

Despacho Económico Activo-reactivo de Corto Plazo Multiembalse Multinodal. Aplicación de Técnicas de Descomposición

Tesis Doctoral

Wilfredo Santiago Sifuentes Rosales

Aprobada por la
Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan
para la obtención del grado académico de

Doctor en Ingeniería

Director:

Prof. –Dr, Ing. Alberto Vargas
Instituto de Energía Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de San Juan
Argentina

Referente Externo:

Prof. Dr. –Ing. Antonio Conejo
Navarro
Universidad de Castilla La Mancha
España

Jurado:

Prof. –Dr, Ing. Alberto Vargas
Instituto de Energía Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de San Juan
Argentina

Jurado:

Prof. Dr. –Ing. Antonio Conejo
Navarro
Universidad de Castilla La Mancha
España

Día del Examen Oral: 18 de Agosto de 2006

Despacho Económico Activo-reactivo de Corto Plazo
Multiembalse Multinodal. Aplicación de Técnicas de
Descomposición.

Tesis Doctoral de **Wilfredo Santiago Sifuentes Rosales**

Impreso en Argentina – Printed in Argentina.
Impresiones Alvear

Queda hecho el depósito que marca la Ley 22.399.

ISBN-10: 987-05-1474-X

ISBN-13: 978-987-05-1474-9

La reproducción total o parcial de este libro en forma idéntica, escrita a máquina por el sistema multigraph, mimeógrafo, impreso, fotocopiado, u otro medio, no autorizado por el editor, viola derechos reservados.

© Wilfredo Sifuentes Rosales. Universidad Nacional de San Juan, Argentina.

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan
Avda. Libertador San Martín 1109 (O) – 5400 San Juan - ARGENTINA.

... a mis queridos padres, **Luis y Tadea**, por todo su esfuerzo puesto en mi superación.

Prefacio

En este se originó durante mi estadía de 4 años como becario investigador en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan en Argentina .

El profesor Dr. Ing. Alberto Vargas me dio el impulso inicial para el desarrollo de este trabajo y me apoyó en su completa ejecución a través de sus valiosos consejos e indicaciones críticas. En ese sentido agradezco muy cordialmente su apoyo brindado durante la ejecución de este trabajo y por la tarea de dirección aceptada. Así mismo quiero agradecer al Profesor Dr. –Ing. Antonio Conejo Navarro de la Universidad de Castilla, La Mancha – España por su excelente predisposición a ser el revisor y referente externo del presente trabajo.

También estoy particularmente agradecido al Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD) por posibilitar mi financiamiento durante mis 4 años de estadía en Argentina como becario investigador.

Finalmente quisiera agradecer a todos mis compañeros y amigos becarios y docentes investigadores del Instituto de Energía Eléctrica por sus valiosos consejos y por todo el apoyo brindado durante esta etapa de mi vida.

Wilfredo Sifuentes Rosales

Resumen

En este trabajo se presenta una nueva metodología para el cálculo del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo que considera un modelamiento AC de la red de transmisión basado en la filosofía del despacho centralizado. Este tipo de mercado eléctrico competitivo ha sido la elección típica de muchos países latinoamericanos y también otros países del mundo.

Comúnmente durante el cálculo del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo la red de transmisión no es considerada o se encuentra modelada de una manera simplificada. En países con redes extensas y/o débilmente malladas estas consideraciones pueden provocar una solución que luego tiene que sufrir un proceso de comprobación y/o corrección mediante flujo AC para poder ser aplicable.

La metodología que se propone permite un modelamiento mucho más exacto de la parte eléctrica de este problema, adicional a las restricciones comúnmente consideradas, lo cual se traduce como una reducción sustancial de correcciones post-despacho debido a problemas como congestión de la red de transmisión y despacho de unidades por necesidad de potencia reactiva (bajos niveles de tensión). Esta metodología esta basada en la Descomposición Generalizada de Benders descomponiéndose el problema original en uno Maestro que propone los despachos y un Subproblema que controla la factibilidad eléctrica del despacho propuesto. Adicionalmente se desarrollaron técnicas acelerantes con la finalidad de reducir la carga computacional total y lograr tiempos razonables de cálculo para una aplicación práctica de la metodología desarrollada.

Finalmente se presenta el análisis de resultados sobre 3 sistemas reales y uno de pequeña dimensión encontrándose que el modelo representa y soluciona el problema del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo con un mayor realismo.

Abstract

In this work a new methodology for the calculation of the Short-Term Hydrothermal Coordination (STHC) is presented that allows considering an AC modeling of the network transmission system. This methodology is based on the philosophy of the centralized dispatch. This kind of competitive electrical market has been the typical election in many Latin American countries and also in other countries of the world.

Commonly during the STHC optimization the transmission network is not considered or it is modeled in a simplified way. These considerations could lead to unrealistic solutions and a post-schedule verification and/or correction step through AC power flow is necessary. This fact is specially true in countries featuring large and/or weakly network meshed.

The developed methodology allows an AC modeling of the electrical part of the problem additional to the constraints commonly considered. This consideration reduce considerably the necessity of corrections post-schedule due to problems like congestion or the re-dispatch of units by necessity of reactive power (low voltage levels). This methodology this based on the Generalized Benders Decomposition. The Master Problem proposes the dispatch and the Sub-Problem controls the electrical feasibility of the proposed dispatch. Additionally, accelerating techniques were developed with the purpose of reducing the total computational burden in order to obtain reasonable times of calculation for practical applications of the developed methodology.

Finally, three actual systems and one of small dimension system are tested finding that the developed methodology represents and solves successfully the STHC considering an AC network modeling.

Prefacio	v
Resumen	vii
Abstract	ix
Abreviaturas y Simbología	xv
1 Introducción	1
1.1 <i>Objetivos del Trabajo</i>	6
2 Análisis del Problema	9
2.1 <i>Mercados Eléctricos Competitivos</i>	9
2.1.1 Operación en tiempo real del sistema	11
2.1.2 Normativa económica de la industria eléctrica	12
2.1.3 Mercados eléctricos basados en oferta de precios	13
2.1.4 Mercados eléctricos basados en costos auditados.....	16
2.1.5 Equivalencia entre los dos enfoques de mercado.....	17
2.2 <i>Planificación de la Operación</i>	21
2.2.1 La demanda de energía eléctrica.....	25
2.2.2 Generación eléctrica	26
2.2.3 Reserva rotante	31
2.2.4 Red de transmisión	35
2.2.5 La problemática del despacho de potencia reactiva.....	38
2.2.6 Interconexiones internacionales.....	40
2.2.7 Vinculación entre modelos de distinta jerarquía.....	42
2.3 <i>Fundamento Teórico del Despacho Económico</i>	44
2.3.1 Sistema puramente térmico monopериодо.	44
2.3.2 Sistema Puramente Térmico Multiperiодо.	47
2.3.3 Sistema Hidrotérmico Multiperiодо: Costo de oportunidad del agua.	48
2.4 <i>Evolución y Estado del Arte de los Métodos para la Solución del DEHCP</i>	50
2.4.1 Programación dinámica.	53
2.4.2 Programación Lineal.	56
2.4.3 Programación Lineal Entera Mixta (PLEM).....	56
2.4.4 Programación No Lineal.....	58
2.4.5 Relajación Lagrangeana.	58
2.4.6 Descomposición Generalizada de Benders (DGB).	61
2.4.7 Descripción del Modelo Tulum implementado por el IEE.	63
2.5 <i>Caracterización de los Sistemas Hidrotérmicos Latinoamericanos</i>	67
2.5.1 Modelos de despacho usados en Latinoamérica.	73

3	Formulación del Problema de DEHCP Considerando la Modelación AC de la Red de Transmisión.....	77
3.1	<i>Función Objetivo.....</i>	78
3.2	<i>Restricciones.....</i>	80
3.2.1	Restricciones de las unidades térmicas.....	81
3.2.2	Restricciones de las unidades hidroeléctricas.....	82
3.2.3	Restricciones de embalses.....	82
3.2.4	Restricciones de recursos primarios.....	84
3.2.5	Restricciones contractuales.....	84
3.2.6	Restricciones por mantenimiento de los componentes del sistema.....	85
3.2.7	Restricciones de seguridad del Sistema.....	85
3.2.8	Balance nodal.....	85
3.2.9	Restricciones de operación.....	86
3.2.10	Restricciones de las interconexiones internacionales.....	86
3.2.11	Otros dispositivos.....	88
3.3	<i>Vínculo con el mediano plazo.....</i>	89
4	Metodología de Solución.....	93
4.1	<i>Selección del método de solución.....</i>	93
4.1.1	Descomposición Generalizada de Benders (DGB).....	94
4.1.2	Cálculo de la Convergencia de la DGB.....	98
4.2	<i>Primer Esquema de Descomposición.....</i>	99
4.2.1	Formulación del Problema Maestro.....	99
4.2.2	Formulación del Subproblema.....	100
4.2.3	Cálculo de la Cota Superior e Inferior.....	101
4.3	<i>Segundo Esquema de Descomposición.....</i>	101
4.4	<i>Otros Esquemas de Descomposición.....</i>	103
4.4.1	Formulación del Subproblema.....	104
4.4.2	Formulación Problema Maestro.....	104
4.5	<i>Discusión Sobre los Cortes de Factibilidad.....</i>	104
4.6	<i>Ejemplos Demostrativos.....</i>	105
4.6.1	Señal económica para corregir el despacho de potencia activa.....	105
4.6.2	Señal económica para corregir el despacho de potencia reactiva.....	107
4.7	<i>Validación de resultados.....</i>	109
4.7.1	Enumeración quasi-exhaustiva.....	111
4.7.2	Contraste con un modelo conocido.....	112
4.7.3	Contraste fijando las variables binarias.....	112
5	Resultados.....	115
5.1	<i>Análisis de resultados utilizando el Sistema 1.....</i>	117

5.1.1	Despacho considerando una modelación de flujo DC	119
5.1.2	Comprobación resultados con flujo de potencia AC	121
5.1.3	Despacho considerando una modelación de flujo de potencia AC	123
5.1.4	Despacho considerando enumeración quasi-exhaustiva	126
5.2	<i>Análisis de resultados utilizando el Sistema 2</i>	129
5.2.1	Escenario con alta hidrología en el sistema	130
5.2.2	Comparación con el modelo Tulum - Alta hidrología	133
5.2.3	Validación del resultado fijando las variables binarias -Alta hidrología	136
5.2.4	Escenario con baja hidrología en el sistema	137
5.3	<i>Análisis de resultados utilizando el Sistema 3</i>	140
5.3.1	Validación del resultado fijando las variables binarias.....	141
5.4	<i>Aplicación del método propuesto al cálculo de la programación semanal</i> 143	
5.4.1	Aplicación al sistema panameño	143
5.4.2	Validación del resultado fijando las variables binarias.....	147
5.5	<i>Discusión sobre el efecto de las variables de holgura en el costo del despacho</i>	147
5.6	<i>Convergencia del método propuesto</i>	150
5.7	<i>Otros factores que influyen en el tiempo de cálculo.</i>	151
5.8	<i>Reducción del tiempo de cálculo del proceso</i>	152
6	Conclusiones, contribuciones e investigaciones futuras.....	155
6.1	<i>Introducción</i>	155
6.2	<i>Principales conclusiones</i>	155
6.3	<i>Sumario de contribuciones originales</i>	159
6.4	<i>Sugerencias para Futuros Trabajos</i>	160
7	Bibliografía	163
A	Apéndice A: Descripción del sistema de prueba	171
	<i>Descripción de las Centrales Hidráulicas</i>	172
A.1	<i>Datos del Parque Térmico</i>	181
A.2	<i>Datos de la Red Eléctrica</i>	182
B	Apéndice B: Resultados del Caso de Mediana Dimensión.	189
B.1	<i>Despacho Hidráulico.</i>	190

B.2	<i>Despacho Térmico</i>	193
B.3	<i>Tensiones en los nodos</i>	195
B.4	<i>Ángulos del modulo de la tensión en los nodos</i>	199
B.5	<i>Flujos por las líneas</i>	203

C Apéndice C: Cálculo aproximado de la Dimensión del Problema213

Abreviaturas y Simbología

Relación de Índices:

$t \in T$	Periodo total de tiempo considerado.
$n \in N$	Número de unidades térmicas.
$h \in H$	Número de unidades hidráulicas.
$e \in E$	Número de embalses.
$k, i \in K$	Número de nodos del Sistema.
$l \in L$	Número de líneas del sistema.
$it \in IT$	Número de iteraciones.
$b \in B$	Número de escalones de la curva de oferta de la interconexión.

Principales Constantes:

A_n	Coefficiente libre de la curva de costo de la unidad térmica n
B_n	Coefficiente lineal de la curva de costo de la unidad térmica n
C_n	Coefficiente cuadrático de la curva de costo de la unidad térmica n
Sr_n	Costo de arranque de la unidad térmica n
DS_t	Costo unitario de la energía comprada por la interconexión en el subperiodo t .
D_t	Demanda de potencia activa total en el subperiodo t
$De_{t,k}$	Demanda potencia activa nodo k en el subperiodo t
$Qe_{t,k}$	Demanda potencia reactiva nodo k en el subperiodo t
RR_t	Reserva rotante requerida en el periodo t
$\underline{Pt}_n, \underline{Qt}_n$	Potencia activa y reactiva mínima de la unidad térmica n
$\overline{Pt}_n, \overline{Qt}_n$	Potencia activa y reactiva máxima de la unidad térmica n
$Tmin_n$	Tiempo mínimo de operación de la unidad térmica n
$TFmin_n$	Tiempo mínimo de parada de la unidad térmica n
$\overline{Ph}_h, \overline{Qh}_h$	Potencia activa y reactiva máxima de la unidad hidráulica h
$\underline{Ph}_h, \underline{Qh}_h$	Potencia activa y reactiva mínima de la unidad hidráulica h
ca_e	Caudal de ingreso al embalse e
$\overline{C}_e, \underline{C}_e$	Capacidad máxima y mínima del embalse e
Kh_h	Factor de conversión energética de la central hidráulica h
Kf	Coefficiente libre de la recta que aproxima a la función de costos futuros.
$Z_{k,i}$	Impedancia de la línea que va del nodo k al i
$Fl_{k,i}$	Capacidad térmica de la línea k a i
Rac, Raq	Costo del déficit de potencia activa y reactiva.
Rex	Penalización por exceso de potencia activa y reactiva.

$\underline{V}_{t,k}, \bar{V}_{t,k}$ Tensión mínima / máxima el nodo k en el subperiodo t
 $Y_{k,i}, \gamma_{k,i}$ Módulo y ángulo de los elementos de la matriz de admitancia

Variables:

$pt_{t,n}$ Potencia activa de la unidad térmica n en el subperiodo t
 $qt_{t,n}$ Potencia reactiva de la unidad térmica n en el subperiodo t
 $ph_{t,h}$ Potencia activa de la central hidráulica h en el subperiodo t
 $qh_{t,h}$ Potencia reactiva de la central hidráulica h en el subperiodo t
 ps_t Potencia comprada por la interconexión en el subperiodo t
 us_t Variable binaria que representa la compra por la interconexión en el subperiodo t
 $u_{t,n}$ Variable binaria que representa el estado de la unidad térmica n en el subperiodo t (1 en servicio, 0 fuera de servicio)
 $y_{t,n}$ Variable binaria que representa el arranque de la unidad térmica n en el subperiodo t (1 arranque, 0 no arranque)
 $z_{t,n}$ Variable continua comprendida entre 0 y 1 que representa el instante de parada de la unidad térmica n en el subperiodo t (1 parada, 0 cualquier otro instante)
 $r_{t,h}$ Variable binaria que representa el estado de la unidad hidráulica h en el subperiodo t (1 en servicio, 0 fuera de servicio)
 $ca_{t,h}$ Caudal turbinado por la central hidráulica h en el subperiodo t
 $sh_{t,h}$ Vertimiento de la central hidráulica h en el subperiodo t
 $zp_{t,k}, zq_{t,k}$ Déficit de potencia activa y reactiva en el nodo k en el subperiodo t
 $zpex_{t,k}$ Exceso de potencia activa en el nodo k en el subperiodo t
 $zqex_{t,k}$ Exceso de potencia reactiva en el nodo k en el subperiodo t
 $v_{t,k}, \theta_{k,t}$ Módulo y ángulo de tensión el nodo k en el subperiodo t

1 Introducción

En América Latina principalmente en los últimos 12-15 años, la mayoría de los países en cuanto a su industria eléctrica han convergido hacia las estructuras de mercados eléctricos competitivos basados en el despacho centralizado [33], [72], [74], habiéndose ampliado significativamente el espectro de las restricciones a considerar. Para los próximos 5-10 años se espera que los distintos mercados eléctricos se interconecten internacionalmente [33], [70], y se produzcan importantes transferencias de potencia – energía lo que incorporará seguramente nuevas restricciones y condicionamientos al problema del despacho económico. Ante esta realidad se hace necesario modelar con mayor precisión las restricciones de la red de transmisión, del parque generador y de las interconexiones internacionales. En los países latinoamericanos, a pesar de que en algunos casos no controlan grandes potencias, se caracterizan por su: Heterogeneidad de generación, redes extensas y débilmente malladas [25], fuertes y complejas restricciones de capacidad y seguridad. Esta problemática incluso está presente en países como España [54].

Se denomina Despacho Económico Hidrotérmico de Corto Plazo (DEHCP) al problema que consiste en determinar el estado de operación (unidades arrancadas / no arrancadas) y el nivel de potencia de las unidades de generación (hidráulicas y térmicas) de un sistema interconectado de modo tal que se cumpla el objetivo de lograr el menor costo operativo incluyendo el déficit, respetando todas las restricciones técnicas y operativas de los generadores, de la red de transmisión, de la disponibilidad de los recursos primarios, de la seguridad y de la calidad del servicio. El horizonte de tiempo que generalmente se considera para el DEHCP es de un día (Despacho Diario) o una semana (Despacho Semanal), en ambos casos es usual dividirlo en subperiodos de 1 hora. En algunos casos particulares, incluso se consideran periodos de media hora para el despacho diario y de algunas horas para el caso del despacho semanal.

En otras palabras el problema de DEHCP conceptualmente se puede resumir como:

Minimizar: $\text{Costo Operativo Total} + \text{Compras Interconexiones} + \text{Costo Déficit}$

Sujeto a restricciones de:

- Capacidad y comportamiento dinámico de las unidades térmicas e hidráulicas.

- Seguridad de funcionamiento del sistema en su conjunto y al nivel de áreas.
- Calidad de servicio reflejado en los niveles de tensión del sistema.
- Disponibilidad de recursos primarios.
- Capacidad de la red de transporte y parámetros de funcionamiento eléctrico.
- Respetar la individualidad de los componentes: Unidades de generación, detalles de los aprovechamientos hidroeléctricos y red de transmisión.
- Otras a nivel del sistema.

El costo operativo está referido a los costos de operación de las unidades de generación y comprende: Costos de producción y costos de arranque/parada. Los costos variables de producción comprenden el consumo de combustible y otros costos proporcionales a la potencia producida. Los costos de arranque y parada generalmente son puntuales y característicos de cada unidad. En algunos casos presentan una dependencia según el tiempo transcurrido desde su última parada.

La modalidad de compra por una interconexión (en este caso la importación de energía desde otro mercado eléctrico) se puede agrupar en dos formas básicas: Contratos de compra-venta de Energía-Potencia de largo plazo (contratos a término) y compra-venta de energía a precio spot (contratos a precio spot). En los primeros se conoce de antemano la magnitud de la potencia-energía y los precios a los cuales se debe comprar o vender (pactados con anterioridad) mientras que en los segundos, las magnitudes son determinadas horas antes de realizar el despacho dependiendo del precio de la energía que resulte.

En el ámbito de los mercados competitivos se exige adicionalmente se considere el costo del déficit, el cual representa el costo de no poder satisfacer una demanda dada. En otras palabras es el costo de la energía no suministrada (ENS) la cual debe evaluarse en el tiempo y a nivel de cada barra del sistema.

La evolución de los modelos utilizados para el DEHCP ha sido muy significativa en los últimos 20 años, tanto desde el punto de vista de los paradigmas matemáticos como informáticos. Sin embargo los nuevos requerimientos de los actuales mercados competitivos han planteado una mayor complejidad al problema desde el punto de vista de la metodología y modelación, lo que obliga a revisar y pensar en nuevas alternativas de solución.

Los primeros enfoques destinados a solucionar el problema solo consideraban unidades térmicas y se basaban en lista de orden de mérito [85], es decir las unidades se despachaban en orden creciente de costos por unidad de energía producida. Este procedimiento se ve desvirtuado ya que no se tienen en cuenta restricciones inter-temporales como los tiempos mínimos de operación de las unidades térmicas o la consideración de los costos de arranque o el hecho de que no siempre las unidades térmicas de generación operan a potencia constante.

El siguiente paso fue la utilización de la Programación Dinámica [85], pero a pesar de que permite modelar problemas no-lineales, no-convexos, por su naturaleza combinatorial [26] solo se puede considerar un número reducido de unidades térmicas si se desea tener tiempos razonables de cálculo. Cuando se la utiliza para modelar un sistema hidrotérmico se torna sumamente complejo cumplir con el principio de Bellman [81] (independencia de las decisiones que garantiza la optimalidad de la solución encontrada) para situaciones como el tiempo de escurrimiento del agua entre centrales hidráulicas encadenadas, tiempos mínimos de operación y costos de arranque de centrales térmicas [81], [83].

La introducción de la Relajación Lagrangeana fue un paso importante en la solución del DEHCP. Su mérito se basa en el hecho de poder dividir el problema original en otros más pequeños y sencillos. Las propuestas iniciales solo consideraban unidades térmicas [87] pero pronto se extendió el enfoque para tener en cuenta además la generación hidráulica [34]. Las principales desventajas de la Relajación Lagrangeana (LR) son: Es muy difícil lograr la separabilidad del problema más aun cuando se considera la red de transmisión como es comentado en [47] y existe una gran dificultad para construir una solución factible para el problema primal a partir de la solución del problema dual [8], [34] (característica del método de LR).

La aplicación de la Descomposición Generalizada de Benders [1] es reciente pero solo limitada a problemas puramente térmicos que incluye un modelamiento AC de la red de transmisión [40], [56]. Su mayor ventaja estriba en que pueden lograrse descomposiciones del problema original que permitan aprovechar las características especiales de cada uno de los Subproblemas generados. Como ventaja adicional, no se requiere construir soluciones para el problema primal como en el caso de la Relajación Lagrangeana. El mayor inconveniente para su uso en sistemas de gran dimensión es la alta carga computacional requerida especialmente por el llamado Problema Maestro por ser de naturaleza lineal entero-mixto. Esta

desventaja se ha visto significativamente reducida debido a las recientes mejoras del software comercial como Cplex [67] o Xpress [64] y al progresivo incremento de capacidad de cómputo de las PCs [38] lo que posibilita abordar problemas complejos y de mayor dimensionalidad sin el inconveniente de tener asociados tiempos de ejecución exageradamente largos.

Considerar algún método de solución del problema del DEHCP que no implique la descomposición del problema es totalmente impracticable ya que la dimensionalidad es demasiado grande y requeriría tiempos de cálculo extremadamente elevados. A modo de referencia se puede mencionar que incluso sin la consideración de variables discretas debido a alguna simplificación (bastante drástica) o por que las mismas fueron previamente definidos de alguna forma, el problema resultante sigue siendo muy grande en tamaño y en tiempo de cálculo (por ejemplo la información mostrada para el subproblema en la referencia [3]).

Como se verá más adelante, la existencia de una gran participación de generación hidráulica en la mayoría de países de Sudamérica provoca una muy fuerte variación de los porcentajes de participación de la misma y por ende de la generación térmica con respecto a la estación del año. Esta característica operativa se ve agravada con la presencia de fenómenos climáticos mundiales como el Niño y la Niña. Debido a esta condición, es necesario la implementación y el uso de modelos de despacho robustos que no sean afectados por la gran variación de los escenarios de generación haciendo difícil el uso de técnicas heurísticas ya que estas están generalmente “sintonizadas” para escenarios que presentan pocas variaciones.

En muchos casos también se observan complejos encadenamientos de centrales hidráulicas [89] que impide un tratamiento aislado de cada una de ellas y obligan a incluir en el modelamiento la topología hidráulica del conjunto de centrales encadenadas con el fin de tener presente el efecto en las centrales aguas abajo, de la generación eléctrica de las centrales situadas aguas arriba. En algunos de estos casos se torna muy importante considerar el tiempo de escurrimiento del agua entre centrales.

La red de transmisión es cada vez más exigida producto de la desregulación del sector eléctrico por la introducción de la competencia entre agentes generadores; pero esta al ser geográficamente extensa, débilmente mallada [25] y en muchos casos radial puede provocar problemas de congestión, bajo niveles de tensión o condicionar fuertemente el despacho de las centrales de

generación. En igual sentido, cada vez más, se presentan los requerimientos asociados a las interconexiones internacionales con acuerdos de participación en el mercado spot de cada país. Estos factores hacen que la labor del ingeniero despachador se torne más difícil ya que; si bien es relativamente sencillo encontrar soluciones operativas, es mucho más difícil encontrar las más económicas (en algunos casos dependiendo del sistema es casi imposible encontrar una buena solución más económica sin el uso de modelos).

La consideración de las restricciones de la red de transporte cada vez es más crítica ya que cada vez se vuelve más ajustada como consecuencia que en muchos casos la expansión está sujeta a la inversión privada lo cual produce des-adaptaciones muy importantes y por ende la falta de capacidad de transmisión durante largos periodos. También se debe tener presente que a nivel mundial y latinoamericano se están produciendo importantes cambios normativos respecto de las inversiones en transmisión.

Por otro lado los resultados de un modelo de despacho¹ sin considerar la red de transmisión pueden requerir grandes correcciones para su aplicación en la operación real, incluso si la misma es modelada mediante flujo DC [25], [54] por lo que es necesario considerar una modelación AC de la red de transmisión.

Considerar una modelación AC de la red de transmisión requiere la inclusión de un conjunto muy grande de restricciones no-lineales equivalentes a las de un flujo de potencia óptimo (más conocido como OPF por sus siglas en ingles) para cada subperiodo considerado. Este problema en sí mismo es considerado como muy complejo [42]. Por este hecho la red es comúnmente modelada con poco detalle o significativamente simplificada. Actualmente existen pocos trabajos que incluyan un modelo completo de la red de transmisión [40], [54] sin embargo ambos solo consideran dentro del modelamiento un parque generador puramente térmico. La inclusión dentro del problema de la generación hidráulica lo complica enormemente ya que impide un desacoplamiento temporal (ecuaciones de balance hidráulico) y en algunos casos también desacoplamiento espacial (topología de las centrales en cascada) del problema lo que inhabilita la mayoría de los enfoques usados para problemas puramente térmicos.

¹ Para efectos del presente trabajo, la palabra “despacho” se utiliza para designar al programa de operación tanto de las centrales hidráulicas y térmicas así como sus respectivos niveles de generación.

Doña [25] considera una metodología heurística complementaria destinada a detectar y corregir problemas de déficit de potencia reactiva dentro del proceso de optimización de un sistema hidrotérmico real. Miguelez [54] propone un tratamiento heurístico post-despacho aplicado al sistema español con la finalidad de corregir problemas de congestión y bajos niveles de tensión. Serrano [75] propone un proceso de mejora de niveles de tensión y reducción de pérdidas considerando el menor alejamiento del despacho hidrotérmico previamente definido.

Como se ha reseñado brevemente, no hay una propuesta que considere un parque hidrotérmico con una modelación AC embebida dentro del problema de optimización, por lo que el presente trabajo brinda una significativa contribución en dicha dirección. La metodología propuesta fusiona los enfoques de Alguacil [3] para el tratamiento de las restricciones intertemporales, Ma [47] para las restricciones eléctricas pero extendiéndolas para considerar una modelación completa de flujo de potencia y Kuan [40] para la modelación AC de la red pero extendiéndose a los sistemas hidrotérmicos.

1.1 Objetivos del Trabajo

Objetivo General

Desarrollar una metodología, algoritmo y programa digital de cálculo que permita resolver con buena aproximación el problema del DEHCP para un esquema de mercado eléctrico basado en costos auditados en forma centralizada que considere una modelación AC de la red de transmisión y que lo resuelva en tiempos de cálculo compatibles con los requerimientos prácticos.

Objetivos Específicos

- Proponer un método de descomposición que permita reducir la dimensionalidad del problema del DEHCP.
- Considerar los tiempos de retardo del agua de sistemas hídricos.
- Obtener el despacho de corto plazo de las centrales hidráulicas y térmicas.
- Obtener las unidades de generación que son pre-despachadas por necesidad de energía activa y reactiva (más conocido como *Unit Commitment* en la literatura inglesa).
- Considerar la modelación de las curvas de ofertas de las interconexiones con otros mercados eléctricos.

- Conservar la individualidad de los componentes de generación y transmisión evitando el uso de técnicas de agrupamiento que pueden provocar la imposibilidad práctica de utilizar la solución.
- Considerar las condiciones de capacidad y calidad del funcionamiento eléctrico de la red de transmisión.
- Estudiar y revisar técnicas que permitan reducir los tiempos de cálculo.

La estructura del presente trabajo se encuentra organizada de la siguiente forma:

El capítulo 2 hace un análisis del problema, las metodologías empleadas utilizando el estado del arte para resolverlo y se presenta una descripción de los sistemas eléctricos latinoamericanos. En el capítulo 3 se presenta la formulación general de la coordinación hidrotérmica considerando una modelación AC del problema. En el capítulo 4 se describe el método de descomposición desarrollado así como algunas variantes del mismo que tienen como finalidad tomar ventaja de las características especiales del problema o del software comercial de programación matemática empleado para resolverlo. Se incluye un esquema de validación de los resultados que es dependiente del tamaño del problema a resolver. En el capítulo 5 se muestran abundantes resultados y pruebas numéricas de la metodología propuesta y sus correspondientes análisis. En el capítulo 6 se resume los principales aportes y conclusiones del presente trabajo así como las sugerencias para futuros trabajos en esta área de investigación. En el capítulo 7 se brinda las referencias bibliográficas utilizadas. Finalmente se incluyen los apéndices A, B y C que contienen los datos y resultados de los sistemas de prueba.

2 Análisis del Problema

Este capítulo está dividido en 4 secciones destinadas a:

- a) Presentar una descripción de los mercados eléctricos y sus características.
- b) Mostrar brevemente el fundamento teórico del despacho económico.
- c) Analizar los métodos de optimización utilizados para la solución del problema planteado.
- d) Resumir el estado del arte respecto de las características de los sistemas eléctricos latinoamericanos y los modelos empleados en el planeamiento de la operación de los mismos.

2.1 Mercados Eléctricos Competitivos

La operación de un sistema eléctrico de potencia es un proceso complejo, bajo la nueva óptica de la desregulación, la energía eléctrica es considerada como un bien común, es decir está sujeto a las leyes de la oferta y demanda con la diferencia fundamental que no puede ser almacenada en grandes cantidades². Esta restricción técnica impone que sea necesario producir tanta energía eléctrica como se requiera en cada instante y dada las magnitudes de las transacciones económicas involucradas, es necesario hacer un uso muy racional de los recursos del sistema.

Por muchos años la industria eléctrica tuvo una estructura verticalmente integrada donde un ente, generalmente estatal, se encargaba de gestionar la generación (G), transmisión (T) y distribución (D) para ser provista a los usuarios (U) tal como se observa en la Figura 2.1

Sistema Nacional Integrado

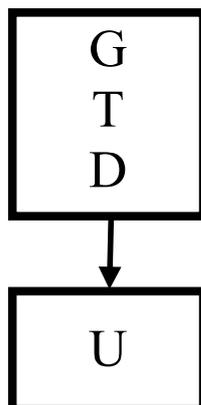


Figura 2.1. Esquema tradicional del sector eléctrico verticalmente integrado.

² Las centrales de bombeo podrían ser consideradas como almacenadoras de energía eléctrica dependiendo del caso, pero en realidad acumulan agua que luego utilizada para generar energía eléctrica.

La eficiencia de estos monopolios regulados ha variado ampliamente alrededor del mundo. Muchos países en vías de desarrollo, basados en esta estructura, sin embargo han enfrentado muchos problemas a la hora de expandir su sector eléctrico, incluyendo una baja productividad laboral de este sector, una pobre calidad del servicio, pérdidas sustanciales de energía (técnicas y por hurto), subsidios cruzados en las tarifas eléctricas que impiden un uso eficiente de la energía y falta de incentivo para la expansión de la red de transmisión en sistemas congestionados [12].

Pero el hecho de poder considerar el suministro eléctrico como un “commodity” (bien básico comerciable sujeto a las leyes de la oferta y demanda: comprado, vendido y negociado) provocó en el sector eléctrico la aparición de los mercados eléctricos competitivos, con la finalidad de disminuir o eliminar los problemas antes mencionados y cuyas principales características se citan a continuación:

- Separación en unidades de negocios independientes de las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Competencia en la actividad de generación eléctrica.
- La red de transmisión al ser un monopolio natural esta completamente regulada y se garantiza el libre acceso a ella por parte de la generación.
- No está permitida la integración de la actividad de generación con la transmisión ó la generación con la distribución.
- Los grandes usuarios pueden comprar directamente a los generadores.
- Fuerte regulación respecto de la calidad del servicio.

En la Figura 2.2 se muestra una estructura típica que recibe el nombre de Pool Competitivo, en este esquema los distribuidores y grandes usuarios pueden comprar directamente a los generadores o al pool. Adicionalmente se puede introducir la figura del Comercializador (C), los cuales entran y salen del mercado al igual que los generadores. De esta manera se puede establecer un sistema con o sin competencia en el mercado minorista. La capacidad de compra directa de los distribuidores o los grandes usuarios a los generadores comúnmente se traduce en forma de contratos bilaterales de largo plazo de compra-venta del suministro de energía eléctrica.

Como observación es necesario decir que no hay un esquema de desregulación que se adecue completamente a todos los sistemas y su diseño debe reflejar las condiciones y circunstancias socioeconómicas particulares del país y de su sector eléctrico.

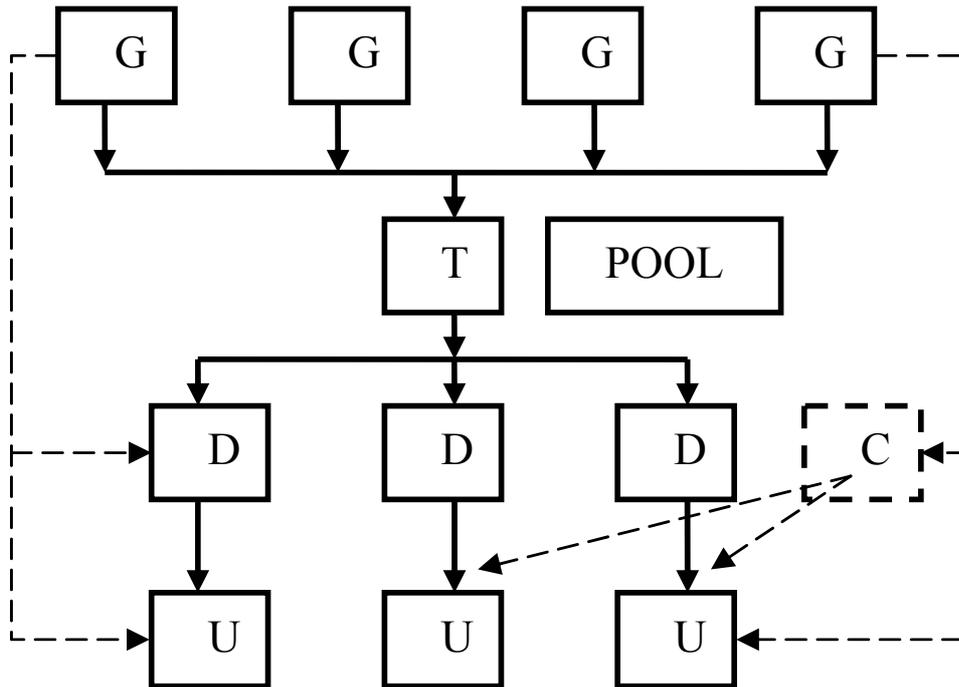


Figura 2.2. Estructura típica de un mercado eléctrico desregulado.

2.1.1 Operación en tiempo real del sistema

Con la desregulación del sector eléctrico aparece la figura del Operador Independiente del Sistema (más conocido como ISO: Independent System Operator). Este organismo tiene por finalidad coordinar la operación en tiempo real del sistema eléctrico con criterios de seguridad que en principio tienen que ser totalmente independiente de los agentes del mercado³. Dependiendo de la regulación establecida, las funciones del ISO pueden variar ampliamente y dos modelos extremos pueden ser encontrados [80]: El ISO-Mínimo y el ISO-Máximo.

El rol del ISO-Mínimo está limitado a la seguridad del sistema de transmisión basado en el despacho determinado por el mercado mayorista de electricidad y los contratos bilaterales. El mercado mayorista de electricidad es coordinado por otros operadores (Power Exchange PX y Scheduling Coordinators SC). Esta separación de las funciones del sistema y de la parte económica también recibe el nombre de Enfoque Orientado al Mercado.

El ISO-Máximo además de tener en cuenta la seguridad del sistema, contiene las funciones del mercado mayorista de energía (Enfoque Orientado al Sistema).

³ Al no depender de ningún agente del mercado cualquier decisión operativa posee una mayor transparencia e independencia técnica al no estar supeditado a intereses económicos particulares.

2.1.2 *Normativa económica de la industria eléctrica*

La regulación de la industria eléctrica puede ser definida como la actividad mediante la cual son establecidas reglas para el ejercicio de una actividad determinada (generación, transmisión o distribución). Esto se hace con el objetivo de acompañar el funcionamiento de las empresas corrigiendo los efectos perversos originados por la actuación en régimen de monopolio (como la actividad de transmisión y distribución de energía eléctrica) o mercado imperfecto e induciendo o forzando la adopción de comportamientos más adecuados a los agentes involucrados.

En los mercados eléctricos, se tiene problemas para garantizar condiciones aceptables de competencia por ejemplo debido a:

- Excesiva concentración de medios de producción en pocas empresas.
- Existencia de poder de mercado⁴ por parte de algunas empresas.
- Necesidad de adecuar los despachos a las restricciones técnicas regidas por las leyes de Kirchhoff.
- Dificultad de almacenar la energía eléctrica en grandes cantidades en forma económica para poder utilizarla en periodos de mayor demanda.

En forma general, la regulación en el sector eléctrico debe obedecer a los siguientes principios generales:

- Transparencia. Se debe de mostrar públicamente que los actos son adecuados para cada situación.
- Estabilidad. Alteraciones demasiado frecuente de la regulación torna imprevisible el ambiente en que las compañías se desenvuelven desincentivando posibles futuras inversiones por ejemplo debido a la incertidumbre involucrada.
- Simplicidad. La regulación debe contribuir a eliminar nuevas e injustificables fuentes de incertidumbre en un ambiente ya afectado por elementos de riesgo.

La implementación de estas características en los países ha tomado distintos matices que van desde mercados basados en oferta de precios a mercados basados en costos auditados (entorno centralizado que busca minimizar los costos totales) [35]. Estos últimos son los que predominan en América Latina [33], [72], [74], fundamentalmente por el relativo pequeño tamaño de los mercados eléctricos que no garantiza totalmente la libre competencia en la generación o por el poder de mercado de algunos agentes del mercado. Dicho

⁴ Se define como poder de mercado a la capacidad que tiene un agente de afectar el precio final de un bien para su propio beneficio.

de otra forma se trata de mercados que distan de ser perfectos. Estas dos variantes se tratan en las próximas secciones.

2.1.3 Mercados eléctricos basados en oferta de precios

Este paradigma de modelo de mercado es derivado de la observación de la mayoría de mercados de bienes, donde productores y compradores (mayoristas y minoristas) compran un producto físico y lo transportan hacia su destino de varias formas [35]. En los mercados eléctricos, los generadores especifican la cantidad de potencia-energía que ellos están dispuestos a vender y su precio unitario; esto se realiza para cada subperiodo de tiempo considerado por el organismo administrador de las transacciones. Si los compradores (demanda) están incorporados al proceso, ellos especifican sus requerimientos y que precio están dispuestos a pagar por ellos. Si los compradores no están incorporados en el proceso, la demanda se considera un valor fijo (inelástica) –recolectada o pronosticada por una autoridad central o por los participantes. La solución de este problema (para un solo subperiodo) se puede obtener a través de un enfoque gráfico simple que es donde la curva de oferta intercepta a la curva de demanda como se observa en la Figura 2.3. El precio pe es determinado como la última oferta que es usada para cubrir la demanda.

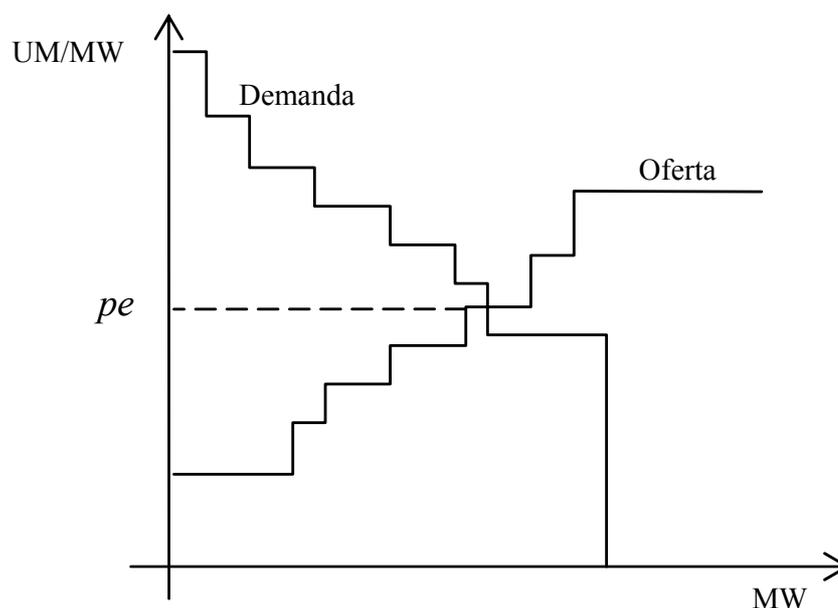


Figura 2.3. Curvas de oferta/demanda

Al precio pe se le denomina *precio spot* o precio de despeje del mercado. El uso de la red de transmisión es reconocido mediante un pago por transporte.

Esta concepción de mercado eléctrico tiene su fundamento en la existencia de una competencia perfecta o casi perfecta (a nivel de generación). Dicho en otras palabras, debe haber una ausencia de monopolios naturales, poder de

mercado o al menos su presencia debiera ser débil. De acuerdo a la teoría microeconómica cuando existe competencia perfecta (infinitos compradores, infinitos vendedores) el precio del bien en el mercado tiende a ser el costo marginal de producción (incremento del costo de producción para producir una unidad adicional del bien) del mismo y es el que determina el máximo beneficio social neto. Debido a este hecho, los mercados verdaderamente competitivos producen dos efectos beneficiosos a la vez [78]:

- Proveen fuertes señales para mantener los precios bajos acercándolos a los costos marginales de producción.
- Minimizan el costo total de producción.

Dependiendo del marco normativo, los generadores pueden internalizar todos sus costos y entregar una curva monómica del precio ofertado o explicitar costos adicionales como pueden ser los costos de arranque. En ambos casos el despacho para todo el periodo considerado (normalmente un día) tiene que respetar las restricciones operativas de todas las unidades de generación despachadas. Por estas razones la obtención del despacho sigue siendo un complejo problema de optimización considerando las actuales disponibilidades tecnológicas tanto de hardware como de software existentes.

Este esquema de mercado eléctrico fue creado con la finalidad de mostrar la mayor transparencia y simplicidad posible en la comercialización de la energía eléctrica asemejándolos lo más posible a un bien común. Por ejemplo en la referencia [6] se menciona que en el sistema español se emplea una regla simple de despacho para el despeje del mercado mientras que el cumplimiento de las restricciones inter-temporales es corregido con procedimientos heurísticos. En la misma referencia se menciona que el procediendo de despeje del mercado en Inglaterra y Gales son una serie de subastas simples para cada media hora, en este caso los generadores son responsables del cumplimiento de sus restricciones técnicas que son tomadas en cuenta en sus estrategias de oferta. Es necesario indicar que no se hace distinción entre centrales hidráulicas y térmicas ya que cada generador presenta su curva de oferta en la cual el incluyó sus costos operativos o su estrategia de precio a ofertar.

Como desventaja de este esquema de mercado se puede mencionar que se necesita de un mecanismo separado [54], [55], [82] para tomar en cuenta la congestión o las pérdidas en la red de transmisión lo que reduce la calidad del despacho obtenido.

Formulación del DEHCP basados en oferta de precios

El problema del DEHCP puede ser formulado de diversas maneras y dependerá del tipo de mercado eléctrico que se modele pero en general sigue los lineamientos que se describen a continuación.

Los generadores tanto hidráulicos como los térmicos ofrecen potencia y energía a un precio que ellos determinan utilizando alguna metodología. Este precio asume el riesgo de ser o no despachado dado que en muchas ocasiones el mismo considera aspectos estratégicos o incluso aspectos financieros. De esta manera y dependiendo de las consideraciones particulares de cada mercado, los costos de arranque y los tiempos mínimos en operación y fuera de servicio de las unidades térmicas pueden desaparecer por completo de la formulación del problema [6], [80]. Igualmente el problema de vincular el planeamiento de largo-mediano plazo con el de corto plazo no se considera dado que las ofertas de precios son con un día de anticipo y este aspecto está internalizado en el precio que oferta cada agente. De igual manera existen otras restricciones del problema en el sentido indicado que no son consideradas y se encuentran internalizadas en el precio ofertado. Por estos motivos este proceso de optimización es conocido como *price-based unit commitment* por enfatizar la importancia del precio ofertado como señal preponderante para la elaboración del despacho. De este modo el problema original se ve reducido significativamente y el problema del DEHCP en este tipo de mercados se transforma generalmente en un problema lineal entero mixto [6], [48], [55], [60] de las siguientes características generales:

Función Objetivo: Maximización de los beneficios.

Sujeto a:

- Balance de potencia global y nodal como restricción de menor o igual, debida a la elasticidad de la demanda.
- Restricciones de capacidad de potencia de centrales térmicas e hidráulicas incluida la posibilidad de no generar.
- Restricciones de red: Pérdidas, capacidad y niveles de tensión.
- Flexibilidad de la demanda con el precio.
- Penalización por energía no suministrada.
- Cálculo de intercambios internacionales, compra – venta.

Como se observa la función objetivo en lugar de utilizar la tradicional de minimización de costos se utiliza la de maximización de beneficios como la diferencia entre ingresos por venta de energía a precio del mercado y los costos de producción. En algunos casos particulares como el caso de El Salvador a pesar de ser un sistema basado en oferta de precios, se utiliza en la

actualidad una función objetivo de minimización de costos de compra⁵. Según la economía ambas funciones objetivos en teoría son iguales⁶.

Otra diferencia conceptual destacable es que las ecuaciones de balance de potencia global y nodal ya no son exclusivamente de igualdad sino de menor igual como consecuencia de la elasticidad de la demanda en función de los precios.

La individualidad de las unidades térmicas e hidráulicas no resulta estrictamente necesaria dado que los generadores ofertan escalones de precio y la forma de despachar una potencia requerida a la central entre las unidades de una central es responsabilidad del generador. Este hecho ha provocado que a este esquema de mercado se le reconozca como un modelo de optimización descentralizado ya que cada agente generador busca maximizar sus utilidades [81].

En general las restricciones de seguridad son consideradas y verificadas iterativamente en el proceso de elaboración del despacho [4], [54], [55], [82], sin embargo deberían encontrarse incorporadas dentro del modelo de optimización.

2.1.4 Mercados eléctricos basados en costos auditados

En el caso anterior se presupone que la minimización de precios al usuario final ocurre de manera “natural” por la competencia “perfecta” a nivel de la oferta (mano invisible del mercado). Debido a que muchos mercados distan bastante de ser perfectos por múltiples razones (e.g. las múltiples tecnologías de generación existentes, tamaño relativamente pequeño del mercado que no asegura la competencia, etc.) es necesario introducir algún tipo de regulación a fin de evitar prácticas monopólicas o de ejercer poder de mercado. La introducción de la regulación del mercado solo puede proveer uno de los dos beneficios mencionados para los mercados verdaderamente competitivos.

Para mercados eléctricos con este tipo de características se adopta otro esquema –más conservador– de desregulación basado en un entorno centralizado que busca minimizar los costos totales de operación, más conocido en América latina como “mercados basados en costos auditados” [10]. En este tipo de mercado los agentes del mercado (generadores) tienen que suministrar toda la información de costos de producción e información

⁵ Información comentada durante la estadía del personal de la Unidad de Transacciones de El Salvador en el IEE en enero del 2005.

⁶ Este aspecto será tratado más adelante.

técnica necesaria para la elaboración del despacho. Luego se simula la competencia que tendría lugar en el sistema y se determina el costo que debe tener la energía para cada subperiodo de tiempo considerado. En este tipo de esquema la demanda se considera inelástica y su valor puede ser como el caso anterior relevado o pronosticado. La competencia sigue existiendo pero no es tan evidente como en el caso anterior. Los generadores pueden optar por establecer contratos financieros de suministro con los grandes usuarios y las distribuidoras o pueden vender su energía generada al pool (Figura 2.2). Este es el esquema predominante en Latinoamérica y le añade mayor complejidad al problema de elaboración del despacho (modelo de optimización) que el caso anterior (oferta de precios) al ser necesario mayor cantidad de variables y restricciones involucradas ya que el ente encargado de elaborar el despacho necesita incluir todas las restricciones operativas e información de costos de todos los agentes de generación del sistema incluyendo la información de pronóstico de caudales, volúmenes de agua almacenada, etc. de las centrales hidráulicas. Debido a las características antes expuestas, se le conoce también esquema de despacho centralizado [81].

La formulación del problema del DEHCP para este tipo de mercado es desarrollado completamente en el capítulo 3 del presente trabajo.

2.1.5 Equivalencia entre los dos enfoques de mercado

Los fundamentos de la desregulación del sector eléctrico se basan en la interpretación económica de los principios de la optimización lagrangeana dual (también llamada relajación lagrangeana) aplicada a la solución del DEHCP. Se demuestra que los dos tipos de mercados descritos anteriormente (mercados basados en oferta de precios y basados en entorno centralizado con minimización de costos totales) equivalen a la solución del mismo problema de optimización pero vistos desde una óptica diferente (solución del problema primal o del dual). A continuación se presenta sucintamente dicha equivalencia.

Consideremos el problema del compromiso de unidades (unit commitment) en barra única. El cual posee la siguiente estructura [88]:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & F(x) \\ \text{Sujeto a:} & A(x) = 0; \\ & B(x) \leq 0; \end{array}$$

Consideremos que el conjunto de restricciones de igualdad $A(x)$ represente al balance de potencia (generación = demanda) para el horizonte de tiempo

considerado. El conjunto $B(x)$ representa a las restricciones individuales de cada unidad térmica del sistema.

Se observa que el conjunto de restricciones $A(x)$ enlaza el problema completo (en cada restricción están presentes casi todas las variables). De no existir las mismas, el problema sería separable, transformándose en un conjunto de problemas individuales de optimización.

La relajación lagrangeana logra el desacoplamiento de la siguiente manera:

Se define el lagrangeano como: $L(x, \lambda) = F(x) + \lambda A(x)$. Donde λ es el vector asociado a los multiplicadores de Lagrange para las restricciones de balance de potencia.

Bajo la suposición de convexidad local [43], la Función Dual (FD) es definida como:

$$\begin{aligned} \Phi(\lambda) &= \text{mínimo}_x L(x, \lambda) \\ \text{Sujeto a:} & \quad B(x) \leq 0 \end{aligned}$$

El Problema Dual (PD) se define como:

$$\text{Maximizar}_\lambda \Phi(\lambda)$$

El PD trata de maximizar el Lagrangeano con respecto a los multiplicadores de Lagrange, mientras que minimiza la función con respecto a las variables x . En otras palabras, el PD tiene la siguiente forma:

$$\text{PD} = \max_\lambda \left\{ \min_x L(x, \lambda) \right\}$$

Este problema es resuelto mediante los siguientes pasos:

- a) Primero se asignan valores iniciales a los multiplicadores de Lagrange.
- b) Con estos fijos, se determina los valores de x que minimizan el lagrangeano.
- c) Se actualizan los multiplicadores mediante algún método [65].
- d) Si se alcanza la convergencia establecida se termina el procedimiento si no se va al paso b.

Para el caso del Unit Commitment la restricción $A(x)$ corresponde a $\sum_{n=1}^N pt_{n,t} = D_t$; que es balance de potencia para todos los subperiodos t de tiempo considerados.

La función dual (FD) quedaría definida como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N f(pt_{n,t}) - \bar{\lambda}_t \left(\sum_{n=1}^N pt_{n,t} - D_t \right) \right) \quad (2.1)$$

Donde el primer término representa la sumatoria de todos los costos de las unidades térmicas y el segundo término son las restricciones de balance de potencia por cada subperiodo llevada a la función objetivo (definición de lagrangeano).

Para un λ dado, el problema (2.1) se transforma en:

$$\text{Min}_{pt} \sum_{n=1}^N \left(\sum_{t=1}^T \left(f(pt_{n,t}) - \bar{\lambda}_t pt_{n,t} \right) \right) \quad (2.2)$$

Que es equivalente a:

$$\text{Max}_{pt} \sum_{n=1}^N \left(\sum_{t=1}^T \left(\bar{\lambda}_t pt_{n,t} - f(pt_{n,t}) \right) \right) \quad (2.3)$$

El problema (2.3) puede separarse en N subproblemas individuales de maximización, uno por cada unidad térmica, sujeto únicamente a sus restricciones individuales. El único vínculo entre estos subproblemas está dado por el valor de λ , que en el contexto de los mercados eléctricos corresponde al precio al cual debe ser comprada o vendida la energía eléctrica⁷ para el subperiodo t . La solución de un único problema que busca la minimización de costos totales sería entonces equivalente⁸ a la solución de N problemas independientes donde cada generador busca maximizar individualmente sus beneficios ya que $\bar{\lambda} \cdot pt$ correspondería al ingreso que tendría dicho generador por la venta de su energía producida y $f(pt)$ correspondería a sus costos incurridos para producir dicha energía.

En el contexto de los mercados eléctricos desregulados, este hecho tiene una interpretación simple y elegante:

⁷ En la sección 2.3 se hace una presentación más detallada de λ .

⁸ La equivalencia no es exacta debido a que en un esquema descentralizado un generador tiene la libertad de optar por no generar si es que no tiene algún beneficio pudiendo aparecer demanda insatisfecha mientras que en un esquema centralizado la cobertura de la demanda es prioritaria.

- Los precios horarios propuestos λ son determinados por el operador del mercado.
- Cada generador organiza independientemente su producción a lo largo del periodo de tiempo establecido para maximizar su beneficio.
- El operador del mercado ajusta los valores de λ con la finalidad de cumplir con el balance de potencia.

Se puede hacer extensiva la explicación aquí presentada para el caso de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación. Considerando que los costos de operación de las centrales hidráulicas son muy pequeños ($f(ph) = 0$), entonces el problema (2.3) implica que los generadores hidráulicos tendrían que colocar su generación (claro está sin violar sus propias restricciones) en los subperiodos donde *estimen* que los precios horarios serán los más altos con la finalidad de maximizar sus ganancias.

Debido a estos hechos, en los mercados basados en oferta de precios, parte del problema es resuelto por los agentes del mercado (asumiendo los riesgos por sus decisiones) lo que significa una reducción de la complejidad en la metodología de solución del despacho y le da mayor transparencia al proceso de determinación de los precios de la energía.

En la Figura 2.4 el problema primal correspondería al problema de optimización de un mercado basado en costos auditados (entorno centralizado que minimiza los costos totales) y el problema dual a uno basado en oferta de precios.

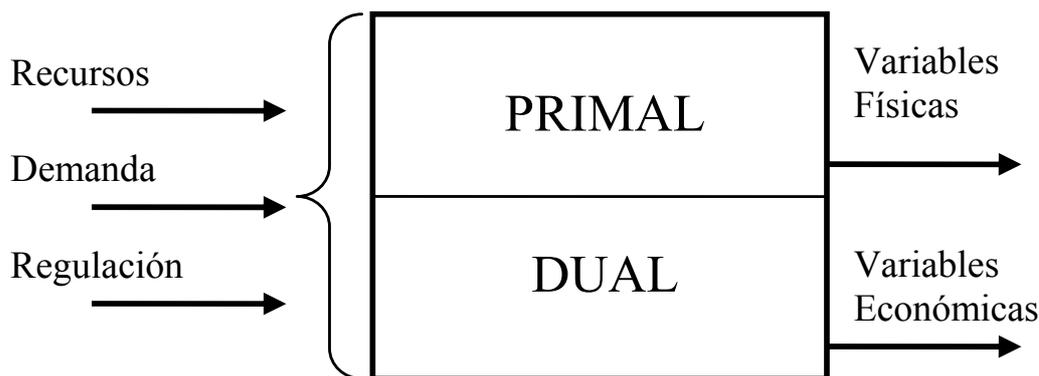


Figura 2.4. Un problema de optimización tiene un equivalente dual



Figura 2.5. Equivalencia entre la solución primal y la dual

La relación entre los dos problemas tiene una equivalencia entre el mundo físico y el mundo económico como se observa en la Figura 2.5.

2.2 Planificación de la Operación

A diferencia de los sistemas con parques de generación puramente térmicos, en los sistemas hidrotérmicos se poseen la capacidad de almacenar el recurso hídrico, en los embalses del sistema, para ser usado en el momento que se considere más oportuno económicamente. Este hecho brinda una mayor versatilidad operativa y se tiene la posibilidad de hacer un uso más eficiente de los recursos reduciendo los costos de operación pero agrega una complejidad muy fuerte al problema. El análisis de la Figura 2.6 explica este hecho.

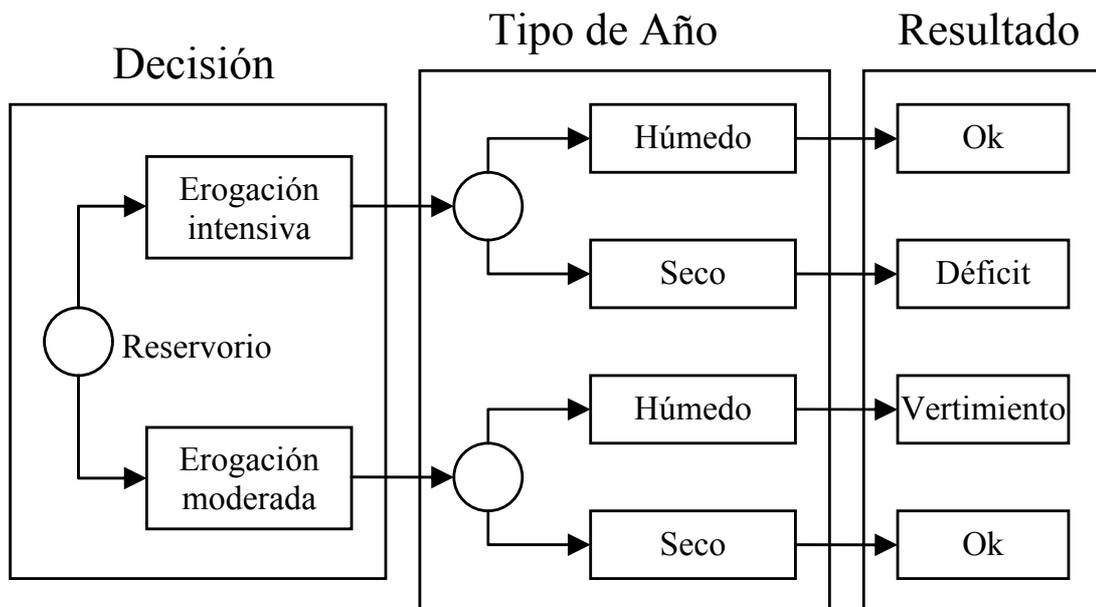


Figura 2.6. Proceso de decisión en un sistema hidrotérmico [39].

Si no se analiza el problema en un horizonte de tiempo, se tendría el impulso de descargar mucha agua del embalse con la finalidad de reducir los costos operativos presentes al reemplazar energía térmica (cara) por energía hidráulica⁹. El hecho anterior provoca que mientras más agua se descargue en el tiempo presente, los costos futuros de operación serán más altos ya que la deficiencia del recurso hidráulico para ese momento deberá ser reemplazado con la producción de mayor generación térmica en el futuro (Figura 2.7). El efecto contrario se obtiene si se descarga poca agua en el presente. El análisis anterior se complica aun más ya que es necesario también tener en cuenta que tipo de año hidrológico se puede presentar lo que adiciona incertidumbre al proceso. Por estos hechos se hace imprescindible analizar el horizonte completo con la finalidad de establecer la mejor política de operación para las centrales hidráulicas controlables.

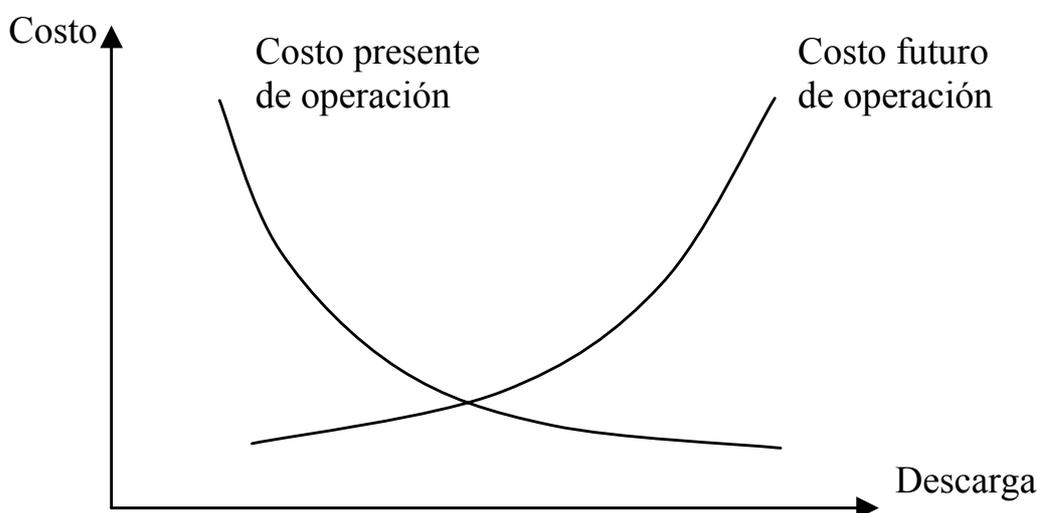


Figura 2.7. Curva de costos futuro y presente asociados a la operación de centrales hidráulicas controlables.

Esta característica de los embalses de poder acumular agua en un periodo para su utilización en otro, provoca que el planeamiento de la operación tenga una estructura jerárquica ya que el horizonte del mismo depende de cuanto tiempo y en que cantidad puede ser almacenado el recurso hídrico. Dependiendo del tipo de mercado implementado su responsabilidad puede caer en los agentes del mercado o puede estar centralizada.

En el caso de la planificación centralizada, en el largo/mediano plazo se determinan las políticas de desembalse de los reservorios de regulación inter-anual/anual/mensual de manera tal que se minimice el costo futuro esperado

⁹ Normalmente los costos de producción de energía hidráulica son muy bajos y se considera como cero para los fines de modelación.

de la operación del sistema eléctrico. Por tratarse de un horizonte de tiempo bastante grande los modelos de optimización usados son de naturaleza estocástica modelándose especialmente la incertidumbre de la demanda, la aleatoriedad del aporte hídrico y la disponibilidad de los generadores [79].

Cuando la planificación la realizan los agentes del mercado, de manera natural ellos tratarán de “colocar” su mayor cantidad de generación hidráulica disponible en los periodos donde estimen que el precio de la energía será mayor (periodos de baja hidraulicidad, mayor demanda debido a la estación de año, etc.) con la finalidad de maximizar sus ingresos. Como resultado, la demanda restante (demanda cubierta por las centrales térmicas) tiende a uniformizarse a través del tiempo lo que provoca también una relativa uniformidad de los precios. Este comportamiento indirectamente provoca la minimización de costos totales de producción ya que permite que esta demanda restante sea cubierta con las unidades térmicas más eficientes.

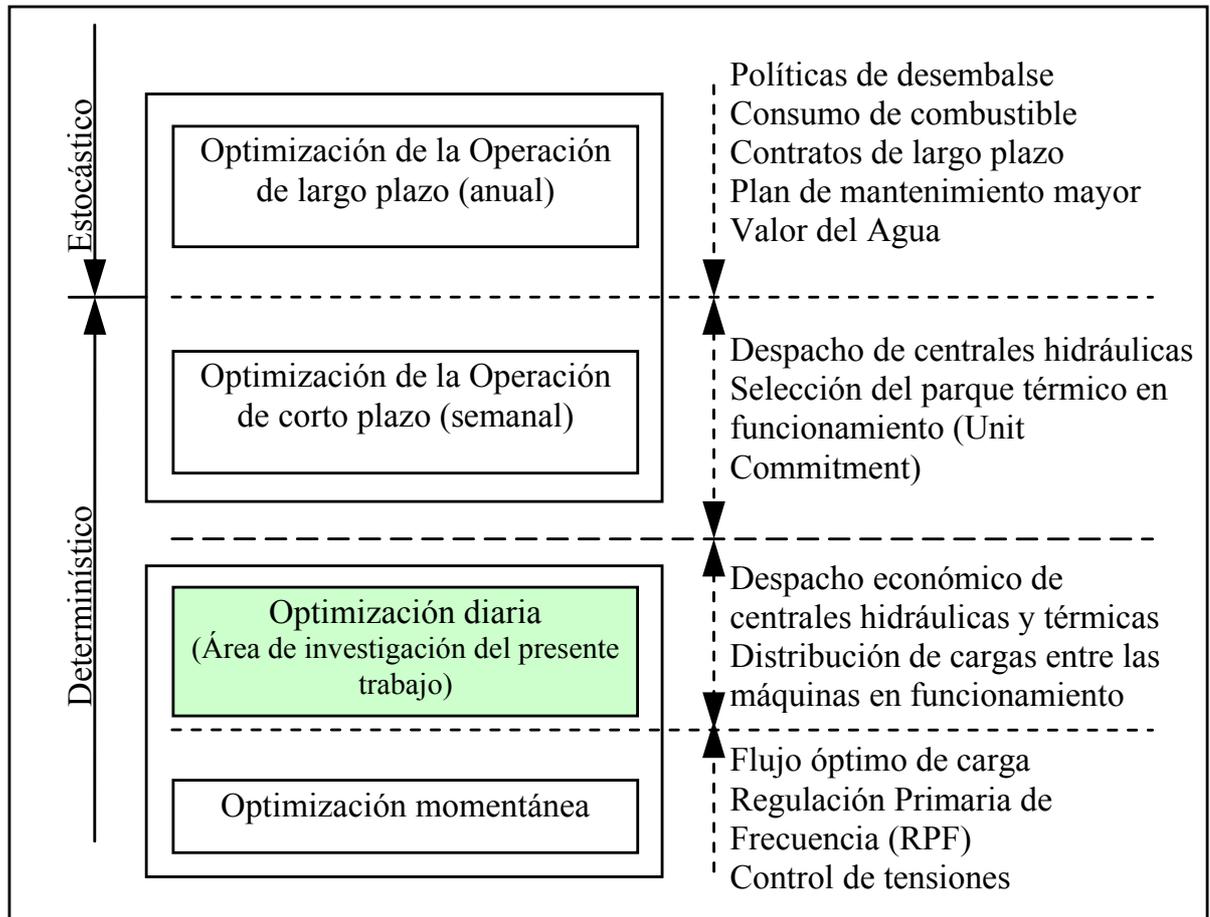


Figura 2.8. Estructura jerárquica de la programación de la operación centralizada.

El planeamiento de corto plazo suele dividirse en Planeamiento Semanal y Programación Diaria. En el planeamiento semanal, principalmente se determina la operación más conveniente de los embalses con capacidad de regulación semanal y la operación de grupos térmicos. En otras palabras,

como debe utilizarse el agua embalsada en los diferentes días de la semana así como las unidades térmicas más relevantes. La modelación del parque generador hídrico y térmico así como la red de transmisión poseen mayor nivel de detalle que en la programación de largo plazo. Adicionalmente se considera el problema como determinístico.

El planeamiento diario es un reajuste de la programación semanal, en este periodo el pronóstico de la demanda y de los caudales tiene menor margen de error que en la programación semanal y el sistema (generación hidráulica, térmica y red de transmisión) es modelado con todo el detalle que permita el modelo de optimización utilizado.

Cada etapa del planeamiento presenta sus propias características, razón por la cual el modelamiento no es único para las 3 etapas descritas. En el largo plazo por ejemplo es muy importante la representación de los embalses con gran capacidad de almacenamiento de agua, modelamiento de sus afluentes y la disposición de series históricas de los caudales, la demanda se representa mediante diagramas ordenados de demanda ya que el objetivo es determinar el mejor uso del embalse. Adicionalmente se determina la producción de energía de los grupos térmicos, información que es de utilidad para determinar planes de compra de combustibles o definir contratos de largo plazo.

En el corto plazo es de suma importancia las restricciones operativas ya que el despacho debe ser operable o en su defecto las modificaciones deben ser mínimas con la finalidad de apartarse lo menos posible del óptimo obtenido. En este caso se establece un compromiso entre el nivel de detalle del modelo y el tiempo de ejecución del mismo. Por este motivo es muy importante un análisis previo de las restricciones o grado de detalle a ser representado en el modelo.

Por ejemplo, en la Argentina en el año 2002 se consumió 6.148.381 dam³ de gas natural para generación eléctrica [22]. Con un costo promedio de 70\$/dam³, el gasto aproximado fue de 430 millones de pesos en este rubro. Si solo se lograra una reducción del 1% de este recurso por una mejora en el proceso de planeamiento (mejora de modelos) de la generación, se podría reducir el costo de la operación en 4,3 millones de pesos por año. Motivos como este, justifican la mejora y/o desarrollo de nuevos modelos de despacho.

A continuación se describen los aspectos a tener en cuenta para el modelado de un sistema hidrotérmico, pero se incidirá mayormente en el ámbito del corto plazo por ser motivo de investigación del presente trabajo.

2.2.1 *La demanda de energía eléctrica*

En el planeamiento de la operación de un sistema eléctrico, es requisito de fundamental importancia el conocimiento de la potencia y energía que será requerida por los consumidores. Esta demanda tiene que ser pronosticada y dependiendo del horizonte de análisis, es modelada de distinta manera. En el largo y mediano plazo la demanda se representa de mediante curvas ordenadas de duración de la carga [79] mientras que en el corto plazo se las representa de manera cronológica.

En la Figura 2.9-a, se aprecia una curva ordenada de duración de cargas, la cual se construye ordenando de mayor a menor la demanda histórica para un subperiodo típico de tiempo (e.g. un mes o una semana para el largo plazo). Esta curva a su vez es aproximada mediante una función escalón (e.g. tres bloques que representan el periodo de punta, media y mínima demanda). La modelación mediante curvas ordenadas de duración pierde toda información cronológica de la misma pero su empleo obedece a un compromiso entre el detalle del modelamiento y la velocidad de cálculo de los modelos ya que una representación cronológica de la demanda sería computacionalmente inabordable. Tener presente este último hecho es de suma importancia para establecer el correcto enlace entre los resultados de un modelo de largo/mediano plazo con los datos del corto plazo, tema que es tratado más adelante.

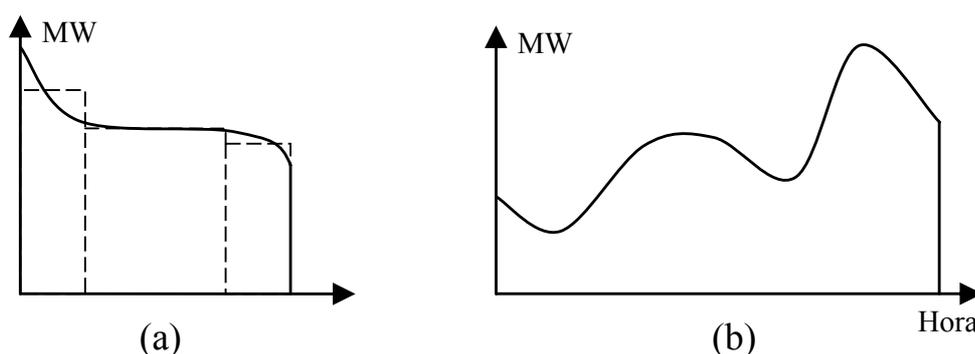


Figura 2.9. Representación de la demanda.

La exactitud del pronóstico de la demanda decrece con la extensión del horizonte de tiempo de análisis de allí la necesidad de incorporar este comportamiento aleatorio en el la planificación de largo/mediano plazo.

En el corto plazo la demanda es modelada de manera determinística y en secuencia cronológica (Figura 2.9-b). El nivel de discretización (subperiodos considerados) obedece generalmente al horizonte de análisis. La carga computacional está directamente relacionada con la cantidad de subperiodos considerados, a mayor cantidad de subperiodos considerados, mayor es el tiempo de cálculo de los modelos. Es usual que a nivel de planeamiento diario/semanal se consideren subperiodos de una o media hora de duración con la finalidad de tener un balance adecuado entre precisión de los resultados y tiempo de cálculo del modelo usado. El empleo de una discretización más fina no siempre se justifica ya que la precisión ganada se ve desmerecida por las propias desviaciones de la demanda con respecto al pronóstico¹⁰ o por efecto de alguna contingencia que obligan a reprogramar la operación varias veces al día.

Cuando la carga computacional es muy elevada, sobre todo en los modelos de horizonte semanal, la discretización puede ser no-uniforme con la finalidad de reducir la misma. Se puede emplear una discretización de media hora para el primer día, de una hora los días intermedios y bloques de más de una hora para los últimos días (donde existe mayor incertidumbre).

La demanda eléctrica se encuentra geográficamente distribuida y puede tener una alta sensibilidad con respecto al clima debido al empleo de equipos de aire acondicionado o calefacción. Para el presente trabajo se considera que se dispone de un pronóstico de la demanda (tanto de potencia activa como reactiva) a nivel de los nodos modelados del sistema.

2.2.2 Generación eléctrica

En los sistemas eléctricos de potencia se tiene una diversidad de componentes que participan en el proceso de generación de la energía eléctrica, las dos tecnologías predominantes en el mundo corresponden a la generación térmica y a la hidráulica. Mucho menos extendida se encuentra el empleo de generación eólica, fotovoltaica y geotermal.

Desde la perspectiva de los mercados eléctricos competitivos, es necesario conocer las características de las unidades de generación referido especialmente a los costos asociados a la producción de energía eléctrica, cualidades e inflexibilidades operativas ya que el despacho es producto de toda esta información.

¹⁰ Estimaciones conservativas indican que una reducción del 1% en el error del pronóstico de la demanda pueden provocar ahorros del orden de US\$ 1,6 millones para un sistema de 10000MW [81].

Centrales Térmicas

Las centrales térmicas usan combustible fósil (a excepción de las nucleares) como fuente de energía primaria para la producción de energía eléctrica. Debido a este hecho, una vez en operación, todas ellas presentan una curva característica que relaciona el consumo horario de combustible versus la potencia producida. Esta curva es en general no-lineal pero puede aproximarse de manera bastante exacta por funciones lineales o cuadráticas según el caso. Esta función representa el costo horario de producir un determinado nivel de potencia y en general se lo modela a través del denominado polinomio de consumo (Figura 2.10-a).

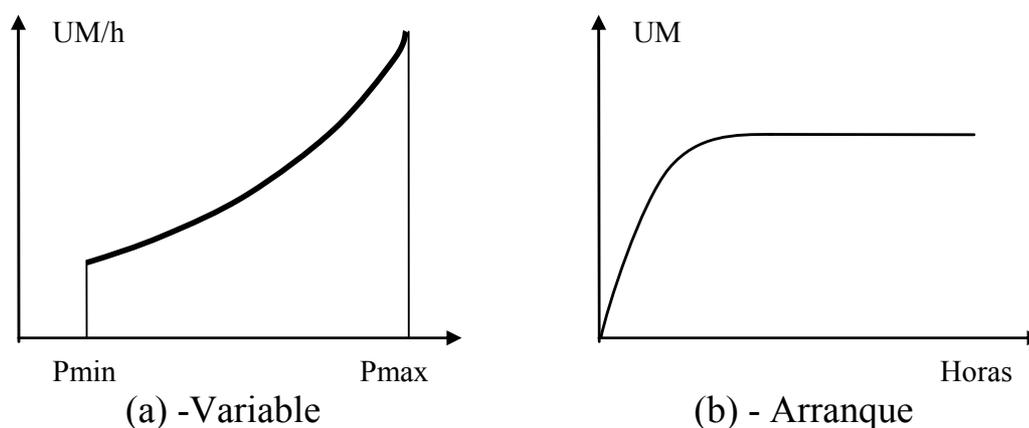


Figura 2.10. Costos de las unidades térmicas.

Otro costo importante en el cual incurren las unidades térmicas es el denominado Costo de Arranque. Generalmente dicho costo de arranque es el resultado de la suma de dos componentes: 1) El costo asociado al desgaste que sufre la unidad durante el proceso de arranque y 2) Cantidad de combustible utilizado en el proceso. Dependiendo del tipo de central, tendrá más impacto uno u otro componente e.g. en las turbogases es más significativo el primero mientras que en las turbo-vapores lo es el segundo. Adicionalmente, este costo puede ser dependiente del tiempo que lleva parada la unidad (Figura 2.10-b.) como es el caso de las turbo-vapores o puede considerarse un costo predefinido como lo es para el caso de las turbogases.

A continuación se detallan las características adicionales para los distintos tipos de unidades térmicas

- Reciprocantes
Generalmente usan combustible diesel o residual, tienen potencias individuales del orden de hasta aproximadamente 7 MW. Sus características más importantes son: un arranque rápido y de bajo costo.
- Turbogas

Su potencia puede ir desde unos pocos a cientos de megavatios, sus principales características de operación son:

- Potencia mínima relativamente alta.
- Costo de arranque significativo.
- Necesidad de mantenerlas un tiempo mínimo en operación.
- Necesidad de mantenerlas un tiempo mínimo fuera de operación una vez que fue parada.

- **Turbo vapor**

La turbina es movida por el vapor generado en una caldera. Poseen mucha más inercia térmica que los otros sistemas y por lo tanto responden lentamente a los cambios de la consigna de control referido al nivel de potencia. Sus principales características de operación son:

- Potencia mínima relativamente alta.
- Costo de arranque muy alto.
- Proceso de arranque muy largo (desde horas a días dependiendo del tamaño).
- Bajo gradiente de toma de carga (ramping).
- Necesidad de mantenerlas un tiempo mínimo en operación.
- Necesidad de mantenerlas un tiempo mínimo entre parada y re-arranque.

- **Ciclo combinado**

Los gases de escape de una unidad turbogas poseen una importante energía térmica residual que puede ser utilizada. La recuperación de esta energía se realiza mediante la producción de vapor (usando el calor contenido en los gases de escape) que a su vez impulsa una unidad turbo vapor. Este equipamiento permite un mayor aprovechamiento de la energía térmica del combustible. Son unidades diseñadas para trabajar en base o semi-base del diagrama de carga con la finalidad de lograr una alta eficiencia. Presenta características de operación intermedias entre los generadores turbo gas y turbo vapor.

- **Centrales Nucleares**

En este tipo de centrales la turbina es movida por el vapor producido con el calor generado dentro de un reactor nuclear. Por razones de seguridad trabajan a carga constante, cubriendo generalmente la base del diagrama de demanda.

Otros tipos de centrales

- **Centrales Geotérmicas**

La turbina es movida por el vapor producido dentro de cavidades subterráneas por el calor geotermal.

- **Centrales Eólicas**

La energía eléctrica es producida por la energía del viento a través de hélices que están acopladas a un generador. La energía es producida generalmente en corriente continua, luego es convertida en AC mediante equipos electrónicos de estado sólido. Como es conocido, este tipo de generación presenta una alta aleatoriedad.

Centrales Hidráulicas

Las centrales hidráulicas utilizan la energía potencial del agua, la cual es transformada en energía eléctrica mediante el conjunto turbina-generador de la central. Como se describirá a continuación, las centrales hidráulicas brindan una gran versatilidad operativa que posibilita hacer un uso más eficiente de las centrales térmicas, pero esta versatilidad complica enormemente la elaboración del despacho¹¹. Por tener costos operativos bastante bajos, se considera que las centrales hidráulicas no incurren en costos para los efectos de la elaboración del despacho. Las centrales hidráulicas se pueden clasificar en:

- Centrales con capacidad de regulación de los recursos hídricos ó “controlables”.

Estas centrales poseen un embalse asociado que les permite acumular y regular el agua de los ríos de tal manera de optimizar su uso sobre la base del costo de oportunidad. Dependiendo del tamaño del embalse, estas centrales pueden clasificarse en: Centrales con capacidad de regulación horaria, diaria, semanal, estacional, anual y plurianual. No necesariamente todos los tipos están presentes en un sistema, de allí la importancia de decidir el grado de detalle e importancia con la que necesita ser modelada cada central de acuerdo al horizonte de estudio. Constructivamente, la toma de la tubería a presión puede estar ubicada directamente en el embalse (Figura 2.11-a) o puede existir un canal de conducción del embalse a la toma de la central (Figura 2.11-b). Esta diferencia, aparentemente simple, condiciona significativamente la operación de la central. Las centrales que pertenecen al primer esquema generalmente poseen un alto gradiente de toma de carga que combinada con la capacidad de regulación del su embalse las hacen especialmente aptas para funciones de regulación primaria y secundaria de frecuencia. En contraste, las del segundo esquema se comportan como una central de pasada, si la toma es pequeña, ya que una vez realizada la descarga del agua en el embalse, esta tiene que ser turbinada por la central.

¹¹ Este tema será tratado con mayor detalle en la sección 2.3.3

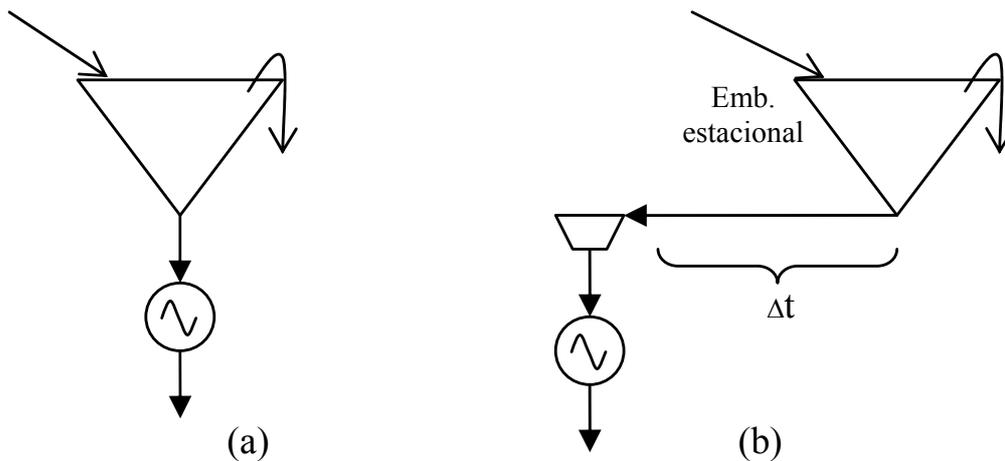


Figura 2.11. Estructuras típicas de centrales con capacidad de regulación.

Desde el punto de vista de modelación para la elaboración del despacho de corto plazo, ambas pueden ser tratadas de idéntica manera, siempre y cuando la compuerta del embalse permita realizar una modulación del caudal regulado y el tiempo Δt sea pequeño (máximo del orden de algunas horas) que permita seguir el régimen de descarga definido para esta central. En el capítulo 3 se presentará las formas de modelar las características aquí descritas.

Respecto de la altura del salto efectivo del agua, la dependencia entre la producción de potencia versus el salto puede ser muy importante o despreciable y existe abundante literatura sobre la misma. En el presente trabajo se asume una modelación de salto constante, pero de requerirse, se puede incluir no-linealidades mediante la técnica de aproximación por tramos.

- Centrales a filo de agua o de pasada.
Son centrales que no poseen embalses asociados capaces de almacenar el agua. Por lo tanto turbinan en el momento la totalidad del agua que reciben. Por esta característica su generación es descontada directamente la demanda siendo consideradas como dato en la solución de la coordinación hidrotérmica.
- Centrales en Cascada
Estas centrales aprovechan las aguas turbinadas previamente por otras centrales aguas arriba. Pueden encontrarse esquemas complejos de centrales en cascada. Dependiendo de la distancia entre centrales algunas veces es necesario tomar en cuenta en el modelamiento el tiempo de escurrimiento del agua.
- Centrales de Acumulación por Bombeo

Estas centrales de tipo hidráulico se caracterizan por tener un embalse superior y uno inferior pudiendo funcionar como una central hidráulica convencional en los periodos de alto costo operativo térmico (periodos de alto costo marginal) o como central de bombeo, bombeando agua del embalse inferior en horas de bajo costo operativo térmico (bajo costo marginal). Este proceso reversible puede producir importantes ahorros de dinero. El efecto de su operación es aplanar la curva de demanda a ser cubierta por el parque de generación térmica.

2.2.3 *Reserva rotante*

Como la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades de forma económica, en cada instante de tiempo se debe producir tanta energía como se demande por parte de los usuarios. Por otro lado, siempre existe la posibilidad de producirse una contingencia en el sistema como así también variaciones imprevistas de la carga las cuales pueden ser solucionados por alguno de los siguientes métodos:

- Aumento de la generación del sistema.
- Aumento de la compra por las interconexiones
- Desconexión de una parte de la carga

La primera de las soluciones es la más importante en el sistema para lo cual es necesario programar un exceso de capacidad de generación la cual pueda absorber en rapidez y magnitud el desbalance producido. Un aumento de compra por las interconexiones no es recomendable ya que cualquier incremento toma un tiempo en ser gestionado y obliga a desviarse de un acuerdo previamente establecido. La desconexión de carga es la última alternativa por la cual se debe optar, y solo sería necesaria cuando la integridad del sistema está comprometida. Los esquemas de desconexión de carga están implementados para producirse de forma automática donde no hay tiempo suficiente para esperar una respuesta humana (del operador en tiempo real del sistema).

En la Figura 2.12 se muestra el proceso que sigue a la aparición repentina de un requerimiento de reserva como consecuencia de la salida forzada de componentes. Este proceso presenta las siguientes fases [37]:

Fase 1: Inmediatamente después de la falla el déficit de potencia es cubierto con energía electromagnética proveniente de los campos de los generadores y energía cinética cedida por las masas rotantes del sistema -turbinas, generadores, motores sin regulación de velocidad- a través de una

disminución de su velocidad de rotación. Esta fase finaliza luego de pocos segundos con la acción de la regulación primaria de frecuencia.

Fase 2: La disminución de la velocidad de los grupos generadores conduce a una disminución de la frecuencia, lo que activa la regulación primaria. Los reguladores actúan sobre las válvulas de admisión de las turbinas provocando un incremento de la potencia generada. En esta fase participan todos los bloques generadores del sistema interconectado que forman parte de la regulación primaria. Esta fase concluye cuando se alcanza un nuevo estado estacionario (frecuencia constante), con un valor de frecuencia que es menor que el valor inicial.

Fase 3: Para recuperar el estado de operación normal es necesario que la frecuencia retorne al valor inicial (nominal) y que los flujos de potencia por las interconexiones vuelvan a los valores planificados. Esto se logra a través de la actuación de la regulación secundaria. Esta fase incluye la puesta en marcha de unidades generadoras de arranque rápido (hidráulicas, turbinas de gas) y la desconexión de centrales de bombeo en fase de bombeo y su paso a operación como generador.

Fase 4: Luego de la fase 3 se ha restablecido la seguridad del suministro, pero debido a las modificaciones del parque de generación en operación y a la desviación de las potencias generadas por las máquinas respecto de los valores planificados, existe un apartamiento de las condiciones de operación económica. Es necesario además liberar la reserva rápida para tenerla disponible ante eventuales nuevas contingencias. Por estas razones se hace deseable una redistribución de la carga a través de una reprogramación del despacho (nueva optimización) para el resto del periodo analizado.

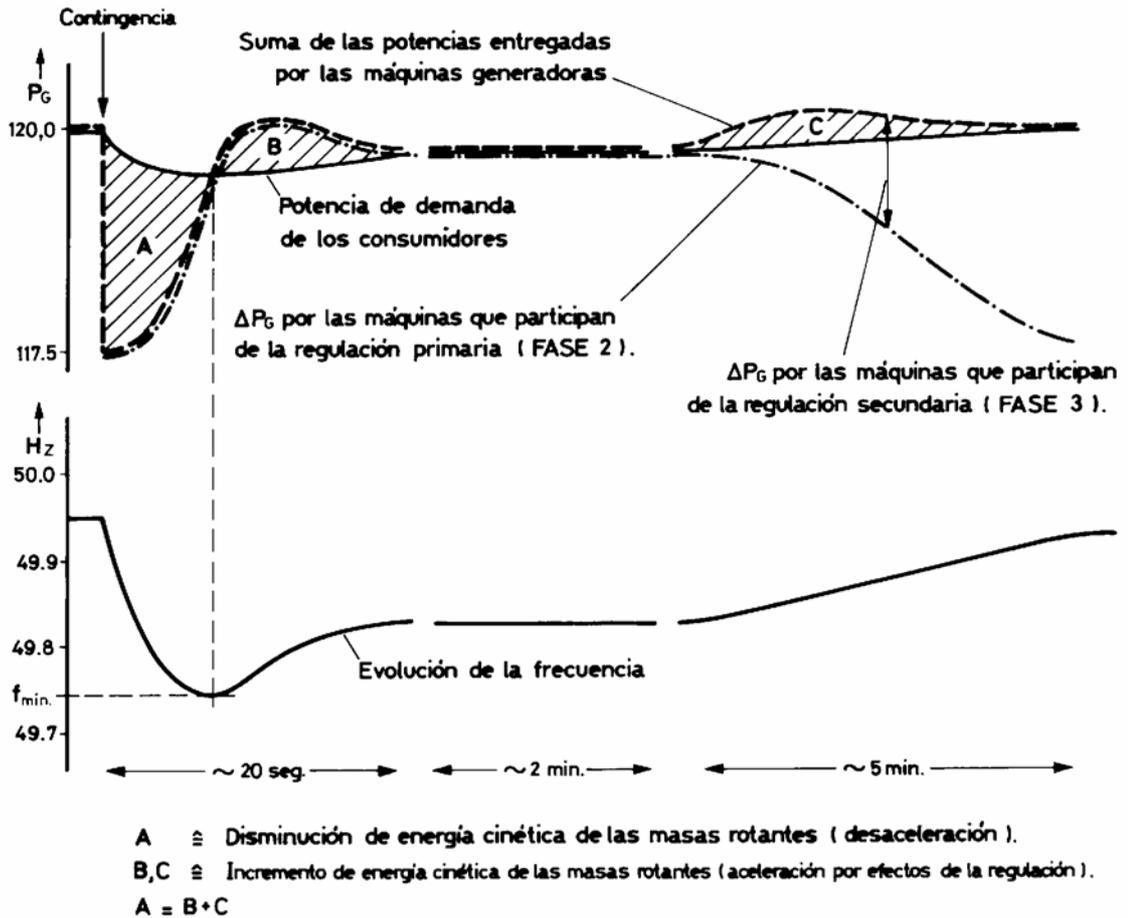


Figura 2.12. Respuesta del sistema ante una contingencia [37].

Según el análisis anterior, la reserva puede clasificarse según sus tiempos de acceso como se muestra en la Figura 2.13.

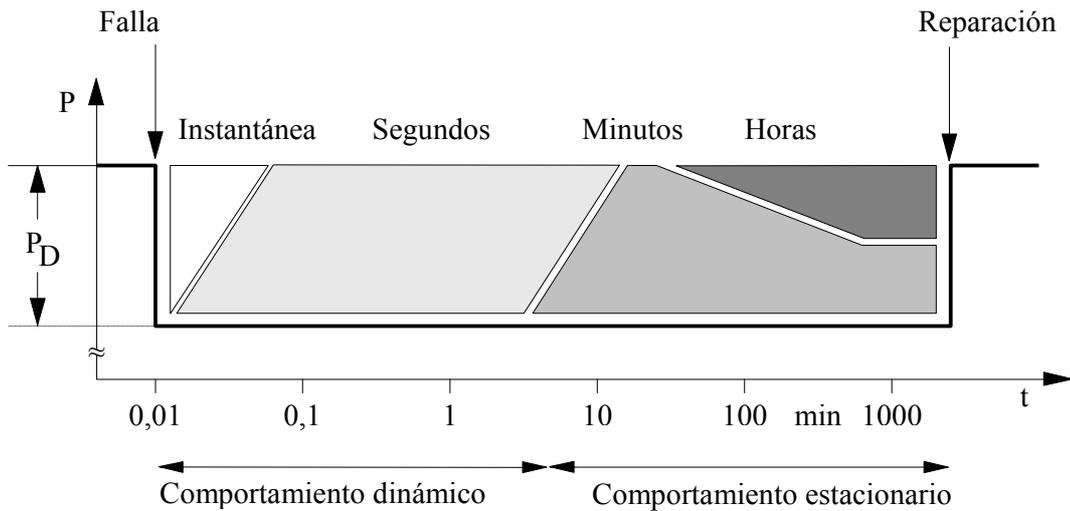


Figura 2.13. Clasificación de la reserva según su tiempo de acceso [37].

- Reserva Instantánea. Energía aportada por los campos electromagnéticos de los generadores y por la disminución de velocidad de las masas rotantes. El tiempo de acceso es aproximadamente 0.
- Reserva de segundos. Reserva rotante activada con la regulación primaria. El tiempo de acceso está en el rango de 1 a 60 seg.
- Reserva de minutos. Reserva rotante activada con la regulación secundaria y puesta en marcha de unidades de arranque rápido. Tiempo de acceso del orden de 2 a 15 minutos.
- Reserva de horas. Puesta en marcha de unidades térmicas en reserva fría. Tiempo de acceso del orden de 0,5 a 10 horas.

Se entiende por tiempo de acceso al tiempo total que transcurre entre la detección de la necesidad de reserva hasta su disponibilidad con la potencia requerida. Estos tiempos dependen en el sistema de los tiempos de arranque y velocidad de variación de la carga de los bloques generadores, de la potencia que salió de servicio como consecuencia de la contingencia y de la situación respecto de la demanda. En función de lo expresado la reserva rotante se puede clasificar desde el punto de vista funcional en reserva primaria y reserva secundaria.

Reserva Primaria. Es aquella que sirve para absorber la desconexión intempestiva de los generadores o las variaciones imprevistas de la demanda. Normalmente su rango de acción está entre unos pocos segundos al minuto y responde de manera automática a las variaciones de la frecuencia del sistema. La determinación de la magnitud requerida se hace en base a dos criterios predominantes. El primero basado en la desconexión de la unidad más grande del sistema y el segundo basado en métodos probabilísticos utilizando estadísticas del comportamiento operación – falla de los componentes. En sistemas eléctricos de tamaño pequeño o mediano, se vuelve muy importante tomar en cuenta adicionalmente el efecto dinámico de una perturbación y la respuesta de los generadores para determinar la cantidad de reserva óptima para el sistema [16]. Dependiendo de la normativa de cada país la reserva puede ser asignada solo a algunas unidades o a la totalidad de los generadores. En el ámbito del presente trabajo se asume que ya se dispone de dicha información, es decir se conoce de antemano que generadores (incluyendo la magnitud de su potencia se encuentra disponible) están asignados a realizar regulación primaria de frecuencia.

Reserva Secundaria. Es la que sirve para absorber las desviaciones sostenidas de la oferta de generación o la demanda que se van acumulando durante la operación del sistema que se manifiesta como un error en estado estable de la frecuencia nominal del sistema. En sistemas antiguos es común realizar este control de manera manual, es decir, es el operador del sistema el que decide cuanto y en que unidades incrementar generación con la finalidad de llevar el error de la frecuencia a cero. En la actualidad esta estrategia de control está implementada en lo que se denomina AGC (*Automatic Generation Control* por sus siglas en inglés), que tiene como objetivo llevar el error de la frecuencia a cero, de forma estable, mediante la determinación de la potencia de referencia que tiene que producir cada generador que está asignado al control secundario [31]. Adicionalmente, estas correcciones que se realicen deben respetar los intercambios entre mercados que se hayan predefinido. Generalmente se expresa en unidades de energía (MWh) y normalmente es provista por centrales hidráulicas con capacidad de regulación diaria o semanal las cuales pueden acumular estas desviaciones por varias horas para luego ser reprogramadas y recuperar su producción energética inicialmente prevista.

En el ámbito del presente trabajo, solo se incluye la reserva rotante primaria dentro de la formulación del problema y la reserva secundaria es considerada de manera implícita dentro de los volúmenes mínimos de los embalses de las centrales asignadas a esta tarea.

2.2.4 Red de transmisión

Tan importante como los medios de generación de energía eléctrica es la red de transmisión ya que esta juega un rol fundamental en los mercados de electricidad por ser el medio físico que posibilita el intercambio comercial entre los generadores y la demanda. Originalmente la mayoría de las redes fueron planificadas y construidas por empresas verticalmente integradas con el objetivo de unir los centros de generación con los consumidores pero por efecto de la desregulación del sector eléctrico la red de transmisión es cada vez más exigida debido a la competencia entre los generadores y a la falta de inversiones en la expansión de la transmisión. Un despacho elaborado sin considerar la red de transmisión (llamado comúnmente “despacho en barra única”) puede no ser aplicable cuando se verifican las restricciones del sistema de transmisión pues estas restringen la capacidad de transferencia de la red eléctrica y puede incluir uno o más de los siguientes límites [58]:

- Límite térmico del equipo.
El límite térmico establece la máxima cantidad de corriente eléctrica que la línea o equipo eléctrico puede conducir por un determinado periodo de tiempo antes que presente daño permanente por sobrecalentamiento o

antes de que viole requerimientos de seguridad pública. Para propósitos de elaboración del despacho la capacidad expresada en megavatios normalmente es suficiente ya que en esta etapa, en el caso de presentarse saturación del vínculo transmisión, las decisiones más importantes corresponden al arranque o parada de unidades de generación con la finalidad de aliviar dicha congestión evitando que se superen los límites impuestos y que esa decisión sea la más económica para el sistema. El control fino de la congestión es realizada en tiempo real por el ISO.

- Límite por niveles de tensión.
Los voltajes y sus cambios deben ser mantenidos dentro un rango mínimo/máximo aceptable. Normalmente se menciona que existe un débil acoplamiento entre el flujo de potencia activa y reactiva. Mientras que el flujo de potencia activa está fuertemente influenciado por la diferencia angular de la tensión en las barras de conexión, el flujo de potencia reactiva lo está con relación a la magnitud de la tensión. En líneas altamente cargadas este desacoplamiento tiende a disminuir fuertemente y bajos niveles de tensión en el nodo receptor pueden limitar la cantidad de potencia eléctrica que puede ser transferida [42], [58].
- Límite por estabilidad.
El sistema eléctrico debe ser capaz de sobrevivir a las perturbaciones incluido el tiempo que dura el transitorio (desde milisegundos a varios minutos). Para que un sistema se considere estable; las oscilaciones, producto de la perturbación, deben disminuir alcanzando nuevamente el sistema un estado estable. Si el estado estable no es rápidamente alcanzado, podría haber pérdida de sincronismo en algunos generadores ó parte del sistema puede volverse inestable. Como resultado podrían producirse daños en el equipamiento y causar interrupción del servicio eléctrico a los usuarios.
- Límite por criterios de seguridad.
Estos límites son determinados mediante estudios previos que tienen la finalidad de evitar llegar a los límites de estabilidad estáticos sobre todo en líneas largas o a límites por criterios de seguridad N-1 [24].

Algunos de estos límites necesariamente tienen que ser definidos con anterioridad, en estudios especiales debido a la complejidad del problema. Como no se considera una modelación de la red lo suficientemente detallada dentro del DEHCP, otros límites son calculados en línea como problemas de optimización multiobjetivo pero previamente se necesita conocer el parque generador en servicio [81].

Esta problemática se da en los países latinoamericanos, que se caracterizan por tener redes extensas, débilmente malladas o altamente radiales, con la generación ubicada lejos de la demanda, como así también en otros países del hemisferio norte. Como ejemplo se citan unos pocos casos:

- Argentina. Presenta una gran extensión territorial, con centros de generación muy distantes de los centros de consumo [24] con una red de alta tensión de 500kV altamente radial. En la referencia [53] se reconoce la necesidad de despachar generación fuera de mérito para afrontar problemas de congestión del sistema de transmisión. Adicionalmente CAMMESA (organismo encargado de elaborar y controlar el despacho) posee procedimientos técnicos referidos a las compensaciones por el despacho de generación forzada destinadas a solucionar problemas de bajos niveles de tensión.
- Colombia [15]. Después de la elaboración de un despacho “ideal” (en barra única) con las ofertas de precios por parte de los generadores, es necesario corregir este despacho con el fin de hacerlo operable y seguro (llamado despacho “real”) debido a problemas como: Límites de capacidad de transporte de la red de transmisión, necesidad de regulación de tensión y generación mínima requerida por condiciones de estabilidad. Como es de esperarse, este despacho “real” en algunos casos puede ser muy diferente al despacho “ideal”.
- Perú [61] Posee un sistema altamente radial, el cual unido al hecho de que la generación se encuentra alejada de los centros de consumo provoca la presencia de congestión y bajos niveles de tensión. La elaboración del despacho se ve complicada por el gran porcentaje de participación hidráulica (del orden del 80%) y centrales en cascada del sistema.
- España [54]. Las restricciones del sistema español se clasifican en: Sobrecarga de enlaces y violaciones de los límites de tensión en las barras. La primera no es frecuente pero la segunda es un problema común en el sistema español, lo que obliga a despachar unidades fuera de mérito para solucionar el problema.
- EEUU. Mediante el uso de lo que denominan *Capacidad Disponible de Transferencia* y *Capacidad Total de Transferencia* (más conocidos como ATC y TTC [58] por sus siglas en inglés), la NERC (North American Electric Reliability Council) internaliza las restricciones como: Límite térmico del equipo, límite por niveles de tensión, límite por estabilidad y límites por criterios de seguridad. De esta manera las restricciones antes mencionadas pueden ser tomadas en cuenta mediante el uso del ATC, TTC y una modelación en DC del problema. Esta internalización no es precisa lo que puede provocar una sub-utilización del la red de transmisión.

Como conclusión se puede afirmar que los requerimientos en los modelos derivados de las restricciones de la red de transmisión los hacen mucho más complejos, de difícil solución y con elevados tiempos de cálculo. Una modelación DC del problema no es suficiente para tomar en cuenta los nuevos desafíos adicionales de los mercados eléctricos competitivos que requieren de una modelación más exacta del problema como la necesidad de mantener los niveles de tensión de las barras dentro de límites específicos dado por restricciones de calidad del servicio que en los últimos años se tornaron muy estrictas. Esto hace que se vuelva sumamente importante resolver el problema del despacho de corto plazo usando una modelación AC del sistema con la finalidad de reducir o evitar correcciones posteriores a la elaboración del despacho que degraden la solución económica originalmente obtenida.

2.2.5 La problemática del despacho de potencia reactiva

El despacho de la potencia reactiva de los generadores y del equipamiento de compensación es necesario a efectos de mantener un adecuado nivel de tensión en el sistema eléctrico. Como se mencionó antes, la falta de una programación adecuada del despacho de potencia reactiva puede implicar el arranque no programado o forzado de unidades generadoras, lo que repercute desfavorablemente en los costos de operación.

Desde el punto de vista de la planificación y la operación, la compensación reactiva debe ser colocada lo más próximo posible a donde ella es necesaria evitando la circulación de potencia reactiva en el sistema que puede que además de provocar un aumento de pérdidas, dificulte el control de tensión y reduce la capacidad transporte de potencia activa.

Normalmente se sigue el siguiente orden de prioridad para la instalación de compensación de la potencia reactiva [50], primero en la carga a nivel de distribución, seguidamente a nivel de sub-transmisión y finalmente a nivel de transmisión.

Para el caso del control de tensiones el orden es inverso; primero se realiza un ajuste global de la tensión del sistema, en este punto intervienen los generadores, SVC y compensadores síncronos. El segundo nivel de control es a nivel regional y dependiendo de los recursos disponibles pueden intervenir los mismos elementos que en primer nivel de control o elementos adicionales como los transformadores regulables bajo carga. Finalmente existe un control

local donde la distribuidora puede conectar o desconectar bancos de capacitores para lograr el nivel deseado de tensión. La Figura 2.14 resume lo anteriormente dicho.

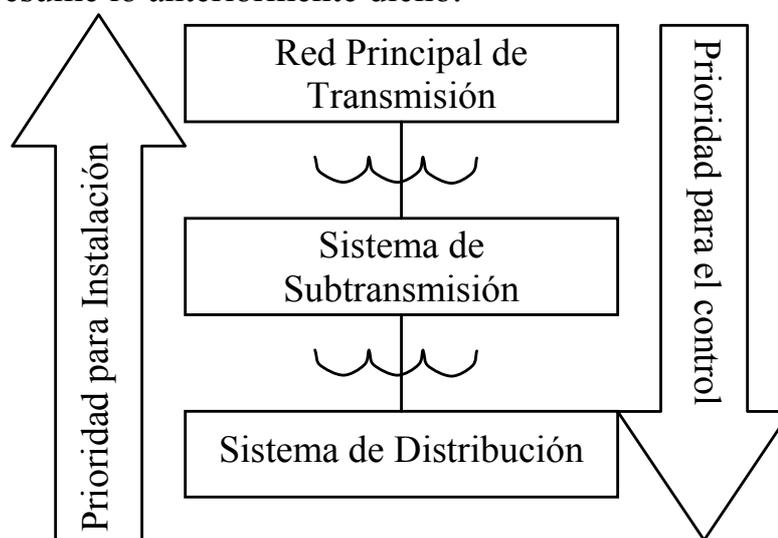


Figura 2.14. Estrategia de compensación de la potencia reactiva.

En el caso del presente trabajo, la consideración de una modelación AC del flujo de potencia como parte de las restricciones tiene como finalidad incluir la primera prioridad del control de tensiones en el sistema, estando definida principalmente por los generadores y SVC's presentes en el sistema que constituyen el núcleo de control más relevante mediante el cual se desarrollan las acciones de mantenimiento del perfil de tensiones, por estos motivos, estos elementos son incluidos en la modelación del problema que será presentada en el siguiente capítulo del presente trabajo. El control y modelación de elementos discretos como banco de capacitores o reactores no ha sido incluido como parte del problema a resolver en el presente trabajo pero su efecto es tomado en cuenta al momento de componer los datos de la demanda debido a que normalmente se sabe con anterioridad los periodos en los cuales dichos componentes estarán en servicio.

Una vez determinado el despacho por necesidad de potencia activa y reactiva, sigue siendo posible realizar un control de tensiones para el muy corto plazo con la finalidad de realizar un ajuste fino o correctivo que no implique redespachar unidades de generación adicionales [75]. Estos ajustes en el muy corto plazo se fundamentan en una descomposición geográfica y temporal del problema. La descomposición geográfica se ajusta a la naturaleza marcadamente local de problema de los niveles de tensión propia de la topología del sistema eléctrico y por otra parte la descomposición temporal se manifiesta en los tiempos naturales de acción correspondientes a los distintos controles de cada nivel jerárquico (Tabla 2.1). En el presente trabajo no se

incluyó la modelación de transformadores con regulación bajo carga dado que este elemento constituye un nivel de regulación más fino en relación a las fuentes principales de control de tensión antes descritas.

Tipo	Escala Temporal	Escala Espacial	Objetivos
Primario	Segundos	Un generador	Estabilidad del nodo PV
Secundario	Pocos minutos (~3 min)	Una región	Tareas de seguridad
Terciario	Minutos (> de 15 min)	El sistema completo	Seguridad, economía

Tabla 2.1 Estructura jerárquica del control de tensión

2.2.6 *Interconexiones internacionales*

La creciente interconexión entre países como forma de integración energética regional agrega más complejidad al problema del despacho. Dependiendo del precio spot de ambos mercados interconectados y de los contratos establecidos para regular su operación en los nodos frontera, normalmente se los representa con un generador ficticio o una carga.

La finalidad de interconectar mercados surge como necesidad de realizar una utilización más racional de los recursos, de esta manera se pueden aprovechar ventajas como:

- Complementariedad de estaciones climáticas. Aprovechando las excedencias de los recursos hídricos en los periodos de abundancia de lluvias en un país, es posible transmitir este excedente a otro mercado que se encuentre en época de baja hidraulicidad. De esta forma se desplaza generación térmica obteniéndose beneficios económicos para ambos mercados (caso de Colombia-Ecuador-Perú).
- Desplazamiento en el tiempo de las máximas demandas no coincidentes. Por la diferencia horaria que normalmente existe entre países, generalmente las máximas demandas no son coincidente y al estar interconectados los mercados eléctricos, se requiere de una menor potencia instalada total para atender la máxima demanda del conjunto que la que se requeriría estando los dos sistemas aislados, lográndose ahorros en este sentido.
- Mayor robustez del conjunto ante perturbaciones del sistema. La interconexión permite incrementar la inercia total del sistema presentando la frecuencia menores desviaciones ante pérdidas de generación.

- Establecimiento de plantas de generación de mayor escala con mejor rendimiento con significativas reducciones de costos de generación por unidad de energía generada debido al incremento del tamaño del mercado.

Los mercados sudamericanos tienden progresivamente a integrarse (no solo eléctricamente si no energéticamente como es con el caso del gas natural) creando nuevas necesidades en el modelamiento del problema. A la fecha, las interconexiones presentes en Latinoamérica son: Argentina-Brasil (2100MW), Ecuador-Perú¹² (100MW), Colombia-Ecuador (290MW) y Colombia-Venezuela con 410MW en total, incluyendo interconexiones secundarias. Adicionalmente existe el proyecto del SIEPAC, el cual pretende crear el mercado eléctrico centroamericano mediante su integración eléctrica prevista para el 2007.

La modelación de las interconexiones se torna muy difícil por el hecho que se desconoce de antemano el precio spot del otro mercado, precio que se necesita para decidir el sentido del flujo de potencia y el volumen de compraventa de energía. Dicha decisión tendrá impacto directo en el despacho a elaborar.

La metodología que normalmente se usa entre mercados internacionales consiste en calcular simultáneamente (en cada mercado) una curva de oferta para cada mercado y contrastar dicha información con la finalidad de determinar quien compra y quien vende. Esta curva es calculada para cada subperiodo considerado (e.g. un día dividido en 24 horas). Para elaborar esta curva se simulan incrementos de demanda originados por la posible exportación a través de la interconexión, para cada incremento se calcula el precio spot al cual se vendería la energía. Este hecho requiere que se ejecute el modelo tantas veces como incrementos de carga se consideren, de esta forma se obtiene una curva de oferta. Mediante el contraste de ambas curvas de oferta se determina el sentido del flujo por las interconexiones y en función de ello que volúmenes de potencia – energía se acuerda intercambiar. De esta forma queda definida la demanda para ambos lados de la interconexión que deberían despachar cada mercado.

Como se observa, la modelación de las interconexiones internacionales además de aumentar la dimensionalidad, complejidad de los modelos, también hace más complejo los procedimientos que se deben seguir como

¹² Las obras físicas están finalizadas (diciembre 2004) pero postergan la puesta en operación de dichas instalaciones a la culminación de los acuerdos comerciales de la misma.

consecuencia del significativo aumento de la cantidad de veces que debe procesarse los modelos para determinar el intercambio óptimo. Este último aspecto impone que desde el punto de vista del práctico, el tiempo de cálculo de los modelos debe ser relativamente pequeño, del orden de los minutos idealmente.

2.2.7 Vinculación entre modelos de distinta jerarquía

Establecer correctamente el vínculo entre modelos de distinta jerarquía (horizonte de planeamiento) es crucial para el correcto aprovechamiento de los recursos involucrados. El vínculo no es directo, es decir, no todos los resultados del modelo de mayor jerarquía pueden ser transferidos al modelo de menor jerarquía. Esto obedece al hecho que el nivel de detalle del modelado del sistema no es el mismo para modelos de distinta jerarquía. Por ejemplo, en el largo plazo se da mayor énfasis en el modelado a la incertidumbre tanto de la demanda como del caudal pronosticado mientras que en el corto plazo se asume con un dato conocido (determinístico). La consideración de los tiempos mínimos de operación de las centrales no tiene mayor sentido en el largo plazo ya que la duración de los subperiodos considerados son normalmente de un mes o una semana. En el corto plazo en cambio estos tiempos mínimos de operación tienen que ser considerados de manera obligatoria.

Cuando se realiza una planificación centralizada, el enlace entre modelos (largo, mediano y corto plazo) se realiza mediante dos resultados importantes [29], [66]. El primero es el volumen previsto a ser descargado¹³ de los embalses con capacidad de regulación anual, mensual o semanal según sea el caso. El segundo es el valor del agua determinado por el modelo de mayor jerarquía para cada uno de los embalses considerados.

¹³ En realidad los modelos de largo/mediano plazo calculan la producción de energía (mensual o semanal según sea el caso) de la central asociada al embalse y como resultado indirecto la trayectoria del volumen del embalse.

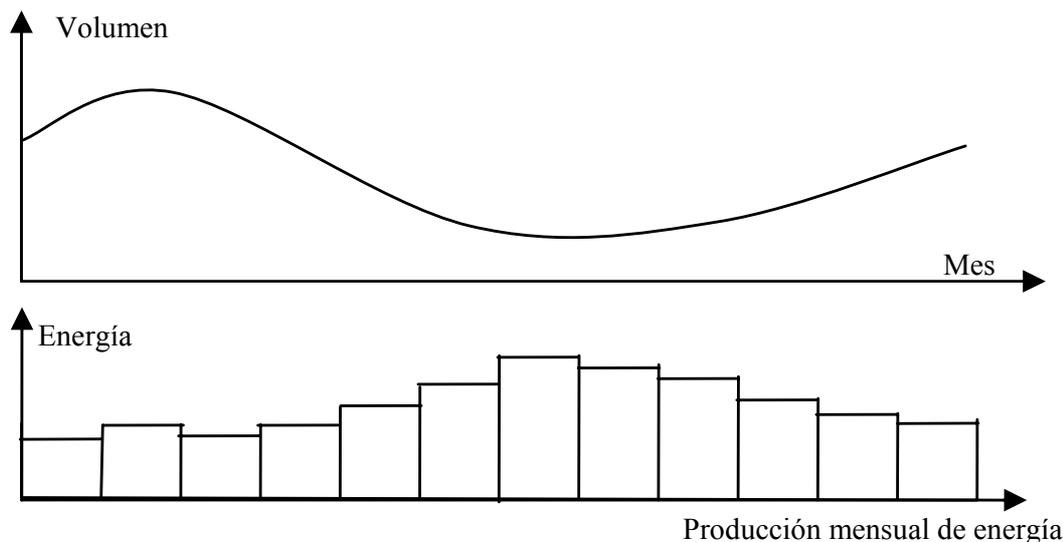


Figura 2.15. Trayectoria del embalse y producción típica de energía de una central con capacidad de regulación anual.

En el primer caso, el volumen de agua que debe ser descargado y fue previamente calculado por el modelo de largo/mediano plazo, es expresado en caudal (llamado comúnmente *caudal regulado*) el cual se adiciona al caudal de escorrentía natural de la cuenca hidrológica de las centrales involucradas. En el segundo caso, en vez de especificar una cantidad fija de agua disponible para el modelo de menor jerarquía, se define una curva de costos para el agua almacenada (costo del recurso) en función del volumen disponible (a mayor volumen menor costo y viceversa) llamada *curva de valor del agua* (Figura 2.16). Esta curva evita que el modelo de menor jerarquía haga uso de todos los recursos hidráulicos disponibles. El primer enfoque es conocido también como enfoque primal y el segundo como enfoque dual.

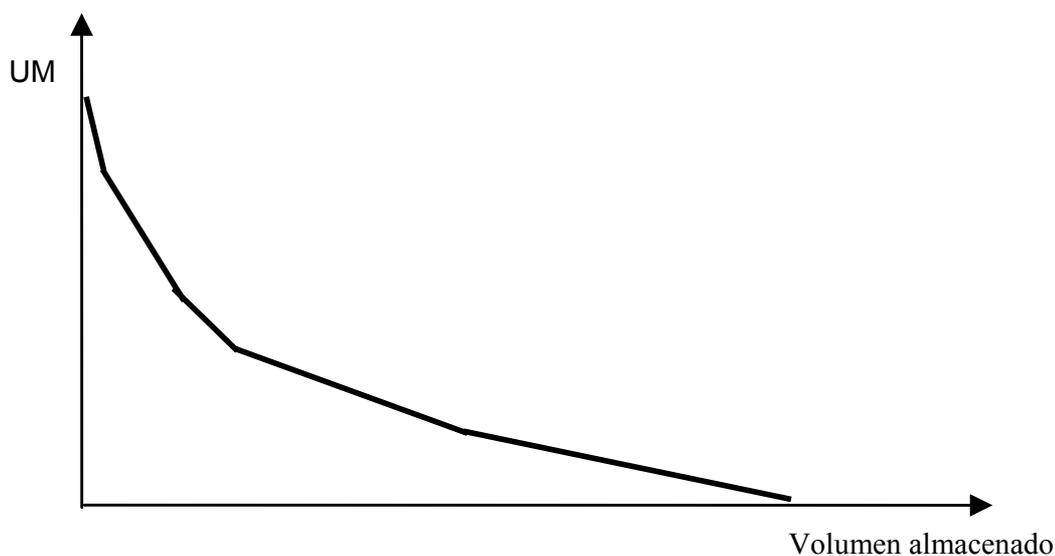


Figura 2.16. Curva del valor del agua.

Ambos enfoques tienen ventajas y desventajas, el enfoque primal es simple de implementar pero es rígido, es decir, puede ocurrir el caso de que un ligero aumento del volumen descargado pueda provocar ahorros significativos en el modelo de menor jerarquía pero esta posibilidad no puede ser “vista” por la rigidez de la restricción en la cantidad de agua a descargar. Por otro lado el enfoque dual si permite esta versatilidad pero tiene el inconveniente de falta de robustez [66], debido a que ligeros cambios en los datos de entrada del modelo de mayor jerarquía provoca fuertes cambios en la curva del valor del agua, de allí que se concluya que una combinación de ambos enfoques es la estrategia más razonable para establecer el vínculo entre los modelos de mediano y corto plazo.

2.3 Fundamento Teórico del Despacho Económico.

A continuación se describe brevemente el marco teórico clásico del despacho económico que sirve de base para el desarrollo de este trabajo de investigación.

2.3.1 *Sistema puramente térmico monopериодо.*

En barra única

Es el caso más sencillo que puede presentarse y es muy útil para explicar algunos conceptos fundamentales de la operación económica de un sistema eléctrico.

Un problema de optimización tiene la siguiente estructura básica:

$$\text{Min } f(x) \tag{2.4}$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} G(x) &= b \\ x &\in R \end{aligned} \tag{2.5}$$

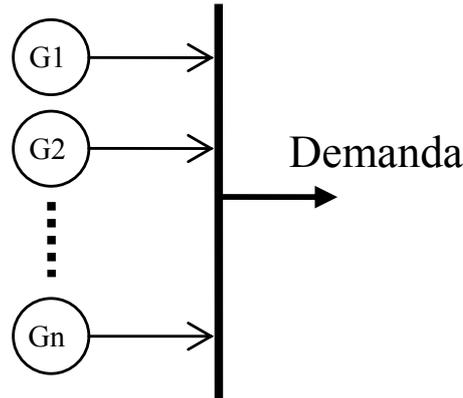
El método de Lagrange establece las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para las cuales se cumple que la solución es la mínima:

$$\begin{aligned} L(x, \lambda) &= f(x) + \lambda(G(x) - b) \\ \partial L(x, \lambda) / \partial x &= 0 \\ \partial L(x, \lambda) / \partial \lambda &= 0 \\ x &\in R \\ \lambda &\in R \end{aligned} \tag{2.6}$$

La interpretación de los elementos de las ecuaciones dadas en (2.6) tienen fundamental importancia en la operación económica de los mercados eléctricos.

Si no se considera la red de transmisión, un sistema puramente térmico puede ser representado mediante la siguiente figura:

Generación



Si se considera el costo total térmico en que se incurre en un subperiodo de tiempo está dado por la siguiente ecuación:

$$\sum_{n=1}^N C_n(pt_n) \quad (2.7)$$

Además la generación térmica tiene que cubrir la totalidad de la demanda:

$$\sum_{n=1}^N pt_n = D \quad (2.8)$$

Con estas dos ecuaciones se forma el lagrangeano:

$$\sum_{n=1}^N C_n(pt_n) - \lambda(D - \sum_{n=1}^N pt_n) \quad (2.9)$$

Se demuestra matemáticamente, desarrollando las ecuaciones (2.6), que para que el costo de operación sea el mínimo se tiene que cumplir la siguiente condición:

$$\frac{\partial C_n(pt_n)}{\partial pt_n} = \lambda, \quad n = 1 \dots N \quad (2.10)$$

En este caso el multiplicador de Lagrange λ es conocido como *lambda-system* o costo marginal del sistema. Su valor indica la variación del costo total de operación del sistema ante una variación unitaria de la demanda y de acuerdo a la teoría microeconómica es el valor al cual debe ser vendida o comprada la energía eléctrica con la finalidad de lograr el máximo beneficio social neto. Esta condición se da cuando se maximiza el excedente del productor y de la

demanda. Como las unidades térmicas tienen curvas de costos individuales e independientes, las derivadas parciales de la ecuación (2.10) corresponden a derivadas totales, por este hecho cada generador térmico tiene una curva característica de costo incremental (Figura 2.17).

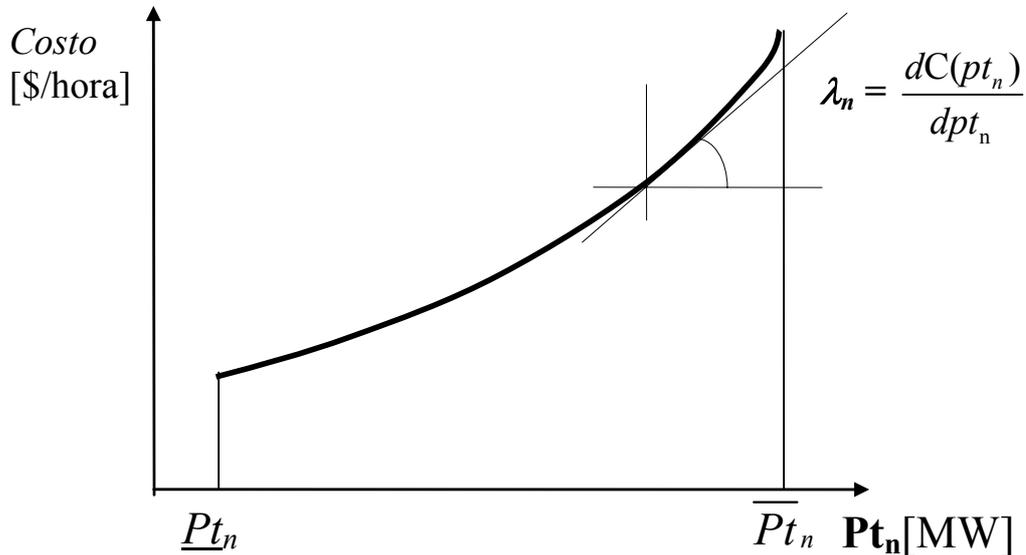


Figura 2.17: Curva típica de costo horario de producción de una central térmica

Adicionalmente, la ecuación (2.10) indica que todos los generadores que se encuentran operando tienen que hacerlo a igual costo incremental con la finalidad de lograr el mínimo costo del sistema.

Con la red de transmisión

La no consideración de la red de transmisión en el problema anterior puede originar que la solución obtenida no sea la óptima por dos hechos:

- Las pérdidas eléctricas en las líneas de transmisión dependen del flujo de potencia y pueden provocar que sea más económico despachar un generador más caro pero cerca de la carga que uno más barato pero lejos de ella.
- El despacho obtenido puede violar los límites de capacidad de transporte de las líneas de transmisión (o transformadores).

En otras palabras, la inclusión de la red de transmisión implica que la solución obtenida tiene que cumplir con las leyes de Kirchoff y respetar los límites de capacidad de los vínculos de las barras, transformándose el problema en lo que se conoce como *Flujo Óptimo de Potencia*.

La red provoca la separación espacial del costo marginal no existiendo un λ -system único, sino un costo marginal por cada nodo (que varía

ligeramente de nodo en nodo). Una diferenciación mucho más pronunciada se produce cuando se alcanza el límite de la capacidad de transporte de algún vínculo de la red de transmisión. Esta diferenciación está directamente relacionada con el costo incremental de los generadores que aporten el megavatio adicional en cada zona.

2.3.2 Sistema Puramente Térmico Multiperíodo.

En el caso anterior solo se analizó un instante de tiempo y se consideró que las unidades térmicas ya se encontraban en servicio (operando) pero cuando se considera un horizonte de tiempo definido (generalmente un día o una semana) el problema se complica fuertemente debido a que el objetivo del problema no solamente tiene que determinar los niveles de generación para cada subperiodo si no también determinar que unidades tienen que entrar en operación y en que periodos como consecuencia de la variación de la demanda. Este problema es lo que en la literatura inglesa se denomina *Unit Commitment*.

La complicación radica en el hecho de la presencia de variables discontinuas (niveles de generación de las unidades térmicas y los costos de arranque de las mismas) y restricciones que enlazan varios periodos de tiempo como son los tiempos mínimos de operación de las unidades haciendo al problema de optimización no-diferenciable y no-convexo inhabilitando la mayoría de métodos de optimización tradicionales.

Considerando un horizonte de tiempo T y N unidades térmicas, el problema del compromiso de unidades puede ser formulado como:

$$\text{Min} \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (C_{t,n}(pt_{t,n}) + F_{t,n}(y_{t,n}))$$

El primer término representa el costo operativo dependiente del nivel pt de potencia producida por cada unidad térmica a través del horizonte de tiempo. El segundo término representa el costo de arranque de las unidades. Este problema está sujeto a las siguientes restricciones (solo se muestran las principales y no se considera la red de transmisión):

- Balance de potencia para todos los subperiodos:

$$\sum_{n=1}^N pt_{t,n} = D_t, \quad t = 1 \dots T$$

- Límites de operación de las unidades térmicas:

$$pt_{t,n} = 0 \quad \text{ó} \quad \underline{Pt}_n \leq pt_{t,n} \leq \overline{Pt}_n$$

- Tiempos mínimos de operación (sumatoria de periodos contiguos de operación para cada unidad térmica):

$$\sum \Delta t \geq T_{\min,n}$$

La consideración de la red de transmisión obliga a modificar la ecuación de balance de potencia y reemplazarla por las ecuaciones de flujo de potencia para cada subperiodo de tiempo considerado lo que hace más complejo el mismo.

Una vez determinado el predespacho térmico (estado de operación de las unidades), la determinación del nivel de generación para cada unidad equivale al problema tratado en el punto 2.3.1 para cada subperiodo, de allí se desprende que **en los sistemas puramente térmicos, el costo incremental de cada subperiodo (lambda-system) es independiente de los demás subperiodos.**

2.3.3 Sistema Hidrotérmico Multiperiodo: Costo de oportunidad del agua.

Con la finalidad de mostrar el impacto económico de la controlabilidad en el uso del agua en la generación de energía eléctrica en mercados competitivos, se presenta un breve desarrollo matemático que tiene como finalidad calcular el costo de oportunidad del agua almacenada.

Para ello se presenta un ejemplo donde se hacen las siguientes hipótesis:

- Solo hay dos centrales en operación, una térmica pt y otra hidráulica ph .
- La cantidad de recurso hídrico se presenta como una cantidad conocida y limitada de energía hidráulica disponible en el periodo de análisis dividido en subperiodos de una hora.
- Para mayor claridad en el análisis no se toman en cuenta los límites mínimos o máximos de generación de las centrales o límites de volumen del embalse de la central hidráulica.
- El análisis se realiza en barra única.

Al igual que el caso térmico puro la función objetivo puede ser definida mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T (C_t(pt_t) + F_t(y_t)) \quad (2.11)$$

Sujeto a:

- Balance de potencia por subperiodo, donde la sumatoria de la generación hidráulica ph y la térmica pt es igual a la demanda:

$$ph_t + pt_t = D_t, \quad t = 1 \dots T \quad (2.12)$$

- Límites de disponibilidad de energía hidráulica:

$$\sum_{t=1}^T ph_t \leq Eh_{disponible} \quad (2.13)$$

Con estas ecuaciones se forma el lagrangeano:

$$\begin{aligned} L(pt, ph, \lambda, \beta) = & \sum_{t=1}^T (C_t(pt_t) + F_t(y_t)) - \sum_{t=1}^T \lambda_t (ph_t + pt_t - D_t) \\ & - \beta (\sum_{t=1}^T ph_t - Eh_{disponible}) \end{aligned} \quad (2.14)$$

Luego se establecen las condiciones de optimalidad (ecuación (2.6)):

$$\begin{aligned} \partial L(pt, ph, \lambda, \beta) / \partial \lambda &= 0 \\ \partial L(pt, ph, \lambda, \beta) / \partial \beta &= 0 \\ \partial L(pt, ph, \lambda, \beta) / \partial ph &= 0 \\ \partial L(pt, ph, \lambda, \beta) / \partial pt &= 0 \end{aligned} \quad (2.15)$$

El desarrollo de las dos primeras igualdades de (2.15) establece que se cumplan las restricciones impuestas (ecuaciones (2.12) y (2.13)).

Desarrollando las dos últimas igualdades de (2.15) se obtienen las siguientes relaciones:

$$\frac{\partial C_t(pt_t)}{\partial pt_t} = \lambda_t, \quad \forall t \text{ donde } pt \text{ se encuentre en operación} \quad (2.16)$$

$$-\lambda_t = \beta \quad (2.17)$$

β será diferente de cero si la restricción (2.13) se encuentra activa lo cual indicaría que toda la energía hidráulica disponible está siendo utilizada.

Considerando $\beta \neq 0$, la ecuación (2.17) indica dos importantes resultados:

- El costo marginal del sistema ejemplo es constante para todos los subperiodos lo cual implica adicionalmente que la unidad térmica tiene que operar a potencia constante en los subperiodos en los que se encuentre presente. Adicionalmente se demuestra que dicha unidad debe operar en su punto de máxima eficiencia térmica [85] ya que se podría producir la misma cantidad de MWh que se requiera pero en un nivel de potencia (constante también) que no sea el más adecuado.
- Un MWh hidráulico adicional ayudaría a disminuir el costo de la función objetivo equivalente a disminuir un MWh térmico en cualquier subperiodo lo que **impide un desacoplamiento del costo marginal por subperiodo** tal como se hizo en el sistema térmico puro y produce lo que se denomina *costo de oportunidad o valor del agua* y corresponde al

valor del MWh térmico que sería reemplazado. En otras palabras, bajo condiciones de energía hidráulica limitada, esta energía toma un valor como si proviniera de una central térmica.

Si $\beta = 0$ el costo marginal del sistema es cero ya que cualquier incremento de energía es suministrada por la central hidráulica sin encarecer al sistema excepto en los subperiodos donde sea necesario la presencia de la unidad térmica para cumplir el balance de potencia por subperiodo.

Es necesario ser cuidadoso con la extensión de la explicación anterior a sistemas reales, ya que la incorporación o la activación de restricciones adicionales podrían modificar el comportamiento del *valor del agua*.

A modo de referencia la Figura 2.18 muestra como los problemas descritos están contenidos dentro de otro que es mucho más genérico y que modela una realidad más amplia de la problemática.

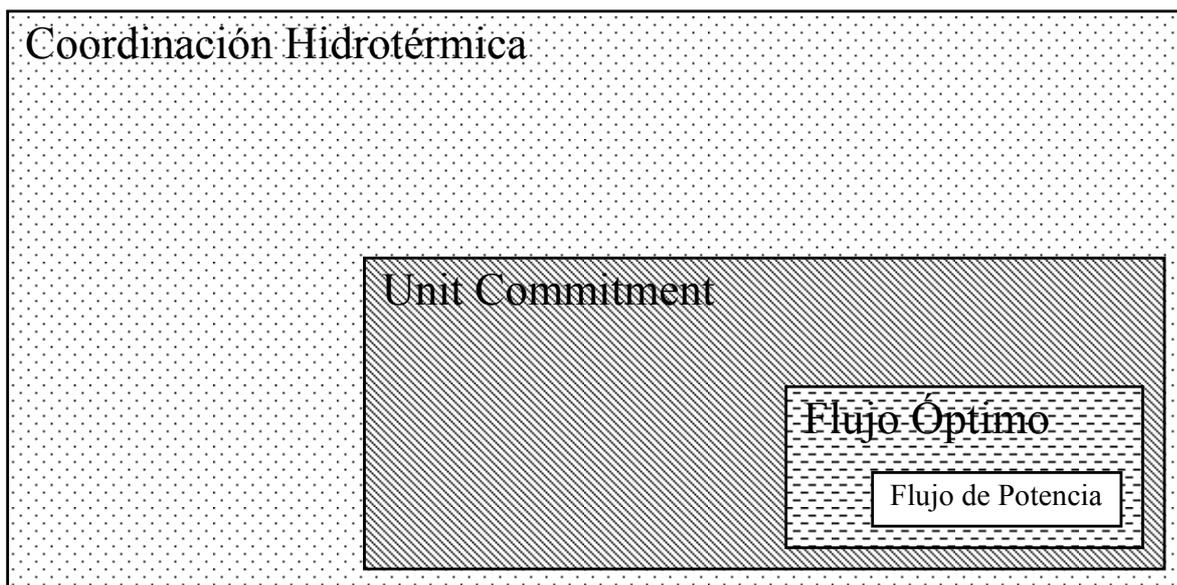


Figura 2.18. Nivel de complejidad de los distintos problemas descritos.

2.4 Evolución y Estado del Arte de los Métodos para la Solución del DEHCP

La solución matemática del DEHCP basados en el despacho centralizado ha sido abordado con diferentes métodos de optimización, entre los que se pueden mencionar: Programación dinámica, programación lineal, programación lineal entera mixta (PLEM), Relajación Lagrangeana, descomposición de Benders o una combinación de ellas. Metodologías emergentes como algoritmos genéticos, redes neuronales, algoritmos

evolutivos, etc. si bien es cierto que pueden modelar problemas complejos, requieren madurar para su aplicación en optimización de sistemas de gran tamaño, debido principalmente al alto costo computacional requerido.

Los primeros pasos que se dieron para la solución de este problema solo contemplaban unidades térmicas en barra única. Así fue como se pasó de utilizar listas basadas en Orden de Mérito, donde las unidades se despachaban siguiendo un orden creciente de costos, a procedimientos basados en Programación Dinámica [85]. En este último caso los mayores esfuerzos estuvieron orientados a reducir el espacio de búsqueda dado los enormes tiempos de cálculo requeridos incluso en el caso de pocas unidades térmicas. En ambos casos las centrales hidroeléctricas se pre-despachaban mediante técnicas heurísticas que permitían estimar su despacho óptimo.

Un gran impulso en los métodos de solución se produjo con la aplicación de la Relajación Lagrangeana al DEHCP. Al igual que en el caso anterior, los primeros intentos solo consideraban unidades térmicas [9], [87], [90]. Pronto la metodología se amplió para considerar restricciones de las centrales hidroeléctricas [34], [86]. Su éxito estriba en que permite relajar las llamadas restricciones “duras” que son las que vinculan la totalidad del problema; de no existir estas restricciones el problema sería fácil de descomponer y resolver.

Recientes trabajos muestran buenos resultados usando el método de Descomposición de Benders [3], [40]. Esto se debe a su capacidad para lograr la separabilidad de la función objetivo con la finalidad de partir el problema original en subproblemas más pequeños y específicos donde pueden utilizarse algoritmos especializados para cada subproblema.

Las restricciones de las centrales hidroeléctricas, en la mayoría de los casos, son modeladas linealmente y son sencillas de tomar en consideración pero provocan una gran complejidad a la solución del mismo. Existen sin embargo importantes excepciones donde debe considerarse una modelación no-lineal. Un caso particular es la consideración de los tiempos de retardo del agua de las centrales en cascada, estas restricciones son fácilmente manipulables con programación lineal, pero muy difíciles de considerar directamente en métodos basados en Programación Dinámica.

Las restricciones de capacidad mínima de las unidades de generación principalmente térmicas presentan discontinuidades de las funciones que convierten al problema de optimización en no-convexo limitando el uso de métodos de programación como es la lineal. Las restricciones de tiempos

mínimos de operación y fuera de servicio de las unidades de generación incorporan al problema la consideración de variables binarias [85]. Estas consideraciones obligan a utilizar otros métodos de optimización como es el caso de la PLEM que presentan notables dificultades adicionales a la lineal tradicional para su solución.

Considerar la red de transmisión requiere la inclusión de un conjunto muy grande de restricciones no-lineales equivalente a las de un flujo de potencia óptimo por cada subperiodo. Este problema en si mismo es considerado como muy complejo [42]. Por este hecho la red es modelada con poco detalle o significativamente simplificada. Actualmente existen pocos trabajos que incluyan un modelo completo de la red de transmisión [40], [56]. En general se utilizan modelos DC dado su carácter de lineal en lugar de los modelos AC, no lineales.

Para el caso de los mercados basados en oferta de precios, la evolución de los modelos de optimización no ha sido significativa. Arrollo [6] presenta un modelo de optimización basado en programación lineal entera mixta para un mercado basado en subastas que toma en cuenta las restricciones intertemporales de las unidades de generación y Motto [55] presenta un esquema muy parecido pero incluye la red de transmisión modelada mediante flujo DC (voltaje = 1 pu) con las pérdidas representadas mediante una aproximación por tramos.

La Tabla 2.2 resume los métodos de optimización (o de búsqueda) así como los tipos de restricciones que pueden manipular.

Método de Optimización	RESTRICCIONES			
	Tipo de Centrales		Red de Transmisión	
	Térmicas	Hidráulicas	DC	AC
Orden de Mérito	x			
Programación Dinámica	x	x	x	
Programación Lineal		x	x	
Programación Entera Mixta	x	x	x	
Relajación Lagrangeana	x	x	x	
	x			x
Descomposición de Benders	x			x
	x	x	x	

Tabla 2.2. Enfoques metodológicos y restricciones que manejan para la solución de problema del despacho

Por lo expuesto es fácil intuir que actualmente no se aplique una única solución metodológica cerrada que resuelva íntegramente el problema del DEHCP. Por el contrario cada vez más se hace necesario poder plantear metodologías que permitan partir el problema en subproblemas. Esto es posible gracias a las técnicas de descomposición que se muestran como muy prometedoras y que están siendo investigadas en la actualidad. Dichas técnicas tienen la finalidad de fragmentar el problema original y emplear algoritmos especializados, altamente desarrollados y confiables para resolver los subproblemas como lo son Programación Dinámica, Programación Lineal, Programación Lineal Entera Mixta, Programación No Lineal con variables continuas, etc. Naturalmente al descomponer el problema original en subproblemas si bien se logra reducir sustancialmente los tiempos de cálculo se presenta la dificultad de coordinación de los subproblemas de tal modo de no caer en mínimos locales alejados del óptimo global. De ahí la necesidad de encontrar una metodología que permita articular eficientemente el vínculo entre los subproblemas.

Desde el punto de vista de la calidad de la solución, para el caso del DEHCP se puede admitir un margen de error ideal del orden del 0.5% y como aceptable entre el 1% y el 2%. Si el error supera este porcentaje seguramente los resultados del modelo no serán directamente utilizables.

2.4.1 Programación dinámica.

Fue la primera técnica formal de optimización en ser utilizada para intentar resolver este tipo de problemas, tiene la ventaja de poder modelar funciones objetivos y restricciones muy complejas, es fácil de entender e implementar como así también de integrarla y combinarla con otros métodos de optimización.

El método de programación dinámica es un método de búsqueda del óptimo global basado en el principio de Bellman y permite modelar todo tipo de problemas, lineales y no lineales, discretos o continuos, convexos o no convexos, funciones analíticas y no analíticas, consideración de criterios heurísticos, restricciones integrales, etc. Sin embargo presenta tres dificultades destacables: La primera, la dimensión del problema no puede ser muy grande (por ejemplo más de dos o tres embalses) por que el tiempo de cálculo se eleva exponencialmente. La segunda, la discretización del espacio de búsqueda de una variable de estado no debe ser muy grande dado que tiene los mismos efectos que la primera dificultad. La tercera dificultad esta asociada con las decisiones futuras, por ejemplo el tiempo mínimo de

permanencia en servicio de unidades de generación térmica no puede ser modelado directamente. Esta última característica viola el principio de optimalidad de Bellman.

Las características básicas de la programación dinámica son [26]:

- a) El problema puede dividirse en etapas que requiere una política de decisión para cada una de ellas.
- b) Cada etapa tiene cierto número de estados asociados con su estado inicial.
- c) El efecto de la política de decisión en cada etapa es transformar el estado actual en un estado asociado con el inicio de la siguiente etapa.
- d) El procedimiento de solución está diseñado para encontrar una política óptima para el problema completo.
- e) Dado el estado actual, una política óptima para las etapas restantes es independiente de la política adoptada en etapas anteriores. Por lo tanto la decisión inmediata óptima depende solo del estado actual y no de cómo llegó ahí. Este es el principio de optimalidad de Bellman que garantiza que el óptimo encontrado es el global.
- f) El procedimiento de solución se inicia al encontrar la política óptima para la última etapa. Es decir, encontrado el costo mínimo en la etapa final, se recorre en sentido inverso las etapas para obtener el camino que condujo al costo mínimo.
- g) Adicionalmente no pueden modelarse satisfactoriamente restricciones en las que las variables dependen de valores futuros como son los tiempos mínimos de operación de las unidades térmicas, tiempos de retardos de agua, etc. Para solucionar parcialmente esta limitación se utilizan procesos iterativos respecto de estas variables, aumentando aun más los tiempos de cálculo.

La aplicación de la Programación Dinámica al DEHCP se realiza de la siguiente manera [85]:

- a) Se divide la ventana de tiempo considerado en “ t ” subperiodos (etapas), generalmente de 1 hora.
- b) La variable que se usa para enumerar los posibles estados del sistema (variable de estado) es el volumen de agua almacenado en los embalses. Indirectamente representa la cantidad de agua que es necesario erogar (turbinar) al cambiar de un estado a otro.
- c) El costo de cada estado esta asociado al costo del parque térmico al que sería necesario recurrir debido a la decisión de erogar una determinada cantidad de agua para dejar al embalse en el nivel previsto al cambiar de un periodo a otro.

- d) Adicionalmente se incluye el costo de arranque de las unidades térmicas que entran en servicio debido al cambio de periodo y estado.
- e) En cada transición de etapa a etapa es necesario controlar que no se violen las restricciones impuestas (tiempos mínimos de operación, flujos máximos, etc.). De ocurrir esto, generalmente se le asigna un costo muy alto a esta transición de manera tal que la ruta queda descartada.

Solución de la multidimensionalidad del problema: Cuando hay varios embalses y con el fin de reducir la dimensionalidad del problema se recurre a un proceso iterativo el cual consiste en dejar fijo los volúmenes de los “ $e-1$ ” embalses y optimizar el embalse actual, una vez optimizado este, se lo deja prefijado y se procede a optimizar el siguiente embalse [85]. Una vez que se concluye con el proceso hasta alcanzar el último embalse, recién se habrá completado una iteración. Luego, se continúa iterando hasta que se logre la convergencia prefijada basada en el costo total de operación más déficit [85]. Tal es el caso de los modelos desarrollados en el IEE [36] en el cual el proceso de programación dinámica es utilizado exclusivamente para determinar el despacho de las centrales hidroeléctricas. Para cada uno de los “ e ” embalses de cada iteración y para cada una de las variables de decisión se evalúa sus implicancias económicas a través de un modelo subordinado de optimización del parque térmico y de la red de transporte basado en programación lineal aplicado en forma iterativa. Este modelo se ejecuta tantas veces como evaluaciones discretas de la variable sean necesarias. Finalmente el problema del predespacho térmico es resuelto utilizando el método de Descomposición de Benders [36].

La aplicación de este método se basa en la propiedad que tiene la función objetivo de optimización del sistema hidrotérmico de ser muy plana en el entorno de la solución óptima. Las desventajas que presenta este método son:

- a) Requiere de una solución inicial que cumpla con todas las restricciones. De otro modo podría conducir a una interrupción del proceso iterativo.
- b) La solución inicial elegida podría condicionar la solución final principalmente cuando el despacho de las centrales hidroeléctricas están calculados a salto y rendimiento constante.
- c) El orden en que se optimiza las centrales hidroeléctricas podría influir sobre la solución final pudiéndose presentar casos de inequidades en el caso de unidades de negocio independientes. Las centrales de generación despachadas en primera instancia luego tienen más posibilidades de empuntamiento del recurso hídrico.
- d) Si bien tiene una muy buena velocidad de convergencia no tiene buena robustez desde el punto de vista que la solución inicial puede conducir a

un camino de búsqueda muy condicionado por las restricciones del problema y totalmente irreversible. Dicho de otro modo no tiene capacidad para volver hacia atrás y analizar otro camino de búsqueda.

Las ventajas que presenta son:

- a) Rapidez de cálculo. El tiempo se incrementa linealmente con la dimensión del problema.
- b) Es de muy fácil implementación dado que solo requiere contar con un algoritmo unidimensional.
- c) Tiene una gran velocidad de convergencia (menos de 4 iteraciones).

Por todas las razones previamente expuestas la Programación Dinámica es utilizada mayormente en modelos de largo o mediano plazo donde la consideración de las restricciones del problema que violan el principio de Bellman normalmente no se consideran como es el caso de los tiempos mínimos de operación, costos de arranque, tiempos de escurrimiento del agua entre centrales en cascada, etc.

2.4.2 Programación Lineal.

Es un método analítico, cerrado, muy conocido, muy fácil de modelar y su solución esta ampliamente probada. Existen algoritmos muy rápidos que permiten manejar miles de variables en tiempos de cálculo reducidos por lo que es ampliamente usada como técnica de optimización. Adicionalmente permite incorporar fácilmente restricciones tales como los tiempos de retardo del agua en centrales en cascada. La elaboración del modelo es relativamente sencilla, especialmente si se usa algún macro-lenguaje de modelamiento [27] y solvers comerciales [11], [19], [64] teniendo como ventaja adicional que los resultados son altamente confiables.

Los dos inconvenientes principales que presenta son: Primero que no todos los problemas pueden ser modelados en forma lineal y continua y segundo: se requiere que el conjunto de búsqueda sea convexo por lo que se requiere realizar grandes simplificaciones no siempre aceptables al problema. Por este motivo solo es usado en situaciones donde estas simplificaciones influyen levemente como es el caso del planeamiento de largo plazo de sistemas predominantemente hidráulicos.

2.4.3 Programación Lineal Entera Mixta (PLEM).

Fue reconocida casi de inmediato como una herramienta de gran potencial cuando apareció en los 50's y 60's. Mientras que el modelamiento es robusto, los algoritmos y la potencia de cómputo para resolver dichos modelos no lo

eran. La situación actual está cambiando rápidamente, ahora es posible resolver muchos modelos entero – mixtos de cierta complejidad, difíciles y prácticos usando algoritmos adecuados [67]. Una modelación Entero - Mixto [14] puede resolver satisfactoriamente un sistema real considerando la red de transmisión [18], [77] (modelada en DC sin pérdidas) con muy pocas barras en tiempos razonables de cálculo (del orden de minutos) para modelos de mercado basados en minimización de costos totales. Por ello su alcance está limitado para este tipo de problemas sirviendo para construir rápidamente prototipos para contrastar resultados de modelos más sofisticados que toman mucho tiempo de elaboración.

La parte fundamental en la modelación del problema está en el uso de variables binarias (0-1) para modelar correctamente las restricciones de potencias mínimas y los tiempos mínimos de operación de las unidades térmicas:

$$u \cdot \underline{Pt} \leq pt \leq u \cdot \overline{Pt}$$

De esta manera al determinarse u (0 ó 1), el valor de la potencia puede ser cero ($u=0$) o algún valor entre su potencia mínima y máxima ($u=1$). Adicionalmente se tiene la ventaja de poder incluir los costos fijos y los costos de arranque de las unidades térmicas en la función objetivo (FO). Por ejemplo, supóngase una función lineal de costo de producción de una unidad térmica:

$$\text{Costo} = A + B \cdot pt$$

Donde: pt es el nivel de potencia despachado.

Como puede observarse, la constante A debe aparecer en la FO solo si la unidad es despachada, incógnita que no se conoce de antemano, por lo tanto la función costo de cada unidad térmica puede ser modelada de la siguiente forma:

$$\text{Costo} = A \cdot u + B \cdot pt$$

Donde: A y B son constantes características de cada unidad térmica y u , pt variables a determinar.

El uso de variables binarias, impone una alta carga computacional lo que limita el número de variables binarias a usar.

Actualmente existe una tendencia bastante fuerte en usar PLEM en la solución (usando solver comerciales) de formulaciones de mercados basados en oferta de precios:

- En [6]; Arroyo presenta una formulación basada en PLEM para la determinación del despacho de un mercado basado en oferta de precios, dicha formulación contempla potencias máximas, mínimas, restricciones inter-temporales y los bloques de oferta de cada unidad térmica. El problema completo luego es resuelto mediante un solver comercial.
- En [55]; Motto presenta un esquema muy similar a la anterior pero incluye una modelación en DC de la red de transmisión. Las pérdidas son incluidas mediante una linealización por tramos de las mismas. Al igual que el caso anterior, el problema es resuelto con un solver comercial.

Los operadores del mercado de Colombia y El Salvador usan el mismo enfoque para la elaboración de su despacho. Ambos mercados corresponden a modelos de oferta de precios.

2.4.4 Programación No Lineal.

Intentar resolver el DEHCP usando una sola técnica que considere el problema como uno solo, carece de sentido en la actualidad ya que a pesar de existir técnicas de Programación No-lineal altamente eficientes, el tamaño del problema hace que este sea computacionalmente inabordable. Este hecho se debe a la presencia de variables discontinuas o a variables binarias lo que obliga a usar algoritmos similares al “branch and bound” usado en Programación Lineal Entera Mixta teniendo que resolver miles de veces (para un sistema real) subproblemas no-lineales con el consecuente tiempo que ello implica. Esta característica lo inhabilita para su aplicación como un método práctico.

Algunas publicaciones [32] muestran aparentemente la solución del problema del DEHCP resolviéndolo de manera integral, pero en realidad todas las variables son continuas lo que es una gran simplificación del problema ya que el estado de operación de las unidades de generación fue determinado previamente mediante algún procedimiento.

2.4.5 Relajación Lagrangeana.

Descompone el problema del DEHCP en subproblemas que son más pequeños dimensionalmente y fáciles de resolver que el problema original.

Considérese el problema del compromiso de unidades (unit commitment) en barra única. El cual posee la siguiente estructura [88]:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & F(x) \\ \text{Sujeto a:} & A(x) = 0; \\ & B(x) \leq 0; \end{array}$$

$$\begin{aligned} C(x) &= 0; \\ D(x) &\leq 0; \end{aligned}$$

Consideremos que el conjunto de restricciones de igualdad $C(x)$ represente al balance de potencia para el horizonte de tiempo considerado. El conjunto de restricciones de desigualdad $D(x)$ representa la reserva rotante requerida. Las restricciones $A(x)$ y $B(x)$ son restricciones individuales que pertenecen a cada unidad térmica del sistema.

Se observa que el conjunto de restricciones $C(x)$ y $D(x)$ enlazan el problema completo en cada subperiodo considerado (dichas restricciones enlazan a las variables que representa a la generación de cada unidad considerada). De no existir el problema sería separable, transformándose en un conjunto de problemas individuales de optimización. Por estas razones al conjunto de restricciones $C(x)$ y $D(x)$ se le conoce como restricciones de complicación.

La relajación lagrangeana logra el desacoplamiento de la siguiente manera:

Definase el lagrangeano como: $L(x, \lambda, \mu) = F(x) + \lambda C(x) + \mu D(x)$

Donde λ y μ son vectores asociados a los multiplicadores de Lagrange para las restricciones respectivas.

Bajo la suposición de convexidad local [43], la Función Dual (FD) es definida como:

$$\begin{aligned} \Phi(\lambda, \mu) &= \text{mínimo}_x L(x, \lambda, \mu) \\ \text{Sujeto a:} & \quad A(x) = 0 \\ & \quad B(x) \leq 0 \end{aligned}$$

El Problema Dual (PD) es definido como

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar}_{\lambda, \mu} \Phi(\lambda, \mu) \\ \text{Sujeto a:} & \quad \mu \geq 0 \end{aligned}$$

El PD trata de maximizar el lagrangeano con respecto a los multiplicadores de Lagrange mientras que minimiza la función con respecto a las variables x . En otras palabras, el PD tiene la siguiente forma:

$$\text{PD} = \max_{\lambda, \mu} \{ \min_x L(x, \lambda, \mu) \}$$

Este problema es resuelto mediante los siguientes pasos:

- Primero se asignan valores iniciales a los multiplicadores de Lagrange
- Con estos fijos, se determina los valores de x que minimizan el lagrangeano.
- Se actualizan los multiplicadores generalmente con el método del subgradiente
- Si se alcanza la convergencia establecida se termina el procedimiento si no se va al paso b.

A continuación se desarrolla brevemente lo anteriormente expuesto considerando unidades térmicas únicamente y un solo tipo de restricción de complicación (balance de potencia por subperiodo).

La función dual tiene la siguiente forma:

$$\Phi(\lambda) = \text{Min}_{pt} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N f(pt_{n,t}) - \lambda_t \left(\sum_{n=1}^N pt_{n,t} - D_t \right) \right) \quad (2.18)$$

Donde el primer término representa la sumatoria de todos los costos de las unidades térmicas y el segundo término es la restricción de balance de potencia por subperiodo llevada a la función objetivo (definición de lagrangeano).

El problema (2.18) está sujeto a las demás restricciones que no fueron incorporadas al lagrangeano.

Manteniendo λ constante (paso 2), el problema anterior se transforma en:

$$\text{Min}_{pt} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N f(pt_{n,t}) - \bar{\lambda}_t \sum_{n=1}^N pt_{n,t} + \bar{\lambda}_t D_t \right) \quad (2.19)$$

El último término de la sumatoria es una constante por lo tanto puede ser eliminada de la función a minimizar. Adicionalmente, esta ecuación es separable por lo que se la puede agrupar de la siguiente forma:

$$\text{Min}_{pt} \sum_{n=1}^N \left(\sum_{t=1}^T \left(f(pt_{n,t}) - \lambda_t pt_{n,t} \right) \right) \quad (2.20)$$

Esta función puede separarse en N subproblemas de minimización (uno por cada unidad térmica) y sujeto únicamente a sus restricciones individuales (de cada unidad térmica).

Para resolver el Problema Dual (maximizar la función dual en función de λ), el multiplicador se puede actualizar por ejemplo por el método del subgradiente o algún otro método [65].

$$\lambda_t^{i+1} = \max(0, \lambda_t^{ii} + \beta^{ii} \cdot g_\lambda(t))$$

Donde: β es una constante de valor pequeño [85], generalmente entre 0.2 y

$$0.01, \text{ y } g_\lambda(t) = \sum_{n=1}^N pt_{n,t} - D_t$$

En otras palabras λ se va ajustando tratando de reducir el error del balance de potencia. Para evitar oscilaciones grandes en el proceso de convergencia es necesario seleccionar cuidadosamente β .

Una vez que el criterio de convergencia ha sido alcanzado, es necesario realizar ajustes a la solución encontrada, ya que la solución del problema dual no necesariamente satisface el problema primal [65].

La inclusión de centrales hidráulicas complica enormemente el problema por el hecho de que una vez descompuesto el mismo, la componente hidráulica es muy sensible a los valores de los multiplicadores de Lagrange (incluso ante muy pequeñas variaciones) durante el proceso de solución del problema dual [34], [46]. Este problema provoca grandes variaciones en el despacho hidráulico que dificultan la convergencia del método y posteriormente la construcción de soluciones factibles para el sistema completo. Este inconveniente puede ser reducido grandemente usando el método de lagrangeano aumentado [2] pero la solución se complica nuevamente debido a que el problema se torna no-separable.

Para el caso específico del DEHCP, incorporar las restricciones de la red de transmisión e intentar relajarlas llevándolas a la función objetivo del Lagrangeano, provocaría que el problema se torne muy complicado, vasto y muy difícil de solucionar, tal como es reconocido en el capítulo 8 de la referencia [76]. Al respecto hay pocas publicaciones en este sentido [8], [9], [90] y solo Murillo-Sánchez [56] considera una modelación AC de la red de transmisión pero aplicado a un parque puramente térmico.

2.4.6 Descomposición Generalizada de Benders (DGB).

Permite un adecuado manejo del problema del DEHCP ya que posibilita separar el problema de la referencia en sus variables discretas, que son manipuladas en el llamado Problema Maestro y sus variables continuas las cuales sirven para formular los Subproblemas. La ventaja de esta técnica es que existen varias formas de descomponer el problema.

La estructura del problema de optimización a resolver usando la DGB [1] es la siguiente:

$$\begin{array}{l}
 \text{Minimizar}_{x,y} \quad z=f_1(x)+f_2(y) \\
 \text{Sujeto a:} \quad A(x) \geq b \\
 \quad \quad \quad E(x)+F(y) \geq h
 \end{array}
 \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \\ \\ \end{array}} \right\} \quad (2.21)$$

Geoffrion [1] establece que:

- Para valores fijos de x , (2.21) es separable.
- Para valores fijos de x , (2.21) asume una estructura conocida.
- Problema (2.21) es no convexo considerando las variables x,y juntas, pero fijando x , se hace convexa para y .

Para el caso del DEHCP, la idea es elegir el grupo de variables x de manera tal que se logren en lo posible los 3 objetivos establecidos por Geoffrion.

Kuan [40], solo considera unidades térmicas y las variables de complicación son los estados de las mismas (en servicio / fuera de servicio). El problema maestro minimiza los costos de arranque mediante Programación Entera Mixta No-lineal y el Subproblema minimiza los costos variables mediante un flujo de potencia óptimo completo (AC) para todos los subperiodos considerados. Esto se debe a que una vez determinado que unidades deben entrar en operación, el problema se vuelve aditivo y separable para cada subperiodo. La siguiente estructura ilustra el proceso.

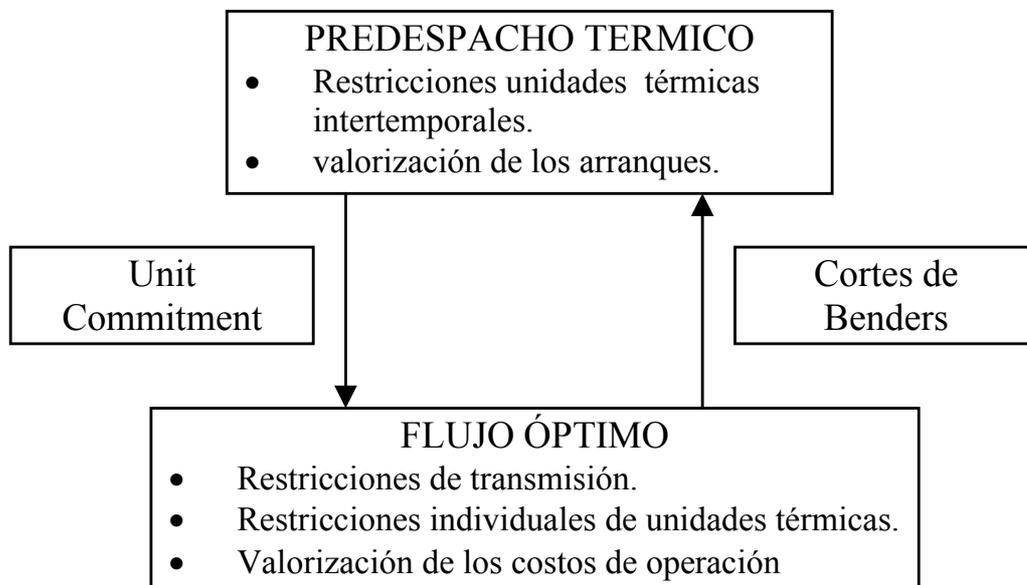


Figura 2.19: Esquema de descomposición propuesto por Kuan [40].

Alguacil [3] considera un conjunto hidrotérmico con la red de transmisión modelada mediante flujo DC y pérdidas no-lineales. El Problema Maestro

minimiza los costos fijos y el arranque de las unidades térmicas mediante PLEM. Una vez determinado que unidades térmicas deben entrar en operación, mediante Programación No-lineal se resuelve el Subproblema que contiene las restricciones de las centrales hidráulicas y la red de transmisión. En este caso nuevamente las variables de complicación son los estados de operación de las unidades térmicas.

Estos enfoques presentan los siguientes inconvenientes:

- En el método propuesto por Kuan [40] es aplicable solo al parque térmico y el Problema Maestro, aun a pesar de estar descompuesto, sigue siendo no-lineal entero mixto por lo que difícilmente puede ser aplicable a problemas reales por los tiempos de ejecución involucrados.
- En el enfoque de Alguacil [3] la red de transmisión no está modelada en forma AC como se requiere y el Subproblema requiere mucho tiempo de cálculo.

El método basado en los cortes de Benders permite ir acotando el espacio de solución del problema maestro logrando soluciones aceptables rápidamente, sin embargo se puede presentar el problema de una lenta convergencia. Esto se debe al hecho que el problema maestro al solo contener una parte reducida de las restricciones y variables del problema original [84] necesita interactuar muchas veces con los subproblemas para ir acotando la solución. Otro factor que influye en la una lenta convergencia final es el hecho de tener aproximaciones lineales del problema original pudiendo algunas variables tomar valores muy distintos entre iteraciones sucesivas producto de la linealización efectuada.

2.4.7 Descripción del Modelo Tulum implementado por el IEE.

La descripción del modelo Tulum cobra importancia en este trabajo de investigación ya que como se verá más adelante, es usado como referencia para la comparación de algunas características del método desarrollado.

El IEE [36] resuelve el DEHCP separando la optimización de la parte hidráulica respecto de la térmica. La primera se resuelve usando programación dinámica con el método uno-por-vez y una aproximación lineal de las unidades térmicas que incluye el cálculo del pre-despacho preliminar en forma heurística.

El método uno-por-vez [85] consiste en tratar de forma independiente cada sistema hidráulico y optimizar su operación considerando los otros invariables (prefijados). El nuevo despacho hidráulico obtenido se prefija nuevamente y se procede a optimizar el siguiente sistema hidráulico. Se

procede de igual manera hasta que se optimiza el último sistema. Se considera que se ha cumplido una iteración del método de uno-por-vez cuando se ha optimizado todos los sistemas hidráulicos considerados en la modelación.

Para cada valor de la variable de decisión (generación hidráulica) por subperiodo, se resuelve un flujo óptimo de potencia con una modelación DC que considera las pérdidas en forma no-lineal a través de un proceso iterativo lineal. El unit commitment es resuelto en forma preliminar dentro del proceso de la programación dinámica (consideración de las restricciones intertemporales) en forma heurística el cual es definido en dos etapas. La primera, a nivel de cada subperiodo, utilizando el resultado del OPF en DC controlando la potencia mínima de operación de las unidades térmicas considerando solo en servicio aquellas cuyo nivel de generación se encuentre por debajo de su mínimo repitiéndose el cálculo del OPF en DC hasta ajustar el unit commitment necesario. La segunda etapa, a nivel de la programación dinámica, valoriza los costos de arranque y parada y controla las restricciones de tiempo mínimo en servicio y el tiempo mínimo entre parada y arranques.

Este procedimiento solo se utiliza para definir el despacho hidráulico y obtener una solución inicial para el verdadero proceso de unit commitment del parque térmico que se resuelve utilizando DGB propuesto por Kuan [40].

El resultado del verdadero unit commitment térmico sirve para realimentar la optimización hidráulica y comenzar nuevamente el método de uno-por-vez. Por último se realiza una verificación mediante flujo AC del despacho hidrotérmico obtenido. En caso que no se cumplan los niveles de tensión especificados para los nodos, se despacha generación forzada local y se repite el proceso de optimización descrito. En la Figura 2.20 se muestra lo descrito de manera esquemática.

El modelo Tulum ha sido utilizado en forma intensiva para la realización de pruebas comparativas con la propuesta desarrollada en el presente trabajo. Durante las pruebas realizadas con este modelo se detectaron algunos problemas asociados a las técnicas básicas empleadas para el proceso de optimización (programación dinámica) y al método de descomposición utilizado que si bien es intuitivo, no es matemáticamente riguroso. Dichos inconvenientes se describen a continuación:

- En el método uno-por-vez implementado no se cumple con el principio de Bellman el cual garantiza la optimalidad de la solución encontrada. Los despachos obtenidos (reflejados en el costo total de operación)

presentan aleatoriedad con respecto su cercanía del despacho óptimo del problema (mínimo costo total de operación) pudiendo en algunos casos estar cerca de la solución de mínimo costo y en otros casos no tanto, existiendo el riesgo de caer en un mínimo local.

- La violación al principio de Bellman en el método implementado se da para el caso de tiempos de escurrimiento del agua entre centrales en cascada.
- A pesar que se trató de minimizar el impacto de estos problemas con la adición de heurística y la inclusión de una etapa de mejora del despacho térmico, no está garantizada la eliminación total del mismo.
- La discretización del volumen de los embalses (indispensable debido al método de optimización) provoca una operación irregular (no armónicas) de las unidades térmicas ni de la hidráulicas. Una discretización más fina implica tener tiempos de cálculo prohibitivos.

Debido a estas razones el modelo Tulum presenta en algunos casos costos cercanos al óptimo y en otros valores alejados con una operación irregular de las unidades térmicas. En buena medida depende del tamaño relativo de la discretización de los embalses-centrales en relación al tamaño de las unidades térmicas. Cuando son del mismo orden en potencia pueden producir un unit commitment incorrecto.

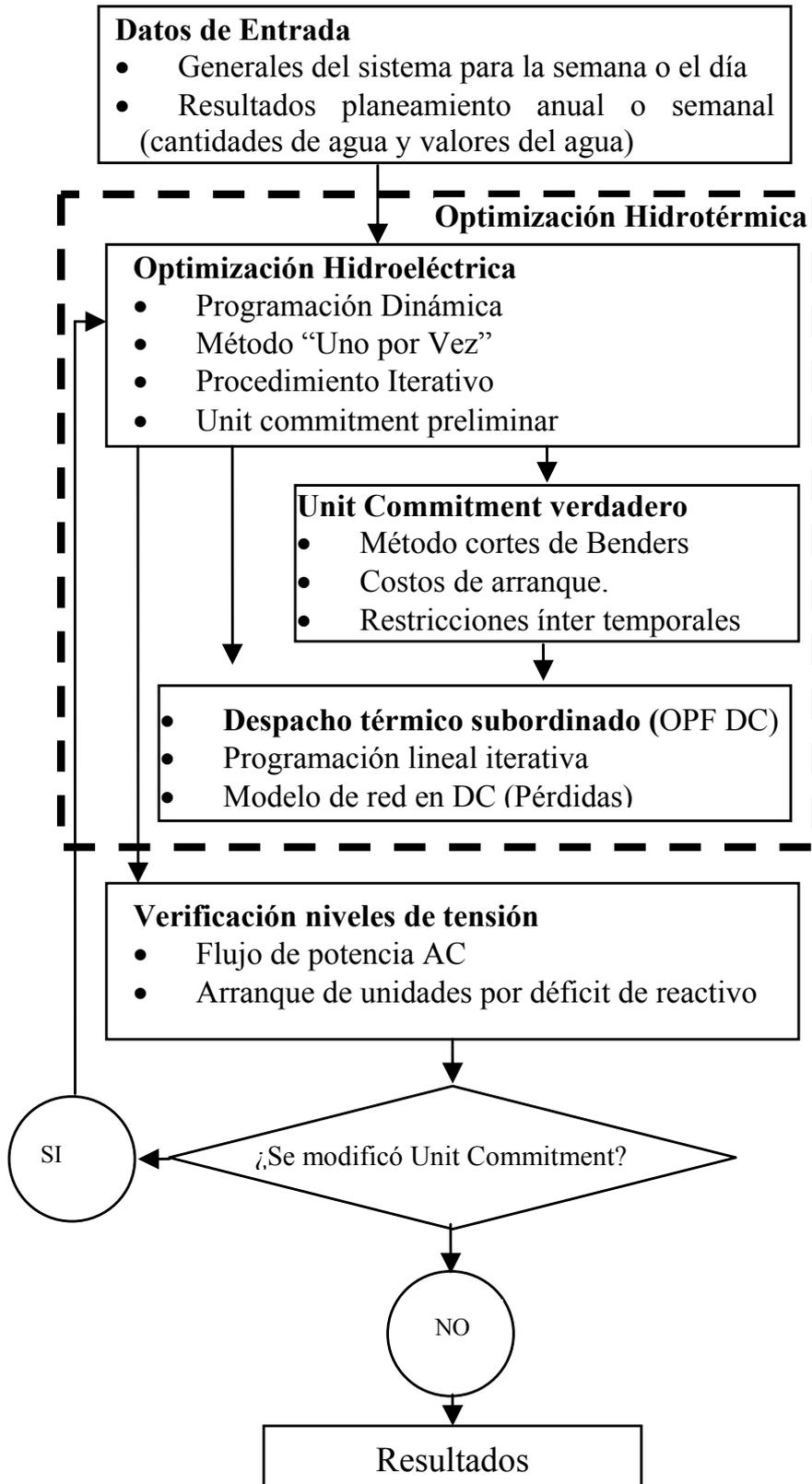


Figura 2.20. Esquema de descomposición implementado en el modelo Tulum.

2.5 Caracterización de los Sistemas Hidrotérmicos Latinoamericanos

Los sistemas eléctricos latinoamericanos se caracterizan por ser geográficamente extensos, débilmente mallados, no controlan mucha potencia pero la heterogeneidad de su parque generador y las características de su red de transmisión imponen severas restricciones al momento de elaborar el despacho. A continuación se describe brevemente las características más relevantes de varios países latinoamericanos.

Argentina

En 1991 el gobierno separó las actividades de generación, transmisión y distribución. Las dos empresas estatales fueron divididas y privatizadas en casi 40 empresas teniendo especial cuidado de evitar posición dominante de alguna de ellas. La programación de corto plazo está basada en un modelo de despacho centralizado con precios declarados. Se realiza una planificación de mediano plazo y una de corto plazo.

Al cierre del año 2002 el sistema eléctrico argentino presentaba las siguientes características [22]:

Potencia Instalada [MW]			Total [MW]	Interconexión
Hidráulica	Térmica	Nuclear		[MW]
9022 (39%)	12804 (56%)	1005 (4,4%)	22831 (100%)	2100

Generación Bruta [GWh]				Total [GWh]
Hidráulica	Térmica	Nuclear	Importación	
37714 (49%)	31428 (41%)	5392 (7%)	2209 (3%)	76744 (100%)

El sistema argentino se caracteriza por poseer centros de generación muy alejados de los principales centros de carga, posee además redes de transmisión en 500kV y 220kV.

Longitud de Líneas de Transmisión	
Nivel de Tensión [kV]	Km.
500	9101
220	2244
132	19164

Adicionalmente posee una interconexión internacional con Brasil de 2100 MW y comparte centrales de generación hidráulica binacionales con Paraguay y Uruguay.

Tradicionalmente ha sido un exportador neto de energía, pero debido a la crisis energética del año 2004 provocada por un incremento de demanda debido a su recuperación económica, el incremento significativo del uso del gas natural para uso residencial e industrial y la falta de inversión en exploración de nuevos yacimientos gasíferos provocaron que se importe energía eléctrica de Brasil en pequeñas cantidades con la finalidad de evitar racionamiento del suministro eléctrico.

Brasil

El sistema eléctrico brasileño es de tamaño continental [69], con grandes centrales hidráulicas lejanas de los centros de demanda, largas líneas de transmisión y niveles de alta tensión de 750, 500, 440, 345, 230 y 138kV, y 600kV en DC.

Longitud de Líneas de Transmisión	
Nivel de Tensión [kV]	Km.
750	2000
600 (DC)	1612
500	15000
440	6000
345	9000
230	32000
138	80000

Al año 2001 el sistema brasileño presentaba las siguientes características:

Potencia Instalada [MW]			Total [MW]	Interconexiones
Hidráulica	Térmica	Nuclear		[MW]
65389 (79,3%)	15089 (18,3%)	1978 (2,4%)	82458 (100%)	2970

Generación Bruta [GWh]			Total [GWh]
Hidráulica	Térmica	Nuclear	
275609 (80%)	53743 (15,6%)	15158 (4,4%)	344511 (100%)

Las interconexiones internacionales corresponden a Argentina (2100MW), Uruguay (370MW), Venezuela (500MW) y comparte con Paraguay la central hidráulica de Itaipu de 12600 MW de capacidad.

La planificación de la operación se encuentra en manos de la empresa estatal CEPTEL usando los modelos NEWAVE, DECOMP y DESSEM para el largo, mediano y corto plazo respectivamente [48].

Chile

Chile es conocido por ser uno de los pioneros [71] de la desregulación del sector eléctrico (1982) Siendo sus directivas principales:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

El sistema chileno está compuesto principalmente por dos sistemas interconectados denominados Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) con las siguientes características [20]:

Sistema	Potencia Instalada Total [MW]		Total Sistema [MW]
	Térmica	Hidráulica	
SING	3620 (99,6%)	13 (0,4%)	3633 (100%)
SIC	2681 (39,8%)	4055 (60,2%)	6737 (100%)

Sistema	Generación Bruta 2002 [GWh]		Total [GWh]	Máxima Demanda [MW]
	Térmica	Hidráulica		
SING	10333 (99,3%)	67 (0,7%)	10400 (100%)	1420
SIC	9431 (29,5%)	22540 (70,5%)	31971 (100%)	4878
Total	19764 (46,6%)	22607 (53,4%)	42371 (100%)	-----

Longitud de Líneas de Transmisión [Km]			
Tensión [kV]	SIC	SING	Total
500/345	498	408	906
220	5591	2593	8184

Posee un modelo de despacho centralizado donde se planifica y controla la operación de largo, mediano y corto plazo.

Ecuador [23]

Desde el 1 de abril de 1999 inició su funcionamiento, por decisión del Directorio del CONELEC, el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, que es administrado por el CENACE, quien decide el despacho horario de las centrales generadoras, en función de su menor costo marginal; y, administra las transacciones entre los agentes. El sistema ecuatoriano se distingue por poseer una red en anillo en 220kV con la carga concentrada en dos ciudades principalmente (Guayaquil y Quito) y centrales de generación conectadas mediante líneas de 138kV a dicho anillo.

Posee dos interconexiones internacionales con Colombia, la principal en 230kV (Jamandino-Pomasqui) y la otra en 138kV (Pasto-Pomasqui). Al año 2003 con una demanda máxima de 2222 MW el sistema ecuatoriano presentaba las siguientes características:

Potencia Instalada Total [MW]		Importación	Total [MW]
Hidráulica	Térmica	[MW]	
1746 (46,4%)	1728 (45,9%)	290 (7,7%)	3765 (100%)

Generación Bruta [GWh]		Importación	Total [GWh]
Hidráulica	Térmica	[GWh]	
7180 (56,7%)	4324 (34,1%)	1114 (8,8%)	12666 (100%)

Longitud de Líneas de Transmisión	
Nivel de Tensión [kV]	Km.
230	1427
138	1287

Por el tamaño de su sistema y la magnitud de potencia de importación desde Colombia, el sistema ecuatoriano se torna vulnerable a los problemas que puedan surgir del lado colombiano.

A principios del año 2005 concretó la realización de una interconexión internacional con el Perú.

Perú

El objetivo de la reforma del sistema eléctrico peruano fue establecer las bases para un sector fuerte y capaz de asegurar un adecuado y confiable servicio a la sociedad con precios compatibles con la operación y expansión del servicio [13]. Con este objetivo la Ley de Concesiones Eléctricas fue promulgada en 1992 y su regulación aprobada en 1993.

El sistema peruano se caracteriza por ser altamente radial con un predominio de la generación hidráulica poseyendo en algunos lugares complejos sistemas en cascada. Gran parte de la demanda esta concentrada en el departamento de Lima (49% aprox.). A finales del año 2003 [17] el sistema peruano tenía las siguientes características:

Potencia Instalada Total [MW]		Total Sistema [MW]
Térmica	Hidráulica	
1923 (40%)	2878 (60%)	4801 (100%)

Generación Bruta 2003 [GWh]		Total [GWh]	Máxima Demanda [MW]
Térmica	Hidráulica		
3218 (15,1%)	18087 (84,9%)	21306 (100%)	2964

Longitud de Líneas de Transmisión	
Nivel de Tensión [kV]	Km.
230/220	5922
138	2557

Colombia

Durante los años ochenta, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Esta situación se debió especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cuál generó un deterioro en el desempeño de este sector [45]. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación, con

sobrecostos y atrasos considerables, lo que llevó a que finalmente el sector se convirtiera en una gran carga para el Estado.

Por otro lado, en todo el mundo comenzó a ponerse en duda la eficacia de los monopolios estatales para prestación de los servicios públicos, iniciándose grandes reformas en algunos países tales como el Reino Unido, Noruega y Chile.

Ante los hechos anteriormente mencionados, a principios de los años noventas Colombia vio la necesidad de modernizar su sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido. Esta reestructuración se realizó con las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG poniendo en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995. Las principales directivas fueron:

- Introducir competencia en el sector eléctrico.
- Permitir la inversión privada con la finalidad de fortalecer la competencia e incorporar otras fuentes de capital.
- No permitir competencia desleal o abuso de poder de mercado.
- Eliminar la integración vertical, separando los negocios de transmisión, distribución y generación.
- Dejar al estado solamente el papel de ente supervisor y regulador

Con un sistema predominantemente hidráulico (70% aprox.) Colombia posee interconexiones con dos países: Venezuela y Ecuador, la importación desde Venezuela es pequeña y la venta al sistema ecuatoriano representa aproximadamente el 2 % de su generación total. Los principales datos al año 2002 [59] son los siguientes.

Potencia Instalada Total [MW]		Total [MW]
Hidráulica	Térmica	
9077 (66%)	4711 (34%)	13788 (100%)

Generación Bruta [GWh]	Total [GWh]
------------------------	-------------

Hidráulica	Térmica	
32870 (72,6%)	12372 (27,4%)	45242 (100%)

Longitud de Líneas de Transmisión	
Nivel de Tensión [kV]	Km.
500	1068
230/220	9951

Como conclusión de la revisión de los datos más relevantes de los sistemas eléctricos latinoamericanos se puede decir que estos se caracterizan por poseer un porcentaje relativamente alto de generación hidráulica y sistemas de transmisión muy extensos y poco mallados. Como consecuencia de estos hechos, la generación y por ende los precios son altamente estacionales y en algunos casos gravemente afectados por fenómenos climáticos como El Niño o La Niña. Otra consecuencia es que la red de transmisión al estar cada vez más exigida y al ser en muchos casos radial o muy poco mallada provoca que se presenten problemas de congestión, bajos niveles de tensión y en algunos casos incertidumbre en la elección del despacho de unidades de generación (similares en costo) ubicadas en puntos lejanas de la red.

2.5.1 Modelos de despacho usados en Latinoamérica.

En general existe poca información oficial o publicaciones donde se detalle el tipo de modelo de despacho de corto plazo y las restricciones implementadas o el grado de detalle de la información que usa cada país.

Ecuador

Después de 6 meses de evaluación en el 2004, Ecuador ha aprobado el uso del modelo NCP© desarrollado por la compañía PSR [63] el cual minimiza los costos variables y de arranque, costos de racionamiento, así como penalidades asociados al vertimiento. Los costos de oportunidad de la generación hidráulica también son considerados a través de la lectura de la función de costo futuro producida por el modelo de mediano plazo SDDP© [63]. Adicionalmente presenta las siguientes características:

- Balance de potencia activa horaria, incluyendo una modelación cuadrática de las pérdidas, para cada nodo del sistema de transmisión.
- Modelo de flujo lineal, considerando las capacidades de transporte de los circuitos.
- Balance hidráulico para plantas en cascada, incluyendo el tiempo de escurrimiento del agua entre dos plantas localizadas en la misma cascada.

- Potencia mínima y máxima para cada planta hidráulica o térmica, con la opción se definir centrales obligadas.
- Valores mínimos y máximos para los volúmenes de los embalses y para los caudales turbinados por las plantas hidráulicas.
- Definición de volumen-meta o generación- meta para hidráulicas en la semana.
- Definición de restricciones dinámicas para las centrales térmicas, como tiempos mínimos de operación y re-arranque, máximo intervalo para la variación de la producción entre dos horas sucesivas, máximo número de arranques en un determinado periodo de tiempo.
- La solución se la obtiene utilizando técnicas avanzadas de PLEM.

Colombia

El mercado colombiano esta basado en un modelo de bolsa de energía donde la red de transmisión no es considerada. Posee un modelo de desarrollo propio basado en PLEM usando Cplex© [19] como solver del problema. La representación del problema sigue los lineamientos descritos en la referencia [31] para una Subasta Multi-periodo donde el objetivo de la subasta es maximizar el beneficio social neto a lo largo del horizonte de tiempo considerado sujeto a las restricciones operativas de las unidades de generación (térmicas e hidráulicas).

Perú

Perú posee un sistema de despacho centralizado y la optimización del problema está basado en PLEM que representa las restricciones operativas de las unidades térmicas e hidráulicas incluyendo centrales en cascada. Debido al gran tamaño del problema, la red de transmisión es modelada mediante flujo DC sin pérdidas con pocos nodos y líneas. El modelo está codificado en el lenguaje de modelamiento LPL [18], [77] y es resuelto mediante el solver comercial Cplex [19]. Para el horizonte semanal el problema está dividido en 168 subperiodos (de una hora) y para la programación diaria en 48 subperiodos de media hora cada uno. Posteriormente se realizan las comprobaciones finales mediante flujo AC completo.

Chile

La Programación Diaria utilizará como orden de mérito o prioridades de despacho de las unidades, las que se encuentren indicadas en las políticas de operación vigentes para el día que se programa, complementadas con Condiciones Especiales de Operación declaradas, mejores estimaciones de afluentes u otras restricciones que se encuentren informadas.

Brasil

La programación de corto plazo es realizada en Brasil mediante el uso de un modelo de despacho de generación horaria desarrollado por CEPTEL y denominado DESSEM [48]. El horizonte de tiempo considerado puede variar entre 7 y 14 días con una discretización de media o una hora. Su función objetivo es minimizar los costos totales de operación compuesto por el costo presente (a lo largo del periodo de estudio) y el costo futuro (cuya función es suministrada por el modelo de mediano plazo DECOM acoplado al final del periodo de estudio). El problema es resuelto mediante una secuencia de problemas lineales menores referidos a cada subperiodo de tiempo aplicándose la técnica de Programación Dinámica Dual Determinística (PDDD) para resolver el problema original como un todo. En este proceso las restricciones de las unidades térmicas son representadas linealmente. Posteriormente las mismas son modeladas en detalle donde el predespacho térmico es resuelto mediante relajación lagrangeana.

3 Formulación del Problema de DEHCP Considerando la Modelación AC de la Red de Transmisión

El problema del DEHCP puede ser formulado de diversas maneras y dependerá del tipo de mercado eléctrico que se modele.

En los mercados eléctricos basados en oferta de precios (descritos en el capítulo 2), los generadores tanto hidráulicos y térmicos ofrecen potencia y energía a un precio que ellos han calculado de algún modo asumiendo el riesgo de ser o no despachados.

En los mercados eléctricos basados en costos auditados, el problema se hace mucho más complejo por el hecho de tener que modelar variables y restricciones adicionales como la condición de Inter-temporalidad de las variables con la finalidad de proporcionar la mayor transparencia posible al proceso de determinación de la generación a despacharse.

Dependiendo de las características del sistema, se puede incluir mayor detalle de algunos componentes debido a su impacto sobre los resultados. Por ejemplo en algunos sistemas es importante controlar la cantidad total de emisiones NO_x para lo cual es necesario agregar esta restricción. En sistemas predominantemente hídricos como el brasileño, se brinda un mayor énfasis al modelado de las centrales hidráulicas incluyendo el tiempo de escurrimiento del agua en sistemas en cascada y menos énfasis en el modelado de las unidades térmicas.

La aplicabilidad de un modelo se logra mediante un balance entre el detalle del modelado del sistema y los tiempos de cálculo del mismo. Muchas veces se prefiere sacrificar cierto grado de detalle con la finalidad de lograr una relación aceptable de tiempo de cálculo y precisión de los resultados.

Para el caso de este trabajo se resumen a continuación las características principales que la formulación del problema debería contemplar atendiendo a las necesidades de los mercados basados en costos auditados del tipo de los latinoamericanos:

Función Objetivo: Minimización de costos.

Sujeto a:

- Balance de potencia global y nodal con demanda fija.
- Restricciones técnicas de unidades de generación individuales térmicas e hidráulicas de capacidad de potencia incluida la posibilidad de no generar.

- Modelación detallada de las cuencas hídricas y aprovechamiento hidroeléctricos asociados, incluido el detalle de la cascadas de los mismos y tiempos de escurrimiento de agua.
- Restricciones de balances de recursos hídricos y disponibilidad de combustibles de menor o igual.
- Restricciones inter-temporales de aportes de recursos hídricos, ramping y tiempos mínimos en servicio y fuera de servicio.
- Restricciones de red: Pérdidas, capacidad y niveles de tensión.
- Penalización por energía no suministrada.
- Restricciones de parámetros de coordinación con el planeamiento de largo-mediano plazo.
- Cálculo de intercambios internacionales, compra – venta.

De las condiciones exigidas a contemplar en la modelación del DEHCP queda claro que la solución del problema comprende tanto el predespacho (Unit Commitment) como el despacho económicos en forma integral para un horizonte de tiempo semanal o diario o de algunas horas.

Como se puede observar el problema descrito crece significativamente para el caso de los despacho centralizados de mercados basados en costos auditados, lo cual requiere de un esfuerzo de modelación, hipótesis simplificativas y utilización de herramientas de programación matemática que puedan resolver el problema en tiempos razonables de cálculo y también con una precisión razonable.

3.1 Función Objetivo

La formulación que a continuación se presenta tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para las centrales hidráulicas se considera salto constante, es decir la potencia producida presenta un comportamiento lineal con respecto al caudal turbinado. Se puede incluir una modelación no-lineal aproximada por tramos [28] con el consecuente incremento del tiempo de cálculo del proceso de optimización.
- No se consideran restricciones ambientales.
- Se hace énfasis en considerar una modelación AC de la red eléctrica del problema por ser muy importante para sistemas extensos y débilmente mallados como los países latinoamericanos por las razones previamente expuestas.
- Se hace una extensión del concepto de la máquina de falla mediante el uso de penalizaciones para el caso de incumplimiento de las restricciones

eléctricas asociadas con la calidad y capacidad de la red de transmisión. Su uso se detallará más adelante.

El DEHCP es formulado como:

$$\text{Min } \left\{ \begin{array}{l} F_1(P, U) + F_2(Y) + F_3(ps) + F_4(Z) \\ \text{sujeto a: Restricciones consideradas} \end{array} \right\} \quad (3.1)$$

Donde $F_1(P, U)$ representa los costos variables de producción, $F_2(Y)$ los costos de arranque, $F_3(ps)$ totaliza las compras por las interconexiones y $F_4(Z)$ la suma de las penalizaciones.

Los costos variables de producción corresponden a los costos incurridos por las plantas térmicas, pueden estar modelados en forma lineal o cuadrática en relación al nivel pt de potencia producida.

Un aspecto de fundamental importancia en la modelación del problema esta en el uso de variables binarias ($u = 0$ ó 1) para representar correctamente variables discontinuas como la potencia activa pt y reactiva qt de los generadores. Dichas variables pueden tomar valores de cero o cualquiera entre la potencia mínima y máxima (\underline{P} , \bar{P}). Adicionalmente u permite incluir el término independiente de la curva de costos y los costos de arranque de las unidades térmicas en la función objetivo.

La expresión completa de $F_1(P, U)$ es:

$$F_1(P, U) = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (A_n u_{t,n} + B_n p_{t,n}) \quad (3.2)$$

La ecuación (3.2) muestra una representación lineal de la curva de costos y de ser necesario puede incluirse un termino cuadrático sin afectar la solución del problema.

Los costos de arranque son modelados mediante la introducción de una variable binaria adicional [3] y se considera que se incurre en un costo puntual y constante en el momento del arranque de una unidad térmica. La totalidad de los costos de arranque $F_2(Y)$ en detalle sería:

$$F_2(Y) = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N S r_n y_{t,n} \quad (3.3)$$

La variable y toma el valor “1” en el periodo en que la unidad entra en servicio, en cualquier otro periodo su valor será cero. La magnitud de la constante S_r representa el costo de arranque de la unidad n .

La forma básica para modelar la compra por cada interconexión para todo el periodo de tiempo considerado estaría dada por la expresión (3.4).

$$F_3(ps) = \sum_{t=1}^T (Ds_t ps_t) \quad (3.4)$$

Donde Ds representa el costo de la energía y ps la energía comprada por subperiodo. Una formulación más completa es presentada posteriormente.

La función $F_4(Z)$ representa la totalidad de las penalizaciones por incumplimientos ya sea por déficit de potencia activa zp , déficit de potencia reactiva zq , exceso de potencia activa $zpex$ y reactiva $zqex$.

$$F_4(Z) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (Rac \cdot zp_{t,i} + Raq \cdot zq_{t,i} + Rex \cdot zpex_{t,i} + Rex \cdot zqex_{t,i}) \quad (3.5)$$

Si bien es cierto que penalizaciones similares han sido usadas anteriormente [47], en el presente trabajo se las emplea de manera original y novedosa con un claro sentido físico y económico del problema cumpliendo una doble función en la formulación: En primer lugar evitar la ocurrencia de infactibilidades en el problema de optimización ya que permiten cerrar el balance de potencia (activa y/o reactiva) bajo cualquier condición de despacho (requerimiento necesario por el método de descomposición propuesto) y en segundo lugar la magnitud de las penalizaciones (Rac , Raq y Rex) corresponde a los costos asociados de no poder suministrar potencia activa o reactiva al sistema o en su defecto al exceso de la misma (caso mucho menos frecuente). Estas variables tendrán un valor distinto de cero cuando el balance nodal (activo o reactivo) no pueda ser satisfecho por el parque generador propuesto y la red de transmisión.

Estas variables de holgura, al evitar infactibilidades, evita la construcción de los llamados “cortes de factibilidad” en el método de descomposición que se propone. La importancia de evitar construir cortes de factibilidad será discutida en el capítulo siguiente.

3.2 Restricciones

A continuación se detallan las principales restricciones a las que esta sometido el DEHCP. La clasificación establecida tiene como finalidad

facilitar la descripción del proceso de descomposición que se propondrá más adelante.

3.2.1 Restricciones de las unidades térmicas

- Potencias máximas y mínimas (Activa y Reactiva).
Dada la discontinuidad que presenta la potencia de una unidad térmica, se hace necesario introducir variables binarias con el fin de representar adecuadamente la operación de los posibles estados de operación.

$$u_{t,n} \underline{Pt}_n \leq pt_{t,n} \leq u_{t,n} \overline{Pt}_n \quad (3.6)$$

$$u_{t,n} \underline{Qt}_n \leq qt_{t,n} \leq u_{t,n} \overline{Qt}_n \quad (3.7)$$

Esta modelación representa una curva de capacidad P-Q de forma rectangular del generador. Desde el punto de vista de la problemática de la potencia reactiva esta representación es más que suficiente ya que en este horizonte de estudio (un día o una semana) se tiene que determinar que generadores deben ser comprometidos por déficit (o en casos excepcionales por exceso) de potencia reactiva. Un mayor grado de detalle de la curva de capacidad es totalmente factible de implementar¹⁴ dado que, como se verá más adelante, en la descomposición propuesta estas restricciones están contempladas dentro del OPF.

- Arranque y parada
La variable binaria auxiliar “y” junto con la variable continua “z” permiten determinar en que momento la unidad entra o sale de servicio, solo en este momento dichas variables toman el valor 1 según le corresponda. Para cualquier otra condición su valor es 0. Estas variables permiten considerar el costo de arranque o el de parada en la función objetivo.

$$\begin{aligned} u_{t,n} - u_{t-1,n} &= y_{t,n} \\ y_{t,n} + z_{t,n} &\leq 1 \end{aligned} \quad (3.8)$$

- Tiempos mínimos de operación.
La sumatoria de los periodos contiguos de operación de la unidad deben ser al menos igual o mayor que el tiempo mínimo de operación. Esta restricción es modelada como una combinación lineal de las variables “u”, “y” y “z”.

$$u_{t,n} + u_{t+1,n} + \dots + u_{T_{\min_n}-1,n} \geq y_n T_{\min_n} \quad (3.9)$$

- Tiempos mínimos fuera de servicio.

¹⁴ Es necesario recordar que el control fino de la tensión es realizado en el muy corto plazo o en tiempo real donde se incluye un mayor detalle de los componentes eléctricos y donde el estado de los generadores ya es conocido [75].

$$(1 - u_{t,n}) + (1 - u_{t+1,n}) + \dots + (1 - u_{TFmin_n - 1,n}) \geq z_n TFmin_n \quad (3.10)$$

- Ramping.

Es el máximo cambio de nivel de potencia de la unidad térmica n de un periodo al siguiente.

$$Abs(pt_{t-1,n} - pt_{t,n}) \leq \Delta P_n \quad (3.11)$$

3.2.2 Restricciones de las unidades hidroeléctricas

- Potencias máximas y mínimas (Activa y Reactiva).

En muchas publicaciones se asume que la potencia de las centrales hidráulicas va de cero a potencia máxima, sin embargo, las centrales hidráulicas poseen una potencia mínima. Por este hecho es necesario modelar las potencias mínimas de manera similar al caso térmico.

$$r_{t,h} \underline{Ph}_h \leq ph_{t,h} \leq r_{t,h} \overline{Ph}_h \quad (3.12)$$

$$r_{t,h} \underline{Qh}_h \leq qh_{t,h} \leq r_{t,h} \overline{Qh}_h \quad (3.13)$$

- Conversión Energética del agua

Dada la naturaleza lineal de la relación caudal-potencia producida (función de producción) para el caso de centrales de gran caída como las del tipo Pelton, muchas veces se elimina la variable caudal dejando todo en función de la variable que representa el nivel de potencia generado con la finalidad de reducir el número de variables y hacer el problema más compacto. Algunas veces por razones de claridad se prefiere mantener de manera explícita la variable ca que representa el caudal.

$$ph_{t,h} = ca_{t,h} Kh_h \quad (3.14)$$

En algunas situaciones es necesario considerar una dependencia no lineal entre la potencia producida y el caudal turbinado o una dependencia de la potencia con respecto a la cota del embalse. Esta modelación puede ser incluida directamente en el esquema de solución que se propone, mediante la técnica de linealización por tramos [28] lo que incrementa el tamaño del problema con el consiguiente incremento de los tiempos de cálculo.

3.2.3 Restricciones de embalses

- Balance Hídrico de los Embalses (Ecuaciones continuidad).

La ecuación más simple esta dada por la de una central con un solo embalse asociado, donde el volumen del subperiodo “ $t+1$ ” es igual al volumen del subperiodo t más el volumen de agua entrante menos el saliente en el mismo periodo. Aquí es necesario considerar el vertimiento ya que en algunas situaciones es la única manera de cerrar el balance

hidráulico (por ejemplo en épocas de mucha lluvia). También puede presentarse el caso que verter agua puede disminuir los costos totales de operación.

$$vol_{t+1,e} = vol_{t,e} + \Delta t (ca_{t,e}^{ingreso} - ca_{t,h \in e}^{turbinado} - sh_{t,e}) \quad (3.15)$$

Topologías como la mostrada en la Figura 2.11 pueden ser modeladas directamente con la ecuación de balance mostrada siempre y cuando la compuerta del embalse permita modular el caudal de descarga hacia la central y el tiempo de arribo a la central de este caudal regulado de pequeño (del orden de algunas horas) de manera que no se tenga inconvenientes en seguir el programa de operación determinada para dicha central.

- Volúmenes máximos y mínimos de embalses.
Los volúmenes máximo y mínimo son tratados como límites de la variable.

$$\underline{C}_e \leq vol_{t,e} \leq \overline{C}_e \quad (3.16)$$

- Capacidad de conducción de canales.
Algunas veces surge la necesidad de condicionar el caudal por restricciones impuestas por el sistema de conducción de agua, normalmente el caudal mínimo de un canal es cero, pero por otras necesidades no energéticas como riego o navegabilidad puede tener un valor distinto de cero.

$$\underline{C}_a \leq ca_{t,h} \leq \overline{C}_a \quad (3.17)$$

- Topología de embalses en cascada y tiempos de retardo.
Dado que se tienen definidas las variables que representan los caudales ca , se pueden definir las ecuaciones de balance necesarias para el caso de centrales aguas abajo incluyendo el retraso temporal existente.

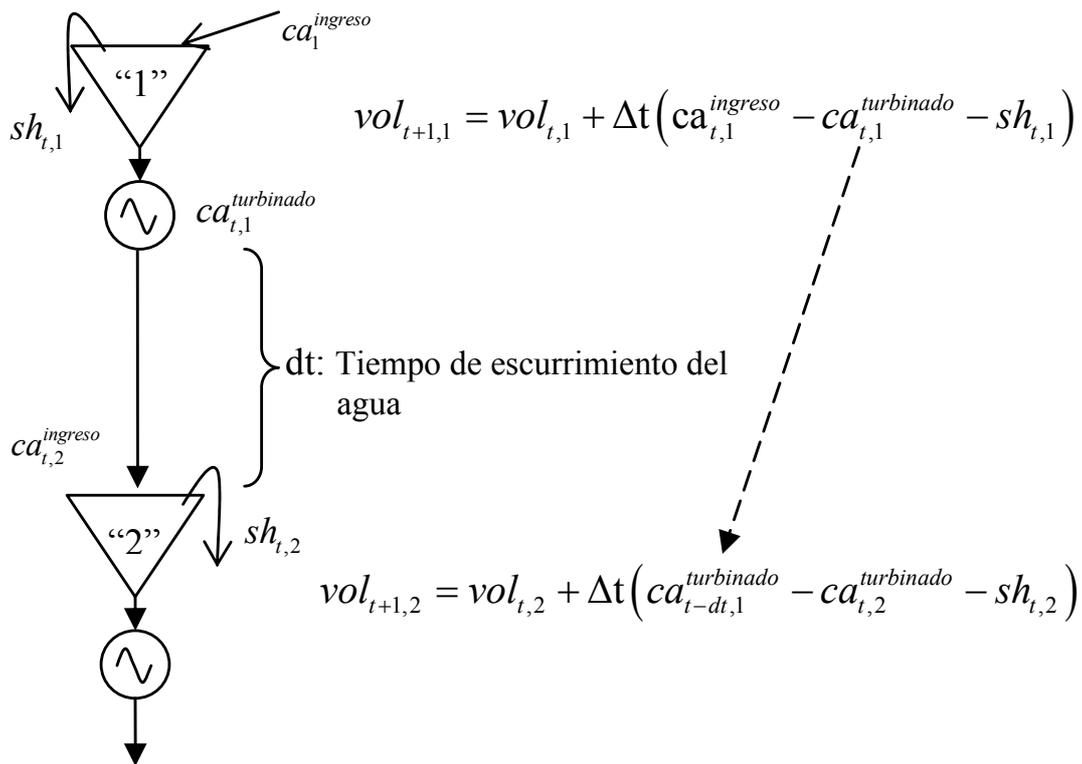


Figura 3.1. Ecuaciones de balance para dos centrales en cascada.

En la Figura 3.1 se muestra las ecuaciones de balance para dos centrales en cascada. En este caso no se hizo uso de la variable intermedia $ca_{t,2}^{ingreso}$, ya que estrictamente hablando no es necesaria. Si se la hubiera considerado (e.g. para mayor claridad en el mantenimiento del código del programa) se hubiera tenido que incluir la siguiente igualdad como una restricción adicional: $ca_{t,2}^{ingreso} = ca_{t-dt,1}^{turbinado}$.

De manera similar es posible construir las restricciones necesarias para modelar el comportamiento de un encadenamiento hidráulico complejo.

3.2.4 Restricciones de recursos primarios.

- Disponibilidad de combustibles.
Esta restricción no es muy común y cuando se presenta, por lo general involucra a toda una central. En la siguiente restricción, n solo debe incluir a las unidades térmicas de dicha central.

$$\Delta t \sum_{t \in T} f(pt_{t,n}) \leq \text{Cantidad Disponible} \tag{3.18}$$

3.2.5 Restricciones contractuales.

- PPA: Acuerdo de compra de la potencia.

- Take or Pay. Pague, utilice o no la energía de la unidad n .

$$\Delta t \sum_{t \in T} f(pt_{t,n}) \geq \text{Energía Calórica comprada (diaria)} \quad (3.19)$$

3.2.6 Restricciones por mantenimiento de los componentes del sistema.

Implica que durante la construcción de las restricciones del modelo se debe tener en cuenta la indisponibilidad de los componentes que estarán fuera de servicio parcial o totalmente por mantenimiento:

- Indisponibilidad de líneas de transmisión
Este problema es tomado en cuenta durante la construcción de la matriz de admitancia que se realiza para cada subperiodo de tiempo considerado.
- Indisponibilidad total de unidades térmicas o hidráulicas.
Dado el hecho que se tienen variables que permiten identificar la presencia o no de las centrales solo es necesario prefijar dichas variables en cero para las unidades y en los subperiodos que no estarán disponibles ($u = 0$). El mismo comentario se puede decir cuando sea necesario forzar la operación (asignar el valor $u = 1$) de alguna unidad por algún requerimiento específico.
- Indisponibilidad parcial de unidades térmicas.
En este caso es necesario modificar los límites de las ecuaciones (3.6) y (3.7) con los valores de la nueva disponibilidad de la unidad. Dependiendo del caso podría ser necesario también modificar los coeficientes de la curva de costos de la unidad, ecuación (3.2).

3.2.7 Restricciones de seguridad del Sistema

- Reserva rotante requerida.
Tal como fue descrito en el capítulo anterior, la determinación de la magnitud de la reserva rotante requerida junto con las unidades de generación más adecuadas para realizarla la regulación primaria de frecuencia, es un problema complejo. Por este motivo, en el presente trabajo se asume que ya se conoce la magnitud y las unidades asignadas para realizar este servicio. Adicionalmente a la parte técnica, este servicio complementario depende de la reglamentación vigente en cada país pudiendo estar asignada a algunas unidades o distribuida en todas las unidades de generación ya sean térmicas o hidráulicas. En los países latinoamericanos la primera opción es la que se prefiere y normalmente solo asignada a unidades hidráulicas.

$$\sum_h^H (r_{t,h} \overline{Ph}_h - ph_{t,h}) + \sum_n^N (u_{t,n} \overline{Pt}_n - pt_{t,n}) \geq R R_t \quad (3.20)$$

3.2.8 Balance nodal

- Balance de potencia por nodo.

A través de la separación en sus partes real e imaginaria de las ecuaciones complejas de flujo de potencia se obtiene un sistema de ecuaciones por nodo que vinculan las inyecciones de potencia activa y reactiva con los ángulos y módulos de las tensiones nodales. En cada ecuación se agregan dos variables que representan al déficit y el exceso de potencia activa (o reactiva dependiendo de la ecuación) por nodo. Por ejemplo se presenta el balance para el nodo k .

$$\begin{aligned} & \sum_{n \in N} pt_{n \in k} + \sum_{h \in H} ph_{h \in k} + zp_k - zpex_k - De_k \\ & = v_k \sum_{i \in K} v_i Y_{k,i} \cos(\Theta_k - \Theta_i - \gamma_{k,i}) \end{aligned} \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{n \in N} qt_{n \in k} + \sum_{h \in H} qh_{h \in k} + zq_k - zqex_k - Qe_k \\ & = v_k \sum_{i \in K} v_i Y_{k,i} \sin(\Theta_k - \Theta_i - \gamma_{k,i}) \end{aligned} \quad (3.22)$$

3.2.9 Restricciones de operación

- Capacidad de las líneas de transmisión y transformadores.
En este caso se modela la capacidad de transporte de potencia activa del elemento de transmisión de la línea que va del nodo “k” al “i”.

$$-Fl_{k,i} \leq v_k v_i Y_{k,i} \cos(\Theta_k - \Theta_i - \gamma_{k,i}) - v_k^2 Y_{k,i} \cos(\gamma_{k,i}) \leq Fl_{k,i} \quad (3.23)$$

- Niveles requeridos de tensión.
Los niveles de operación permitidos son introducidos como límites de las variables de estado v en la barra k . El proceso de optimización tratará de forzar la solución de manera que los niveles de tensión queden dentro de los límites establecidos, en caso de no lograrlo se activaran las variables que representan al déficit (o exceso) de potencia reactiva permitiendo cumplir con los límites impuestos.

$$\underline{V}_{t,k} \leq v_{t,k} \leq \overline{V}_{t,k} \quad (3.24)$$

3.2.10 Restricciones de las interconexiones internacionales

El conjunto de restricciones destinadas a modelar las interconexiones internacionales son presentadas a continuación:

- Curva de Oferta del sistema vecino
Los intercambios de potencia y energía de un mercado (con las características de los cuales se basa esta propuesta metodológica) con

otros con similares o diferentes sistemas de precios y regulaciones, pueden tener diferentes características, las que nos son tratadas aquí. Sin embargo en el caso del presente trabajo, se supone que a la hora de calcular el despacho económico del mercado en cuestión, de alguna forma se alcanzó un acuerdo de quien compra y quien vende a que precio y para que hora.

En el caso presentado, el sistema vecino puede proporcionar una curva horaria de oferta de potencia por la interconexión (muy similar a la curva de oferta de la Figura 2.3). En ella se especifica mediante rangos de potencia y precio spot asociado a cada rango la cantidad de potencia que estará dispuesto vender. La bidireccionalidad del flujo deja de ser un problema en el momento en que previo a la elaboración final del despacho, ambos mercados contrastaran sus curvas de oferta y decidirán quien compra y quien vende. El comprador modela la curva de oferta del vendedor, mientras que el vendedor simula la cantidad vendida como una demanda adicional en el nodo frontera por cada subperiodo de tiempo asociado al comprador.

La variable ps representa la magnitud a comprar y la naturaleza discreta de la curva es representada mediante variables binarias (variables us) que permite modelar discontinuidades excluyentes.

En la función objetivo el término correspondiente a la compra por cada interconexión estaría dado por (considerando 4 bloques de la curva por ejemplo para un solo subperiodo):

$$F_3(ps) = Ds_1 ps_1 + Ds_2 ps_2 + Ds_3 ps_3 + Ds_4 ps_4 \quad (3.25)$$

Como ejemplo se modela la curva de compra venta para un solo subperiodo para una interconexión dada.

$$\begin{aligned} us_1 \underline{Ps}_1 &\leq ps_1 < us_1 \overline{Ps}_1 \\ us_2 \overline{Ps}_1 &\leq ps_2 < us_2 \overline{Ps}_2 \\ us_3 \overline{Ps}_2 &\leq ps_3 < us_3 \overline{Ps}_3 \\ us_4 \overline{Ps}_3 &\leq ps_4 < us_4 \overline{Ps}_4 \end{aligned} \quad (3.26)$$

El límite superior \overline{Ps}_4 tiene en cuenta la capacidad máxima de transporte de la interconexión.

La siguiente restricción excluyente garantiza que solo un rango de la curva esté activo cada vez.

$$us_1 + us_2 + us_3 + us_4 \leq 1 \quad (3.27)$$

Como se puede observar, la modelación de las interconexiones para determinar la compra de energía le impone una alta dimensionalidad al problema que se traduce en una gran carga computacional a la hora de resolver el problema.

- Flujo de potencia constante o mínimo en un periodo determinado. La necesidad de modelar un intercambio prefijado no reviste mayor problema por ser simplemente un límite que se impondría a la variable ps por ejemplo en un subperiodo determinado.

$$\sum_{b \in B} ps_b \geq \text{Intercambio Prefijado} \quad (3.28)$$

- Cantidad de Energía contratada. Este caso también es sencillo de tener en consideración, basta con sumar el aporte por la interconexión para ser comparada con lo contratado.

$$\Delta t \sum_{t \in T} \sum_{b \in B} ps_{t,b} = \text{Energía contratada} \quad (3.29)$$

3.2.11 Otros dispositivos

- SVC's.

De acuerdo a las recomendaciones de la CIGRE y de la IEEE [5], en estado estable el SVC es tratado como un generador detrás de una reactancia inductiva cuando esta operando dentro de sus límites. Esta reactancia representa la característica de regulación de voltaje del SVC. En el rango de control activo, la potencia reactiva es variada para regular el voltaje de acuerdo a una pendiente característica [44]. Esta pendiente depende de la característica de regulación deseada y está típicamente entre 1 y 5% [21].

$$\underline{Q}_{scv}_{svc} \leq (v_{ref} - v_{t,i}) k_{svc} \leq \overline{Q}_{scv}_{svc} \quad (3.30)$$

En caso que se requiera una modelación más simple se puede optar por eliminar la pendiente y disminuir ligeramente sus límites máximo y mínimo de capacidad lo que vuelve la modelación del SVC equivalente a un generador sin capacidad de producir potencia activa. Esta simplificación se justifica en el hecho que el objetivo que se persigue durante el planeamiento de corto plazo (después del objetivo principal que es la cobertura de la demanda de potencia activa) es determinar los elementos que garanticen una cobertura de la potencia reactiva y no el ajuste exacto de los niveles de tensión. Adicionalmente la variación de la

tensión en la barra del SVC es estrecha (normalmente entre 0.95 a 1.05pu) tal como se observa en la Figura 3.2.

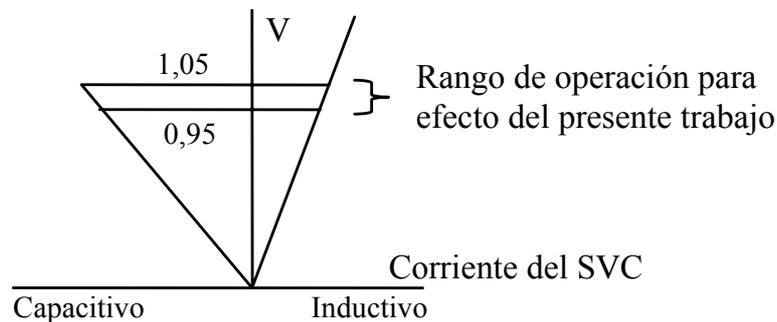


Figura 3.2. Característica de operación de un SVC sin pendiente.

3.3 Vínculo con el mediano plazo

Para esta sección se considerará que el horizonte de menor jerarquía corresponde a una semana ya que sería bastante ilógico vincular por ejemplo un modelo de horizonte anual con uno de horizonte de un día.

Tal como fue descrito en el capítulo 2, existen dos maneras de realizar el enlace de resultados de un modelo de mayor jerarquía con uno de menor jerarquía: El enfoque primal y el enfoque dual.

En el enfoque primal la central asociada al embalse de regulación anual o estacional debe turbinar solo la cantidad de agua determinada por el modelo de mayor jerarquía. Dependiendo de la forma constructiva de la central, pueden presentarse las dos alternativas –bastante comunes– que se observan en la Figura 2.11:

- La primera no requiere ninguna modelación adicional, ya que solo es suficiente calcular la cota del embalse al final del periodo de estudio e ingresarlo como dato previo al proceso de optimización. De esta manera, el algoritmo de optimización determinará la operación más adecuada para la central para todo el periodo de estudio (e.g. una semana).
- La modelación de la segunda forma constructiva merece mayor cuidado. Si la compuerta del embalse estacional permite una modulación del caudal regulado, entonces es posible tratar la central como el caso anterior. Si esta modulación no es posible, entonces la central se comporta como una de pasada con la diferencia que posee un aporte de caudal regulado constante durante el periodo de estudio.

La implementación del enfoque dual presenta mayores inconvenientes, ya que es necesario agregar la función de costos futuros a la función objetivo del

problema de optimización. De esta manera, el problema (3.1) quedaría definido como:

$$\text{Min} \left\{ \begin{array}{l} F_1(P,U) + F_2(Y) + F_3(ps) + F_4(Z) + FCF \\ \text{sujeto a: Restricciones consideradas} \end{array} \right\} \quad (3.31)$$

La variable FCF representa la función de costos futuros del embalse considerado. Las desigualdades que se observan en la Figura 3.3 corresponden a la aproximación mediante rectas de esta función y tienen que ser agregadas al problema. La constante VA_i corresponde al valor de la pendiente de cada una de las “i” rectas consideradas que aproximan a FCF . Este modelamiento de la FCF es usado también en el planeamiento de largo plazo en sistemas hidrotérmicos usando la Programación Dinámica Determinística Dual [39].

Como en el enfoque dual el volumen al final del periodo de estudio es determinado por el algoritmo de optimización. Algunas veces se requiere agregar una variable adicional que modele el caudal regulado del embalse ya que este caudal no es conocido de antemano como en el enfoque primal. Esta consideración depende de la forma constructiva, antes mencionada, de la central (Figura 2.11).

- La primera no requiere ninguna consideración adicional, ya que la generación eléctrica de la central modula directamente el caudal que se descarga del embalse.
- En el segundo caso, si la compuerta del embalse estacional no permite una modulación del caudal regulado, es necesario agregar la variable $ca^{descarga}$ a fin de modelar esta inflexibilidad operativa. De esta manera la ecuación de balance para la central h que posee un embalse pequeño e , el cual recibe el caudal regulado $ca^{descarga}$ de un embalse estacional est quedaría definida como:

$$vol_{t+1,e} = vol_{t,e} + \Delta t \left(ca_{est}^{descarga} - ca_{t,h \in e}^{turbinado} - sh_{t,e} \right) \quad (3.32)$$

La ecuación de balance para el embalse estacional sería:

$$vol_{t+1,est} = vol_{t,est} + \Delta t \left(ca_{t,est}^{ingreso} - ca_{est}^{descarga} - sh_{t,est} \right) \quad (3.33)$$

Obsérvese que esta variable ($ca_{est}^{descarga}$) no tiene subíndice de tiempo ya que se asume un caudal constante para todo el periodo de estudio (e.g.

una semana). Si la compuerta permite por ejemplo una regulación diaria, entonces esta variable puede ser reemplazada por siete variables independientes que corresponderían a una para cada día de la semana.

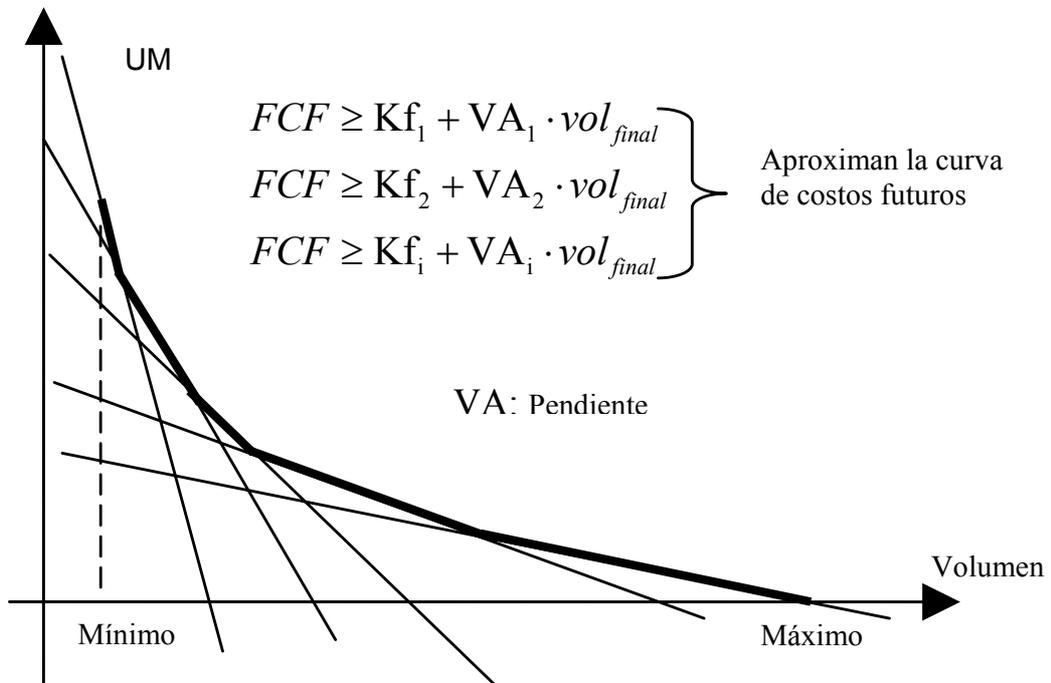


Figura 3.3. FCF aproximada mediante rectas.

Tal como fue mencionado en el capítulo 2, una modelación que incluya los dos enfoques es lo más recomendable para lo cual se debe proceder de la siguiente manera:

- a) Se determina el volumen final del embalse como si se tratara del enfoque primal.
- b) Se desplaza el eje de las abscisas de manera que la curva de FCF intercepte al eje de las ordenadas en el valor correspondiente al volumen final encontrado en el paso anterior.
- c) Se procede a aproximar la FCF mediante rectas como si se tratara del enfoque dual puro tal como se muestra en la Figura 3.4.

Si la modelación se deja hasta este punto, la FCF podría tomar valores negativos, lo cual indicaría que el volumen final determinado por el proceso de optimización es mayor al determinado en el paso 1. Esto equivale a un menor uso del recurso para su uso futuro (costo marginal promedio de producción de la energía menor que el valor del agua correspondiente a ese nivel del embalse). Si no se desea este comportamiento es necesario agregar una recta adicional que penaliza la sub-utilización del recurso tal como se observa en la misma figura. De esta manera, la sobre-utilización del recurso

se penaliza de acuerdo a su impacto en el costo futuro (valor del agua) y su sub-utilización de acuerdo a algún criterio previamente establecido.

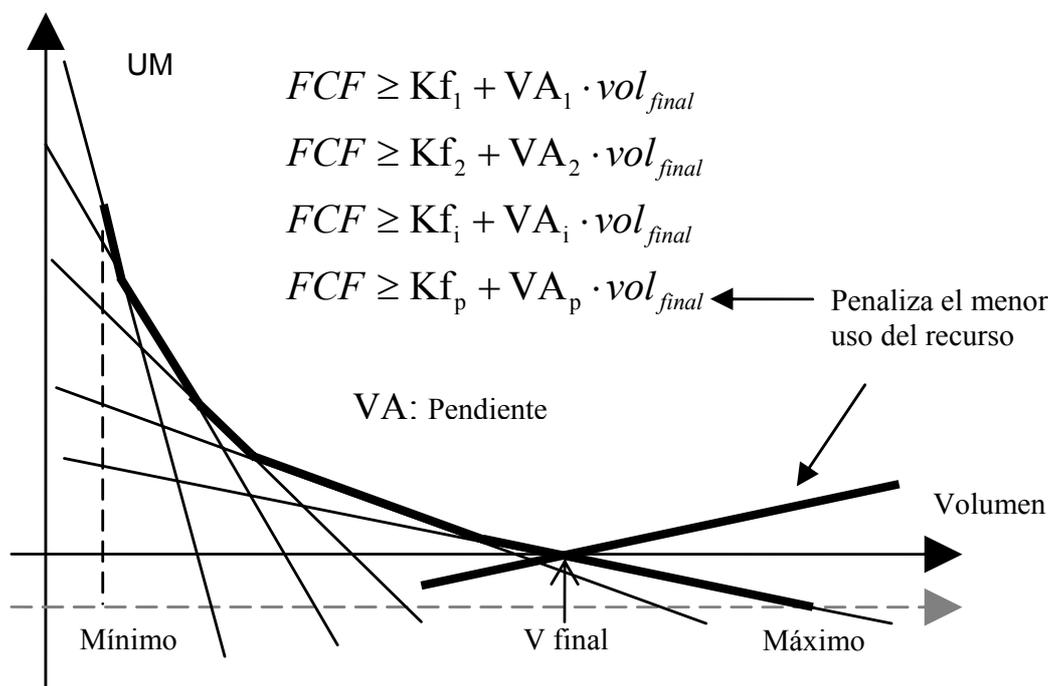


Figura 3.4. Enlace combinando los enfoques primal y dual.

En el programa de cálculo desarrollado en el presente trabajo, solo se consideró el enfoque primal para establecer el vínculo con un modelo de mayor jerarquía. Sin embargo el método de descomposición que se propone permite incluir el enfoque dual la combinación de ambos empleando la formulación aquí desarrollada.

4 Metodología de Solución

En este capítulo se presenta la metodología de solución desarrollada en el presente trabajo de investigación y se encuentra dividido en las siguientes secciones:

- Selección del método de optimización elegido para la solución del problema planteado así como una breve descripción teórica del mismo.
- Forma básica de descomponer el problema y dos variantes adicionales con la finalidad de tomar ventaja de algunas características del mismo.
- Discusión sobre la importancia de evitar cortes de factibilidad.
- Dos ejemplos destinados a visualizar de manera intuitiva como funciona el método propuesto.
- Finalmente una metodología de validación de los resultados que es dependiente del tamaño del problema a resolver.

4.1 Selección del método de solución.

Del análisis de la formulación matemática presentada en el capítulo 3 del problema y del estado del arte, se desprende de manera evidente que la solución del problema no puede ser encontrada por un procedimiento de optimización que considere en forma cerrada la función objetivo y todas las restricciones ya que el costo computacional del tiempo de cálculo serían enormes. Sifuentes [77] corroboró lo anteriormente dicho, ya que para conseguir tiempos de cálculos razonables con una modelación entero mixta del parque hidrotérmico, la red tiene que ser modelada solo con unas pocas barras mediante flujo DC.

Por lo expuesto se hace imprescindible recurrir a técnicas de optimización que permitan dividir el problema original en subproblemas adecuadamente articulados.

Las dos técnicas con un profundo sustento matemático que permiten lograr el objetivo de descomponer el problema son la Relajación Lagrangeana y la Descomposición Generalizada de Benders (DGB).

Para el caso del DEHCP que considere la red de transmisión, la Relajación Lagrangeana no es muy útil ya que lograr la separabilidad del problema se torna muy difícil de conseguir. Por otro lado la solución obtenida (solución del problema dual –como se vio en el capítulo 2-) casi siempre es infactible para el problema primal por lo que se requiere hacer ajustes a la solución obtenida con la finalidad de hacerla factible. Dichos ajustes se tornan muy complejos cuando hay restricciones inter-temporales como los volúmenes de agua de los embalses y se volverían aun más complejos para una modelación

AC del problema. Una manera de reducir estos inconvenientes es usando Relajación Lagrangeana Aumentada, pero la introducción del término cuadrático genera más complicaciones adicionales al algoritmo de solución.

Por otro lado, analizando y eligiendo de manera adecuada las variables de complicación, la Descomposición Generalizada de Benders permite separar el problema en estructuras bastante conocidas tal como es el caso del flujo óptimo de potencia y la programación lineal entera mixta. Los inconvenientes que presenta es que posee una convergencia final lenta [84] y en algunos casos no siempre converge al óptimo global del problema [7], [68]. Dichos inconvenientes son superados debido a que el éxito en la búsqueda global propuesto por la DGB depende críticamente de la globalidad de la solución del Problema Maestro [7] que como se detalla más adelante es obtenida mediante PLEM y la adición de técnicas heurísticas sencillas permiten acelerar el proceso de convergencia final.

Otro inconveniente normalmente asociado a la DGB es la naturaleza entera mixta del Problema Maestro. La modelación entera mixta surgió en los años 60 y si bien el modelamiento era muy robusto, el software usado para resolverlo no lo era [67]. Por este motivo durante muchos años no se consideró a la programación lineal entera mixta como una herramienta para resolver problemas prácticos de mediana o gran escala por los enormes tiempos involucrados. Actualmente debido al gran avance en la capacidad de procesamiento de las computadoras y a las mejoras en el software comercial usado para resolver este tipo de problemas, posibilita su empleo en la solución de nuevos problemas que antes no fueron considerados.

Por lo expresado, la técnica de Descomposición Generalizada de Benders es la que más se adecua a la resolución del problema ya que permite lograr una descomposición del problema original en subproblemas con estructuras conocidas. Este hecho posibilita el uso de software altamente especializado y nuevas restricciones pueden ser agregadas al problema de una manera sencilla.

4.1.1 Descomposición Generalizada de Benders (DGB).

La DGB surgió con la idea de manipular las variables discretas en el Problema Maestro y las continuas en el Subproblema [1], dicho enfoque “clásico” se puede implementar para el caso específico de la DEHCP pero ello da lugar a que el Subproblema no sea separable por subperiodo horario debido a que contiene las restricciones inter-temporales de los sistemas

hidráulicos. Para un sistema real, un Subproblema con esas características tomaría mucho tiempo en resolverse [3] lo que hace prohibitivo su aplicabilidad práctica.

En este trabajo se presenta una elección distinta de variables para superar dicho inconveniente, lo que constituye uno de los aportes significativos del mismo.

La estructura del problema de optimización a resolver usando la Descomposición Generalizada de Benders es la siguiente:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Minimizar}_{x,y} \quad z=f_1(x)+f_2(y) \\ \text{Sujeto a:} \quad A(x) \geq b \\ \quad \quad \quad E(x)+F(y) \geq h \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

Geoffrion [1] establece que:

- Para valores fijos de x , (4.1) es separable.
- Para valores fijos de x , (4.1) asume una estructura conocida.
- Problema (4.1) es no convexo considerando las variables x,y juntas, pero fijando x , el mismo se hace convexo para y .

El problema (4.1) es equivalente a:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Minimizar}_x \quad PM = f_1(x)+\alpha \\ \text{Sujeto a:} \quad A(x) \geq b \\ \quad \quad \quad \alpha \geq w(x) \end{array} \right\} \quad (4.2)$$

Donde

$$\alpha(x) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar}_y \quad f_2(y) \\ \text{Sujeto a:} \quad F(y) \geq h - E(x) \end{array} \right. \quad (4.3)$$

- a) $w(x)$ es el corte que suministra información de la factibilidad de las variables x .
- b) α se podría reconstruir evaluando todos los posibles valores de x resolviendo el problema (4.3), pero esto es justamente lo que se trata de evitar. Por otro lado se sabe que una función convexa puede ser aproximada alrededor de un punto conocido $x = \tilde{x}$ por: $w(x) = f(\tilde{x}) + f'(\tilde{x})(x-\tilde{x})$.
- c) De esta manera: $w(x) = \alpha(\tilde{x}) + \alpha'(\tilde{x})(x-\tilde{x})$ donde $\alpha'(\tilde{x})$ es el valor dual de la variable x ya que el precio sombra de esta variable proporciona la

variación de la función objetivo ante una variación unitaria de dicha variable.

- d) Si el conjunto de variables x se fijan $x = \tilde{x}$, el Subproblema queda formulado como:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_y \quad \tilde{\alpha} = f_2(y) \\ & \text{Sujeto a:} \quad F(y) \geq h - E(x) \\ & \quad \quad \quad x = \tilde{x} : \lambda \end{aligned} \tag{4.4}$$

Los cortes de Benders se construyen como sigue:

$$w(x) = \tilde{\alpha} + \lambda \cdot (x - \tilde{x})$$

Donde: $\tilde{\alpha}$ es el valor óptimo obtenido en el problema (4.4)

- e) λ es el valor dual de la restricción que resulta de fijar la variable $x = \tilde{x}$ en el ítem d).
- f) De esta manera, se llama Problema Maestro al problema de optimización (4.2) y el Subproblema al problema (4.4). Estos son resueltos varias veces en forma iterativa hasta lograr alcanzar el grado de convergencia establecido.

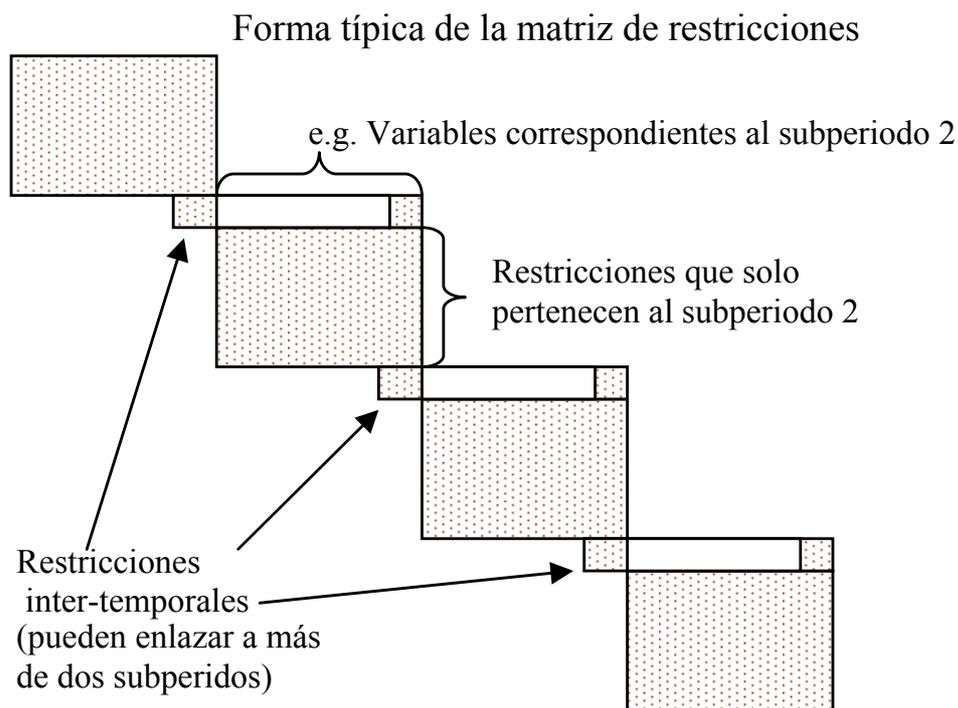


Figura 4.1. Esquema de acoplamiento inter-temporal de un grupo de variables en la matriz de restricciones.

La Figura 4.1 presenta de manera esquemática la matriz de restricciones. Al contener el problema original funciones lineales y no-lineales, esta matriz está formada por coeficientes libres y funciones. A diferencia de la figura 4.1

mostrada, en el problema a resolver existen restricciones que enlazan a más de dos subperiodos de tiempo. Por este motivo las restricciones pueden ser clasificadas de la siguiente manera: Inter-temporales y Estáticas. Las primeras enlazan a variables que pertenecen a más de un subperiodo de tiempo, como por ejemplo los tiempos mínimos de operación de las unidades térmicas o el balance hidráulico de los embalses. Las restricciones estáticas solo enlazan variables que pertenecen a un solo subperiodo de tiempo como son las restricciones de los límites mínimos o máximos de operación de las unidades térmicas, el balance nodal, etc.

Si las restricciones inter-temporales no existieran o se relajan de algún modo, el problema podría descomponerse lográndose una simplificación sustancial del tamaño del problema original.

El paso clave para lograr esta separación está en hacer una selección del conjunto de restricciones y variables de complicación del problema de manera que se logre en lo posible los 3 objetivos de la DGB: 1) Lograr separabilidad del problema. 2) Encontrar estructuras conocidas y 3) El tratamiento de las no-convexidades mediante las herramientas adecuadas.

Esquemáticamente lo que se pretende hacer es separar las variables que complican el problema y permitir que el Subproblema se transforme en T Subproblemas de optimización independientes (uno por cada subperiodo) obteniendo una forma de la matriz de restricciones como la mostrada en la Figura 4.2.

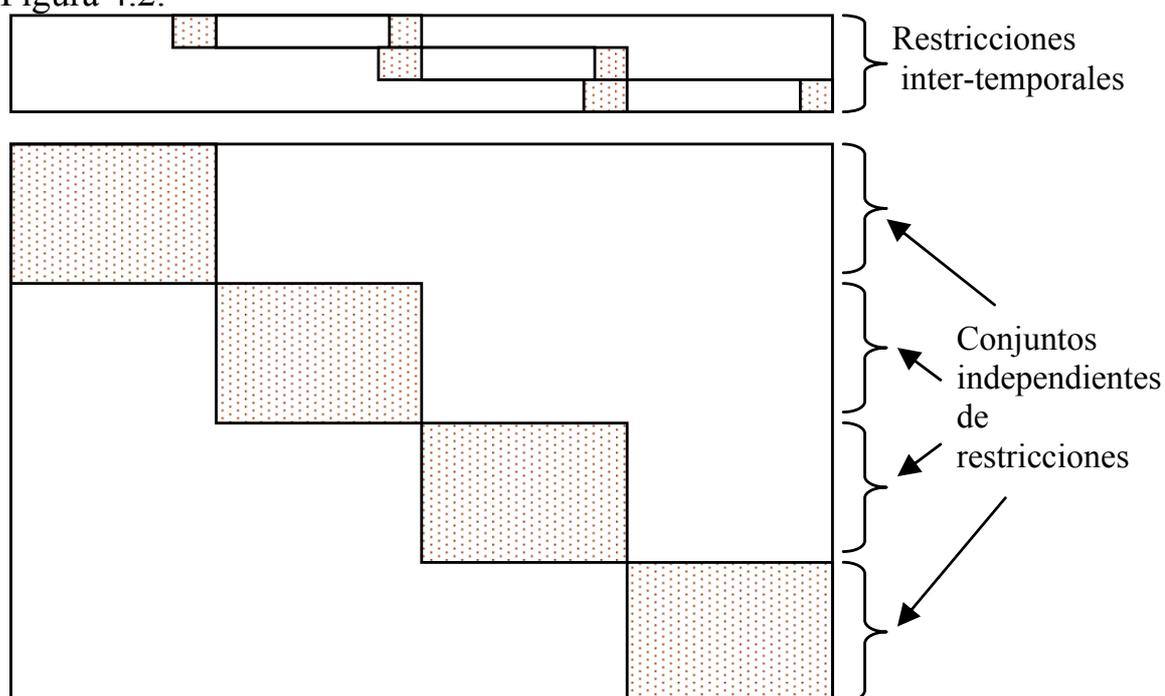


Figura 4.2. Objetivo de los métodos de descomposición: separación de un conjunto de variables y/o restricciones.

De esta manera, el Problema Maestro de Benders procesa las restricciones inter-temporales y el Subproblema las restricciones estáticas.

La DGB “clásica” presenta una característica llamada de “convergencia en una iteración” [68]. Esta característica indica que la DGB converge en una sola iteración cuando el Subproblema es convexo y resuelto en el punto $x=x^*$ donde x representa al conjunto de todas las variables binarias y x^* sus valores óptimos. Esta convergencia en una sola iteración nos indica que la solución óptima encontrada es la óptima global del problema.

Tal como se mencionó previamente, en los esquemas de descomposición que se proponen a continuación, además de la variable continua α hay más variables continuas presentes en el Problema Maestro, lo que ocasiona que aun con la totalidad de las variables binarias determinadas óptimamente, se requiera de iteraciones adicionales para converger completamente debido al acomodamiento de estas variables continuas.

4.1.2 Cálculo de la Convergencia de la DGB.

La evolución de la convergencia es calculada de la siguiente manera:

- Cota Inferior (CI)

La CI en cada iteración está dada por el valor óptimo del problema (4.2) (Problema Maestro).

$$CI = MP \quad (4.5)$$

El valor de CI es la solución del problema original relajado y es monótonamente creciente en el caso de problemas de minimización.

- Cota Superior (CS)

La CS está dada por el valor de $f_1(x)$ del problema (4.2) al cual se adiciona el valor de $\tilde{\alpha}$ que corresponde al valor óptimo del problema (4.4).

$$CS = f_1(x) + \tilde{\alpha} \quad (4.6)$$

Como se observa, la CS representa el costo real del problema al finalizar cada iteración y por la naturaleza de la descomposición no necesariamente es monótonamente decreciente.

- Error de Convergencia

El error de convergencia se evalúa con la siguiente fórmula:

$$Error(\%) = \frac{100(CS - CI)}{CS + 1} \quad (4.7)$$

4.2 Primer Esquema de Descomposición

El primer esquema de descomposición es el más simple que se puede implementar y presenta un balance adecuado de restricciones en el Problema Maestro que generalmente es el más pesado computacionalmente. Por otro lado el Subproblema; aparte de descomponerse en otros mucho más pequeños, tiene características muy similares a un flujo óptimo de potencia.

4.2.1 Formulación del Problema Maestro

Si el Problema Maestro se define como:

$$f_1 = \text{Min} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N (A_n u_{t,n} + S r_{n,t,n}) + D s_t p s_t + \alpha_t \right) \quad (4.8)$$

Sujeto a todas las restricciones del sistema hídrico y a las restricciones desde la (3.8) a la (3.17) –con excepción de la (3.11) y (3.13)– y de la (3.25) a la (3.29).

La reserva rotante tal como está formulada en la restricción (3.20) y las restricciones (3.11), (3.18) y (3.19) no pueden ser procesadas por el Problema Maestro¹⁵ debido a la ausencia de la variable pt (nivel de la potencia térmica). Si la reserva rotante es asignada solamente a unidades hidráulicas no existiría ningún inconveniente para su adición al Problema Maestro. Si existen unidades térmicas asignadas para proveer reserva rotante, se podría añadir al Subproblema, pero sería necesario agregar una variable de holgura penalizada para evitar algún posible problema de infactibilidad.

Las restricciones (3.11), (3.18) y (3.19) no siempre están presentes en todos los sistemas, por este motivo este primer método de descomposición propuesto sigue siendo válido y útil.

Adicionalmente es necesario agregar al Problema Maestro los cortes de Benders que se construyen después de encontrar la solución del Subproblema al finalizar cada iteración. De esta manera el Problema Maestro contiene las restricciones inter-temporales y por la formulación empleada es del tipo lineal entero mixto pudiendo ser resuelto con un solver comercial de alta velocidad.

¹⁵ En general, restricciones inter-temporales que dependan explícitamente de la variable pt no pueden ser incluidas en este primer esquema de descomposición ya que ellas solo están presentes en el Subproblema y no en el Problema Maestro.

4.2.2 Formulación del Subproblema

El subproblema queda entonces formulado como:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N (B_n p_{t,n}) + \sum_{k=1}^K (R_{ac} \cdot z_{p_{t,k}} + R_{aq} \cdot z_{q_{t,k}} + R_{ex} \cdot z_{pex_{t,k}} + R_{ex} \cdot z_{qex_{t,k}}) \right) \right\} \quad (4.9)$$

Sujeto a las restricciones (3.6), (3.7), (3.13), de la (3.21) a la (3.24) y la (3.30).

Dado que el valor de las variables de complicación son determinadas por el Problema Maestro y entran como dato al Subproblema, este se vuelve separable en T problemas independientes de optimización (uno por cada subperiodo de tiempo).

Una observación cuidadosa revela que estos problemas son una extensión generalizada de un OPF-AC convencional. En un OPF convencional solo se minimizan los costos variables de las unidades térmicas mientras que en el presentado la minimización incluye el costo de las penalizaciones que evitan cualquier tipo de infactibilidades.

Dado que para construir los cortes de Benders en el problema maestro es necesario conocer el valor del multiplicador de Lagrange de las variables que ingresan con un valor prefijado al Subproblema es necesario incluir las restricciones que se detallan a continuación.

- Potencia hidráulica determinada en el problema maestro.
Técnicamente esta restricción puede ser omitida (de hecho, en la implementación del modelo esta condición fue omitida) dado que la sensibilidad de la función costo del Subproblema a la variación de potencia activa de un generador es igual pero con signo contrario a la variación de demanda activa en el mismo nodo (multiplicador asociado a la ecuación de balance nodal de potencia activa). Dada la necesidad de mostrar claramente como trabaja el método de Descomposición de Benders aquí se muestran de manera explícita.

$$ph_h = ph_h^{it-1} : \lambda ph_h \quad (4.10)$$

- Estado de las unidades térmicas e hidráulicas
En el Subproblema esta variable está asociada a los márgenes de potencia activa o reactiva de las unidades térmicas y solo a la reactiva de las unidades hidráulicas. El multiplicador de Lagrange proporciona la

información que permite determinar si es necesario despacharla por necesidad de potencia activa o reactiva.

$$\begin{aligned} u_n &= u_n^{it-1} & : \lambda u_n \\ r_h &= r_h^{it-1} & : \lambda r_h \end{aligned} \quad (4.11)$$

Los dos últimos grupos de restricciones permiten conocer explícitamente el multiplicador de Lagrange asociado a dichas variables y que servirán para construir los cortes de Benders que permitirán al Problema Maestro mejorar la solución.

Con los resultados obtenidos en el Subproblema, se construyen los Cortes de Benders que deben ser adicionando acumulativamente al Problema Maestro en cada iteración y ayudan a refinar la solución. Para el caso planteado los cortes para la iteración “it” tienen la siguiente estructura:

$$\alpha \geq \alpha' + \sum_{h \in H} \lambda p h_h (p h_h - p h_h^{it-1}) + \sum_{h \in H} \lambda r_h (r_h - r_h^{it-1}) + \sum_{n \in N} \lambda u_n (u_n - u_n^{it-1}) \quad (4.12)$$

De esta manera el Problema Maestro está sujeto adicionalmente a la restricción (4.12) y a las que se produjeron en las iteraciones previas.

En este primer esquema de descomposición presentado, a pesar de haber sido formulado con curvas de costos lineales de las unidades térmicas, no presenta ninguna dificultad en tratar curvas de costos cuadráticas ya que el término cuadrático de la curva de costos estaría contenido en el Subproblema y este es optimizado mediante técnicas no-lineales.

4.2.3 Cálculo de la Cota Superior e Inferior

La cota inferior esta dada por la ecuación (4.8) y representa al problema original relajado.

La cota superior está dada por la suma de las ecuaciones (4.8) y (4.9). Adicionalmente, a la primera ecuación se tiene que restar el valor del término

$$\sum_{t=1}^T \alpha_t .$$

La cota superior representa la totalidad de los costos (de generación, interconexión y penalizaciones) del despacho propuesto.

4.3 Segundo Esquema de Descomposición

Si los costos de todas las unidades térmicas tienen un comportamiento lineal, es posible trasladar estas curvas de costos al Problema Maestro.

Esta propuesta tiene la ventaja de que las soluciones provistas por el Problema Maestro durante las iteraciones tienen una mejor estimación de la solución integral del problema y, a diferencia del primer esquema propuesto, puede procesar la integridad de las restricciones inter-temporales ya que la variable pt está presente en el Problema Maestro. La mejor estimación de la solución se debe al hecho que al contener, el Problema Maestro, más restricciones por la presencia de la variable pt , la estimación de la cota inferior es más robusta que en el primer caso requiriendo menos iteraciones para lograr la convergencia que en el primer método de descomposición propuesto.

Esta robustez y ventaja metodológica lograda presenta sin embargo una desventaja práctica: El Problema Maestro se torna más pesado computacionalmente. Debido a este hecho es necesario realizar pruebas con la finalidad de determinar cual esquema es el que más se adecua al problema específico que se resuelve.

La formulación del Problema Maestro es la siguiente:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N (A_n u_{t,n} + B_n p_{t,n} + S_{r_n} y_{t,n}) + D_{s_t} p_{s_t} + \alpha_t \right) \quad (4.13)$$

De esta manera el Problema Maestro minimiza la totalidad de los costos operativos (incluyendo los arranques), la compra por las interconexiones y determina los valores que minimicen las penalizaciones en el Subproblema.

El Subproblema (4.14) solo minimiza el costo de las penalizaciones mediante las variables de estado v , θ (tensiones y ángulos) y las variables libres correspondientes a la generación reactiva de los generadores despachados por el Problema Maestro. La potencia activa de dichos generadores ingresa al Subproblema como una información prefijada.

$$\text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^T \left(\sum_{k=1}^K (R_{ac} \cdot z_{p_{t,k}} + R_{aq} \cdot z_{q_{t,k}} + R_{ex} \cdot z_{pex_{t,k}} + R_{ex} \cdot z_{qex_{t,k}}) \right) \right\} \quad (4.14)$$

Una ventaja adicional de esta segunda forma de descomposición es que permite identificar claramente que cortes son necesarios agregar al Problema Maestro con solo evaluar la magnitud del déficit y de los costos de penalización presentes. En la Figura 4.3 se ilustra el proceso aquí descrito.

El cálculo de la cota inferior y superior es de manera similar al primer método de descomposición.

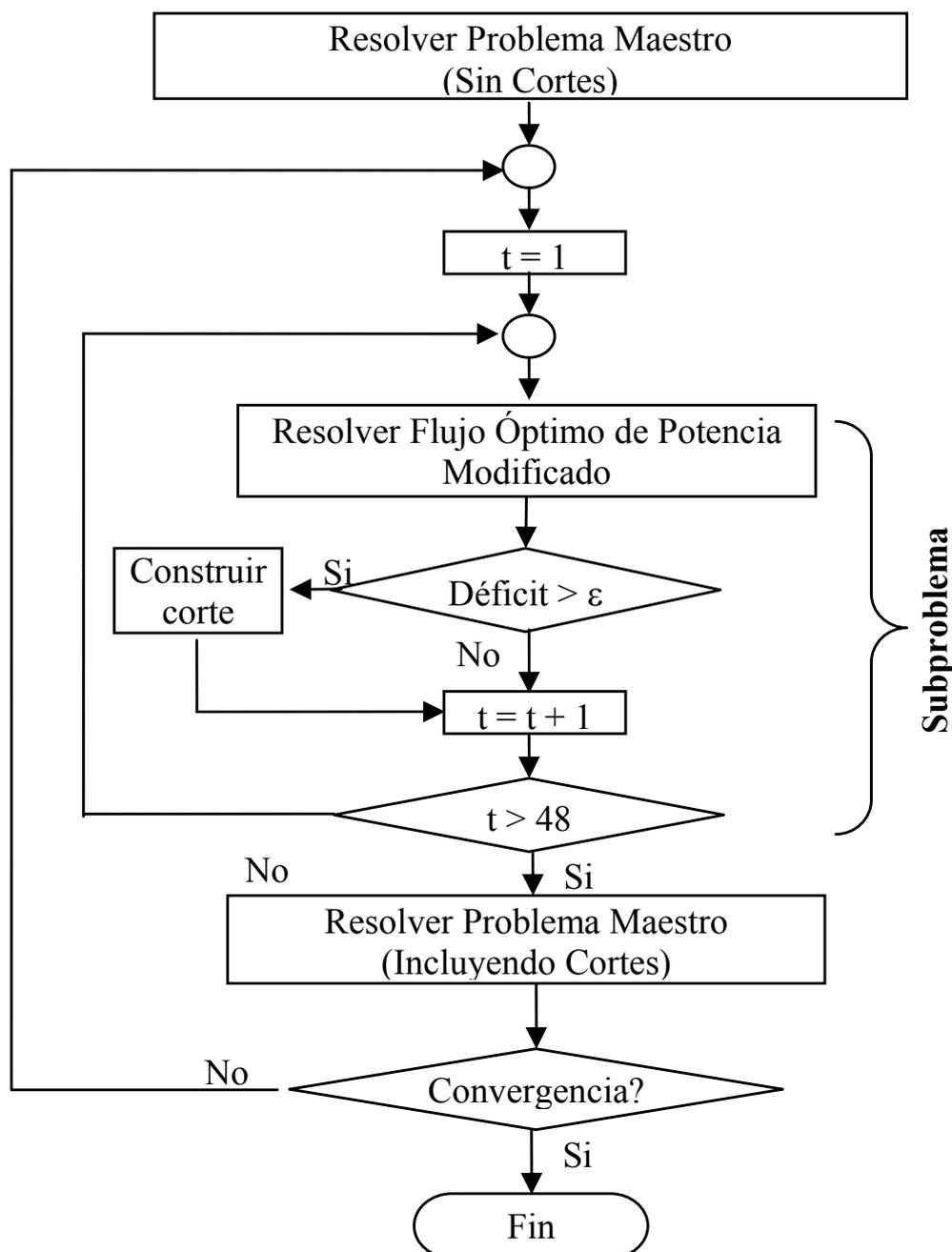


Figura 4.3. Diagrama de flujo del segundo método de descomposición propuesto

4.4 Otros Esquemas de Descomposición

Dependiendo de las características del sistema modelado puede resultar útil una descomposición que permita considerar el término lineal del polinomio de consumo dentro del Problema Maestro y la parte cuadrática en el Subproblema. De esta manera se conserva la ventaja de tener más restricciones en el Problema Maestro, procesar restricciones inter-temporales

que dependan de la variable pt y la posibilidad de modelar términos cuadráticos de la curva de costos de las unidades térmicas.

Primero se formulará el Subproblema para facilitar la explicación con mayor claridad del Problema Maestro.

4.4.1 *Formulación del Subproblema.*

La función objetivo debe contener el término cuadrático de la curva de costos de las unidades térmicas por lo que queda definida por la siguiente expresión:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{t=1}^T \left(\sum_{n=1}^N (C_n pt_{t,n}^2) + \sum_{k=1}^K (Rac \cdot zp_{t,k} + Raq \cdot zq_{t,k} + Rex \cdot zpex_{t,k} + Rex \cdot zqex_{t,k}) \right) \right\} \quad (4.15)$$

La función objetivo (4.15) está sujeta a la totalidad de las restricciones del problema (4.14) pero es necesario agregar el siguiente grupo de restricciones:

$$pt_n = pt_n^{it-1} : \lambda pt_n \quad (4.16)$$

En este caso la variable pt estará condicionada a un valor predefinido pero esta restricción es necesaria para poder construir el corte de Benders debido a la influencia del término cuadrático en el Subproblema.

4.4.2 *Formulación Problema Maestro*

La función objetivo del Problema Maestro queda definida de idéntica manera que en el segundo método de descomposición propuesto –función objetivo (4.13)– e incluye la totalidad de restricciones definidas para el mismo.

El corte de Benders sufre una modificación ya que tiene que incorporar el efecto del término cuadrático siendo necesario agregar el término

$$\sum_{n \in N} \lambda pt_n (pt_n - pt_n^{it-1}) \text{ al lado derecho de la restricción (4.12).}$$

Por lo tanto, para este caso, el corte de Benders queda definido por:

$$\begin{aligned} \alpha \geq \alpha' + \sum_{h \in H} \lambda ph_h (ph_h - ph_h^{it-1}) + \sum_{h \in H} \lambda r_h (r_h - r_h^{it-1}) \\ + \sum_{n \in N} \lambda u_n (u_n - u_n^{it-1}) + \sum_{n \in N} \lambda pt_n (pt_n - pt_n^{it-1}) \end{aligned} \quad (4.17)$$

4.5 **Discusión Sobre los Cortes de Factibilidad**

En la DGB, los cortes de factibilidad son creados cuando el Subproblema es infactible. Estos cortes tienen la finalidad de evitar que la siguiente solución del Problema Maestro caiga en dichas regiones de infactibilidad para el Subproblema. La problemática radica en la determinación de cuando un

Subproblema es realmente infactible o la infactibilidad fue el resultado de la incapacidad del software empleado de encontrar la solución. A diferencia de la Programación Lineal, donde se puede determinar con exactitud la infactibilidad de un problema, en la Programación No-lineal es muy difícil probar (y consume mucho tiempo de cálculo) la infactibilidad de algún problema de optimización. En pruebas realizadas durante la implementación de la metodología propuesta, más de la mitad de los Subproblemas resultaron “infactibles” (a pesar de ser factibles) ó con soluciones muy alejadas del óptimo global cuando se empleó el software comercial Minos [11] como solver de estos problemas no-lineales. De allí la importancia de construir una formulación que no necesite de cortes de factibilidad como es el método propuesto en el presente trabajo.

Alguacil [3] propone los siguientes cortes de factibilidad:

$$\sum_{n \in N} u_{t,n} \overline{P}t_n + \sum_{r \in R} r_{t,h} \overline{P}h_h \geq D_t + RR_t \quad (4.18)$$

$$\sum_{n \in N} u_{t,n} \underline{P}t_n + \sum_{r \in R} r_{t,h} \underline{P}h_h \leq D_t \quad (4.19)$$

La desigualdad (4.18) indica que la sumatoria de potencias máximas del despacho tiene que ser mayor o igual a la demanda incluyendo la reserva rotante requerida. La desigualdad (4.19) establece que la suma de potencias mínimas debe ser menor que la demanda del sistema.

Si bien estas restricciones tienen mucho sentido en un sistema real (garantizar completamente la cobertura eléctrica), no garantizan la eliminación completa de las infactibilidades. Puede darse el caso de que por el mantenimiento (del parque generador o de líneas de transmisión), la generación de una zona (incluyendo la importación por las líneas) no sea capaz de cubrir completamente la demanda. Ante este escenario, la propuesta de Alguacil fallaría ya que no habría forma de cumplir con las ecuaciones de balance nodal.

4.6 Ejemplos Demostrativos

Con la finalidad de mostrar de una manera intuitiva –abstrayendo la parte matemática - como funcionan los métodos de descomposición propuestos, se presenta a continuación dos ejemplos pequeños.

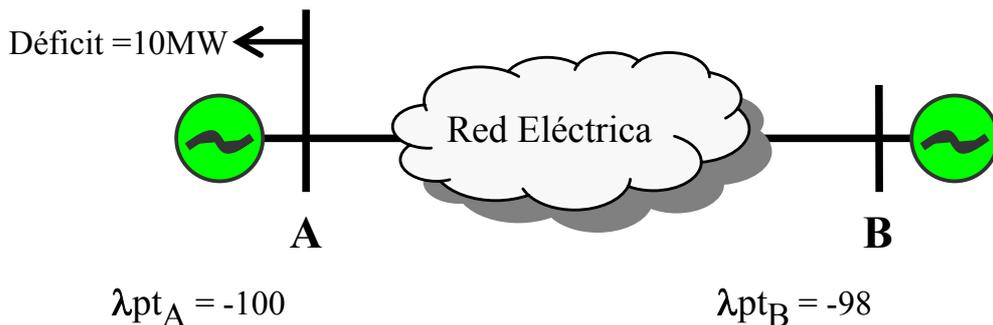
4.6.1 Señal económica para corregir el despacho de potencia activa

Este ejemplo está basado en el segundo método de descomposición desarrollado. Tiene la finalidad de mostrar como los cortes de Benders transmiten una señal económica para que el Problema Maestro minimice el

costo del despacho. Solo se muestra la señal correspondiente a la potencia activa para un subperiodo de 1 hora de duración.

Supóngase que la penalización por déficit de potencia activa = 100 UM/h para un sistema eléctrico con solo 2 generadores térmicos con potencias previamente definidas en la iteración “it-1”.

El Subproblema al minimizar el costo del déficit encontró la solución que se muestra en la Figura 4.4.



Costo de la energía no servida = 10MW x 100UM/MWh = 1000UM/h

Figura 4.4. Resultados del Subproblema del ejemplo propuesto.

Los valores negativos de los multiplicadores de Lagrange indican por ejemplo que un incremento de 1MW en el generador situado en el nodo A produciría una reducción de costos de 100 UM en el Subproblema.

El corte de Benders asociado a este subperiodo tiene la siguiente forma:

$$\alpha \geq \alpha' + \lambda pt_A (pt_A - pt_A^{it-1}) + \lambda pt_B (pt_B - pt_B^{it-1}) \quad (4.20)$$

Donde α' es el valor óptimo del Subproblema (= 1000UM/h).

Remplazando valores en la restricción (4.20) el corte queda definido como:

$$\alpha \geq 1000 - 100(pt_A - pt_A^{it-1}) - 98(pt_B - pt_B^{it-1}) \quad (4.21)$$

Dado que la variable α está presente en la F.O. del Problema Maestro, este intentará minimizarla haciéndola cero.

A continuación se presentan varias posibles soluciones:

- Incrementar 10 MW en el nodo A y cero MW en el nodo B.
- Incrementar 10,204MW en el nodo B (-98*10,204=1000) y cero MW en el nodo A.
- Un incremento intermedio en ambos nodos.

Los cortes de Benders junto con la información de la curva de costos de las unidades de generación permiten al Problema Maestro determinar en que nodo es más barato incrementar la generación para eliminar el costo de la penalización y cubrir completamente la demanda (e.g. por costos puede darse el caso que incrementar 10,204MW en el generador situado en el nodo B sea más barato que incrementar 10MW en el generador situado en el nodo A).

En el caso de la presencia de congestión en la red de transmisión, la diferencia entre los multiplicadores de Lagrange se acentúa mucho más lo que permite al Problema Maestro determinar cual (ó cuales) unidad de generación es la más adecuada para resolver el problema.

En este ejemplo, toda la red eléctrica es “llevada” al Problema Maestro mediante dos señales económicas únicamente (sin importar el número de nodos o líneas modelados).

4.6.2 Señal económica para corregir el despacho de potencia reactiva

Este ejemplo tiene la finalidad de exclusivamente mostrar como se produce la señal económica que permite al Problema Maestro determinar que unidad de generación es la más adecuada para solucionar el problema de déficit de potencia reactiva. Para mayor claridad, el ejemplo está basado en el primer método de descomposición desarrollado y considera un solo subperiodo de 1 hora de duración con la potencia activa totalmente cubierta. Por claridad se asume el subíndice del nodo también como subíndice del generador.

Al igual que el ejemplo anterior, se asume la activación de un generador ficticio por déficit de potencia reactiva en el nodo 1 (el despacho determinado por el Problema Maestro en la iteración previa fue incapaz de cumplir los niveles de tensión exigidos), el cual provoca la distribución de multiplicadores de Lagrange asociados incremento unitario de potencia reactiva en los nodos 1, 2 y 3 que se muestra en la Figura 4.5.

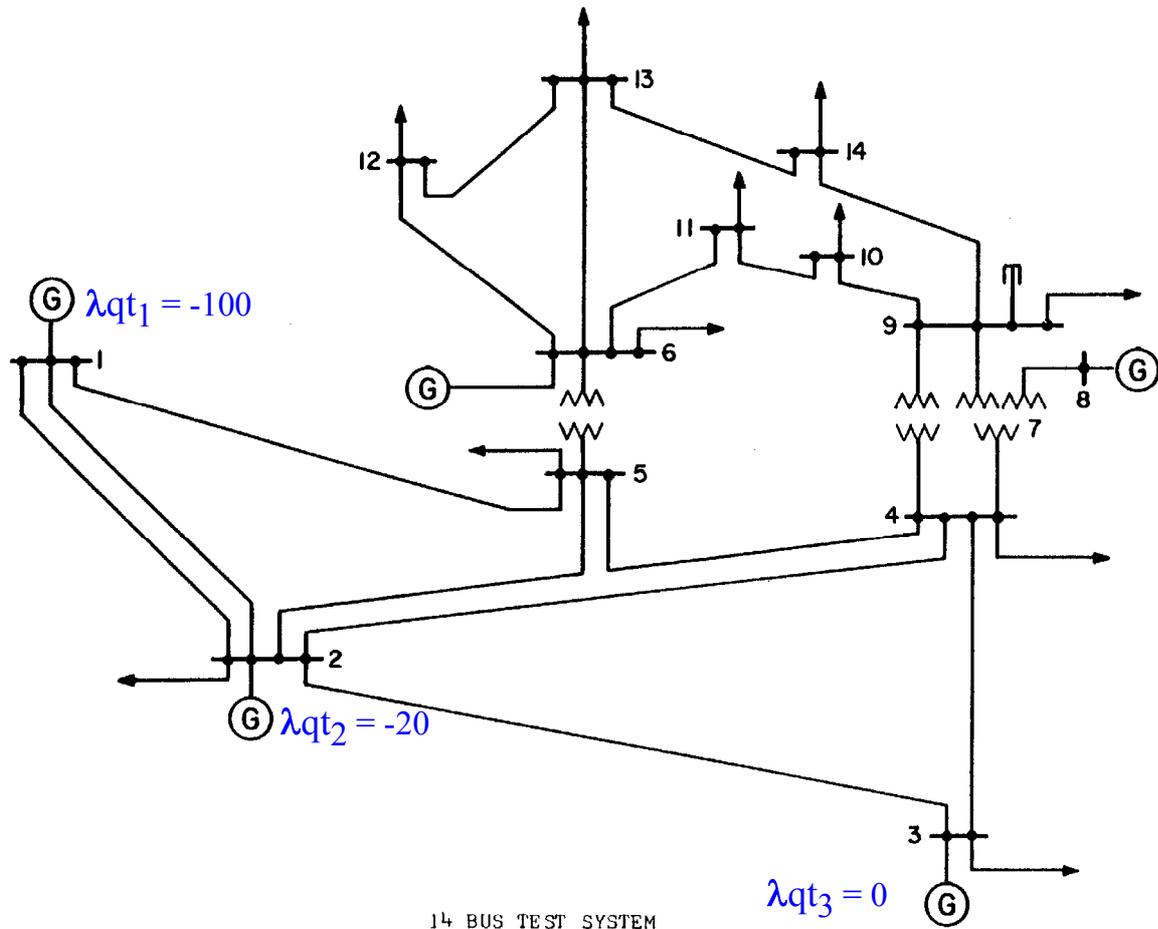


Figura 4.5. Ejemplo activación de unidades por necesidad de potencia reactiva.

El impacto por déficit de potencia reactiva en la FO está dado por el término $R_{\text{aq}} \Delta q_k$ en el Subproblema (4.9). La diferencia significativa que se observa entre los multiplicadores de Lagrange corresponde al hecho que la problemática de bajos niveles de tensión es un fenómeno local¹⁶ que no abarca a toda la red eléctrica.

De los valores observados se desprende que el mayor potencial de cambio (capacidad de solucionar el problema de déficit de potencia reactiva) lo tiene el generador 1 (nodo 1). El caso totalmente opuesto ocurre con el generador 3 (nodo 3) ya que el valor del multiplicador implica que un incremento de potencia reactiva en este nodo no contribuirá en nada a solucionar el déficit presente en el nodo 1 por encontrarse “eléctricamente alejado” del mismo.

¹⁶ Afecta al nodo en problemas y a los nodos vecinos

El valor de estos multiplicadores (λ_{qt_n}) están relacionadas directamente con los multiplicadores correspondientes a las variables u ($u_n = u_n^{it-1} : \lambda_{u_n}$) por intermedio de la restricción (3.7) – $u_n \underline{Q}t_n \leq qt_n \leq u_n \overline{Q}t_n$ – que controla los límites de capacidad de generación de potencia reactiva de cada generador.

El corte de Benders correspondiente a esta parte del problema es:

$$\alpha \geq \alpha' + \sum_{n \in N} \lambda_{u_n} (u_n - u_n^{it-1}) \quad (4.22)$$

En la restricción (4.22), α' corresponde a los costos de las penalizaciones por déficit de potencia reactiva.

El costo de arranque y costos operativos de las unidades térmicas combinados con la información del corte de Benders, le permite al Problema Maestro determinar que generador es el más adecuado para solucionar el déficit de potencia reactiva presente (mejor combinación de costo de arranque, costo operativo y eliminación de las penalizaciones).

Es sumamente importante señalar que estos aspectos (ejemplos descritos) no son tratados de manera aislada en la metodología propuesta. Todos los aspectos son considerados a la vez (déficit de potencia activa, reactiva, congestión, etc.) dentro del Problema Maestro ya que el corte de Benders elaborado contiene toda la información correspondiente a estos aspectos.

4.7 Validación de resultados

Al resolver problemas de optimización es muy importante establecer que tan cercana se encuentra la solución encontrada con el método propuesto con respecto al óptimo global del problema. En métodos como la Relajación Lagrangeana existe lo que se llama *agujero de dualidad* que permite establecer la “distancia” entre la solución primal y la solución dual¹⁷. En la Descomposición Generalizada de Benders existe una forma de calcular la cota superior y la inferior durante el proceso de solución del mismo que justamente se usa para determinar la convergencia de la solución, pero estas cotas no tienen el mismo sentido matemático que en la Relajación Lagrangeana.

¹⁷ Se demuestra que para problemas convexos no existe dicho agujero de dualidad, en otras palabras la solución primal coincide con la dual como es el caso de la programación lineal. En problemas no-convexos si existe dicho agujero.

Para problemas no-lineales no-convexos la DGB garantiza que la solución encontrada es óptima si el Problema Maestro puede encontrar la solución global del mismo y si el Subproblema es convexo. Bajo otras circunstancias puede converger incluso en soluciones que no son óptimos locales [7], [68].

En el presente trabajo, el Problema Maestro, del tipo entero-mixto, es resuelto mediante el solver Cplex con una tolerancia del 0.04% lo que garantiza la calidad de la solución de esta parte del problema. El Subproblema posee ligeras no-convexidades cuando las funciones seno y coseno –presentes en el balance de potencia nodal– cambian de concavidad. Este hecho normalmente no es un problema ya que requeriría grandes diferencias angulares entre nodos adyacentes, lo que no ocurre en sistemas reales. Adicionalmente, el empleo de penalizaciones introducidas en la formulación del problema junto al uso de Programación Cuadrática Secuencial que usa el solver para solucionarlo reducen aun más la posibilidad de aparición de no-convexidades en el Subproblema.

En el capítulo siguiente (quinto) se detallan las pruebas efectuadas usando la metodología propuesta en el presente trabajo. Estas pruebas fueron realizadas sobre tres sistemas eléctricos de diferente dimensión: pequeño, mediano y de gran dimensión. Este hecho obligó a desarrollar comprobaciones específicas de acuerdo a la dimensión (tamaño) del problema los cuales se describen a continuación.

Cuando el problema es de muy pequeña o pequeña dimensión se puede intentar comprobar la calidad de la solución usando algún método de *fuerza bruta* como puede ser la enumeración exhaustiva con respecto a las variables enteras (binarias en este caso) con la finalidad de calcular el óptimo global del problema. En casos de mayor dimensión la aplicación este método se torna imposible por el tiempo de cálculo que tomaría este proceso. Debido a este hecho se realizará este tipo de comprobación solo para las pruebas desarrolladas para el sistema 1 (capítulo 5) de pequeña dimensión.

Para el sistema de mediana dimensión se recurre a un contraste de resultados con el modelo Tulum desarrollado por el IEE.

Para la verificación de los resultados correspondiente al sistema de gran dimensión se recurrió al empleo un modelo sin descomposición al cual se le fijaron previamente las variables binarias a valores conocidos.

Los tres esquemas propuestos se detallan en las secciones siguientes.

4.7.1 Enumeración quasi-exhaustiva

En el primer sistema, a pesar de ser de pequeña dimensión, es sumamente complejo resolver el problema por enumeración exhaustiva. El motivo principal es el tiempo de ejecución requerido y la cantidad de nodos máximos permitidos por el software empleado.

Para el caso de problemas entero-mixto no-lineales el método de enumeración exhaustiva es muy similar a la solución de problemas lineales entero-mixtos: Primero se relajan las condiciones discretas de las variables binarias considerándolas como variables continuas. De esta manera el problema es resuelto mediante algún procedimiento de optimización no-lineal. A esta solución se le llama solución inicial relajada y sirve como cota inferior del problema ya que no puede existir una solución de menor costo que esta.

Si en la solución hallada en el paso 1 todas las variables binarias tienen valores enteros entonces la solución es la óptima y el procedimiento termina. Si la solución posee algunas variables binarias con valor fraccionario se comienza el proceso de ramificación (conocido como *branch and bound* en la literatura inglesa).

La primera solución entera que se encuentra sirve para establecer la cota superior del problema, de esta manera se puede establecer un valor para el error de la solución ya que la cota inferior se va actualizando conforme se avanza en el proceso de ramificación del problema, lo mismo que la cota superior.

El criterio anterior no se pudo aplicar exactamente como está descrito debido a que la cantidad de nodos en el árbol de búsqueda sobrepasó el límite máximo (1000 nodos) del solver usado. Por este motivo y previo análisis del problema del caso de pequeña dimensión, se prefijaron algunas variables binarias donde el valor de las mismas era evidente con la finalidad de reducir el número de nodos del árbol de búsqueda. La Figura 4.6 ilustra el proceso descrito.

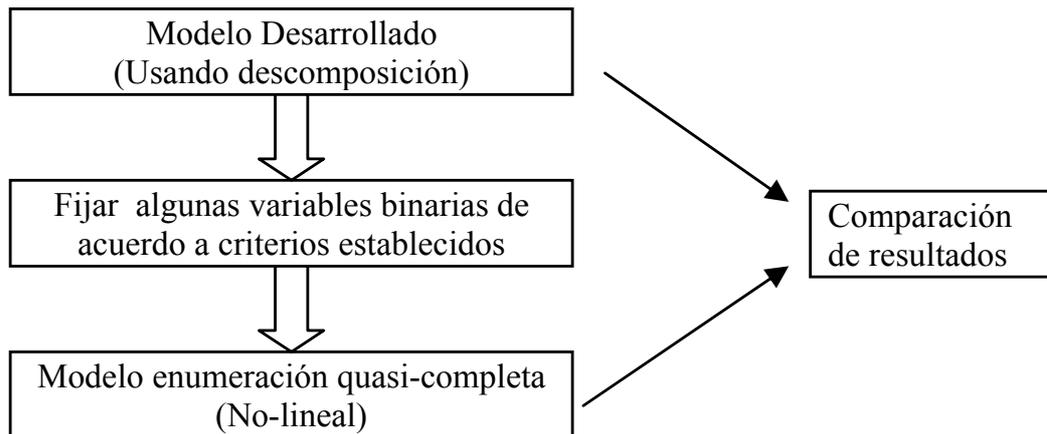


Figura 4.6. Metodología de validación propuesta para casos de pequeña dimensión.

4.7.2 *Contraste con un modelo conocido*

Para los casos de mediana dimensión fue posible realizar una comparación con respecto a los resultados que arroja el modelo Tulum desarrollado por el IEE. La metodología desarrollada en el presente trabajo difiere del enfoque implementado en el modelo Tulum así como el grado de detalle con el que puede ser representada cada central hidráulica pudiendo en este último incluir un mayor detalle de las centrales hidráulicas. Estas características adicionales del modelo Tulum no fueron utilizadas y solo se incluyeron las correspondientes a la modelación implementada en el método propuesto. Los datos de las centrales térmicas si fueron considerados de idéntica manera en ambos modelos. Estas consideraciones permiten realizar una buena comparación del comportamiento de los dos modelos.

4.7.3 *Contraste fijando las variables binarias*

En este caso se hace uso de la propiedad de *convergencia en una iteración* de la DGB descrita previamente. Para esto es necesario construir un Subproblema con estas características. Este Subproblema corresponde al problema original con las variables binarias prefijadas a valores conocidos.

Los valores de estas variables binarias, consideradas óptimas, son tomados de la solución del problema con el método propuesto. Esta consideración se fundamenta en las siguientes observaciones:

- En las iteraciones finales de la solución del problema, el valor de las variables binarias correspondientes al estado de las unidades térmicas no sufren cambios de estado (o cambian muy pocas veces) y su nivel de generación es prácticamente invariable lo que implica que su despacho es casi el óptimo.
- Las variables binarias correspondientes a estas centrales hidráulicas tienen similar comportamiento a las de las unidades térmicas.

- Los mayores reajustes finales corresponden a los niveles de generación de algunas centrales hidráulicas (problema que es tratado en el capítulo siguiente) pero con muy poco impacto en el costo.

Resolver este Subproblema toma un tiempo considerable de cálculo ya que las restricciones de todos los subperiodos como las de flujo de potencia, balances hidráulicos, etc. tienen que resolverse dentro de un único problema de optimización (problema totalmente acoplado). El resultado garantizaría sino el óptimo global del problema uno muy cercano a él¹⁸. La Figura 4.7 describe el proceso a seguir.

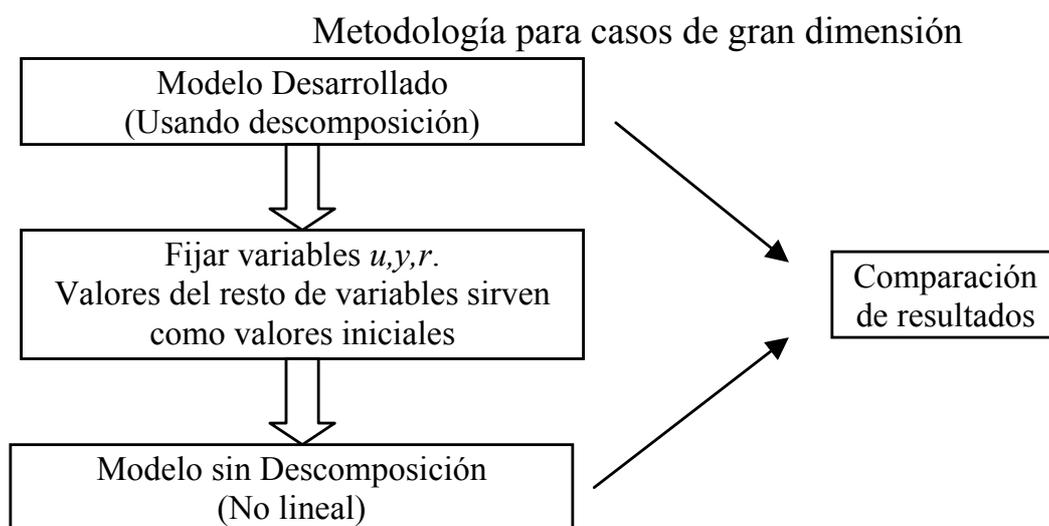


Figura 4.7: Metodología de validación propuesta para los sistemas de gran dimensión

Se opta por esta estrategia dado que es impracticable considerar técnicas como enumeración completa para el caso de sistemas reales por los enormes tiempos de cálculo que se requerirían.

¹⁸ Esto se debe a que una representación no-lineal totalmente acoplada del problema tiene la ventaja que permite determinar el punto de operación óptimo con mayor exactitud que una representación lineal de mismo.

5 Resultados.

En este capítulo se presentan los principales resultados obtenidos y su análisis con la metodología desarrollada aplicada a tres sistemas eléctricos de diferente dimensión. El primero de pequeña dimensión –ficticio- permite hacer comprobaciones exhaustivas, y el segundo y el tercero son reales similares a sistemas latinoamericanos con el fin de realizar diferentes pruebas comparativas con el modelo Tulum del IEE y también comprobaciones de precisión, tiempos de cálculo y características de convergencia. Se pretende analizar características y comportamientos específicos del método desarrollado en relación con el DEHCP principalmente a nivel diario. Adicionalmente se presenta también resultados de la aplicación del procedimiento implementado al planeamiento a nivel semanal utilizando como base un sistema muy similar a uno centroamericano diferente al anteriormente señalado.

Las comparaciones y análisis están destinados a determinar:

- La optimalidad de la solución. La solución conjunta de la problemática de la potencia activa y reactiva. Particularmente esta última no debe ser un aspecto aislado en la solución del problema, sino que debe ser la más económica posible, por eso es necesario comprobar la calidad de la misma.
- La habilidad del método para despachar unidades de generación por necesidad de potencia reactiva. Es de particular interés de este trabajo comprobar el impacto de una modelación de flujo de potencia completo sobre el despacho económico.
- El efecto de la dimensionalidad del problema. Con la finalidad de obtener conclusiones más profundas sobre todo en lo referido a la aplicabilidad práctica del método desarrollado, es necesario determinar como influye el tamaño del problema en aspectos tales como el tiempo de cálculo de la solución y la precisión del mismo.
- La convergencia del método. Es necesario establecer el comportamiento del método propuesto respecto de las características de convergencia, principalmente respecto de su robustez y cantidad de iteraciones.
- Impacto de la hidrología. Algunos métodos de descomposición trabajan relativamente bien bajo ciertas condiciones hidrológicas, pero cuando se alcanzan situaciones límites presentan problemas. Debido a este hecho es importante verificar el impacto de la proporción de la generación hidráulica sobre el proceso de optimización desarrollado.

En la parte final del capítulo se detallan las técnicas aceleradoras desarrolladas con la finalidad de lograr menores tiempos de ejecución para una aplicación práctica.

La metodología que se utiliza para los análisis descritos se basan en: Realizar pruebas autosuficientes que consiste en verificar la razonabilidad de los resultados, realizar comparaciones con métodos quasi-exhaustivos y finalmente realizar comparaciones con el modelo Tulum del IEE. Este último, si bien adolece de limitaciones señaladas en el capítulo 4, es una referencia concreta de un modelo que ha sido implementado en varias ocasiones.

Los tres sistemas eléctricos que fueron utilizados para las pruebas efectuadas y el tipo de análisis efectuados se resumen a continuación:

Sistema 1: Pequeña dimensión.

Está compuesto de una central hidroeléctrica controlable, tres unidades térmicas y una red de transmisión de 9 nodos con 9 líneas. El periodo de estudio es de un día completo dividido en 24 subperiodos. En el se analiza en detalle el impacto de pasar de una modelación de flujo de potencia DC a uno AC incluyendo la verificación de la calidad de la solución referido a la optimalidad de la misma sobre la base de un método de cálculo quasi-exhaustivo.

Sistema 2: Mediana dimensión.

Representa al sistema interconectado eléctrico peruano centro norte (SICN) del año 2000 con una demanda máxima del orden de 2200MW. Este sistema fue modelado mediante 9 embalses, 12 centrales hidráulicas asociadas a estos embalses, 22 unidades térmicas, la red eléctrica modelada mediante de 61 nodos con 103 líneas de transmisión y 4 SVC's. El periodo de estudio es de un día dividido en 48 subperiodos de media hora cada uno.

Los principales análisis que se realizan son:

- Comprobar el impacto de la variación del porcentaje de generación hidráulica (alta o baja hidrología).
- Observar el impacto en el costo de operación debido a la consideración de restricciones como la capacidad de transmisión y los límites de las tensiones en los nodos.
- Efectuar la validación de los resultados con el método propuesto en el capítulo 4 sección 4.7.3.

- Finalmente, comparar los resultados del método propuesto con la de un modelo existente desarrollado por el IEE en lo referido a la calidad de la solución (costo) y tiempo de cálculo del proceso de optimización.

Sistema 3: Gran Dimensión.

Se puede considerar de gran dimensión y representa al sistema interconectado eléctrico nacional peruano (SINAC) del año 2003 con una máxima demanda del orden de 3.000MW. Este sistema fue modelado¹⁹ mediante 12 embalses, 16 centrales hidráulicas asociadas a estos embalses y 38 unidades térmicas. La red eléctrica está modelada mediante 93 nodos con 147 líneas de transmisión y 5 SVC's. Al igual que el sistema anterior, el periodo de estudio es de un día dividido en 48 subperiodos de media hora. Este caso se utiliza para realizar los siguientes análisis:

- Determinar el impacto en el costo debido a la activación de restricciones como la capacidad máxima de las líneas de transmisión y los límites de las tensiones en los nodos.
- Efectuar la validación de los resultados con el método propuesto en el capítulo 4 sección 4.7.3. con la finalidad de observar el impacto de la dimensionalidad del problema en la calidad de la solución.
- Determinar el impacto de la dimensionalidad del problema en el tiempo de ejecución.

5.1 Análisis de resultados utilizando el Sistema 1

Los datos del sistema 1 (pequeña dimensión) se resumen en las tablas 5.1 a 5.4, como así también en la figura 5.1 se presenta el esquema unifilar del mismo. El horizonte de estudio de un día está dividido en 24 periodos de 1 hora cada uno. En el flujo de potencia AC no se incluyen las pérdidas transversales de la red con la finalidad de realizar una comparación directa con los resultados de una modelación mediante flujo de potencia en DC con pérdidas no lineales²⁰ usada en la referencia [3]. Adicionalmente no se consideró la capacidad de generar potencia reactiva con la unidad hidráulica con la finalidad de mostrar más claramente el arranque de unidades térmicas de generación por necesidad de potencia reactiva o control de tensión. Los límites de tensión para el caso AC se fijaron en 1,1pu y 0,95pu en todos los nodos.

¹⁹ El nivel de detalle modelado de la generación hidráulica y térmica es el mismo que usa el organismo encargado de la elaboración del despacho (COES). La red eléctrica que es modelada por el COES mediante flujo de potencia DC con 10 nodos y 7 líneas sin considerar las pérdidas [18].

²⁰ En el caso que se hubiera incluido las pérdidas transversales, las pérdidas totales hubieran sufrido un incremento. Para incluir este efecto en un modelo en DC es necesario estimar estas pérdidas e incluirlas como dato en la demanda.

Barra Inicio	Barra Final	Capacidad [MW]	Resistencia [Ohm]	Reactancia [Ohm]
N4	N1	250	7,47	40,67
N4	N5	250	6,73	44,54
N6	N5	300	8,17	55,00
N3	N6	250	0,82	5,13
N6	N7	250	17,76	103,26
N7	N8	150	7,66	64,13
N8	N2	150	0,83	5,13
N8	N9	250	7,90	64,37
N9	N4	250	8,17	55,00

Tabla 5.1. Datos de las líneas.

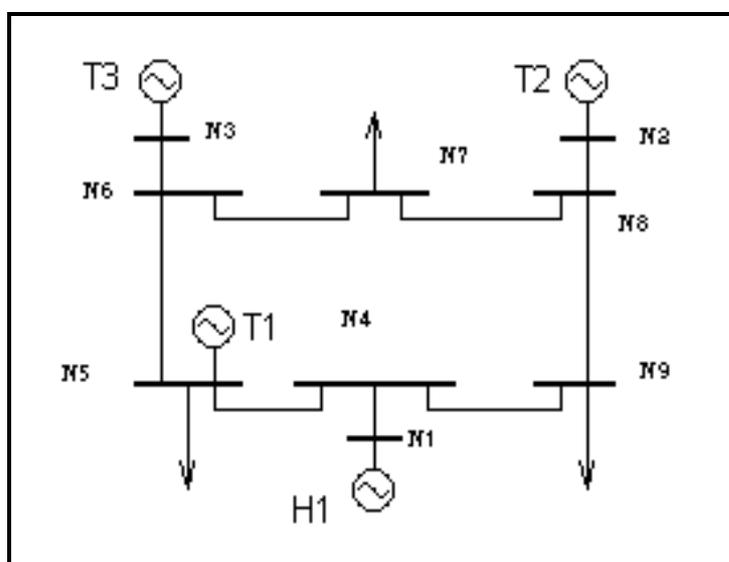


Figura 5.1. Unifilar de la red.

Unidad	Potencia Activa		Potencia Reactiva		Tiempo mínimo operación [h]	Costo de arranque [UM]	Coeficientes de la curva de costos		
	Mínima [MW]	Máxima [MW]	Mínima [MVar]	Máxima [MVar]			A [UM/MW ² h]	B [UM/MWh]	C [UM]
T1	10	250	-100	100	6	1500	0,110	5	150
T2	10	300	-100	100	6	2000	0,150	6	1200
T3	10	270	-100	100	6	3000	0,123	1	335

Tabla 5.2. Datos de las unidades térmicas.

Volúmenes [x1000m ³]		Central Hidráulica	
Máximo	450	Caudal ingreso [m ³ /s]	25
Mínimo	50	Potencia máxima [MW]	240
Inicial	250	Potencia mínima [MW]	30
Final	260,7	Constante conversión energética [MW/m ³ /s]	3,846

Tabla 5.3. Datos de la central hidráulica.

Nodo	N5	N7	N9	N5	N7	N9
Hora	Activa [MW]			Ractiva [MVar]		
1	70,7	78,5	98,2	23,6	27,5	39,3
2	65,9	73,2	91,5	22,0	25,6	36,6
3	66,0	73,3	91,6	22,0	25,6	36,6
4	63,0	70,0	87,5	21,0	24,5	35,0
5	63,4	70,5	88,1	21,1	24,7	35,2
6	68,7	76,4	95,4	22,9	26,7	38,2
7	68,3	75,9	94,9	22,8	26,6	38,0
8	69,7	77,4	96,7	23,2	27,1	38,7
9	69,6	77,4	96,7	23,2	27,1	38,7
10	72,7	80,8	101,0	24,2	28,3	40,4
11	72,3	80,4	100,5	24,1	28,1	40,2
12	75,3	83,6	104,5	25,1	29,3	41,8
13	73,8	82,0	102,5	24,6	28,7	41,0
14	71,6	79,5	99,4	23,9	27,8	39,8
15	71,4	79,3	99,1	23,8	27,8	39,7
16	71,7	79,7	99,6	23,9	27,9	39,8
17	71,4	79,4	99,2	23,8	27,8	39,7
18	70,9	78,8	98,5	23,6	27,6	39,4
19	85,6	95,1	118,9	28,5	33,3	47,6
20	89,2	99,1	123,9	29,7	34,7	49,6
21	90,0	100,0	125,0	30,0	35,0	50,0
22	86,7	96,3	120,4	28,9	33,7	48,2
23	77,2	85,8	107,3	25,7	30,0	42,9
24	72,4	80,5	100,6	24,1	28,2	40,2

Tabla 5.4. Demanda activa y reactiva.

5.1.1 Despacho considerando una modelación de flujo DC

La Tabla 5.5 muestra el despacho obtenido usando el método de descomposición propuesto pero considerando una modelación DC del problema. Las pérdidas están modeladas usando aproximación de coseno [3]. Como era de esperarse, la operación de las unidades térmicas resulta uniforme (Figura 5.2) mientras que la central hidráulica sigue el perfil de la demanda obteniéndose un costo de operación para el día de 66.664 UM en 12 iteraciones con un error de convergencia de 0,33% en 74 segundos de tiempo de cálculo. Este resultado se usa como referencia para comparar el efecto de incluir una modelación AC de la parte eléctrica del problema.

Hora	Despacho [MW]				Demanda [MW]	Pérdidas [MW]	Volumen Embalse [x1000m ³]
	Hidro	T1	T2	T3			
1	80,1	82,9		89,6	247,4	5,2	250
2	85,1	71,0		79,2	230,7	4,6	265
3	73,6	77,1		84,5	230,8	4,4	275
4	66,5	75,3		82,9	220,6	4,1	297
5	49,2	85,3		91,6	222,0	4,1	324
6	81,8	78,2		85,5	240,5	4,9	368
7	77,3	79,8		86,9	239,2	4,8	382
8	83,7	78,9		86,2	243,8	5,0	399
9	84,7	78,4		85,7	243,7	5,1	411
10	96,0	78,3		85,7	254,4	5,6	422
11	102,2	74,5		82,3	253,2	5,8	422
12	102,4	80,0		87,2	263,4	6,2	416
13	96,7	80,2		87,3	258,4	5,8	410
14	89,6	79,5		86,7	250,5	5,3	410
15	78,4	85,1		91,6	249,9	5,2	416
16	89,6	79,8		86,9	251,0	5,3	433
17	89,5	79,3		86,5	250,0	5,3	439
18	90,8	77,7		85,1	248,2	5,4	445
19	137,0	82,1		89,2	299,7	8,6	450
20	132,4	91,4		97,3	312,2	8,9	412
21	162,6	77,5		85,2	315,0	10,3	378
22	137,6	83,9		90,7	303,5	8,7	316
23	105,7	82,1		89,0	270,3	6,5	277
24	115,3	67,8		76,5	253,5	6,1	268

Tabla 5.5. Despacho considerando la red de transmisión modelada en DC con pérdidas no lineales.

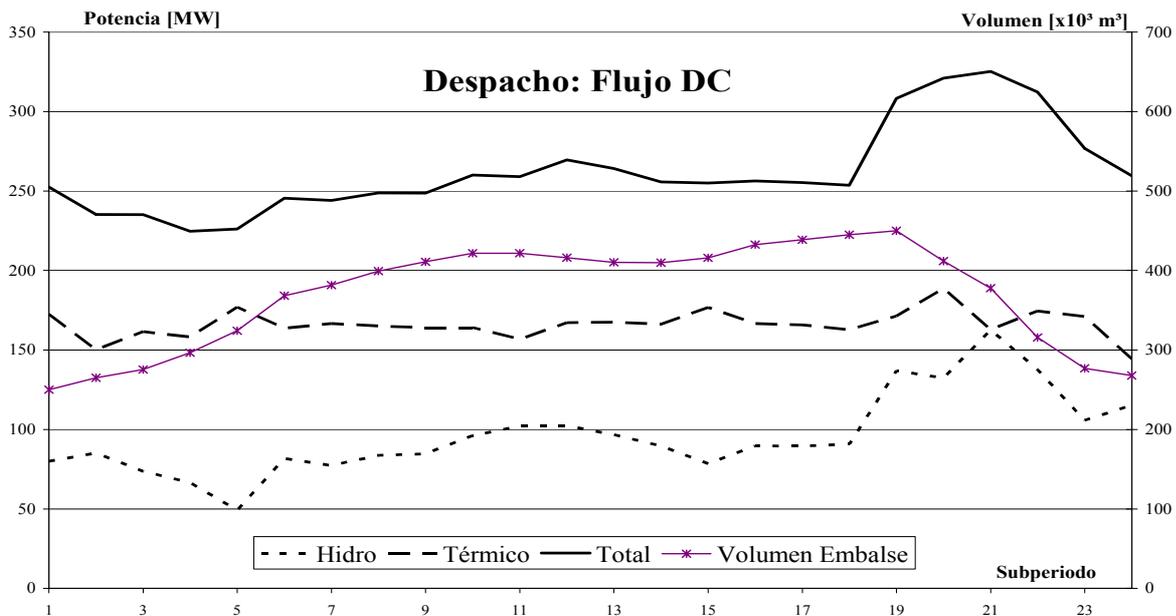


Figura 5.2. Despacho considerando la red modelada en DC.

Es interesante observar que el despacho calculado responde lógicamente y coincidentemente con el análisis del marco teórico del problema: La central hidráulica acumula agua en las horas de baja demanda y lo utiliza en las horas de mayor demanda. Desde la hora 1 a la 19 se observa un proceso de llenado del embalse hasta alcanzar su límite máximo, a partir del cual comienza a disminuir debido a la mayor generación hidráulica requerida. La generación térmica tiene un perfil relativamente uniforme coincidente con los principios teóricos. Se observa un incremento en las pérdidas en los periodos de mayor demanda debido naturalmente al incremento del flujo de potencia por las líneas.

5.1.2 Comprobación resultados con flujo de potencia AC

Si bien la demanda de potencia activa puede ser cubierta con la central hidráulica y con dos de las unidades térmicas para el ejemplo propuesto, sin embargo, con esta generación despachada no se puede satisfacer los niveles de tensión requeridos en algunos nodos tal como se mostrará más adelante.

Normalmente el resultado de un modelo de despacho es revisado por los ingenieros despachadores quienes determinan si son necesarias modificaciones o correcciones debido a restricciones que no están incluidas en dicho modelo, como es el modelamiento AC del problema. Es así que con este despacho –considerado preliminar – se comprueba su factibilidad mediante un OPF para cada subperiodo considerado. Esto obedece a la necesidad de verificar de manera realista la operación prevista del sistema a la vez que se minimiza el costo o las pérdidas en cada subperiodo. La generación hidráulica se considera invariable, absorbiendo las centrales térmicas las desviaciones de potencia activa que surjan de pasar de un resultado de flujo de potencia DC a uno AC [75].

Este procedimiento “tradicional” de verificación/corrección del despacho fue ampliado en el presente trabajo, de manera que también permita un reacomodamiento de la generación hidráulica **pero manteniendo en operación solo las unidades de generación previamente despachadas.**

Se optimizó nuevamente la operación considerando ahora una modelación completa del flujo de potencia (unidad T2 no disponible) con la finalidad de observar los cambios en el despacho al pasar de una modelación DC a una AC del resultado anterior (sección 5.1.1). Durante esta prueba se estableció

como límite máximo²¹ de tensión en las barras 1,1pu y no se estableció un límite mínimo.

El despacho fue obtenido después de 7 iteraciones (Tabla 5.6) con un costo de 67.333 UM. Se observa que con el parque generador previamente despachado (usando una modelación DC del flujo de potencia), el sistema es incapaz de alcanzar el límite inferior de tensión exigido para los nodos N2, N7, N8 y N9 (Tabla 5.7) en las horas de máxima demanda.

Hora	Despacho Activa [MW]				Despacho Reactiva [MVar]				Demanda [MW]	Pérdidas [MW]	Volumen [x1000m ³]
	Hidro	T1	T2	T3	Hidro	T1	T2	T3			
1	88,9	78,6		86,0		88,5		39,4	247,4	6,1	250
2	52,5	88,6		94,6		80,2		34,8	230,7	5,0	257
3	77,6	75,4		83,1		80,6		35,3	230,8	5,3	298
4	60,0	79,0		86,2		75,7		32,7	220,6	4,6	315
5	54,8	82,6		89,3		76,4		32,9	222,0	4,7	349
6	83,8	77,5		85,0		85,1		37,7	240,5	5,8	388
7	88,2	74,4		82,4		84,9		37,5	239,2	5,8	399
8	75,0	83,9		90,6		86,2		38,2	243,8	5,7	407
9	89,3	76,4		84,1		86,9		38,6	243,7	6,1	426
10	94,5	79,6		87,0		92,2		41,2	254,4	6,7	433
11	97,8	77,2		84,8		91,9		41,0	253,2	6,6	434
12	97,8	82,9		89,9		96,6		43,5	263,4	7,2	433
13	105,2	76,3		84,1		95,1		42,5	258,4	7,2	431
14	91,5	79,0		86,4		90,1		40,2	250,5	6,4	423
15	86,0	81,5		88,6		89,5		39,9	249,9	6,2	427
16	91,6	79,2		86,6		90,4		40,3	251,0	6,4	437
17	91,5	78,8		86,2		89,9		40,1	250,0	6,5	441
18	91,2	77,9		85,4		89,1		39,7	248,2	6,3	445
19	137,0	83,5		90,4		100,0		77,4	299,7	11,2	450
20	152,3	83,1		90,1		100,0		94,7	312,2	13,3	412
21	143,9	88,9		95,3		100,0		94,3	315,0	13,1	359
22	146,6	80,8		88,1		100,0		84,1	303,5	12,0	315
23	113,4	78,8		86,2		100,0		47,5	270,3	8,1	267
24	97,5	77,5		85,1		92,0		41,1	253,5	6,6	251

Tabla 5.6. Despacho considerando la red modelada en AC sin considerar T2 (tomando como base el despacho en DC)

Una mejora de los niveles de tensión no es factible ya que la unidad T2 alcanzó su capacidad máxima de generación de reactivo y no se puede recurrir a la reserva de reactivo del generador T3 debido a que el nodo N3

²¹ De manera previsible el algoritmo de optimización eleva los niveles de tensión con la finalidad de reducir el costo de operación debido a una reducción de las pérdidas por una menor circulación de corriente. Si no se impone este límite superior se podrían sobrepasar los límites operativos de los nodos de generación especialmente aquellos con reserva de reactivos.

donde se ubica este generador ya alcanzó su límite operativo máximo. Si no se hubiese impuesto este límite superior, el algoritmo de optimización hubiese continuado elevando la tensión hasta agotar la reserva de potencia reactiva por los motivos previamente expuestos.

Hora	Tensión en las barras [pu]								
	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9
19	1,023	0,937	1,100	1,008	1,079	1,091	0,948	0,937	0,926
20	1,005	0,917	1,100	0,990	1,067	1,090	0,932	0,917	0,903
21	1,005	0,917	1,100	0,990	1,068	1,090	0,931	0,917	0,903
22	1,016	0,930	1,100	1,001	1,074	1,091	0,943	0,930	0,917

Tabla 5.7. Perfil de tensiones correspondiente al despacho DC, nodos N2, N7, N8 y N9 fuera de rango.

Con este caso se demuestra que un despacho obtenido con una modelación DC puede producir soluciones no aplicables que requieren correcciones post-despacho debido al déficit de potencia reactiva.

5.1.3 *Despacho considerando una modelación de flujo de potencia AC*

El problema original es ahora resuelto aplicando la primera de las variantes de descomposición propuesta (sección 4.2) considerando la totalidad de las restricciones del sistema (límites inferiores y superiores de la tensión 0.95 y 1.1pu respectivamente). Los resultados se muestran en la Tabla 5.8 y se aprecia que la unidad térmica T2 es ahora incluida en el despacho en los periodos de máxima demanda debido a la necesidad de cumplir con los límites de tensión impuestos al sistema (Tabla 5.9). El algoritmo requirió de 15 iteraciones (57 segundos de CPU) para lograr la convergencia con un error del 0,36% con un costo operativo de 73.435 UM.

En la Figura 5.3 se observa ahora que la generación hidráulica modula menos en las horas de mayor demanda y que la generación térmica es bastante uniforme excepto en las horas de mayor demanda. Este hecho se debe a que por la necesidad de soporte de potencia reactiva se despacharon forzosamente las tres unidades térmicas en dichas horas, lo que encarece el costo del despacho y obliga a las mismas a operar en conjunto con un mayor nivel de generación total que en aquellas horas donde solo es suficiente dos unidades térmicas. Téngase presente que las curvas de costo de generación son cuadráticas y que el costo de generación de la unidad T2 es sensiblemente mayor que el de T1 y T3. También se observa una reducción significativa de las pérdidas en las horas de mayor demanda debido principalmente a la mejor distribución de los flujos de potencia y soporte de potencia reactiva.

Hora	Despacho Activa [MW]				Despacho Reactiva [MVar]				Demanda [MW]	Pérdidas [MW]	Volumen [x1000m ³]
	Hidro	T1	T2	T3	Hidro	T1	T2	T3			
1	101,7	71,9		80,2		89,7		39,8	247,4	6,4	250
2	81,6	73,2		81,2		80,7		35,4	230,7	5,3	245
3	82,1	73,0		81,0		80,8		35,5	230,8	5,3	258
4	70,9	73,2		81,2		75,9		33,0	220,6	4,6	272
5	74,3	72,2		80,3		76,7		33,3	222,0	4,7	295
6	92,9	72,7		80,8		85,8		38,0	240,5	5,9	316
7	89,9	73,5		81,6		85,0		37,6	239,2	5,8	319
8	92,3	74,8		82,7		87,2		38,7	243,8	6,0	325
9	94,6	73,6		81,6		87,4		38,7	243,7	6,1	328
10	104,0	74,7		82,6		93,1		41,6	254,4	6,9	330
11	103,1	74,4		82,4		92,5		41,2	253,2	6,7	322
12	113,8	74,6		82,6		98,5		44,1	263,4	7,6	316
13	110,0	73,8		81,9		95,7		42,7	258,4	7,3	299
14	100,6	74,2		82,2		91,0		40,5	250,5	6,6	286
15	100,0	74,2		82,2		90,6		40,3	249,9	6,5	282
16	102,3	73,7		81,7		91,4		40,7	251,0	6,7	278
17	93,0	55,9	39,0	65,9		50,5	55,4	8,6	250,0	3,8	273
18	60,9	67,2	47,4	75,7		48,5	53,7	7,4	248,2	3,0	276
19	95,6	74,2	53,0	81,9		61,5	67,7	11,1	299,7	5,0	309
20	102,6	76,4	54,8	83,9		64,9	71,2	12,0	312,2	5,5	309
21	110,6	74,5	53,4	82,3		66,3	72,4	12,4	315,0	5,8	303
22	99,0	74,4	53,2	82,1		62,6	68,8	11,4	303,5	5,2	290
23	124,3	73,1		81,2		100,0		49,8	270,3	8,4	287
24	107,6	72,3		80,5		93,1		41,5	253,5	6,9	261

Tabla 5.8. Despacho considerando la metodología propuesta con una modelación AC del flujo de potencia.

Hora	Tensión en las barras [pu]								
	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9
19	1,087	1,100	1,100	1,076	1,100	1,098	1,054	1,093	1,043
20	1,086	1,100	1,100	1,074	1,100	1,098	1,052	1,092	1,040
21	1,086	1,100	1,100	1,074	1,100	1,098	1,051	1,092	1,039
22	1,087	1,100	1,100	1,075	1,100	1,098	1,053	1,093	1,042

Tabla 5.9. Perfil de tensiones, todas las barras están dentro de los límites.

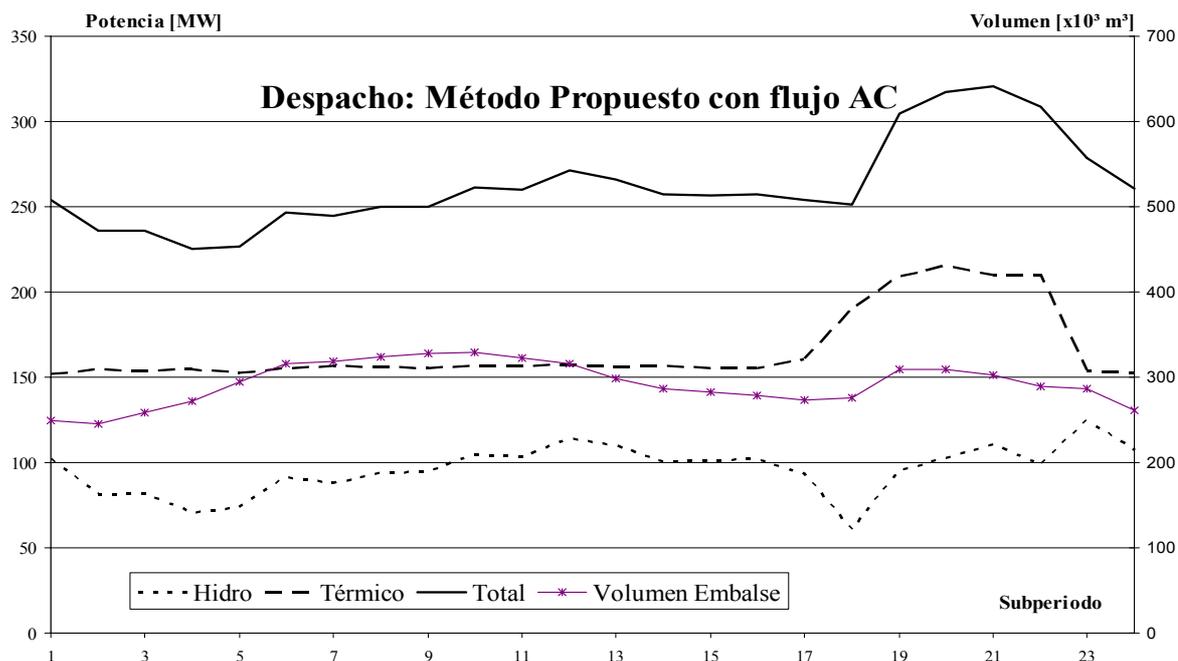


Figura 5.3. Despacho con todas las restricciones aplicando la metodología propuesta

Por otro lado, como el volumen del embalse de la central hidráulica no alcanza ningún límite extremo, se verifica la uniformidad en el costo marginal para todos los subperiodos considerados. Véase el ejemplo del costo marginal en el nodo de generación N1, Tabla 5.10. De allí la explicación que con 2 o con 3 unidades térmicas en operación, estas generen a casi el mismo costo marginal en todos los subperiodos.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Costo Marginal	20,2	20,7	20,6	20,8	20,6	20,5	20,7	21,0	20,7	20,8	20,8	20,7

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Costo Marginal	20,6	20,7	20,8	20,6	16,9	19,6	20,8	21,2	20,7	20,8	20,2	20,3

Tabla 5.10. Costo marginal en el nodo de generación (hidráulica) N1.

Convergencia del Método

No se observaron problemas de convergencia. En el Figura 5.4 se observa que el método sigue el marco teórico de la DGB, es decir, la cota inferior es monótonamente creciente mientras que la superior no necesariamente es decreciente. Las variaciones bruscas en las iteraciones iniciales de la cota superior se deben a que el Problema Maestro contiene muy poca información (pocos cortes de Benders) del Subproblema (donde se encuentra la información de la demanda y la red de transmisión) y calcula despachos que provocan la activación de las variables de holgura penalizadas. Conforme los cortes de Benders comienzan a delimitar la región operativa final, estos cambios bruscos desaparecen.

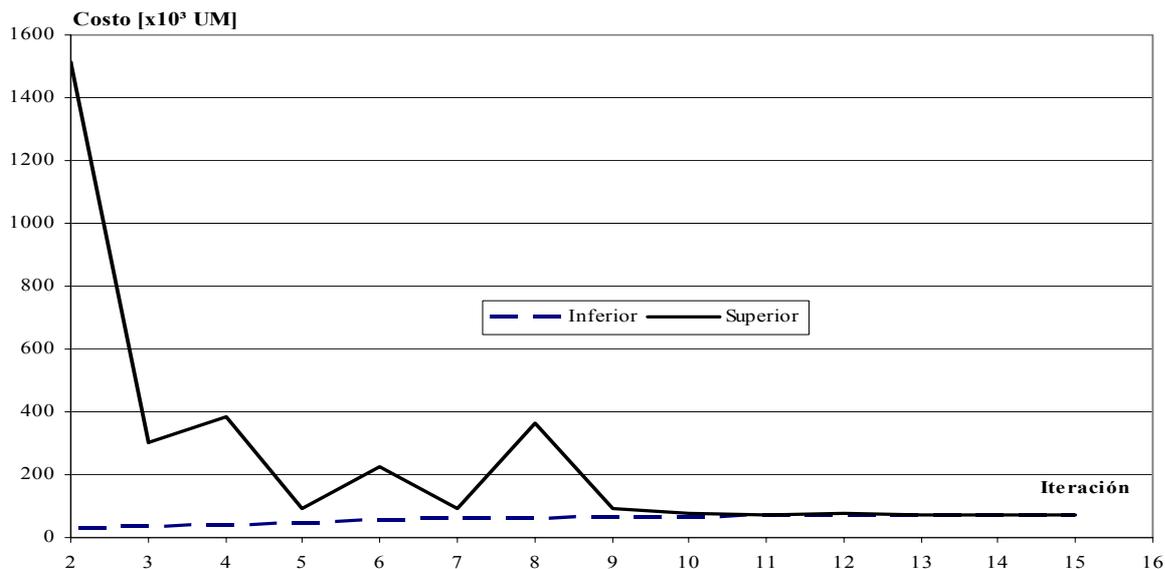


Figura 5.4. Evolución de las cotas de la solución.

5.1.4 Despacho considerando enumeración quasi-exhaustiva

Como se describió en el capítulo anterior, para localizar el óptimo global del problema, se crea un modelo del mismo totalmente acoplado, es decir sin aplicar ninguna descomposición y se busca la solución mediante la técnica de *Branch and Bound*. Para determinar el valor de las variables binarias, este método procede de manera similar a la resolución de un problema lineal entero mixto. La diferencia radica que en cada nodo del árbol de búsqueda es resuelto un problema no-lineal totalmente acoplado. Por la limitación en la cantidad máxima del número de nodos a explorar de la herramienta usada (1000 como máximo), el espacio de búsqueda tuvo que ser reducido fijando algunas variables binarias que, analizadas previamente, se determinó sus valores. Se procedió de la siguiente manera:

- Las variables binarias correspondientes a la central hidráulica y a las unidades térmicas T1 y T3 se fijaron en 1 (en servicio) para todos los periodos ya que se determinó que estas tres centrales siempre resultaban en operación.
- Se procedió a optimizar el problema integral mediante la enumeración completa de las variables binarias restantes (T2).
- El resultado obtenido es el óptimo global del problema.

En la Figura 5.5 se puede apreciar que la primera solución entera que cumple con todas las restricciones fue encontrada después de evaluar 152 nodos. La Tabla 5.11 muestra el despacho encontrado con un costo de 72.619 UM después de evaluar 216 nodos del árbol de búsqueda en 634 segundos de CPU.

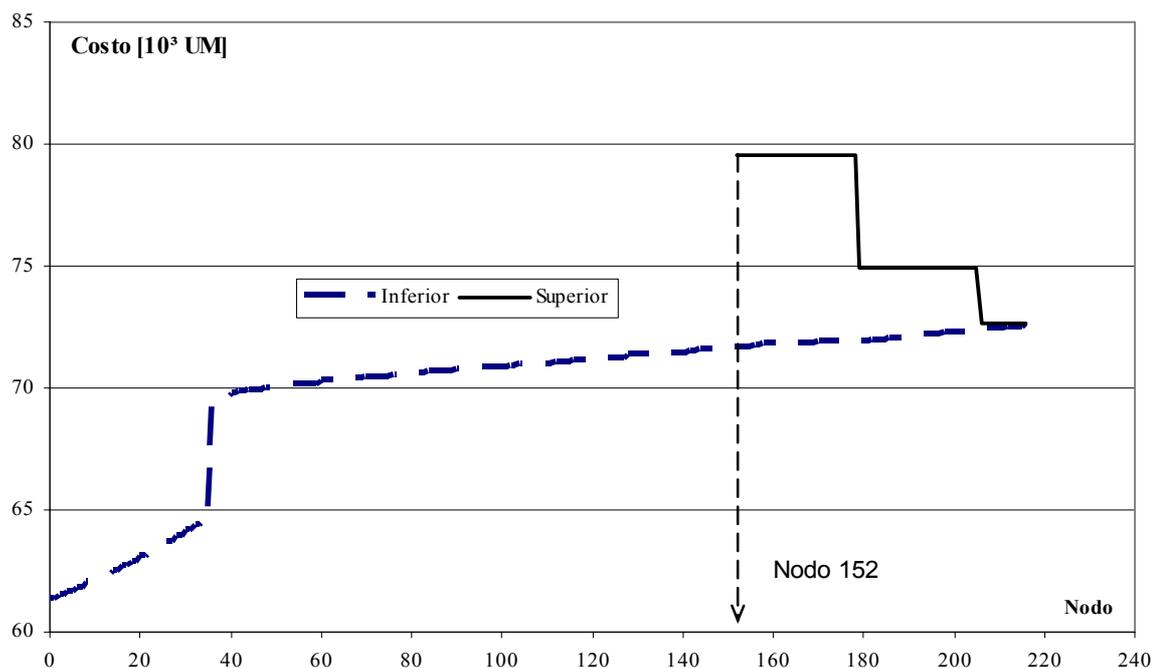


Figura 5.5. Evolución de cotas de la solución en enumeración cuasi-exhaustiva.

Hora	Despacho Activa [MW]				Despacho Reactiva [MVar]				Demanda [MW]	Pérdidas [MW]	Volumen [x1000m ³]
	Hidro	T1	T2	T3	Hidro	T1	T2	T3			
1	100,4	71,8		80,1		82,2		38,6	247,4	4,9	250
2	83,4	71,6		79,9		75,8		34,7	230,7	4,2	246
3	83,6	71,6		79,9		75,9		34,8	230,8	4,2	258
4	73,3	71,5		79,7		72,2		32,4	220,6	3,9	270
5	74,7	71,6		79,7		72,7		32,8	222,0	4,0	291
6	93,4	71,7		80,0		79,5		37,0	240,5	4,6	311
7	92,1	71,7		80,0		79,0		36,7	239,2	4,6	314
8	96,7	71,8		80,0		80,8		37,8	243,8	4,8	318
9	96,6	71,8		80,0		80,8		37,8	243,7	4,8	317
10	107,5	71,9		80,2		85,0		40,4	254,4	5,2	317
11	106,3	71,9		80,2		84,5		40,1	253,2	5,2	306
12	116,7	72,0		80,3		88,7		42,6	263,4	5,6	297
13	111,6	71,9		80,3		86,7		41,3	258,4	5,4	277
14	103,5	71,8		80,1		83,4		39,4	250,5	5,0	263
15	102,9	71,8		80,1		83,2		39,2	249,9	5,0	256
16	104,1	71,9		80,1		83,6		39,5	251,0	5,1	250
17	103,1	71,8		80,1		83,3		39,3	250,0	5,0	242
18	101,2	71,8		80,1		82,5		38,8	248,2	4,9	236
19	100,0	72,0	51,4	80,1		56,4	65,9	11,2	299,7	3,7	280
20	112,4	72,1	51,6	80,2		58,9	69,3	12,3	312,2	4,1	276
21	115,1	72,2	51,6	80,3		59,5	70,0	12,6	315,0	4,2	261
22	103,7	72,0	51,4	80,1		57,1	66,9	11,6	303,5	3,8	243
23	71,0	71,7	50,9	79,7		50,8	58,4	8,7	270,3	3,0	236
24	54,4	71,6	50,6	79,5		47,9	54,3	7,4	253,5	2,7	260

Tabla 5.11. Despacho considerando una búsqueda cuasi-exhaustiva para encontrar el óptimo global de problema.

Se observa que el despacho calculado y las tensiones (Tabla 5.12) son muy similares a las que se obtienen usando el método de descomposición propuesto (Tabla 5.8). En ambos casos se despacha correctamente la unidad T2 por necesidad de soporte de potencia reactiva pero desplazada ligeramente en el tiempo.

Hora	Tensión en las barras [pu]								
	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9
19	1,080	1,100	1,100	1,080	1,100	1,098	1,054	1,093	1,045
20	1,080	1,100	1,100	1,080	1,100	1,098	1,052	1,093	1,043
21	1,080	1,100	1,100	1,080	1,100	1,098	1,052	1,092	1,042
22	1,080	1,100	1,100	1,080	1,100	1,098	1,054	1,093	1,045

Tabla 5.12. Caso 1: Perfil de tensiones considerando una búsqueda quasi-exhaustiva.

Es interesante observar que el modelo acoplado produce un despacho térmico muy uniforme (Figura 5.6) casi idéntico al resultado del método propuesto.

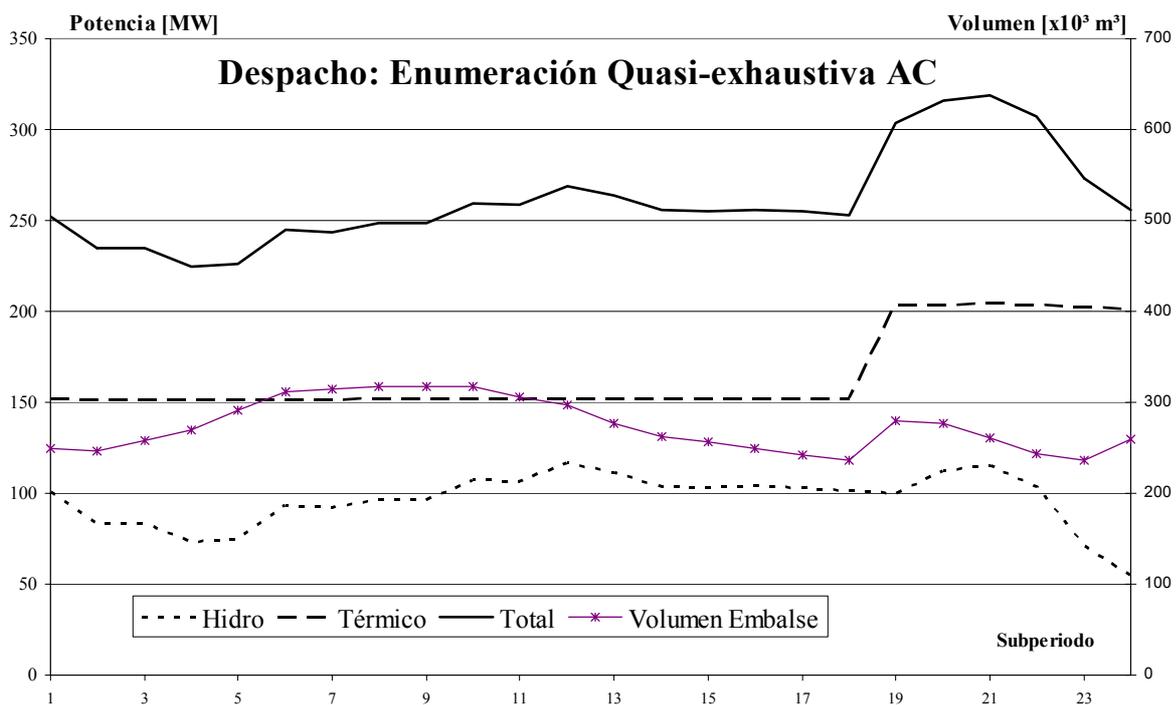


Figura 5.6: Despacho usando enumeración quasi-exhaustiva.

La explicación anterior; sobre la uniformidad de la operación de las unidades térmicas debido a la capacidad de la central hidráulica de uniformizar el costo marginal se ve nuevamente confirmada, con mayor énfasis, al observar el costo marginal en el nodo N1 de generación de la central hidráulica (Tabla 5.13).

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Costo Marginal	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9

Hora	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Costo Marginal	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9

Tabla 5.13. Costo marginal en el nodo de generación (hidráulico) N1.

Este mejor comportamiento del despacho de las centrales (hidráulica y térmica) se debe a que la solución del problema totalmente acoplado es obtenida mediante técnicas no-lineales mientras que en el método propuesto, la generación hidráulica es obtenida mediante aproximaciones lineales de la parte no-lineal del problema (Cortes de Benders).

La diferencia en costo de la solución obtenida mediante el método propuesto y el óptimo global encontrado mediante enumeración quasi-exhaustiva es de 1,1%. Este último requirió un considerable esfuerzo computacional y tiempo de cálculo comparado con el método propuesto (más de 11 veces aún con el espacio de búsqueda reducido).

La Tabla 5.14 resume las principales características y resultados finales encontrados para el sistema 1.

		Con Descomposición		Sin Descomposición
		Problema Maestro	Subproblema (T problemas)	
Variables	Binarias	192	--	192
	Continuas	72	60	1.512
Restricciones	Lineales	288	15	552
	No-lineales	--	36	864
Tiempo de Solución [s]		57		634
Costo [UM]		73.435		72.619

Tabla 5.14. Resumen comparativo.

El cálculo del número de variables y restricciones para cada caso se encuentra detallado en el apéndice C.

5.2 Análisis de resultados utilizando el Sistema 2

El sistema tomado como prueba se corresponde con el Sistema Centro Norte de Perú (SICN) del año 2000. El SICN es un sistema caracterizado por un consumo anual del orden de los 11.085 GWh de energía y de 2.200 MW de potencia de pico. El parque de generación, compuesto por centrales hidráulicas y térmicas, presenta un fuerte predominio hidráulico.

El parque hidráulico de generación está compuesto por 12 centrales asociadas a 9 embalses, se consideró un coeficiente constante de conversión energética y también los tiempos de escurrimiento del agua en las centrales en cascada. La potencia hidráulica controlable instalada es de 1936 MW lo que representa el 61 % de la potencia total (hidráulica más térmica) y su participación en la generación de energía eléctrica llega a superar el 90% del consumo anual, dependiendo de la disponibilidad de los recursos hidroeléctricos.

El parque térmico de generación está compuesto por 22 centrales, predominando la generación con turbinas a gas y en menor medida diesel y turbovapor, se consideraron los tiempos mínimos de operación de las mismas. La potencia instalada es de 993 MW lo que representa el 31 % de la potencia total instalada (hidráulica más térmica) y su participación en la generación de energía eléctrica esta por debajo del 10 % de la demanda anual dependiendo de la disponibilidad de los recursos hídricos.

El sistema cuenta con una red de transmisión en 220, 138 y 60 KV, modeladas mediante una red reducida de 61 barras y 103 líneas de transmisión (para este caso específico no se incluyeron las pérdidas transversales con la finalidad de realizar una equivalencia con la red modelada en el modelo Tulum). Esta red permite vincular los centros de generación con los de consumo, el cual se concentra en alrededor del 60 % en la ciudad de Lima y en sus inmediaciones. Los datos en detalle de este sistema se encuentran en el Apéndice A.

El horizonte de estudio es de un día dividido en 48 subperiodos de media hora cada uno.

Las comparaciones han sido realizadas para dos escenarios diferentes respecto de la hidrología; una alta y otra baja, para un día particular divididos en periodos de media hora. En todos los casos la metodología incluyó las mejoras que describen luego en la sección 5.8 orientadas a reducir los tiempos de cálculo (salvo que expresamente se mencione lo contrario).

5.2.1 Escenario con alta hidrología en el sistema

En este primer escenario analizado se consideró una condición de alta hidrología equivalente a aproximadamente 89% de cobertura hidráulica incluyendo las centrales de pasada.

La Tabla 5.15 muestra los resultados obtenidos considerando diferentes casos respecto de las restricciones de capacidad de transmisión y los límites de tensión²².

Caso	Restricciones Consideradas		Costo operativo [UM]	Número de Iteraciones	Tiempo CPU [s]
	Límites de tensión	Capacidad de Transporte			
1			339.025	12	305
2		√	344.011	13	436
3	√		359.117	14	684
4	√	√	373.033	14	757

Tabla 5.15: Resultados considerando diferentes grupos de restricciones.

En necesario indicar que en los casos 3 y 4 los límites de tensión fueron fijados en 1,1pu y 0,9 pu.

Durante el análisis de los resultados del primer caso, se encontró que el despacho encontrado provocaba que en algunos subperiodos se supere la capacidad de transmisión de las líneas 25, 26 y 48 tal como se observa en la Tabla 5.16. Este problema no se presentó en el segundo caso (el cual incorpora las restricciones de capacidad de transporte) y tal como se observa en segunda parte de la misma tabla, todos los flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos pero a costa de un incremento del costo operativo.

Subperiodo	Caso 1: Sin límite de Flujo de Potencia			Caso 2: Con límite de Flujo de Potencia		
	Flujo en las líneas [MW]			Flujo en las líneas [MW]		
	Línea 25	Línea 26	Línea 48	Línea 25	Línea 26	Línea 48
26	145,5	145,5	40,1	149,2	149,2	38,9
27	125,1	125,1	39,1	139,1	139,1	39,7
28	123,3	123,3	39,8	124,1	124,1	39,7
29	142,2	142,2	40,5	148,3	148,3	39,7
30	147,4	147,4	40,7	126,1	126,1	39,7
31	125,2	125,2	39,8	131,5	131,5	39,7
32	139,0	139,0	40,2	141,8	141,8	39,7
33	135,9	135,9	40,2	138,3	138,3	39,7
34	146,2	146,2	40,8	129,5	129,5	39,7
35	121,7	121,7	39,7	128,4	128,4	39,7
36	144,9	144,9	41,0	130,5	130,5	39,7
37	150,9	150,9	42,7	148,5	148,5	39,7
38	152,9	152,9	43,4	149,3	149,3	39,7
39	152,1	152,1	43,4	146,4	146,4	39,7
40	148,2	148,2	42,9	148,4	148,4	39,7

²² Para los casos modelados mediante flujo de potencia DC, se prefijaron las tensiones en 1pu en todos los nodos y se deshabilitaron todas las restricciones que implicaban cálculo de potencia reactiva. Esta consideración permite tener un modelamiento en DC del problema considerando las pérdidas no-linealmente.

41	145,9	145,9	42,4	142,1	142,1	39,7
42	149,5	149,5	42,5	144,5	144,5	39,7
43	144,4	144,4	42,1	133,8	133,8	39,7
44	148,7	148,7	42,1	143,1	143,1	39,7
45	127,7	127,7	40,4	129,0	129,0	39,7
46	123,8	123,8	39,5	125,9	125,9	39,3
47	122,4	122,4	38,5	121,4	121,4	38,7
48	125,0	125,0	38,1	124,0	124,0	38,3
Cap Max	149,3	149,3	39,7	149,3	149,3	39,7

Tabla 5.16. Flujo de potencia en las líneas para los casos 1 y 2 –sistema 2, escenario de alta hidrología.

Pruebas preliminares indicaron que la generación despachada por el método propuesto cubría adicionalmente los requerimientos de potencia reactiva. Por este motivo para los dos últimos casos se incrementó la demanda de potencia reactiva en el nodo SICN-03 (dado que contó con un generador térmico caro –U12– no despachado) del sistema original con la finalidad de observar el comportamiento del modelo ante una situación de déficit de potencia reactiva. Como resultado en los dos últimos casos (3 y 4), el modelo despachó la unidad U12 en los subperiodos del 37 al 40 (Tabla B.4 y Tabla B.5 del Apéndice B) por necesidad de mantener los niveles de tensión adecuados en la barra en cuestión pero encareciendo la operación del sistema por este motivo y aumentando el tiempo de cálculo.

El último caso considerado, el cual incluye todas las restricciones, como era de esperarse es el que produce el despacho más caro.

En la Tabla 5.17 se presenta el detalle del costo total para los 4 casos considerados. Se observa que el mayor porcentaje corresponde a los costos variables de operación de las unidades térmicas (aproximadamente 90%). Los costos de arranque representan un porcentaje nada despreciable de aproximadamente 10% motivo por el cual, en sistemas como el analizado, tienen que ser incluidos como variable de decisión para la elaboración del despacho.

Se puede apreciar que la mayor componente de penalizaciones (que pueden llamarse residuales por que son muy pequeñas) corresponde al déficit de potencia activa y se debe al reacomodo que sufre la generación hidráulica en las iteraciones finales, tema que será tratado más adelante.

Como segunda componente “apreciable” se encuentra la correspondiente al exceso de potencia activa, esta variable comúnmente se activa cuando existe congestión en el sistema de transmisión y proporciona la información al

Problema Maestro de: En que magnitud y en que generador debe disminuirse la generación para solucionar este problema, de allí la explicación que se encuentre presente en los casos 2 y 4 (casos donde la capacidad de transmisión es considerada). Un análisis del comportamiento de las variables de holgura será analizado más adelante.

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Costos [UM]	Variable	296414.0	301902.3	318059.1	330340.3
	Arranques	38500.0	38100.0	40800.0	41300.0
	Subtotal	334914.0	340002.3	358859.1	371640.3
Penalizaciones [UM]	Déficit Activa	4111.3	3998.2	258.2	689.5
	Déficit Reactiva	0.0	0.0	0.0	37.0
	Exceso Activa	0.0	10.5	0.0	665.8
	Exceso Reactiva	0.0	0.0	0.0	0.0
	Subtotal	4111.3	4008.7	258.2	1392.3
Total		339025.2	344011.0	359117.2	373032.6

Tabla 5.17. Detalle del costo para cada uno de los 4 casos considerados.

5.2.2 Comparación con el modelo Tulum - Alta hidrología

El modelo Tulum tiene una modelación DC del problema y contempla restricciones de capacidad máxima de transmisión de las líneas de transmisión. Esta modelación DC del problema impide el tratamiento del control de tensiones dentro del proceso de optimización. Debido a estos motivos, el caso que más se adecua para realizar una comparación de los resultados es el caso 2 (consideración de las restricciones de capacidad de transporte únicamente) de la sección anterior.

La Figura 5.7 muestra los resultados consolidados de generación hidráulica y térmica del despacho para el caso 2 obtenidos mediante el método propuesto.

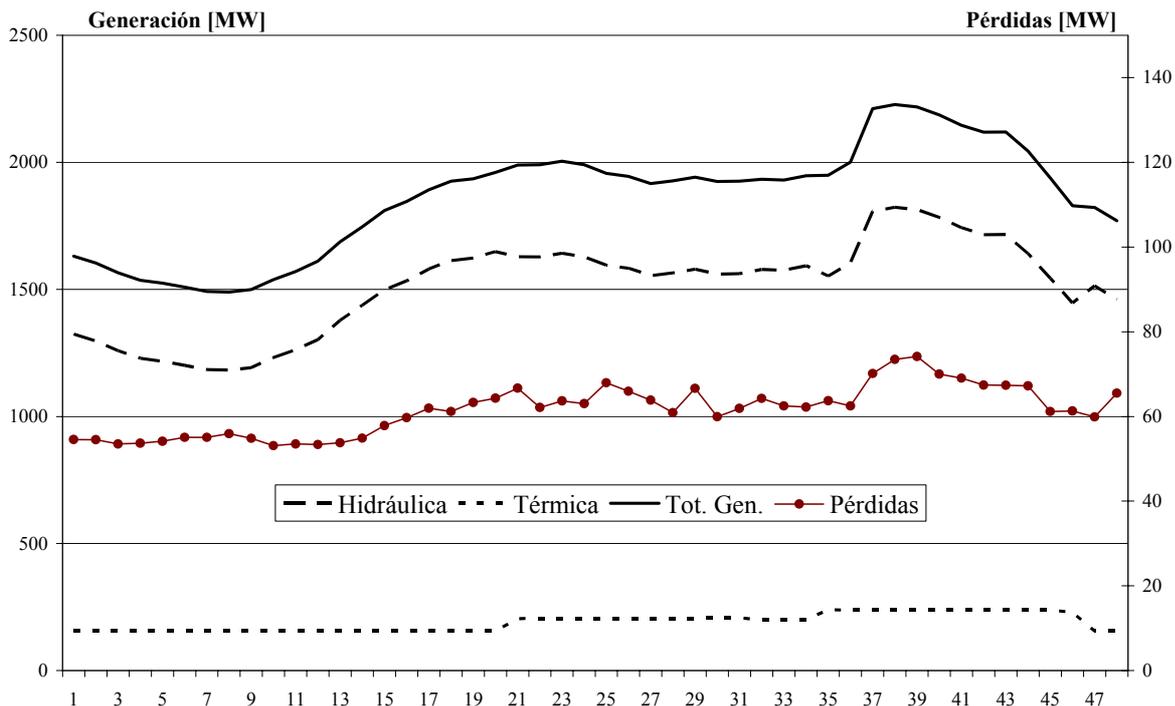


Figura 5.7: Despacho obtenido con el método propuesto (caso 2 de la Tabla 5.15)

La generación hidráulica controlable modula el perfil de la demanda y el despacho térmico es bastante uniforme lo que concuerda con el marco teórico del problema.

Los datos y resultados consolidados se muestran en la Tabla 5.18 donde se aprecia que las cantidades utilizadas de energía controlable y de pasada son prácticamente iguales, condición básica para efectuar las comparaciones.

	Tulum	Método propuesto	Dif. [%]
Demanda [MWh]	43.168	43.168	0,00
Hidro. Controlable [MWh]	36.321	36.316	0,01
Hidro. Pasada [MWh]	3.751	3.751	0,00
Generación térmica [MWh]	4.586	4.572	0,30
Pérdidas [MWh]	1.495	1.476	1,28
Costos [UM]	361.656	344.011	5,13
Tiempo [s]	165	436	-62,1

Tabla 5.18. Comparación de resultados con modelo Tulum

A pesar de existir una diferencia mínima en la cantidad de energía térmica generada por ambos modelos, se observa una diferencia significativa a favor del método propuesto respecto a los costos de operación. Esto se debe a que el modelo propuesto obtuvo una operación más uniforme de las unidades térmicas que en el modelo Tulum, consecuencia de una mejor distribución horaria del recurso hidráulico tal como se muestra en la Figura 5.8

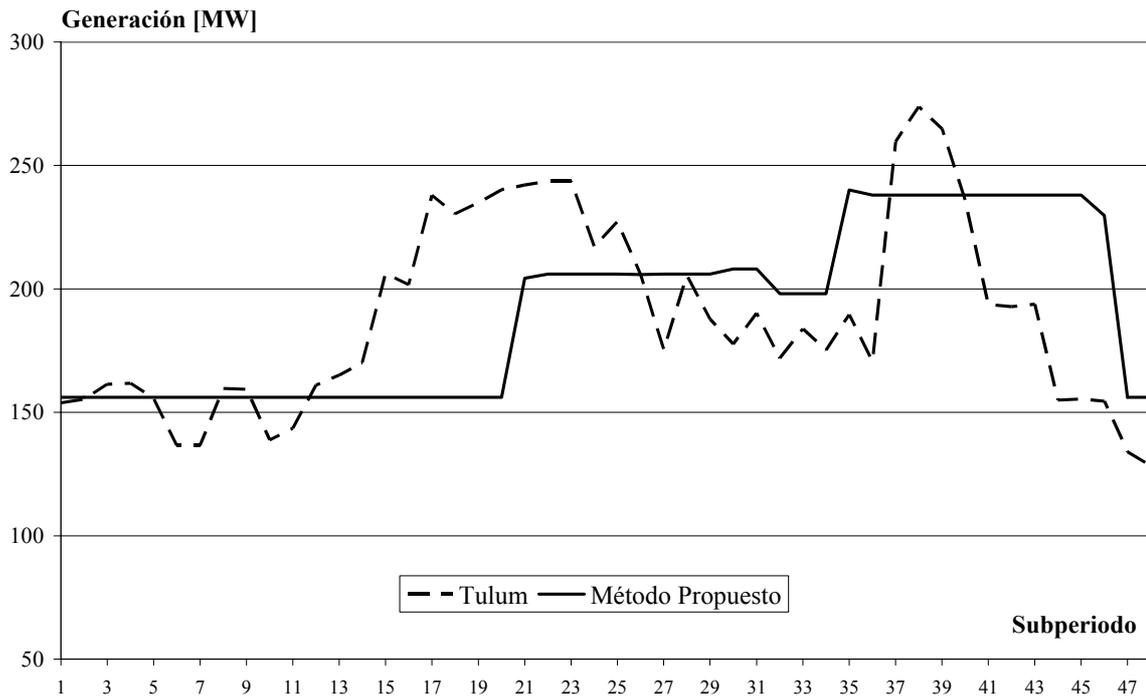


Figura 5.8. Caso 2: Comparación del despacho térmico del método propuesto versus el modelo Tulum.

Las causas de esta diferencia son:

- El modelo Tulum, al utilizar programación dinámica, discretiza el nivel de potencia generada de las centrales hidráulicas para su optimización lo que provoca un remanente de generación, también discreto, que debe ser cubierto por el parque térmico. En la metodología propuesta se utiliza una representación continua para encontrar el punto de operación de las mismas. En este caso se utilizó la discretización por defecto correspondiente al 30% de la potencia de cada unidad hidráulica de generación. Para mejorar los resultados de Tulum en este sentido se puede aumentar el nivel de discretización, pero los tiempos de cálculo resultarán totalmente inaceptables.
- No está asegurado el cumplimiento (tal como fue descrito en la sección 2.4.6) del principio de Bellman el cual garantiza la optimalidad de la solución encontrada.

Como desventaja se puede mencionar que el método propuesto requirió mucho más tiempo de cálculo que el de modelo Tulum. Esto se debe al proceso entero mixto que es numéricamente muy intensivo, sin embargo la precisión de los resultados del modelo Tulum son inaceptables.

Es preciso indicar que pruebas efectuadas con posterioridad considerando una discretización más fina (correspondiente al 10% de la potencia de cada

unidad de generación) mostraron que el modelo Tulum produce despachos comparables al método propuesto (claro está con la red modelada mediante flujo DC). El inconveniente que se presenta al emplear este nivel de discretización es que el tiempo de cálculo sufre una elevación del orden de entre 6 a 11 veces [57]. Este hecho evidencia el problema de explosión combinatorial inherente a la programación dinámica.

La Figura 5.9 muestra el proceso convergente de las cotas superior e inferior de la solución y fueron necesarias 14 iteraciones para alcanzar el criterio de tolerancia establecido. El costo total de operación obtenido fue de 344.059 UM.

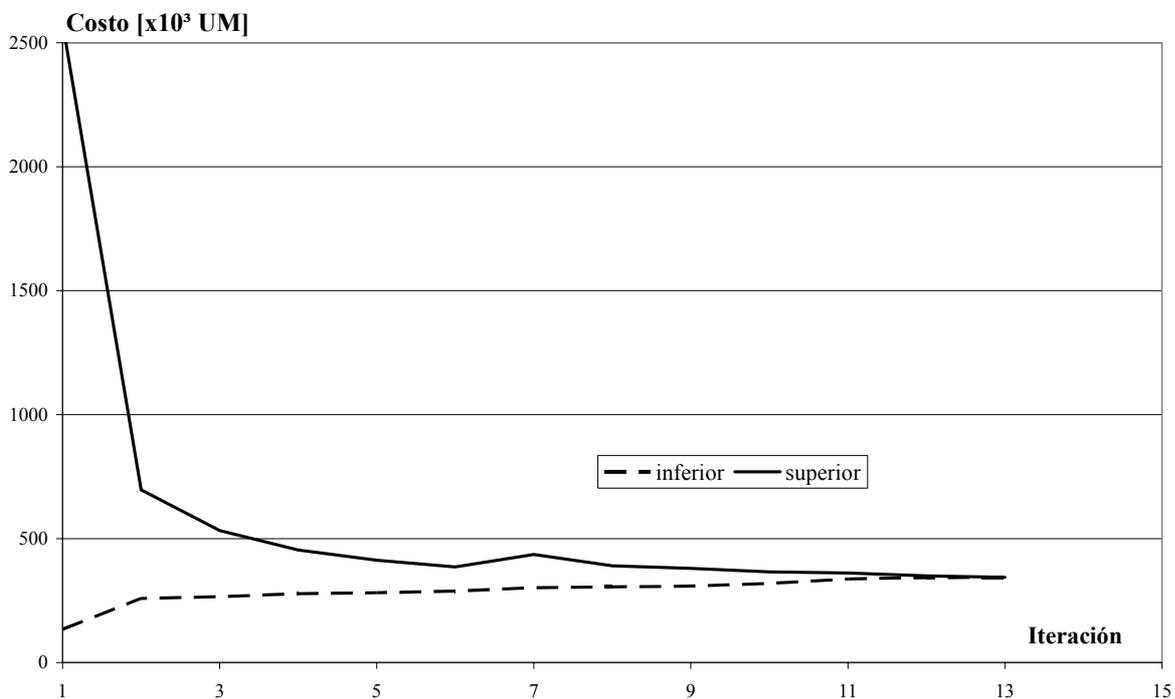


Figura 5.9. Evolución de las cotas superior e inferior del método propuesto. Caso 2 de la Tabla 5.15.

5.2.3 Validación del resultado fijando las variables binarias -Alta hidrología

Tal como se describió en la sección 4.7.3 si mediante algún procedimiento se determinan los valores de las variables binarias, el problema original se transforma en uno del tipo no-lineal de gran dimensión que puede ser resuelto mediante algún procedimiento no-lineal.

Una representación no-lineal de problema tiene la ventaja que permite determinar el punto de operación óptimo con mucha mayor exactitud que una

representación lineal del mismo. Por este motivo si solo se toman los valores de las variables binarias ya obtenidos de la solución del método propuesto, el problema original se transforma en uno del tipo no-lineal de gran dimensión. Este paso tiene la finalidad de comparar los resultados de la solución no-lineal del problema con la solución del mismo pero linealizada (método propuesto).

A pesar de haberse fijado las variables binarias, con la consiguiente reducción de restricciones que ello conlleva, el problema no-lineal sigue siendo de alta dimensionalidad como se observa en la Tabla C.1 (Anexo C) y si no se dieran unos buenos valores iniciales a las variables, tomaría mucho tiempo en converger hacia la solución. Por este motivo se usaron como valores iniciales los obtenidos por el método propuesto.

La formulación inicial sin descomponer sufrió una drástica reducción en el número de restricciones debido a que muchas de ellas controladas por las variables binarias pasan a ser simples límites de variables continuas (e.g. los límites de las potencias). La Tabla 5.19 resume los resultados obtenidos.

Caso	Restricciones Consideradas		Costo operativo [UM]		Diferencia. %
	Límites de tensión	Capacidad de Transporte	Método propuesto	Acoplado	
1			339.025	334.158	1,5
2		√	344.011	338.929	1,5
3	√		359.117	355.899	0,9
4	√	√	373.033	367.560	1,5

Tabla 5.19. Validación de resultados para el escenario de alta hidrología. Método propuesto y método totalmente acoplado.

El tiempo de solución del problema no-lineal tomó en promedio 420 segundos (con unos muy buenos valores iniciales) aproximadamente y como se observa el método de descomposición propuesto logró una solución de muy buena calidad comparándolo con lo que se podría considerar el óptimo global de problema resuelto en forma no-lineal.

5.2.4 Escenario con baja hidrología en el sistema

En el mismo sistema de mediana dimensión, con la hidrología reducida representando la generación hidráulica el 82% y la térmica el 18 % de la energía total generada, se repitieron las mismas pruebas que fueron realizadas para el escenario de alta hidraulicidad. La Tabla 5.20 resume los resultados para cuatro casos considerados.

Caso	Restricciones Consideradas		Costo operativo [UM]	Número de Iteraciones	Tiempo CPU [s]
	Límites de tensión	Capacidad de Transporte			
1			1.024.500	12	330
2		√	1.036.053	13	355
3	√		1.024.329	13	430
4	√	√	1.040.325	14	520

Tabla 5.20. Resultados considerando diferentes grupos de restricciones. Escenario con baja hidrología.

Para este escenario, los costos correspondientes a los arranques de las unidades térmicas se reducen respecto del escenario de alta hidraulicidad y representan aproximadamente el 6% del costo total, esta reducción en porcentaje se debe a la mayor producción de energía (por lo tanto mayor costo variable) de las unidades térmicas, lo cual disminuye el impacto de los costos de arranque. La Tabla 5.21 muestra el detalle del costo para cada uno de los 4 casos.

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Costos [UM]	Variable	953.998	960.751	955.726	971.617
	Arranques	64.100	65.700	66.600	66.700
	Subtotal	1.018.098	1026450	102.2326	1.038.317
Penalizaciones [UM]	Déficit Activa	6401	9317	2.002	1.705
	Déficit Reactiva	0	0	0	0
	Exceso Activa	0	284	0	303
	Exceso Reactiva	0	0	0	0
	Subtotal	6.401	9.602	2.002	2.008
Total		1.024.499	1.036.053	1.024.329	104.0325

Tabla 5.21. Detalle del costo para cada uno de los 4 casos considerados.

Aquí se pueden hacer los mismos comentarios –respecto a las variables de holgura- que fueron realizados para el escenario de alta hidrología.

La Tabla 5.22 muestra la comparación con el modelo Tulum bajo las mismas condiciones y finalmente la Tabla 5.23 muestra la comparación con el modelo totalmente acoplado usado para validar los resultados.

En la Tabla 5.22 se puede observar que el modelo Tulum fue severamente afectado por el nivel de discretización usado (30% de unidad de generación) ya que el método propuesto logra una reducción significativa de costos (Tabla 5.22) con un tiempo de cálculo mayor pero aun razonable para las aplicaciones prácticas de programación de la operación de corto plazo. Un

empleo de una discretización más fina en el modelo Tulum hubiese proporcionado un despacho de mejor calidad pero los tiempos de cálculo hubiesen crecido significativamente (entre 6 y 11 veces como fue mencionado) tal como se reporta en [57].

	Tulum	Método propuesto	Dif. [%]
Demanda [MWh]	43.168	43.168	0
Hidro. Controlable [MWh]	33.417	33.371	0,1
Hidro. Pasada [MWh]	3.001	3.001	0
Generación térmica [MWh]	8.212	8.234	-0,3
Pérdidas [MWh]	1.467	1.443	1,7
Costos [UM]	1.215.167	1.024.329	18,6
Tiempo [s]	210	419	-49,9

Tabla 5.22. Comparación de resultados con modelo Tulum. Escenario con baja hidrología.

Caso	Restricciones Consideradas		Costo operativo [UM]		Diferencia. %
	Límites de tensión	Capacidad de Transporte	Método propuesto	Acoplado	
1			1024.500	1016.749	0,8
2		√	1036.053	1024.825	1,1
3	√		1024.329	1018.787	0,5
4	√	√	1040.325	1031.909	0,8

Tabla 5.23. Validación de resultados del método propuesto versus el método totalmente acoplado. Escenario con baja hidrología.

Por otro lado se observa que el despacho del modelo no-lineal acoplado es ligeramente más barato que el método propuesto. Esta formulación no-lineal a pesar de tener ya definidas todas las variables binarias y usar como valores iniciales los resultados del método propuesto tomó en promedio 540 segundos en encontrar la solución para cada caso.

Las siguientes conclusiones pueden ser obtenidas producto de las pruebas realizadas para el sistema de mediana dimensión:

- La metodología propuesta permite modelar el funcionamiento eléctrico del problema con el grado de detalle que sea requerido (DC o AC, con o sin restricciones de capacidad de transporte). Este grado de detalle tuvo poco impacto en el tiempo de ejecución para el sistema estudiado.
- Para sistemas eléctricos de similar tamaño se estima que los tiempos de cálculo serán muy similares a los encontrados para el SICN.
- Comparado con el modelo Tulum, el método propuesto logra encontrar soluciones de mejor calidad (menor costo y operación más uniforme de las centrales). Para el caso de obtener soluciones comprobables en calidad los tiempos de CPU se incrementan a valores inadmisibles siempre para el caso de la modelación DC soportada por Tulum. O sea es difícil

encontrar, para el modelo Tulum, una discretización que armonice adecuadamente el tiempo de cálculo y la precisión.

- El método propuesto identificó correctamente que unidad de generación debían ser despachada por necesidad de potencia reactiva cuando se provocó un déficit del mismo.
- El cambio en el porcentaje de hidraulicidad del sistema no impactó en la calidad de la solución del mismo pero si se nota un incremento en el tiempo de ejecución con el incremento de la hidrología. Este incremento era esperado ya que la solución del problema se torna más compleja. En contraste, el modelo Tulum si resultó afectado en lo referente a la calidad de la solución.

5.3 Análisis de resultados utilizando el Sistema 3

El sistema usado para realizar pruebas similares a las realizadas con el sistema de mediana dimensión está basado en el sistema peruano de finales del año 2003, con una demanda pico aproximada de 3.000 MW y una producción anual de 21.000 GWh al año de energía (87 % hidráulica y 13 % térmica).

Se modelaron 16 centrales hidráulicas controlables, 12 embalses asociados a dichas centrales incluyendo tiempos de retardo de escurrimiento del agua entre centrales, se consideraron coeficientes constantes de producción de energía eléctrica. La producción de las centrales de generación hidráulicas de pasada fue directamente descontada de la demanda en los nodos de conexión de las mismas. Adicionalmente se consideraron 31 unidades térmicas modeladas con curvas de costos lineales incluyendo sus tiempos mínimos de operación²³. La red eléctrica fue modelada mediante 5 SVC's, 93 nodos y 147 líneas de transmisión incluyendo las componentes transversales de las mismas. Se consideró una interconexión internacional con el Ecuador modelada mediante tres escalones de precio por cada subperiodo de tiempo.

El detalle de estos datos se encuentra en el apéndice A. Al igual que el caso de mediana dimensión, para este mismo sistema se optimizó la operación del sistema considerando la activación de las distintas restricciones (capacidad de transmisión y despacho por necesidad de potencia reactiva).

²³ En lo referente al parque generador, se modeló el mismo nivel de detalle que emplea el organismo (COES) encargado de la elaboración del despacho, no así en la red de transporte que es mucho mas simplificada que la empleada en el presente trabajo de investigación.

Caso	Restricciones Consideradas		Costo operativo [UM]	Número de Iteraciones	Tiempo CPU [s]
	Límites de tensión	Capacidad de Transporte			
1			916.284	14	1.500
2		√	942.609	16	2.218
3	√		907.194	14	1.550
4	√	√	956.660	22	3.513

Tabla 5.24. Resultados del despacho considerando la activación de las diferentes restricciones.

Se observa que los tiempos de cálculo crecen significativamente con respecto al problema de mediana dimensión. Esto se debe al incremento del tamaño del Problema Maestro que, por ser del tipo entero-mixto, es computacionalmente muy intensivo.

Pareciera paradójico pero el caso 3 (con control de tensión) resulta más barato que el caso 1 (modelación mediante flujo DC con pérdidas representadas no linealmente). Este resultado se explica por una ligera reducción de las pérdidas (Tabla 5.25) debido al control de la tensión en los nodos del sistema. Esta reducción provoca una disminución de la generación térmica y por ende el costo de operación (para este caso no es significativa siendo del orden de solo 1%).

	Generación [MWh]			Compra [MWh]	Demanda [MWh]	Pérdidas [MWh]
	Hidráulicas	No Controlables	Térmica	Interconexión		
Caso 1	36.897	6.810	9.199	2.400	51.765	3.541
Caso 3	36.888	6.810	9.172	2.400	51.765	3.504
Diferencia 1-3	9	0	27	0	0	37

Tabla 5.25. Resultados consolidados para los casos 1 y 3.

5.3.1 Validación del resultado fijando las variables binarias

Con las variables binarias encontradas por el método propuesto, se procedió a ejecutar el modelo sin descomposición con la finalidad de realizar el contraste de los resultados, tal como fue realizado para el caso de mediana dimensión.

Para este problema, no-lineal de gran dimensión, el solver comercial usado tomó en promedio 1200 segundos (que son adicionales a los tiempos mostrados en la Tabla 5.24) en encontrar la solución para cada caso excepto

en el cuarto caso que fue cerca de 3600 segundos. Los resultados se muestran en la Tabla 5.26.

Caso	Restricciones Activas		Costo operativo [UM]		Diferencia. %
	Límites de tensión	Capacidad de Transporte	Método propuesto	Acoplado	
1			916.284	907.483	1,0
2		√	942.609	929.760	1,4
3	√		907.194	903.633	0,4
4	√	√	956.660	943.076	1,4

Tabla 5.26. Validación de resultados del método propuesto versus el método totalmente acoplado.

Si bien una diferencia del 1,4% no es despreciable, es necesario recordar que es la solución de un problema no-lineal, no-convexo, no-diferenciable de gran dimensión que fue obtenida en tiempos moderados de cálculo; por lo tanto, desde el punto de vista práctico, es totalmente razonable. Adicionalmente, esta diferencia incluye las penalizaciones, que como se verá más adelante, pueden ser eliminadas como componente del costo del método propuesto.

La Tabla 5.27 muestra el consolidado de las características de los sistemas analizados. El tiempo de ejecución mostrado corresponde al tiempo acumulado de la solución del Problema Maestro y de los Subproblemas²⁴.

		Sistema analizado					
		Pequeña Dimensión		Mediana Dimensión		Gran Dimensión	
		Problema Maestro	Subprob.(*)	Problema Maestro	Subprob.(*)	Problema Maestro	Subprob.(*)
Número de Variables	Binarias	192	--	3264	--	5328	--
	Continuas	72	60	2496	444	3744	688
Número de Restricciones	Lineales	288	15	7008	124	10992	200
	No-lin.	--	36	--	328	--	480
Tiempo CPU [s]		10	47	284	236	2878	635

(*) El tiempo de CPU esta dado para la totalidad del Subproblema, el resto de la información corresponde a cada uno de los "t" subproblemas.

Tabla 5.27. Consolidado de las características de los sistemas analizados

Con respecto a los tiempos de cálculo del Subproblema, más de la mitad de cada uno de los tiempos mostrados corresponde a la generación y

²⁴ Es necesario recordar que el Subproblema esta compuesto de 24 problemas independientes de optimización para el sistema de pequeña dimensión y de 48 para los dos sistemas restantes.

comunicación que hace el lenguaje de modelamiento GAMS con el solver comercial SNOPT durante la solución de cada uno de los subproblemas individuales de optimización. Dichos tiempos no corresponden estrictamente a tiempos usados en el proceso de optimización y que podrían evitarse utilizando un interfaz *ad-hoc* comercialmente disponible.

Las siguientes conclusiones pueden ser obtenidas producto de las pruebas realizadas para el sistema de gran dimensión:

- El número de iteraciones requeridas para alcanzar el criterio de convergencia no crece significativamente con respecto al tamaño del problema. La cantidad de iteraciones requeridas estuvo dentro de los valores observados para los sistemas de pequeña y mediana dimensión.
- El tiempo de ejecución aumenta significativamente con respecto al tamaño del problema. Dicho incremento se debe principalmente al incremento del tiempo de solución del Problema Maestro (Tabla 5.27) por ser del tipo entero mixto.
- El tiempo de solución del Subproblema no sufre un aumento significativo con respecto al aumento de tamaño del mismo.
- Si bien el uso de un lenguaje de modelamiento permite una implementación más rápida de un algoritmo, presenta la desventaja de ser más lento que un algoritmo implementado en un lenguaje de programación compilable cuando se requiere resolver el problema muchas veces. Esta problemática es totalmente ajena al método de descomposición propuesto y puede ser notablemente mejorada utilizando otro lenguaje más apto desde el punto de vista de la velocidad de procesamiento.

5.4 Aplicación del método propuesto al cálculo de la programación semanal

El método propuesto se desarrolló fundamentalmente pensando en su aplicación para un horizonte de estudio de un día, sin embargo es perfectamente aplicable a un horizonte de estudio mucho mayor. Un horizonte de estudio mayor, necesariamente implica un incremento en la dimensionalidad del problema y como se ha visto en la sección 5.3, este tiene un impacto directo en el tiempo de cálculo de la metodología desarrollada.

5.4.1 Aplicación al sistema panameño

La metodología propuesta fue aplicada al sistema panameño para un periodo de estudio de 1 semana dividida en 168 subperiodos de una hora cada uno.

Este sistema fue modelado²⁵ mediante 4 embalses controlables, 9 unidades hidráulicas asociadas a estos embalses, 21 unidades térmicas con curvas de costos lineales y la red de transporte modelada mediante de 75 nodos y 107 líneas.

Para este sistema se aplicaron las mismas pruebas que los casos de mediana y gran dimensión, pero se amplió el análisis de los resultados del despacho debido a la aparición de hechos interesantes de comentar.

Los diferentes resultados teniendo en cuenta las restricciones consideradas se muestran en la Tabla 5.28.

Caso	Restricciones Consideradas		Costo operativo [UM]	Número de Iteraciones	Tiempo CPU [s]
	Límites de tensión	Capacidad de Transporte			
1			2.521.213	8	522
2		√	2.575.990	13	1.401
3	√		2.501.054	11	1.138
4	√	√	2.544.381	13	1.447

Tabla 5.28. Resultados considerando diferentes grupos de restricciones para un horizonte semanal.

En este sistema se observa que se repite las observaciones anteriores respecto a que la inclusión de un modelado AC del problema, reduce ligeramente (0,8%) el costo debido a una reducción de las pérdidas (Caso 1- Caso 3).

La imposición de los límites de capacidad de transporte de las líneas de transmisión provocan un incremento en el costo del orden del 1.73% (Caso 4 – Caso 3). Este mayor incremento en los costos se debe a la modificación del despacho del parque generador, tanto hidráulico como térmico, producto de la saturación de una línea de transmisión. En la Figura 5.10.(a) se observa como la generación hidráulica resulta parcialmente recortada en los tres primeros picos de máxima demanda debido a esta saturación, siendo incapaz de seguir modelando la demanda residual que deberá ser cubierta por el parque térmico y la compra por las interconexiones. Un despacho calculado sin tener en cuenta los límites de capacidad de transmisión (mostrada con líneas punteadas) no sería aplicable y obligaría una corrección post-optimización, tanto del despacho térmico como del hidráulico, lo cual puede alejar los resultados de la solución óptima.

²⁵ Se utilizó el mismo grado de detalle que actualmente se usa para la elaboración del despacho que es realizada de manera heurística.

En la figura 5.10 (b) se aprecia como el método propuesto despacha generación térmica adicional incluyendo un incremento de las compras por las interconexiones en dichos periodos, para superar dicho problema, resultando en un despacho operable que no requiere correcciones posteriores.

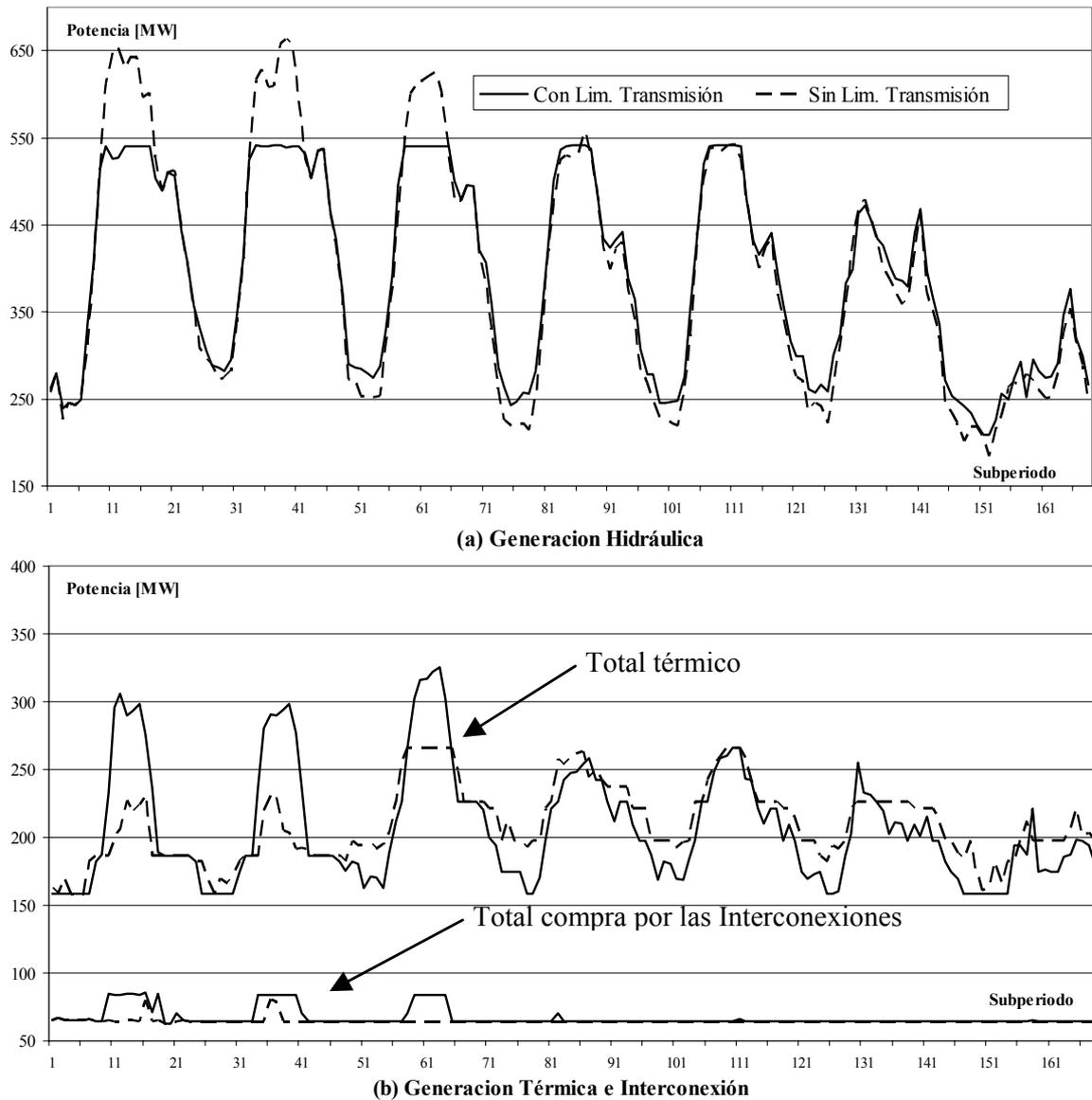


Figura 5.10. Despacho semanal obtenido con la metodología propuesta.

La forma de operación de los embalses sufre un cambio debido a la consideración de la congestión en la red de transmisión, hecho que tiene fundamental importancia ya que en esta etapa se define la mejor estrategia de empleo del agua almacenada que será asignada para cada día. Los volúmenes finales de los embalses mostrados en la Figura 5.11 corresponden a *volúmenes finales objetivo*, es decir fijados por un modelo de mayor jerarquía, de allí la explicación de que algunos de los embalses no acaben al final del periodo de análisis con el mismo volumen inicial. En esta figura se

observa como la capacidad insuficiente de las líneas de transmisión impide un mejor uso del embalse # 3.

También se aprecia la operación típica de embalses con capacidad de regulación inter-diaria (e.g. embalse # 3) y de regulación diaria (e.g. embalse # 2). El método propuesto permite descargar más agua (mayor generación hidráulica) del embalse # 3 durante los días de mayor demanda y recupera el volumen (menor generación hidráulica) en los días de menor demanda; la misma operación presenta el embalse #2 pero en ciclos de un día. Ambas formas de operación propuestas son totalmente coherentes con los criterios de optimización descritos en el capítulo 2.

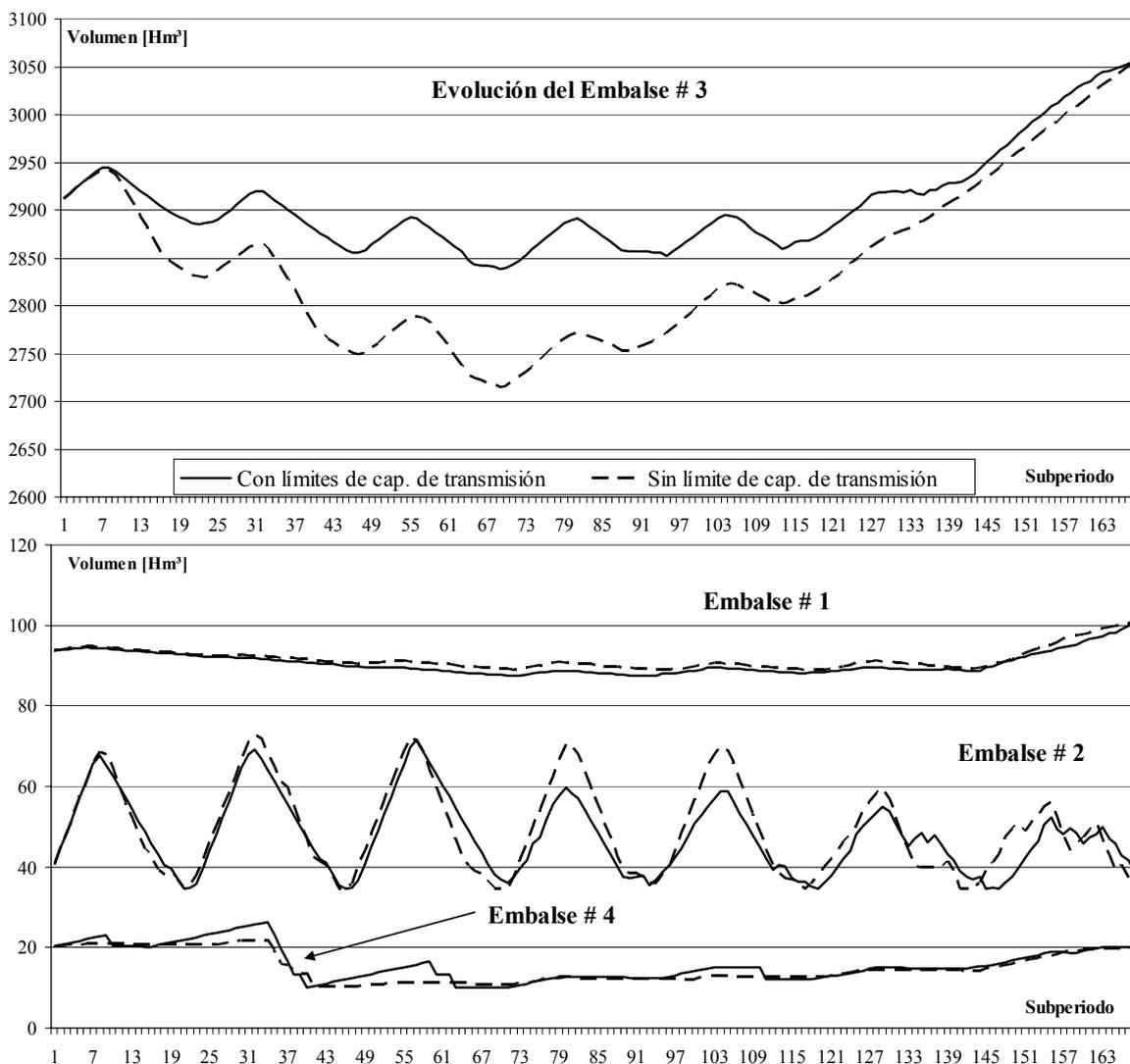


Figura 5.11. Evolución de los embalses para el despacho semanal. Casos 3 y 4.

7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,87	0,76	0,76
18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	0,66	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	1,52	0,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	0,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	1,26	0,20	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0,80	0,17	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	-	0,60	0,17	-	-	-	-	-	-	0,94	-	0,27
29	0,03	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	0,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	0,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	0,14	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	-	0,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	-	0,43	0,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	0,10	0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	0,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	-	1,20	-	-	-	-	-	-	-	0,96	-	-
38	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,16	0,19
39	2,00	1,18	-	-	-	-	-	-	-	-	1,20	0,49
40	0,35	-	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	0,97	0,60	0,01	0,01	-	0,04	-	-	-	0,81	0,57	0,29
42	1,09	-	-	-	-	-	-	-	-	0,88	1,51	1,56
43	-	0,08	-	-	-	-	-	-	-	1,83	1,84	1,78
44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	-	0,22	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total [MWh]	4,79	3,26	0,39	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	3,66	3,02	2,66

Tabla 5.30. Valor totalizado por subperiodo de estas variables de holgura para las últimas 3 iteraciones del Sistema 2, caso 4 de la Tabla 5.15.

Estos valores indican que, si bien su magnitud es muy pequeña y pueden ser considerados como valores residuales comparado con la demanda, su impacto en el costo es alto (Tabla 5.31). Es necesario aclarar que todos los resultados

presentados en este capítulo incluyen dichas penalizaciones debido a la presencia de valores residuales de las variables de holgura.

	Magnitud del déficit/exceso [MWh/MVarh]			Penalizaciones [UM]		
	Iteración			Iteración		
	12	13	14	12	13	14
Déficit Pot. Activ.	4,79	3,26	0,39	8378	5710	690
Déficit Pot. Reactiv.	0,00	0,00	0,02	7	0	37
Exces. Pot. Reactiv.	0,00	0,00	0,00	0	0	0
Exces. Pot. Activ.	3,66	3,02	2,66	916	756	666
	Totales			9300	6466	1392

Tabla 5.31. Resumen de la magnitud del déficit y las penalizaciones del caso presentado.

Desde el punto de vista práctico, la presencia de estos valores residuales (de déficit o de exceso) en el despacho final no tiene ningún efecto. Por ejemplo, el máximo valor observado en la Tabla 5.30 es de 2 MW (déficit de potencia activa, iteración 12) que corresponde aproximadamente al 0,09% de la máxima demanda²⁶. Este valor a su vez es la suma del déficit presente en todos los nodos para el correspondiente subperiodo. Tal como se verá más adelante, las últimas iteraciones normalmente son requeridas para reducir el valor de estas variables de holgura a valores muy pequeños o eliminarlas por su impacto en el costo de operación. Este hecho posibilita poder elegir un criterio de convergencia que podría estar basado adicionalmente en la magnitud del déficit presente y no basado únicamente en el costo.

Un criterio de convergencia de este tipo tendría la ventaja de requerir un menor número de iteraciones (con la consiguiente reducción del tiempo de cálculo del proceso) cuando se necesite calcular el despacho múltiples veces donde una solución bastante aproximada del mismo es suficiente (caso típico cuando se evalúan alternativas por mantenimiento de líneas de transmisión o de unidades de generación).

Lo anteriormente dicho es totalmente válido siempre y cuando la presencia de estas variables de holgura no sea debido a la incapacidad del sistema de satisfacer algún requerimiento eléctrico. De presentarse este caso dichas variables presentan magnitudes mayores y claramente indentificables.

²⁶ Una mayor fuente de error es el pronóstico de demanda el cual se encuentra fácilmente en el orden del 2% al 3% de la demanda total.

Se puede comentar que si se optara por eliminar estas penalizaciones residuales, el costo total disminuiría en 0,4% aproximadamente para el caso presentado (Caso 4, Tabla 5.15) y la diferencia con respecto al modelo totalmente acoplado (usado como validación) se reduciría del 1,5% a solo 1,1%.

El comportamiento descrito de las penalizaciones corresponde básicamente al segundo y tercer método de descomposición presentado. En el primer método de descomposición esto no siempre ocurre ya que la presencia de la variable continua pt evita que el Subproblema recurra a dichas variables de holgura para cumplir las restricciones impuestas. Solo cuando pt alcanza algún límite extremo, el Subproblema podría activar alguna variable de holgura para cumplir con las restricciones impuestas.

5.6 Convergencia del método propuesto

En la Figura 5.12 se puede observar la evolución de las cotas superior e inferior del algoritmo de descomposición propuesto **sin la inclusión de los algoritmos y criterios aceleradores de convergencia**. Se puede apreciar que inicialmente converge rápidamente pero luego se reduce considerablemente. Esto se debe al hecho de que al estar el Subproblema representado linealmente, algunas variables, sobre todo las centrales hidráulicas, sufren cambios que se complementan. Es decir, entre dos iteraciones sucesivas dos centrales presentan una gran variación de su generación individual pero suman casi la misma generación activa total que en la iteración anterior. Adicionalmente, este reajuste de la generación hidráulica tiene poco efecto en la reducción del costo de la función objetivo. Estas variaciones provocan una lenta convergencia de las pérdidas y la presencia de las variables de holgura penalizadas como efecto del cambio brusco de los flujos en las líneas entre iteraciones. Este comportamiento no es deseable ya que por cada iteración se acumulan los cortes de Benders en el Problema Maestro que al ser del tipo lineal entero mixto toma cada vez más tiempo resolver y es la causa principal del aumento del tiempo de cálculo del modelo.

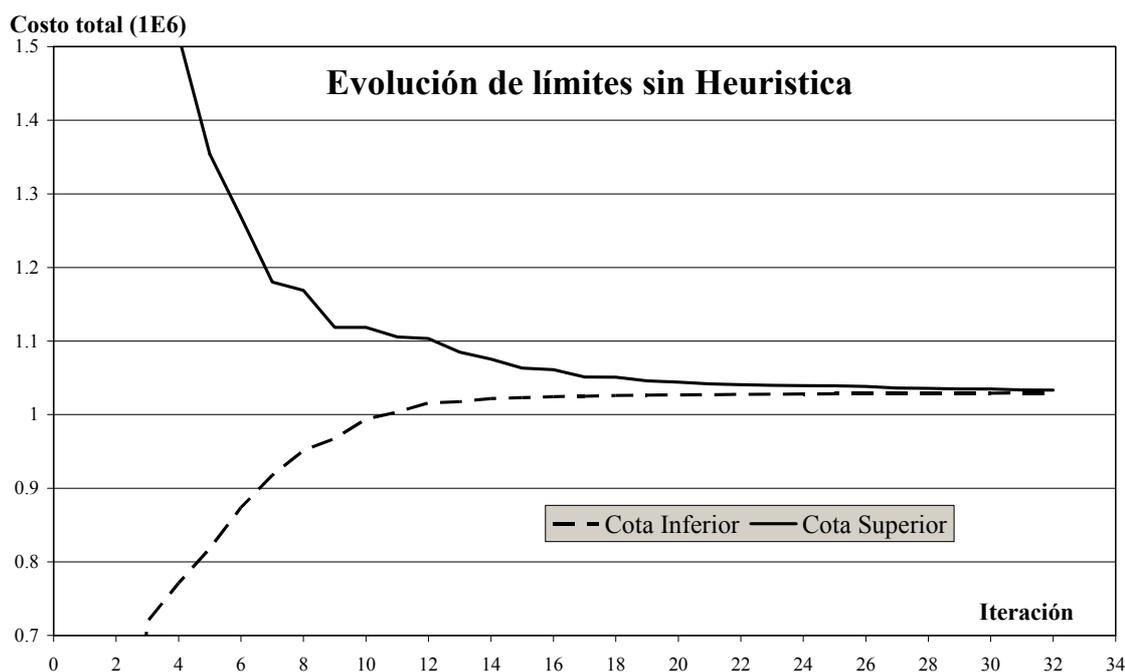


Figura 5.12. Convergencia del método propuesto sin técnicas de aceleración para el sistema 2 con baja hidrología, caso 4 (Tabla 5.20).

5.7 Otros factores que influyen en el tiempo de cálculo.

Entre los factores observados que más influyen en el tiempo de ejecución del modelo se pueden mencionar:

- Curva de costos de las unidades térmicas. Si las curvas de costos están representadas mediante una función lineal, la descomposición de Benders trabaja relativamente bien y requiere pocas iteraciones para converger al óptimo. Este hecho se debe a que las soluciones del Problema Maestro concuerdan aproximadamente con las aproximaciones lineales de déficit de generación del Subproblema. Si la curva de costos está representada de forma cuadrática, el método requiere más iteraciones debido a que las propuestas de generación al estar basadas en una representación lineal del problema requiere más cortes para describir el problema original tal como se vio en el caso de pequeña dimensión.
- Robustez de la solución inicial relajada del Problema Maestro. Dado que el proceso entero mixto de la búsqueda de la solución es donde se consume la mayor cantidad de tiempo de cálculo, es muy importante que el solver a usar sea capaz de proporcionar una cota inferior lo más alta posible, de esta manera se reduce el número de nodos de búsqueda del proceso entero mixto. Un caso similar ocurre para limitar la cota superior de dicho proceso y consiste en encontrar lo más rápido posible buenas soluciones enteras, de esa manera se reduce significativamente el espacio de búsqueda y por lo tanto el tiempo del proceso entero mixto.

5.8 Reducción del tiempo de cálculo del proceso

Una vez identificados los puntos del proceso que insumen la mayor cantidad de tiempo se implementaron varias estrategias heurísticas destinadas a reducir el tiempo de ejecución del proceso global de la DGB que se detallan a continuación:

- Reducción del rango de variación de las potencias hidráulicas. El objetivo de esta modificación al proceso es limitar o disminuir las variaciones bruscas de potencia de algunas centrales hidráulicas entre iteraciones sucesivas una vez que la diferencia de cotas se ha reducido a un nivel prefijado o se ha alcanzado un número prefijado de iteraciones. Durante la aplicación de este criterio heurístico se nota una reducción notable del número de iteraciones requeridas para lograr la convergencia del problema con muy poca degradación de la calidad de la solución del problema. Es necesario tener cuidado con la aplicación de este criterio ya que si se restringe demasiado el rango de variación de las potencias hidráulicas se podría tener problemas de infactibilidad de la solución del problema maestro o la aparición de déficit producto de la incapacidad de la componente hidráulica de reacomodarse debido a algún cambio brusco de la generación térmica²⁷.
- Solución Relajada del Problema Maestro. Dado que los resultados del Problema Maestro en las iteraciones iniciales son aproximaciones bastante gruesas del problema y lo que se requiere es reducir la diferencia de cotas del mismo, se optó por relajar el Problema Maestro en las primeras siete iteraciones lográndose una reducción significativa del tiempo total de ejecución al evitarse el proceso entero mixto en las mismas. Este número puede variarse dependiendo de las características del sistema que se esté modelando.
- Eliminación de Cortes Lejanos. Una estrategia adicional que se implementó con la finalidad de disminuir el tiempo de cálculo del Problema Maestro consiste en eliminar en cada iteración los cortes de Benders (hiper-planos) más lejanos del rango de solución del problema. Esta implementación debe ser cuidadosa ya que a diferencia del procedimiento de Descomposición de Benders en problemas lineales donde solo se dejan los cortes activos, la eliminación de cortes cercanos a la solución puede provocar el retorno a soluciones previamente exploradas. Esto se debe al hecho de que al haber variables discretas (en

²⁷ Puede presentarse el caso de tener entre dos iteraciones sucesivas despachos térmicos muy distintos pero con costos totales muy similares. Este caso es típico cuando un generador térmico “grande” reemplaza un grupo de generadores “pequeños”.

este caso binarias) un corte puede estar no-activo pero si limitando el espacio de solución del problema entero.

En la Figura 5.13 se observa la reducción del número de iteraciones requeridas para lograr la convergencia para el caso de mediana dimensión considerando activas las restricciones de voltaje y capacidad de transmisión (caso2-escenario 4). Durante las primeras 7 iteraciones el Problema Maestro fue resuelto de manera relajada restaurándose las condiciones de integración a partir de la octava.

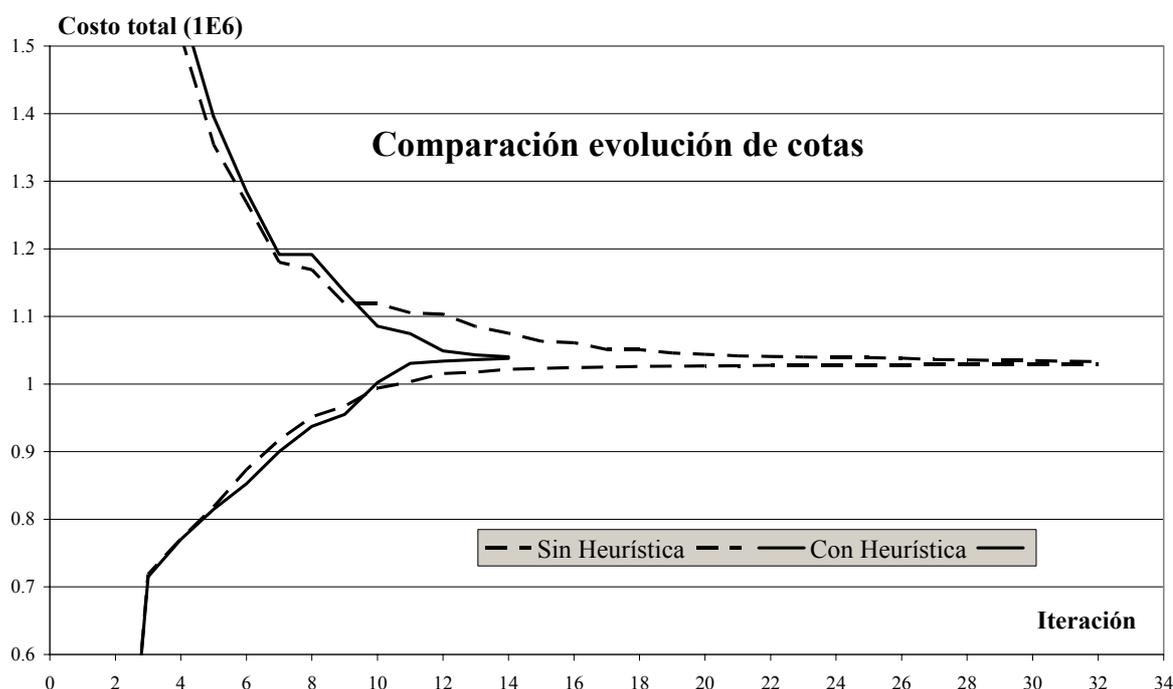


Figura 5.13: Comparación de la convergencia del método propuesto incluyendo las técnicas de aceleración de convergencia (heurística) para el sistema 2 (mediana dimensión) con baja hidrología, caso 4 (Tabla 5.20).

Se observa que durante estas 7 primeras iteraciones la solución relajada del Problema Maestro provoca una degradación en la estimación de cotas superior e inferior. A partir de la décima iteración se aplicó la heurística basada en la limitación del rango de variación de las potencias hidráulicas y se observó una convergencia muy rápida a partir de este punto. La Tabla 5.32 muestra la comparación de ambas soluciones.

Método	Costo [UM]	Tiempo CPU [s]
Propuesto sin aceleración	1.033.360	2.861
Propuesto con aceleración	1.040.325	520
Validación Acoplado	1.031.909	520 + 619

Tabla 5.32: Comparación de la calidad de la solución y tiempo de cálculo al incluir las técnicas de aceleración de convergencia.

Con la aplicación de las medidas descritas, se logra una reducción del tiempo de cálculo de aproximadamente 5,5 veces con una degradación mínima de la calidad de la solución (0,67%). Es interesante señalar que la DGB aplicada sin heurística logra un costo de solamente 0,14% mayor al obtenido fijando las variables binarias. En otras palabras se podría decir que prácticamente las diferencias que se muestran en la Tabla 5.23 corresponden a la aplicación de la heurística descrita para reducir el tiempo de cálculo de la descomposición propuesta.

6 Conclusiones, contribuciones e investigaciones futuras

En este capítulo se presentan las principales conclusiones, contribuciones y posibles extensiones al presente trabajo de investigación desarrollado.

6.1 Introducción

El Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo en la actualidad continúa siendo un problema complejo de resolver debido a las cada vez mayores exigencias impuestas por los mercados competitivos. Las mismas se originan principalmente por la red de transporte, mantener la individualidad de los componentes, considerar las interconexiones internacionales y por los tiempos de cálculo requeridos. En los últimos 12 años la red de transmisión se ha modelado en los DEHCP a través de un flujo de potencia DC, permitiendo considerar la capacidad de transporte, lo cual permitió un significativo aporte. Esto puede dar lugar a soluciones no factibles cuando se verifican las condiciones de funcionamiento eléctrico y la capacidad de los vínculos. En ese sentido es necesario considerar además las restricciones de tensión, dado que ello condiciona fuertemente el DEHCP desde el punto de vista de la potencia reactiva. Este trabajo presenta una metodología que permite una modelación AC del flujo de potencia en la solución del problema, modelación que permite tener en cuenta restricciones de congestión y calidad de servicio, que se presentan con frecuencia en redes extensas y débilmente malladas, típicas de Latinoamérica. La solución del problema planteado no puede ser resuelta en forma cerrada por la magnitud del mismo, la precisión necesaria y los tiempos de cálculo involucrados. Por tal motivo resulta de mucho interés encontrar soluciones que permitan descomponer el problema sobre bases matemáticas. En tal sentido la metodología propuesta en este trabajo se basa en la aplicación de La Descomposición Generalizada de Benders, que junto con métodos tradicionales y experimentados de optimización, son utilizados en la solución del problema para facilitar su solución.

6.2 Principales conclusiones

Las principales conclusiones se pueden agrupar desde visiones del problema:

Desde el punto de vista metodológico

Se ha presentado una formulación matemática y metodología de solución para el problema del cálculo del Despacho Hidrotérmico de Corto Plazo basado en la Descomposición Generalizada de Benders que permite incluir de manera explícita una modelación AC de la red de transmisión. Dicho

requerimiento tiene crucial importancia en países con redes extensas, débilmente malladas y líneas de transmisión altamente cargadas, típico de los países latinoamericanos. Esta metodología evita correcciones post-despacho para hacerlo aplicable debido por ejemplo a:

- Necesidad de cumplir con niveles de tensión en las barras del sistema dentro de los rangos operativos establecidos.
- Sobrecargas en líneas de transmisión o transformadores.

Estas correcciones normalmente pueden implicar la puesta en operación de unidades de generación no previstas lo cual deteriora la calidad de una solución obtenida con metodologías que no contemplan o simplifican grandemente la red de transmisión. De esta manera, con la metodología presentada se cierra la brecha entre el cálculo del despacho y el flujo óptimo de potencia ya que generalmente ambos son tratados como problemas aislados en la mayoría de las propuestas previas a este trabajo.

La metodología se basa en la división del problema original en dos problemas de optimización más pequeños. El primero llamado Problema Maestro que procesa las restricciones inter-temporales del problema original aprovechando además que la formulación propuesta es del tipo entero mixto. El segundo problema llamado Subproblema, de tipo no-lineal con variables continuas, procesa las restricciones que pertenecen a cada subperiodo de manera individual y son en su gran mayoría las correspondientes a las restricciones eléctricas del problema original. El vínculo entre los dos problemas está dado por los llamados “cortes de Benders” que permiten mejorar sucesivamente la solución en un proceso iterativo de los dos problemas antes mencionados. Esta descomposición del problema permite la utilización de software comercial o académico altamente especializado y optimizado para este tipo de estructuras de optimización lo que proporciona una alta velocidad de solución de los mismos y del problema en conjunto.

Dentro de la metodología propuesta, se han analizado a su vez tres variantes que permiten tomar ventaja de las características particulares del sistema que se esté modelando. La primera variante es la más sencilla de implementar, presentando la ventaja de tener un Problema Maestro de menor tamaño que al ser del tipo entero mixto es numéricamente muy intensivo. Por lo tanto un menor tamaño implica menores tiempos de cálculo para el problema en conjunto. La segunda variante aprovecha la característica de que en algunos sistemas, las unidades térmicas tienen curvas de costos lineales de modo tal que se logra trasladar gran parte de las restricciones de las unidades térmicas al Problema Maestro que a pesar de crecer en tamaño necesita de un menor

número de iteraciones para lograr la convergencia. La tercera variante es la más genérica y permite acomodar todo tipo de restricciones pero requiere de un mayor tiempo de cálculo del algoritmo.

Si bien es conocido el problema referido a la lenta convergencia final, de la DGB, en este trabajo ha sido superada en gran medida mediante la introducción de técnicas de aceleración. Estas se basan en la reducción de las variaciones abruptas que sufren algunas centrales hidráulicas en las iteraciones finales. Durante el análisis de proceso de convergencia se encontró que dichas variaciones eran las causantes de la lenta convergencia final. La efectividad de estas técnicas de aceleración desarrolladas en el presente trabajo quedan plenamente demostradas al reducir los tiempos de cálculo en un orden de 3 a 5 veces con una mínima degradación de la calidad de la solución (para los casos analizados fue del orden de 0.4%).

La metodología de descomposición propuesta es una variante de la DGB original. El aporte radica en la inclusión de variables continuas, adicionales al comúnmente conocido " α " en el Problema Maestro. La inclusión de estas variables continuas adicionales permite una descomposición del problema original que admite una modelación más precisa de las restricciones eléctricas y tratarlas mediante procedimientos ya conocidos como lo es el flujo óptimo de potencia.

El empleo de variables de holgura penalizadas extendiendo el concepto de máquina de falla (antes solo usada para representar el déficit de potencia activa) para incluir el caso de la potencia reactiva, presenta la ventaja de permitir una clara interpretación económica de dichas penalizaciones a la vez que evitan la ocurrencia de infactibilidades en la solución del Subproblema. La eliminación de no-factibilidades es sumamente importante ya que evita dos problemas importantes: La determinación de cuando un Subproblema es no factible (problema nada trivial en optimización no-lineal) y Evita la necesidad de construir los llamados "cortes de factibilidad". Durante las pruebas realizadas, se determinó que no todos los optimizadores comerciales para problemas no-lineales son robustos, por ejemplo el solver MINOS falló en encontrar el óptimo en casi el 50% de los casos mientras que los solver's SNOPT y CONOPT se mostraron como los más adecuados.

Desde el punto de vista de los resultados

La presente tesis incluye el desarrollo de un procedimiento de validación de los resultados destinado a comprobar la calidad de la solución encontrada. Durante estas comprobaciones se encontró que para todos los casos analizados, el método propuesto presentó una desviación máxima del 1.5%

del costo respecto del óptimo global del problema. Dicho margen de alejamiento del óptimo es razonable si se tiene en cuenta que se trata de la solución de un problema de optimización de tipo entero-mixto, no-convexo, no-lineal de gran dimensión y que la solución fue obtenida en tiempos razonables para su aplicación práctica.

Durante las pruebas efectuadas, se encontró que el incremento del grado de detalle de la red de transmisión referido al número de nodos y líneas, no tiene mayor impacto en el tiempo de cálculo. Sin embargo no se puede decir lo mismo con respecto al incremento de la cantidad de unidades térmicas e hidráulicas ya que un aumento de estas implica un aumento en el tamaño del Problema Maestro que por ser del tipo Entero-Mixto sufre un incremento en el tiempo de cálculo de tipo exponencial con respecto al número de variables binarias empleadas. El método propuesto se desempeñó razonablemente bien al ser aplicado a sistemas reales. Para el caso de mediana dimensión los tiempos de cálculo son bastante aceptables, del orden de 7 minutos y los resultados superan en calidad a los del modelo TULUM desarrollado por el IEE. Para el caso de gran dimensión, los tiempos de cálculo se encuentran al borde de los límites aceptables (entre media y una hora) debido a la problemática previamente descrita, pero la mejora continua de la capacidad de procesamiento de las computadoras actuales así como del software de optimización empleados mantienen abierta su aplicación a problemas de mayor envergadura.

Las pruebas realizadas muestran que el método propuesto es robusto incluso para condiciones de una alta participación hidráulica. Este aspecto es muy importante ya que supera un problema muy común de otra técnica ampliamente investigada y aplicada a la solución del mismo problema como es la Relajación Lagrangeana. La deficiencia de la Relajación Lagrangeana se deriva del hecho que durante la solución del problema dual, el método de optimización intenta maximizar individualmente la producción de energía de cada central hidráulica en los subperiodos con costo marginal alto lo que provoca un exceso de generación en dichos subperiodos y déficit de generación en los subperiodos con costo marginal bajos²⁸. Este fenómeno provoca oscilaciones al proceso de convergencia y mucha dificultad para construir una solución factible para el problema primal a partir de la solución del problema dual.

²⁸ En realidad este problema se presenta incluso ante diferencias muy ligeras de los multiplicadores de lagrange (costo marginal) tal como es descrito en el capítulo 2.

La inclusión de las interconexiones internacionales modeladas mediante curvas de oferta, impone una alta carga computacional al problema, sin embargo a pesar de este hecho, el método propuesto calcula los intercambios de manera correcta.

El método propuesto también permite incluir condiciones operativas como los tiempos de escurrimiento del agua en centrales en cascada preservando la individualidad de las mismas sin necesidad de recurrir a técnicas como agregación de centrales hidráulicas o a la simplificación, muchas veces no aceptable, de ignorar dichos tiempos. Sin embargo como es de suponer, estas inclusiones se traducen en un incremento en el tiempo de ejecución.

Se puede mencionar que los tres métodos de descomposición propuestos amplían la cantidad restricciones operativas que pueden ser incluidas en el planeamiento de la operación de corto plazo. Se brinda especial énfasis en incorporar una modelación AC de la red de transmisión dentro del problema. Esta metodología no pretende ser capaz de abarcar todas las restricciones posibles de la problemática del mismo sino mas bien permitir la elección de un procedimiento que sea versátil y que permita incorporar restricciones particulares y simplificar o no considerar las que no están presentes o no sean importantes en un sistema eléctrico en particular.

6.3 Sumario de contribuciones originales

Esta tesis doctoral hace las siguientes contribuciones concretas en el área del planeamiento de corto plazo de los mercados eléctricos competitivos:

1. Presenta 3 nuevas formas de descomposición del problema de coordinación hidrotérmica basados en la Descomposición Generalizada de Benders que permite tener en cuenta una modelación AC de la parte eléctrica del problema dentro del problema de optimización.
2. Propone un uso novedoso de variables de holgura penalizadas debido al déficit o exceso de potencia reactiva, extendiendo el concepto tradicional de máquina de falla para el caso de exceso y déficit de potencia reactiva.
3. Identifica los motivos de la lenta convergencia final de la DGB aplicada al problema del planeamiento eléctrico operativo de corto plazo e implementa la aplicación de técnicas de aceleración para superar esta gran desventaja característica de la DGB consiguiéndose tiempos de ejecución razonables para aplicaciones prácticas.
4. Se desarrolló un método de validación de los resultados debido a la no existencia hasta la fecha de otro planteamiento que solucione el problema planteado contra el cual se pudieron comparar los resultados obtenidos.

6.4 Sugerencias para Futuros Trabajos

A partir de los resultados y de las conclusiones se pueden sugerir las siguientes extensiones naturales del presente trabajo:

- Reducción del tiempo de cálculo del Problema Maestro mediante una descomposición adicional del mismo.

Esta exigencia se torna fundamental si se requiere modelar sistemas más grandes y complejos que los presentados. Esto es debido principalmente a que el Problema Maestro al ser de naturaleza entero mixto es numéricamente muy intensivo.

La descomposición del Problema Maestro aparte de reducir su tiempo de cálculo tendría las siguientes ventajas adicionales:

- Permitiría una modelación no-lineal de las centrales hidráulicas lo que permite tener en cuenta el caso de variación de la potencia con respecto a la cota del embalse para cada central.
 - Optimización individual de cada unidad térmica, lo que posibilitaría incluir mayor detalle en el modelado en caso que se requiriera.
- Reducción de la dimensionalidad del Problema Maestro. En el presente trabajo, para el caso de los tiempos mínimos de operación de las unidades térmicas, se construyen explícitamente todas las restricciones necesarias que modelan dicho tiempo mínimo de todas las unidades térmicas. La referencia [41] presenta un desarrollo matemático para el tratamiento de tiempos mínimos de operación (no necesariamente de generadores eléctricos) que en principio solo requeriría la adición secuencial de un conjunto mínimo de restricciones durante la solución del Problema Maestro. Esta técnica es conocida como Branch-and-Cut & Heurística y consiste en incluir cortes o restricciones definidos por el usuario durante el proceso de Branch-and-Cut realizado por el solver comercial en el proceso de búsqueda de la solución del problema entero mixto. Un esquema de este tipo reduciría el tamaño y por ende el tiempo de solución del Problema Maestro.
 - Uso de procesamiento paralelo en el Problema Maestro y en el Subproblema. El continuo avance de la capacidad de procesamiento y miniaturización de los microprocesadores hace que actualmente se encuentren disponibles a precios razonables computadoras personales con múltiples procesadores. Este hecho posibilita hacer uso de una característica de las técnicas de descomposición comúnmente ignorada: Subproblemas que pueden ser resueltos en paralelo. Para el caso específico del esquema de descomposición desarrollado en la presente tesis, el proceso

Branch-and-Cut puede ser resuelto mediante procesamiento paralelo por tratarse de un proceso de árbol de búsqueda. Para el caso del Subproblema, este es ya en si un conjunto independiente de problemas de optimización que pueden ser resueltos de forma paralela. Por estos hechos, con pocas modificaciones podrían lograrse reducciones significativas de tiempos de cálculo del problema global.

- Incluir criterios de confiabilidad N-1 estática (estado estacionario) en el problema del despacho. En muchos sistemas eléctricos existen implementados criterios de seguridad N-1 destinados principalmente a evitar que el sistema alcance estados indeseados ante la salida intempestiva de un componente de la red o de un bloque generador. Los procedimientos comúnmente utilizados para este caso consisten en elegir un conjunto de escenarios o despachos típicos junto a uno de fallas probables, seguidamente realizar simulaciones mediante flujo AC completo y determinar si el sistema cumple con los requisitos impuestos. La inclusión de criterios de confiabilidad N-1 estáticos dentro del planeamiento de corto plazo permitiría un mejor planeamiento y una operación más segura de los sistemas eléctricos.

7 Bibliografía

- [1] A. M. Geoffrion; Generalized Benders' Decomposition. *Journal of Optimization Theory and Applications*. Vol. 10, 1972. Page(s): 237 – 260.
- [2] Al-Agtash, S.; Hydrothermal scheduling by augmented Lagrangian: consideration of transmission constraints and pumped-storage units, *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume: 16, Issue: 4, Nov. 2001. Pages: 750 - 756
- [3] Alguacil, N.; Conejo, A.J.; Multiperiod optimal power flow using Benders decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume: 15 Issue: 1, Feb 2000. Page(s): 196 –201.
- [4] Amador, W.; Cossio, S.; Corredor, A.P.H.; Transmission, operation and congestion management in the Colombian electricity market; *Power Engineering Society General Meeting, 2004*. IEEE; 6-10 June 2004 Page(s):1298 - 1300 Vol.2
- [5] Ambriz-Perez, H.; Acha, E.; Fuerte-Esquivel, C.R.; Advanced SVC models for Newton-Raphson load flow and Newton optimal power flow studies; *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 15, Issue 1, Feb. 2000 Page(s):129 - 136
- [6] Arroyo, J.M.; Conejo, A.J.; Multiperiod auction for a pool-based electricity market; *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 17, Issue 4, Nov. 2002 Page(s):1225 - 1231
- [7] Bagajewicz, M. J.; Manousiouthakis V.; On the Generalized Benders Decomposition. *Computers & Chemical Engineering*, Volume 15, Issue 10, October 1991, Pages 691-700
- [8] Baldick, R.; The generalized unit commitment problem; *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume: 10 Issue: 1, Feb 1995. Page(s): 465 –475.
- [9] Batut J., Renaud A., Daily generation scheduling optimization with transmission constraints: a new class of algorithms. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 7 (3) (1992) 982 / 989.
- [10] Bitu, Roberto; Born, Paulo; *Tarifas de Energía: Aspectos Conceptuales y Metodológicos*, ISBN 9978-70-038-2, OLADE/008-EE/93. Quito-Ecuador.
- [11] Bruce A. Murtagh and Michael A. Saunders. *Minos 5.4 user's guide*. Technical Report SOL 83-20R, Department of Operations Research, Stanford University, December 1983. Revised Jan 1987, Mar 1993, Feb. 1995.

- [12] Bulent Tor; Osman. Electricity Restructuring in Turkey: Promises and Predicaments, IEEE Power & energy magazine, Volume 3, Number 3, May/June 2005 Page(s):25 – 29.
- [13] Calmet, M.; Guerra, J.; Electric sector reform in Peru; IEEE Power Engineering Review; Volume 19, Issue 9, Sept. 1999 Page(s):17 - 21
- [14] Chang, G.W.; Aganagic, M.; Waight, J.G.; Medina, J.; Burton, T.; Reeves, S.; Christoforidis, M.; Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling; IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 16 Issue: 4, Nov 2001. Page(s): 743 –749.
- [15] Chahín, Carmenza; New Regulatory Framework for the Colombian Electrical Sector. IEEE Power Engineering Review, December 1998.
- [16] Castillo, R.A.; Vargas, A. Joint Economic Dispatch, Energy and Reserve. Optimal Seconds Reserve Determination in Isolated Systems. PPT 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, Sep. Porto Portugal.
- [17] Estadística de Operaciones del año 2003; COES; sitio web oficial, <http://www.coes.org.pe/>
- [18] COES, <http://www.coes.org.pe/coes/articulos/Expo-Ing-Calcina.pdf>
- [19] Cplex Large-scale linear solver callable library: ILOG Inc. Web: <http://www.ilog.com/products/cplex/>.
- [20] Estadísticas de operación 1993-2002; Sitio Oficial del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central: www.cdec-sic.cl/. Chile.
- [21] IEEE Special Stability Controls Working Group; Static VAR compensator models for power flow and dynamic performance simulation; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 9, Issue 1, Feb. 1994 Page(s):229 – 240
- [22] Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina año 2002; Sitio Oficial de Cammesa: www.cammesa.com.ar; Argentina.
- [23] Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano: Año 2003; Sitio Oficial del CONELEC: www.conelect.gov.ec; Ecuador.
- [24] Doña, Victor M.; Utilización óptima temporal del criterio de seguridad (n-1) en sistemas eléctricos interconectados débilmente mallados; Tesis Doctoral, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 1996.
- [25] Doña, Victor M.; Hoese, Alejandro; Vargas, Alberto; Predespacho de Potencia Reactiva en el Despacho Económico de Sistemas Hidrotérmicos Multinodales. IX ERLAC Foz do Iguazú, Brasil. Mayo 2001. IX/FI-38.26

- [26] Frederick S. Hillier, Gerald J. Lieberman; Introduction to Operations Research, sixth edition. McGraw-Hill, inc., U.S.A., 1997.
- [27] GAMS Modeling Language: GAMS Development Corporation. Web: <http://www.gams.com>
- [28] Garcia-Gonzalez, J.; Castro, G.A.; Short-term hydro scheduling with cascaded and head-dependent reservoirs based on mixed-integer linear programming, Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, Volume: 3 , 10-13 Sept. 2001. Pages: 6 pp. vol.3
- [29] Gardner, J.; Hobbs, W.; Lee, F.N.; Leslie, E.; Streiffert, D.; Todd, D.; Summary of the panel session “Coordination Between Short-Term Operation Scheduling and Annual Resource Allocations”; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 10, Issue 4, Nov. 1995 Page(s):1879 - 1889
- [30] Gil Sagás, Esteban Manuel; PROGRAMACION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO EN SISTEMAS HIDROTERMICOS USANDO ALGORITMOS GENETICOS; Tesis de maestría, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA, Diciembre 2001. Valparaiso-Chile.
- [31] Gómez Exposito, Antonio; Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica, ISBN 94-481-3592-X, Mc Graw Hill. Madrid-España.
- [32] Hau Wei; Sasaki, H.; Kubokawa, J.; Yokoyama, R.; Large scale hydrothermal optimal power flow problems based on interior point nonlinear programming. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 15 , Issue: 1 , Feb. 2000. Pages:396 – 403.
- [33] Hammons, Thomas J.; Rudnick, Hugh; Barroso, Luiz Augusto; Latin America: Deregulation in a Hydro-Dominated Market; HCI Publications 2002.
- [34] Houzhong Yan; Peter B. Luh; Xiaohong Guan; Peter M. Rogan; Scheduling of Hydrothermal Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 8 Issue: 3, August 1993. Page(s): 1358 – 1365
- [35] Hunt, Sally; Shuttleworth, Graham; Competition and choice in electricity, Wiley, England, 1996
- [36] IEE Informe Técnico de implementación del modelo Tulum en el CENACE, Quito, Ecuador. Mayo de 2003.
- [37] IEE. Curso de posgrado. Despacho Económico de Sistemas Hidrotérmicos en Mercados Competitivos. Mayo de 2003.
- [38] Kalvelagen, Erwin; On solving the progressive party problem as a MIP; Computers & Operations Research, Volume 30, Issue 11, September 2003, Pages 1713-1726.

- [39] Kelman, R; Pereira, M; Strategic Pricing In Hydrothermal Systems; VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE, May 1998, Brasil.
- [40] Kuan, E.; Año, O.; Vargas, A.; Unit commitment optimization considering the complete network modeling. Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, Volume: 3 , 2001. Page(s): 5 pp. vol.3.
- [41] Lee, Jon; Leung, Janny; Margot, François; Min-up/min-down polytopes; Discrete Optimization Volume 1, 2004; Page(s): 77 - 85
- [42] M.E. El-Hawary; Optimal Power Flow: Solution Techniques, Requirements, and Challenges. IEEE Tutorial Course, 1996.
- [43] M.S. Bazaraa, C.M. Shetty, Nonlinear Programming—Theory and Algorithms, second edition Wiley, New York, 1993.
- [44] John, E.M.; Reactive compensation tutorial, Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE Volume 1, 27-31 Jan. 2002 Page(s):515 - 519 vol.1
- [45] Erik R. Larsen, Isaac Dyner, Leonardo Bedoya V. and Carlos Jaime Franco; Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way ahead ; Energy Policy, Volume 32, Issue 15, October 2004, Pages 1767-1780.
- [46] Chao-An Li; Svoboda, A.J.; Chung-Li Tseng; Johnson, R.B.; Hsu, E.; Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Issue 2, May 1997 Page(s):764 – 769.
- [47] Ma, H.; Shahidehpour, S.M.; Unit commitment with transmission security and voltage constraints, IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 14 Issue: 2 , May 1999. Page(s): 757 –764
- [48] Madrigal, Marcelino; Quintana, Victor H.; Optimization models for electricity markets; VII SEPOPE, 2000.
- [49] Maceira M.E.P.; Terry L.A.; Diniz A.S.L. et al, Despacho de Geração Horário com Representação Detalhada de Restrições Hidráulicas, VII SEPOPE, 2000.
- [50] Almeida Araujo, Edna Maria de; Murta Vale, Maria Helena; Valadares, José Roberto; Políticas, Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão, VII SEPOPE, 2000.
- [51] Diniz A.S.L.; Maceira M.E.; et al, Aplicação de técnicas de relaxação lagrangeana e programação dinâmica dual ao modelo de despacho horário da operação energética, XVII SNPTEE,. Minas Gerais-Brasil, Outubro de 2003
- [52] Manual de Procedimientos, Programacion de Corto Plazo o Programa Diario, Reglamento interno, REGLAMENTO INTERNO DEL

- CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL, CDEC-SIC.
- [53] Martin, Marcelo Raúl: Methodology to charge additional costs due to constrained-on generation: application on the argentinean wholesale electricity market; X-Erlac Décimo Encuentro Regional Latinoamericano de la Cigré; 18-22 mayo 2003.
- [54] Miguelez, E.L.; Rodriguez, L.R.; Roman, T.G.S.; Cerezo, F.M.E.; Fernandez, M.I.N.; Lafarga, R.C.; Camino, G.L.; A practical approach to solve power system constraints with application to the Spanish electricity market; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 19, Issue 4, Nov. 2004 Page(s):2029 – 2037
- [55] Motto, A.L.; Galiana, F.D.; Conejo, A.J.; Arroyo, J.M.; Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 17, Issue 3, Aug. 2002 Page(s):646 - 653
- [56] Murillo-Sanchez, C.; Thomas, R.J.; Thermal unit commitment including optimal AC power flow constraints; 1998, Proceedings of the Thirty-First Hawaii International Conference on System Sciences, Volume: 3 , 1998. Page(s): 81 -88 vol.3.
- [57] Mut, Osvaldo F.; Sifuentes, Wilfredo; Vargas, Alberto; Coordinación Hidrotérmica con Red de Transmisión AC. Análisis de dos Metodologías de Cálculo sobre la base de Sistemas Latinoamericanos; VI Congreso Latinoamericano de Generación y Transporte de Energía Eléctrica. 13 al 17 de Noviembre de 2005 - MAR DEL PLATA – ARGENTINA.
- [58] “Available Transfer Capability Definitions and Determination,” North American Electric Reliability Council (NERC), 1996
- [59] OLADE; Energía en Cifras; Sitio web oficial: www.olade.org.ec; Quito-Ecuador.
- [60] Padhy, N. P., Unit Commitment – A Bibliographical Survey. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004. Page(s): 1196-1205.
- [61] Paucar, V. Leonardo; Rider, Marcos J.; On the Congestion Problems and Transmission Services in the Peruvian Power System Under Deregulation. IEEE Porto Power Tech Conference 10th -13th September, Porto, Portugal 2001.
- [62] P. E. Gill, W. Murray, and M. A. Saunders, SNOPT: An SQP algorithm for large-scale constrained optimization, Numerical Analysis Report 97-2, Department of Mathematics, University of California, San Diego, La Jolla, CA, 1997.
- [63] PSR, <http://www.psr-inc.com.br/ncp.asp>
- [64] Xpress-Optimizer; Callable library; www.dashoptimization.com/

- [65] Redondo, N.J.; Conejo, A.J.; Short-term hydro-thermal coordination by Lagrangian relaxation: solution of the dual problem; IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 14 Issue: 1, Feb 1999. Page(s): 89 –95.
- [66] Reneses, J.; Baillo, A.; Centeno, E.; Ventosa, M.; Rivier, M.; Ramos, A.; Strategies to fulfill medium-term objectives through short-term operation in competitive power markets; Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna; Volume 2, 23-26 June 2003 Page(s):7 pp. Vol.2
- [67] Robert E. Bixby, Mary Fenelon, Zonghao Gu, Ed Rothberg, Roland Wunderling; MIP: Theory and Practice - Closing the Gap, ILOG CPLEX Division paper.
- [68] Sahinidis, N. V. Grossmann, I. E.; Convergence properties of generalized benders decomposition, Computers & Chemical Engineering, Volume 15, Issue 7, July 1991, Pages 481-491.
- [69] Nascimento, Saulo J.; Challenges of the Brazilian system operator in search of efficiency, 39-209, CIGRÉ Session 2000, Paris.
- [70] Pegado, Paulo A.; Pereira, Moach Jr.; Berer, Ricardo; Esmeraldo, Paulo C.; Large international interconnections in south America and in Brazil, 37-103, CIGRÉ Session 2000, Paris.
- [71] Rudnick, H.; Pioneering electricity reform in South America; Spectrum, IEEE, Volume 33, Issue 8, Aug. 1996 Page(s):38 - 44
- [72] Rudnick, H.; Varela, R.; Hogan, W.; Evaluation of alternatives for power system coordination and pooling in a competitive environment; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Issue 2, May 1997 Page(s):605 - 613
- [73] Rudnick, H.; Market Restructuring In South America, Power Engineering Review, IEEE Volume 18, Issue 6, June 1998 Page(s):3 - 6
- [74] Rudnick, H.; California crisis influences further reforms in Latin America [electric power industry], Power Engineering Review, IEEE Volume 22, Issue 8, Aug. 2002 Page(s):12 - 14
- [75] Serrano, Benjamín; R.; Laciari, Roberto E.; Vargas, Alberto; Coordination of Voltage and Reactive Power Control Actions Based On Economics Criteria. X ERLAC Puerto Iguazú, Argentina. Mayo 2003. X/PI-38.4.
- [76] Shahidehpour, Mohammad; Yamin, Hatim; Li Zuyi, Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management ISBN: 0-471-44337-9, March 2002, Wiley-IEEE Press.

- [77] Sifuentes, W. Buenalaya S.; Modelo de Despacho de Corto Plazo Multiembalse Multinodal Usando Programación Lineal Entera – Mixta; Informe interno Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES-SEIN –Lima Perú. Junio 2001.
- [78] Stoft, Steven; Power System Economics, Designing Markets for Electricity - IEEE/Wiley, 2002
- [79] Strada, T. Optimización de la operación de largo plazo de sistemas hidrotérmicos de generación bajo consideración de las variables que tienen comportamiento aleatorio. PhD Tesis, Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Abril 1995.
- [80] Varaiya, P.; Wu, F.; MinISO: a minimal independent system operator; 1997, Proceedings of the Thirtieth Hawaii International Conference on System Sciences, Volume 5, 7-10 Jan. 1997 Page(s):602 - 607 vol.5
- [81] Yamin, H. Y.; Review on methods of generation scheduling in electric power systems; Electric Power Systems Research, Volume 69, Issues 2-3, May 2004, Pages 227-248
- [82] Yuan Li; Venkatasubramanian, V.; Coordination of transmission path transfers; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 19, Issue 3, Aug. 2004 Page(s):1607 - 1615
- [83] Walter J. Hobbs; Gary Hermon Stephen Warner; Gerald B. Sheblé; An enhanced dynamic programming approach for unit commitment. IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 3 Issue: 3 , Nov 1988, Page(s): 1201 – 1205.
- [84] Watkins Jr, David W. McKinney, Daene C.; Decomposition methods for water resources optimization models with fixed costs, Advances in Water Resources, Volume 21, Issue 4, 10 April 1998, Pages 283-295
- [85] Wood, A.J. Wollenberg, B.F; Power Generation, Operation and Control, second edition Wiley, New York, 1986.
- [86] Xiaohong Guan; Ernan Ni; Renhou Li; Luh, P.B.; An optimization-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints; IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 12 , Issue: 4 , Nov. 1997, Pages:1775 – 1780
- [87] Xiaohong Guan; Lou Houzhong Yan; John A. Amalfi; Short-Term Scheduling of Thermal Power Systems. Proceedings of seventeenth PICA Conference, Baltimore, MD May 1991. Page(s): 120 – 126.
- [88] Yong-Huasong, Modern Optimization Techniques in Power Systems, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands, 1999.
- [89] Zadeh, K.N.; Meyer, R.C.; Villada Z, J.H.; Weibull, A.; Hogberg, S.; Operation planning and control of cascaded hydro plants; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 6, Issue 2, May 1991 Page(s):835 - 841

- [90] Zhuang F.; Galiana F.D.; Towards a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian relaxation; IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 3 Issue: 2, May 1988. Page(s): 763 –773.