, técnicas y operativas del sistema hidroeléctrico y, de manera agregada las del sistema térmico.

La metodología de optimización a implementar es denominada Programación Dinámica Dual Determinística, la cual se basa en la técnica de descomposición de Benders. Este método no requiere discretizar el espacio de estado de la programación dinámica, por lo tanto evita el problema de dimensionalidad.

Para resolver el problema lineal asociado a cada etapa se utiliza el método Simplex Revisado para Variables Acotadas, provisto de una técnica primal para generar de manera económica una solución básica factible inicial.

El método resultante es comparado con otras herramientas computacionales estándares de la programación lineal, como son MINOS y LINDO.

Con los algoritmos anteriores se diseña un software en una estación de trabajo Hewlett Packard HP Apollo 9000. Se reportan las aplicaciones a un sistema de prueba estándar como al Sistema Interconectado Central de Chile.

ABSTRACT

The problem of Hydrothermal Dispatch of electric systems with multiple reservoirs in cascade and with a finite number of thermal plants is analysed.

The objective is to develop a linear programming model to represent in detailed form the physical, technical and operative characteristics of the hydroelectric system; with thermal system in an aggregated model.

The implemented optimization methodology is the Deterministic Dual Dynamic Programming, which is based in the Benders decomposition technique. The method does not require the discretization of the dynamic programming state space, avoiding dimensionality problem.

The linear problem of each stage is solved using the Revised Simplex method for Bounded Variables. A primal technique is used to economically generate the feasible basic initial solution.

The resultant method is compared with other standard linear programming computer tools, such as MINOS and LINDO.

A computer program is development using the above algorithms in a Hewlett Packard HP Apollo 9000 Workstation. The application to a standard test system and to the Chilean Interconnected Central System are reported.

I. INTRODUCCION

1.1 Generalidades

La adecuada operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) de un país tiene un impacto directo en las principales actividades económicas y sociales. Con el fin de contribuir a una operación adecuada, y a la planificación de dicha operación se han venido efectuando en el mundo múltiples avances en el desarrollo de modelos y metodologías computacionales adecuadas. Estas metodologías y modelos buscan preservar la seguridad de servicio del sistema eléctrico y garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones de generación-transmisión del sistema, de modo de atender la demanda en forma económica y confiable.

1.2 Planteamiento del Problema

El constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha exigido la expansión compleja de los SEP, a través, de instalación de nuevas fuentes generadoras e interconexión de los sistemas. Estas interconexiones permiten lograr altos niveles de confiabilidad, garantizando a la vez calidad y continuidad del servicio. Sin embargo, la creciente complejidad de los sistemas ha tornado el problema de la operación en una tarea difícil de ejecutar, estimulando el desarrollo de nuevos algoritmos matemáticos y herramientas computacionales que apoyen la toma de decisiones. La complejidad se hace aun mayor en el caso de sistemas con un nivel alto de generación hidráulica, como es el caso del sistema chileno.

Un sistema de generación de energía eléctrica hidrotérmico, está compuesto de dos formas de producción de energía: generación hidráulica y generación térmica (vapor de carbón, gas, diesel, nuclear, etc.) enlazadas a los centros de consumo a través de líneas de transmisión; tal como se muestra en la figura 1.1. El sistema hidráulico generalmente se compone de múltiples embalses y plantas hidráulicas dispuestas en una o varias cuencas hidrográficas. Las centrales termoeléctricas a vapor utilizan el calor procedente de la combustión de carbón o petróleo para generar energía eléctrica.

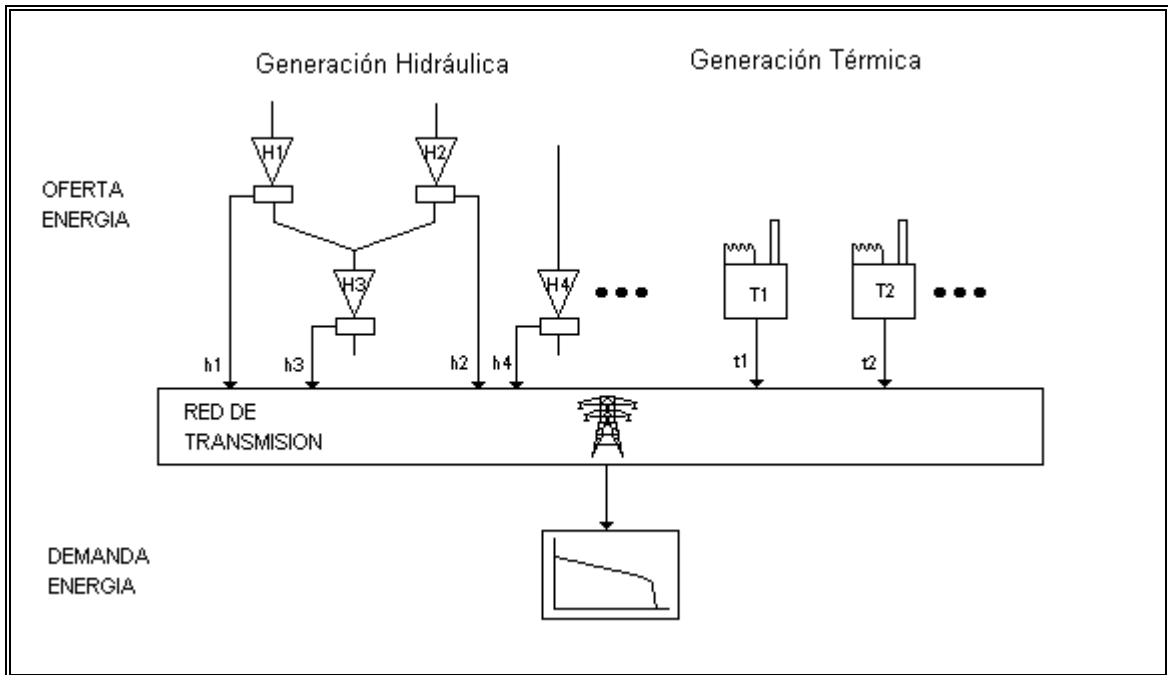


Figura 1.1: Diagrama esquemático de un sistema eléctrico hidrotérmico

Generalmente los sistemas eléctricos hidrotérmicos son de gran tamaño, lo que sumado a las características inherentes de los sistemas hidráulicos (acoplamiento hidráulico y acoplamiento eléctrico), y principalmente a las diferencias que existen entre un sistema y otro, complican el desarrollo de modelos generalizados. Por lo tanto, el establecimiento de una representación adecuada de cada sistema, dependerá de las características propias de cada uno.

La disponibilidad de cantidades limitadas de energía hidráulica, en forma de agua almacenada en los embalses del sistema, hace de la operación óptima de sistemas hidrotérmicos un problema muy complejo, ya que los embalses crean una vinculación entre las decisiones de operación adoptadas en una etapa dada (presente) y las consecuencias futuras de éstas decisiones. Esto torna el problema en uno DINAMICO [Pere85a]. En otras palabras, si se utiliza en el presente toda la energía hidráulica disponible por acumulación de agua en los embalses y en el futuro resultan bajos aportes de los ríos, puede ser necesario utilizar generación térmica con alto costo de operación o eventualmente recurrir al racionamiento del suministro de energía (falla en el abastecimiento de la demanda). Por otro lado, si se mantienen los embalses del sistema

en altos valores de cotas, utilizando generación térmica cara para satisfacer la demanda y si en el futuro se suceden altas afluencias, se tendría que vertir el recurso hidráulico, lo cual, significa un gasto de energía y consecuentemente alto costo de operación. Existe, por lo tanto, una operación óptima que consiste en generar una parte del agua disponible y almacenar el resto para sustituir generación térmica cara y/o falla en el futuro.

De lo anterior se desprende que, aun cuando la generación en una central de embalse no signifique un gasto monetario directo, el agua sí tiene un valor económico. El valor del agua utilizada en un instante cualquiera corresponde al costo actualizado de operación y falla que ella sustituye en ese momento [Esp83]; este valor actualizado es llamado también "*valor estratégico*". Por lo tanto, la función objetivo es NO-SEPARABLE, ya que el valor de la energía generada por una planta hidráulica no puede ser medida directamente como una función del estado de la planta sola, sino en términos de los ahorros de combustible de la generación térmica evitada

Debido al comportamiento hidrológico es imposible tener perfectas predicciones de las futuras secuencias de las afluencias y en cierta medida, de la demanda futura propiamente dicha, por lo tanto, el problema de la operación de sistemas eléctricos es ESTOCASTICO [Pere85b].

La existencia de múltiples embalses interconectados y la necesidad de optimización mediante un proceso de decisiones multi-etapa caracterizan al problema de GRAN TAMAÑO.

La función objetivo es NO-LINEAL debido no solamente a la función de costo de las unidades térmicas, sino también al producto de la descarga por la cota en los embalses de las plantas hidroeléctricas.

El problema de operación hidrotérmica puede ser resuelto entonces por programación dinámica estocástica (PDE). Las variables que pueden influir en el resultado de la operación hidrotérmica forman el estado del sistema y son representadas por valores discretos. Para que la solución sea computacionalmente viable se requieren realizar diversas simplificaciones en la representación del sistema, como la de suponer un comportamiento determinístico en las centrales térmicas del sistema, los aportes a los embalses y la demanda. Así mismo, debido a la simplicidad y rapidez de los métodos

lineales, a menudo se resuelve el problema del despacho hidrotérmico a través de técnicas de relajación lineal extendidas a la programación dinámica determinística.

1.3 Objetivos de la Investigación

El objetivo principal de la operación de sistemas hidrotérmicos es determinar una estrategia óptima de operación para cada central del sistema tal que minimice el costo esperado de operación, satisfaciendo todas las restricciones físicas del sistema. El costo de operación incluye el costo de combustible de las unidades térmicas y el costo de falla en el abastecimiento de la demanda. Se deben considerar las restricciones de carácter técnico, de disponibilidad de las unidades generadoras; y restricciones de confiabilidad; de tal modo de asegurar el cubrimiento de la demanda en cantidad y calidad al mínimo costo.

Con esta investigación se persigue alcanzar los siguientes objetivos:

- a) Desarrollar un modelo general de despacho hidrotérmico que represente al máximo las características inherentes de los sistemas hidrotérmicos, con especial énfasis en la representación del sistema hidráulico.
- b) Implementar una metodología de optimización lineal determinística en base a la extensión dinámica del método de descomposición de Benders y al método Simplex revisado con cotas.
- c) Codificar una herramienta computacional para ambiente Unix, utilizando un lenguaje estándar y una estación de trabajo.
- d) Resolver sistemas de prueba y validar los resultados por medio de paquetes computacionales comerciales, tales como MINOS y LINDO

El enfoque de solución adoptado, denominado *programación dinámica dual determinística* (PDDD), está basado en la aproximación de las funciones de costo futuro por funciones lineales por partes. Estas funciones son obtenidas de las soluciones del dual del problema de optimización en cada etapa y pueden ser interpretadas como los cortes de Benders en un esquema de optimización multi-etapa. No se requiere discretizar la variable de estado, evitando el problema de la dimensionalidad.

1.4 Revisión Bibliográfica

Debido a la importancia del problema de programación hidrotérmica, se han desarrollado múltiples alternativas de solución a lo largo del mundo, las cuales pueden ser agrupadas en cuatro categorías:

1.4.1 Agregación y Desagregación de los Embalses (AD)

Este método consiste en un proceso de optimización de dos etapas [Arva70] [Egel82] [Arar84] [Rees71] [Rive90]:

- i) Agregar los embalses hidráulicos en un "*embalse equivalente*" de energía y utilizar PDE para calcular la proporción óptima de generación hidráulica y térmica.
- ii) Desagregar el total de generación hidráulica en asignaciones individuales para cada central hidroeléctrica y el total de generación térmica en asignaciones individuales para cada unidad térmica.

Con el método AD se pretende reducir el número de variables de estado, manteniendo la estructura estocástica de las variables aleatorias. La justificación para la utilización de esta metodología es que el costo de operación de las centrales térmicas depende de la generación total del sistema hidráulico y no de la generación de cada unidad hidráulica individual.

La principal ventaja de este método es que todo el esfuerzo se concentra en la variable económicamente más importante - proporción de generación térmica -. Sin embargo, es sumamente inexacta, especialmente en aquellos sistemas donde las características de los embalses y/o el comportamiento hidrológico de los ríos no son similares. La inconveniencia se presenta principalmente en el proceso de desagregación, no pudiendo asegurarse el cumplimiento de las restricciones asociadas a cada embalse.

Se han desarrollado algunas extensiones de esta técnica; como por ejemplo, el procedimiento de Agregación-Descomposición [Turg80], en el cual, el problema se resuelve mediante la optimización de cada embalse del sistema frente al embalse equivalente (agregado) del resto.

1.4.2 Equivalentes Determinísticos (ED)

Los métodos ED suponen un comportamiento determinístico de los aportes a los embalses, de la disponibilidad de las centrales térmicas del sistema y de la demanda. Estos métodos se basan en el "*principio de equivalencia*" de ciertos problemas de control estocástico [Rose81] [Ikur84]. Consiste en sustituir los componentes aleatorios por sus valores esperados, transformándose a un problema lineal determinístico. La ventaja principal de los métodos ED es la de permitir una perfecta representación del sistema de generación, sin embargo, presenta la dificultad de proporcionar una operación "*optimista*", la cual generalmente es de menor costo que la operación real.

1.4.3 Aproximaciones Sucesivas (AS)

En el método AS, también denominado método "*uno por vez*", cada embalse del sistema es optimizado suponiendo conocido el valor esperado de operación del resto de los embalses del sistema, esta operación se repite hasta lograr la convergencia [Wood84] [Sher85].

La desventaja más importante de este método es justamente la de suponer conocida la forma de operación de los embalses en cada paso del primer ciclo iterativo, por lo que para contemplar la retroalimentación existente en el proceso de optimización entre variables de control correspondientes a cuencas independientes es necesario realizar por lo menos dos ciclos iterativos completos. Su principal ventaja es mantener una representación detallada de cada cuenca del sistema [Rive92].

1.4.4 Descomposición de Programación Lineal

En vista de las limitaciones que presentan los métodos descritos en las primeras tres categorías, en la actualidad se han venido desarrollando nuevos desarrollos con extensiones de métodos de descomposición lineales tales como: Dantzig-Wolfe [Dant73] y Benders [Bend62] [Geof72], los cuales han reportado buenos resultados.

1.5 Estructura del Trabajo

En este primer capítulo se introduce la problemática general a realizar en el trabajo, se presentan los objetivos que se persiguen alcanzar y se realiza una revisión bibliográfica, donde se analizan los modelos y metodologías planteados por otros investigadores.

En el capítulo II se presenta el enfoque general para representar en forma detallada todos los componentes del sistema hidrotérmico: centrales hidráulicas, centrales termoeléctricas, la representación determinística de la demanda y de los aportes hidráulicos. Se incluyen algunas restricciones técnicas a la operación tales como: el margen de reserva en giro, mínimos técnicos, costo de falla, etc.

En el tercer capítulo se describe el modelo de despacho hidrotérmico a utilizar en el presente trabajo, se caracteriza al problema de la Programación Dinámica (PD), formulándose la función objetivo y las distintas variables a utilizar y se discuten los inconvenientes de dimensionalidad que se presentan en la PD tradicional.

En el capítulo IV se presenta la metodología de solución en base a la extensión a Programación Dinámica del método de descomposición de Benders para resolver un problema multi-etapa. Para las soluciones del problema asociado a cada etapa, se aplica el método Simplex Revisado para Variables Acotadas, con algunas extensiones y mejoras en la metodología de actualización de las bases. También se describen los algoritmos necesarios para la realización del código computacional.

El capítulo V describe la implementación computacional de los algoritmos presentados. Utilizando esta herramienta, se discute la aplicación a un sistema de prueba estándar y se reporta la validación del mismo con otros códigos computacionales comerciales denominados MINOS y LINDO. Por último, se presenta la aplicación de dicha herramienta computacional a un sistema real como el caso del sistema interconectado chileno (SIC).

II. REPRESENTACION DEL SISTEMA HIDROTERMICO

2.1 Introducción

El problema de la operación y planificación económica de sistemas hidrotérmicos ha cobrado un creciente interés por parte de las empresas generadoras, debido a la gran cantidad de recursos involucrados; y a la necesidad de coordinar a múltiples generadores participando en el negocio eléctrico.

Los gobiernos y sus agentes reguladores, también han demostrado su interés en el tema, debido al impacto que una adecuada operación tiene en el ámbito tarifario. El interés ha incluso llevado a incorporar criterios de operación económica en marcos legislativos [Mini82]. La complejidad para determinar la operación económica de un sistema eléctrico ha ido creciendo en mayor o igual ritmo que el crecimiento y expansión de los sistemas eléctricos de potencia, al mismo tiempo se han venido desarrollando avances metodológicos de importancia.

En la actualidad, debido a la que los sistemas hidrotérmicos son de gran tamaño, es difícil contar con un modelo global general que represente todos los embalses de un sistema, por lo que se utilizan modelos individuales para cada cuenca hidrográfica. En Chile, por ejemplo, se trabaja con seis modelos de planificación de la operación, los cuáles, utilizan el método de Programación Dinámica Estocástica en base a una muestra estadística de la hidrología. La política de operación del conjunto de centrales es obtenida mediante un proceso iterativo, en el cual, un embalse (en este caso el de mayor regulación, lago Laja) minimiza los costos de operación y falla y los otros embalses maximizan sus ingresos en forma independiente, en base a los costos marginales del sistema [Alar93].

En esta investigación se plantea el objetivo de desarrollar un modelo global que permita resolver el problema de operación en sistemas multiembalse y con una representación precisa de las características más importantes de los diversos componentes de un sistema eléctrico hidrotérmico, de la situación hidrológica y de los stocks de energía en los embalses.

2.2 Dimensión Temporal

La planificación de la operación de un sistema eléctrico requiere de la coordinación de todas las decisiones de programación efectuadas en los diferentes niveles de planificación. Se pueden identificar fundamentalmente tres niveles en la cadena de planificación de la operación: largo, mediano y corto plazo [Pere85a] [Mini82] [Pere92].

2.2.1 Planificación de Largo Plazo

La planificación de largo plazo comprende el análisis del comportamiento de la operación de sistema, bajo diferentes condiciones hidrológicas. En esta fase se decide las necesidades de regulación de energía afluente, a través del uso adecuado de los embalses. Se toma en cuenta la evolución plurianual de los embalses, la probabilidad de escasez futura de energía hidráulica, previsión de los consumos y demandas máximas, programas de obras y de mantenimiento.

Algunos de los factores condicionales de los costos futuros pueden ser considerados como conocidos con certeza e.g., el programa de obras para los años de estudio, otros pueden ser conocidos mediante una función de probabilidad e.g., la hidrología y otros finalmente pueden ser obtenidos mediante estimaciones de su valor más probable sin que sea posible determinar una ley de probabilidades para su comportamiento e.g., el precio de los combustibles.

El horizonte de estudio utilizado generalmente varía entre uno y cinco años, utilizando etapas mensuales o trimestrales para el estudio, dependiendo de la capacidad de regulación de los embalses grandes. Normalmente este problema se resuelve utilizando metodologías de programación dinámica determinística (PDD) y estocástica (PDE).

2.2.2 Planificación de Mediano Plazo

La planificación de la operación de mediano plazo tiene como objetivo principal realizar la programación mensual y/o semanal de la generación. La información con que se cuenta es más detallada que para el caso del largo plazo y está compuesta por: análisis de la predicción de la demanda de energía y demanda máxima del sistema, disponibilidad de las unidades generadoras, contratos de intercambio de potencia y energía entre

empresas generadoras, precio y consumo esperado de combustibles de las centrales térmicas, coordinación de los programas de mantenimiento de las empresas, etc.

Los resultados de la programación de largo plazo imponen un marco de referencia para este nivel. En esta fase, la generación hidráulica total calculada para los embalses equivalentes es disgregada en generaciones individuales para cada una de las plantas hidráulicas del sistema.

El horizonte de estudio es generalmente de un año, discretizado en pasos mensuales y/o semanales. En la actualidad el problema de la operación en este nivel se resuelve utilizando metodologías de PDE, con simulaciones probabilísticas y PDD.

2.2.3 Planificación de Corto Plazo

La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema. En esta etapa, se descomponen las potencias de generación semanales en asignaciones horarias, tomando en cuenta los efectos de corto plazo de control de los embalses.

Se requieren estudios muy detallados de la operación del sistema tales como: reglas de control de las crecidas o afluencias diarias del sistema fluvial, simulación del flujo de potencia horario, despacho hidrotérmico con restricciones de seguridad, predespacho óptimo de carga, etc.

La modelación del problema de corto plazo es similar a la formulada en el mediano plazo, sin embargo, la variación de la altura de las cotas de las centrales hidráulicas tiende a ser menos significativa y las predicciones de las afluencias son más exactas.

Existen una amplia gama de metodologías de optimización para resolver este problema, entre las que destacan: programación no lineal; programación dinámica, programación entera [Cama94], algoritmos de optimalidad progresiva, etc.

Una característica importante de la planificación de la operación es la interacción entre los diferentes niveles de planificación para efectuar las programaciones en cada nivel, a partir de los resultados obtenidos en los niveles previos. El grado de detalle de los datos

suministrados en cada nivel y las realimentaciones que existen para que interactuen las distintas decisiones adoptadas, se pueden apreciar en la figura 2.1 .

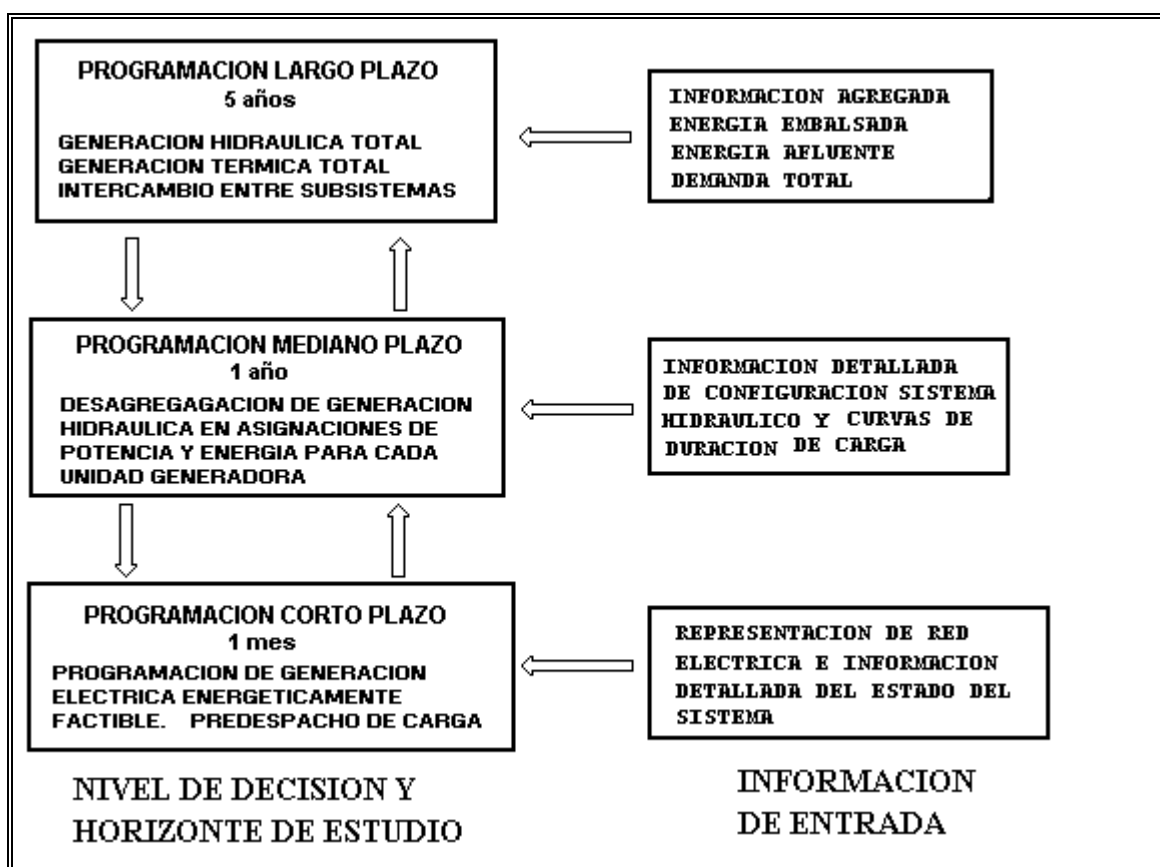


Figura 2.1: Representación esquemática de los niveles de planificación

En este trabajo básicamente se pretende desarrollar un modelo para resolver el problema en el mediano plazo, sin embargo, la metodología a utilizar puede ser aplicada a la planificación de la operación en el largo plazo.

2.3 Dimensión Espacial

Debido a la complicación de incorporar el modelo de la red de transmisión, conjuntamente con los modelos de las centrales hidráulicas y centrales termoeléctricas, el enfoque para la dimensión espacial del problema es uninodal. Tanto la oferta como la

demanda se concentran en un único punto; es decir, se considera intacta la configuración hidráulica de los embalses; y todas las centrales termoeléctricas en conjunto con las centrales hidráulicas alimentando directamente a los consumos. Se desprecian por lo tanto, las variaciones de las pérdidas de transmisión ante distintas operaciones del sistema, así como el efecto que las restricciones de transmisión tienen en el despacho hidrotérmico.

2.4 Representación del Parque Generador

El parque generador de un sistema hidrotérmico está compuesto por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. Las principales características de cada tipo de central y los aspectos más relevantes en la planificación; son discutidas a continuación [Jara93].

2.4.1 Centrales Térmicas a Vapor

Las centrales térmicas a vapor utilizan como fuente de energía el carbón o petróleo para calentar vapor en una caldera. Este vapor es utilizado para accionar un conjunto turbina-generador, el cual produce la energía eléctrica. El ciclo ideal termodinámico de una central térmica para obtener un rendimiento óptimo (η_{th}) es el ciclo de Carnot ($\eta_{th} \approx 65\%$); sin embargo en la realidad solo es factible alcanzar eficiencias del ciclo Rankine (η_{th} mucho menor del 60%). En la práctica, para indicar el rendimiento térmico de una central térmica, se prefiere utilizar el consumo específico (CE) como una relación del poder calorífico inferior (PCI) sobre la energía generada neta (kWh-neto). Además, la eficiencia térmica estará afectada por el rendimiento de la turbina, alternador y de la caldera.

$$CE = \frac{860 \text{ Kcal PCI}}{\eta_{th} \text{ kWh - neto}} \quad (2.1)$$

Debido a los requerimientos y componentes necesarios de las centrales termoeléctricas, estas pueden ubicarse en forma más flexible que las centrales hidroeléctricas, sin embargo, un factor limitante es la refrigeración, por lo que muchas veces se encuentran cercanas al mar.

Los antecedentes técnico-económicos básicos para la planificación que caracterizan a las centrales térmicas a vapor son los siguientes:

a) Estas centrales son mucho menos flexibles operativamente que las hidroeléctricas, ya que en frío demoran varias horas en partir y aun en caliente, necesitan un máximo de velocidad de toma de carga. También, es importante considerar el hecho que bajo cierta potencia mínima no pueden funcionar en forma estable.

Debido a las características técnicas de sus componentes, las unidades térmicas tienen un límite máximo de generación, la cual es generalmente expresada en términos de los MW máximos a generar.

b) La disponibilidad de las centrales térmicas a vapor, depende mucho del tamaño de las unidades, unidades con mayor MW de potencia tienen menor porcentaje de disponibilidad. Generalmente se consideran como factores que afectan la disponibilidad, al mantenimiento programado requerido (1 a 2 meses) y a las salidas intempestivas de servicio. De aquí es factible derivar un *factor de capacidad* para generación continua que afectará a la potencia instalada de la central.

c) Las unidades térmicas tienen un costo de inversión menor que las unidades hidráulicas. Tal como se observa en la figura 2.2, presentan economías de escala importantes [Jara93], cuyo efecto también puede ser analizado a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{Costo_1}{Costo_2} = \left(\frac{Pot_1}{Pot_2} \right)^\alpha \quad (2.2)$$

donde, α varía entre valores de 0.7 - 0.75 y siempre es menor de 1.0.

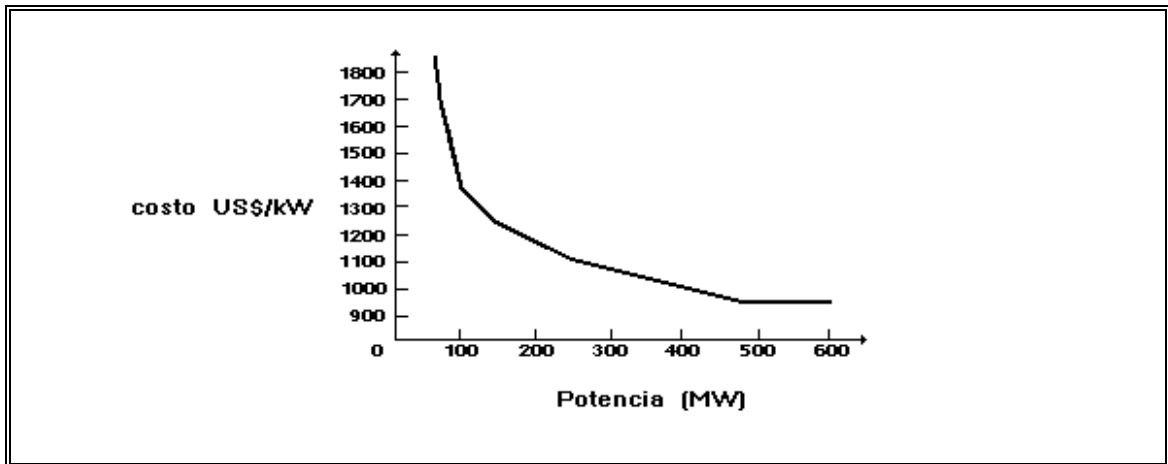


Figura 2.2: Costos de inversión de las centrales térmicas a vapor.

Siempre la inversión de una segunda unidad es mucho mas baja que la primera ya que generalmente se aprovechan algunas de las instalaciones ya construidas e.g., muelle, chimeneas, agua de refrigeración, etc. Se estima una vida útil de 30 años.

d) Los costos de operación de las centrales térmicas son mucho mayores que los equivalentes hidroeléctricos. Pueden clasificarse en:

- costos fijos
- costos variables
 - combustibles
 - no combustibles

Los costos fijos (CF) dependen del tiempo y consideran los ítemes de personal, contribuciones, seguros, etc.

Los costos variables de combustible (CVC) generalmente representan más de la mitad del costo total y pueden ser determinados a partir del CE, del PCI, del precio del combustible y la generación neta:

$$CVC = CE \left(\frac{kcal}{kWh} \right) * PCI^{-1} \left(\frac{kg}{kcal} \right) * precio \left(\frac{\$}{kg} \right) * energia(kWh) \quad (2.3)$$

Los costos variables no combustibles (CVNC) corresponden a los gastos de operación y mantención, los cuales dependen del nivel de generación. Son aproximadamente un 5 % de la estructura de costo variable total.

En términos de modelación de los costos de las centrales térmicas a vapor, para estudios de operación económica, se utiliza en general un modelo del tipo eficiencia entrada-salida [Wood84] [Rudn92]. La entrada puede ser el consumo de carbón (H) o el costo total de combustible (F) y la salida es la generación de potencia activa de la unidad (MW).

En la práctica se suele representar a través de una curva de consumo incremental en términos del CE. La figura 2.3 muestra las discontinuidades fuertes de la curva aproximada de consumo incremental, debido a la apertura de nuevas válvulas (e.g., incorporación de un pulverizador en la unidades térmicas de carbón).

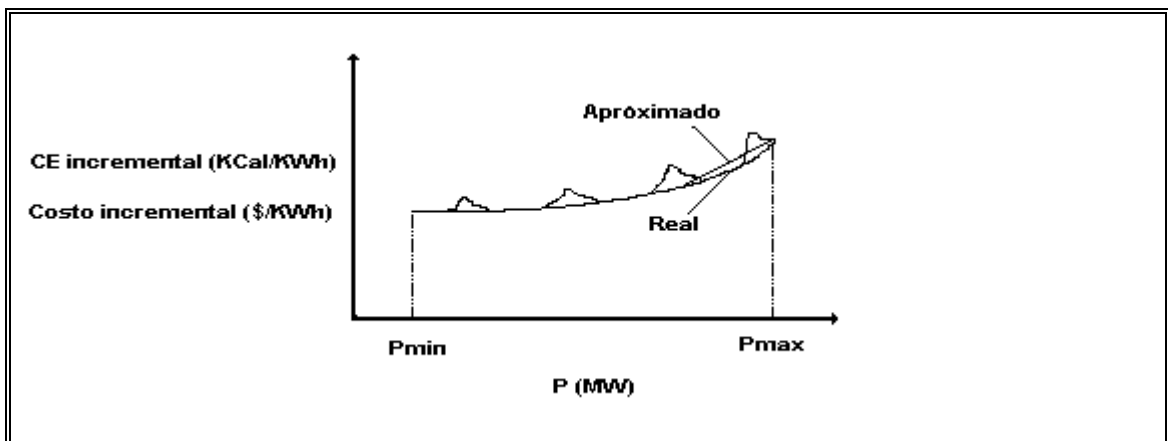


Figura 2.3: Curva característica incremental de calor y/o costo de las unidades termoeléctricas a vapor

En los estudios de la planificación de la generación, las plantas termoeléctricas se representan por medio de un costo unitario de operación, el cual representa el costo marginal o incremental de cada unidad. Luego usualmente son agregadas en clases de acuerdo a dicho costo marginal [Pere92].

2.4.2 Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en los embalses en energía cinética, la cual es utilizada para accionar un conjunto turbina-generador, el cual produce la energía eléctrica.

Generalmente las centrales hidráulicas están localizadas distantes de los centros de consumo y frecuentemente en los lugares mismos donde es posible aprovechar toda la energía disponible e.g., en la cordillera (con los canales de aducción y/o muro de presa requeridos), y no cuando el recurso llega al mar con una gran pérdida energética.

Dependiendo de la altura de diseño de la central, se utilizan diferentes tipos de turbinas. Para alturas superiores a los 300 mts. corresponde utilizar las del tipo *impulso* e.g., turbinas Pelton, y para altura medianas e inferiores se prefieren las del tipo *reacción* e.g., Francis, Kaplan y Hélice fijo. En Chile, se utilizan las dos primeras en los proyectos de plantas hidroeléctricas. Para alturas (cotas) medianas (en el rango de 20 a 300 mts.) se utilizan frecuentemente las turbinas Francis, para cotas inferiores (en el rango de 3 a 30 mts) se prefieren las Kaplan, con las cuales es posible optimizar el rendimiento de la central por medio del ajuste óptimo de sus alabes.

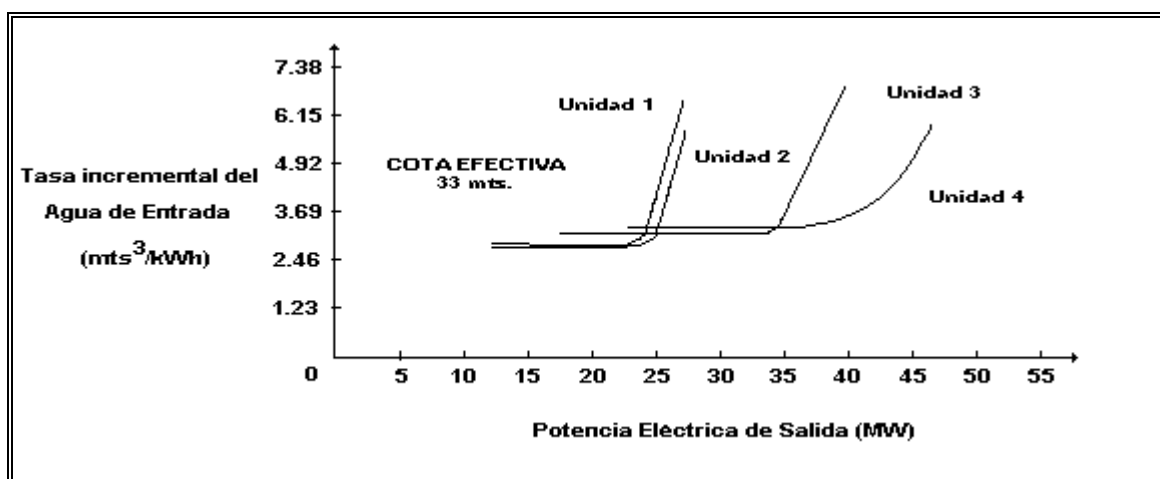


Figura 2.4: Curva característica de la tasa incremental del agua en las centrales hidroeléctricas.

Al igual que las centrales termoeléctricas, las plantas hidroeléctricas se pueden representar a través de un modelo de entrada-salida, en el cual la entrada corresponde a la tasa incremental del agua expresada en (mts.³/kWh) y la salida es la potencia eléctrica efectiva expresada en (MW). La figura 2.4 muestra las típicas curvas características de una central de cota intermedia con cuatro unidades. Tal como se aprecia en las curvas, en las centrales de embalse, la potencia eléctrica de salida depende principalmente de la descarga de agua o volumen de turbinamiento (Q) y de la cota efectiva (h).

$$GH(MW) = f(Q, h) \quad (2.4)$$

Esta función depende de la presión existente en el agua a una profundidad h con gasto afluente Q, y de la eficiencia de la turbina-generator η_{tg} , que a su vez depende de h y Q. En estudios de planificación de la operación se considera despreciable la variación de la cota a lo largo de día, por lo tanto es posible definir un "*factor de productividad*" (ρ) como una constante que depende de la altura h (mts.) y de la eficiencia η_{tg} .

$$\rho = 0.00981 * \eta_{tg} * h \quad (2.5)$$

reemplazando en la función de la ecuación 2.4 se obtiene la relación para la generación hidráulica en MW que dependerá solo de la variable descarga expresada en (mts.³/seg.) y la cual será utilizada en el presente trabajo.

$$GH(MW) = \rho * Q \quad (2.6)$$

Se debe prestar atención al número de unidades en una central hidroeléctrica. Los grupos grandes tienen economías de escala y un mayor rendimiento. Solamente cuando se tiene caudales afluentes bajos es conveniente utilizar unidades pequeñas, ya que el rendimiento disminuye.

Las plantas hidráulicas se clasifican en centrales con *embalse* (volumen máximo diferente al mínimo) y centrales de *pasada* (volumen máximo igual al mínimo). En estudios de planificación de la operación, las centrales de pasada por no tener almacenamiento posible, tienen que operar a su potencia disponible en todo momento, por lo que generalmente se les considera como demanda negativa [Rudn92].

Debido a que el caudal afluente a los embalses de un sistema eléctrico es extremadamente variable, resulta interesante complementar la producción de diferentes centrales, a través de la regulación coordinada. Desde el punto de vista de la regulación, las centrales pueden clasificarse en:

- centrales de pasada: sin regulación
- centrales con estanques de sobrecarga: regulación del agua diaria a semanal
- centrales con embalse de regulación estacional
- centrales con embalse de regulación plurianual

Los parámetros más importantes para representar una central hidroeléctrica con embalse son los siguientes:

- ###volumen máximo de almacenamiento
- ###volumen mínimo de almacenamiento
- ###límite máximo de turbinamiento
- ###factor de productividad

Además de las características antes mencionadas, es importante remarcar los antecedentes técnico-económicos básicos para la planificación de la operación [Jara93]:

a) Los costos de inversión de las centrales hidráulicas son mucho mayores que las correspondientes a las centrales termoeléctricas. El costo total de inversión lo constituye la sumatoria de los costos de cada uno de los componentes de la central: e.g., tuberías, turbinas, rodetes, cámara de carga, generador, etc. Existen economías de escala, a medida que la central aumenta de tamaño, el costo unitario disminuye. Esto se puede apreciar en la figura 2.5.

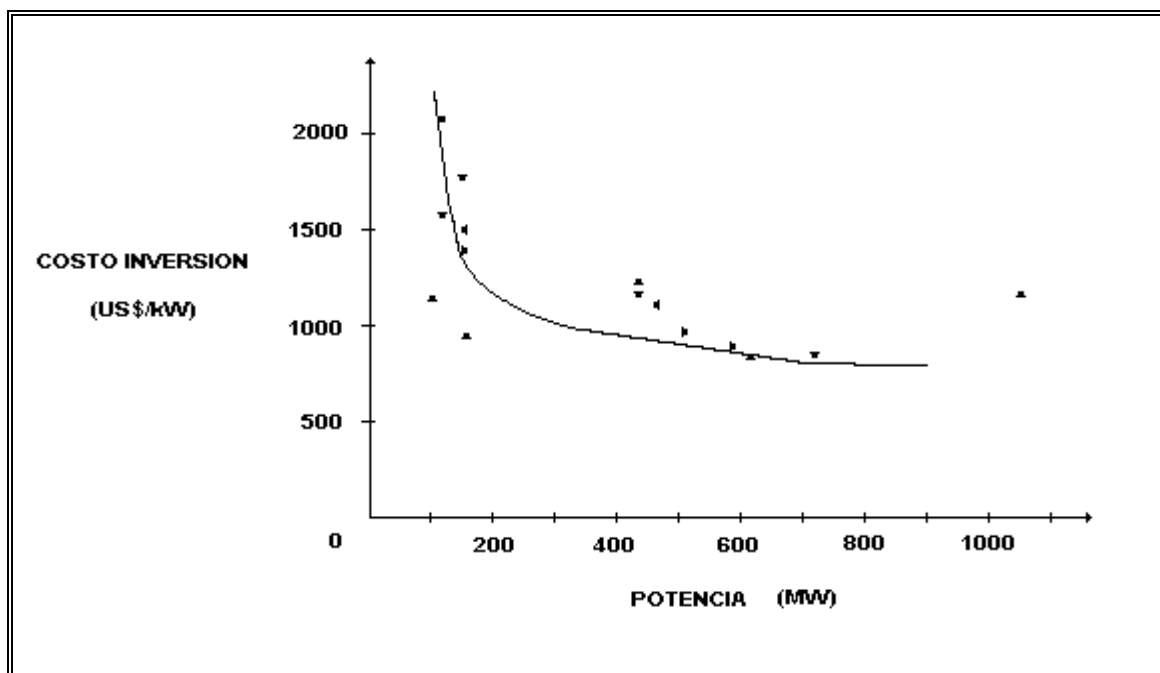


Figura 2.5: Costos de inversión de las centrales hidroeléctricas más el sistema de transmisión hasta la troncal.

b) En este tipo de centrales los costos variables son de escasa significación, ya que el costo del agua es nulo, sin embargo existe un valor estratégico que se asigna al agua para representar el costo de la energía térmica que ella sustituye en un determinado momento.

Los costos fijos dependen directamente del tamaño de la central hidráulica y normalmente se expresan como un porcentaje (%) de la inversión inicial de la central, e.g. la ENDESA utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{\text{Costo Operación}}{\text{Inversión Inicial}} = 0.326 * (MW)^{-0.84} + 0.004 \quad (2.7)$$

c) Las centrales hidroeléctricas son muy flexibles, pueden partir y alcanzar plena carga, o detenerse en minutos. Además prácticamente pueden funcionar a cualquier potencia.

d) La disponibilidad esta limitada en gran medida por los aportes hidrológicos a los embalses. Sin embargo, con suficiente capacidad de regulación pueden entregar toda su potencia por algunas horas. Es lógico que en sistemas predominantemente

hidroeléctricos, los problemas de abastecimiento se producen por falta de energía y no de potencia, por lo que los programas de optimización, realizan una programación óptima de la energía de acuerdo a la disponibilidad de la energía hidráulica.

La disponibilidad mecánica de las unidades (falla o mantención programada) prácticamente no afecta a la generación.

La operación coordinada de las centrales hidráulicas es generalmente más difícil que de las centrales termoeléctricas puras, debido al acoplamiento hidráulico (centrales en cascada, problemas de riego, turismo, ecología, etc.) y a la diferencia en la capacidad de regulación, etc. Este trabajo se concentra principalmente en la representación detallada del sistema hidráulico para resolver el problema de la coordinación hidrotérmica.

2.5 Representación de los Aportes

Las secuencias de los caudales tienen un papel crítico en los estudios de operación de los sistemas eléctricos con alta proporción de generación hidráulica. El gasto afluente al embalse de una central hidroeléctrica es fundamentalmente estocástico [Turg80] [Rive92]. Por lo tanto la energía generable en ellas también es una variable aleatoria [Pere85b]. El fenómeno hidrológico se modela generalmente con procesos estocásticos, por ejemplo a través del método de simulación de Montecarlo [Espi83] [Pere92], en la cual se utilizan informaciones estadísticas, provenientes de registros históricos de caudales, para simular distintas condiciones de operación.

El objetivo de los modelos de síntesis de caudales es obtener el máximo de información posible de los datos históricos. Estos modelos analizan el registro histórico como una realización del proceso estocástico e intentan estimar los parámetros de este proceso. Los modelos de generación de caudales sintéticos son utilizados para suministrar diversas secuencias de caudales igualmente probables. Cuanto mayor sea el registro histórico mejor será el proceso de obtención de los parámetros de proceso estocástico.

En este trabajo la secuencia de afluencias se trata en forma determinística, permitiendo mantener una representación detallada del sistema. Este método, denominado EQUIVALENCIA DETERMINISTICA consiste en sustituir las variables por sus valores

esperados. Este enfoque permite conocer los caudales afluentes al inicio de cada etapa del proceso de planificación.

2.6 Representación de la Demanda

Los pronósticos de mercado de potencia y energía eléctrica incorporan un conjunto de incertidumbres de gran magnitud y de difícil cuantificación, por lo que es casi imposible asociar una función de probabilidades capaz de representar con precisión los aspectos aleatorios del consumo. De esta manera, el tratamiento metodológico de estas incertidumbres queda así condicionado a un enfoque de escenarios, que deben procurar incorporar el espectro de trayectorias más probables, sin que se pueda asignar una probabilidad específica a cada caso.

Para los estudios de planificación de la operación, las incertidumbres del mercado se pueden representar a través de un árbol de trayectorias posibles, con tratamientos diferentes de las características de la modulación de la demanda y evolución básica en el corto, mediano y largo plazo. En el largo plazo las trayectorias de evolución del mercado de energía eléctrica son determinadas por los escenarios de desarrollo socioeconómicos considerados. En el corto plazo predominan los factores coyunturales. Así, se debe examinar en cualquier caso, un rango de variaciones alrededor de cada trayectoria básica.

El ajuste de la modulación de la demanda, sea expresada por coeficientes de forma o por curvas sintéticas (curvas de duración), es poco variable a lo largo del tiempo; por lo que podría aceptarse que las curvas típicas se mantienen estables.

Los métodos más conocidos para la previsión de la evolución básica de la demanda son: extrapolación por tendencias, métodos econométricos globales, métodos econométricos sectoriales y métodos de escenarios normativos [Jara93] [Erno82]. La extrapolación por tendencias implica que la variable determinante del consumo es el tiempo y a partir de ella es posible determinar diversas configuraciones: curva parabólica, exponencial, logarítmica, etc.

En los métodos econométricos globales generalmente se compara el crecimiento del consumo con una o más variables macro-económicas, e.g., el producto geográfico bruto (PGB). En los métodos econométricos sectoriales, se dividen los consumos globales por

sectores (comercial, industrial, doméstico, etc.) y se realiza la previsión de la demanda para cada uno de ellos. Luego se suman para obtener las previsiones globales. Se requiere mayor volumen de información y mayor tiempo.

Los métodos de escenarios normativos descomponen la economía en subsistemas y realiza la proyección en forma separada; es muy difícil la aplicación de este método en la realidad, porque cada escenario requiere coherencia interna entre sectores y actividades.

En este trabajo la demanda se representa con un modelo determinístico, el cual comprende un bloque de energía constante y una demanda máxima para el período de análisis; tal como se muestra en la figura 2.6.

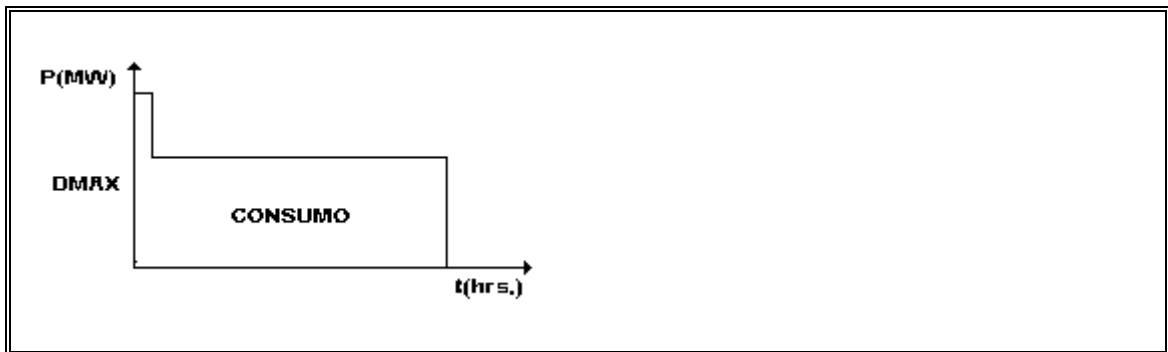


Figura 2.6: Representación de la demanda máxima y consumo de energía.

2.7 Restricciones Técnicas a la Operación

Asociados al problema de la operación de sistemas hidrotérmicos, existen un conjunto de restricciones técnicas que limitan la operación óptima deseada del SEP. Se hace necesario entonces, representarlos de alguna forma en el modelo global.

2.7.1 Reserva en Giro

Para poder enfrentar adecuadamente contingencias tales como caídas de unidades (o de sistemas de transmisión que permiten evacuar potencia de algunas centrales

generadoras), es necesario mantener algunas de las unidades en giro sólo a carga parcial, esto se denomina "*reserva en giro*".

La forma de representar esta reserva es expresándolas como un valor en MW o como porcentaje (%) de la demanda, y dependen de la velocidad de variación de la demanda y tamaño de la unidad mayor. En sistemas grandes, la reserva en giro es aproximadamente 3-5% de la demanda máxima del sistema. El valor obtenido debe repartirse en varias unidades térmicas utilizando criterios relacionados a la velocidad de toma de carga.

La reserva en giro influyen en los costos de operación, ya que algunas de las unidades del sistema tienen que trabajar a carga parcial.

2.7.2 Mínimos Técnicos

Algunas veces se presenta la posibilidad de operar la unidad al mínimo, o mantenerla fuera de servicio en caliente. Estas alternativas se pueden considerar analizando cuáles centrales deben operar en demanda máxima, y llenando la curva de duración en primer lugar con mínimos técnicos, después con las centrales que les siguen en costo marginal.

2.7.3 Costo de Falla

Los costos de falla vienen a ser los costos asociados a la restricción en el abastecimiento de energía y por razones de seguridad deben ser incluidos en la función de costos totales de operación del sistemas. Así es posible representar de alguna forma las consecuencias de la falla: el costo social de falla y el costo privado de falla.

Se pueden considerar como costo social de falla a las pérdidas de producción, pérdidas por falta de refrigeración, riesgo por falta de alumbrado público, pérdidas de entretenciones, mayor costo por uso de equipos de emergencia, etc.

El costo privado de falla para la empresa suministradora de electricidad se debe al deterioro de imagen de la empresa y pérdida del beneficio de venta de la energía no realizada.

La forma más usual de determinar los costos de falla es a través de métodos econométricos y encuestas.

En los modelos de planificación se suele representarla como una planta termoeléctrica con costo de operación muy alto.

III. MODELO LINEAL EN PROGRAMACION DINAMICA PARA EL DESPACHO HIDROTERMICO

3.1 Introducción

El problema del despacho hidrotérmico (DHT) en sistemas eléctricos multiembalse consiste en establecer una estrategia de operación óptima para el horizonte de estudio. Es decir, se debe obtener la programación de generación de cada planta de modo de minimizar el costo esperado de operación, el cual consiste en el costo de combustible más el costo de falla. En otras palabras, se desea optimizar las extracciones de los embalses de modo de minimizar el costo esperado de operación y falla en todo el horizonte de planificación.

Para alcanzar estos objetivos, se debe contar con un modelo que represente el problema matemáticamente con la finalidad de resolverlo mediante una metodología de optimización. En el caso del DHT es preferible contar con un modelo global que represente todas las características de las centrales hidroeléctricas instaladas en diferentes cuencas hidrográficas; con ello es posible obtener la programación de la generación en un solo proceso de optimización, sin necesidad de dividir el sistema en varios modelos y posteriormente buscar la convergencia entre ellos [Pere85b] [Pere93] [Cáma93].

En este trabajo, la secuencia de decisiones de operación es determinada mediante un modelo recursivo de PDD del tipo azar-decisión. El problema de operación es modelado como un problema de programación lineal, en el cual la función objetivo, así como el conjunto de restricciones son expresiones lineales. Conociendo los volúmenes afluentes al inicio de cada etapa, es factible determinar las proporciones óptimas de generación hidráulica y térmica para abastecer la demanda.

3.2 Caracterización de un Problema Lineal en Programación Dinámica

3.2.1 Definiciones

Con el objetivo de presentar los distintos elementos que se utilizarán en la formulación del problema (sistema), se establecen las siguientes definiciones [Bell62].

- a) ESTADO: configuraciones que puede adoptar el sistema. Se representa por un vector de variables X . Este vector de variables lleva el registro de la situación en que está el sistema al momento de tomar la decisión.
- b) ESPACIO de ESTADO: es el conjunto de todos los estados posibles. Corresponde a todos los valores discretos del vector X .
- c) ETAPA: es la fase del problema que esta asociada con el periodo de tiempo p , y se representa por t .
- d) DECISION: son las opciones adoptadas para completar las etapas. Se representa a través del vector de variables U . La secuencia de decisiones, una para cada etapa del proceso, se denomina POLITICA.
- e) COSTO DE LA ETAPA: representa la función objetivo, cuyo valor se debe minimizar para todo el período en estudio.

3.2.2 Características

Considérese un sistema cuyo estado en un instante determinado t está definido por un punto X_t . Supóngase que el sistema presenta las siguientes características:

- Evolucionan en el tiempo, es decir X_t varía en función de t .
- La evolución ocurre (o es observable) en etapas secuenciales, es decir, t solo adopta valores discretos. Por ello, se le denomina un proceso de decisión de T -etapas, donde el número total de etapas T es, en general, finito.
- El cambio de estado entre una etapa y la siguiente es consecuencia de la acción de un agente que controla al sistema (variable de decisión), el cual toma una decisión U_t , y de agentes externos no controlables, que realizan una acción Y_t . Estas decisiones están limitadas a un conjunto de valores posibles.
- El espacio de estado del sistema a fines de cada período depende sólo del estado al comienzo del período p y de las decisiones adoptadas durante dicho período.

$$X_t = f(X_{t-1}, U_t, Y_t) \quad (3.1)$$

- A cada estado inicial y decisión de operación está asociado un costo o beneficio C_t , el cual depende de la condición exterior Y_t durante el periodo..

$$C_t = f\left(X_{t-1}, \frac{U_t}{Y_t}\right) \quad (3.2)$$

- Las condiciones iniciales y/o finales del sistemas (estados X_{t-1} , X_t) pueden estar prefijadas a valores conocidos o ser libres.

$$\begin{aligned} X_{t-1} &= X_{t-1}^* \\ X_t &= X_t^* \end{aligned} \quad (3.3)$$

3.2.3 Principio de Optimalidad

Para resolver un problema con las características mencionadas se utiliza un proceso de decisión de optimización de T-etapas, denominado Programación Dinámica (PD), el cual se basa en las proposiciones de Bellman [Bell62].

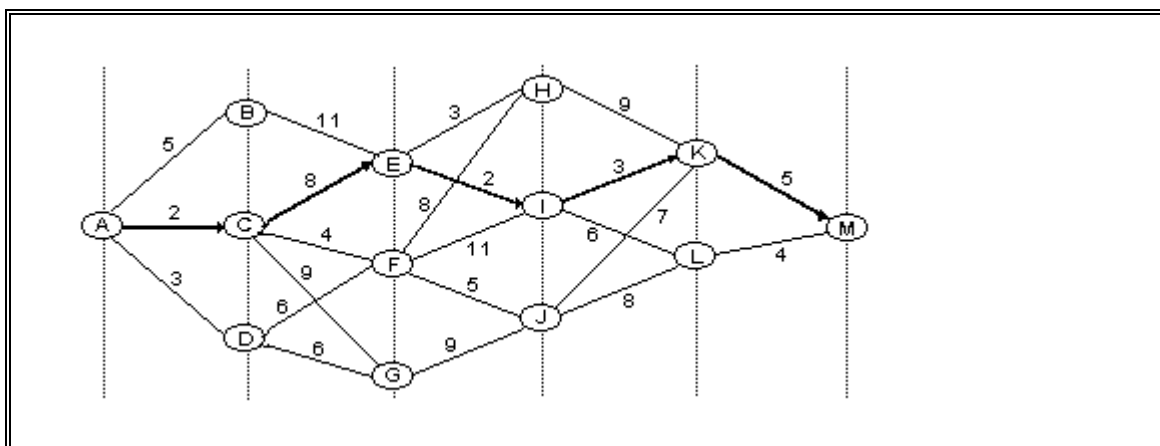


Figura 3.1: Ejemplo de Programación Dinámica.

El "*principio de optimalidad*" de la PD dice: Una política óptima tiene la propiedad de que, independientemente de las decisiones tomadas para llegar a un estado particular en

una etapa particular, las decisiones restantes deben constituir una política óptima para abandonar ese estado. En otras palabras, la trayectoria óptima desde el punto de partida al punto final tiene la propiedad que para cualquier punto intermedio, la trayectoria debe ser aquella óptima desde el punto de partida hasta aquel punto intermedio. Esto ilustra la figura 3.1.

3.3 Formulación del Despacho Hidrotérmico de un Sistema Multiembalse

Si se conocen los volúmenes afluentes a los embalses del sistema hidrotérmico al inicio de cada etapa del horizonte de planificación, el control del problema de DHT para sistemas multiembalse puede ser resuelto a través del siguiente modelo lineal recursivo de PD [Pere85b] [Pere89] [Pere93] [Cama93]:

$$\alpha_t(X_t) = \mathbf{E}_{Y_t/X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[C_t(U_t) + \frac{1}{\beta} * \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right\} \quad (3.4)$$

sujeto a

$$X_{t+1} = f_t(X_t, U_t, Y_t) \quad \text{ecuación de transición} \quad (3.5)$$

$$g_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0 \quad \text{restricciones en la variable estado} \quad (3.6)$$

$$h_t(U_t) \geq 0 \quad \text{restricciones en la variable decisión} \quad (3.7)$$

$$\forall t = T, T-1, \dots, 1; \quad \forall X_t$$

donde:

t índice de las etapas para un horizonte de planeamiento T,

X_t vector estado del sistema al inicio de la etapa t,

U_t vector de decisión durante la etapa t,

Y_t	vector de agentes externos no controlables durante la etapa t,
Y_t/X_t	distribución de probabilidad de las variables externas condicionados por el vector estado X_t ,
$E \{ \cdot \}$	valor esperado,
$\alpha_t(X_t)$	costo futuro esperado de operación desde la etapa t hasta el final del período de planificación bajo la política de operación óptima,
β	tasa de actualización de la función de costo futuro.

3.3.1 Variables de Estado

En el vector de estado del sistema (X_t) se deben incluir todas las variables que puedan afectar los resultados de la operación. En el caso de sistemas hidroeléctricos, las variables de estado corresponden al volumen de almacenamiento de los embalses, representado por el vector V_t .

$$X_t = [V_t] \quad (3.8)$$

3.3.2 Variables de Decisión

El vector de decisión (U_t) usualmente representa las variables sobre las cuales se toma el control del problema. En este caso corresponde a los volúmenes turbinados Q_t , y a los volúmenes vertidos o derramados S_t de los embalses.

$$U_t = [Q_t, S_t] \quad (3.9)$$

Los agentes externos no controlables (Y_t), pero que influyen en la toma de decisiones del problema, corresponden a la información sobre la tendencia hidrológica del sistema. En este caso, se representan por los volúmenes afluentes a los embalses en cada etapa, A_t .

$$Y_t = [A_t] \quad (3.10)$$

3.3.3 Restricciones

Asociados al problema de optimización existen un conjunto de restricciones lineales de igualdad y desigualdad que permitirán acotar el espacio de solución (poliedro convexo) del problema.

3.3.3.1 Ecuación de Transición

La ecuación de transición corresponde a la ecuación de continuidad hidráulica asociada a cada embalse del sistema.

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + A_{i,t} - (Q_{i,t} + S_{i,t}) + \sum_{k \in PHU_i} (Q_{k,t} + S_{k,t}) - PEF_i \quad (3.11)$$

$$\forall i \in PH$$

donde

i, k índices de las plantas hidráulicas,

PH conjunto de plantas hidráulicas del sistema hidráulico,

PHU_i conjunto de plantas hidráulicas inmediatamente aguas arriba de la planta i ,

PEF_i pérdidas por evaporación y filtración en la planta hidráulica i .

3.3.3.2 Restricciones en la Variable de Estado

Las restricciones en el vector de estado corresponden usualmente a los límites máximo y mínimo de los volúmenes de almacenamiento de los embalses.

$$V^{\min} \leq V_{t+1} \leq V^{\max} \quad (3.12)$$

3.3.3.3 Restricciones en la Variable de Decisión

Las restricciones en las variables de decisión del sistema generalmente corresponden a los límites máximo y mínimo de los volúmenes turbinados:

$$Q^{\min} \leq Q_t \leq Q^{\max} \quad (3.13)$$

y a las restricciones de cota sobre los volúmenes vertidos en los embalses:

$$S_t \geq 0 \quad (3.14)$$

3.3.4 Costo Inmediato de Operación

El costo inmediato de operación $C_t(U_t)$ asociado al vector decisión está compuesto por el costo de la generación térmica requerida para complementar la alimentación de la demanda más el costo de falla. La generación de falla (GF) puede representarse como una planta térmica con costo de operación muy alto.

$$C_t(U_t) = \min \left\{ \sum_{j \in PT} [CT_j(GT_{j,t}) + CF_j(GF_{j,t})] \right\} \quad (3.15)$$

sujeto a.

$$\sum_{i \in PH} GH_{i,t} + \sum_{j \in PT} [GT_{j,t} + GF_{j,t}] = D_t \quad (3.16)$$

$$GH_{i,t} = \rho_i * Q_{i,t} \quad (3.17)$$

$$GT_j^{\min} \leq GT_{j,t} \leq GT_j^{\max} \quad (3.18)$$

$$GF_{j,t} \geq 0 \quad (3.19)$$

donde:

ρ_i coeficiente de productividad de la planta hidráulica i. Se asume que no hay variación de cotas durante el período de análisis,

$Q_{i,t}$ caudal turbinado de la planta hidráulica i en la etapa t,

j índice de las plantas térmicas,

PT conjunto de plantas térmicas del sistema térmico,

$GT_{j,t}$ generación de la planta térmica j en la etapa t,

GT^{\min}	vector de límites mínimo de las generaciones térmicas,
GT^{\max}	vector de límites máximo de las generaciones térmicas,
$CT_j(\cdot)$	costo de generación de la planta térmica j,
$GF_{j,t}$	falla en la generación de la planta térmica j en la etapa t,
$CF_j(\cdot)$	costo de falla de planta térmica j,
D_t	demanda de energía del sistema en la etapa t. Este valor debe incluir el margen de reserva del sistema.

En estudios de planificación de mediano y largo plazo de los sistemas hidrotérmicos con alta proporción de generación hidráulica, interesa determinar fundamentalmente la proporción óptima de generación térmica, falla y generación hidráulica del sistema. Luego, a través de otras metodologías de optimización (preferentemente no lineales, e.g., métodos de Newton, métodos del gradiente, sección áurea, etc.) es posible desagregar la generación térmica en asignaciones individuales para cada una de las plantas térmicas [Espi83] [Ieee90]. Por lo tanto, el modelo planteado debe considerar el total de la potencia instalada del parque generador térmico.

Así, el modelo para determinar el costo inmediato de operación del sistema, asociado a cada etapa, se reduce a la siguiente expresión:

$$C_t(U_t) = \min\{CT_M(GT_{ST,t}) + CF_S(GF_{S,t})\} \quad (3.20)$$

sujeto a

$$\sum_{i \in PH} GH_{i,t} + GT_{ST,t} + GF_{S,t} = D_t \quad (3.21)$$

$$GH_{i,t} = \rho_i * Q_{i,t} \quad (3.22)$$

$$GT_{ST}^{\min} \leq GT_{ST,t} \leq GT_{ST}^{\max} \quad (3.23)$$

$$GF_{S,t} \geq 0 \quad (3.24)$$

donde:

$GT_{ST,t}$ generación térmica total en la etapa t,

GT_{ST}^{\max} vector de límites máximo de la generación térmica total,

GT_{ST}^{\min} vector de límites mínimo de la generación térmica total,

$CT_M(\cdot)$ costo total del sistema térmico,

$GF_{S,t}$ falla en la generación total térmica j en la etapa t,

$CF_S(\cdot)$ costo de falla del sistema.

3.4 El Problema de Dimensionalidad En Sistemas Multiembalse

La solución del modelo DHT presentado mediante el enfoque de PDE tradicional requiere usualmente discretizar el espacio de estado (X_t).

Supóngase que existen PH embalses, que el vector de estado X_t se compone de N volúmenes discretos en cada etapa ($V_{t,n}$; $n=1,2,\dots,N$) y que la tendencia hidrológica se representa por M afluencias ($A_{m,n}$; $n=1,2,\dots,N$; $m=1,2,\dots,M$); entonces, el número de estados discretos totales (NE) para resolver el problema estará dado por la siguiente ecuación:

$$NE = (M * N)^{PH} \quad (3.25)$$

En la ecuación anterior es fácil observar que el espacio de estado y consecuentemente el esfuerzo computacional se incrementan exponencialmente con el número de embalses del sistema, convirtiéndose el problema incontrolable aun con las mejores herramientas de hardware y software disponibles hoy en día. Esto es lo que comúnmente se conoce como "*la maldición de la dimensionalidad*" de la PD.

Por ejemplo, el modelo denominado Gestión Óptima del Laja (GOL) [Esp83], para resolver el problema DHT en el sistema interconectado chileno, utiliza 15 cotas para representar los estados discretos del embalse Laja y la tendencia hidrológica está

representada por una serie estadística de más de 40 hidrologías; por lo tanto, existen aproximadamente:

$$1 \text{ embalse} \quad \implies \quad (15 \cdot 40)^1 = 600 \text{ estados}$$

Si se considera un modelo con las mismas características de las variables de control, pero que involucre un mayor número de embalses se tendría la siguiente disposición:

$$2 \text{ embalses} \quad \implies \quad (15 \cdot 40)^2 = 360 \text{ mil estados}$$

$$3 \text{ embalses} \quad \implies \quad (15 \cdot 40)^3 = 216 \text{ millones de estados}$$

$$4 \text{ embalses} \quad \implies \quad (15 \cdot 40)^4 = 129,6 \text{ millones de estados}$$

$$5 \text{ embalses} \quad \implies \quad (15 \cdot 40)^5 = 77,76 \text{ billones de estados}$$

Debido a este efecto, es necesario desarrollar metodologías de optimización capaces de aproximar la solución al problema del DHT con un mínimo esfuerzo computacional. En este trabajo se presenta una moderna metodología de solución en base a la técnica de descomposición de Benders, con la cual no es necesario discretizar el espacio de estado, evitándose con ello el problema de dimensionalidad. la metodología se presenta y discute en el capítulo siguiente.

IV METODOLOGIA DE OPTIMIZACION PARA RESOLVER EL DESPACHO HIDROTERMICO

4.1 Introducción

En este capítulo se presenta el método denominado Programación Dinámica Dual Determinística (PDDD) como alternativa de solución al problema de operación de sistemas eléctricos hidrotérmicos [Pere85a] [Pere93] [Cama93].

Inicialmente se describe el desarrollo del problema en Programación Dinámica (PD) tradicional. Luego, se introduce la extensión del principio de descomposición lineal de Benders a la PD.

El método PDDD está basado en la aproximación de las funciones de costo futuro esperadas en cada etapa de la PD por medio de funciones lineales por partes. Estas funciones aproximadas son obtenidas de la solución del problema dual (multiplicadores Simplex del primal e hiperplanos de apoyo) en cada etapa y corresponden a los cortes de Benders en un esquema de descomposición secuencial multi-etapa. Como se comprobará posteriormente, con esta metodología no se requiere discretizar el espacio de estado, con ello se evitará el problema de dimensionalidad.

Así mismo, para resolver el problema de Programación Lineal (PL) en cada etapa se utiliza el método "*Simplex Revisado para Variables Acotadas*", con el cual es posible resolver el problema sin necesidad de incrementar el número de restricciones (dimensión de la matriz de coeficientes) debido a las variables acotadas superior y/o inferiormente.

Aspectos relativos a las metodologías mencionadas así como los algoritmos necesarios para su implementación y aplicación, son reportados en el presente capítulo.

4.2 Programación Dinámica Tradicional

La PD corresponde a un proceso de decisiones de T-etapas, el cual está dividido en un cierto número de pasos secuenciales. El problema multi-etapa del DHT puede ser representado en forma extendida por el siguiente problema de optimización lineal:

$$\min \quad (c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 + \dots + c_T x_T)$$

sujeto a

$$\begin{aligned}
 A_1 x_1 & \geq b_1 \\
 E_1 x_1 + A_2 x_2 & \geq b_2 \\
 E_2 x_2 + A_3 x_3 & \geq b_3 \\
 & \vdots \\
 E_{T-1} x_{T-1} + A_T x_T & \geq b_T
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

En esta ecuación, las variables x representan las decisiones acerca de la generación térmica, falla e hidráulica (volúmenes turbinados, volúmenes vertidos, volúmenes finales, nivel de generación, etc.) en cada etapa t . El costo asociado a estas variables está dado por $c_t x_t$ y las restricciones en la operación del sistema (restricciones hidráulicas, límites en los volúmenes de almacenamiento y volúmenes turbinados, etc.) en cada etapa son representadas por el conjunto de restricciones $A_t x_t \geq b_t$. La influencia en el instante de análisis de las decisiones adoptadas en la etapa previa, se representan por la expresión $E_{t-1} x_{t-1}$.

Si se quiere expresar el problema (4.1) en función del valor esperado, esta ecuación puede escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) \\
 \text{sujeto a} \quad & A_1 x_1 \geq b_1
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

donde $\alpha_1(x_1)$ representa las consecuencias futuras (en las etapas posteriores a la primera) de las decisiones adoptadas en la primera etapa. Luego, ésta función es calculada por medio de:

$$\begin{aligned}
 \alpha_1(x_1) = \min \quad & (c_2 x_2 + c_3 x_3 + c_4 x_4 + \dots + c_T x_T) \\
 \text{sujeto a} \quad & A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1 \\
 & E_2 x_2 + A_3 x_3 \geq b_3
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

$$\begin{aligned} & \vdots \text{###} \\ E_{T-1}x_{T-1} + A_T x_T & \geq b_T \end{aligned}$$

Si se repite el mismo proceso para el problema de la segunda etapa, se tendrá la siguiente ecuación lineal:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_2 x_2 + \alpha_2(x_2) \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1 \end{aligned} \tag{4.4}$$

donde $\alpha_2(x_2)$ representa las consecuencias futuras (en las etapas posteriores a la segunda) de las decisiones adoptadas en la segunda etapa. Luego, ésta función es calculada por medio de:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_2) = \min \quad & (c_3 x_3 + c_4 x_4 + c_5 x_5 + \dots + c_T x_T) \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & A_3 x_3 \geq b_3 - E_2 x_2 \tag{4.5} \\ & E_3 x_3 + A_4 x_4 \geq b_4 \\ & \vdots \text{###} \\ & E_{T-1} x_{T-1} + A_T x_T \geq b_T \end{aligned}$$

Si se repite éste mismo procedimiento durante las etapas siguientes. Para la etapa T-1, se tendrá la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_{T-1} x_{T-1} + \alpha_{T-1}(x_{T-1}) \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & A_{T-1} x_{T-1} \geq b_{T-1} - E_{T-2} x_{T-2} \end{aligned} \tag{4.6}$$

donde $\alpha_{T-1}(x_{T-1})$ representa las consecuencias futuras (en las etapa T) de las decisiones adoptadas en la etapa T-1. Luego, ésta función es calculada por medio de:

$$\begin{aligned} \alpha_{T-1}(x_{T-1}) = \min \quad & c_T x_T \\ \text{sujeto a} \quad & \end{aligned} \tag{4.7}$$

$$A_T x_T \geq b_T - E_{T-1} x_{T-1}$$

Es lógico que en la etapa T el costo futuro $\alpha_{T+1}(x_T)$ es cero, ya que corresponde a las consecuencias futuras de dicha etapa. La cual no existe.

En resumen, el problema lineal 4.1 puede ser escrito en función de los costos futuro de cada etapa:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) \\ \text{sujeto a} \quad & A_1 x_1 \geq b_1 \end{aligned} \tag{4.8}$$

donde:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min \quad & c_2 x_2 + \alpha_2(x_2) \\ \text{sujeto a} \quad & A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1 \end{aligned} \tag{4.9}$$

donde:

$$\begin{aligned} \alpha_2(x_2) = \min \quad & c_3 x_3 + \alpha_3(x_3) \\ \text{sujeto a} \quad & A_3 x_3 \geq b_3 - E_2 x_2 \end{aligned} \tag{4.10}$$

y así sucesivamente:

$$\begin{aligned} \alpha_{T-2}(x_{T-2}) = \min \quad & c_{T-1} x_{T-1} + \alpha_{T-1}(x_{T-1}) \\ \text{sujeto a} \quad & A_{T-1} x_{T-1} \geq b_{T-1} - E_{T-2} x_{T-2} \end{aligned} \tag{4.11}$$

donde:

$$\alpha_{T-1}(x_{T-1}) = \min \quad c_T x_T$$

sujeto a

$$A_T x_T \geq b_T - E_{T-1} x_{T-1} \quad (4.12)$$

Para resolver este problema así planteado, se requiere discretizar el vector X_t en N valores discretos ($X_{t1}, X_{t2}, \dots, X_{tN}$). Si se calculan los costos futuro para cada uno de estos valores discretos $\{\alpha_{t1}(x_{t1}), \alpha_{t2}(x_{t2}), \dots, \alpha_{tN}(x_{tN})\}$, se obtiene una función como la que se muestra en la figura 4.1 [Pere89].

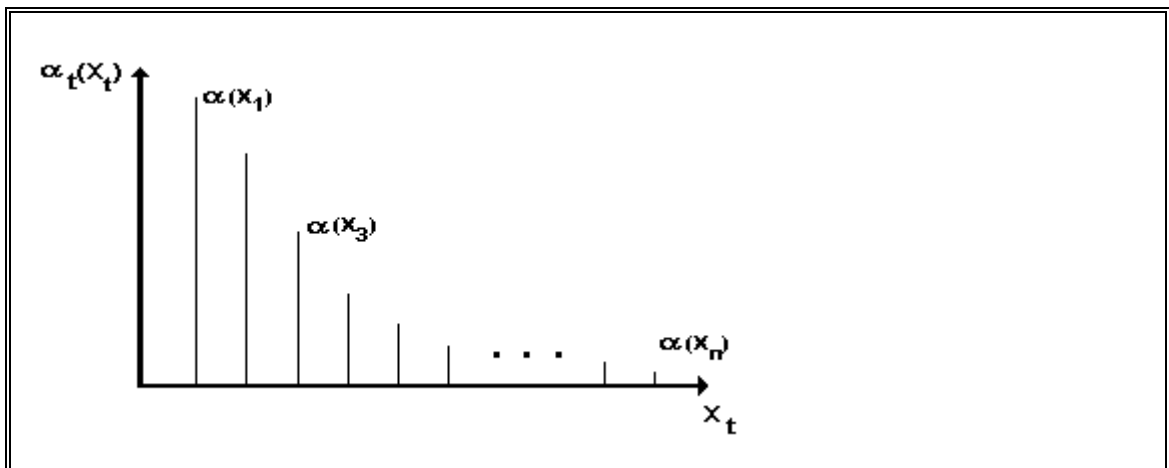


Figura 4.1: Construcción de la función de costo futuro de cualquier etapa t discretizando la variable estado

Finalmente la función de costo futuro α resultante, para el caso de una sola variable, tiene típicamente la forma de un poliedro convexo; tal como se muestra en la figura 4.2. Por lo tanto, es fácil observar que dicha función de costo puede ser construida por tramos, en un enfoque iterativo de las soluciones del problema lineal en cada etapa.

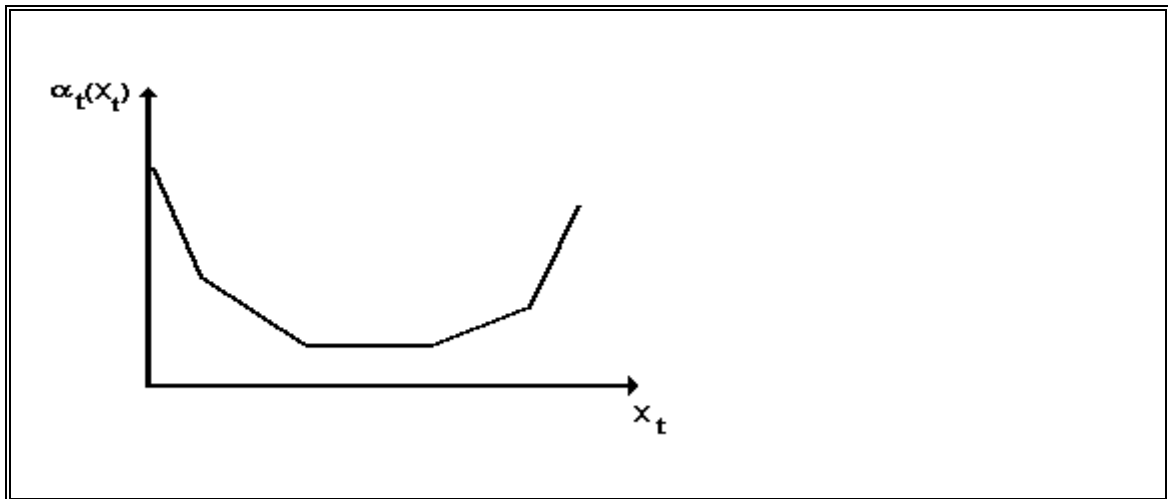


Figura 4.2: Ejemplo de la forma de la función de costo futuro para el caso de una variable de estado

4.3 Programación Dinámica Dual Determinística

Debido al problema de explosión combinatorial en la variable de estado, es factible construir una aproximación de la función de costo futuro $\alpha_t(x_{tn})$ mostrada en la figura 4.2; utilizando las soluciones duales del problema de optimización en cada etapa.

La Programación Dinámica Dual Determinística (PDDD) se basa en la extensión a la PD del principio de "*descomposición de Benders*". PDDD es una técnica muy eficiente para manejar procesos de decisiones secuenciales y permite construir el poliedro regular de la función de costo futuro con cualquier precisión requerida. La metodología propuesta en este trabajo tiene una idea similar a la aproximación de la función de costo futuro por medio de una función analítica en vez de un conjunto de valores discretos. Por ejemplo, se podría calcular los valores de costo futuro para una muestra del conjunto de valores discretos y luego se podría ajustar una polinomial (e.g., una función cuadrática o cúbica de x) con estos valores. En el caso de PDDD, estas funciones son calculadas iterativamente de la solución del problema dual en cada etapa.

4.3.1 Principio de Descomposición de Benders (DB)

Por simplicidad en la notación y sin comprometer la validez de la metodología, se presentará el principio de Descomposición de Benders (DB) [Bend62] [Lasd70] [Pint93] para un proceso de decisiones de dos-etapas. En la sección siguiente, se formulará para un proceso general de T-etapas.

Considérese el siguiente problema en PL:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c_1 x_1 + c_2 x_2 \\
 \text{sujeto a} \quad & \\
 & A_1 x_1 \geq b_1 \\
 & E_1 x_1 + A_2 x_2 \geq b_2
 \end{aligned} \tag{4.13}$$

El problema 4.13 puede ser descompuesto en dos etapas:

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c_1 x_1 \\
 \text{sujeto a} \quad & \\
 & A_1 x_1 \geq b_1
 \end{aligned} \tag{4.14}$$

En esta primera etapa, con la asistencia de un código computacional de PL, se determinan las variables x_1^* que corresponden a las variables de operación del sistema para dicha etapa. Con esta solución factible es posible encontrar la solución óptima del problema de la segunda etapa (x_2^*).

$$\begin{aligned}
 \min \quad & c_2 x_2 \\
 \text{sujeto a} \quad & \\
 & A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1^*
 \end{aligned} \tag{4.15}$$

nótese que x_1^* , en el problema de la segunda etapa, ya es un valor conocido, por lo que se encuentra en el lado derecho de las restricciones. Es importante observar también que siempre existe una solución para el problema 4.15, una vez que las variables operativas de la primera etapa son determinadas. El objetivo es minimizar la suma de las funciones de costo de la primera y segunda etapa. La figura 4.3 ilustra el proceso de decisión.

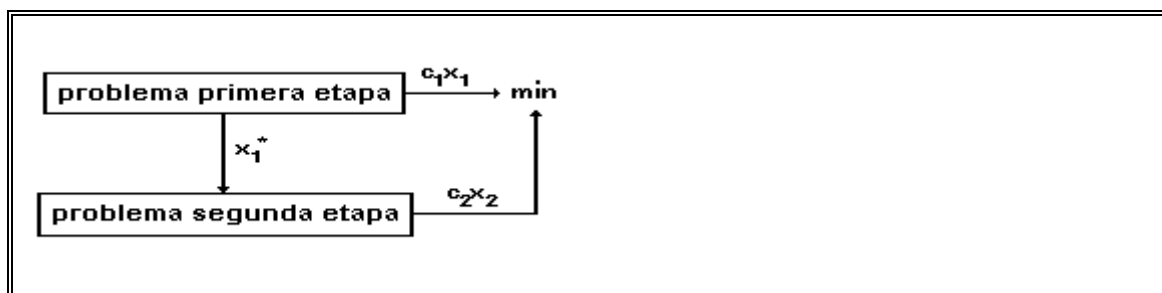


Figura 4.3: Proceso de decisión de dos-etapas.

Utilizando el concepto de PD, el problema de la primera etapa se define como:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1 x_1 + \alpha_1(x_1) \\ \text{sujeto a} \quad & A_1 x_1 \geq b_1 \end{aligned} \tag{4.16}$$

donde:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min \quad & c_2 x_2 \\ \text{sujeto a} \quad & A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_1 \end{aligned} \tag{4.17}$$

La función de costo futuro (4.17) "traduce" los costos de la segunda etapa como una función de las decisiones x_1 de la primera etapa. Entonces, si se conoce esta función de costo futuro (4.17), el problema de dos etapas (4.13) puede ser resuelto como un problema de una sola etapa (4.16).

En la sección anterior se mostró que la función de costo futuro, puede ser representada exactamente como una *función lineal por partes* (figura 4.2). Entonces, el principio DB utiliza una relajación de esta función por partes como aproximación para construir iterativamente la función de costo futuro.

La estructura de la función de costo futuro puede ser caracterizada a través del dual del problema de la segunda etapa.

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \max \quad & \pi(b_2 - E_1 x_1) \\ \text{sujeto a} \quad & \end{aligned} \tag{4.18}$$

$$\pi A_2 \leq c_2$$

donde π es el vector fila de variables duales. Por teoría de PL se sabe que las soluciones óptimas del primal (4.17) y del dual (4.18) son iguales. Entonces se tendrá:

$$c_2 x_2^* = \pi^* (b_2 - E_1 x_1^*) \quad (4.19)$$

Como el problema dual 4.18 es un problema de PL, una de sus soluciones óptimas se encuentra en un vértice de la región factible dual, definida por el conjunto de restricciones:

$$\pi A_2 \leq c_2 \quad (4.20)$$

entonces, el problema dual podría, en principio, ser resuelto por *simple enumeración* de todos los vértices que delimitan la región factible 4.20:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \max \quad & \pi^v (b_2 - E_1 x_1) \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & \pi^v \in \Pi \end{aligned} \quad (4.21)$$

donde Π es el conjunto de los vértices V que delimitan la región factible 4.20:

$$\Pi = \{\pi^1, \pi^2, \pi^3, \dots, \pi^v\} \quad (4.22)$$

El problema dual 4.21 puede ser equivalentemente escrito por medio de un problema de minimización en PL:

$$\begin{aligned} \alpha_1(x_1) = \min \quad & \alpha \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & \alpha \geq \pi^v (b_2 - E_1 x_1) \\ & \pi^v \in \Pi \end{aligned} \quad (4.23)$$

donde α es una variable escalar. Este problema (4.23) interpreta geoméricamente que la función de costo futuro $\alpha_1(x_1)$ es una función lineal por partes, tal como se mostró en la figura 4.2. Los componentes de esta función son los "*hiperplanos de apoyo*"

definidos por cada una de las restricciones anteriores (en el anexo A se definen los hiperplanos de apoyo). Esto implica que la función de costo futuro puede ser caracterizada sin necesidad de discretizar la variable de estado (x_1), siendo suficiente conocer únicamente los coeficientes π^v (o vértices duales) de los hiperplanos de apoyo. Esto se puede apreciar en la figura 4.4.

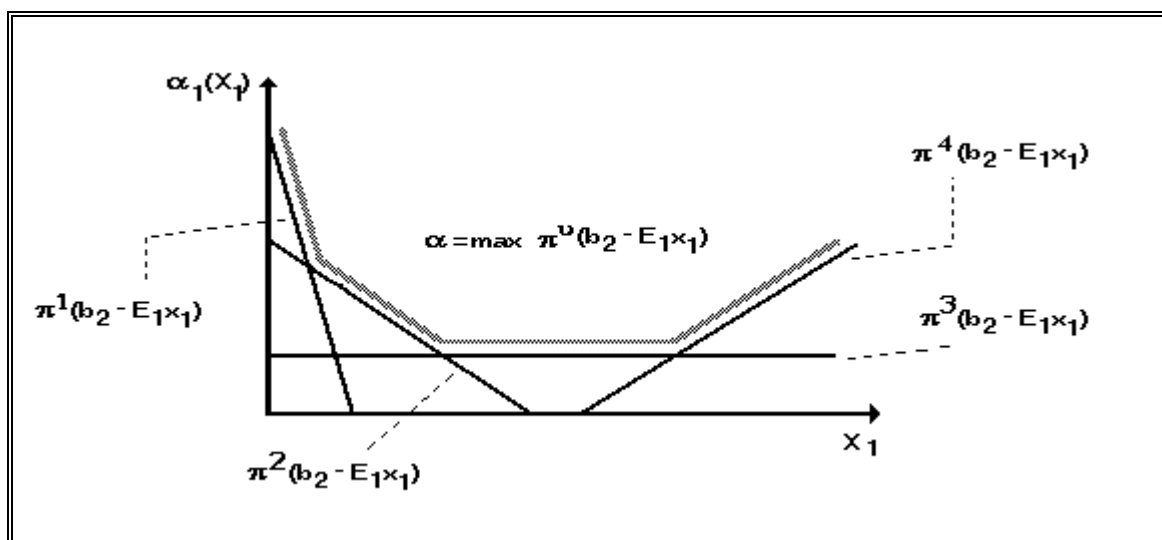


Figura 4.4: Construcción geométrica de la función costo futuro de la etapa 1 por medio de hiperplanos de apoyo.

Es obvio observar, que la enumeración exhaustiva de todos los vértices duales (vector Π) es una tarea extremadamente tediosa y difícil (algunas veces imposible con las herramientas computacionales disponibles). En el anexo B, se describe un procedimiento para la obtención de los vértices duales utilizando diferentes función objetivo. Con el principio DB, solo es necesario generar algunos vértices, sin necesidad de realizar una enumeración completa.

4.3.1.1 Algoritmo para Generar Vértices Duales Utilizando DB

En esta sección se presenta una descripción de la aplicación del algoritmo DB a problemas lineales. El enfoque básico consiste en calcular un *subconjunto* de los vértices

duales a través de los multiplicadores Simplex del problema primal de la segunda etapa y luego construir una aproximación a la función de costo futuro a través de los *cortes de Benders* (hiperplanos de apoyo). Este subconjunto de vértices son obtenidos iterativamente hasta lograr una convergencia, al final de la cual se contará con una muy buena aproximación de la función de costo futuro. Este procedimiento se basa en el siguiente análisis: considérese el problema primal de la segunda etapa (4.15), reproducido aquí por conveniencia de notación:

$$\begin{aligned} \hat{\alpha}_1(x_{1i}^*) = \min \quad & c_2 x_2 \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & A_2 x_2 \geq b_2 - E_1 x_{1i}^* \quad \text{var } \pi^i \end{aligned} \quad (4.24)$$

donde x_{1i}^* es un valor factible óptimo de x_1 para la i -ésima iteración, $\hat{\alpha}_1(x_{1i}^*)$ es la primera aproximación a la función de costo futuro y π^i es el vector de multiplicadores Simplex asociados a las restricciones del problema 4.24. Se sabe por teoría de PL que este vector es uno de los vértices del conjunto solución Π (mostrado en la ec. 4.22). Este vector puede utilizarse para construir uno de los cortes de Benders de la función de costo futuro $\hat{\alpha}_1(x_1)$.

Al cabo de un determinado número de iteraciones n se contará con igual número de cortes de Benders, los cuales fueron agregados uno a uno al problema original. Se puede construir entonces una aproximación de la función de costo futuro con el dual del problema 4.24, expresado en forma de minimización tal como se realizó en el problema 4.23:

$$\begin{aligned} \hat{\alpha}_1(x_1) = \min \quad & \alpha \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & \alpha \geq \pi^i (b_2 - E_1 x_1) \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.25)$$

Esta función aproximada de la función de costo futuro, puede ser utilizada para resolver el problema de la primera etapa, tal como se hizo previamente en la formulación PD.

$$\min \quad c_1 x_1 + \hat{\alpha}_1(x_1)$$

$$\text{sujeto a} \quad A_1 x_1 \geq b_1 \quad (4.26)$$

sustituyendo la ecuación 4.25 en 4.26, se obtiene:

$$\begin{aligned} \min \quad & c_1 x_1 + \alpha \\ \text{sujeto a} \quad & A_1 x_1 \geq b_1 \\ & \alpha - \pi^i (b_2 - E_1 x_1) \geq 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.27)$$

Como se está trabajando con la aproximación de la función de costo futuro, es decir, con $\hat{\alpha}_1(x_1)$; el resultado del problema PL 4.27, constituirá un *límite inferior* z^{\min} de la función de costo óptima del problema de dos etapas. En otras palabras,

$$z^{\min} = c_1 x_1^* + \hat{\alpha}^* \quad (4.28)$$

donde x_1^* y $\hat{\alpha}^*$ son las soluciones óptimas de la aproximación del problema 4.27. De igual forma se puede definir un *límite superior* z^{\max} por medio de la solución del problema de la segunda etapa con la decisión x_1^* adoptada.

$$z^{\max} = c_1 x_1^* + c_2 x_2^* \quad (4.29)$$

La diferencia de estos límites puede ser utilizada como *test de convergencia* y además nos permitirá verificar la exactitud de la aproximación de la función de costo futuro. Cuando se determina z^{\min} se estima la función de costo futuro y con z^{\max} se determina el valor real de esta función. Entonces, es lógico que cuando estos límites sean aproximadamente iguales, se habrá encontrado la solución óptima del problema de dos etapas, en caso contrario se tendrá que determinar un nuevo corte de Benders para aproximar nuevamente la función de costo futuro. Entonces, el test de convergencia comparará el error (diferencia) entre ambos límites con una tolerancia especificada previamente.

$$(z^{\max} - z^{\min}) \leq \varepsilon \quad (4.30)$$

Utilizando el procedimiento descrito se puede delinear el algoritmo DB para un problema secuencial de dos etapas [Pint93], ilustrado en la figura 4.5.

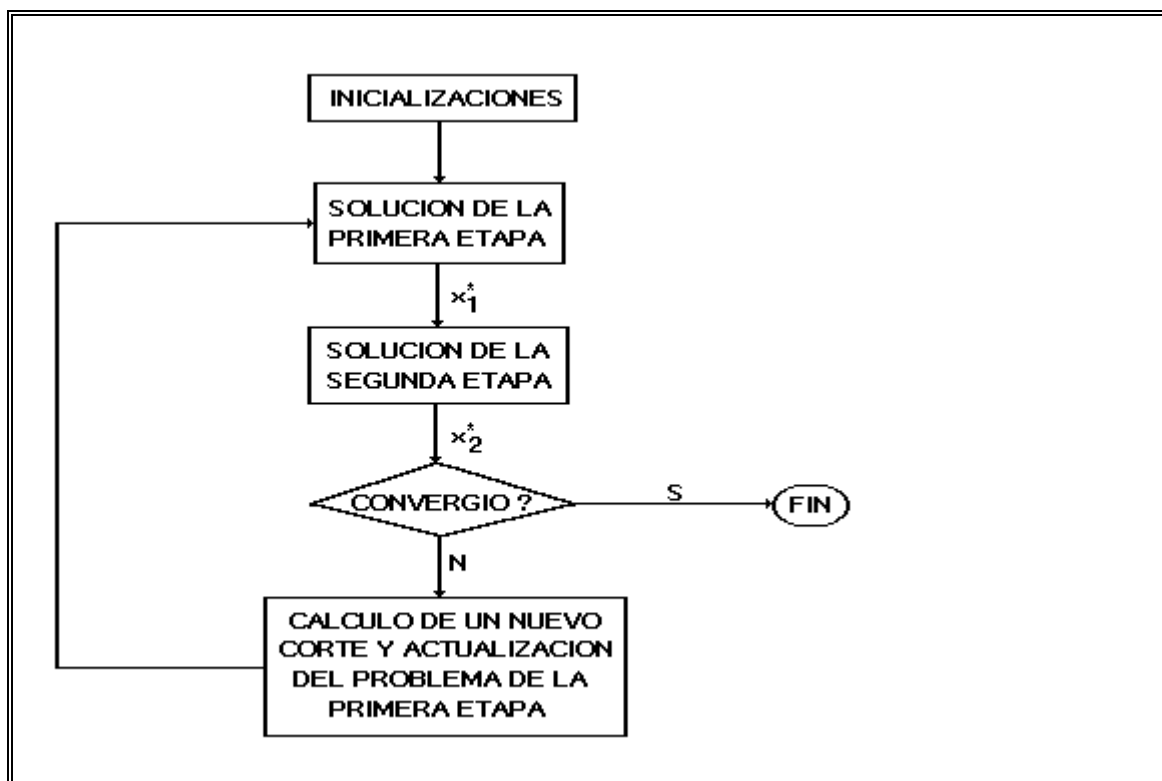


Figura 4.5: Algoritmo DB para un problema secuencial de dos etapas.

Este algoritmo puede ser resumido en los siguientes pasos:

1) Inicialización: contador de iteraciones $it=1$; definir tolerancia ϵ ; poner $z^{\max}=\infty$; número de vértices $n=0$ y aproximación de la función de costo futuro $\alpha^{\wedge}=0$.

2) Resolver el problema de la primera etapa:

$$\min \quad c_1 x_1 + \alpha$$

sujeto a

$$A_1 x_1 \geq b_1$$

$$\alpha - \pi^i (b_2 - E_1 x_1) \geq 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n$$

(4.31)

3) Calcular el límite inferior z^{\min} con la expresión 4.28 y utilizando la solución óptima del problema anterior (x_1^*, α^*) .

4) Resolver el problema de la segunda etapa (se obtiene también el vector de variables duales π , asociado a este problema):

$$\begin{aligned} \min \quad & c_2 x_2 \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & A_2 x_2 \geq (b_2 - E_1 x_1^*) \quad \text{var } \pi \end{aligned} \tag{4.32}$$

5) Calcular el límite superior z^{\max} con la expresión 4.29 y utilizando la solución óptima del problema anterior (x_1^*, x_2^*) .

6) Test de convergencia: utilizando la expresión 4.30 se analiza si la solución actual se encuentra dentro de la tolerancia especificada inicialmente. Si tal hipótesis es correcta, el proceso se detiene y la solución corriente es la óptima. Caso contrario continuar con el siguiente paso.

7) Con el vector de multiplicadores Simplex, obtenido en el paso 4, se construye el nuevo corte de Benders (4.33), el cual será añadido al conjunto de restricciones del problema de la primera etapa,

$$\alpha - \pi(b_2 - E_1 x_1) \geq 0 \tag{4.33}$$

incrementar el número de cortes de Benders: $n=n+1$; e iteraciones $it=it+1$. Volver al paso 2.

4.3.2 Extensión del Principio DB a un Problema Multi-etapa

La extensión del algoritmo DB a un problema de optimización lineal multi-etapa [Pere93] [Cama93] puede ser generalizado del siguiente modo:

Considérese que el problema primal y el dual en cualquier etapa t de la función de costo futuro $\alpha_t(x_t)$ se expresan a través de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Primal} & \min \quad c_{t+1}x_{t+1} \\
 & \text{sujeto a} \\
 & A_{t+1}x_{t+1} \geq (b_{t+1} - E_t x_t)
 \end{array} \tag{4.34}$$

$$\begin{array}{ll}
 \text{Dual} & \max \quad \pi(b_{t+1} - E_t x_t) \\
 & \text{sujeto a} \\
 & \pi(A_{t+1}) \leq c_{t+1}
 \end{array} \tag{4.35}$$

Al igual que el caso de dos etapas; se puede apreciar que en el problema dual, la variable de decisión x , asociada a la etapa t , está en la función objetivo; entonces, es posible caracterizar la solución del problema a través del conjunto de restricciones definido por: $\pi(A_{t+1}) \leq c_{t+1}$, sin necesidad de conocer la solución de dicho vector x . Para lograr esto se utiliza el algoritmo DB de modo de generar solamente los cortes de Benders necesarios para aproximar la función de costo futuro. Idénticamente al caso anterior (ec. 4.21 para el problema de dos-etapas), el problema dual 4.35 puede ser resuelto por simple enumeración de los hiperplanos de apoyo que delimitan el espacio factible del poliedro convexo en el cual se encuentra la solución óptima del problema.

$$\alpha_t(x_t) = \max \{ \pi^v(b_{t+1} - E_t x_t) \} \quad \forall v = 1, 2, \dots, V \tag{4.36}$$

Expresándolo como un problema de minimización en PL, se tiene:

$$\begin{array}{ll}
 \alpha_t(x_t) = \min & \alpha \\
 & \text{sujeto a} \\
 & \alpha \geq \pi^1(b_{t+1} - E_t x_t) \\
 & \alpha \geq \pi^2(b_{t+1} - E_t x_t) \\
 & \vdots \\
 & \alpha \geq \pi^V(b_{t+1} - E_t x_t)
 \end{array} \tag{4.37}$$

En este nuevo problema, cada una de las restricciones corresponde a un corte de Benders del poliedro convexo definido por el conjunto de restricciones del problema dual en la

etapa t (ec. 4.35); el cual será generado iterativamente por medio de los multiplicadores Simplex o variables duales ($\pi_{###}$), obtenidos en la solución del problema primal (ec. 4.34). En vista del problema de dimensionalidad, solamente se generarán n vértices duales de un total de V vértices, cantidad suficiente para obtener una buena aproximación de la función de costo futuro.

El esquema de solución consiste en dos procedimientos: forward y Backward; los cuales permitirán recorrer todas las etapas del problema dinámico a fin de obtener los multiplicadores Simplex asociados a cada etapa y construir la función de costo futuro aproximada en cada una de dichas etapas.

4.3.2.1 Algoritmo PDDD para Resolver un Problema Lineal Multi-etapa Utilizando DB

En esta sección se describen los procedimientos forward y Backward de la PD, así mismo, se presenta el algoritmo utilizando PDDD. Este algoritmo permitirá resolver un problema multi-etapa (ecs. 4.8 al 4.12), como el caso del problema de la operación en sistemas hidrotérmicos; y consiste en calcular el costo actual y futuro en cada etapa del horizonte de planificación (T-etapas).

El costo actual es determinado en forma exacta, mientras que el costo futuro asociado a cada etapa es construido en forma aproximada a través de la generación de los cortes de Benders de cada problema lineal. Para resolver todas las etapas en un solo proceso iterativo, se utilizan dos simulaciones: forward y Backward.

Con la simulación forward, se determinan los valores óptimos de las variables y de las funciones de costo de cada etapa en cada iteración.; a través de un programa lineal (Simplex revisado para variables acotadas).

La simulación Backward sirve para obtener las variables duales asociadas a cada problema primal (en cada etapa) y con ellas generar los hiperplanos de apoyo para construir las funciones de costo futuro aproximadas.

El algoritmo implementado consiste de los siguientes pasos:

1) Inicialización:

contador de iteraciones, $it=1$;

número de vértices del poliedro convexo aproximado que define el espacio factible de solución de cada problema lineal, $n=0$;

especificar una determinada tolerancia para la convergencia, ###;

hacer $z^{\max}=\infty$ ###;

aproximación inicial de las funciones de costo futuro asociadas a cada etapa t , $\alpha^{\wedge}_t(x_t)=0, \forall t=1,2,\dots,T$. Es decir, inicialmente no existe información disponible sobre el conjunto de vértices duales (Π) asociados a cada etapa.

2) Resolver el problema aproximado de la primera etapa:

$$\begin{aligned} \min \quad & \omega_1 + \alpha_1^{\wedge} \\ \text{sujeto a} \quad & A_1 x_1 \geq b_1 \\ & \alpha_1^{\wedge} - \pi_2^i (b_2 - E_1 x_1) \geq 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \tag{4.38}$$

donde ω_1 es el costo actual o instantáneo de la primera etapa y es equivalente a:

$$\omega_1 = c_1 x_1 \tag{4.39}$$

3) Calcular el límite inferior z^{\min} utilizando la solución óptima del problema anterior: $(x_1^*, \omega_1^*, \alpha_1^{\wedge*})$.

$$z^{\min} = \omega_1^* + \alpha_1^{\wedge*} \tag{4.40}$$

4) Simulación Forward:

Repetir para $t=2,3,\dots,T$

Adoptadas las decisiones óptimas en la etapa anterior (x_{t-1}^*), resolver el problema aproximado de la etapa t:

$$\begin{aligned} \hat{\alpha}_{t-1}^*(x_{t-1}) = \min \quad & c_t x_t + \hat{\alpha}_t \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & A_t x_t \geq (b_t - E_{t-1} x_{t-1}^*) \\ & \hat{\alpha}_t - \pi_{t+1}^i (b_{t+1} - E_t x_t) \geq 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.41)$$

el primer conjunto de restricciones corresponden a la etapa t y el segundo conjunto representan una aproximación de la función de costo futuro en cada etapa t. Cuando $t=T$, la función de costo futuro siempre será igual a cero. El problema anterior puede ser equivalentemente expresado en función del costo instantáneo (ω_{t+1}) y del costo total óptimo (ϕ_{t+1}^*) asociado a la etapa t+1:

$$\begin{aligned} \hat{\alpha}_{t-1}^*(x_{t-1}) = \min \quad & \omega_t + \hat{\alpha}_t \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & A_t x_t \geq (b_t - E_{t-1} x_{t-1}^*) \\ & \hat{\alpha}_t - \phi_{t+1}^i - \pi_{t+1}^i E_t (x_t^* - x_t) \geq 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.42)$$

donde:

$$\phi_{t+1}^* = \omega_{t+1}^* + \hat{\alpha}_{t+1}^* \quad (4.43)$$

5) Calcular el límite superior z^{\max} utilizando para ello la solución óptima en cada etapa (x_t^*, α_{t+1}^*), obtenidos en el paso anterior.

$$z^{\max} = \min \left\{ z^{\max}, \sum_{t=1}^T \omega_t^* \right\} \quad (4.44)$$

6) Test de convergencia: utilizando la expresión 4.30 se analiza si la solución actual se encuentra dentro de la tolerancia especificada inicialmente. Si tal hipótesis es correcta, el

proceso se detiene y la solución corriente es la óptima. Caso contrario continuar con el siguiente paso.

7) Incrementar el número de cortes de Benders $n=n+1$; y el número de iteraciones $IT=IT+1$;

8) Simulación Backward:

Repetir para $t=T, T-1, \dots, 2$

Resolver el problema aproximado de la etapa t :

$$\begin{aligned} \min \quad & c_t x_t + \hat{\alpha}_t \\ \text{sujeto a} \quad & A_t x_t \geq (b_t - E_{t-1} x_{t-1}^*) \\ & \hat{\alpha}_t - \pi_{t+1}^i (b_{t+1} - E_t x_t) \geq 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.45)$$

donde π_{t+1}^i es el vector de multiplicadores Simplex asociado al conjunto de restricciones del problema 4.45 en la solución óptima. Estos multiplicadores miden la variación del costo de operación desde la etapa t hasta el periodo de planeamiento T , debido a variaciones marginales en los niveles de almacenamiento de los embalses al inicio de la etapa t (o al final de la etapa $t-1$), representados por x_{t-1}^* . Estas variables duales son utilizadas para formar los nuevos cortes de Benders, los cuales serán adicionados al siguiente problema de optimización. Es decir, con la información del óptimo en la etapa t , se construyen los hiperplanos de apoyo (en este caso restricciones adicionales) para aproximar la función de costo futuro en la etapa $t-1$.

El problema anterior puede ser equivalentemente expresado en función de ω_t y $\hat{\alpha}_t$:

$$\begin{aligned} \min \quad & \omega_t + \hat{\alpha}_t \\ \text{sujeto a} \quad & A_t x_t \geq (b_t - E_{t-1} x_{t-1}^*) \\ & \hat{\alpha}_t - \phi_{t+1}^i - \pi_{t+1}^i E_t (x_t^* - x_t) \geq 0 \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.46)$$

9) Volver al paso 2.

En la figura 4.6 se muestra gráficamente el principio de optimización de los procedimientos forward y Backward.

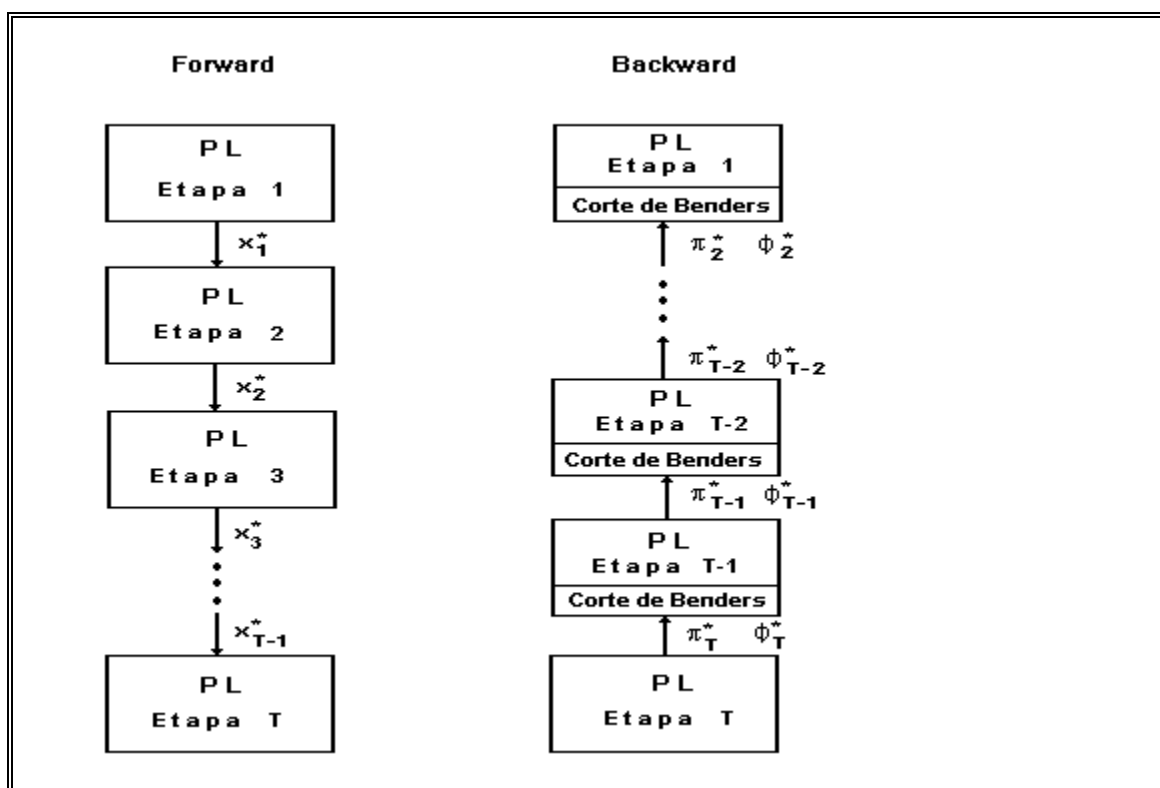


Figura 4.6: Simulación Forward y recursión Backward.

Se puede probar que el algoritmo anterior converge en un número finito de iteraciones, cuando todos los vértices necesarios para la construcción de la región deseada fueron obtenidos.

El grado de precisión de la aproximación está disponible a través del test de convergencia, definidos por los límites inferior y superior. El comportamiento de estos límites en problemas de gran escala es similar al mostrado en la figura 4.7

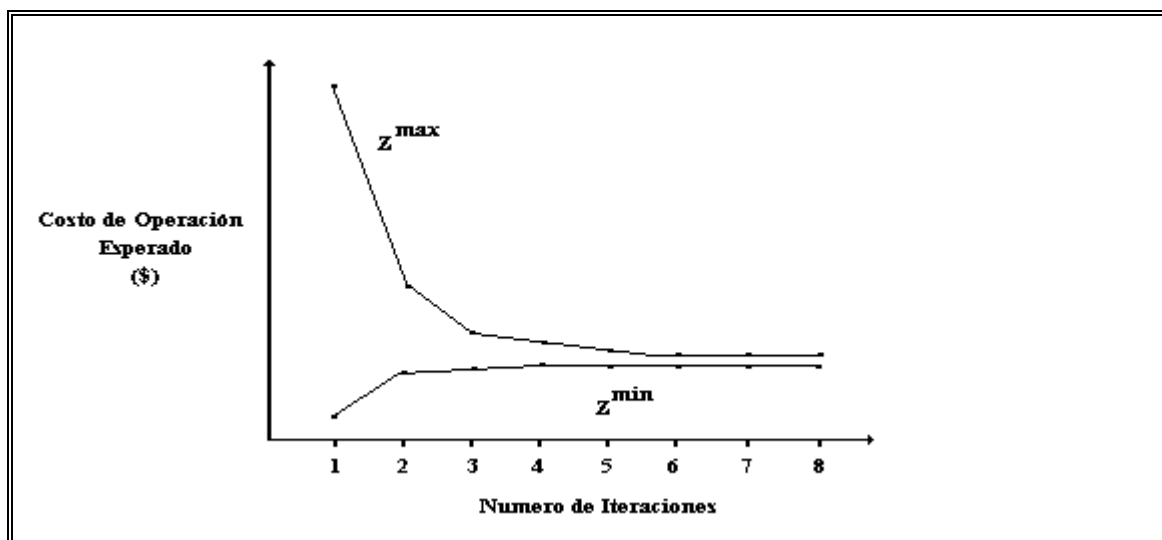


Figura 4.7: Convergencia del método propuesto.

4.4 Solución del Problema en Cada Etapa

Como se observó en la sección anterior, el algoritmo PDDD descompone un problema lineal determinístico de T-etapas en una secuencia de sub-problemas lineales. La solución de cada uno de estos sub-problemas frecuentemente ha sido resuelto con la asistencia de códigos computacionales que utilizan por lo general el método *Simplex revisado* [Dant73] [Lasd70], que consiste en un algoritmo para la búsqueda de vértices de la región factible en la dirección de decrecimiento hasta la obtención del vértice óptimo. Uno de los grandes inconvenientes de esta metodología se presenta en el tratamiento de las variables acotadas superior e inferiormente, ya que estas son consideradas como restricciones, permitiendo que la matriz de coeficientes (A) se incremente con las variables de holgura y exceso.

En esta tesis, se implementará un método más eficiente que el anterior, que permitirá una convergencia mucho más rápida. El método denominado *Simplex Revisado para Variables Acotadas* [Baza90] [Cont93a], es útil para manejar problemas lineales estructurados como el caso de la operación hidrotérmica de sistemas eléctricos de potencia.

Además, en vista que el método PDDD resuelve una secuencia de problemas lineales en cada iteración, y siendo cada uno de estos problemas modificado por la adición de una nueva restricción (corte de Benders); se ha implementado un método primal para la actualización de una solución básica factible inicial [Cont93b], la cual es reportada en el anexo C. Con este método se aprovecha la base factible inicial de la iteración anterior, sin necesidad de realizar completamente la fase I del Simplex revisado.

4.4.1 El Método Simplex Revisado para Variables Acotadas

Considérese el siguiente problema lineal estructurado con restricciones de cotas con " n " variables y " m " restricciones:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & Ax = b \\ & l \leq x \leq u \\ & x \in R^n \end{aligned} \tag{4.47}$$

donde: c , x , l y u son vectores de dimensión- n , b es un vector de dimensión- m y la matriz de coeficientes A es de orden $m \times n$.

Para resolver este problema con un paquete PL tradicional, es necesario reformularlo en el formato estándar clásico. Para esto se agregan n variables de holgura y n variables de exceso:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{sujeto a} \quad & \\ & Ax = b \\ & x + y = u \\ & x - z = l \\ & x, y, z \geq 0 \end{aligned} \tag{4.48}$$

existirán entonces $m+2n$ restricciones de igualdad y el número de variables se incrementará de n a $3n$, por lo tanto, el número de vértices de la región factible también se incrementará, por lo que el proceso de optimización para la búsqueda de la solución óptima demorará más de lo previsto.

El método *Simplex revisado para variables acotadas* es una metodología eficaz que permite resolver el problema anterior trabajando con una matriz de base ($m \times m$), por lo que se le conoce como un método de *base compacta*; es decir, sin necesidad de adicionar variables de holgura y exceso para las variables acotadas superior e inferior respectivamente.

Este método maneja las restricciones del tipo $l \leq x \leq u$ implícitamente en una forma similar a aquel usado por el método Simplex para manejar las restricciones del tipo $x \geq 0$.

Se define como solución básica factible aquella solución (x_B, x_D) asociada a la matriz de base B , si y solo si, todas las variables básicas (m) se encuentran dentro del rango permitido por sus cotas, ósea: $l \leq x_B \leq u$; y todas las variables no básicas ($n-m$) iguales a su cota inferior o superior, ósea: $x_i = l_i$ ó $x_i = u_i \quad \forall i \in D$.

El procedimiento de solución es similar al método Simplex Revisado tradicional, salvo algunas consideraciones adicionales que se describen a continuación:

- a) Son candidatos a entrar a la base las variables no básicas "*pegadas*" a su cota inferior con costo reducido negativo o las variables no básicas "*pegadas*" a su cota superior con costo reducido positivo.
- b) En el caso que se presente cualquiera de las alternativas anteriores, se debe determinar la variable básica que debe salir de la base, así mismo, se determina el nuevo valor de la variable entrante mediante un análisis exhaustivo de todas las alternativas factibles.

c) La actualización del lado derecho del tableau y del nuevo valor de la función objetivo dependerá también del caso en que se encuentre (i.e., cualquiera de las alternativas del ítem 1).

En general, el procedimiento de búsqueda de los vértices del poliedro convexo será mucho más complicado que el del caso del Simplex tradicional, sin embargo, computacionalmente será mucho más viable y rápido en cuanto al número de iteraciones y de menor capacidad en cuanto a memoria útil.

Detalles de ésta metodología, así como del algoritmo implementado del método Simplex revisado para variables acotadas puede encontrarse en la referencia [Baza90]

4.4.2 Consideraciones Especiales para un Programa Lineal Robusto

El método descrito anteriormente, en ausencia de degeneramiento, garantiza una convergencia finita; en cualquier iteración, el procedimiento se moverá desde una solución básica factible hasta una solución básica factible mejorada, o en todo caso declarará un mensaje de "no acotamiento". Sin embargo, en presencia de una solución básica factible degenerada, ósea, cuando una, o más variables básicas, este "*pegada*" a una de sus cotas, puede ocurrir que la matriz base de trabajo cambie, manteniéndose la solución en el mismo punto extremo y consecuentemente se podría producir un "*ciclo*" alrededor del mismo conjunto de bases de trabajo.

Para evitar lo anterior se ha implementado una "regla lexicográfica" de anticiclaje. Básicamente, esta regla consiste en una técnica para dirimir el empate cuando se selecciona el pivote en la determinación de la variable que dejará la base. En este caso en la etapa de pivoteo, en lugar de la columna del lado derecho, se utiliza en primer lugar la primera columna de la matriz de base inversa B^{-1} , si persiste el empate, se selecciona la segunda columna, y así sucesivamente con el resto de las columnas hasta dirimir el empate. En la figura 4.8 se muestra gráficamente ésta técnica.

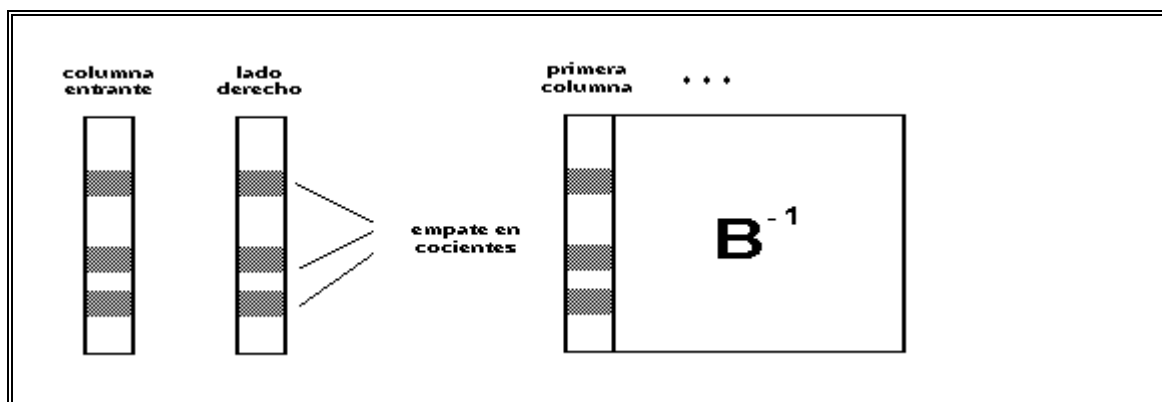


Figura 4.8: Regla anticiclaje del método Simplex.

Por otro lado, el problema de estabilidad numérica que se presenta en la operación de números reales de punto flotante es satisfactoriamente resuelto con el truncamiento de la mantisa para obtener una cantidad apropiada. Esto obviamente dependerá del ambiente utilizado en el análisis, es decir, de las capacidades de software y hardware disponible. Detalles de la implementación computacional serán discutidos en el capítulo V de la presente tesis.

V. DESARROLLO COMPUTACIONAL Y APLICACION

5.1 Características Generales

El programa computacional desarrollado tiene la finalidad de determinar la operación óptima de sistemas hidrotérmicos multiembalse. Es decir, determinar las asignaciones de potencia de cada unidad hidráulica y de la generación térmica agregada, en cada etapa del horizonte de estudio. La asignación de generación determinada, debe satisfacer todas las restricciones físicas, técnicas y de seguridad del sistema eléctrico.

En este capítulo se describen los detalles de la implementación computacional de los algoritmos presentados en el capítulo IV. Básicamente se presentan las características de software y hardware codificados y utilizados.

Con la herramienta computacional se resuelve el problema de la operación hidrotérmica de dos sistemas eléctricos: el primero corresponde a un sistema de prueba de 4 embalses [Pere85a] y el segundo a sistema real de 5 embalses que corresponde al modelo de la Cuenca del Maule del Sistema Interconectado Central Chileno (SIC) [Alar93]. Los resultados de tales aplicaciones son reportados y analizados.

Para validar el software desarrollado, se utilizan dos programas de aplicación de uso comercial: MINOS y LINDO

5.2 Implementación Computacional

El software fue implementado en una estación de trabajo (Workstation) Hewlett Packard HP Apollo 9000, modelo 715/33; ha sido codificado en lenguaje HP FORTRAN 77, bajo sistema operativo HP-UX 9.0. El nombre asignado a esta herramienta computacional es "CORHIDRO".

La estructura de CORHIDRO se muestra en la figura 5.1. Como se puede apreciar, este programa computacional está codificado en forma estructurada y modular, compuesto de cuatro módulos.

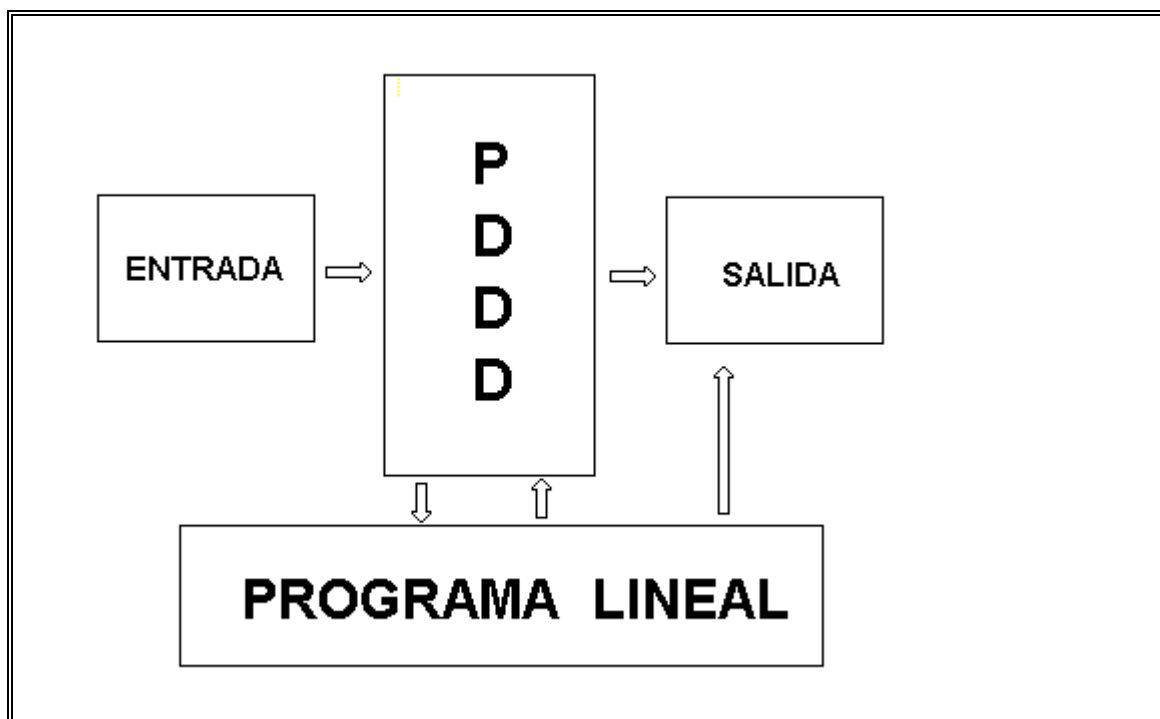


Figura 5.1: Estructura del programa computacional CORHIDRO

Cada módulo está compuesto de un conjunto de rutinas y funciones. El módulo de ENTRADA incluye principalmente rutinas que permiten leer archivos con datos del sistema en estudio, e.g. datos de centrales hidráulicas, centrales térmicas, afluencias, demandas, etc. En este mismo módulo se encuentran rutinas que permiten configurar estos datos a la forma estándar de un modelo de entrada a un programa lineal.

El módulo PDDD se encarga de realizar todo el esquema de la programación dinámica dual determinística, a través de los procedimientos Forward y Backward. Este módulo interactúa eficazmente con el módulo denominado PROGRAMA LINEAL, el cual corresponde al algoritmo Simplex Revisado con variables acotadas. Para la validación, este programa lineal es reemplazado por el programa MINOS o LINDO, sin necesidad de realizar modificaciones en el resto del programa. Las soluciones de las distintas iteraciones son transmitidas a los archivos de salida por medio del módulo SALIDA.

La información de entrada es proporcionada al módulo ENTRADA, por medio de tres archivos de datos: "*hidroterm.dat*", "*caudales.dat*" y "*demanda.dat*". En el primero se

encuentran los datos de la configuración hidráulica (topología de la distribución de los embalses), datos de las centrales hidráulicas como: volúmenes mínimos y máximos de almacenamiento, volúmenes mínimos y máximos de turbinamiento, coeficiente de productividad, etc. y los datos de la capacidad térmica agregada: costos de combustible, cotas mínimas y máximas de la generación térmica, etc. En el archivo "*caudales.dat*" se encuentra toda la información disponible de los caudales afluentes a cada embalse en cada etapa del horizonte del estudio. El archivo "*demanda.dat*" contiene información del comportamiento de la demanda del sistema eléctrico hidrotérmico.

Los resultados son entregados de dos formas: la primera corresponde a los resultados de las distintas iteraciones, tanto del Simplex como del enfoque de Benders, las primeras son denominadas iteraciones *menores* y las últimas son denominadas iteraciones *mayores* y son proporcionadas al usuario por medio del archivo "*resuliter.sal*". Finalmente, existe una salida que muestra la solución óptima del problema en términos de las variables físicas del sistema. Esta información muestra las asignaciones de potencia de cada unidad hidráulica y la correspondiente a la generación térmica mas falla agregada. Así mismo se muestran los valores de los volúmenes turbinados, almacenados y vertidos en cada etapa del horizonte de estudio. También se incluye información de los costos de operación en cada etapa. Toda esta información está contenida en el archivo "*despacho.sal*"

5.3 Aplicación de CORHIDRO a Sistemas Eléctricos Hidrotérmicos

Se presenta la aplicación a dos sistemas de prueba:

5.3.1 Sistema Hidrotérmico de Prueba con 4 Embalses

Este sistema de 4 embalses corresponde a un sistema hidrotérmico típico [Pere85a]. Considera una capacidad de generación térmica acotada por límites inferior y superior. El horizonte de planificación corresponde a un proceso secuencial de tres etapas, en cada una de las cuales se pretende suministrar energía eléctrica para abastecer la demanda de energía eléctrica al mínimo costo. La configuración hidráulica de este sistema se muestra en la figura 5.2.

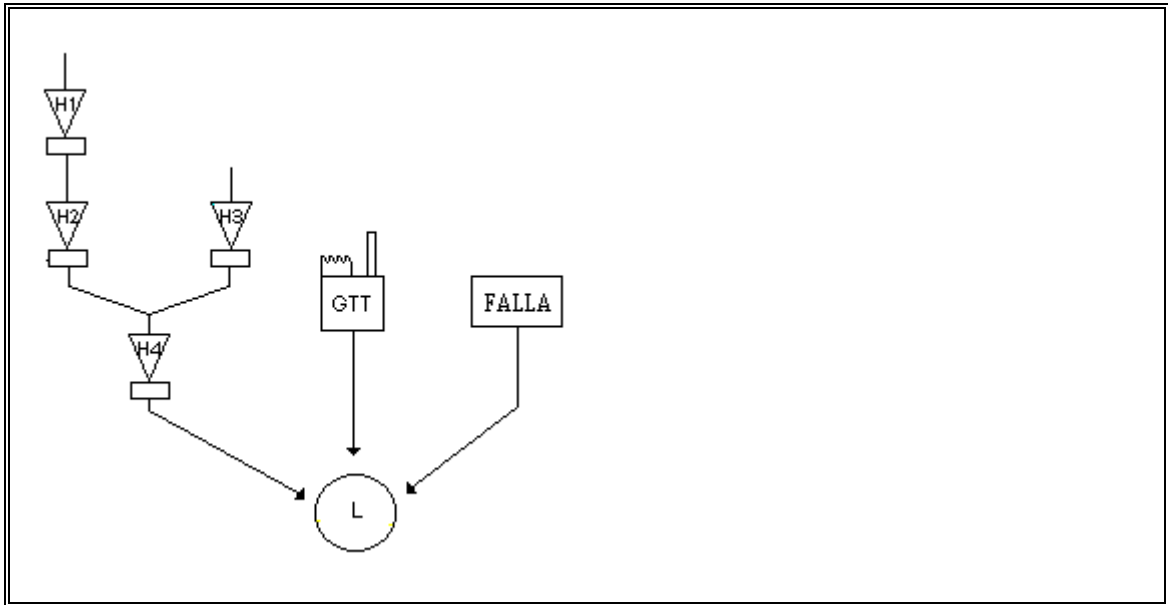


Figura 5.2: Sistema hidrotérmico con 4 embalses

Los datos completos de este sistema hidrotérmico (archivos de entrada), así como la información de los resultados (archivos de salida) son reportados en el anexo D.

Para iniciar el proceso de optimización es necesario establecer los volúmenes iniciales de almacenamiento al comienzo de cada etapa. Entonces, se define el vector de volúmenes (estados) iniciales a la primera etapa, aproximando los valores al 10% de la capacidad de almacenamiento máximo de cada embalse.

$$V^0 = \begin{Bmatrix} 50 \\ 40 \\ 50 \\ 50 \end{Bmatrix} \quad (5.1)$$

Los volúmenes iniciales en las etapas posteriores, serán determinados con los resultados de la optimización de los problemas lineales en cada etapa previa. Por ejemplo, los volúmenes de almacenamiento determinados en la etapa 1, luego de efectuar el procedimiento de optimización, servirán como información de entrada para resolver el problema asociado a la segunda etapa.

La solución óptima al problema se consiguió después de tres iteraciones mayores, donde se generaron dos cortes de Benders. Para mostrar la eficacia del procedimiento de solución, a continuación, se presenta un resumen de los resultados.

La recursión Forward permite determinar el modo de operación del sistema hidrotérmico en cada etapa del horizonte de planificación. Así mismo entrega información del comportamiento de los límites superior e inferior del algoritmo PDDD para efectuar el test de convergencia.

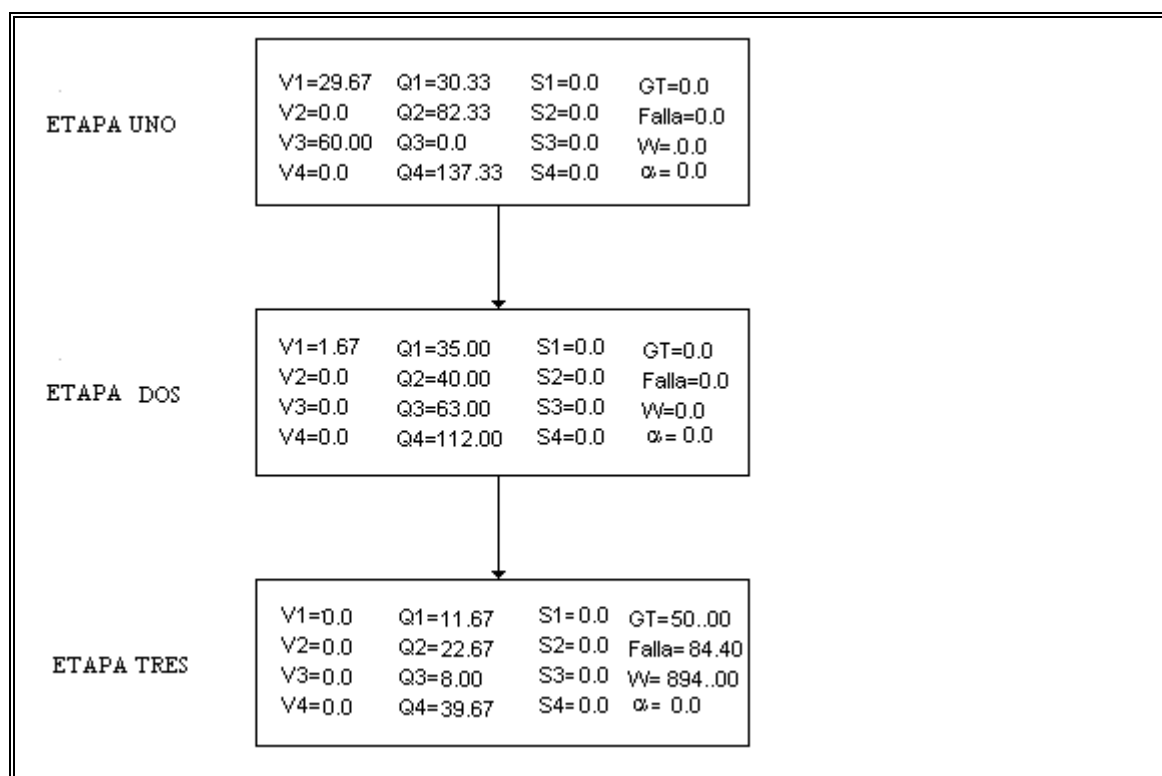


Figura 5.3: Resultados de la simulación Forward en la iteración 1.

En la primera iteración, toda la información concerniente a los cortes de Benders es relajada, es decir, los costos futuros son aproximados a cero. Como se puede apreciar en la figura 5.3, inicialmente las decisiones de operación son "*ciegas*" ya que se decide agotar todo el recurso hidráulico durante las primeras dos etapas, permitiendo que en la

última etapa exista una alta proporción de generación térmica y un déficit en el cubrimiento de la demanda (falla), consecuentemente los costos de operación son altos. En la etapa 3 el costo futuro siempre será cero, ya que esta corresponde a la última etapa del horizonte de estudio.

Los límites Z^{\min} y Z^{\max} obtenidos con las ecuaciones 4.40 y 4.44 son 0.0 y 894 respectivamente, por lo tanto, existe un error sustancial (ec 4.30) de 894.0, que obliga a realizar la recursión Backward con la finalidad de generar un corte de Benders en cada etapa y mejorar la aproximación de la función de costo futuro.

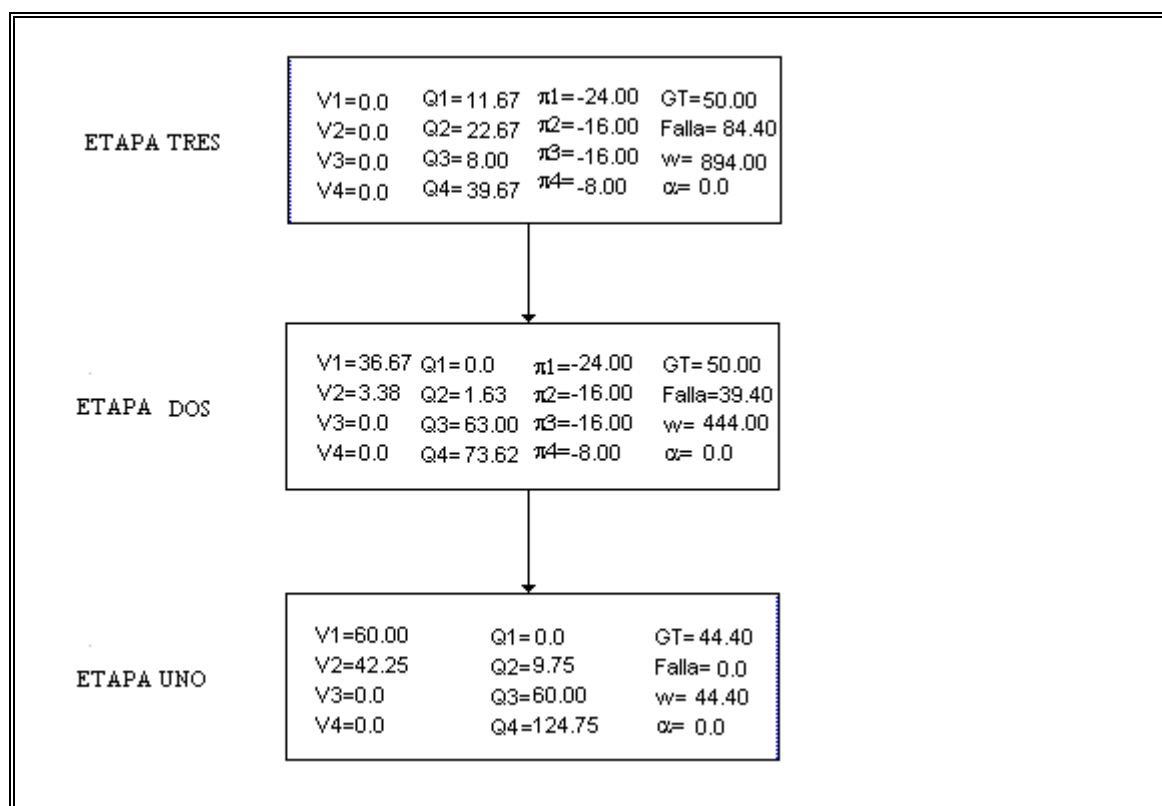


Figura 5.4: Resultados de la recursión Backward en la iteración 1.

En vista que las variables duales miden la variación marginal en los costos de operación debido a las variaciones marginales en el vector de volúmenes de almacenamiento, es posible utilizar tales variables con la finalidad de mejorar la estrategia de operación proporcionada por la simulación Forward anterior.

El procedimiento Backward determina los multiplicadores Simplex o variables duales en cada etapa, y con ellos generará una nueva restricción (información adicional que reducirá el poliedro convexo de solución de cada problema lineal) en cada etapa previa (t-1) a la etapa de análisis (t). Lógicamente en la etapa 1 no es necesario generar nuevos cortes, ya que no existen etapas previas a esta. La figura 5.4 muestra los multiplicadores Simplex asociados a cada etapa t, útiles para construir los cortes de Benders en cada etapa t-1. Para esto se utiliza la expresión proporcionada por la ecuación 4.46.

Una vez construidas las nuevas restricciones en cada etapa, se procede a efectuar una nueva iteración de la simulación forward del algoritmo PDDD.

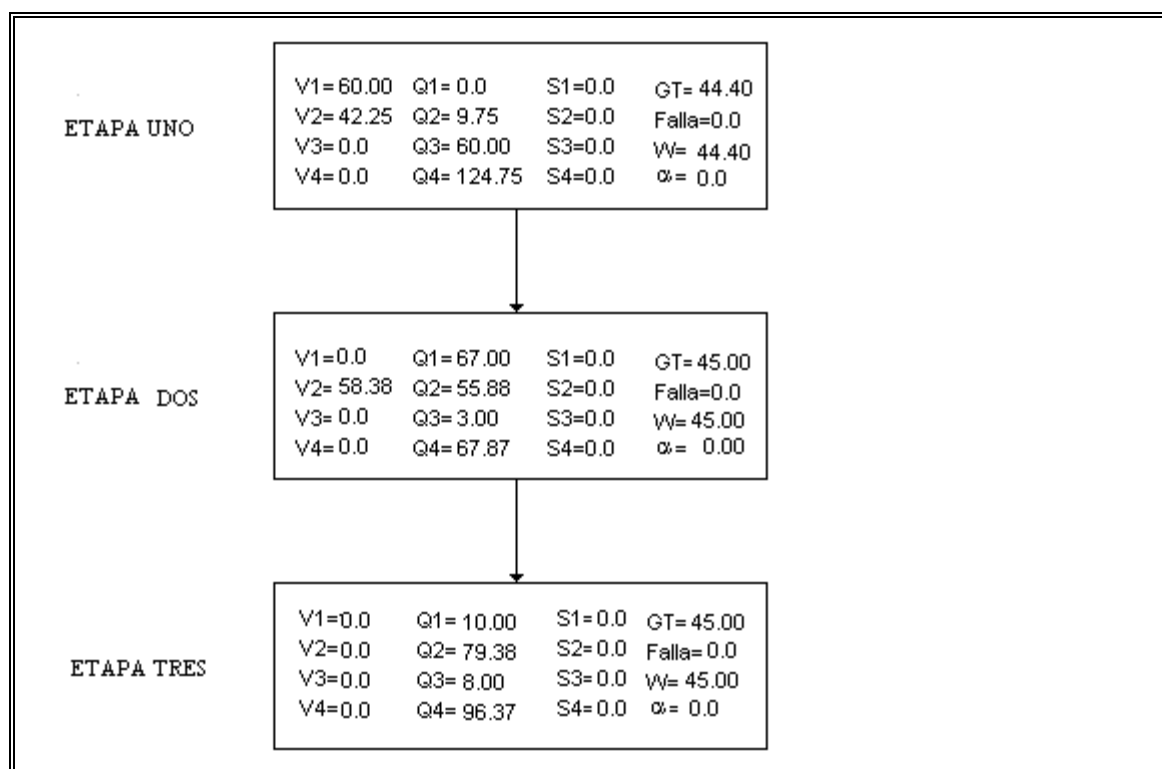


Figura 5.5: Resultados de la simulación Forward en la iteración 2.

La figura anterior resume los valores obtenidos para los vectores de volúmenes almacenados, turbinados y vertidos en cada etapa. También se presenta información de la generación térmica agregada, falla y los correspondientes costos de operación. Los límites en esta iteración del enfoque en PDDD son: $Z^{\min}=44.4$ y $Z^{\max}=134.4$. Después de realizar el test de convergencia, existirá un error de 90.0.

Como se aprecia en los resultados de la figura 5.5, existe una mejor distribución de la energía hidráulica disponible que en la iteración anterior y el costo de operación total es bastante inferior. Sin embargo, el test de convergencia indica que aun no se ha encontrado la solución óptima que represente la mejor política de operación del problema secuencial de tres etapas. Este error muestra que las decisiones adoptadas en el presente arrojan un costo menor de la aproximación de costo futuro que el correspondiente a las decisiones adoptadas en el futuro. Por lo tanto los costos marginales aproximados no son iguales a los costos marginales reales.

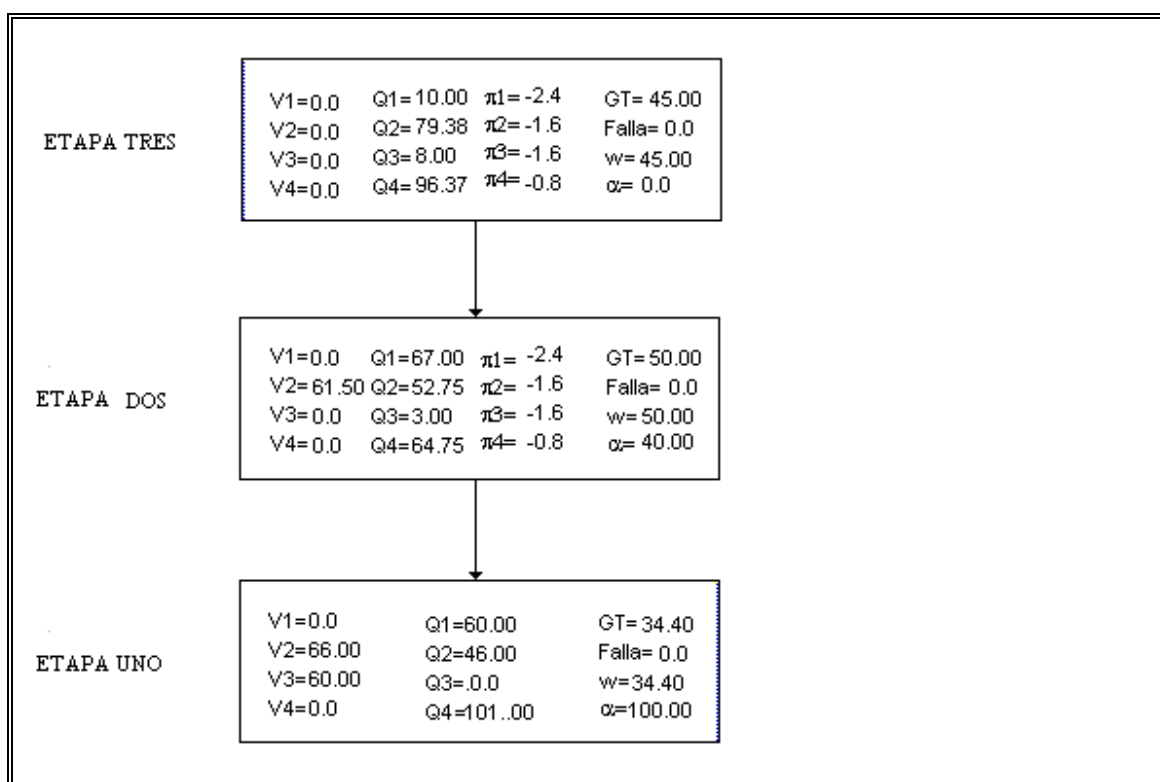


Figura 5.6: Resultados de la recursión Backward en la iteración 2.

Para mejorar la solución factible anterior, nuevamente se generan los cortes de Benders en cada etapa (hiperplanos de apoyo) utilizando los multiplicadores Simplex determinados con la recursión Backward y que son mostrados en la figura 5.6.

Con esta información adicional, se efectúa una nueva iteración del procedimiento Forward con la finalidad de determinar una mejor estrategia de operación del sistema eléctrico hidrotermal. Los resultados de esta iteración se muestran en la figura 5.7.

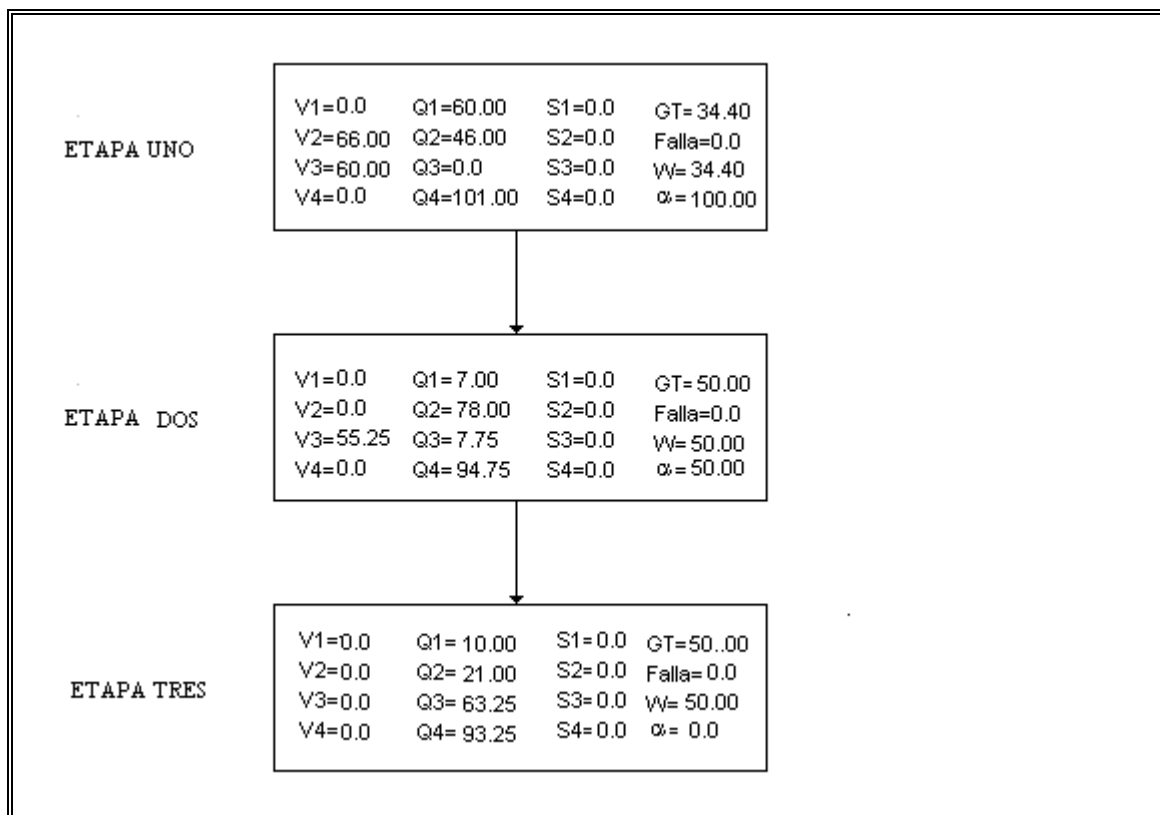


Figura 5.7: Resultados de la simulación Forward en la iteración 3.

En este caso, los límites inferior y superior son respectivamente 134.4 y 134.4, por lo tanto el error es cero. Esto indica que la solución factible corriente es la óptima, entonces el procedimiento de optimización se detiene.

Se debe recordar que la estrategia óptima siempre está asociada al límite superior, entonces los costos totales de operación corresponderá a la sumatoria de los costos instantáneos de cada etapa del horizonte de trabajo. En este caso el costo total es: 134.4.

De acuerdo con lo anterior, estos resultados de la simulación Forward proporcionan la estrategia de operación óptima del sistema eléctrico. Como se aprecia en los resultados,

la distribución de la energía hidráulica disponible a lo largo de las tres etapas es la adecuada. Durante las primeras etapas se aprovecha solo una parte del recurso hidráulico disponible en los embalses, permitiendo ahorrar (embalsar) el resto para generar durante la etapa final. También destaca la no necesidad de vertir agua en los embalses.

La generación térmica agregada esta bien distribuida a lo largo del horizonte de planificación, permitiendo igualdad en los costos futuros aproximados con los costos futuros reales determinados en cada etapa.

Esta distribución permite que el costo de falla prácticamente sea nulo. Los problemas debido al déficit en el abastecimiento de la demanda son evitados.

5.3.2 Sistema Hidrotérmico de la Cuenca del Maule

Este sistema corresponde a los modelos de 5 embalses (Laguna La Invernada, Laguna del Maule, embalse Melado, embalses Colbún y Machicura) pertenecientes al sistema interconectado chileno (SIC) [Alar93]. Las centrales hidroeléctricas que se encuentran en la hoya hidrográfica del Maule son: Cipreses, Isla, Pehuenche, Colbún y Machicura. En la figura 5.8 se muestra esquemáticamente la configuración hidráulica del sistema.

Las centrales Cipreses e Islas son de propiedad de la ENDESA y forman una serie hidráulica. La generación de estas dos centrales está directamente asociada a la Laguna La Invernada y a la Laguna del Maule. Las aguas de la Laguna La Invernada se utilizan exclusivamente para generación de energía eléctrica, en cambio la Laguna del Maule es utilizada fundamentalmente para riego.

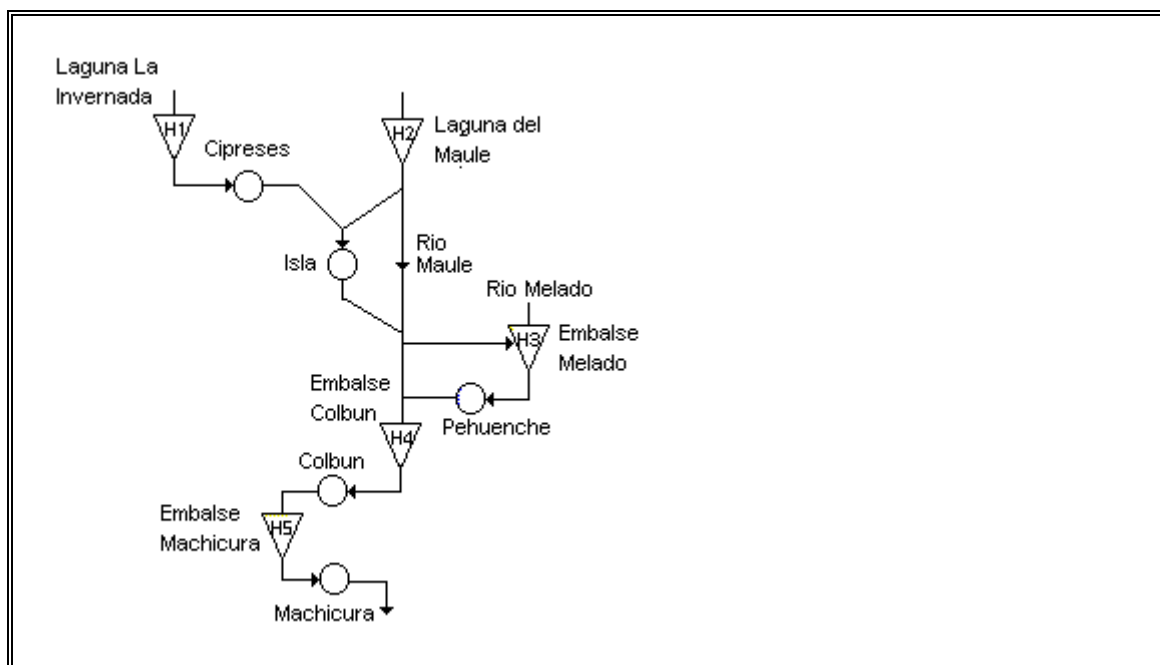


Figura 5.8: Sistema hidrotérmico de la Cuenca del Maule.

El embalse Melado, de propiedad de PEHUENCHE S.A. da regulación a la central Pehuenche, utilizando volúmenes afluentes provenientes del río Maule y del río Melado.

Los embalses Colbún y Machicura pertenecientes a la empresa COLBÚN S.A. dan regulación a las centrales del mismo nombre y son aprovechadas tanto en generación de energía eléctrica como en riego.

Actualmente, en la planificación de la operación del SIC, estos modelos son optimizados en forma serial, comenzando por el modelo de La Invernada, luego con el modelo del embalse Melado y finalmente el modelo de Colbún-Machicura. La herramienta computacional CORHIDRO permite resolver la operación de todos los embalses de esta cuenca hidrográfica en un solo proceso de optimización, considerando las ecuaciones de continuidad hidráulica entre los embalses en cascada.

Los datos del sistema hidroeléctrico, construidos en base a las estadísticas [Cdec91] [Cdec93], se muestran en la tabla 5.1. La demanda del sistema eléctrico es aproximada a 1100 MW. El parque generador térmico ha sido representado por una capacidad térmica mínima de 20 MW y máxima de 150 MW. Existen tres períodos mensuales. Además, se

conocen las afluencias a cada uno de los embalses durante todo el horizonte de planificación. Los archivos que contienen esta información son reportados en el Anexo E.

Tabla 5.1: Características de las centrales hidroeléctricas ubicadas en la Cuenca del Maule

Nombre	Tipo Central	Capacidad Regulación	Gasto Central (m ³ /seg)	Altura de Caída (mtr.)	Potencia Instalada (MW)
Cipreses	Embalse	2 meses	36.4	370.0	101.4
Isla	Pasada	-	84.0	93.0	68.0
Pehuenche	Embalse	1 día	300.0	206.0	500.0
Colbún	Embalse	2 meses	280.0	168.0	400.0
Machicura	Embalse	1 día	280.0	37.0	90.0

Utilizando CORHIDRO, se encontró la estrategia de operación óptima en cuatro iteraciones y se generaron tres cortes de Benders en cada problema lineal asociada a cada etapa. La evolución de los resultados durante las distintas iteraciones fue muy similar al del caso anterior, esto se puede observar en los archivos de salida presentados en el anexo E. La tabla 5.2 resume los resultados en obtenidos.

Tabla 5.2: Evolución de los límites en el problema de operación de la Cuenca del Maule

Iteración	Límite Inferior	Límite Superior	Error
1	20.00000	268.58971	248.58971
2	132.36655	268.58971	136.22316
3	250.57086	268.58971	18.01885
4	250.57086	250.57086	0.00000

La estrategia de operación óptima asociada al procedimiento Forward en la iteración cuatro, es resumida en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Estrategia de operación óptima en el sistema hidrotérmico de la Cuenca del Maule

Ítem	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3
Gen. Hidráulica	1080.0000	950.0000	1019.4291
Gen. Térmica	20.0000	150.0000	80.5709
Falla	0.0000	0.0000	0.0000
Costo Actual	20.0000	150.0000	80.5709
Costo futuro	230.5709	80.5709	0.0000

5.4 Validación de los Resultados Obtenidos

Se reportan estudios para validar la herramienta computacional desarrollada. Se utilizó dos códigos computacionales de uso comercial para analizar los sistemas en estudio, los paquetes computacional MINOS y LINDO. Los resultados de tales aplicaciones se muestran en los anexos D y E respectivamente. Se determinó la misma estrategia de operación en todos los casos, que la obtenida con el algoritmo implementado del Simplex Revisado para Variables Acotadas.

En los cuadros 5.4 y 5.5 se presenta una comparación completa de los resultados obtenidos con las tres metodologías. El caso I corresponde a la aplicación con el sistema de prueba con 4 embalses en cascada y el caso II corresponde a la aplicación al sistema de la Cuenca del Maule.

El tiempo de ejecución de CORHIDRO con el paquete computacional MINOS es mucho mayor que su similar con el Simplex acotado, debido a que adicionalmente a los archivos de salida generados con CORHIDRO, MINOS tiene sus propios archivos de salida. Esto sin embargo no evita que el método Simplex acotado sea mucho más rápido.

Tabla 5.4: Comparación de los resultados de la aplicación de CORHIDRO utilizando el método Simplex Acotado, MINOS y LINDO al caso I

Item	Simplex Acotado	MINOS	LINDO
Gen. Hidráulica Total (MW)	465.60	465.6001	465.60
Gen. Térmica total (MW)	134.40	134.3999	134.40
Falla (MW)	0.00	0.00	0.00
Costo Operación Total (\$)	134.40	134.3999	134.4
Número Iteraciones	3	3	3
Cortes Benders Generados	2	2	2
Tiempo Elapsado Real (seg.)	1.18	5.48	-
Tiempo de Usuario (seg.)	0.50	1.93	-
Tiempo del Sistema (seg.)	0.18	0.66	-

Tabla 5.5: Comparación de los resultados de la aplicación de CORHIDRO utilizando el método Simplex Acotado, MINOS y LINDO al caso II

Item	Simplex Acotado	MINOS	LINDO
Gen. Hidráulica Total (MW)	3049.4291	3049.4292	3049.4291
Gen. Térmica total (MW)	250.5709	250.5654	250.5709
Falla (MW)	0.00	0.00	0.00
Costo Operación Total (\$)	250.5709	250.5654	250.5709
Número Iteraciones	4	3	4
Cortes Benders Generados	3	2	3
Tiempo Elapsado Real (seg.)	1.87	7.07	-
Tiempo de Usuario (seg.)	0.87	2.37	-
Tiempo del Sistema (seg.)	0.52	0.81	-

VI. COMENTARIOS FINALES Y CONCLUSIONES

6.1 Conclusiones

En el presente trabajo se presenta un modelo global de optimización lineal en programación dinámica determinística para representar sistemas eléctricos hidrotérmicos en algoritmos de despacho. Este modelo considera con alto grado de detalle las características físicas y técnicas del sistema hidráulico (ecuaciones de continuidad hidráulica, límites en el gasto del recurso hídrico, límites en la capacidad de almacenamiento de los embalses, ecuaciones de balance energético, etc.), permitiendo mantener una representación agregada del sistema térmico más falla.

Así mismo, se presenta el método denominado Programación Dinámica Dual Determinística como una excelente alternativa de solución al problema de operación de sistemas hidrotérmicos durante el horizonte en estudio. Esta metodología está basada en las soluciones duales del problema primal asociada a cada etapa. Aquí, las funciones de costo futuro de la programación dinámica son aproximadas por los hiperplanos de apoyo generados iterativamente con los vértices duales del poliedro convexo de la región factible dual. Este enfoque se basa en el principio de descomposición lineal de Benders extendido a la programación dinámica a través de dos procedimientos secuenciales: Simulación Forward y Recursión Backward.

La simulación Forward del proceso de decisiones secuenciales busca determinar la estrategia de operación óptima para cada etapa, satisfaciendo todas las restricciones de carácter técnico, físico y económico del sistema hidrotérmico, de modo de abastecer los requerimientos de la demanda, maximizando las extracciones del agua, y minimizando de esta forma los costos actualizados de operación y falla.

La recursión Backward permite realimentar los resultados de la simulación anterior, con la finalidad de generar los denominados "cortes de Benders" en cada etapa. Estos cortes son adicionados a cada problema lineal como restricciones lineales y permiten conseguir una mejor aproximación de la función de costo futuro en la siguiente iteración o simulación Forward.

La idea fundamental del algoritmo dual determinístico es predecir los costos futuros en cada etapa y mediante la recursión de los multiplicadores Simplex, aportar mejor información para verificar que tales predicciones son las reales. Esto es factible de observar mediante los límites superior e inferior del algoritmo. Por lo tanto, se establece una relación entre la incertidumbre del costo estimado y el criterio de convergencia aportado por dichos límites. Además, es posible calcular una política de operación cuya exactitud es compatible con los resultados aceptables de la simulación. De lo último se deduce que el valor de la tolerancia en el criterio de convergencia debe ser consistente con la incertidumbre en la estimación de los costos futuros en la simulación Forward.

Para resolver los problemas lineales se ha implementado el algoritmo Simplex Revisado para Variables Acotadas. La característica fundamental de este algoritmo es el permitir recorrer los vértices del polítopo convexo de la región factible primal original en busca del vértice óptimo, sin necesidad de buscar en el polítopo convexo definido por el conjunto de restricciones originales más las restricciones creadas por las variables acotadas superior e inferiormente. Esto conlleva a trabajar siempre con una matriz de base de $m \times m$ restricciones y no con una base de $(2n+m) \times (2n+m)$ restricciones, siendo n el número de variables.

El software denominado CORHIDRO es una herramienta computacional codificado en HP FORTRAN 77, en base a los algoritmos descritos en los capítulos previos. Este ha sido diseñado en forma estructurada y modular con la finalidad de realizar posteriores extensiones; en el caso que se requiera, sin realizar modificaciones sustanciales en el cuerpo del programa. El ambiente utilizado es una estación de trabajo Hewlett Packard HP Apollo 9000 con sistema operativo HP-UNIX 9.0.

Se reportan la aplicación de CORHIDRO a dos casos. El primero corresponde a un sistema de prueba con 4 embalses en cascada y el segundo es un sistema real, que forma parte del sistema interconectado chileno. La convergencia de ambos casos ha sido bastante rápida (1.18 seg. y 1.87 seg. de tiempo de ejecución real para cada uno de los casos respectivamente).

La estrategia de operación encontrada corresponde a aquella de mínimo costo, ya que se ha aprovechado totalmente el recurso hidráulico disponible en los embalses, permitiendo generación térmica mínima y evitando la falla. También existe una buena relación entre

las decisiones adoptadas en el presente con las decisiones adoptadas en el futuro, esto porque el proceso de optimización ha buscado utilizar en cada etapa solamente la cantidad necesaria de agua y permitir embalsar el resto para su utilización en el futuro, sin necesidad de vertir o derramar.

Para verificar los resultados, la unidad que conforma el Simplex Revisado para Variables Acotadas ha sido reemplazado por dos paquetes computacionales de amplio reconocimiento: MINOS y LINDO. Con estas herramientas se obtuvo prácticamente la misma política de operación en ambos sistemas hidrotérmicos, que la que se consiguió con el programa CORHIDRO original. Estos resultados demuestran la validez, potencialidad y robustez del software implementado.

6.2 Futuros Desarrollos

El algoritmo en programación dinámica dual puede ser adaptado a cualquier modelo estocástico. Por lo tanto a futuro se prevé incorporar el carácter aleatorio de las afluencias a los embalses reportada a través del registro histórico de las series hidrológicas. Esto es posible lograr por medio de una estructura de "árbol", es decir en vez de considerar un solo problema lineal en cada etapa, se consideran distintos escenarios de problemas lineales con cada una de las afluencias, afectadas por coeficientes de probabilidad. La estructura arbórea crecerá exponencialmente con el número de escenarios, esto obviamente estará limitado por la capacidad del hardware disponible.

La dimensión espacial del problema del despacho hidrotérmico se ha considerado uninodal. Sin embargo, es posible considerar los efectos de la red de transmisión por medio de un modelo de flujo de potencia linealizado. Aquí, cada subproblema de una etapa corresponde al flujo de potencia óptimo con restricciones adicionales de lado que representan las ecuaciones de continuidad de los embalses en cascada y una restricción que corresponde a la aproximación lineal por partes de la función de costo futuro.

En este caso, para resolver cada subproblema de operación de una etapa se utiliza un procedimiento secuencial de dos pasos; en el primero mediante un algoritmo de flujo en redes se resuelve el despacho hidrotérmico sin considerar las restricciones de la red de

transmisión, luego, en el segundo paso, estas restricciones son adicionadas al problema original mediante un algoritmo eficiente del Simplex dual.

Otro aspecto importante a considerar en el futuro es la desagregación de la generación térmica total. Esto es posible lograr mediante el criterio de mínimo costo de operación; es decir, en primer lugar se considera la potencia útil de la central con costo de operación menor, luego se considera la central cuyo costo de operación es inmediatamente superior al anterior, y así sucesivamente hasta desagregar el total de la potencia térmica programada. También se pueden utilizar métodos de optimización no lineal e.g. métodos de Newton, Sección Aurea, etc.

BIBLIOGRAFIA

- [Alar93] ALARCON, I. (1993) Planificación de la Operación y Tarificación en el Sistema Interconectado Central Chileno. **Grupo X: Operacion de Sistemas Eléctricos, Chilgener**. Santiago, Chile.
- [Arar84] ARARIPE, T., PEREIRA, M. y KELMAN, J. (1984) A Risk Constrained Stochastic Dynamic Programming Approach to the Operation Planning of Hydrothermal Systems. **IEEE Summer Power Meeting**. USA.
- [Arva70] ARVANIDITIS, N. y ROSING, J. (1970) Composite Representation of a Multi-Reservoir Hydroelectric Power Systems. **IEEE Transactions PAS, Vol 2**. USA.
- [Baza90] BAZARAA, M., JARVIS, J. y SHERATI, H. (1990) **Linear Programming and Network FLOws**. John Wiley, New York, USA.
- [Bell62] BELLMAN, R. (1962) **Applied Dynamic Programming**. Princenton University Press. New York, USA.
- [Bend62] BENDERS, J. (1962) Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems. **Numerische Mathematik, Vol 4**. Alemania.
- [Cama93] CAMAC, D. (1993) Programación Óptima de Operación de Sistemas Eléctricos Hidrotérmicos. **Informe Final Proyecto de Investigación FAT-22/93, Pontificia Universidad Católica**. Santiago, Chile.
- [Cama94] CAMAC, D. y RUDNICK, H. (1994) Un Algoritmo Branch & Bound para el Predespacho Óptimo de Carga. **Remitido al XI Congreso de la Asociación Chilena de Control Automático ACCA 94**. Santiago, Chile.
- [Cdec91] CDEC (1991) Estadísticas de Operaciones del Sistema Interconectado Chileno. **Informe Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC 91**. Santiago, Chile.
- [Cdec93] CDEC (1993) Movimiento de Energía del Sistema Interconectado Chileno. **Informe Centro de Despacho Económico de Carga CDEC**. Santiago, Chile.

- [Cont93a] CONTESSE, L. (1993) Programación Matemática. **Apuntes de Curso, Pontificia Universidad Católica**. Santiago, Chile.
- [Cont93b] CONTESSE, L. (1993) Un Método Primal para la Actualización de una Solución Básica Factible Inicial. **Documento de Trabajo, Pontificia Universidad Católica**. Santiago, Chile.
- [Dant73] DANTZIG, G. (1973) **Linear Programming and Extensions**. Princeton University Press. USA.
- [Egel82] EGELAND, O., HEGGE, J., KYLLING, E. y NES, J. (1982) The Extended Power Pool Model--Operation Planning of a Multi-River and Multi-Reservoir Hydro-Dominated Power Production System- A Hierarchical Approach. **CIGRE Meeting**. Francia.
- [Erno82] ERNOULT, M. y MESLIER, F. (1982) Analyze et prévision de la demande d###energie électrique. **Electricité de France, RGE 4/82**. Francia.
- [Espi83] ESPINOZA, G., GATICA, P. y SKOKNIC, E. (1983). Descripción y Usos de un Modelo de Operación del Sistema Interconectado Central de Chile. **Informe Comité Nacional Chileno ENDESA**. Santiago, Chile.
- [Geof72] GEOFFRION, A. (1972) Generalized Benders Decomposition. **Journal of Optimization Theory and Applications, Vol 10, No 4**. USA.
- [Ieee90] IEEE. (1990) Application of Optimization Methods for Economy/Security Functions in Power System Operations. **Tutorial Course, 90EH0328-5-PWR**. USA.
- [Ikur84] IKURA, Y. y GROSS, G. (1984) Efficient Large-Scale Hydro System Scheduling with Forced Spill Conditions. **IEEE PES Winter Meeting**. USA.
- [Jara93] JARAMILLO, P. (1993) Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia. **Apuntes de Curso, Pontificia Universidad Católica**. Santiago, Chile.
- [Lasd70] LASDON, L. (1970) **Optimización Theory for Large Systems**. MacMillan. New York, USA.

- [Luen89] LUENBERGER, D. (1989) **Programación Lineal y No Lineal**. Addison-Wesley Iberoamericana. California, USA.
- [Mini82] MINISTERIO DE MINERIA (1982) **Ley General de Servicios Eléctricos: D.F.L. No 1/82**. 13 Septiembre, Santiago, Chile.
- [Pere85a] PEREIRA, M. (1985) Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview. **IFAC Symposium on Planning & Operation of Electric Energy Systems**. Rio de Janeiro, Brasil.
- [Pere85b] PEREIRA, M. y PINTO, L. (1985) Stochastic Optimization of a Multi-Reservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. **Water Resources Research, Vol 21, No 6**. USA.
- [Pere89] PEREIRA, M. (1989) Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems. **Electrical Power & Energy Systems, Vol 11, No 3**. USA.
- [Pere92] PEREIRA, M. (1992) Planificación de Sistemas Eléctricos. **Curso Tutorial, Pontificia Universidad Católica**. Santiago, Chile.
- [Pere93] PEREIRA, M. (1993) Desarrollo de un Modelo de Despacho Hidrotérmico con Restricciones de Transmisión para el Sistema Chileno. **Taller de Presentación, CDEC-SIC**. Santiago, Chile.
- [Pint93] PINTO, L. (1993) Optimización de Sistemas Eléctricos: Planificación y Operación. **Curso Tutorial, Pontificia Universidad Católica**. Santiago, Chile.
- [Rees71] REES, F. y LARSON, L. (1971) Computer Aided Dispatching and Operating Planning for an Electric Utility with Multiple Types of Generation. **IEEE Transactions PAS, Vol 10, No 2**. USA..
- [Rive90] RIVERA, J., GALDEANO, C. y VARGAS, C. (1990) Some Numerical Criteria to Measure Validity of Hydro-aggregation in Hydrothermal Systems. **International Electrical Power and Energy Systems, Vol 12, No 1**. USA.
- [Rive92] RIVERA, J. y FERRERO, R. (1992) Procedimiento Multidimensional Iterativo con Conjunto Limitado de Decisiones Basado en Algoritmos de PDE para la

Programación de Largo Alcance de Sistemas Hidrotérmicos de Generación y su Aplicación para Cuantificar la Influencia de la Correlación Temporal de los Aportes de Agua. **IEEE LATINCON**, Chile.

[Rose81] ROSENTHAL, R. (1981) Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power Systems. **Operations Research, Vol 29**. USA.

[Rudn92] RUDNICK, H. (1992) Operación Económica de Sistemas Eléctricos de Potencia. **Apuntes de Curso, Pontificia Universidad Católica**. Santiago, Chile.

[Sher85] SHERKAT, V., CAMPO, R., MOSLEHI, K. y LO, E. (1985) Stochastic Long-Term Hydrothermal Optimization for a Multi-Reservoir System. **IEEE Transactions PAS, Vol 104, No 8**. USA.

[Turg80] TURGEON, A. (1980) Optimal Operation of Multi-Reservoir Systems with Stochastic Inflows. **Water Resources Research, Vol 16, No 2**. USA.

[Wood84] WOOD, A. y WOLLENBERG, B. (1984) **Power Generation, Operation & Control**. John Wiley & Sons, USA.

ANEXOS

ANEXO A : HIPERPLANOS DE APOYO Y POLIEDROS CONVEXOS

El concepto de los hiperplanos de apoyo y de los poliedros convexos predominan en la teoría de optimización, especialmente en la programación lineal; por ello, es necesario conocer las propiedades y/o definiciones que las caracterizan. Por conveniencia, se establecen algunas definiciones previamente [Luen89].

Conjuntos Convexos

Para definir un "*conjunto convexo*", se utiliza la siguiente definición:

Definición 1:

Un conjunto C del espacio Euclidiano (E^n) es convexo, si para todo $x_1, x_2 \in C$ y todo número real λ , donde $0 < \lambda < 1$; el punto $\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2 \in C$.

Geoméricamente, esta definición se puede interpretar en el sentido de que un conjunto C es convexo si, dados dos puntos cualesquiera de dicho conjunto, todo punto ubicado en el segmento de recta que une estos dos puntos, pertenece también al conjunto C . Obviamente, un conjunto que no cumpla con esta definición será un conjunto "*no convexo*". Esto se ilustra en la siguiente figura:

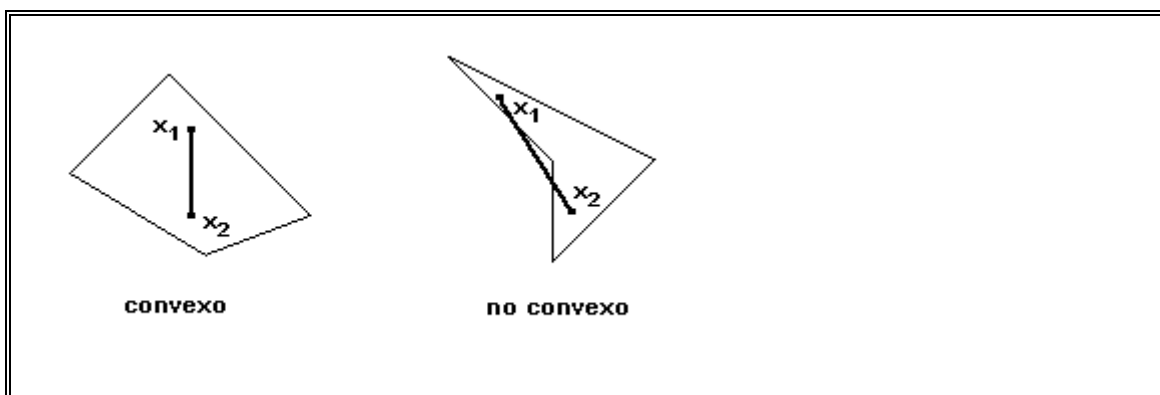


Figura A.1: Definición de convexidad

Hiperplanos

El "*hiperplano*" es el conjunto convexo más importante en la teoría de optimización, se presentan en la forma de multiplicadores de Lagrange, teoría de dualidad o cálculos del gradiente. Previo a la definición algebraica para describir concretamente a los hiperplanos es importante definir lo que es una "*variedad lineal*".

Definición 2:

Un conjunto V de E^n se dice que es una variedad lineales, si dados cualesquiera $x_1, x_2 \in V$, se tiene $\lambda x_1 + (1-\lambda)x_2 \in V$ para todos los números reales λ .

Obsérvese que la única diferencia entre la definición de una variedad lineal y un conjunto convexo, es que en una variedad lineal toda la recta que pasa por dos puntos cualesquiera, en lugar de solo el segmento de recta entre ellos, debe estar en el conjunto V . La dimensionalidad de una variedad lineal de E^n se puede hallar trasladándola (moviéndola) de modo que contenga el origen y, después determinando la dimensión del conjunto resultante, que es entonces un subespacio de E^n .

Definición 3:

Un hiperplano H de E^n es una variedad lineal de dimensión $(n-1)$.

Esta definición geométrica abstracta se relaciona con una definición algebraica, dada por la siguiente proposición:

Proposición 1:

Sea a un vector columna n -dimensional, distinto de cero, y sea c un número real. El conjunto:

$$H = \{x \in E^n : a^T x = c\} \quad (\text{A.1})$$

es un hiperplano de E^n .

De aquí, se observa, que un hiperplano es el conjunto de soluciones a una sola ecuación lineal. Gráficamente se muestra en la figura A.2.

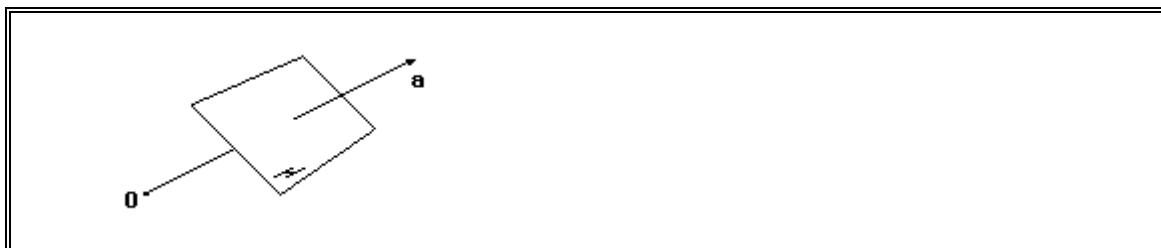


Figura A.2: Hiperplano

Poliedros Convexos

Los "*poliedros*" son otra clase importante de conjuntos convexos ampliamente útiles en la caracterización del espacio de solución de los problemas de programación lineal. Para definir los poliedros convexos se utilizan las siguientes definiciones:

Definición 4:

Sea \mathbf{a} un vector distinto de cero en E^n y sea c un número real. Existen *semiespacios cerrados positivos* (H_+) y *negativos* (H_-), que corresponden al hiperplano $\mathbf{H} = \{\mathbf{x} : \mathbf{a}^T \mathbf{x} \geq c\}$ y son expresados respectivamente por:

$$H_+ = \{\mathbf{x} : \mathbf{a}^T \mathbf{x} \geq c\} \quad (\text{A.2})$$

$$H_- = \{\mathbf{x} : \mathbf{a}^T \mathbf{x} \leq c\} \quad (\text{A.3})$$

También los semiespacios abiertos positivos (H_+^0) negativos (H_-^0):

$$H_+^0 = \{\mathbf{x} : \mathbf{a}^T \mathbf{x} > c\} \quad (\text{A.4})$$

$$H_-^0 = \{\mathbf{x} : \mathbf{a}^T \mathbf{x} < c\} \quad (\text{A.5})$$

Es fácil observar que los semiespacios constituyen conjuntos convexos y que la unión de H_+ y H_- es el espacio total.

También es importante definir lo que es un "*polítopo convexo*":

Definición 5:

Un polígono convexo es un conjunto que puede expresarse como la intersección de un número finito de semiespacios cerrados.

De aquí, los polítopos convexos son los conjuntos obtenidos como la familia de soluciones a un conjunto de desigualdades lineales de la forma:

$$\begin{aligned} a_1^T x &\leq b_1 \\ a_2^T x &\leq b_2 \\ &\vdots \\ a_m^T x &\leq b_m \end{aligned} \tag{A.6}$$

pues cada desigualdad individual define un semiespacio y la familia solución es la intersección de estos semiespacios.

Ahora sí, es posible definir al poliedro convexo, por medio de la siguiente definición:

Definición 6:

El poliedro convexo es un polígono acotado no vacío.

Esta definición, se puede interpretar gráficamente como:

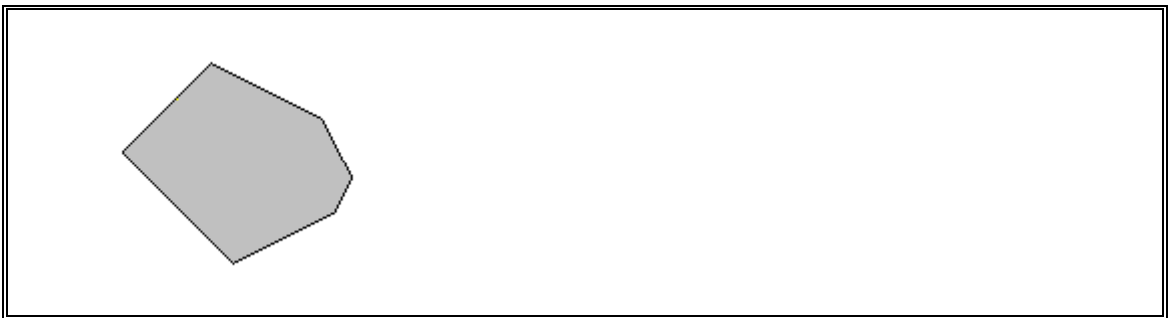


Figura A.3: Poliedro convexo

Hiperplanos de Apoyo

Es el plano de soporte asociado a un conjunto convexo, su mayor aplicación esta en la Programación Dinámica Dual Determinística (PDDD) - desarrollado en el capítulo IV - y corresponden a los cortes de Benders generados en el proceso iterativo. La definición de los *hiperplanos de apoyo* es establecida a través del siguiente teorema.

Teorema 1:

Sean C un conjunto convexo, e y un punto frontera de C . Entonces, existe un hiperplano que contiene y y C en uno de sus semiespacios cerrados. Tal hiperplano, es denominado "*Hiperplano de Apoyo*".

Como resumen de todo lo anterior, se tiene lo siguiente: un poliedro convexo es un polítopo acotado. Al ser la intersección de semiespacios cerrados, un poliedro convexo también es cerrado. El hiperplano de Apoyo es un plano que contiene al conjunto convexo y al punto frontera de uno de sus lados.

ANEXO B : ALGORITMO PARA GENERAR VERTICES DUALES UTILIZANDO DIFERENTES FUNCIONES OBJETIVO

En la sección 4.3.1 se mostró que el dual del problema primal de la segunda etapa (ec. 4.17) puede ser formulado en función de las variables x_1 de la primera etapa,

$$\alpha_1(x_1) = \max \quad \pi(b_2 - E_1 x_1)$$

sujeto a (B.1)

$$\pi A_2 \leq c_2$$

Este problema presenta una característica muy interesante: la región factible dual no depende de las variables x_1 . Entonces, es posible desarrollar un algoritmo para generar los vértices duales basados en la solución del problema dual para diferentes funciones objetivo. La solución de un problema de programación lineal, cuya región factible corresponde al polígono ilustrado en la figura B.1 es dada por los vértices V_1 ó V_2 ó V_3 si las funciones objetivo a ser optimizadas fueron representadas respectivamente por la rectas f_1 , f_2 y f_3 .

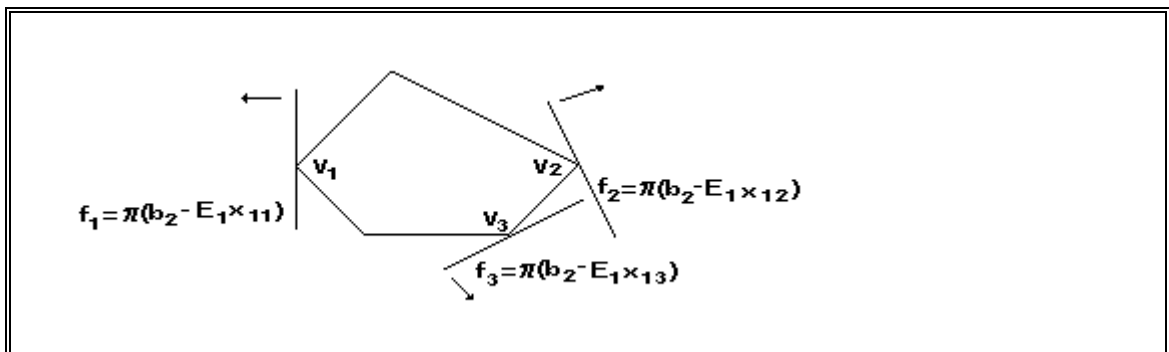


Figura B.1: Proceso de generación de vértices

Una manera de obtener los vértices de la solución dual, es por tanto; la solución dual del problema (B.1) para varias funciones objetivo diferentes o, considerando la equivalencia primal-dual, la solución del problema primal para diversos hiperplanos de apoyo dados

por: $\pi(b_2 - E_1 x_1)$. Si se considera los parámetros b_2 y E_1 como constantes, la manera natural de obtener diferentes funciones objetivo es la selección de diferentes valores para las variables x_1 .

Algoritmo

El algoritmo para generar vértices duales, utilizando la metodología descrita, consiste de los siguientes pasos:

1. Selección de los puntos x_1 correspondientes a diferentes alternativas de operación en la etapa 1 - si se habla del problema de coordinación hidrotermal en sistemas eléctricos de potencia -.
2. Para cada punto seleccionado, resolver el problema de operación de la segunda etapa. Cálculo de los multiplicadores simplex correspondientes.

La figura B.2 muestra gráficamente la representación primal del algoritmo.

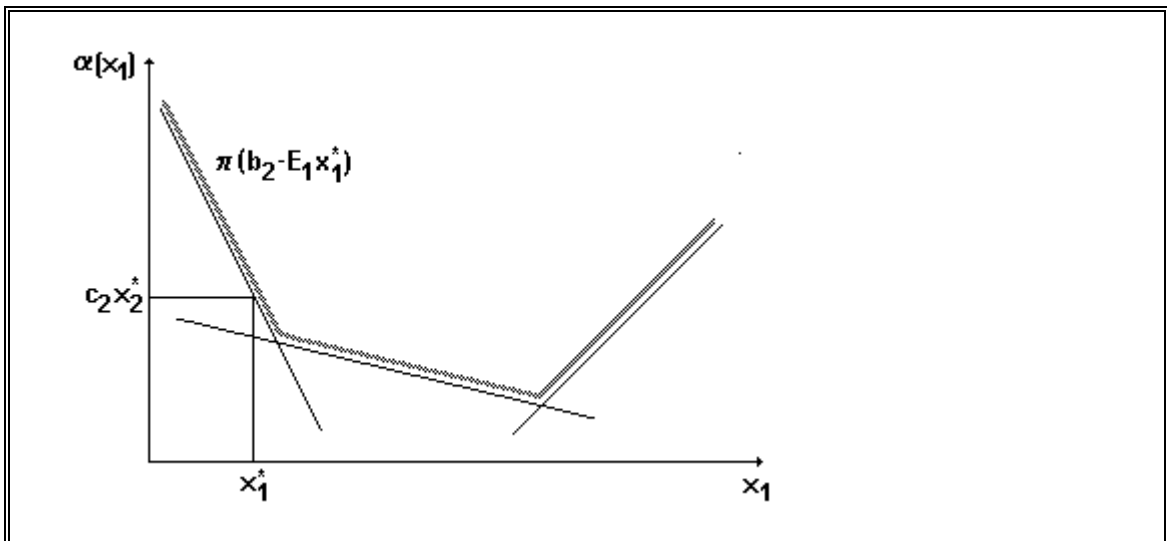


Figura B.2: Construcción de la función de costo futuro (###)

Cada punto seleccionado \mathbf{x}_1^* conduce a un vértice dual π^* y a su correspondiente hiperplano de apoyo. El algoritmo, por tanto, puede ser visto como un proceso de aproximación de la función de costo futuro $\alpha(\mathbf{x}_1)$ en la vecindad de los puntos \mathbf{x}_1^* seleccionados.

Sin embargo, puede presentarse el caso que para diferentes puntos \mathbf{x}_1^* seleccionados, que conducen a diferentes funciones objetivo, pueden generar el mismo vértice, como se ilustra en la figura B.3, tanto en la región primal como en la región dual.

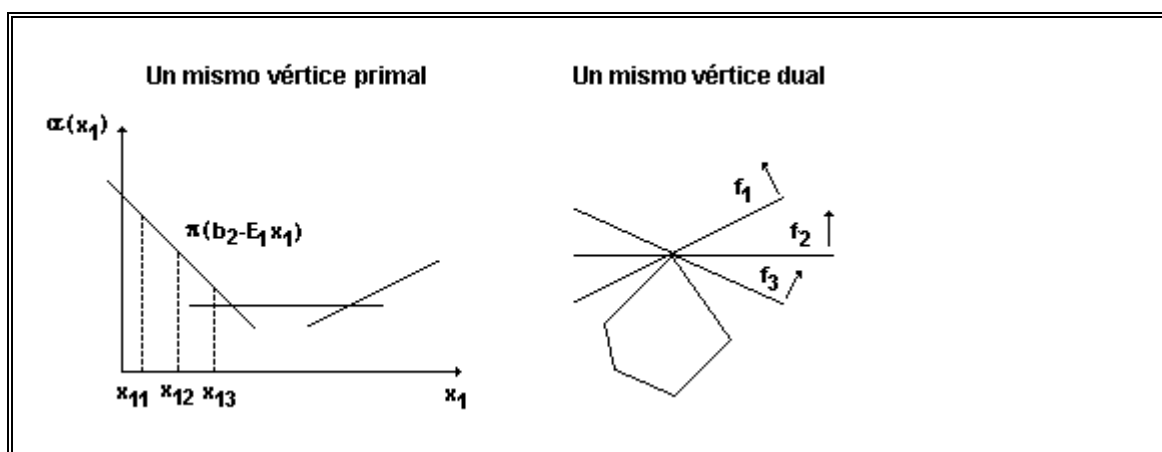


Figura B.3: Generación de un mismo vértice con diferentes puntos \mathbf{x}_1^* .

Por otro lado, también existe la posibilidad de que algunos vértices importantes no sean generados, esto si las alternativas "exactas" no fueron utilizadas. Por ejemplo, en el problema de minimización de la figura B.4, si se consideran las alternativas \mathbf{x}_{11} , \mathbf{x}_{12} , \mathbf{x}_{13} , y \mathbf{x}_{14} se obtiene la solución óptima α^* dada por el punto \mathbf{x}_1^* , sin embargo, si no se utiliza la alternativa \mathbf{x}_{13} , la solución óptima del problema sería dado por el punto \mathbf{x}'_1 , con un costo α' significativamente diferente del óptimo real. Esto sucede a pesar de que los dos conjuntos de puntos (\mathbf{x}_{12} , y \mathbf{x}_{13}) no son muy diferentes. Entonces, se desprende que si no se cuenta con una eficiente metodología para la selección de buenas alternativas \mathbf{x}_1 no se puede garantizar una buena precisión en la aproximación de la función de costo futuro.

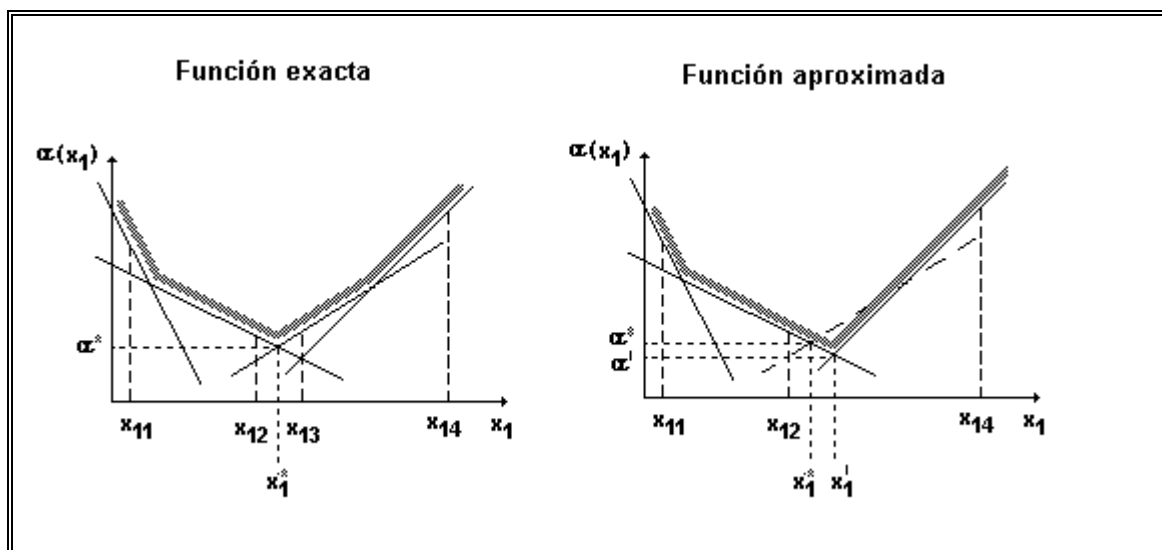


Figura B.4: Funciones de costo futuro para distintas alternativas \bar{x}_1^* .

La mejor alternativa para evitar lo anterior, es realizar una enumeración exhaustiva de todas las alternativas factibles, esto sin embargo, conllevaría a un esfuerzo computacional muy grande, por ello se ha desarrollado una metodología eficaz en base al principio de descomposición de Benders. Con este método solo se generan los vértices que realmente importan, a través de un esquema iterativo; sin necesidad de generar todos los vértices.

ANEXO C : UN METODO PRIMAL PARA LA ACTUALIZACION DE UNA SOLUCION BASICA FACTIBLE INICIAL

En este anexo se presenta una metodología para actualizar la base inicial de un problema lineal cuando se agrega una nueva restricción de igualdad al problema original [Cont93b].

Consideremos el siguiente sistema de desigualdades lineales:

$$\begin{aligned} A_i x &= b_i & i = 1, 2, \dots, m \\ x &\geq 0 \\ x &\in R^n \end{aligned} \tag{C.1}$$

donde $A_{m \times n}$ es una matriz de rango máximo m .

Supongamos conocida una solución básica factible para, digamos, las p primeras restricciones de igualdad ($p < m$). Sea B (matriz $p \times p$) la matriz de base asociada. Esta solución está dada entonces por:

$$\begin{aligned} x_B &= B^{-1}b \\ x_D &= 0 \end{aligned} \tag{C.2}$$

donde:

$$b = \begin{pmatrix} b_1 \\ \vdots \\ b_p \end{pmatrix} \tag{C.3}$$

En lo que sigue veremos un método para construir una solución básica factible del sistema compuesto por las $(p+1)$ primeras restricciones de igualdad y las condiciones de signo:

$$\begin{aligned} A_i x &= b_i & i = 1, 2, \dots, p \\ A_{p+1} x &= b_{p+1} \\ x &\geq 0 \end{aligned} \tag{C.4}$$

De aquí en adelante, por simplicidad, designaremos $A_{p \times n}$ por A , A_{p+1} por d^T y b_{p+1} por e .

Con estas definiciones, en lo que sigue se considera separadamente cada uno de los siguientes casos:

Caso 1:

$$e - d_B^T B^{-1} b \geq 0 \quad (C.5)$$

En este caso, resolvemos mediante el simplex primal el problema:

$$\begin{aligned} \min \quad & y \\ \text{sujeto a} \quad & Ax = b \\ & d^T x + y = e \\ & x, y \geq 0 \end{aligned} \quad (C.6)$$

a partir de la solución básica factible inicial:

$$\begin{aligned} \text{var. bás} \left\{ \begin{array}{l} x_B = B^{-1}b \\ y = e - d_B^T B^{-1}b \end{array} \right\} \\ \text{var. no. bás} \{x_D = 0\} \end{aligned} \quad (C.7)$$

En realidad inicialmente se tiene:

B	□	D	b
d_B^T	1	d_D^T	e
□	1	□	□

donde la matriz de base inicial está dada por

$$\bar{B} = \begin{bmatrix} B & 0 \\ d_B^T & 1 \end{bmatrix} \quad (C.8)$$

Luego, como la inversa de base correspondiente es:

$$\bar{B}^{-1} = \begin{bmatrix} B^{-1} & 0 \\ -d_B^T B^{-1} & 1 \end{bmatrix} \quad (C.9)$$

Se tiene el siguiente tableau inicial:

I	□	$B^{-1}D$	$B^{-1}b$
□	1	$(d_D^T - d_B^T B^{-1}D)$	$e - d_B^T B^{-1}b$
□	□	$-(d_D^T - d_B^T B^{-1}D)$	$-(e - d_B^T B^{-1}b)$

Así, se itera hasta obtener la solución óptima. Si el valor óptimo del problema (C.6) resulta mayor que cero ($y > 0$), el sistema lineal (C.4) es inconsistente y lo mismo es cierto naturalmente para el sistema completo original (C.1).

Por el contrario, si el valor óptimo de (C.6) es igual a cero ($y = 0$), la solución óptima correspondiente provee una solución básica factible para el sistema lineal (C.4) según:

$$\begin{aligned} x_{\hat{B}} &= \hat{B}^{-1} \bar{b} \\ x_{\hat{D}} &= 0 \end{aligned} \quad (C.10)$$

donde:

$$\bar{b} = \begin{pmatrix} b \\ b^{\rho+1} \end{pmatrix} \quad (C.11)$$

$$\hat{B} = \hat{B}_{(\rho+1) \times (\rho+1)} \quad \text{matriz de base óptima para el problema (C.6).}$$

Caso 2:

$$e - d_B^T B^{-1} b < 0 \quad (C.12)$$

En este caso resolvemos mediante el simplex primal el sistema lineal:

$$\begin{aligned} \min \quad & y \\ \text{sujeto a} \end{aligned} \quad (C.13)$$

$$\begin{aligned} Ax &= b \\ -d^T x + y &= -e \\ x, y &\geq 0, \end{aligned}$$

a partir de la solución básica factible inicial:

$$\begin{aligned} \text{var.bás} \left\{ \begin{array}{l} x_B = B^{-1}b \\ y = d_B^T B^{-1}b \end{array} \right\} \\ \text{var.no.bás} \{x_D = 0\} \end{aligned} \quad (C.14)$$

En este caso se tiene inicialmente:

B	□	D	b
$-d_B^T$	1	$-d_D^T$	-e
□	1	□	□

donde la matriz de base inicial está dada por:

$$\bar{B} = \begin{bmatrix} B & 0 \\ -d_B^T & 1 \end{bmatrix} \quad (C.15)$$

Luego, como la inversa de base correspondiente es:

$$\bar{B}^{-1} = \begin{bmatrix} B^{-1} & 0 \\ d_B^T B^{-1} & 1 \end{bmatrix} \quad (C.16)$$

Se tiene el tableau inicial:

I	□	$B^{-1}D$	$B^{-1}b$
□	1	$(d_B^T B^{-1}D - d_D^T)$	$d_B^T B^{-1}b - e$
□	□	$-(d_B^T B^{-1}D - d_D^T)$	$-(d_B^T B^{-1}b - e)$

Igual que en el caso I, se itera hasta obtener la solución óptima. Si el valor óptimo del problema (C.13) resulta mayor que cero ($y > 0$), el sistema lineal (C.4) es inconsistente y lo mismo vale para el sistema completo original (C.1).

Por el contrario, si el valor óptimo es igual a cero ($y = 0$), la solución óptima correspondiente provee una solución básica factible para el sistema lineal (C.4) según:

$$\begin{aligned} x_{\hat{B}} &= \hat{B}^{-1} \bar{b} \\ x_{\hat{D}} &= 0 \end{aligned} \quad (C.17)$$

donde:

$$\hat{B} = \hat{B}_{(p+1) \times (p+1)} \quad \text{matriz de base óptima para el problema (C.13).}$$

NOTA: Este resultado puede ser utilizado para incorporar una a una todas las restricciones. Por otra parte, la forma revisada de realizar estas actualizaciones es mediante la actualización de las inversas de base descritas más arriba.

ANEXO D : APLICACION DE CORHIDRO AL SISTEMA DE PRUEBA CON CUATRO EMBALSES EN CASCADA

Archivos de Entrada:

'hidroterm.dat'

SISTEMA HIDROTERMICO DE PRUEBA CON 4 EMBALSES EN CASCADA

Aquí se ingresan los datos de las centrales Hidráulicas y Térmicas

NNNNNNNNVVLVLVLVLVLVSVSVSVSVSVIVIVIVIVQLQLQLQLQLQSQSQSQSQSPPPPPPPPPP *Datos de
Centrales Hidráulicas*

EMBALSE1	00.00	500.00	10.00	00.00	100.00	0.80000
EMBALSE2	00.00	400.00	10.00	00.00	140.00	0.80000
EMBALSE3	00.00	500.00	10.00	00.00	100.00	0.80000
EMBALSE4	00.00	500.00	10.00	00.00	240.00	0.80000

FINHIDRO

NNNNNNNNMMMMMMMM *Datos de la configuración de la red Hidráulica*

EMBALSE1EMBALSE2

EMBALSE2EMBALSE4

EMBALSE3EMBALSE4

FINTOPOL

NNNNNNNNGLGLGLGLGLGSGSGSGSGSCCCCCCCCCC *Datos de Centrales Térmicas*

TERMICA	00.00	50.00	1.00
---------	-------	-------	------

FALLA	00.00	1.00E6	10.00
-------	-------	--------	-------

FINTERMI

FINDATOS

'caudales.dat'

DATOS DE CAUDALES AFLUENTES AL SISTEMA HIDROTERMICO
DE PRUEBA CON 4 EMBALSES EN CASCADA.

Todos los valores están expresados en (mtr³/seg)

EMBALSE1	EMBALSE2	EMBALSE3	EMBALSE4
10.00	12.00	10.00	5.00
7.00	5.00	3.00	9.00
10.00	11.00	8.00	9.00

'demanda.dat'

DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA DE PRUEBA CON 4 EMBALSES EN CASCADA

Existen tres periodos mensuales. Los datos que se incluyen son
la demanda expresada en MW y el número de horas de cada período.

AAAAAAAAADDDDDDDDDTTTTTTTT

PERIODO1	200.00	744
----------	--------	-----

PERIODO2	200.00	744
----------	--------	-----

PERIODO3	200.00	744
----------	--------	-----

Archivos de Salida:**'despacho.sal' generado por CORHIDRO utilizando el algoritmo Simplex Revisado con Cotas.**

SISTEMA HIDROTERMICO DE PRUEBA CON 4 EMBALSES EN CASCADA

I. DATOS DEL SISTEMA HIDROTERMICO:

1.0 SISTEMA HIDRAULICO:

EMBALSE	COTA MIN (m3/seg)	COTA MAX (m3/seg)	VOL. INICIAL (m3/seg)	MIN VOL
.TURB (m3/seg)	MAX VOL. TURB (m3/seg)	COEF. PRODUCTIV.		
EMBALSE1	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	100.0000	.800000		
EMBALSE2	.0000	400.0000	40.0000	
.0000	140.0000	.800000		
EMBALSE3	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	100.0000	.800000		
EMBALSE4	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	240.0000	.800000		

1.1 CONFIGURACION DE LA RED HIDRAULICA:

DESDE EMBALSE	HASTA EMBALSE
EMBALSE1	EMBALSE2
EMBALSE2	EMBALSE4
EMBALSE3	EMBALSE4

2.0 SISTEMA TERMICO:

MIN GENERACION (MW)	MAX GENERACION (MW)	COSTO GENE.
TERMICA (\$/MW)		
.0000	50.0000	
1.0000		

COSTO DE FALLA (\$/MW):	10.0000
-------------------------	---------

3.0 CAUDALES AFLUENTES EN CADA ETAPA:

ETAPA1 :	(m3/seg)
EMBALSE1	10.0000
EMBALSE2	12.0000
EMBALSE3	10.0000
EMBALSE4	5.0000

ETAPA2 :	(m3/seg)
EMBALSE1	7.0000
EMBALSE2	5.0000
EMBALSE3	3.0000
EMBALSE4	9.0000

ETAPA3 :	(m3/seg)
EMBALSE1	10.0000
EMBALSE2	11.0000
EMBALSE3	8.0000
EMBALSE4	9.0000

4.0 DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA:

ETAPA	INTERVALO (hrs)	DEMANDA (MW)
ETAPA1	744	200.0000
ETAPA2	744	200.0000
ETAPA3	744	200.0000

II. RESULTADOS DEL DESPACHO HIDROTERMICO:

NUMERO TOTAL DE ITERACIONES:	3
CORTES DE BENDERS GENERADOS:	2

ETAPA1 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
EMBALSE1	.0000	.0000	60.0000
EMBALSE2	.0000	66.0000	48.0000
EMBALSE3	.0000	60.0000	36.8000
EMBALSE4	.0000	.0000	.0000
	.0000	.0000	101.0000
	.0000		80.8000

GENERACION HIDRAULICA (MW) :	165.6000
GENERACION TERMICA (MW) :	34.4000
FALLA (MW) :	.0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$):	34.4000
COSTO FUTURO ESPERADO (\$):	100.0000

ETAPA2 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
EMBALSE1	.0000	.0000	7.0000
EMBALSE2	.0000	.0000	5.6000
EMBALSE3	.0000	55.2500	62.4000
EMBALSE4	.0000	.0000	7.7500
	.0000		6.2000
			94.7500
			75.8000

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 150.0000
 GENERACION TERMICA (MW) : 50.0000
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 50.0000
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : 50.0000

ETAPA3 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
EMBALSE1	.0000	.0000	10.0000
EMBALSE2	.0000	.0000	8.0000
EMBALSE3	.0000	.0000	21.0000
EMBALSE4	.0000	.0000	16.8000
	.0000		50.6000
			63.2500
			93.2500
			74.6000

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 150.0000
 GENERACION TERMICA (MW) : 50.0000
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 50.0000
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : .0000

'despacho.sal' generado por CORHIDRO utilizando el paquete computacional MINOS.

SISTEMA HIDROTERMICO DE PRUEBA CON 4 EMBALSES EN CASCADA

I. DATOS DEL SISTEMA HIDROTERMICO:

1.0 SISTEMA HIDRAULICO:

EMBALSE	COTA MIN (m3/seg)	COTA MAX (m3/seg)	VOL. INICIAL (m3/seg)	MIN VOL
.TURB (m3/seg)	MAX VOL. TURB (m3/seg)	COEF. PRODUCTIV.		
EMBALSE1	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	100.0000	.800000		
EMBALSE2	.0000	400.0000	40.0000	
.0000	140.0000	.800000		
EMBALSE3	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	100.0000	.800000		
EMBALSE4	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	240.0000	.800000		

1.1 CONFIGURACION DE LA RED HIDRAULICA:

DESDE EMBALSE	HASTA EMBALSE
EMBALSE1	EMBALSE2
EMBALSE2	EMBALSE4
EMBALSE3	EMBALSE4

2.0 SISTEMA TERMICO:

MIN GENERACION (MW)	MAX GENERACION (MW)	COSTO GENE.
TERMICA (\$/MW)		
.0000	50.0000	
1.0000		
COSTO DE FALLA (\$/MW):	10.0000	

3.0 CAUDALES AFLUENTES EN CADA ETAPA:

PERIODO1:	(m3/seg)
EMBALSE1	10.0000
EMBALSE2	12.0000
EMBALSE3	10.0000
EMBALSE4	5.0000

PERIODO2:	(m3/seg)
EMBALSE1	7.0000
EMBALSE2	5.0000
EMBALSE3	3.0000
EMBALSE4	9.0000

PERIODO3:	(m3/seg)
EMBALSE1	10.0000
EMBALSE2	11.0000
EMBALSE3	8.0000
EMBALSE4	9.0000

4.0 DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA:

ETAPA	INTERVALO (hrs)	DEMANDA (MW)
PERIODO1	744	200.0000
PERIODO2	744	200.0000
PERIODO3	744	200.0000

II. RESULTADOS DEL DESPACHO HIDROTERMICO:

NUMERO TOTAL DE ITERACIONES:	3
CORTES DE BENDERS GENERADOS:	2

PERIODO1:

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
VOL. DERRAMADO (m3/seg)			
EMBALSE1	.0000	36.6582	23.3418
EMBALSE2	.0000	36.2459	18.6734
EMBALSE3	.0000	20.9042	31.2767
EMBALSE4	.0000	27.7249	39.0958
	.0000		31.2767
			105.4667
			84.3734

GENERACION HIDRAULICA (MW):	165.6001
GENERACION TERMICA (MW) :	34.3999
FALLA (MW) :	.0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$):	34.3999
COSTO FUTURO ESPERADO (\$)	99.9991

PERIODO2:

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
EMBALSE1	.0000	10.3278	33.3302
EMBALSE2	.0000	39.7583	26.6642
EMBALSE3	.0000	.0000	27.8543
EMBALSE4	.0000	.0000	23.9040
	.0000		19.1232
	.0000		95.4469
	.0000		76.3575

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 149.9992
 GENERACION TERMICA (MW) : 50.0000
 FALLA (MW) : .0008

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 50.0080
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : 50.0000

PERIODO3:

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
EMBALSE1	.0000	.0000	20.3280
EMBALSE2	.0000	.0000	16.2624
EMBALSE3	.0000	.0000	71.0860
EMBALSE4	.0000	.0000	56.8688
	.0000		8.0000
	.0000		6.4000
	.0000		88.0860
	.0000		70.4688

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 150.0000
 GENERACION TERMICA (MW) : 50.0000
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 50.0000
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : .0000

'despacho.sal' generado por CORHIDRO utilizando el paquete computacional LINDO.

SISTEMA HIDROTERMICO DE PRUEBA CON 4 EMBALSES EN CASCADA

I. DATOS DEL SISTEMA HIDROTERMICO:

1.0 SISTEMA HIDRAULICO:

EMBALSE	COTA MIN (m3/seg)	COTA MAX (m3/seg)	VOL. INICIAL (m3/seg)	MIN VOL
.TURB (m3/seg)	MAX VOL. TURB (m3/seg)	COEF. PRODUCTIV.		
EMBALSE1	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	100.0000	.800000		
EMBALSE2	.0000	400.0000	40.0000	
.0000	140.0000	.800000		
EMBALSE3	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	100.0000	.800000		
EMBALSE4	.0000	500.0000	50.0000	
.0000	240.0000	.800000		

1.1 CONFIGURACION DE LA RED HIDRAULICA:

DESDE EMBALSE	HASTA EMBALSE
EMBALSE1	EMBALSE2
EMBALSE2	EMBALSE4
EMBALSE3	EMBALSE4

2.0 SISTEMA TERMICO:

MIN GENERACION (MW)	MAX GENERACION (MW)	COSTO GENE.
TERMICA (\$/MW)		
.0000	50.0000	
1.0000		
	COSTO DE FALLA (\$/MW):	10.0000

3.0 CAUDALES AFLUENTES EN CADA ETAPA:

PERIODO1:	(m3/seg)
EMBALSE1	10.0000
EMBALSE2	12.0000
EMBALSE3	10.0000
EMBALSE4	5.0000

PERIODO2: (m3/seg)
 EMBALSE1 7.0000
 EMBALSE2 5.0000
 EMBALSE3 3.0000
 EMBALSE4 9.0000

PERIODO3: (m3/seg)
 EMBALSE1 10.0000
 EMBALSE2 11.0000
 EMBALSE3 8.0000
 EMBALSE4 9.0000

4.0 DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA:

ETAPA	INTERVALO (hrs)	DEMANDA (MW)
PERIODO1	744	200.0000
PERIODO2	744	200.0000
PERIODO3	744	200.0000

II. RESULTADOS DEL DESPACHO HIDROTERMICO:

NUMERO TOTAL DE ITERACIONES: 3
 CORTES DE BENDERS GENERADOS: 2

PERIODO1:

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
EMBALSE1	44.0001		15.9999
	.0000		12.8000
EMBALSE2	.0000	.0000	67.9999
	.0000		54.4000
EMBALSE3	60.0000		.0000
	.0000		0.0000
EMBALSE4	.0000	.0000	122.9999
	.0000		98.3998

GENERACION HIDRAULICA (MW): 165.5998
 GENERACION TERMICA (MW) : 34.4002
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 34.4002
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : 99.9998

PERIODO2:

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
VOL. DERRAMADO (m3/seg)			
EMBALSE1	.0000		51.0000
	.0000		40.8000
EMBALSE2	.0000		56.0000
	.0000		44.8000
EMBALSE3	55.2501		7.7499
	.0000		6.1999
EMBALSE4	.0000		72.7499
	.0000		58.1999

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 149.9998
 GENERACION TERMICA (MW) : 50.0000
 FALLA (MW) : .0002

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 50.0021
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : 49.9998

PERIODO3:

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
VOL. DERRAMADO (m3/seg)			
EMBALSE1	.0000		10.0000
	.0000		8.0000
EMBALSE2	.0000		21.0000
	.0000		16.8000
EMBALSE3	.0000		63.2501
	.0000		50.6001
EMBALSE4	.0000		93.2501
	.0000		74.6001

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 150.0002
 GENERACION TERMICA (MW) : 49.9998
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 49.9998
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : .0000

ANEXO E : APLICACION DE CORHIDRO AL SISTEMA DE LA CUENCA DEL MAULE

Archivos de Entrada:

'hidroterm.dat'

SISTEMA HIDROTERMICO DE LA CUENCA DEL MAULE

Aqui se ingresan los datos de Las centrales Hidraulicas y Termicas

NNNNNNNNVVLVLVLVLVLVSVSVSVSVSVVIVIVIVIVQLQLQLQLQLQSQSQSQSQSPPPPPPPPPP *Datos de Centrales Hidro*

CIPRESES	.00	33.42	10.00	7.20	36.40	2.78580
ISLA	.00	.00	10.00	10.00	84.00	.80950
PEHUENCH	.00	382.00	10.00	48.00	300.00	1.66660
COLBUN	.00	208.33	10.00	28.00	280.00	1.42860
MACHICUR	.00	80.00	10.00	62.00	280.00	.32140

FINHIDRO

NNNNNNNNMMMMMMMM *Datos de la configuracion de la red Hidraulica*

CIPRESESIsla

ISLA PEHUENCH

ISLA COLBUN

COLBUN MACHICUR

FINTOPOL

NNNNNNNNGLGLGLGLGLGSGSGSGSGSCCCCCCCCC *Datos de Centrales Termicas*

TERMICA	20.00	150.00	1.00
FALLA	00.00	1.00E6	10.00

FINTERMI

FINDATOS

'caudales.dat'

DATOS DE CAUDALES AFLUENTES AL SISTEMA DE LA CUENCA DEL MAULE

Este conjunto de afluencias corresponde al escenario de afluencia MEDIA. Todos los valores están expresados en (mtr3/seg)

CIPRESES	ISLA	PEHUENCH	COLBUN	MACHICUR
40.00	41.00	165.00	190.00	15.00
28.00	33.00	143.00	160.00	10.00
35.00	46.00	150.00	175.00	12.00

'demanda.dat'

DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA DE LA CUENCA DEL MAULE

Existen tres periodos mensuales, los datos que se incluyen son la demanda expresada en MW y el número de horas de cada período.

AAAAAAAAADDDDDDDDDTTTTTTTT

ETAPA1	1100.00	744
ETAPA2	1100.00	744
ETAPA3	1100.00	744

Archivos de Salida:**'despacho.sal' generado por CORHIDRO utilizando el algoritmo Simplex Revisado con Cotas.**

SISTEMA HIDROTERMICO DE LA CUENCA DEL MAULE

I. DATOS DEL SISTEMA HIDROTERMICO:

1.0 SISTEMA HIDRAULICO:

EMBALSE	COTA MIN (m3/seg)	COTA MAX (m3/seg)	VOL. INICIAL (m3/seg)	MIN VOL
.TURB (m3/seg)	MAX VOL. TURB (m3/seg)	COEF. PRODUCTIV.		
CIPRESES	.0000	33.4200		3.3420
07.2000	36.4000	2.785800		
ISLA	.0000	.0000		.0000
10.0000	84.0000	.809500		
PEHUENCH	.0000	382.0000		38.2000
48.0000	300.0000	1.666600		
COLBUN	.0000	208.3300		20.8330
28.0000	280.0000	1.428600		
MACHICUR	.0000	80.0000		8.0000
62.0000	280.0000	.321400		

1.1 CONFIGURACION DE LA RED HIDRAULICA:

DESDE EMBALSE	HASTA EMBALSE
CIPRESES	ISLA
ISLA	PEHUENCH
ISLA	COLBUN
COLBUN	MACHICUR

2.0 SISTEMA TERMICO:

MIN GENERACION (MW)	MAX GENERACION (MW)	COSTO GENE.
TERMICA (\$/MW)		
20.0000	150.0000	1.0000

COSTO DE FALLA (\$/MW): 10.0000

3.0 CAUDALES AFLUENTES EN CADA ETAPA:

ETAPA1 :	(m3/seg)
CIPRESES	40.0000
ISLA	41.0000
PEHUENCH	165.0000
COLBUN	190.0000
MACHICUR	15.0000

ETAPA2 :	(m3/seg)
CIPRESES	28.0000
ISLA	33.0000
PEHUENCH	143.0000
COLBUN	160.0000
MACHICUR	10.0000

ETAPA3 :	(m3/seg)
CIPRESES	35.0000
ISLA	46.0000
PEHUENCH	150.0000
COLBUN	175.0000
MACHICUR	12.0000

4.0 DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA:

ETAPA	INTERVALO (hrs)	DEMANDA (MW)
ETAPA1	744	1100.0000
ETAPA2	744	1100.0000
ETAPA3	744	1100.0000

II. RESULTADOS DEL DESPACHO HIDROTERMICO:

NUMERO TOTAL DE ITERACIONES:	4
CORTES DE BENDERS GENERADOS:	3

ETAPA1 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
VOL. DERRAMADO (m3/seg)			
CIPRESES		8.6236	34.7184
	.0000		96.7184
ISLA		.0000	75.7184
	.0000		61.2940
PEHUENCH		.0000	278.9184
	.0000		464.8454
COLBUN		29.5514	257.0000
	.0000		367.1502
MACHICUR		.0000	280.0000
	.0000		89.9920

GENERACION HIDRAULICA (MW):	1080.0000
GENERACION TERMICA (MW) :	20.0000
FALLA (MW) :	.0000
COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$):	20.0000
COSTO FUTURO ESPERADO (\$)	: 230.5709

ETAPA2 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
CIPRESES	1.4000	98.1260	35.2236
ISLA	.0000	55.2270	68.2236
PEHUENCH	5.8194	342.3267	205.4043
COLBUN	.0000	368.2574	257.7750
MACHICUR	.0000	86.0629	267.7750

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 950.0000
 GENERACION TERMICA (MW) : 150.0000
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 150.0000
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : 80.5709

ETAPA3 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
CIPRESES	.0000	101.4031	36.4000
ISLA	.0000	66.7028	82.4000
PEHUENCH	.0000	397.0164	238.2194
COLBUN	.0000	367.7216	257.4000
MACHICUR	.0000	86.5852	269.4000

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 1019.4291
 GENERACION TERMICA (MW) : 80.5709
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 80.5709
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : .0000

'despacho.sal' generado por CORHIDRO utilizando el paquete computacional MINOS.

SISTEMA HIDROTERMICO DE LA CUENCA DEL MAULE

I. DATOS DEL SISTEMA HIDROTERMICO:

1.0 SISTEMA HIDRAULICO:

EMBALSE	COTA MIN (m3/seg)	COTA MAX (m3/seg)	VOL. INICIAL (m3/seg)	MIN VOL
.TURB (m3/seg)	MAX VOL. TURB (m3/seg)	COEF. PRODUCTIV.		
CIPRESES	.0000	33.4200		3.3420
07.2000	36.4000	2.785800		
ISLA	.0000	.0000		.0000
10.0000	84.0000	.809500		
PEHUENCH	.0000	382.0000		38.2000
48.0000	300.0000	1.666600		
COLBUN	.0000	208.3300		20.8330
28.0000	280.0000	1.428600		
MACHICUR	.0000	80.0000		8.0000
62.0000	280.0000	.321400		

1.1 CONFIGURACION DE LA RED HIDRAULICA:

DESDE EMBALSE	HASTA EMBALSE
CIPRESES	ISLA
ISLA	PEHUENCH
ISLA	COLBUN
COLBUN	MACHICUR

2.0 SISTEMA TERMICO:

MIN GENERACION (MW)	MAX GENERACION (MW)	COSTO GENE.
20.0000	150.0000	1.0000
COSTO DE FALLA (\$/MW):		10.0000

3.0 CAUDALES AFLUENTES EN CADA ETAPA:

ETAPA1 :	(m3/seg)
CIPRESES	40.0000
ISLA	41.0000
PEHUENCH	165.0000
COLBUN	190.0000
MACHICUR	15.0000

ETAPA2 :	(m3/seg)
CIPRESES	28.0000
ISLA	33.0000
PEHUENCH	143.0000
COLBUN	160.0000
MACHICUR	10.0000

ETAPA3 :	(m3/seg)
CIPRESES	35.0000
ISLA	46.0000
PEHUENCH	150.0000
COLBUN	175.0000
MACHICUR	12.0000

4.0 DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA:

ETAPA	INTERVALO (hrs)	DEMANDA (MW)
ETAPA1	744	1100.0000
ETAPA2	744	1100.0000
ETAPA3	744	1100.0000

II. RESULTADOS DEL DESPACHO HIDROTERMICO:

NUMERO TOTAL DE ITERACIONES:	3
CORTES DE BENDERS GENERADOS:	2

ETAPA1 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
VOL. DERRAMADO (m3/seg)			
CIPRESES		6.9420	36.4000
	.0000		101.4031
ISLA		.0000	77.4000
	.0000		62.6553
PEHUENCH		25.1137	255.4863
	.0000		425.7934
COLBUN		8.2330	280.0000
	.0000		400.0080
MACHICUR		23.0000	280.0000
	.0000		89.9920

GENERACION HIDRAULICA (MW) :	1079.8518
GENERACION TERMICA (MW) :	20.0000
FALLA (MW) :	.0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$):	20.0000
COSTO FUTURO ESPERADO (\$):	230.1654

ETAPA2 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
CIPRESES	.0000	.0000	34.9420
ISLA	.0000	.0000	67.9420
PEHUENCH	.0000	11.8692	224.1868
COLBUN	.0000	.0000	236.1750
MACHICUR	.0000	.0000	269.1750
	.0000		86.5128

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 949.8826

GENERACION TERMICA (MW) : 150.0000

FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 150.0000

COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : 80.1650

ETAPA3 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
CIPRESES	.0000	.0000	35.0000
ISLA	.0000	.0000	81.0000
PEHUENCH	.0000	.0000	242.8690
COLBUN	.0000	.0000	256.0000
MACHICUR	.0000	.0000	268.0000
	.0000		86.1352

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 1019.6948

GENERACION TERMICA (MW) : 80.1654

FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 80.1654

COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : .0000

'despacho.sal' generado por CORHIDRO utilizando el paquete computacional LINDO.

SISTEMA HIDROTERMICO DE LA CUENCA DEL MAULE

I. DATOS DEL SISTEMA HIDROTERMICO:

1.0 SISTEMA HIDRAULICO:

EMBALSE	COTA MIN (m3/seg)	COTA MAX (m3/seg)	VOL. INICIAL (m3/seg)	MIN
VOL. TURB (m3/seg)	MAX VOL. TURB (m3/seg)	COEF. PRODUCTIV.		
CIPRESES	.0000	33.4200	3.3420	
07.2000	36.4000	2.785800		
ISLA	.0000	.0000	.0000	
10.0000	84.0000	.809500		
PEHUENCH	.0000	382.0000	38.2000	
48.0000	300.0000	1.666600		
COLBUN	.0000	208.3300	20.8330	
28.0000	280.0000	1.428600		
MACHICUR	.0000	80.0000	8.0000	
62.0000	280.0000	.321400		

1.1 CONFIGURACION DE LA RED HIDRAULICA:

DESDE EMBALSE	HASTA EMBALSE
CIPRESES	ISLA
ISLA	PEHUENCH
ISLA	COLBUN
COLBUN	MACHICUR

2.0 SISTEMA TERMICO:

MIN GENERACION (MW)	MAX GENERACION (MW)	COSTO GENE.
TERMICA (\$/MW)		
20.0000	150.0000	1.0000

COSTO DE FALLA (\$/MW): 10.0000

3.0 CAUDALES AFLUENTES EN CADA ETAPA:

ETAPA1 :	(m3/seg)
CIPRESES	40.0000
ISLA	41.0000
PEHUENCH	165.0000
COLBUN	190.0000
MACHICUR	15.0000

ETAPA2 :	(m3/seg)
CIPRESES	28.0000
ISLA	33.0000
PEHUENCH	143.0000
COLBUN	160.0000
MACHICUR	10.0000

ETAPA3 :	(m3/seg)
CIPRESES	35.0000
ISLA	46.0000
PEHUENCH	150.0000
COLBUN	175.0000
MACHICUR	12.0000

4.0 DATOS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA:

ETAPA	INTERVALO (hrs)	DEMANDA (MW)
ETAPA1	744	1100.0000
ETAPA2	744	1100.0000
ETAPA3	744	1100.0000

II. RESULTADOS DEL DESPACHO HIDROTERMICO:

NUMERO TOTAL DE ITERACIONES:	4
CORTES DE BENDERS GENERADOS:	3

ETAPA1 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
VOL. DERRAMADO (m3/seg)			
CIPRESES		6.9420	36.4000
	.0000		101.4031
ISLA		.0000	77.4000
	.0000		62.6553
PEHUENCH		.0000	280.6000
	.0000		467.6450
COLBUN		54.0580	234.1750
	.0000		334.5424
MACHICUR		.0000	257.1749
	.0000		82.6560

GENERACION HIDRAULICA (MW):	1048.9048
GENERACION TERMICA (MW) :	51.0952
FALLA (MW) :	.0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$):	51.0952
COSTO FUTURO ESPERADO (\$)	199.4756

ETAPA2 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
CIPRESES	.0000	0.0000	34.9420
ISLA	.0000	.0000	67.9420
PEHUENCH	.0000	0.0000	210.9420
COLBUN	.0000	12.0000	270.0000
MACHICUR	.0000	.0000	280.0000
	.0000		89.9920

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 979.6104
 GENERACION TERMICA (MW) : 120.3896
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 120.3896
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : 79.0861

ETAPA3 :

1.0 GENERACION HIDRAULICA:

EMBALSE	VOL. ALMACENADO (m3/seg)	POTENCIA GENERADA (MW)	VOL. TURBINADO (m3/seg)
CIPRESES	.0000	.0000	35.0000
ISLA	.0000	.0000	81.0000
PEHUENCH	.0000	.0000	231.0000
COLBUN	.0000	.0000	268.0000
MACHICUR	.0000	.0000	280.0000
	.0000		89.9920

GENERACION HIDRAULICA (MW) : 1020.9139
 GENERACION TERMICA (MW) : 79.0861
 FALLA (MW) : .0000

COSTO GENERACION TERMICA MAS FALLA (\$) : 79.0861
 COSTO FUTURO ESPERADO (\$) : .0000

'resuliter.sal' generado por CORHIDRO utilizando el paquete computacional MINOS.

RESULTADOS DE LAS ITERACIONES MAYORES Y MENORES
SISTEMA HIDROTERMICO DE LA CUENCA DEL MAULE

```

ITERACION BENDERS=      1

RECURSION FORWARD ---->

ETAPA                =      1
FUNCION OBJETIVO =      20.000000
VARIABLES:
   1          .342000
   2          .000000
   3          .000000
   4          .000000
   5         26.333000
   6         36.400000
   7         84.000000
   8        252.279304
   9        280.000000
  10        280.000000
  11          6.600000
  12          .000000
  13         34.920696
  14         14.833000
  15         11.500000
  16         20.000000
  17          .000000
  18          .000000
COSTO ACTUAL        =      20.000000
COSTO FUTURO        =          .000000
COSTO TOTAL         =      20.000000

COTA INFERIOR      =      20.000000

RECURSION FORWARD ---->

ETAPA                =      2
FUNCION OBJETIVO =      967.026610
VARIABLES:
   1          .000000
   2          .000000
   3          .000000
   4          .000000
   5          .000000
   6         28.342000

```

7	61.342000		
8	204.342000		
9	221.342000		
10	257.675000		
11	.000000		
12	.000000		
13	.000000		
14	.000000		
15	.000000		
16	150.000000		
17	81.702661		
18	.000000		
COSTO ACTUAL	=	967.026610	
COSTO FUTURO	=	.000000	
COSTO TOTAL	=	967.026610	

RECURSION FORWARD ---->

ETAPA	=	3
FUNCION OBJETIVO	=	99.951000

VARIABLES:

1	.000000		
2	.000000		
3	.000000		
4	.000000		
5	.000000		
6	35.000000		
7	81.000000		
8	231.000000		
9	256.000000		
10	268.000000		
11	.000000		
12	.000000		
13	.000000		
14	.000000		
15	.000000		
16	99.951000		
17	.000000		
COSTO ACTUAL	=	99.951000	
COSTO FUTURO	=	.000000	
COSTO TOTAL	=	99.951000	

COTA SUPERIOR	=	1086.977610
---------------	---	-------------

RECURSION BACKWARD <----

ETAPA	=	3
FUNCION OBJETIVO	=	99.951000

VARIABLES:

1	.000000		
---	---------	--	--

2	.000000	
3	.000000	
4	.000000	
5	.000000	
6	35.000000	
7	81.000000	
8	231.000000	
9	256.000000	
10	268.000000	
11	.000000	
12	.000000	
13	.000000	
14	.000000	
15	.000000	
16	99.951000	
17	.000000	

VARIABLES DUALES (pi):

1	-7.013000	
2	-4.227000	
3	-1.667000	
4	-1.750000	
5	-.321000	
6	1.000000	

COSTO ACTUAL	=	99.951000
COSTO FUTURO	=	.000000
COSTO TOTAL	=	99.951000

RECURSION BACKWARD <----

ETAPA	=	2
FUNCION OBJETIVO	=	1066.977610

VARIABLES:

1	.000000
2	.000000
3	.000000
4	.000000
5	.000000
6	28.342000
7	61.342000
8	204.342000
9	221.342000
10	257.675000
11	.000000
12	.000000
13	.000000
14	.000000
15	.000000
16	150.000000
17	81.702661
18	99.951000

```

19      .000000
VARIABLES DUALES (pi):
 1     -70.130000
 2     -42.270000
 3     -16.670000
 4     -17.500000
 5      -3.210000
 6      10.000000
 7      1.000000
COSTO ACTUAL      =      967.026610
COSTO FUTURO      =      99.951000
COSTO TOTAL       =     1066.977610

```

```
ITERACION BENDERS= 2
```

```
RECURSION FORWARD ---->
```

```
ETAPA              = 1
FUNCION OBJETIVO   = 25.209504
```

```

VARIABLES:
 1      6.942000
 2      .000000
 3     28.238815
 4      8.233000
 5     23.000000
 6     36.400000
 7     77.400000
 8    252.361185
 9    280.000000
10    280.000000
11      .000000
12      .000000
13      .000000
14      .000000
15      .000000
16     25.209504
17      .000000
18      .000000
19      .000000
COSTO ACTUAL      = 25.209504
COSTO FUTURO      = .000000
COSTO TOTAL       = 25.209504

```

```
COTA INFERIOR     = 25.209504
```

```
RECURSION FORWARD ---->
```

```
ETAPA              = 2
FUNCION OBJETIVO   = 224.955591
```

```
VARIABLES:
```

1	.000000	
2	.000000	
3	14.994247	
4	.000000	
5	.000000	
6	34.942000	
7	67.942000	
8	224.186753	
9	236.175000	
10	269.175000	
11	.000000	
12	.000000	
13	.000000	
14	.000000	
15	.000000	
16	150.000000	
17	.000000	
18	74.955591	
19	.000000	
COSTO ACTUAL	=	150.000000
COSTO FUTURO	=	74.955591
COSTO TOTAL	=	224.955591

RECURSION FORWARD ---->

ETAPA	=	3
FUNCION OBJETIVO	=	74.956002

VARIABLES:

1	.000000	
2	.000000	
3	.000000	
4	.000000	
5	.000000	
6	35.000000	
7	81.000000	
8	245.994000	
9	256.000000	
10	268.000000	
11	.000000	
12	.000000	
13	.000000	
14	.000000	
15	.000000	
16	74.956002	
17	.000000	
COSTO ACTUAL	=	74.956002
COSTO FUTURO	=	.000000
COSTO TOTAL	=	74.956002
COTA SUPERIOR	=	250.165506

RECURSION BACKWARD <----

ETAPA = 3
 FUNCION OBJETIVO = 74.956002

VARIABLES:

1	.000000
2	.000000
3	.000000
4	.000000
5	.000000
6	35.000000
7	81.000000
8	245.994000
9	256.000000
10	268.000000
11	.000000
12	.000000
13	.000000
14	.000000
15	.000000
16	74.956002
17	.000000

VARIABLES DUALES (pi):

1	-7.013000
2	-4.227000
3	-1.667000
4	-1.750000
5	-.321000
6	1.000000

COSTO ACTUAL = 74.956002
 COSTO FUTURO = .000000
 COSTO TOTAL = 74.956002

RECURSION BACKWARD <----

ETAPA = 2
 FUNCION OBJETIVO = 224.955591

VARIABLES:

1	.000000
2	.000000
3	14.994247
4	.000000
5	.000000
6	34.942000
7	67.942000
8	224.186753
9	236.175000
10	269.175000
11	.000000
12	.000000

```

13      .000000
14      .000000
15      .000000
16     150.000000
17      .000000
18      74.955591
19      .000000
20      .000000
VARIABLES DUALES (pi):
  1     -7.013000
  2     -4.227000
  3     -1.667000
  4     -1.750000
  5      -.321000
  6      1.000000
  7      1.000000
  8      .000000
COSTO ACTUAL      =    150.000000
COSTO FUTURO      =     74.955591
COSTO TOTAL       =    224.955591

ITERACION BENDERS=    3

RECURSION FORWARD ---->

ETAPA             =    1
FUNCION OBJETIVO  =    250.165404
VARIABLES:
  1      6.942000
  2      .000000
  3     25.113737
  4      8.233000
  5     23.000000
  6     36.400000
  7     77.400000
  8    255.486263
  9     280.000000
 10     280.000000
 11      .000000
 12      .000000
 13      .000000
 14      .000000
 15      .000000
 16     20.000000
 17      .000000
 18    230.165404
 19    178.070364
 20      .000000
COSTO ACTUAL      =    20.000000
COSTO FUTURO      =    230.165404

```

COSTO TOTAL = 250.165404

COTA INFERIOR = 250.165404

RECURSION FORWARD ---->

ETAPA = 2

FUNCION OBJETIVO = 230.164966

VARIABLES:

1	.000000
2	.000000
3	11.869247
4	.000000
5	.000000
6	34.942000
7	67.942000
8	224.186753
9	236.175000
10	269.175000
11	.000000
12	.000000
13	.000000
14	.000000
15	.000000
16	150.000000
17	.000000
18	80.164966
19	.000000
20	.000000

COSTO ACTUAL = 150.000000

COSTO FUTURO = 80.164966

COSTO TOTAL = 230.164966

RECURSION FORWARD ---->

ETAPA = 3

FUNCION OBJETIVO = 80.165377

VARIABLES:

1	.000000
2	.000000
3	.000000
4	.000000
5	.000000
6	35.000000
7	81.000000
8	242.869000
9	256.000000
10	268.000000
11	.000000
12	.000000

13	.000000		
14	.000000		
15	.000000		
16	80.165377		
17	.000000		
COSTO ACTUAL	=	80.165377	
COSTO FUTURO	=	.000000	
COSTO TOTAL	=	80.165377	
COTA SUPERIOR	=	250.165377	
NUMERO DE CORTES DE BENDERS GENERADOS	=	2	