



Universidad
Loyola
de América

UNIVERSIDAD LOYOLA DE AMÉRICA
SISTEMA INCORPORADO-UNAM CLAVE 8911

ULA

**“PREDESPACHO DE CENTRALES
TERMOELÉCTRICAS”**

T E S I S
QUE COMO REQUISITO
PARA OBTENER EL GRADO DE:
LICENCIADA EN ACTUARÍA

P R E S E N T A:
MÓNICA ESTELA PÉREZ HERRERA

DIRECTOR DE TESIS:
M.C. ISAÍAS GUILLEN MOYA

CUERNAVACA MOR.

NOVIEMBRE DE 2006



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*A quienes no han dejado de confiar en mi
a pesar de mis tropiezos.*

Mónica

Agradecimientos

Agradezco:

A mi familia.....

A mis padres y hermanos por todo su apoyo y comprensión. Mis logros son también suyos e inspirados en ustedes.

Al M.C. Isaías Guillen Moya.....

Por el constante e incansable apoyo que me brindó. Por su interés, paciencia, tiempo y dedicación en la realización de esta tesis.

A todos mis profesores.....

Los cuales tuve la fortuna de conocer en la Universidad Loyola de América, por su apoyo y los conocimientos que me compartieron, ya que sin ellos no hubiese sido posible elaborar el presente trabajo.

A mis amigas y amigos.....

Quienes siempre han estado conmigo, aún en la distancia, alentándome cuando las cosas se tornan complicadas. Muy especialmente a Paulina, Raziel, Yoalli, Alejandra y Diana.

.....A todos ustedes

“Gracias”

Índice de contenidos

Dedicatoria.	ii
Agradecimientos.	iii
Índice de contenidos.	iv
Índice de figuras.	vii
Índice de tablas.	viii
Resumen.	x
Notación.	xi

1 Introducción

1.1 Prólogo.	1
1.2 Planteamiento del problema.	3
1.3 Objetivos.	4
1.3.1 Objetivo general.	4
1.3.2 Objetivos particulares.	4
1.4 Alcances y limitantes.	5
1.4.1 Alcances.	5
1.4.2 Limitantes.	5
1.5 Estructura de la tesis.	5

2 La generación de energía en sistemas termoeléctricos

2.1 Generación termoeléctrica.	7
2.1.1 Características principales de las centrales termoeléctricas.	11
2.1.1.1 Desacoplamiento temporal de largo plazo.	12
2.1.1.2 Independencia de la generación.	12
2.1.1.3 Curvas de costos.	12
2.1.2 Costos de operación en centrales termoeléctricas.	12
2.1.2.1 Costo de arranque.	12
2.1.2.2 Costo de paro.	13
2.1.2.3 Costo del combustible.	13
2.1.3 Costo del combustible en centrales termoeléctricas.	13
2.1.3.1 Curva de Entrada/Salida.	14
2.1.3.2 Curva de costo marginal de combustible.	15
2.1.3.3 Curva de costo unitario de combustible.	15
2.1.4 Restricciones en la operación de centrales termoeléctricas.	16
2.1.4.1 Límites técnicos de operación.	16
2.1.4.2 Tiempo mínimo de operación.	16
2.1.4.3 Tiempo mínimo de paro.	16
2.1.4.4 Limitaciones de planta.	16
2.1.4.5 Rampas.	16
2.1.4.6 Limitaciones de combustible.	17

3 Programación de centrales termoeléctricas a corto plazo

3.1 Predespacho de centrales termoeléctricas.	18
3.1.1 Descripción del problema.	18
3.1.1.1 Definición de predespacho.	19
3.1.2 Planteamiento matemático.	19
3.1.3 Alternativas de solución.	20
3.1.3.1 Listas de prioridad / Heurística.	20
3.1.3.2 Programación dinámica.	20
3.1.3.3 Branch-and-Bound.	21
3.1.3.4 Programación entera y entera/mixta.	21
3.1.3.5 Relajación lagrangiana.	21
3.1.3.6 Redes neuronales.	22
3.1.3.7 Técnicas de optimización metaheurística.	22

4 Modelado de programación termoeléctrica

4.1 Modelado tradicional.	23
4.1.1 Descripción del modelo.	23
4.1.2 Función objetivo (costos totales).	24
4.1.2.1 Costos de producción.	24
4.1.2.2 Costos de arranque.	27
4.1.2.3 Costos de paro.	29
4.1.3 Restricciones de operación.	29
4.1.3.1 Demanda.	29
4.1.3.2 Reserva rodante.	31
4.1.3.3 Potencia máxima y mínima.	31
4.1.3.4 Rampas.	32
4.1.3.5 Tiempos mínimos de funcionamiento y parada.	33
4.1.3.6 Tipos de centrales termoeléctricas.	34
4.2 Formulación tradicional.	34
4.3 Complejidad computacional.	39

5 Modelo propuesto

5.1 Descripción matemática.	40
5.2 Software utilizado.	44
5.2.1 GAMS.	44
5.2.2 NEOS.	46

6 Implementación del modelo

6.1 Caso 1: sin rampas.	50
6.1.1 Análisis de resultados.	50
6.2 Caso 2: con rampas.	63
6.2.1 Análisis de resultados.	63
6.2.1.1 Caso 2.1 Rampa de arranque.	69

6.2.1.2 Caso 2.2 Rampa de paro.	73
6.2.1.3 Caso 2.3 Rampa de subida.	76
6.2.1.4 Caso 2.4 Rampa de bajada.	80
7 Conclusiones y sugerencias	
7.1 Conclusiones de la tesis.	83
7.1.1 Aportaciones.	84
7.2 Sugerencias para futuros trabajos.	85
Fuentes de información.	86
Anexo A Glosario.	88
Anexo B Modelo programado en GAMS	
Modelo caso 1.	89
Modelo caso 2.	92
Anexo C Datos de entrada del modelo	
Características técnicas de las centrales.	96
Costos de las centrales.	97
Demanda y reserva rodante.	98

Índice de figuras

Figura 2.1	Generación termoeléctrica.	7
Figura 2.2	Secuencia de transformaciones de energía.	8
Figura 2.3	Central de turbogas.	9
Figura 2.4	Central de diesel.	9
Figura 2.5	Esquema de una central térmica generadora de energía.	10
Figura 2.6	Esquema de central generadora termoeléctrica.	11
Figura 2.7	Costo de arranque vs tiempo apagado.	13
Figura 2.8	Curvas características de una central termoeléctrica.	14
Figura 3.1	Descomposición temporal de la programación de centrales para sistemas hidrotérmicos.	18
Figura 4.1	Aproximación cuadrática de los costos de producción.	25
Figura 4.2	Aproximación lineal por tramos de los costos de producción.	25
Figura 4.3	Costos de producción no lineal, no convexo y no diferenciable.	26
Figura 4.4	Costo de arranque exponencial.	28
Figura 4.5	Sistema de energía eléctrica de nudo único.	30
Figura 4.6	Curva de demanda de potencia.	30
Figura 5.1	Interfaz de GAMS.	46
Figura 5.2	Servidor NEOS.	47
Figura 5.3	Interfaz de NEOS para visualizar resultados de trabajos previos.	48
Figura 5.4	Interfaz del “solver” XPRESS de NEOS.	49
Figura 6.1	Demanda de energía por periodo de tiempo.	55
Figura 6.2	Potencia generada por la central 36 durante el horizonte de planeación.	55
Figura 6.3	Tiempo de ejecución del modelo caso 1.	61
Figura 6.4	Tiempos de ejecución del modelo caso 1 y 2.	68
Figura 7.1	Variación de la función objetivo.	83

Índice de tablas

Tabla 4.1	Complejidad computacional.	39
Tabla 4.2	Dimensión del problema.	39
Tabla 5.1	Casos posibles en restricciones de potencia.	43
Tabla 6.1	Estadísticas del caso 1.	50
Tabla 6.2	Sumario del caso 1.	51
Tabla 6.3	Programación de la central termoeléctrica #1.	52
Tabla 6.4	Programación de la central termoeléctrica #13.	53
Tabla 6.5	Acoplado de las centrales caso 1. (1)Encendida (0)Apagada.	54
Tabla 6.6(a)	Potencia generada por las centrales en cada periodo de tiempo del caso 1.	56
Tabla 6.6(b)	Potencia generada por las centrales en cada periodo de tiempo del caso 1.	57
Tabla 6.7	Demanda y reserva rodante.	58
Tabla 6.8(a)	Potencia máxima de las centrales acopladas en el caso 1.	59
Tabla 6.8(b)	Potencia máxima de las centrales acopladas en el caso 1.	60
Tabla 6.9	Programa de arranques y paros de las centrales termoeléctricas del caso 1 (1)Arranque (2)Paro.	62
Tabla 6.10	Estadísticas del caso 2.	63
Tabla 6.11	Sumario del caso 2.	63
Tabla 6.12	Acoplado de las centrales caso 2. (1)Encendida (0)Apagada.	65
Tabla 6.13(a)	Potencia generada por las centrales en las centrales en cada periodo de tiempo del caso 2.	66
Tabla 6.13(b)	Potencia generada por las centrales en las centrales en cada periodo de tiempo del caso 2.	67
Tabla 6.14	Potencia generada por central 39 en caso 2.	69
Tabla 6.15(a)	Potencia generada por las centrales caso 2.1 en cada periodo de tiempo.	70
Tabla 6.15(b)	Potencia generada por las centrales caso 2.1 en cada periodo de tiempo.	71
Tabla 6.16	Valores de rampa de arranque caso 2 y 2.1.	72
Tabla 6.17	Valores de rampa de paro caso 2 y 2.2.	73
Tabla 6.18(a)	Potencia generada por las centrales caso 2.2 en cada periodo de tiempo.	74
Tabla 6.18(b)	Potencia generada por las centrales caso 2.2 en cada periodo de tiempo.	75
Tabla 6.19(a)	Potencia generada por las centrales caso 2.3 en cada periodo de tiempo.	77
Tabla 6.19(b)	Potencia generada por las centrales caso 2.3 en cada periodo de tiempo.	78
Tabla 6.20	Valores de rampa de subida caso 2 y 2.3.	79
Tabla 6.21	Valores de rampa de bajada caso 2 y 2.4.	80
Tabla 6.22(a)	Potencia generada por las centrales caso 2.4 en cada periodo de tiempo.	81

Tabla 6.22(b)	Potencia generada por las centrales caso 2.4 en cada periodo de tiempo.	82
Tabla B.1	Modelo caso 1.	89
Tabla B.2	Modelo caso 2.	92
Tabla C.1	Características técnicas de las centrales termoeléctricas	96
Tabla C.2	Costos de las centrales termoeléctricas.	97
Tabla C.3	Demanda y reserva rodante.	98

Resumen

Esta tesis presenta el problema de la programación de la generación de energía termoeléctrica en el corto plazo, conocido como “predespacho”, que consiste en encontrar la estrategia óptima de operación de las centrales generadoras durante el horizonte de planeación de tal manera que se suministre la demanda a un costo mínimo, satisfaciendo simultáneamente las restricciones operativas de cada una de las centrales así como del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en su conjunto.

Se describe el modelado tradicional del predespacho encontrado en la literatura técnica y con base en él se propone y desarrolla un modelo que aparte de las restricciones generales cuenta además con restricciones operativas de cuatro rampas de potencia (subida, bajada, arranque y paro). También presenta una modelización en la que las restricciones de potencia se modelan linealmente sin perder precisión, reduciendo así la complejidad computacional del problema.

El modelo se programa en lenguaje GAMS (General Algebraic Modeling System) y se ejecuta usando el servidor NEOS (Network-Enabled Optimization System) desde internet con el “solver” *XPRESS* de programación lineal entera-mixta.

Se prueba con datos de un conjunto hipotético de centrales generadoras, mediante el estudio de casos en los que se modifican los valores de las rampas para verificar su correcto funcionamiento, así como también se ejecuta el modelo con y sin restricciones de rampas para estudiar el comportamiento de la función objetivo. Se utiliza como horizonte de planeación un día dividido en horas (24 periodos).

Se obtienen programas de acoplamiento de las centrales termoeléctricas durante el horizonte de planeación para cada caso de estudio, que satisfacen la demanda y las diversas restricciones operativas, todo ello operando al costo mínimo.

Notación

C_T	Costo total del combustible (\$/Hr)
P	Potencia generada (MW)
a, b, c	Coefficientes de la función cuadrática de costos de combustible
C_{enc}	Costo asociado a las veces en que se ponen en funcionamiento las centrales
C_0	Costo de arranque en frío
Φ	Razón de enfriamiento de las centrales
t	Subíndice usado para referirse a una determinada hora del horizonte de planeación
$h-k$	Duración del periodo t (1 hora)
$i-j$	Subíndice usado para referirse a una determinada central
H	Energía calorífica
Btu	British Thermal Unit
MBtu	Million Btu
CC	Costo del combustible
P_t	Potencia de salida generada en el periodo t de la central
$P_{t_{min}}$	Potencia mínima técnica de la central
$P_{t_{max}}$	Potencia máxima técnica de la central
PR	Punto de rendimiento máximo
Z_T	Costo total de operación de las centrales termoeléctricas para el horizonte de planeación
T	Número de periodos t en el horizonte de planeación
y_t	Costo de combustibles de las centrales termoeléctricas en el periodo t obtenido del despacho económico de carga
$C_{enc\ i}$	Costo asociado a las veces que se encienda la central i durante el horizonte de planeación
$C_{ap\ i}$	Costo asociado a las veces que se apague la central i durante el horizonte de planeación
$A1_j$	Coefficiente cuadrático del costo/consumo de producción de la central j [\$/MW ² h], [Te/MW ² h]
$A2_j$	Coefficiente lineal del costo/consumo de producción de la central j [\$/MWh], [Te/MWh]
$A3_j$	Costo/consumo fijo de producción de la central j [\$/h], [Te/h]
$F_\ell(j)$	Pendiente del tramo ℓ del costo de producción de la central j [\$/MWh]
$\delta_\ell(j, k)$	Variable usada para la linealización de la función de costo de producción de la central j en la hora k , representa la potencia producida en el ℓ -ésimo tramo del costo de producción [MW]
NL	Número de tramos de la función linealizada de costo de producción
$b_j(k)$	Costo de arranque de la central j en la hora k [\$/h]
CC_j	Costo/consumo de arranque en frío de la central j [\$/h], [Te/h]
CF_j	Término fijo de la función de costo/consumo de arranque de la central j [\$/h], [Te/h]
CL_j	Coefficiente lineal de la función lineal de costo/consumo de arranque de la central j [\$/h], [Te/h]
$S_j(0)$	Periodos de tiempo que la central j lleva desacoplada en la hora 0 [h]

α_j	Constante de tiempo térmica de la función exponencial del coste de arranque de la central j [h]
α_{cj}	Tiempo crítico de enfriamiento de la central j [h]
C_{cj}	Costo/consumo de arranque en frío de la central j [\$], [Te]
C_{hj}	Costo/consumo de arranque en caliente de la central j [\$], [Te]
p_j	Potencia máxima nominal de la central j
$P_j(k)$	Potencia de salida de la central j en la hora k [MW]
$\underline{P}_j(0)$	Potencia de salida de la central j en la hora 0 [MW]
$\overline{p}_j(k)$	Potencia de salida máxima disponible de la central j en la hora k [MW]
\underline{P}_j	Mínimo técnico de la central j [MW]
$D(k)$	Demanda en la hora k [MW]
$R(k)$	Reserva rodante en la hora k [MW]
J	Conjunto de índices de las centrales térmicas
K	Conjunto de índices de las horas del horizonte temporal
$v_j(k)$	Variable binaria que es igual a 1 si la central j está acoplada en la hora k
$y_j(k)$	Variable binaria que es igual a 1 si la central j se arranca al principio de la hora k
$x_j(k)$	Períodos de tiempo que la central j ha estado acoplada (+) o desacoplada (-) al final de la hora k [h]
$z_j(k)$	Variable binaria que es igual a 1 si la central j se desacopla al principio de la hora k
RU_j	Rampa de subida de la central j [MW/h]
RD_j	Rampa de bajada de la central j [MW/h]
SU_j	Rampa de arranque de la central j [MW/h]
SD_j	Rampa de parada de la central j [MW/h]
$X_j(0)$	Períodos de tiempo que la central j ha estado acoplada (+) o desacoplada (-) al principio del horizonte temporal (fin de la hora 0) [h]
$V_j(0)$	Estado de acoplamiento de la central j en la hora 0 (1 si está acoplada y 0 en caso contrario)
UT_j	Tiempo mínimo de funcionamiento de la central j [h]
DT_j	Tiempo mínimo de parada de la central j [h]
C_j	Costo de arranque de la central j
E_j	Costo de paro de la central j
A_j	Costo fijo de la central j
B_j	Costo variable de la central

Capítulo 1

Introducción

1.1 Prólogo

Debido a los costos cada vez mayores de producción de energía eléctrica y las restricciones ambientales a las que esta producción está sometida, la importancia económica de la planificación de la generación de energía ha pasado a un primer plano.

Un sistema de energía eléctrica de tamaño realista suele estar formado por miles de líneas de transporte y decenas de centrales. Por otra parte, la planificación de la explotación de un sistema de energía eléctrica debe tener en cuenta la continua variación de la demanda de los consumidores. Asimismo se debe garantizar la fiabilidad en el suministro y hacer esto al menor costo posible. Para conseguir estos objetivos, la planificación de la explotación del sistema se basa en dos procesos principales. El primero consiste en determinar los estados de acoplamiento de las centrales del sistema en cada intervalo de tiempo del período de planificación. Este es el problema del “predespacho” (unit commitment). El otro proceso, llamado “despacho económico”, distribuirá la demanda de potencia entre las diferentes centrales acopladas. Esta distribución se llevará a cabo teniendo en cuenta las características de las centrales.

El predespacho de centrales termoeléctricas se ha resuelto típicamente para proporcionar el plan de acoplamiento de las centrales durante un horizonte temporal en el corto plazo, de forma que se suministre la demanda a un costo mínimo. Esto implica que el objetivo del operador del sistema encargado de llevar a cabo el predespacho es minimizar el costo de producción, incluyendo los costos derivados de los arranques y paradas de las centrales, teniendo en cuenta las restricciones técnicas de las centrales así como la de balance entre la potencia producida y la demandada. Por último, se debe considerar la posibilidad de fallos en el sistema de manera que debe haber una potencia disponible de forma rápida para que la demanda sea siempre cubierta.

La explotación óptima de un sistema de energía eléctrica debe tener en cuenta las características de las centrales que lo componen. El predespacho de centrales termoeléctricas sólo tiene en cuenta aquellas centrales que convierten energía calorífica en electricidad. Estas centrales se clasifican, según la fuente de energía que utilizan, en centrales termoeléctricas convencionales que queman combustibles fósiles, entre los cuales se incluyen carbón, fuel-oil y gas; y las centrales termoeléctricas nucleares. Todas ellas pueden tener restricciones de combustible impuestas por la disponibilidad limitada de las fuentes naturales, por acuerdos contractuales con los proveedores o por problemas de transporte. Las centrales termoeléctricas también se pueden clasificar en tres grupos atendiendo al estado de acoplamiento y al nivel de producción. El primero está formado por las centrales que deben estar siempre acopladas generando la máxima potencia. Estas centrales son típicamente nucleares. El segundo grupo lo componen centrales que siempre

están acopladas aunque su potencia de salida es variable. En el último grupo se encuentran aquellas centrales que pueden ser acopladas y desacopladas.

En el problema del predespacho la función objetivo a minimizar está formada por los costos totales de explotación: los costos de producción (costos variables y costos fijos), los costos de arranque y los costos de paro. Este problema de optimización se caracteriza a su vez por dos conjuntos de restricciones operativas: (i) las restricciones técnicas propias de cada central termoeléctrica; y (ii) las restricciones de carga, que acoplan a las centrales termoeléctricas en cada período del horizonte temporal.

Las restricciones técnicas inherentes a las centrales termoeléctricas se dividen en tres grandes grupos: (i) las restricciones de límites de producción (potencia máxima nominal y mínimo técnico), (ii) las restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y parada, y (iii) las restricciones de rampas (subida, bajada, arranque y paro). También hay que distinguir varios tipos de centrales dependiendo del combustible empleado y de restricciones procedentes de problemas de optimización de más largo plazo (por ejemplo, el mantenimiento de grupos) que fijan el estado de acoplamiento en el período de planificación objeto de estudio.

Las restricciones de carga son dos: (i) la restricción de reserva rodante, que mantiene un nivel de seguridad en caso de que haya un fallo en el sistema de energía eléctrica; y (ii) la restricción de demanda, que impone que la producción de todas las centrales acopladas debe ser igual a la demanda de potencia de los consumidores. Para poder llevar a cabo el predespacho es necesario tener disponible la curva de demanda prevista. Esta predicción, en planificaciones a corto plazo, es muy próxima a la curva de demanda real. El horizonte de planificación se divide típicamente en períodos de igual duración (en este caso, un día se divide en períodos de una hora de duración). La curva de demanda se aproxima por segmentos de valor constante en cada período.

En el modelo realizado en esta tesis no se tienen en cuenta las restricciones de la red de transporte. Por tanto, es denominado de nudo único ya que se considera que todas las centrales y los puntos de consumo se encuentran localizados en un mismo nudo. Esto es una simplificación razonable ya que la red de transporte no suele limitar las decisiones de arranque/paro de las centrales.

Desde un punto de vista matemático, el predespacho de centrales termoeléctricas es un problema de programación matemática combinatorio, no lineal, no convexo, entero-mixto y de gran dimensión. Este problema es un subproblema del problema general de la coordinación hidráulico-térmica en el que también se consideran las centrales hidráulicas.

Aunque la solución a este problema representa una parte esencial en la operación de un sistema de energía eléctrica, el tamaño del mismo introduce una barrera para encontrar su solución óptima. Si se considera un sistema de 100 centrales y un horizonte de planificación de 24 intervalos, el número de posibles combinaciones es $(2^{100} - 1)^{24}$. Aunque muchas de estas combinaciones son infactibles, el espacio de soluciones restantes es aún de una dimensión elevada. Además de ser un problema de gran dimensión, presenta una estructura compleja con abundantes no linealidades. Por tanto, no hay en la actualidad

ninguna técnica que proporcione la solución óptima de este problema cuando el sistema es de tamaño realista. Entre estas técnicas cabe destacar las técnicas heurísticas, la programación dinámica, la programación lineal entera-mixta y la relajación lagrangiana.

Las técnicas heurísticas no pueden garantizar la obtención de la solución óptima, ya que son técnicas basadas en reglas simples y, generalmente, dependen del buen criterio del operador. La programación dinámica no modela de forma adecuada restricciones temporales para problemas de tamaño realista ya que el número de estados que debe considerar aumenta exponencialmente, dando lugar a un tiempo de cálculo excesivo. La programación lineal entera-mixta proporciona una aproximación a la solución óptima, ya que no puede modelar con exactitud la función objetivo no lineal. Hasta ahora, la relajación lagrangiana es la técnica más aceptada para resolver el problema del predespacho [14]. Sin embargo, para producir soluciones factibles requiere el uso de procedimientos heurísticos que pueden deteriorar la calidad de la solución encontrada. Todos estos inconvenientes han llevado a la búsqueda de nuevos métodos de resolución que permitan obtener las “mejores” soluciones cuasi-óptimas.

1.2 Planteamiento del problema

La electricidad es catalogada dentro de la sociedad moderna como una de las principales fuentes de energía. Además, la demanda para la energía eléctrica continúa en crecimiento y para satisfacer esta demanda son necesarias inversiones masivas en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía. Por tanto, el proceso de toma de decisiones en el área de la energía es un aspecto importante, porque las decisiones pueden implicar un alto costo financiero, social y medioambiental. Considerando lo antes mencionado es necesaria una planificación apropiada del funcionamiento para obtener el máximo de beneficios de los recursos que componen el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

La necesidad de un suministro eléctrico eficiente, confiable y de bajo costo ha conducido a la integración e interconexión de distintos sistemas, así como a la permanente incorporación de nuevos dispositivos y tecnologías que permiten una mejor operación. Por lo anterior, los SEP son sistemas dinámicos de enorme complejidad, y su operación eficiente requiere del uso de técnicas de análisis que permitan la toma de decisiones bajo estas condiciones.

El predespacho consiste en encontrar la estrategia óptima de operación de las centrales generadoras. Para alcanzar este objetivo, debe procurarse que el costo de operación del sistema sea mínimo, satisfaciendo simultáneamente tanto las restricciones de cada central generadora como del sistema en su conjunto. Las restricciones de operación son variadas y dependen en gran medida de las características propias de cada sistema.

En este contexto, es deber de los operadores garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema, preservando la seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica. Tomando como base la predicción horaria de la demanda, el operador del sistema debe decidir qué centrales termoeléctricas se encontrarán en funcionamiento de

modo de satisfacer la demanda del sistema y cumplir con las restricciones de operación, todo ello al menor costo posible.

Los costos de poner en marcha una central dependen del tiempo que ésta ha permanecido apagada. El costo por consumo de las centrales termoeléctricas esta asociado a la cantidad de combustible requerido para llevar la caldera a la temperatura y presión necesarias para operar la turbina. No es igual poner en funcionamiento una central fría que una central recientemente apagada y que no necesita volver a calentarse desde la temperatura ambiente.

El costo de poner en funcionamiento una central termoeléctrica, habiendo estado parada un par de días, es del orden del costo de compra de un departamento en una buena zona residencial [7]. Por tanto, la planificación de los arranques y paros de las centrales termoeléctricas ha de hacerse con cuidado.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general:

Encontrar el plan de operación óptimo de un conjunto de centrales termoeléctricas durante un horizonte temporal en el corto plazo, minimizando los costos de operación y satisfaciendo tanto la demanda en cada periodo como las diversas restricciones operativas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

1.3.2 Objetivos particulares:

- Se encontrará la estrategia óptima de acoplamiento de las centrales generadoras, es decir, el programa de arranques y paro de las centrales termoeléctricas durante el horizonte de planeación, que satisfaga la demanda de energía en cada periodo de tiempo.
- Se encontrará el plan óptimo de operación que satisfaga las diversas restricciones técnicas y de carga de cada una de las centrales generadoras.
- Se obtendrá la estrategia óptima de operación de las centrales generadoras que minimice el costo de operación.
- Se programará el modelo en lenguaje GAMS y se obtendrá la solución utilizando el servidor NEOS desde internet y el “solver” XPRESS de programación lineal entera-mixta, que lee lenguaje GAMS.

1.4 Alcances y limitantes

1.4.1 Alcances:

- Se presenta un modelo en el que las restricciones de potencia se modelan linealmente sin perder precisión.
- El modelo que se presenta además de las restricciones básicas generales incluye restricciones de 4 rampas (rampa de subida, de bajada, de arranque y de paro).
- El modelo es de tamaño realista y se ejecuta con datos hipotéticos de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).
- El modelo fue programado en GAMS (General Algebraic Modeling System) que es un lenguaje de programación que permite el modelado, análisis y resolución de diversos problemas de optimización.

1.4.2 Limitantes:

- No fue ejecutado el modelo con el programa GAMS debido a que la versión demo-estudiantil de GAMS fue insuficiente debido al tamaño del presente trabajo y no se contó con financiamiento para adquirir el programa GAMS completo. Por tanto, el modelo fue ejecutado con el programa NEOS en el servidor de internet mediante el “solver” comercial XPRESS que lee lenguaje GAMS.
- No fue posible conseguir los datos reales del SEP de México debido a que son datos restringidos y este trabajo fue realizado de forma independiente a la institución que resguarda estos datos.

1.5 Estructura de la tesis

Capítulo 1

El capítulo nos da una breve descripción de lo que es el predespacho de centrales termoeléctricas, de cómo operan las centrales generadoras y el arte de explotar óptimamente un sistema de energía, también se explica el problema que inspiró el desarrollo de este trabajo. Se plantea tanto su objetivo general como los objetivos particulares que se pretenden lograr, finalizando con hacer mención de los alcances y las limitantes con que contó esta tesis.

Capítulo 2

Este capítulo explica el proceso de generación de energía termoeléctrica, describe las principales características de las centrales termoeléctricas, los costos de operación y de combustible que se producen durante el proceso de la generación de energía, así como también las restricciones de operación que presentan las centrales, como lo son restricciones de tiempo mínimo de operación y de paro, límites técnicos, rampas y limitaciones de las plantas generadoras.

Capítulo 3

En este apartado se explica lo que es la programación de centrales termoeléctricas a corto plazo, es decir, el problema del “predespacho”, su planteamiento en forma matemática y brevemente se explican las alternativas existentes para resolverlo.

Capítulo 4

Este capítulo detalla la forma en que tradicionalmente se modela el predespacho, los términos de la función objetivo a minimizar y las restricciones de este problema habitualmente empleada en la literatura técnica. También se pone de manifiesto la complejidad computacional del modelo.

Capítulo 5

El capítulo detalla el modelo propuesto en esta tesis y da una breve descripción de los programas GAMS y NEOS, los cuales fueron utilizados en el presente trabajo. GAMS fue utilizado para programar el presente modelo utilizando un “solver” de programación lineal entera-mixta, y fue resuelto mediante el servidor NEOS desde internet.

Capítulo 6

En este apartado se realizan pruebas al modelo propuesto mediante el estudio de dos casos. En uno de ellos se ejecuta el modelo con las restricciones de las 4 rampas, haciendo modificaciones posteriores en los datos de entrada de las rampas para estudiar su comportamiento. En el otro caso de estudio se ejecuta el modelo sin rampas, con las restricciones básicas únicamente, es decir, un modelo generalizado.

Capítulo 7

Aquí se presentan las conclusiones del modelo propuesto y las sugerencias para futuros proyectos inspirados en este trabajo.

Capítulo 2

La generación de energía en sistemas termoeléctricos

2.1 Generación Termoeléctrica

El suministro de energía eléctrica tiene características específicas que los diferencian del suministro de otras energías secundarias como son, por ejemplo, los productos petrolíferos o el gas. La energía eléctrica no puede almacenarse económicamente en cantidades significativas, por lo que la potencia eléctrica generada debe ser igual en cada instante a la potencia demandada por los consumidores, más las pérdidas del sistema. Esa demanda está modulada por las actividades humanas en el lugar de servicio y presenta variaciones muy amplias, siguiendo los ritmos de trabajo diario, semanal y anual, además de la influencia de los cambios estacionales. Para mantener la continuidad del servicio se ha recurrido a la interconexión de las plantas generadoras de electricidad mediante la extensión del sistema de transmisión de alta tensión.

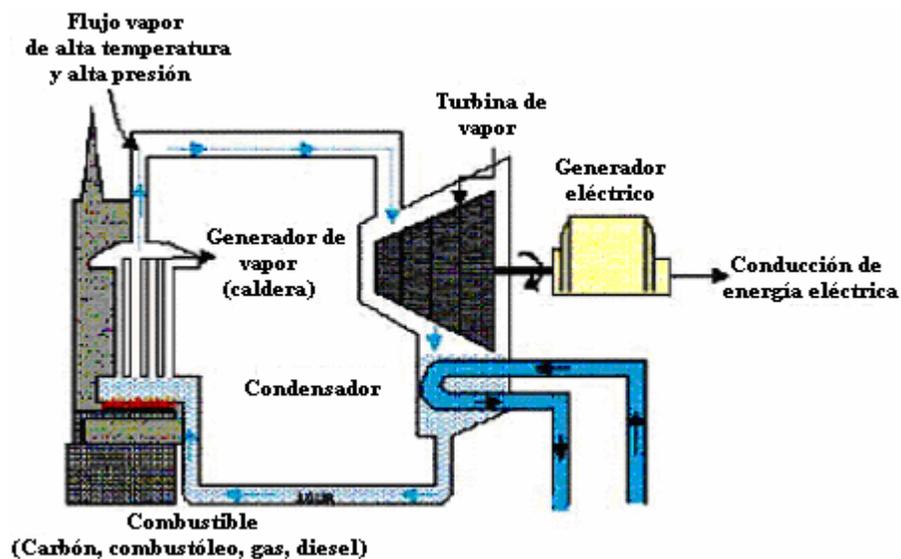


Figura 2.1 Generación termoeléctrica

La tecnología más empleada en México es la generación termoeléctrica (Figura 2.1). El generador de vapor transforma la energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua a la fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado, se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en mecánica, misma que se transmite al generador para

producir energía eléctrica (Figura 2.2). Este tipo de centrales puede utilizar como fuente de energía primaria combustóleo o gas natural. En la actualidad en el país se utiliza básicamente combustóleo [6].

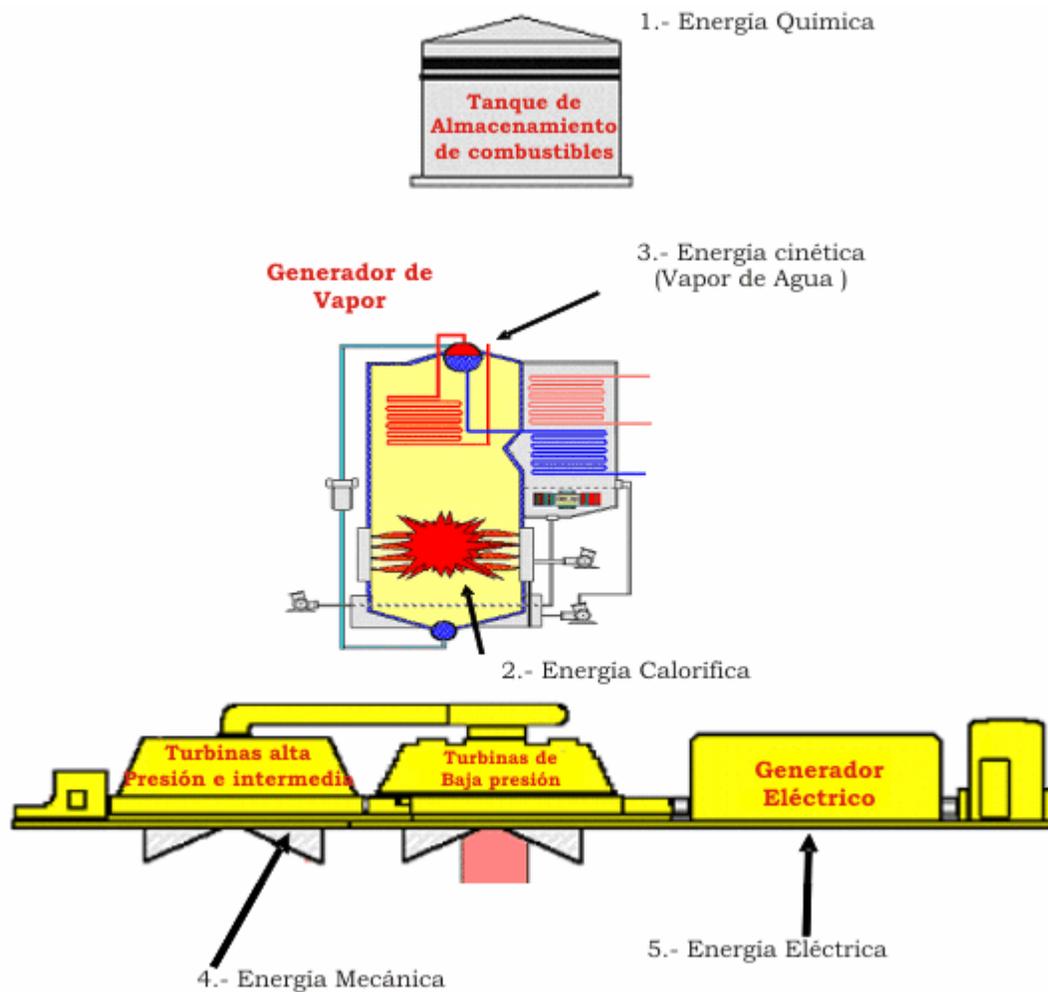


Figura 2.2 Secuencia de transformaciones de energía

Otra tecnología para la generación de energía eléctrica son las centrales de turbogas; el aire se comprime antes de llegar a la cámara de combustión, donde se mezcla el combustible con el aire. De ello resultan gases de combustión calientes que, al expandirse, hacen girar la turbina (Figura 2.3). El generador acoplado a la turbina de gas transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. Los gases desechados poseen un importante contenido energético, que se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas convencionales.

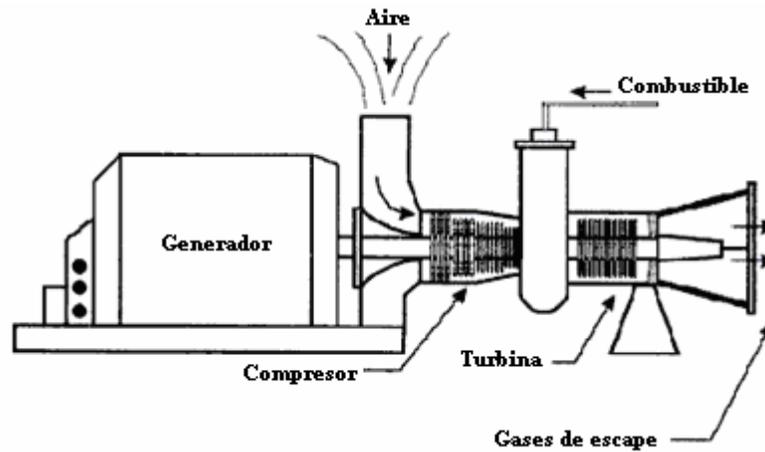


Figura 2.3 Central de turbogas

Por su parte, la tecnología de las centrales diesel sigue el principio de los motores de combustión interna, en donde se aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, la cual a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador (Figura 2.4). Actualmente, este tipo de motores consume una mezcla de combustóleo y diesel.

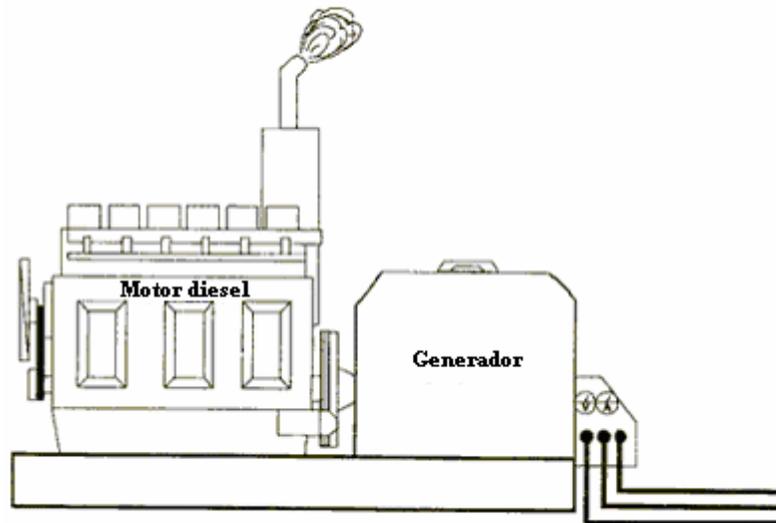


Figura 2.4 Central de diesel

Finalmente, las centrales carboeléctricas no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como energético primario. En la práctica, el carbón y sus residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales.

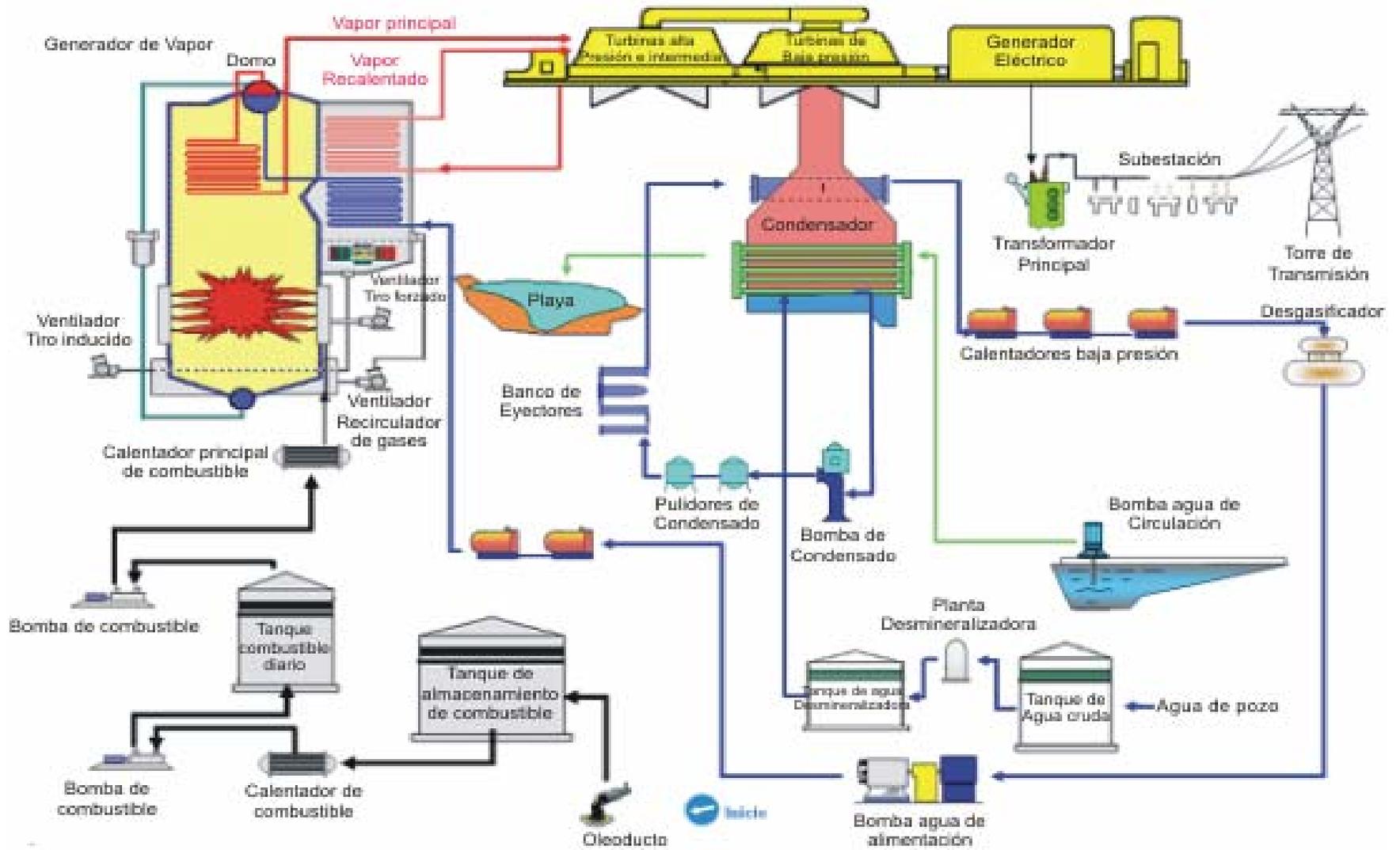


Figura 2.5 Esquema de una central térmica generadora de energía

2.1.1. Características principales de las centrales termoeléctricas

Una central termoeléctrica, como se mencionó anteriormente, es aquella que utiliza el poder calorífico de algún tipo de combustible (carbón, gas, diesel, etc) para calentar agua y producir vapor en una caldera con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm², para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m. suministrándole así energía mecánica a un generador [5](Figura 2.6).

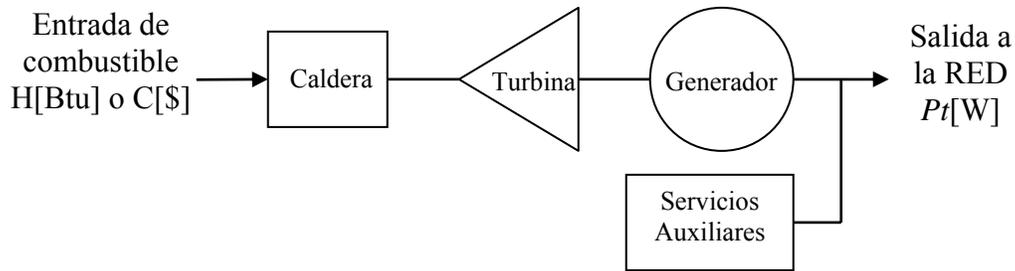


Figura 2.6 Esquema de central generadora termoeléctrica

En cada central térmica existe una función cuadrática que representa la relación entre el costo del combustible y la potencia generada, es expresada como [2]:

$$C_T = a + b.P + c.P^2 \quad (2.1)$$

donde:

- C_T : Costo del combustible (\$/Hr)
- P : Potencia generada (MW)
- a, b, c : Coeficientes del polinomio

Ahora bien, los sistemas interconectados en los que encontramos exclusivamente centrales de este tipo presentan características que resultan importantes para una cabal comprensión del problema que nos atañe:

2.1.1.1 Desacoplamiento temporal de largo plazo

En general, las decisiones que se toman en los sistemas con generación puramente térmicos durante una etapa de la planeación (una semana, por ejemplo) no tienen mayores consecuencias en los períodos siguientes.

Sin embargo, cabe señalar que esta afirmación empieza a perder validez ante ciertos tipos de contrato de compra de combustible que pueden restringir el consumo del mismo [8].

2.1.1.2 Independencia de la generación

En los sistemas puramente térmicos la disponibilidad energética de una determinada central no depende de cuanto genera otra central.

Esta situación puede variar si existen limitaciones en la capacidad de alguna línea de transmisión o bien restricciones medioambientales, tales como limitación de emisiones en una zona geográfica determinada [8].

2.1.1.3 Curvas de costos

Los costos de operación de una central termoeléctrica no dependen de la energía entregada por otra central [8].

2.1.2. Costos de operación en centrales termoeléctricas

Los principales costos de operación de una central termoeléctrica son:

2.1.2.1 Costo de arranque

El costo de arranque de las centrales termoeléctricas está asociado a la cantidad de combustible requerido para llevar la caldera a la temperatura y presión necesarias para operar la turbina, así como a costos de operación y mantenimiento.

Los costos de poner en marcha una central dependen del tiempo que ésta ha permanecido apagada. No es igual poner en funcionamiento una central fría que una central recientemente apagada y que no necesita volver a calentarse desde la temperatura ambiente.

Si suponemos que el costo de arranque es proporcional al enfriamiento de la central, éste puede expresarse como:

$$C_{enc} = C_0 \cdot (1 - e^{-\phi t}) \quad (2.2)$$

donde C_0 es el costo de arranque en frío y ϕ es la razón de enfriamiento de la central (Figura 2.7).

También es común el uso de una versión aproximada de la ecuación 2.2 [8]:

$$C_{enc} = \frac{C_0 \cdot \phi \cdot y \cdot t}{1 + \phi \cdot t} \quad (2.3)$$

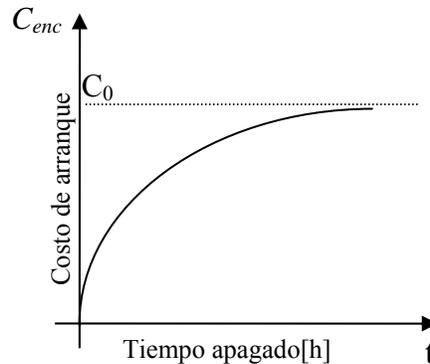


Figura 2.7 Costo de arranque vs Tiempo apagado

2.1.2.2 Costo de paro

Corresponde al costo asociado a apagar la central (básicamente por operación y mantenimiento). En general se puede considerar independiente del tiempo en que la central ha estado operando.

2.1.2.3 Costo del combustible

Una vez puesta en marcha una central termoeléctrica, su potencia de salida depende directamente de la energía calorífica que recibe a través de la quema de combustible. Por ende, si se conoce el precio unitario del combustible, puede establecerse una relación entre el costo del combustible que entra y la potencia eléctrica que sale. El costo asociado al consumo de combustible en centrales termoeléctricas se describirá con más detalle en el siguiente punto.

2.1.3. Costo del combustible en centrales termoeléctricas

El costo de operación de las centrales termoeléctricas se debe principalmente al consumo de combustible. Como resulta especialmente importante modelar adecuadamente los costos del combustible, conviene analizar más a fondo sus características.

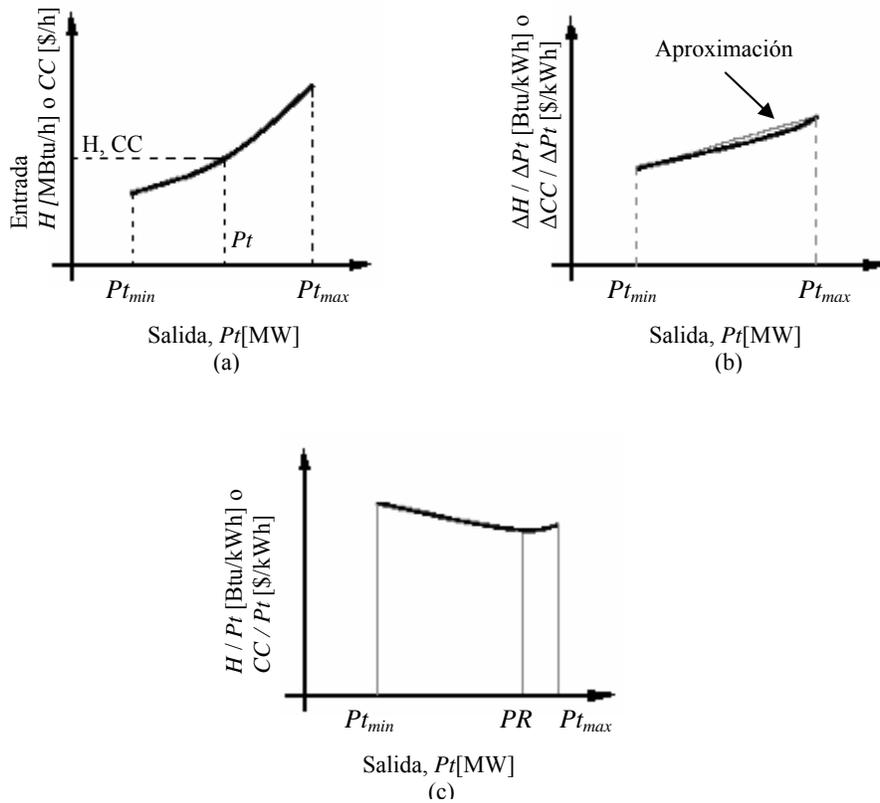


Figura 2.8: Curvas características de una central termoeléctrica

En la Figura 2.8 pueden verse las curvas propias de una central termoeléctrica típica [8], las cuales se describen a continuación.

2.1.3.1 Curva de Entrada / Salida

La Figura 2.8.(a) es la característica de Entrada / Salida o curva de costos de combustible, donde la entrada puede corresponder tanto a energía calorífica H (MBtu/h) como a costo del combustible CC (\$/h). El valor de CC no es más que H multiplicado por el precio unitario del combustible (\$/MBtu). Por otro lado, la salida corresponde a la potencia eléctrica que entrega la central generadora.

Esta relación suele modelarse mediante una función cuadrática [8] de la forma:

$$CC(Pt) = a \cdot Pt^2 + b \cdot Pt + c$$

$$\text{con } Pt_{min} \leq Pt \leq Pt_{max}$$
(2.4)

Los valores de $P_{t_{min}}$ y $P_{t_{max}}$ corresponden respectivamente a la potencia mínima y máxima técnica que la central es capaz de suministrar. CC corresponde al costo del combustible y Pt corresponde a la potencia eléctrica de salida de la central.

Existen sin embargo tipos diferentes de centrales térmicas que requieren una representación funcional más compleja que la propuesta. Por ejemplo, las centrales grandes suelen tener válvulas de admisión de vapor que hacen que la función de costos de combustible ya no sea ni convexa ni diferenciable, lo que hace más complejo su tratamiento analítico.

Además de la representación cuadrática ya mencionada, la curva Entrada/Salida suele representarse a través de una función lineal por tramos [8].

2.1.3.2 Curva de costo marginal de combustible

La Figura 2.8(b) corresponde a la función de costo marginal de combustible. Corresponde a la derivada de la función de costo de combustible (Entrada/Salida).

En el caso que la función de costo de combustible $CC(Pt)$ se modele como una función cuadrática, la función de costo marginal se puede expresar de la forma:

$$\frac{\Delta CC}{\Delta P} = \frac{dCC(Pt)}{dPt} = 2 \cdot a \cdot Pt + b$$

con $P_{t_{min}} \leq Pt \leq P_{t_{max}}$ (2.5)

quedando así una función lineal.

Ahora, cuando la curva de Entrada / Salida se modela a través de una función lineal por tramos, la curva de costos marginales corresponde a una función escalonada. Lógicamente, cada escalón tiene un valor que corresponde a la pendiente de cada tramo de la función de Entrada / Salida.

2.1.3.3 Curva de costo unitario de combustible

La Figura 2.8(c) corresponde a la función de costo unitario de combustible. Corresponde al cociente entre el costo del combustible y la potencia de salida, el cual puede interpretarse como el recíproco del rendimiento de la central.

El valor PR que se indica en la curva corresponde al punto de rendimiento máximo. En general, las centrales térmicas se diseñan procurando que el valor de PR sea cercano al de $P_{t_{max}}$, de forma de tener rendimiento máximo a plena carga. Esto implica que la energía entregada tendrá un costo medio menor en la medida que su potencia de salida se acerque a la potencia máxima.

Los métodos analíticos que se empleen para llevar a cabo el predespacho dependerán del tipo de representación funcional que se use para las curvas de costos. Así, características como continuidad, monotonidad, convexidad o diferenciabilidad jugarán un rol esencial al momento de elegir el método a emplear.

2.1.4. Restricciones en la operación de centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas tienen una serie de restricciones de operación que deben tomarse en cuenta al momento de elaborar el predespacho:

2.1.4.1 Límites técnicos de operación

Las centrales térmicas tienen una potencia de salida mínima para funcionamiento estable ($P_{t_{min}}$ en la Figura 2.8(a)). Típicamente, este valor corresponde al 10% a 30% de la potencia máxima ($P_{t_{max}}$ en la Figura 2.8(a)) para centrales alimentadas con gas natural o petróleo y del 20% al 50% de la potencia máxima para centrales alimentadas con carbón [8].

2.1.4.2 Tiempo mínimo de operación

Una vez que la central ha sido puesta en marcha, ésta no puede apagarse hasta que ha transcurrido un tiempo mínimo que asegure la temperatura sea igual en toda la central generadora (particularmente en la turbina). De esta forma puede controlarse la fatiga de material manteniendo los gradientes de temperatura dentro de los límites técnicos.

2.1.4.3 Tiempo mínimo de paro

Una vez que la central ha sido puesta fuera de servicio, debe esperarse un tiempo antes de volver a ponerse en marcha, de modo de asegurar que la temperatura sea igual en toda la central generadora.

2.1.4.4 Limitaciones de planta

En plantas termoeléctricas con más de una central, suelen existir restricciones en cuanto a que éstas no pueden ponerse en funcionamiento en forma simultánea.

2.1.4.5 Rampas

Las centrales termoeléctricas sólo pueden realizar cambios graduales de temperatura, por lo que toman y dejan carga de a poco. Esta particularidad se puede modelar mediante rampas de arranque, paro, subida y bajada.

2.1.4.6 Limitaciones de combustible

Algunas centrales termoeléctricas tienen ciertas limitaciones en cuanto a la disponibilidad de combustible. Dentro de estas limitaciones se pueden mencionar las centrales a gas natural con contratos de suministro, o bien los contratos de tipo take-or-pay¹.

¹ Ver definición en glosario

Capítulo 3

Programación de centrales termoeléctricas a corto plazo

3.1 Predespacho de centrales termoeléctricas

La programación de centrales a corto plazo consiste en encontrar la estrategia óptima de operación de las centrales generadoras. Para alcanzar este objetivo, debe procurarse que el costo de operación del sistema sea mínimo, satisfaciendo simultáneamente tanto las restricciones de cada central generadora como del sistema en su conjunto.

Con el objeto de hacer al problema más tratable, la programación de centrales suele descomponerse de acuerdo a una jerarquía temporal, obteniendo resultante de ello el apartado conocido como predespacho de centrales termoeléctricas (Figura 3.1).

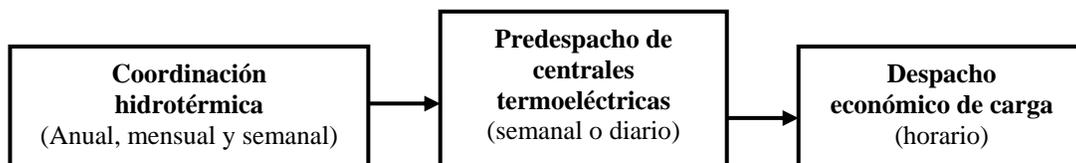


Figura 3.1 Descomposición temporal de la programación de centrales para sistemas hidrotérmicos

3.1.1. Descripción del problema

Para satisfacer la demanda bastaría con tener funcionando todas las centrales termoeléctricas, con lo cual la carga se repartiría entre las distintas centrales. Sin embargo, ya que la demanda total del sistema varía considerablemente para distintas horas del día (e incluso para distintos días de la semana), en aquellas horas en que la demanda sea baja las centrales estarán operando a niveles de potencia cercanos a su potencia mínima técnica ($P_{t_{min}}$).

Pero de acuerdo a la Figura 2.8(c), el costo medio de la energía es mayor cuando la central opera a niveles bajos de potencia que cuando lo hace a niveles altos.

En consecuencia, la operación más económica tendrá lugar cuando el menor número de centrales termoeléctricas (aquellas más eficientes) estén en funcionamiento, de forma que cada central encendida opere en un punto cercano a su potencia máxima ($P_{t_{max}}$).

De este hecho surge la conveniencia de apagar las centrales menos eficientes en las horas de baja demanda y ponerlas en funcionamiento en las horas de alta demanda. Sin embargo,

debido a la existencia de los costos de encendido y apagado, y a las restricciones de tiempo mínimo en funcionamiento y tiempo mínimo de paro de las centrales termoeléctricas, el cálculo debe realizarse tomando en cuenta un horizonte de programación que vaya más allá de una hora.

3.1.1.1 Definición de predespacho

Definición 1: El predespacho de centrales termoeléctricas (“unit commitment” en inglés) es un problema de optimización que consiste en encontrar el plan óptimo de acoplamiento de las centrales termoeléctricas durante un horizonte temporal en el corto plazo, minimizando los costos de operación y satisfaciendo tanto la demanda en cada periodo como las diversas restricciones operativas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

3.1.2. Planteamiento matemático

Debido a la ya mencionada característica de desacoplamiento temporal de los sistemas exclusivamente térmicos, el predespacho usualmente no considera el largo plazo. Es por ello que para resolver el problema se asume un horizonte de programación (diario o semanal), apropiadamente subdividido en períodos (horas).

En su forma más simple, el problema del predespacho de centrales puramente térmicas, puede plantearse como sigue:

$$Z_T = \min \left(\sum_{t=1}^T y_t + \sum_{\forall i} (C_{enc_i} + C_{ap_i}) \right) \quad (3.1)$$

donde²:

Z_T : costo total de operación de las centrales termoeléctricas para el horizonte de programación

T : número de períodos t en el horizonte de programación (generalmente T corresponde a 24 o 168 horas)

y_t : costo de combustibles de las centrales termoeléctricas en el período t obtenido del despacho económico de carga.

C_{enc_i} : costo asociado a las veces que se encienda la central i durante el horizonte de programación (puede obtenerse a partir de la ecuación 2.2 o 2.3)

C_{ap_i} : costo asociado a las veces que se apague la central i durante el horizonte de programación

² A partir del capítulo 4 serán reemplazadas (h) por (k) e (i) por (j).

La minimización debe estar sujeta a las restricciones de operación de las centrales termoeléctricas (límites técnicos) ya descritas en el punto 2.1.4, además de las restricciones propias del sistema (reserva en giro y satisfacción de la demanda).

3.1.3. Alternativas de solución

En cuanto a su complejidad computacional (el número de operaciones aritméticas realizadas), el predespacho corresponde a un problema de tipo NP completo (*complete Non-deterministic Polynomial time*).

Debido a que una adecuada solución de este problema puede significar importantes ahorros en la operación del sistema, desde la década de los cincuenta se han empleado diversos métodos para abordarlo. Además, durante la última década se han planteado con buenos resultados alternativas de solución que combinan métodos tradicionales con técnicas empleadas en el campo de la inteligencia artificial.

Algunas de las diversas alternativas de solución se mencionan a continuación [8]:

3.1.3.1 Listas de prioridad / Heurística

Las listas de prioridad es el orden en que las centrales son encendidas o apagadas. La elaboración de la lista de prioridad suele realizarse en base al rendimiento a plena carga de cada central. Además, a la lista de prioridad se le pueden incorporar reglas heurísticas para mejorar el desempeño.

Si bien estos enfoques pueden entregar soluciones aceptables para sistemas pequeños, para sistemas grandes las soluciones que entregan suelen estar lejos de la solución óptima.

En los últimos años estos métodos se han combinado con sistemas expertos, para aprovechar la experiencia adquirida a través de los años por parte los operadores del sistema.

3.1.3.2 Programación dinámica

La programación dinámica (PD) es un método enumerativo que utiliza los resultados anteriores en vez de volverlos a calcular (*memoization*).

Es uno de los métodos más extensamente empleados a través de los años para enfrentar el predespacho de centrales termoeléctricas.

La PD padece de la bien conocida ‘maldición de la dimensionalidad’, lo que limita su desempeño para sistemas con muchas centrales generadoras.

En la última década, la PD se ha combinado con técnicas de inteligencia artificial. Las incertezas se pueden modelar mediante conjuntos difusos. También se combina PD con el uso de redes neuronales, lo cual le da al algoritmo la propiedad de ir mejorando su desempeño con el tiempo.

3.1.3.3 Branch–and–Bound

El Branch–and–Bound es una técnica de búsqueda enumerativa usada para resolver problemas de variables discretas a través de la resolución de problemas más simples que se derivan del problema original. La búsqueda de la solución óptima se organiza mediante un árbol de decisión.

Al igual a lo que sucede con la programación dinámica (y en general con todas las técnicas de optimización enumerativas), este método empeora dramáticamente su desempeño en la medida que aumenta el número de centrales generadoras.

3.1.3.4 Programación entera y entera/mixta

La programación entera es uno de los primeros métodos empleados para abordar el predespacho de centrales térmicas. Cuando se desean incorporar variables continuas, resulta más conveniente el uso de programación entera/mixta.

Estos métodos en general requieren asumir algunas consideraciones que pueden limitar demasiado el espacio de búsqueda, con lo cual las soluciones obtenidas pueden estar alejadas de la solución óptima.

3.1.3.5 Relajación Lagrangiana

La Relajación Lagrangiana (RL) es un método que descompone el problema total en subproblemas de sólo un generador cada uno, incorporando las restricciones a la función objetivo a través del uso de multiplicadores de Lagrange y relajando algunas restricciones.

Si bien la RL es capaz de enfrentar problemas con un gran número de generadores, en la medida que el sistema crece sus resultados se alejan del óptimo. Además, las restricciones de las centrales y del sistema deben simplificarse demasiado para incorporarlas al modelo.

En los últimos años, la RL se ha empleado con excelentes resultados en combinación con técnicas de optimización metaheurística. Los algoritmos genéticos se han empleado para ir mejorando los valores de los multiplicadores de Lagrange, mientras que se han usado

resultados de la RL para sembrar con buenas soluciones la población inicial de un algoritmo memético.

3.1.3.6 Redes neuronales

Las redes neuronales son algoritmos que se basan en la forma en que funcionan las neuronas. Entre otras características, tienen capacidad de adaptación y generalización ante condiciones cambiantes de operación. Para que aprendan, se entrenan con una base de datos de soluciones anteriores.

El uso de redes neuronales (en particular de las redes recursivas de Hopfield) ha dado bastantes buenos resultados. Se ha combinado el uso de redes neuronales con sistemas expertos.

3.1.3.7 Técnicas de optimización metaheurística

Más recientemente, el predespacho ha sido abordado mediante el uso de métodos de optimización metaheurística, también situados en el ámbito de la inteligencia artificial. Dentro de los métodos de optimización heurística empleados, cabe destacar la Búsqueda Tabú, el Recocido Simulado (*Simulated Annealing*) y los Algoritmos Genéticos.

El predespacho se ha resuelto con buenos resultados a través de la combinación de recocido simulado, búsqueda tabú y algoritmos genéticos.

Se usan exitosamente algoritmos meméticos (algoritmos genéticos más búsqueda local).

Se ha usado un algoritmo genético en combinación con RL para ir mejorando en cada iteración los valores de los multiplicadores de Lagrange.

Conviene señalar algunas de las ventajas que presentan este tipo de métodos: implementación menos compleja, no necesitan una función objetivo explícita, no entregan sólo una sino que varias soluciones, se acercan bastante más a la solución óptima que otros métodos y tienen tiempos de ejecución razonables (especialmente con procesamiento paralelo).

Capítulo 4

Modelado de programación termoeléctrica

4.1 Modelado tradicional

El predespacho de centrales termoeléctricas se ha resuelto típicamente para proporcionar el plan de acoplamiento de las centrales durante un horizonte temporal en el corto plazo, de forma que se suministre la demanda a un costo mínimo. Esto implica que el objetivo del operador del sistema encargado de llevar a cabo el predespacho es minimizar el costo de producción, incluyendo los costos derivados de los arranques y paros de las centrales, teniendo en cuenta las restricciones técnicas de las centrales así como la de balance entre la potencia producida y la demandada. Por último, se debe considerar la posibilidad de fallos en el sistema de manera que siempre debe haber una potencia disponible de forma rápida para que la demanda sea siempre cubierta.

4.1.1 Descripción del modelo

Como se ha mencionado anteriormente, el predespacho de centrales termoeléctricas es un problema de programación matemática combinatorio, no lineal, no convexo, entero-mixto y de gran dimensión. La función objetivo a minimizar está formada por los costos totales: los costos de producción (costos variables y costos fijos), los costos de arranque y los costos de paro.

Este problema de optimización se caracteriza a su vez por dos conjuntos de restricciones operativas: (i) las restricciones de carga, que acoplan a las centrales termoeléctricas en cada período del horizonte temporal; y (ii) las restricciones técnicas propias de cada central termoeléctrica.

Las restricciones de carga son dos: (i) la restricción de demanda, que impone que la producción de todas las centrales acopladas debe ser igual a la demanda de potencia de los consumidores; y (ii) la restricción de reserva rodante, que mantiene un nivel de seguridad en caso de que haya un fallo en el sistema de energía eléctrica.

Las restricciones técnicas inherentes a las centrales termoeléctricas se dividen en tres grandes grupos: (i) las restricciones de límites de producción (potencia máxima y mínima), (ii) las restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y paro, y (iii) las restricciones de rampas (subida, bajada, arranque y paro). También hay que distinguir varios tipos de centrales dependiendo del combustible empleado y de restricciones procedentes de problemas de optimización de más largo plazo (por ejemplo, el mantenimiento de grupos) que fijan el estado de acoplamiento en el período de planificación objeto de estudio.

4.1.2 Función objetivo (costos totales)

El objetivo del predespacho es suministrar la demanda minimizando los costos totales a lo largo del período de planificación. Los costos totales se dividen en:

- Costos de producción, que incluyen costos de combustible y costos de operación y mantenimiento. Estos costos se dividen a su vez en costos fijos y costos variables.
- Costos de arranque.
- Costos de paro.

Estos costos se analizan a continuación.

4.1.2.1 Costos de producción

Cada central se caracteriza por unos costos de producción, que indican cuánto cuesta producir un MWh. Los costos de producción están formados principalmente por el costo del combustible aunque también incluyen el costo de operación y mantenimiento, es decir, el costo de la mano de obra que mantiene en funcionamiento la central así como de consumibles diversos distintos del combustible.

El costo total de producción de una central térmica j en una hora k , $d_j(k)$, se puede expresar como función de la potencia generada por dicha central en esa hora. La representación gráfica del costo de producción en función de la potencia generada se denomina “característica de entrada-salida” (como se menciona en el apartado 2.1.3.1) y se obtiene a partir de datos empíricos o cálculos de diseño. En realidad, la característica de entrada-salida representa el consumo específico (termia/MWh), donde la termia es una central de calor que equivale a 10^6 calorías, frente a la potencia generada. El costo de la energía (expresado en \$/MWh) se obtiene habitualmente multiplicando el consumo específico por el precio del combustible (\$/termia).

Cuando se utilizan datos reales se observa que los puntos de la característica de entrada-salida no forman una función convexa, continua y diferenciable, sino simplemente una nube de puntos, por lo que se deberá adoptar algún tipo de simplificación para que el problema del predespacho de centrales termoeléctricas pueda ser resuelto por alguna técnica convencional de optimización.

Hay muchas formas de representar la característica de entrada-salida de una central. Los datos obtenidos de los ensayos pueden ajustarse mediante una curva polinomial, una curva cuadrática o incluso por una curva lineal por tramos. Todas estas opciones son aproximaciones igualmente válidas para representar la característica de entrada-salida real. La Fig. 4.1 muestra una curva ideal de costo de producción. Esta curva es ideal porque es convexa, continua y diferenciable.

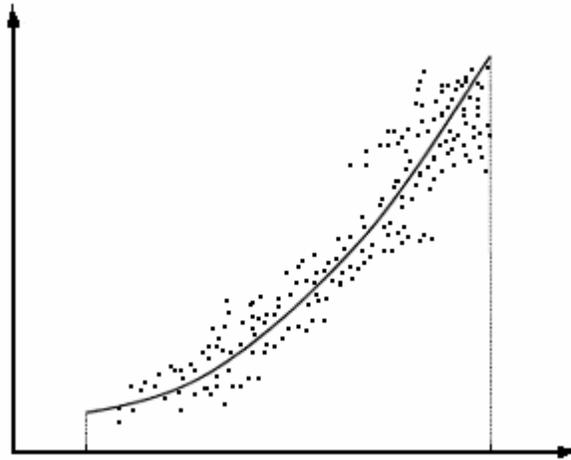


Figura 4.1 Aproximación cuadrática de los costos de producción

La Fig. 4.2 muestra una aproximación lineal por tramos del costo de producción de una central distinta.

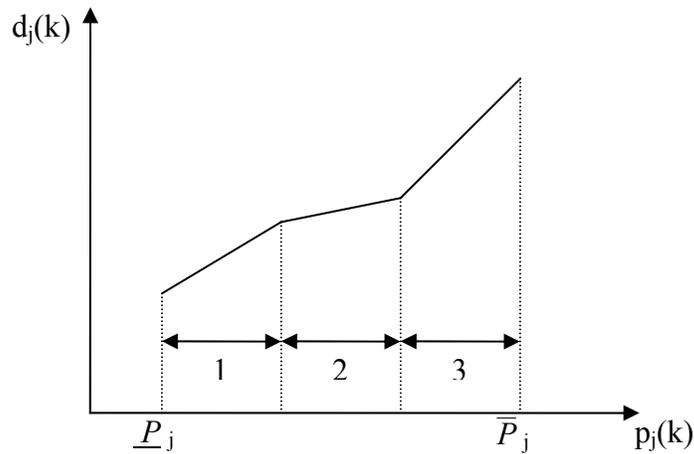


Figura 4.2 Aproximación lineal por tramos de los costos de producción

Las siguientes expresiones formulan matemáticamente la característica de entrada-salida mediante una aproximación cuadrática y una aproximación lineal por tramos respectivamente.

$$d_j(k) = A1_j p_j^2(k) + A2_j p_j(k) + A3_j v_j(k) \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.1)$$

$$d_j(k) = A3_j v_j(k) + \sum_{\ell=1}^{NL} F_{\ell}(j) \delta_{\ell}(j, k) \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.2)$$

Como se ha mencionado anteriormente, los costos de producción se dividen en costos fijos y costos variables. Para ambas aproximaciones el costo fijo es el coeficiente $A3_j$. Para la aproximación cuadrática $A1_j$ y $A2_j$ representan respectivamente los coeficientes cuadrático y lineal del costo variable. Para la aproximación lineal el costo variable es una función lineal por tramos de la potencia de salida donde $F_\ell(j)$ es la pendiente del tramo ℓ del costo variable de la central j , $\delta_\ell(j,k)$ es la potencia producida en el tramo ℓ del costo variable de la central j en la hora k , y NL es el número de tramos considerados en la linealización.

El costo de producción aumenta con la potencia generada de forma cuadrática (y no de forma lineal) fundamentalmente por los costos de los servicios auxiliares, los cuales aumentan por central con la potencia generada. Esto también se modela mediante la aproximación lineal por tramos de forma que la pendiente de los tramos de mayor potencia es superior a la de los primeros tramos.

Dependiendo del tipo de central (carbón, fuel-oil, nuclear, gas de ciclo simple o gas de ciclo combinado) las características de entrada-salida son diferentes. Además, los grandes generadores tienen varias válvulas de admisión de vapor que se abren secuencialmente para aumentar la potencia de salida. Estas válvulas producen discontinuidades y no convexidades en la curva de salida, como la mostrada en la Fig. 4.3 para el caso de tres válvulas de admisión.

Un fenómeno análogo tiene lugar en las centrales de ciclo combinado debido a la interacción de ambos ciclos.

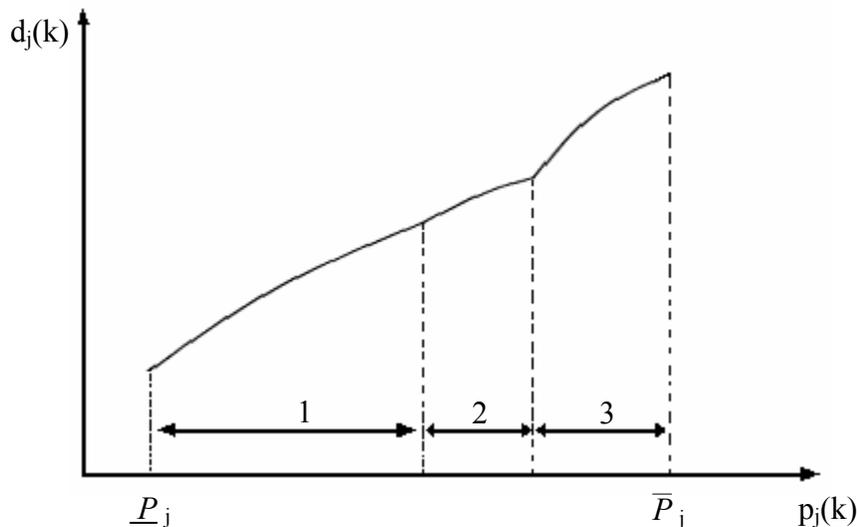


Figura 4.3 Costo de producción no lineal, no convexo y no diferenciable

Las no convexidades de la Fig. 4.3 impiden que las técnicas convencionales de optimización puedan tratar estos costos de producción si son representados por curvas cuadráticas por tramos. Sin embargo, las curvas lineales por tramos sí permiten modelar las no convexidades mediante tramos de pendiente no monótonamente creciente.

4.1.2.2 Costos de arranque

El costo de arranque es el costo de poner en funcionamiento una central, tras haber estado desacoplada durante un determinado período de tiempo. Debido a que la temperatura y presión de la central termoeléctrica deben variar lentamente, se necesita una determinada cantidad de energía para acoplar la central a la red. Esta energía no se transforma en ningún MWh de salida sino en alcanzar la presión y temperatura de funcionamiento, y se modela en el problema del predespacho como el costo de arranque.

El costo de arranque puede variar desde un valor máximo (costo de arranque en frío) hasta un valor menor si la central se desacopló recientemente y aún está relativamente cerca de su temperatura de operación. El cálculo del costo de arranque depende del estado de temperatura y presión de la caldera. Se distinguen dos tipos de costo de arranque dependiendo de cómo se trate la central durante su periodo de desacoplamiento:

- Costos de arranque cuando **no** se mantiene la temperatura y presión de la caldera. En este caso, se deja que la caldera se enfríe para calentarla después hasta la temperatura de operación en el momento del acoplamiento planificado. Estos costos de arranque aumentan exponencialmente con el tiempo que la central lleve desacoplada, expresado mediante la variable $s_j(k)$, y responden a la siguiente expresión:

$$b_j(1) = CC_j \left(1 - e^{\frac{-s_j(0)}{\alpha_j}} \right) + CF_j \quad \forall j \in J \quad (4.3)$$

$$b_j(k) = CC_j \left(1 - e^{\frac{-s_j(k-1)}{\alpha_j}} \right) + CF_j \quad \forall j \in J, k = 2 \dots T \quad (4.4)$$

donde $b_j(k)$ es el costo de arranque de la central j en la hora k , CC_j es el costo de arranque en frío de la central j , CF_j es el término fijo de la función de costo de arranque de la central j , $S_j(0)$ representa las horas que la central j lleva desacoplada en la hora 0, y α_j es la constante de tiempo térmica de la función de costo de arranque de la central j .

En la Fig. 4.4 se ilustra una curva típica de este tipo de costo de arranque:

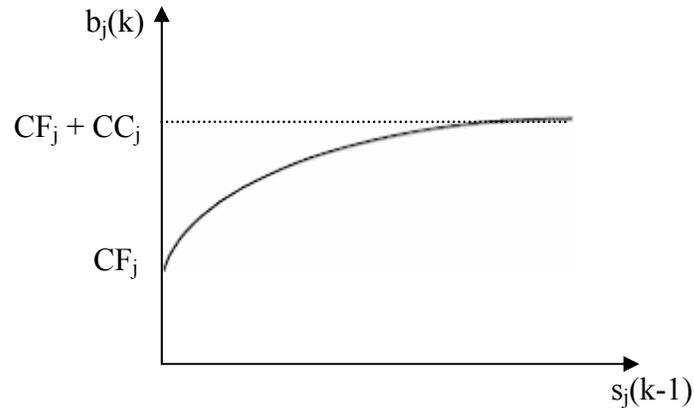


Figura 4.4 Costo de arranque exponencial

- Costos de arranque cuando se mantiene la temperatura y presión de la caldera. Son los costos de arranque en los que se incurre cuando la central se ha desacoplado pero se sigue manteniendo la temperatura de trabajo. Estos costos dependen linealmente del tiempo que la central lleva desacoplada y responden a esta expresión:

$$b_j(k) = CL_j s_j(k-1) + CF_j \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.5)$$

donde CL_j es el coeficiente lineal de la función lineal de costo de arranque de la central j .

En el caso de no mantener la temperatura y presión de la caldera (primer caso analizado), se puede llevar a cabo una simplificación para hacer más sencillo todo el proceso de cálculo de los costos de arranque. Esta simplificación consiste en considerar dos estados y sus correspondientes niveles de costo, aplicándose uno u otro costo según se haya sobrepasado un tiempo crítico de enfriamiento α_{cj} , característico de cada central. Para algunos métodos de resolución esta simplificación es la única forma de poder modelar los costos de arranque. Así, el costo de arranque se divide en:

- Costo de arranque en frío (C_{cj}). Es el costo de arranque en el que se incurre si la central lleva desacoplada un número de horas mayor o igual que el tiempo crítico.
- Costo de arranque en caliente (C_{hj}). Es el costo de arranque en el que se incurre si la central lleva desacoplada un tiempo menor que el tiempo crítico.

La expresión general es pues:

$$b_j(k) = \begin{cases} C_{cj} & \text{para } s_j(k-1) \geq \alpha_{cj} \\ C_{hj} & \text{para } s_j(k-1) < \alpha_{cj} \end{cases} \quad (4.6)$$

Ambos costos van expresados en \$ y, lógicamente, el costo de arranque en frío es mayor que el costo de arranque en caliente.

4.1.2.3 Costos de paro

Estos costos son típicamente constantes para cada central y representan el desaprovechamiento de combustible, y la necesidad de mano de obra que conlleva desacoplar una central. Son generalmente mucho más pequeños que los costos de arranque.

4.1.3 Restricciones de operación

A continuación se analizan las diversas restricciones que aparecen en el problema del predespacho de centrales termoeléctricas. En primer lugar, se detallan las restricciones de carga, que son las que acoplan a las centrales termoeléctricas (restricción de demanda y restricción de reserva rodante) en un mismo período. A continuación se presentan las restricciones técnicas características de cada central (potencia máxima nominal, mínimo técnico, tiempo mínimo de funcionamiento, tiempo mínimo de paro, rampa de subida, rampa de bajada, rampa de arranque y rampa de paro).

4.1.3.1 Demanda

En el problema del predespacho de centrales termoeléctricas la red de transporte no se tiene en cuenta, por lo que se considera un sistema de transporte de nudo único, al que están conectados todos los generadores y todos los consumidores (Figura 4.5). La demanda total será la suma de todas las potencias consumidas. Para incluir las pérdidas de la red de transporte, la demanda total puede corregirse mediante algún factor de pérdidas, de forma que la suma de las potencias generadas sea igual a la suma de todos los consumos más las pérdidas de la red de transporte. Estas pérdidas suelen ser del orden del 2% de la generación total por lo que a efectos de resultados finales no tienen un efecto considerable.

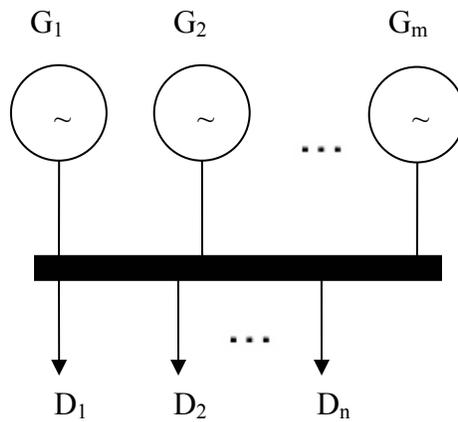


Figura 4.5 Sistema de energía eléctrica de nudo único

El predespacho de centrales termoeléctricas es un problema con un horizonte temporal comprendido en el corto plazo, ya que varía entre las 24 horas de un día y las 168 horas de una semana. En esta franja temporal la demanda estimada coincide casi por completo con la demanda real. La demanda se modela como un conjunto de tramos de potencia constante durante cada hora. Habrá un número de tramos igual al número de intervalos del período de planificación. La Figura 4.6 muestra una posible curva de demanda.

La restricción de demanda se puede modelar de la siguiente forma:

$$\sum_{j \in J} P_j(k) = D(k) \quad \forall k \in K \quad (4.7)$$

donde $P_j(k)$ es la potencia de salida de la central j en la hora k , $D(k)$ es la demanda en la hora k , J es el conjunto de los índices de las centrales y K es el conjunto de los índices de las horas del horizonte temporal.

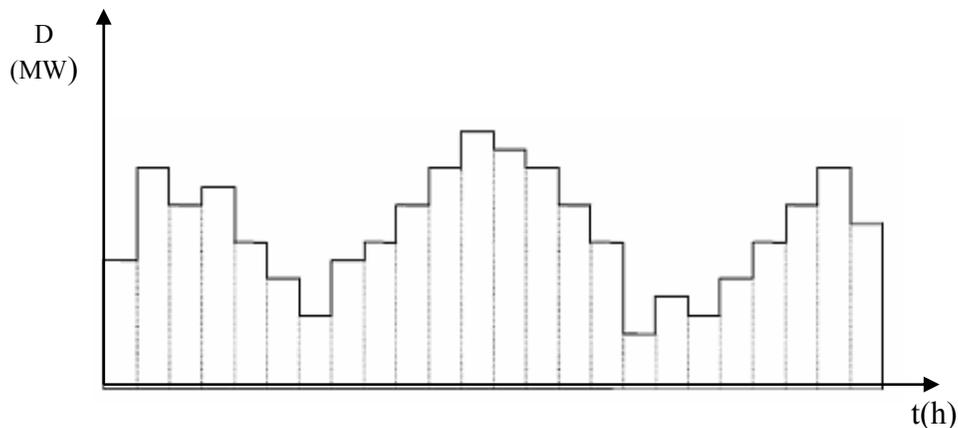


Figura 4.6 Curva de demanda de potencia

4.1.3.2 Reserva rodante

La otra restricción de carga que acopla a todas las centrales térmicas en cada intervalo del período de planificación es la restricción de reserva rodante. La reserva rodante es la potencia que el sistema debe ser capaz de proporcionar de forma rápida en caso de fallo en alguna central. En realidad, es un margen de seguridad sobre la potencia demandada para asegurar que siempre se suministre la demanda, incluso en el peor de los casos. Para que esto ocurra se impone la restricción de que la suma de las potencias máximas disponibles de todas las centrales acopladas sea mayor o igual a la demanda más la reserva rodante:

$$\sum_{j \in J} \bar{p}_j(k) v_j(k) \geq D(k) + R(k) \quad \forall k \in K \quad (4.8)$$

donde $\bar{p}_j(k)$ es la potencia de salida máxima disponible de la central j en la hora k , $R(k)$ es la reserva rodante en la hora k , y $v_j(k)$ es una variable binaria que es igual a 1 si la central j está acoplada en la hora k .

Se establece un margen de potencia para cada intervalo del horizonte temporal analizado. Este margen de potencia o reserva rodante, $R(k)$, se define como una fracción de la demanda o como el valor de la potencia máxima nominal de la mayor central acoplada.

Como potencia máxima disponible no debe considerarse la potencia máxima nominal que caracteriza a cada central, sino la potencia máxima que puede entregar cada central en cada hora, la cual dependerá de las rampas de subida, arranque y/o paro.

La mayoría de las contribuciones encontradas en la literatura técnica no modelan esta restricción considerando la potencia máxima disponible sino incluyendo la potencia máxima nominal, con lo cual el modelado se aleja de la realidad técnica. Esta simplificación se lleva a cabo porque si se usa la potencia máxima disponible en la restricción (4.8), se puede apreciar que aparece un producto de variables que complica de forma importante la resolución del problema del predespacho.

4.1.3.3 Potencia máxima y mínima

Todas las centrales termoeléctricas tienen una limitación máxima en la potencia que pueden producir, llamada potencia máxima nominal. Esta limitación se debe a características de diseño de la central. La potencia máxima nominal también puede variar debido a que en determinados períodos alguno de sus grupos se encuentre en mantenimiento. Matemáticamente, esta restricción se puede modelar de la siguiente forma:

$$p_j(k) \leq \bar{P}_j v_j(k) \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (4.9)$$

donde \bar{P}_j es la potencia máxima nominal de la central j .

Las centrales termoeléctricas también tienen una limitación mínima sobre su potencia de salida. Esta potencia mínima, llamada mínimo técnico se debe a criterios de diseño de la caldera y del propio generador, y a aspectos de estabilidad de la combustión. Teniendo en cuenta que si la central está desacoplada su potencia de salida es 0 (inferior al mínimo técnico), la restricción de mínimo técnico se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$p_j(k) \geq \underline{P}_j v_j(k) \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.10)$$

donde \underline{P}_j es el mínimo técnico de la central j.

4.1.3.4 Rampas

La producción de una central en una hora determinada viene dada por el estado de acoplamiento de las horas anterior y posterior. Este límite se representa mediante cuatro tipos de rampas: rampa de subida, rampa de bajada, rampa de arranque y rampa de paro. A continuación se describen estos tipos de rampas:

- Rampa de subida.
Una central no puede aumentar bruscamente su producción de una hora a la siguiente. La rampa máxima de subida es la máxima potencia que una central puede aumentar su producción en dos horas sucesivas.

$$p_j(1)[1-y_j(1)] - P_j(0) \leq RU_j \quad \forall j \in J \quad (4.11)$$

$$p_j(k)[1-y_j(k)] - P_j(k-1) \leq RU_j \quad \forall j \in J, k = 2 \dots T \quad (4.12)$$

donde $y_j(k)$ es una variable binaria que es igual a 1 si la central j se arranca al principio de la hora k, $P_j(0)$ es la potencia de salida de la central j en la hora 0, y RU_j es la rampa de subida de la central j.

- Rampa de bajada.
Al igual que con la rampa de subida, una central no puede disminuir bruscamente la potencia producida en el intervalo de una hora. La rampa de bajada es la máxima potencia que una central puede disminuir su producción al pasar a la siguiente hora.

$$P_j(0)[1-z_j(1)] - p_j(1) \leq RD_j \quad \forall j \in J \quad (4.13)$$

$$p_j(k-1)[1-z_j(k)] - p_j(k) \leq RD_j \quad \forall j \in J, k = 2 \dots T \quad (4.14)$$

donde $z_j(k)$ es una variable binaria que es igual a 1 si la central j se desacopla al principio de la hora k, y RD_j es la rampa de bajada de la central j.

- Rampa de arranque.

Es la potencia máxima que puede generar una central cuando pasa de estar desacoplada a estar acoplada.

$$p_j(k) \leq SU_j y_j(k) + \bar{P}_j [1 - y_j(k)] \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.15)$$

donde SU_j es la rampa de arranque de la central j .

- Rampa de paro.

Es la potencia máxima que puede generar una central para poder ser desacoplada en la hora siguiente.

$$P_j(0) \leq SD_j z_j(1) + \bar{P}_j [1 - z_j(1)] \quad \forall j \in J \quad (4.16)$$

$$P_j(k-1) \leq SD_j z_j(k) + \bar{P}_j [1 - z_j(k)] \quad \forall j \in J, k = 2 \dots T \quad (4.17)$$

donde SD_j es la rampa de parada de la central j .

4.1.3.5 Tiempos mínimos de funcionamiento y parada

Una central termoeléctrica sólo puede soportar cambios graduales en la temperatura de la caldera. Con el objetivo de evitar un envejecimiento prematuro de los elementos térmicos de la central, se evitan los acoplamientos y desacoplamientos con demasiada frecuencia. Las restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y parada modelan estas limitaciones en la operación de la central. El tiempo mínimo de funcionamiento es el número mínimo de horas que una central debe permanecer acoplada una vez que se pone en funcionamiento. De forma análoga, el tiempo mínimo de parada representa el número mínimo de horas que una central debe mantenerse desacoplada una vez que deja de funcionar. La formulación matemática de estas restricciones es la siguiente:

$$[X_j(0) - UT_j] [V_j(0) - v_j(1)] \geq 0 \quad \forall j \in J \quad (4.18)$$

$$[x_j(k-1) - UT_j] [v_j(k-1) - v_j(k)] \geq 0 \quad \forall j \in J, k = 2 \dots T \quad (4.19)$$

$$[X_j(0) + DT_j] [v_j(1) - V_j(0)] \leq 0 \quad \forall j \in J \quad (4.20)$$

$$[x_j(k-1) + DT_j] [v_j(k) - v_j(k-1)] \leq 0 \quad \forall j \in J, k = 2 \dots T \quad (4.21)$$

donde $x_j(k)$ es una variable que indica el número de horas que lleva acoplada/desacoplada la central j al final de la hora k (positivo/negativo), $X_j(0)$ es una constante que indica el número de horas que lleva inicialmente acoplada/desacoplada la central j , $V_j(0)$ es una constante que indica el estado inicial de acoplamiento de la central j , y UT_j y DT_j son los tiempos mínimos de funcionamiento y parada respectivamente de la central j . Las expresiones (4.18) y (4.19) representan la restricción de tiempo mínimo de funcionamiento.

Finalmente, la restricción de tiempo mínimo de parada se formula mediante las expresiones (4.20) y (4.21).

4.1.3.6 Tipos de centrales termoeléctricas

En términos de posibles estados de acoplamiento, hay que distinguir varios tipos de centrales termoeléctricas. Hay dos causas principales para esta distinción de centrales. En primer lugar, el predespacho es un problema de optimización comprendido en el corto plazo, por lo que recibe información de problemas de un horizonte temporal más amplio (por ejemplo, el mantenimiento de centrales termoeléctricas) que fijan el estado de acoplamiento/desacoplamiento de las centrales para el horizonte temporal objeto de estudio. Por otro lado, el tipo de combustible empleado permite que una central pueda acoplarse varias veces a lo largo del período de planificación, mientras que otras sólo puedan acoplarse una vez. A continuación se presentan los distintos tipos de centrales considerados:

- Centrales que pueden acoplarse y desacoplarse.
Son centrales que pueden ser acopladas o desacopladas y generan cualquier potencia dentro de sus límites. Estas centrales son típicamente grupos de carbón de potencia baja y media, grupos de fuel-oil y grupos de gas.
- Centrales siempre acopladas a potencia máxima.
Estas centrales siempre están acopladas y generan su potencia máxima nominal. Este conjunto de centrales está típicamente formado por grupos nucleares.
- Centrales siempre acopladas pero despachables.
Estas centrales son las que siempre están acopladas aunque pueden producir cualquier potencia entre sus límites máximo y mínimo. Son típicamente grupos de carbón de elevada potencia.

Cabe señalar que este modelo de estudio no incluye las restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y paro, así como tampoco hace distinción de los tipos de centrales, se consideran centrales que pueden acoplarse y desacoplarse en cualquier momento, así como sin límites en la frecuencia de acoplado y desacoplado, esto con el fin de conservar su generalidad. No obstante, se detallan estas restricciones para posibles trabajos futuros que así lo requieran.

4.2 Formulación tradicional

El problema del predespacho de centrales termoeléctricas se ha modelado tradicionalmente como un problema de programación matemática combinatorio, no lineal, entero-mixto, no convexo y, para sistemas eléctricos de tamaño realista, de gran dimensión. Las no linealidades aparecen tanto en la función objetivo como en las restricciones.

La función objetivo, formada por los costos totales de operación, tiene dos fuentes de no linealidad: (i) los costos variables de producción, que se modelan como una función no lineal de la potencia de salida; y (ii) los costos de arranque, que se expresan como una función no lineal (exponencial) del tiempo que cada central lleva desacoplada.

Con respecto a las restricciones, un modelado preciso de las restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y paro se ha presentado tradicionalmente mediante expresiones no lineales, en las que aparecen productos de variables. Asimismo, un modelado exacto de la restricción de reserva rodante ha requerido expresiones no lineales. Finalmente, las restricciones de rampas también requieren expresiones no lineales.

Por lo tanto, el predespacho de centrales termoeléctricas, al ser modelada mediante expresiones no lineales, es un problema que las técnicas convencionales de resolución (programación lineal entera-mixta, programación dinámica, relajación lagrangiana) no pueden resolver directamente. Para poder abordar este problema mediante alguna de estas técnicas se han hecho diversas simplificaciones que reducen la complejidad del problema:

- Si la técnica usada es la programación lineal entera-mixta, las restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y paro no se incluyen en el modelo. En su lugar, se ha utilizado algún heurístico como, por ejemplo, establecer un número máximo de arranques y paros a lo largo del horizonte temporal de estudio. Asimismo, los costos han de linealizarse. Si la técnica empleada es la programación dinámica o la relajación lagrangiana (que resuelve un subproblema térmico también mediante programación dinámica) las restricciones de tiempo mínimo de funcionamiento y paro sí se modelan pero requieren un número de estados muy elevado para problemas de tamaño realista.
- La restricción de reserva rodante no se ha modelado teniendo en cuenta la contribución real de cada central a la reserva, es decir, la diferencia entre la potencia producida y la potencia máxima disponible limitada por las rampas. En su lugar, se ha considerado el “hueco” que existe entre la potencia producida y la potencia máxima nominal, que se puede modelar de forma lineal:

$$\sum_{j \in J} \bar{P}_j v_j(k) \geq D(k) + R(k) \quad \forall k \in K \quad (4.22)$$

Esta contribución a la reserva rodante es siempre mayor o igual que la que realmente existe por lo que aparece el riesgo de obtener una potencia de reserva disponible mayor de la que realmente existe, lo que da lugar a una solución que no puede llevarse a cabo.

- Los costos de arranque, debido a su carácter exponencial, tampoco han sido incluidos de forma exacta en los modelos resueltos por las técnicas convencionales. Se ha recurrido a costos de arranque constantes o algún tipo de heurístico.

El problema del predespacho de centrales termoeléctricas ha sido estudiado por muchos autores. Sin embargo, ninguno de ellos ha modelado todas las restricciones de forma exacta, sino que se ha introducido alguna simplificación para que el problema sea resoluble por algún método propuesto (listas de prioridad, programación lineal entera-mixta, programación dinámica, relajación lagrangiana). Mientras que algunos autores han simplificado o ignorado las restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y parada, otros han hecho menos hincapié en las restricciones de rampas. En ningún trabajo se ha encontrado una formulación rigurosa de las restricciones de rampas de arranque y paro. A continuación se muestra la formulación completa de todas las restricciones que han sido empleadas en la literatura técnica [14]:

$$\text{Minimizar } \sum_{k \in K} \sum_{j \in J} \{d_j(p_j(k)) + b_j(s_j(k))y_j(k) + C_j z_j(k)\} \quad (4.23)$$

Sujeto a:

$$\underline{p}_j(k) \leq p_j(k) \leq \bar{p}_j(k) \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.24)$$

$$\bar{p}_j(1) = \text{Min}\{\bar{p}_j[v_j(1) - z_j(2)] + z_j(2)SD_j, P_j(0) + RU_j v_j(0) + y_j(1)SU_j\} \quad \forall j \in J \quad (4.25)$$

$$\bar{p}_j(k) = \text{Min}\{\bar{P}_j[v_j(k) - z_j(k+1)] + z_j(k+1)SD_j, \\ p_j(k-1) + RU_j v_j(k-1) + y_j(k)SU_j\} \quad \forall j \in J, k=2 \dots T-1 \quad (4.26)$$

$$\bar{p}_j(T) = \text{Min}\{\bar{P}_j v_j(T), p_j(T-1) + RU_j v_j(T-1) + y_j(T)SU_j\} \quad \forall j \in J \quad (4.27)$$

$$\underline{p}_j(1) = \text{Max}\{\underline{P}_j v_j(1), [P_j(0) - RD_j] v_j(1)\} \quad \forall j \in J \quad (4.28)$$

$$\underline{p}_j(k) = \text{Max}\{\underline{P}_j v_j(k), [P_j(k-1) - RD_j] v_j(k)\} \quad \forall j \in J, k=2 \dots T \quad (4.29)$$

$$\sum_{j \in J} p_j(k) = D(k) \quad \forall k \in K \quad (4.7)$$

$$\sum_{j \in J} \bar{p}_j(k) v_j(k) \geq D(k) + R(k) \quad \forall k \in K \quad (4.8)$$

$$[X_j(0) - UT_j] [V_j(0) - v_j(1)] \geq 0 \quad \forall j \in J \quad (4.18)$$

$$[x_j(k-1) - UT_j] [v_j(k-1) - v_j(k)] \geq 0 \quad \forall j \in J, k=2 \dots T \quad (4.19)$$

$$[X_j(0) + DT_j] [v_j(1) - V_j(0)] \leq 0 \quad \forall j \in J \quad (4.20)$$

$$[x_j(k-1) + DT_j] [v_j(k) - v_j(k-1)] \leq 0 \quad \forall j \in J, k=2 \dots T \quad (4.21)$$

$$x_j(1) = \{X_j(0)[1 - y_j(1)] + 1\} v_j(1) + \{X_j(0)[1 - z_j(1)] - 1\} [1 - v_j(1)] \quad \forall j \in J \quad (4.30)$$

$$x_j(k) = \{x_j(k-1)[1 - y_j(k)] + 1\} v_j(k) + \{x_j(k-1)[1 - z_j(k)] - 1\} [1 - v_j(k)] \quad \forall j \in J, k=2 \dots T \quad (4.31)$$

$$y_j(1) - z_j(1) = v_j(1) - V_j(0) \quad \forall j \in J \quad (4.32)$$

$$y_j(k) - z_j(k) = v_j(k) - v_j(k-1) \quad \forall j \in J, k=2 \dots T \quad (4.33)$$

$$y_j(k) + z_j(k) \leq 1 \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.34)$$

$$y_j(k), v_j(k) \in \{0,1\} \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.35)$$

$$z_j(k) \in [0,1] \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.36)$$

Para que haya consistencia en las centrales, hay que resaltar que se consideran periodos de 1 hora, aunque esta formulación se puede generalizar fácilmente para periodos de tiempo de longitud variable. Por razones de claridad, no se incluye aquí esta generalización. La función objetivo (4.23) incluye los costos de producción tanto fijos como variables (expresiones (4.1) o (4.2)), los costos de arranque (expresiones (4.3) y (4.4)) y los costos de paro. El costo de producción $d_j(p_j(k))$ se puede modelar mediante una función no lineal y convexa de la potencia producida (expresión (4.1)) o por una curva lineal por tramos (expresión (4.2)), como se describió en el apartado 4.1.2.1. El costo de arranque $b_j(s_j(k))$ depende del tiempo que la central lleva desacoplada (expresiones (4.3) y (4.4)) y sólo se activa en la hora en la que la central se pone en funcionamiento, lo cual se expresa mediante la variable binaria $y_j(k)$. Finalmente, el costo de paro, C_j es un costo que se incurre en el período en el que la central deja de funcionar, lo cual se modela mediante la variable binaria $z_j(k)$.

Las ecuaciones (4.24) establecen los límites de producción de potencia de cada grupo. Como se puede apreciar, la potencia de salida de cada central en cada período, debe estar comprendida entre un límite superior, $\overline{p}_j(k)$, y un límite inferior, $\underline{p}_j(k)$, de tal forma que ambos tengan en cuenta las rampas máximas de potencia. En el caso de que la central esté desacoplada, la potencia de salida debe ser nula, lo que se fuerza por medio de la variable $v_j(k)$ en las ecuaciones (4.25)-(4.29).

La dependencia de la potencia máxima disponible con las rampas se expresa en las restricciones (4.25)-(4.27). Las restricciones (4.25) y (4.27) establecen el valor de la variable $\overline{p}_j(k)$ para el primer y último intervalo del horizonte temporal respectivamente. La restricción (4.26) se encarga del resto de intervalos. Como se puede apreciar $\overline{p}_j(k)$ no sólo depende de la potencia máxima nominal \overline{p}_j , sino también de la rampa de subida, de la rampa de paro, de los estados de acoplamiento de la hora actual, la hora anterior y la hora siguiente, y de la potencia de salida de la hora anterior. De las restricciones anteriores se observa que la potencia máxima disponible es el mínimo de dos términos. El primer término tiene en cuenta que la potencia máxima disponible debe ser menor que la potencia máxima nominal en caso de que esté acoplada y no se vaya a desacoplar en la hora siguiente. Si la central va a dejar de funcionar en la hora siguiente, el límite superior de la potencia máxima disponible debe ser la rampa de paro. El segundo término modela el efecto de la rampa de subida y de la rampa de arranque. Si la central estaba acoplada en la hora anterior, la potencia máxima disponible debe ser menor o igual que la potencia en esa hora previa más la correspondiente rampa de subida. En el caso de que en la hora actual se desacople la central, el primer término forzaría a que la potencia máxima disponible fuera cero. Por último, si la central se pone en funcionamiento, la potencia máxima disponible debe ser menor o igual que la rampa de arranque. Una descripción más detallada del funcionamiento de estas restricciones se encuentra más adelante en la Tabla 5.1.

Las restricciones (4.28) y (4.29) establecen el valor de la potencia mínima disponible en el primer intervalo y en el resto de intervalos, respectivamente. Esta potencia es el máximo entre el mínimo técnico y la potencia de la hora anterior menos la rampa de bajada.

Las restricciones (4.7) y (4.8) son las restricciones de carga (demanda y reserva rodante respectivamente) explicadas anteriormente.

Las restricciones (4.18) y (4.19) fuerzan el cumplimiento de los tiempos mínimos de funcionamiento para el primer intervalo y para el resto de intervalos del período de planificación respectivamente. En ellas interviene la variable $x_j(k)$ que es un contador de los intervalos que la central j lleva acoplada (+) o desacoplada (-) al final de la hora k . Estas restricciones fuerzan que la variable de acoplamiento en la hora k , $v_j(k)$, sea 1 si el contador en la hora anterior es menor que el tiempo mínimo de funcionamiento. En el caso de que sea mayor o igual, la central puede permanecer acoplada o dejar de funcionar por lo que la variable $v_j(k)$ puede tomar el valor 0 o el valor 1. Si la central estaba desacoplada en la hora anterior, el contador de horas tiene un valor negativo y estas restricciones permiten que la variable binaria $v_j(k)$ tome cualquier valor.

Las restricciones (4.20) y (4.21) son las análogas a las dos anteriores para el tiempo mínimo de paro. Estas restricciones obligan a que la variable de acoplamiento tome el valor 0 si el contador de tiempo es menor en valor absoluto (ya que es negativo) que el tiempo mínimo de paro. En cualquier otro caso, la variable binaria $v_j(k)$ puede tomar cualquier valor, 0 ó 1.

La actualización del contador $x_j(k)$ se lleva a cabo mediante las restricciones (4.30) y (4.31) para la primera hora del horizonte temporal y para el resto de horas respectivamente. Si la central estaba acoplada y sigue acoplada, el contador se incrementa en 1, y si se desacopla pasa a valer -1 . Si, por el contrario, la central estaba desacoplada y permanece desacoplada, el contador se reduce en 1 y si se acopla pasa a valer 1.

El resto de restricciones mantiene la lógica de los arranques y paros de las centrales, modelada mediante variables binarias. Es decir, estas restricciones impiden que una central pueda ser arrancada y parada en la misma hora. Además, fuerzan que sólo cuando una central es puesta en funcionamiento su variable de arranque $y_j(k)$ vale 1 mientras que en el resto de casos es 0. Igualmente, la variable de paro $z_j(k)$ sólo vale 1 en las horas en las que se produce el desacoplamiento de la central, siendo 0 en el resto de situaciones. Obsérvese que aunque la variable $z_j(k)$ es una variable binaria, se formula como una variable real en el intervalo $[0,1]$ (restricción (4.36)), ya que sólo puede tomar los valores 0 o 1 debido a las restricciones (4.32)-(4.35).

Como se puede apreciar, el predespacho de centrales termoeléctricas es un problema de programación matemática no lineal, no convexo, combinatorio, entero-mixto y, para sistemas de energía eléctrica de tamaño realista, de gran dimensión. La principal característica que hace este problema irresoluble para sistemas de tamaño realista es su carácter no lineal combinado con la presencia de variables binarias. Las no linealidades de este problema se encuentran tanto en la función objetivo (costos variables de producción y costos de arranque) como en las restricciones (restricciones de potencia máxima y mínima disponibles en cada hora (4.25)-(4.29), restricción de reserva rodante (4.8), restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento y paro (4.18)-(4.21) y restricciones para la actualización del contador (4.30) y (4.31)). Los costos de producción se pueden modelar como funciones cuadráticas de la potencia producida, mientras que los costos de arranque se modelan como funciones exponenciales del tiempo que una central lleva desacoplada.

Las restricciones antes mencionadas deben su carácter no lineal a la aparición de productos de variables y a que las funciones mínimo o máximo son no lineales.

4.3 Complejidad computacional

A continuación se muestra una tabla con el número de restricciones, variables binarias y variables continuas que establecen la complejidad computacional del problema expuesto anteriormente.

Número de restricciones	Número de variables binarias	Número de variables continuas
$NJ \times T \times (16 + 2 \times NL) + 2 \times T$	$NJ \times T \times (1 + NL + ND)$	$NJ \times T \times (5 + NL)$

Tabla 4.1 Complejidad computacional

donde NJ es el número de centrales termoeléctricas, T es el número de intervalos del horizonte temporal, NL es el número de tramos de la aproximación lineal del costo de producción y ND es el número de intervalos discretos de la función linealizada de costo de arranque.

El número de restricciones que aparece en la tabla es el máximo posible ya que como se ha expuesto anteriormente, las restricciones de tiempo mínimo de funcionamiento y tiempo mínimo de paro se modelan mediante un número variable de restricciones.

Por ejemplo, para un sistema formado por 60 centrales termoeléctricas, 24 intervalos, 3 tramos de la aproximación lineal del costo de producción y 3 intervalos discretos de la función linealizada de costo de arranque, las características de tamaño del problema serían las siguientes:

Número de restricciones	Número de variables binarias	Número de variables continuas
31728	10080	11520

Tabla 4.2 Dimensión del problema

Capítulo 5

Modelo propuesto

5.1 Descripción matemática

Con base en la formulación tradicional del predespacho mencionada en el capítulo anterior, se ha creado un modelo con las siguientes características:

- Función Objetivo:
 - Costo fijo
 - Costo variable
 - Costo de arranque
 - Costo de paro
- Restricciones:
 - Potencia máxima
 - Potencia mínima
 - Demanda
 - Reserva
 - Lógica de cambio de estado
 - Rampa de arranque
 - Rampa de paro
 - Rampa de subida
 - Rampa de bajada

Representado matemáticamente como:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J [A_j v_j(k) + B_j p_j(k) + C_j y_j(k) + E_j z_j(k)] \quad (5.1)$$

Sujeto a:

$$P_j(k) \leq \bar{P}_j(k) v_j(k) \quad (5.2)$$

$$\underline{P}_j v_j(k) \leq P_j(k) \quad (5.3)$$

$$\sum_{j=1}^J P_j(k) = D(k) \quad (5.4)$$

$$\sum_{j=1}^J \bar{P}_j v_j(k) \geq D(k) + R(k) \quad (5.5)$$

$$y_j(1) - z_j(1) = v_j(1) - v_j(0) \quad (5.6)$$

$$y_j(k) - z_j(k) = v_j(k) - v_j(k-1) \quad (5.7)$$

$$y_j(k) + z_j(k) \leq 1 \quad (5.8)$$

$$\bar{P}_j(k) \leq \bar{P}_j[v_j(k) - z_j(k+1)] + z_j(k+1)SD_j \quad (5.9)$$

$$\bar{P}_j(T) \leq \bar{P}_j v_j(T) \quad (5.10)$$

$$\bar{P}_j(1) \leq P_j(0) + RU_j v_j(0) + SU_j y_j(1) \quad (5.11)$$

$$\bar{P}_j(k) \leq P_j(k-1) + RU_j v_j(k-1) + SU_j y_j(k) \quad (5.12)$$

$$P_j(k) \geq 0 \quad (5.13)$$

$$P_j(0) - P_j(1) \leq RD_j v_j(1) + SD_j z_j(1) \quad (5.14)$$

$$P_j(k-1) - P_j(k) \leq RD_j v_j(k) + SD_j z_j(k) \quad (5.15)$$

$$z_j(k), y_j(k), v_j(k) \in [0,1] \quad (5.16)$$

El horizonte de planificación es un día dividido en horas. Si los intervalos horarios se denotan por k , el horizonte de planificación consta de los periodos

$$k = 1, 2, \dots, K \quad (5.17)$$

donde K es igual a 24 en este trabajo.

El costo de arranque de una central es una función exponencial del tiempo que la central lleva parada, pero se considerará constante (lo que es una simplificación razonable en la mayoría de los casos). Cada vez que una central se arranca se origina un gasto, que se expresa como

$$C_j y_j(k) \quad (5.18)$$

donde C_j es el costo de arranque de la central j e $y_j(k)$ es una variable binaria que toma el valor 1 si la central j se arranca al comienzo del periodo k y 0, en otro caso.

El costo de paro se expresa de forma análoga al costo de arranque

$$E_j z_j(k) \quad (5.19)$$

donde E_j es el costo de la central j y $z_j(k)$ una variable binaria que toma el valor 1 si la central j se para al comienzo del periodo k , y 0 en otro caso.

El costo de funcionamiento consta de un costo fijo y un costo variable. El costo fijo se expresa como

$$A_j v_j(k) \quad (5.20)$$

donde A_j es el costo fijo de la central j y $v_j(k)$ es una variable binaria que toma el valor 1 si la central j esta arrancada durante el periodo k y 0, en otro caso.

El costo variable puede considerarse proporcional a la producción de la central:³

$$B_j P_j(k) \quad (5.21)$$

donde B_j es el costo variable de la central j y $P_j(k)$ la producción de la central j durante el periodo k .

Las centrales termoeléctricas como se mencionó anteriormente no pueden funcionar ni por debajo de una producción mínima, ni por encima de una producción máxima. Estas restricciones se formulan como (5.2) y (5.3), donde \underline{P}_j y \overline{P}_j son respectivamente las producciones mínima y máxima de la central j en el periodo k .

La variable $\overline{P}_j(k)$ complica la caracterización del problema del predespacho de centrales termoeléctricas, ya que para su modelado preciso se necesitan expresiones no lineales en las que participan variables binarias. Si en la restricción de reserva rodante no fuera necesaria la presencia de $\overline{P}_j(k)$, la formulación de las restricciones de rampas y límites técnicos sería estrictamente lineal, por lo que en el problema del predespacho de centrales termoeléctricas todas las restricciones serían lineales.

Se ha encontrado en [14] una forma lineal y exacta de modelar la variable $\overline{P}_j(k)$ que se muestra y explica a continuación:

$$\overline{P}_j(k) \leq \overline{P}_j [v_j(k) - z_j(k+1)] + z_j(k+1)SD_j \quad (5.9)$$

$$\overline{P}_j(T) \leq \overline{P}_j v_j(T) \quad (5.10)$$

$$\overline{P}_j(1) \leq P_j(0) + RU_j v_j(0) + SU_j y_j(1) \quad (5.11)$$

$$\overline{P}_j(k) \leq P_j(k-1) + RU_j v_j(k-1) + SU_j y_j(k) \quad (5.12)$$

$$P_j(k) \geq 0 \quad (5.13)$$

Las restricciones (5.9) y (5.10) constituyen un bloque de restricciones. Las restricciones (5.9) hacen referencia a todos los períodos del horizonte temporal excepto el último, que es tratado por las restricciones (5.10). Igualmente, las restricciones (5.11) y (5.12) forman otro bloque separado de restricciones. Las restricciones (5.11) se ocupan del primer período mientras que las restricciones (5.12) se encargan del resto de períodos del horizonte temporal.

Si la central j está desacoplada en la hora k (es decir, $v_j(k)=0$) la potencia de salida máxima disponible es 0 (ver Tabla 5.1), lo cual se fuerza con las restricciones (5.9), (5.10) y (5.13). En caso contrario, $v_j(k)=1$ y $\overline{P}_j(k)$ debe ser:

³ Un modelo mas preciso requiere el empleo de funciones cuadráticas o cúbicas como se mencionó en los capítulos anteriores.

- (i) menor o igual que la potencia máxima nominal, \bar{P}_j ,
- (ii) menor o igual que la potencia de salida de la hora anterior más la rampa de subida,
- (iii) menor o igual que la rampa de arranque en el caso de que la central sea arrancada al inicio de la hora k , y
- (iv) menor o igual que la rampa de paro en el caso de que la central vaya a ser desacoplada al inicio de la hora $k + 1$.

Estos cuatro límites se modelan mediante las restricciones (5.9)-(5.12). Debe notarse que las restricciones (5.9)-(5.13) son lineales. En la Tabla 5.1 se presentan las expresiones de las restricciones (5.9)-(5.13) particularizadas para las ocho posibles combinaciones de estados de acoplamiento en tres horas consecutivas.

Las restricciones (5.4) y (5.5) son las restricciones de carga, explicadas anteriormente, demanda y reserva rodante respectivamente.

$V_i(k-1)$	$V_i(k)$	$V_i(k+1)$	Restricciones (5.9)-(5.13)
1	1	0	$\bar{P}_j(k) \leq SD_j$ $\bar{P}_j(k) \leq P_j(k-1) + RU_j$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$
1	1	1	$\bar{P}_j(k) \leq \bar{P}_j$ $\bar{P}_j(k) \leq P_j(k-1) + RU_j$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$
0	1	0	$\bar{P}_j(k) \leq SD_j$ $\bar{P}_j(k) \leq SU_j$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$
0	1	1	$\bar{P}_j(k) \leq \bar{P}_j$ $\bar{P}_j(k) \leq SU_j$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$
1	0	0	$\bar{P}_j(k) \leq 0$ $\bar{P}_j(k) \leq P_j(k-1) + RU_j$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$
1	0	1	$\bar{P}_j(k) \leq 0$ $\bar{P}_j(k) \leq P_j(k-1) + RU_j$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$
0	0	0	$\bar{P}_j(k) \leq 0$ $\bar{P}_j(k) \leq 0$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$
0	0	1	$\bar{P}_j(k) \leq 0$ $\bar{P}_j(k) \leq 0$ $\bar{P}_j(k) \geq 0$

Tabla 5.1 Casos posibles en restricciones de potencia

Si se observa detenidamente la tabla 5.1, se llega a la conclusión de que estas restricciones no son, en principio, estrictamente equivalentes a las restricciones (5.9)-(5.13) ya que el valor de \bar{P}_j puede ser menor que el que se obtendría con estas últimas (en las restricciones (5.9)-(5.12) aparece el operador \leq) pero factible para estas restricciones. Las restricciones (5.9)-(5.13) proporcionarían un valor de \bar{P}_j idéntico al de (4.25)-(4.27) si y sólo si la variable \bar{P}_j aparece multiplicada por una constante negativa en la función objetivo, al ser un problema de minimización.

En el problema del predespacho la variable \bar{P}_j no forma parte de la función objetivo, por lo que tomará un valor tal que el costo total sea mínimo y se cumpla la restricción de reserva rodante, lo cual es el objetivo que se persigue, consiguiendo un modelado igual de preciso que el obtenido con las expresiones (4.25)-(4.27).

La expresión (5.2) vigila que la potencia de salida sea menor o igual que la potencia máxima disponible. En tanto que la (5.3) hace cumplir que la potencia de salida sea mayor o igual que el mínimo técnico, teniendo en cuenta la rampa de bajada y la rampa de paro, lo cual se expresa como (5.14) para el periodo 1 y (5.15) para el resto de los periodos.

El resto de las ecuaciones, (5.6)-(5.8) y (5.16) mantienen la lógica de los arranques y paros de las centrales, modelada mediante variables binarias. Es decir, estas restricciones impiden que una central pueda ser arrancada y parada en la misma hora. Además, fuerzan que solo cuando una central es puesta en funcionamiento su variable de arranque $y_j(k)$ vale 1 mientras que en el resto de casos es 0. Igualmente, la variable de paro $z_j(k)$ sólo vale 1 en las horas en las que se produce el desacoplamiento de la central, siendo 0 en el resto de las situaciones.

5.2 Software utilizado

El modelo propuesto en este trabajo de tesis, se programa en lenguaje GAMS y se ejecuta utilizando el servidor NEOS desde internet mediante el “solver” XPRESS de programación lineal entera-mixta. Ambos programas se describen a continuación.

5.2.1 GAMS

El programa GAMS [10] (General Algebraic Modeling System) es un software desarrollado por A. Brooke, D. Kendrick y A. Meeraus. A diferencia de otros paquetes de software de implementación de algoritmos matemáticos que permiten resolver los problemas de optimización, el programa GAMS presenta la ventaja de plantear un lenguaje de modelización que permite poder escribir en un editor la formulación matemática del problema y posteriormente aplicarle una serie de “solvers” o programas de resolución.

Este programa fue desarrollado a finales de la década de los 80 en el World Bank por un grupo de economistas, aprovechando la experiencia de su trabajo sobre programas de desarrollo económico, que requieren en primer lugar una modelización exhaustiva y

posteriormente la aplicación de los correspondientes programas de optimización para poder hallar la solución numérica a los modelos propuestos.

Entre las características más importantes de GAMS [11] cabe destacar:

- Su capacidad para pasar de resolver problemas de pequeña dimensión (docenas de variables y restricciones) a problemas mayores (miles de variables y restricciones) sin variar el código sustancialmente. El manejo eficiente de sus índices permite escribir de manera compacta restricciones similares mediante una sola restricción.
- Separa el proceso de modelado del proceso de resolución del problema. Así, el usuario de GAMS debe ser capaz de conseguir una formulación consistente del problema, y una vez la expresa en la notación de GAMS, este lenguaje hace uso de alguno de los optimizadores disponibles para obtener su solución. De esta manera, el usuario sólo ha de centrarse en obtener un modelo del problema y puede ignorar el funcionamiento interno del algoritmo que se necesita para resolverlo. La separación de estas dos tareas permite cambiar el modelo para mejorarlo o completarlo cómodamente.
- La forma en que GAMS representa un problema de optimización coincide, prácticamente, con la descripción matemática de ese problema. Por tanto, el código GAMS es sencillo de comprender para aquellos lectores familiarizados con la optimización.
- Además, GAMS proporciona los mecanismos necesarios para resolver problemas de optimización con estructuras similares, como son aquellos que se derivan de las técnicas de descomposición.

El usuario de GAMS debe ser cuidadoso con las reglas “gramaticales” de GAMS. El incumplimiento de una sola de ellas puede provocar muchos errores de compilación.

Cabe destacar, que se usó el paquete GAMS con la versión académica (*STUDENT*), (véase figura 5.1), pero esta versión tiene una serie de limitaciones en cuanto al tamaño de los modelos como:

Máximo número de filas:	300
Máximo número de columnas:	300
Máximo número de elementos distintos de cero:	2000
Máximo número de elementos no lineales:	1000
Máximo número de variables discretas:	50

Para un modelo de predespacho como el aquí realizado en el caso 1, la versión académica es insuficiente con tan solo 3 centrales generadoras y 5 horas de horizonte de planeación.

Por ello se utilizó Neos (que se menciona a continuación), para poder hacer las pruebas necesarias para esta tesis.

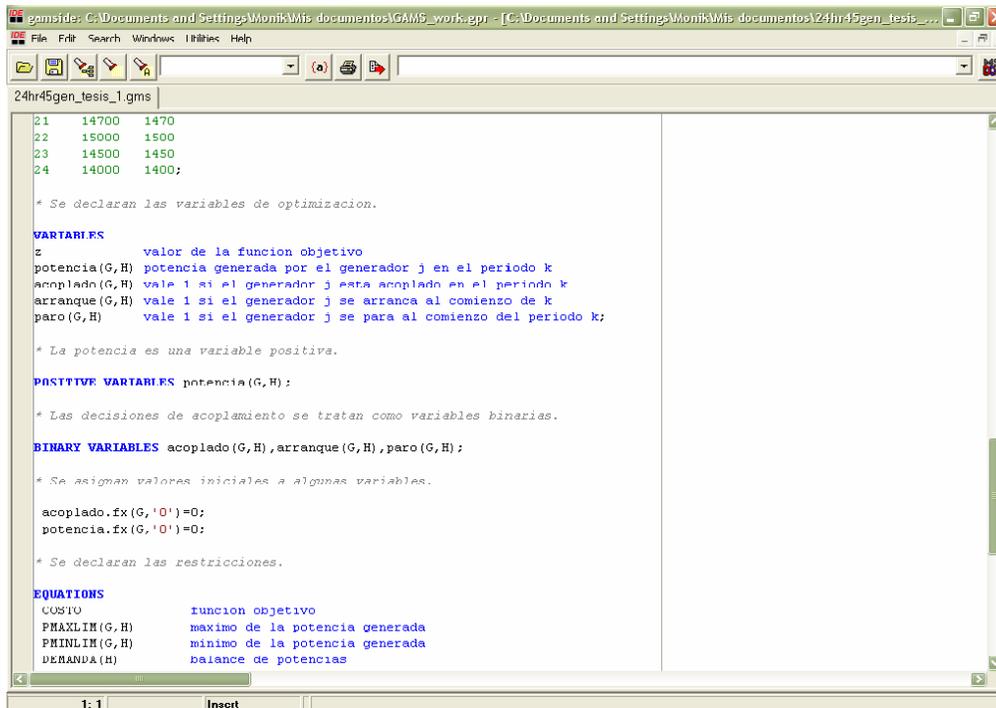


Figura 5.1 Interfaz de GAMS

5.2.2 NEOS

El servidor NEOS (Network-Enabled Optimization System) [18], permite el acceso general a través de Internet. Es de tipo “Freeware”, es decir, es un programa con derechos de autor que se puede utilizar sin pago alguno. Es un proyecto del OTC (Optimization Technology Center) administrado conjuntamente con Argonne National Laboratory y Northwestern University.

En la actualidad NEOS puede resolver problemas en las siguientes áreas: Programación Lineal, Programación No Lineal, Optimización Sin Restricciones, Programación Estocástica, Optimización Lineal en grafos, entre otras.

Las compañías proporcionan “solvers” comerciales libres de ponderación para el acceso a través del servidor de NEOS (Rociada Optimization's XPRESS, Mosek ApS's Mosek, OptiRisk Systems' FortMP, etc.). “Sun Microsys” ha donado siete sitios de trabajo al OTC, para el funcionamiento de trabajos de NEOS.

Los problemas se pueden enviar para ser resueltos de las siguientes maneras: enviándolo por e-mail en un formato especificado, subiendo el archivo desde la web, usando un TCP/IP (socket-based submission tool) que es una interface especializada para ejecutar los problemas, disponible en Java y en versiones Unix tcl/tk.

Para comenzar a usar NEOS, primero, se necesita hacer el problema de optimización, formularlo en uno de los formatos de entrada aceptados por un “solver”. Observar a través de los “solvers” en la página del servidor para ver qué formatos están disponibles para su

tipo de problema. La mayoría de los “solvers” cuentan con sitios en la Web que explican la sintaxis de su formato de entrada.

NEOS cuenta con los siguientes “solvers” que aceptan la entrada en lenguaje GAMS:

- BDMLP (Brooke, Drud, and Meeraus) – programas lineales
- CONOPT (ARKI Consulting and Development) – programas lineales y no lineales
- MILES (Rutherford) – problemas complementarios
- MINOS (Murtagh and Saunders) – programas lineales y no lineales
- PATH (Dirkse, Ferris, and Munson) – problemas complementarios
- PATHNLP (Dirkse, Ferris, and Munson) – programas lineales y no lineales
- SBB (ARKI Consulting and Development) – programas lineales y no lineales con variables enteras mixtas
- SNOPT (Gill, Murray, and Saunders) – programas lineales y no lineales
- XPRESS (Dash Associates) – programas lineales con variables enteras mixtas

El servidor de NEOS envía archivos de la petición del trabajo a sus estaciones geográficamente distribuidas y ejecuta su “software”. Dicho “software” lee la información de la petición de los usuarios, y envía una solución del problema de nuevo al servidor de NEOS (figura 5.2). El servidor de NEOS envía resultados al usuario, que ha podido utilizar el producto de software sin necesitar descargarlo, instalar, o funcionar en su máquina.

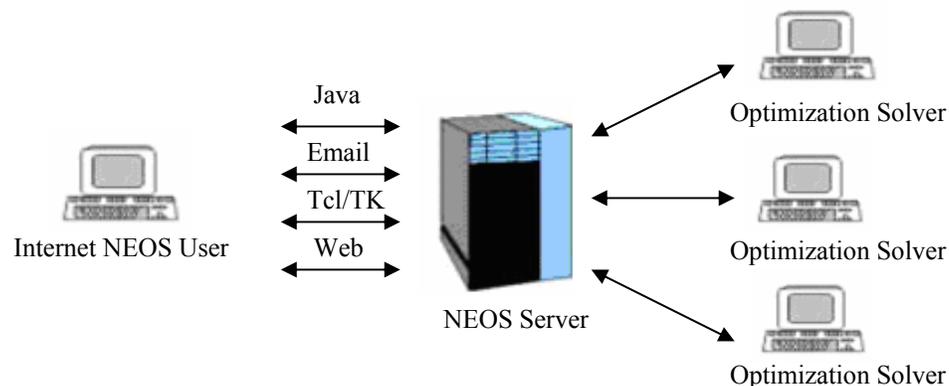


Figura 5.2 Servidor NEOS

NEOS aparte de mostrar el resultado en la página web, manda un mail a la dirección registrada por el usuario minutos después de ejecutar el modelo con el número y la contraseña que le fue asignado al trabajo, con estos datos se puede ingresar a la página de NEOS (<http://www-neos.mcs.anl.gov/>) donde se encuentran las opciones de “[view current job queues](#)” (ver trabajos actuales en fila) o “check job progress” (chequear el progreso del trabajo) que mandan a la siguiente interfaz (figura 5.3) en la que con el número de trabajo y la contraseña asignada, podemos ver el resultado o en su caso el progreso del trabajo realizado, entre otras opciones. Dependiendo del “solver”, NEOS puede ejecutar programas

que por su magnitud y/o complejidad tarden unas horas, días o semanas ejecutándose. Podemos ver los resultados de algún trabajo completado solo durante algunas semanas posteriores al día de su ejecución.



Figura 5.3 Interfaz de NEOS para visualizar resultados de trabajos previos

En el modelo realizado en este trabajo se utilizó el “solver” Xpress de NEOS (figura 5.4).

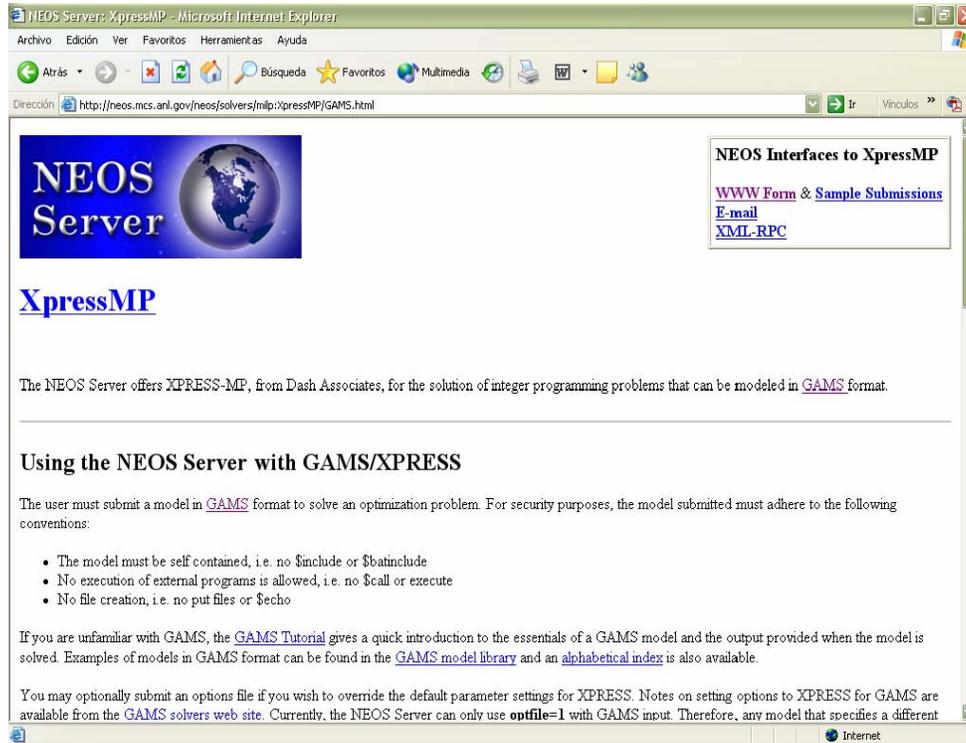


Figura 5.4 Interfaz del solver XPRESS de NEOS

Capítulo 6

Implementación del modelo

El modelo descrito en el capítulo anterior, fue probado con características técnicas de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) hipotético.

Fueron utilizados datos técnicos hipotéticos ya que los datos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de México son considerados datos confidenciales y no fue posible obtenerlos. También fueron encontrados diversos datos técnicos reales y de prueba en artículos y trabajos de tesis pero no contenían todos los datos que este modelo requería, por ejemplo en [4] [1] no fueron encontrados datos de rampas, en [16] había datos de rampa de subida únicamente, en [17] hay datos técnicos de 2 rampas, y los datos encontrados en [14] contienen las 4 rampas y todos los datos técnicos necesarios para correr este modelo, por ello fueron utilizados esos datos de manera hipotética.

6.1 Caso 1: sin rampas

En este caso de estudio, se corre el modelo sin las restricciones de rampas, es decir, solo con las restricciones de potencia máxima y mínima, demanda, reserva rodante y lógica de arranques y paros, lo que conforman las restricciones (5.2)-(5.8), (5.13) y (5.16). Esto con el fin de comparar que tanto influyen las rampas en el costo de operación, es decir comparar un modelo general contra un modelo mas restringido, mas apegado a los requerimientos técnicos reales de las centrales para lograr operar de una mejor manera, mejorando su funcionamiento y reduciendo los gastos por mantenimiento.

Los datos de entrada (ver anexo C) constan de 45 centrales térmicas y el horizonte de planeación es un día dividido en horas, es decir, 24 periodos.

6.1.1 Análisis de resultados

Al correr el modelo para este caso de estudio (anexo B), programado en GAMS y ejecutado en NEOS, se obtienen los siguientes resultados de los cuales solo se muestran fragmentos debido a la gran magnitud de éstos. La solución completa que arroja NEOS copiada a programa WORD abarca 190 páginas.

Las estadísticas de este modelo del caso 1 son las siguientes (Tabla 6.1), en ellas se puede apreciar la magnitud del problema:

MODEL STATISTICS			
BLOCKS OF EQUATIONS	8	SINGLE EQUATIONS	5,676
BLOCKS OF VARIABLES	5	SINGLE VARIABLES	4,501
NON ZERO ELEMENTS	21,656	DISCRETE VARIABLES	3,330

Tabla 6.1 Estadísticas del caso 1

El resumen de la solución obtenida es el siguiente:

S O L V E S U M M A R Y			
MODEL	predespacho_caso1	OBJECTIVE	z
TYPE	MIP	DIRECTION	MINIMIZE
SOLVER	XPRESS	FROM LINE	152
****	SOLVER STATUS	1	NORMAL COMPLETION
****	MODEL STATUS	8	INTEGER SOLUTION
****	OBJECTIVE VALUE		664909175.6318
RESOURCE USAGE, LIMIT		13.830	1000.000
ITERATION COUNT, LIMIT		3025	10000

Tabla 6.2 Sumario del caso 1

La tabla 6.2 nos indica el nombre del modelo, la variable de la función objetivo y su dirección que en este caso es minimizar, el tipo de problema que en este modelo es MIP (Mixed-integer programming), el “solver” utilizado y el número de líneas de instrucciones que contiene el programa. También indica que el programa terminó normalmente la ejecución, es decir que el programa no tiene problemas para ejecutarse. Así mismo, nos indica que fueron encontradas 8 soluciones enteras para dicho modelo, esto es debido a que GAMS cuenta con una tolerancia en su criterio de optimalidad, ésta por default es de 1e-05, por ello, las ocho soluciones que muestra son factibles, pero para encontrar la óptima en estos casos, se anexa una instrucción más al programa

OPTION OPTCR=0.00001; o bien, (6.1)

OPTION OPTCA=0; (6.2)

los comandos anteriores establecen el criterio de paro que tiene en cuenta el correspondiente optimizador para modelos lineales enteros-mixtos. La primera de ellas, optcr, es un criterio para valores relativos, mientras que la segunda es un criterio para valores absolutos. El optimizador tomará el valor especificado por estos comandos para establecer una comparación entre cualquier solución entera y la mejor obtenida hasta entonces. Así, el valor por default “Option optcr=0.1;” del primer criterio de parada indica que el optimizador se detiene cuando encuentra una solución entera cuya diferencia con la mejor solución posible sea menor que un 0.1%. En el segundo caso el optimizador se detiene cuando encuentra la solución óptima de manera exacta.

En el modelo de este caso se aplicó el primer comando con un valor de 0.00001 (6.1) para hacer más preciso el resultado obtenido.

La última parte de ese cuadro se refiere a los recursos utilizados, la cual indica que se han usado 13.83 de los 1,000 recursos disponibles que tiene por límite, y se realizaron 3,025 iteraciones de las 10,000 posibles.

---- VAR potencia potencia generada por el generador j en el periodo k					
		LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
1	.0	.	.	.	EPS
1	.1	.	888.720	+INF	.
1	.2	.	888.720	+INF	.
1	.3	.	888.720	+INF	.
1	.4	.	888.720	+INF	.
1	.5	.	888.720	+INF	.
1	.6	.	888.720	+INF	.
1	.7	.	888.720	+INF	.
1	.8	.	888.720	+INF	.
1	.9	.	888.720	+INF	.
1	.10	.	888.720	+INF	.
1	.11	.	888.720	+INF	.
1	.12	.	888.720	+INF	.
1	.13	.	888.720	+INF	.
1	.14	.	888.720	+INF	.
1	.15	.	888.720	+INF	.
1	.16	.	888.720	+INF	.
1	.17	.	888.720	+INF	.
1	.18	.	888.720	+INF	.
1	.19	.	888.720	+INF	.
1	.20	.	888.720	+INF	.
1	.21	.	888.720	+INF	.
1	.22	.	888.720	+INF	.
1	.23	.	888.720	+INF	.
1	.24	.	888.720	+INF	.

Tabla 6.3 Programación de la central termoeléctrica #1

La tabla 6.3 muestra la potencia generada (LEVEL) por la central 1 en cada uno de los periodos del horizonte de planeación, en este caso, esta central se arranca en el periodo 1 y permanece encendida durante los 24 periodos de planeación con la misma potencia, no tiene variaciones.

Un caso opuesto lo podemos ver en la central 13 (ver tabla 6.4), en esta central suceden cambios importantes, en el periodo 1 se arranca con 139 MW de potencia, en el periodo 2 reduce su potencia a 90.16 MW, en el periodo 3 la central se apaga y en el periodo siguiente, el 4, se vuelve a encender a 90.16 MW, para el 5 se incrementa a 139 MW y así permanece a hasta el término del horizonte de planeación.

13.0	.	.	.	5342.400
13.1	.	139.000	+INF	.
13.2	.	90.160	+INF	.
13.3	.	.	+INF	293.920
13.4	.	90.160	+INF	.
13.5	.	139.000	+INF	.
13.6	.	139.000	+INF	.
13.7	.	139.000	+INF	.
13.8	.	139.000	+INF	.
13.9	.	139.000	+INF	.
13.10	.	139.000	+INF	.
13.11	.	139.000	+INF	.
13.12	.	139.000	+INF	.
13.13	.	139.000	+INF	.
13.14	.	139.000	+INF	.
13.15	.	139.000	+INF	.
13.16	.	139.000	+INF	.
13.17	.	139.000	+INF	.
13.18	.	139.000	+INF	.
13.19	.	139.000	+INF	.
13.20	.	139.000	+INF	.
13.21	.	139.000	+INF	.
13.22	.	139.000	+INF	.
13.23	.	139.000	+INF	.
13.24	.	139.000	+INF	.

Tabla 6.4 Programación de la central termoeléctrica #13

En la tabla siguiente (Tabla 6.5) se simplificó el resultado del acoplamiento de las 45 centrales generadoras de energía durante los 24 periodos del horizonte de planeación.

En dicha tabla podemos observar que las centrales que permanecen acopladas durante todo o casi todo el horizonte de planeación son las centrales con costos menores (ver anexo C). Las centrales 28, 38 y 44 no son encendidas durante ningún periodo del horizonte de planeación, esto debido a que son las centrales con costos más altos, obviamente el programa procura no utilizar dichas centrales si la demanda se satisface sin ellas, ya que se busca el costo mínimo de operación satisfaciendo todas las restricciones.

Los periodos con mayor demanda (ver figura 6.1) podemos observar que un mayor número de centrales se encuentran acopladas, por ejemplo en el periodo 10 y 22 que tienen la mayor demanda de energía, y en los periodos anterior y posterior a ellos, se encuentra el mayor número de centrales acopladas, 41 de 45 centrales se encuentran encendidas para poder satisfacer esa demanda de energía de la hora 10 y el mismo número de centrales encendidas para la hora 21 y 22.

En las horas que la demanda es menor, permanecen acopladas entre 36 y 38 centrales por cada periodo. El número de centrales acopladas va aumentando a disminuyendo proporcionalmente con la cantidad demandada de energía por cada periodo del horizonte de planeación.

ACOPLADO DE LAS CENTRALES CASO 1

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0
43	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0

Tabla 6.5 Acoplado de las centrales caso 1. (1) Encendida. (0)Apagada.

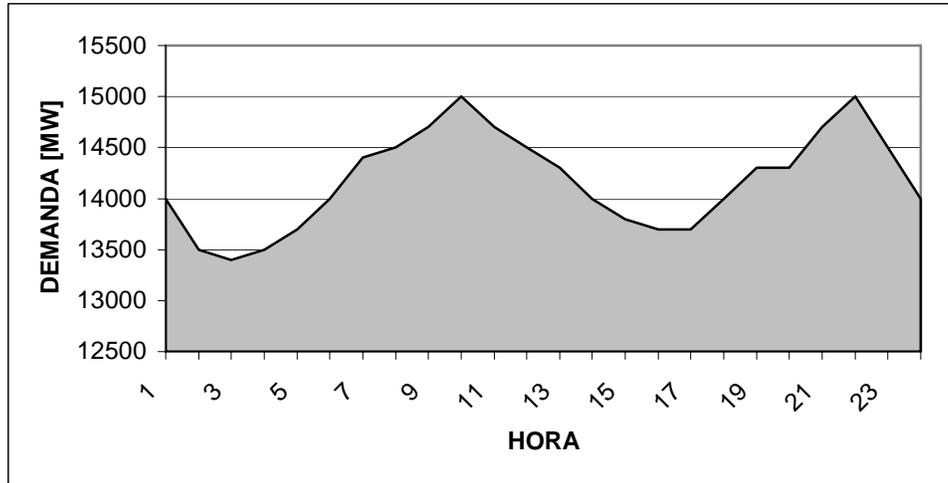


Figura 6.1 Demanda de energía por periodo de tiempo

En las tablas siguientes (6.6 (a) y 6.6 (b)) podemos ver la potencia generada en MW por cada central en los diversos periodos del horizonte de planeación.

Podemos observar que la suma de la potencia generada por las centrales en un mismo periodo es igual a la demanda de energía en dicho caso (ver tabla 6.3). Verificando así que la solución obtenida con el “solver” cumple con las restricciones de demanda.

Con las tablas mencionadas anteriormente, también podemos constatar que se cumplen las restricciones de potencia máxima y mínima de las centrales. Por ejemplo, la central 36 presenta movimientos considerables en la cantidad de energía que genera pero respetando sus límites técnicos (figura 6.2).

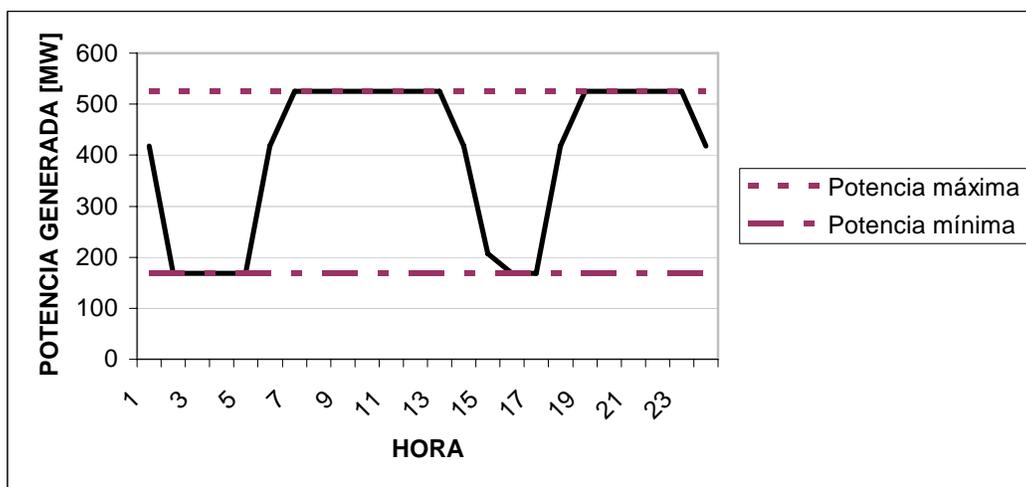


Figura 6.2 Potencia generada por la central 36 durante el horizonte de planeación

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	0	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	90.16	0	90.16	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	248.16	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	150	150	150	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	417.76	169	169	169	169	417.76	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	37	0	37	0	37	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175	175	175	175	175	175	238.36	281.36	444.36	534	444.36	281.36
40	57	0	33	0	57	57	57	57	57	57	57	57
41	101	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	206
42	0	0	0	0	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94
DEMANDA	14000	13500	13400	13500	13700	14000	14400	14500	14700	15000	14700	14500

Tabla 6.6(a) Potencia generada por las centrales en cada periodo de tiempo del caso 1

CENTRAL \ HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	76.4	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	156.76	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	417.76	206.76	169	169	417.76	525	525	525	525	525	417.76
37	0	0	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175.36	175	175	175	175	175	175.36	175.36	444.36	534	281.36	175
40	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
41	206	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	101
42	87.4	0	87.4	87.4	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	0
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	0
DEMANDA	14300	14000	13800	13700	13700	14000	14300	14300	14700	15000	14500	14000

Tabla 6.6 (b) Potencia generada por las centrales en cada periodo de tiempo del caso 1

Para verificar la restricción de reserva rodante, podemos observar las tablas siguientes (6.8 (a) y 6.8(b)), en ellas se muestra la potencia máxima que pueden generar cada una de las centrales termoeléctricas que se encuentran acopladas. Como se mencionó en capítulos anteriores, la potencia generada por las centrales debe ser mayor o igual a la demanda mas la reserva rodante. Si observamos la suma de las potencias máximas por periodos, podemos ver que cumple satisfactoriamente esta restricción. En la tabla 6.7 podemos ver la cantidad demandada por periodo mas la reserva rodante.

HORA	DEMANDA [MW]	RESERVA [MW]	DEMANDA + RESERVA [MW]
1	14000	1400	15400
2	13500	1350	14850
3	13400	1340	14740
4	13500	1350	14850
5	13700	1370	15070
6	14000	1400	15400
7	14400	1440	15840
8	14500	1450	15950
9	14700	1470	16170
10	15000	1500	16500
11	14700	1470	16170
12	14500	1450	15950
13	14300	1430	15730
14	14000	1400	15400
15	13800	1380	15180
16	13700	1370	15070
17	13700	1370	15070
18	14000	1400	15400
19	14300	1430	15730
20	14300	1430	15730
21	14700	1470	16170
22	15000	1500	16500
23	14500	1450	15950
24	14000	1400	15400

Tabla 6.7 Demanda y reserva rodante

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	496	0	0	0	0	496	496	496	496	496	496	496
12	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496
13	139	139	0	139	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517.29	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	133	0	133	0	133	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534
40	57	0	57	0	57	57	57	57	57	57	57	57
41	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
42	0	0	0	0	332.5	0	332.5	332.5	332.5	332.5	332.5	332.5
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	329	329	329	329	329
	15410	14857	14775	14857	15247	15410	15876	16072	16205	16589	16205	16072

Tabla 6.8 (a) Potencia máxima de las centrales acopladas en el caso 1

CENTRAL HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	496	496	0	0	0	496	496	496	496	496	496	496
12	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496	496
13	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	517.29	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	0	0	133	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534	534
40	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
41	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
42	332.5	0	332.5	332.5	332.5	0	332.5	332.5	332.5	332.5	332.5	0
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	329	329	329	0
	15743	15410	15247	15247	15247	15410	15743	15743	16205	16589	16072	15410

Tabla 6.8(b) Potencia máxima de las centrales acopladas en el caso 1

Un factor relevante en estos casos es el tiempo que tarda el “solver” en ejecutar el problema del predespacho, en este trabajo resulta ser un factor despreciable, ya que el servidor NEOS tarda solo décimas de segundo en ejecutarlos, no obstante, se muestra en la figura 6.3 los tiempos de ejecución de este caso de estudio.

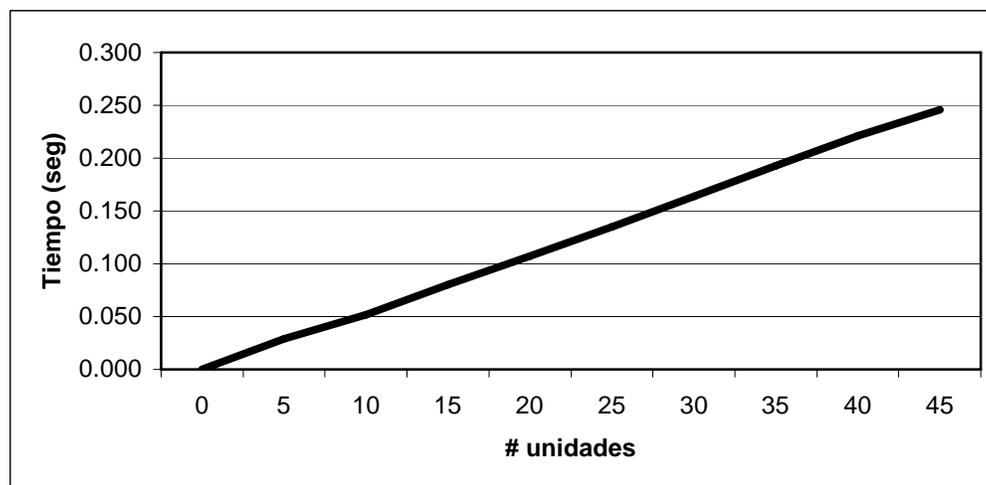


Figura 6.3 Tiempo de ejecución del modelo caso 1

Como se puede observar, el tiempo aumenta linealmente conforme aumenta la complejidad del problema. Se hizo la prueba aumentando las centrales generadoras de 5 en 5, a su vez, los resultados eran infactibles debido a que la demanda es grande para ser cubierta por pocas centrales. Los datos de demanda no fueron modificados. El solver encontró solución al problema a partir de 45 centrales, con 40 centrales aun resulta infactible.

Cabe destacar que estos tiempos de los servidores no son comparables con los tiempos de un CPU de equipo de cómputo de casa⁴. GAMS en versión académica, con un modelo de 3 centrales generadoras y 4 periodos de tiempo, tarda en ejecutar el modelo 0.016 segundos, casi el mismo tiempo que corre el servidor el mismo modelo pero con 5 centrales generadoras y 24 periodos de tiempo (12 seg) .

También podemos verificar con la tabla siguiente (tabla 6.9) que el resultado obtenido con dicho programa cumple las restricciones de lógica de cambio de estado, es decir, que las centrales no pueden ser encendidas y apagadas en un mismo periodo.

El factor mas importante dentro de este modelo es el valor de la función objetivo, éste representa el costo de operar las centrales durante todo el horizonte de planeación, suministrando la demanda y satisfaciendo las restricciones. En este caso, el valor de la función objetivo es de \$ 664,909,175.6318

Una vez verificado el cumplimiento de las restricciones podemos decir que el modelo funciona correctamente para este caso de estudio. A continuación se probará el modelo con las restricciones de rampas, es el caso de estudio siguiente.

⁴ Equipo Intel Celeron a 1.7 GHz , 224 MB de RAM

ARRANQUES Y PAROS DE LAS CENTRALES

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	1	2	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0
12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	1	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0
30	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	1	2	1	2	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	1	2	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0	0	0	2
43	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2

Tabla 6.9 Programa de arranques y paros de las centrales termoelectricas del caso 1. (1) Arranque (2) Paro

6.2 Caso 2: con rampas

En este caso, el modelo (anexo B) se corre incluyendo las restricciones de las 4 rampas:

- rampa de arranque
- rampa de paro
- rampa de encendido
- rampa de apagado

es decir, las restricciones (5.2)-(5.16).

Al igual que el caso 1, los datos de entrada (anexo C) constan de 45 centrales térmicas y el horizonte de planeación es también de 24 periodos.

6.2.1 Análisis de resultados

Al correr el modelo de este caso de estudio, también programado en GAMS y ejecutado en NEOS, arroja de resultados 311 páginas en programa WORD, por ello, al igual que el caso 1 se presentan solo fragmentos de los resultados.

Las estadísticas de este caso son las siguientes:

MODEL STATISTICS			
BLOCKS OF EQUATIONS	14	SINGLE EQUATIONS	12,426
BLOCKS OF VARIABLES	5	SINGLE VARIABLES	4,501
NON ZERO ELEMENTS	44,045	DISCRETE VARIABLES	3,330

Tabla 6.10 Estadísticas del caso 2

El resumen de la solución obtenida es el siguiente:

S O L V E		S U M M A R Y	
MODEL	predespacho_caso2	OBJECTIVE	z
TYPE	MIP	DIRECTION	MINIMIZE
SOLVER	XPRESS	FROM LINE	170
****	SOLVER STATUS	1	NORMAL COMPLETION
****	MODEL STATUS	8	INTEGER SOLUTION
****	OBJECTIVE VALUE		664909427.2278
RESOURCE USAGE, LIMIT		29.410	1000.000
ITERATION COUNT, LIMIT		3520	10000

Tabla 6.11 Sumario del caso 2

Podemos ver en el resumen que a diferencia del caso 1 el modelo es mas grande, tiene 18 líneas más de instrucciones (170 vs 152), se utilizaron más recursos del sistema (29.410 vs 13.830) y fueron necesarias 495 iteraciones más (3520 vs 3025). El modelo no tiene problemas de ejecución, se completó normalmente.

En este caso también fueron encontradas 8 soluciones enteras a dicho problema y la función objetivo arroja un costo mayor de operación en este caso.

La siguiente tabla (tabla 6.12) muestra el resultado del acoplamiento de las centrales durante el horizonte de planeación para este caso de estudio. Se puede observar que la programación de las centrales es el mismo que en el caso estudiado anteriormente, es decir, las centrales permanecen acopladas durante los mismos periodos en ambos casos (tabla 6.5 vs tabla 6.12). Así mismo los arranques y paros de las centrales también son los mismos que en el caso 1 (tabla 6.9).

La única diferencia respecto al caso 1, resultado del aumento de las restricciones de rampas, es respecto a las centrales 1, 2 y 36, referentes al periodo 1 del horizonte de planeación, el resto de las centrales cumple con las restricciones de las 4 rampas y pueden permanecer con la misma planeación.

La rampa de arranque impide que en el periodo 1 las centrales 1 y 2 enciendan a su potencia máxima como lo hicieron en el caso1, encienden a la potencia máxima permitida por la rampa y eso hace que se modifique la programación. Esa diferencia provocada por la rampa se compensa con la central 36, la cual genera el faltante de energía para compensar ese periodo y satisfacer la demanda al menor costo (tabla 6.13(a) y 6.13(b)).

Esta pequeña variación en el horizonte de planeación repercute en la función objetivo, provocando que los costos de operación se incrementen. El valor de la función objetivo para este caso de estudio es de \$ 664,909,427.2278 lo cual representa un aumento de \$251.6.

En este caso, 27 centrales se encienden en el primer periodo y con la misma potencia permanecen durante los 24 periodos del horizonte de planeación. En estas centrales podemos ilustrar el cumplimiento de la rampa de arranque, ya que al momento de encenderse en el periodo 1 lo hacen satisfaciendo el límite de potencia impuesto por la rampa de arranque. Estas centrales son 3-10, 14-24, 26-27, 30, 32-35, 43.

También en este caso, 3 de las centrales (28, 38, 44) permanecen apagadas durante todo el horizonte de planeación, las mismas que en el caso 1, esto debido a que son las centrales con costos variables más altos.

ACOPLADO DE LAS CENTRALES CASO 2

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
27	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
37	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
40	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
42	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0
43	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0

Tabla 6.12 Acoplado de las centrales caso 2. (1) Encendida. (0)Apagada.

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	0	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	90.16	0	90.16	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	248.16	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	150	150	150	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	417.8	169	169	169	169	417.76	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	37	0	37	0	37	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175	175	175	175	175	175	238.36	281.36	444.36	534	444.36	281.36
40	57	0	33	0	57	57	57	57	57	57	57	57
41	101	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	206
42	0	0	0	0	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94
DEMANDA	14000	13500	13400	13500	13700	14000	14400	14500	14700	15000	14700	14500

Tabla 6.13(a) Potencia generada por las centrales en cada periodo de tiempo del caso 2

CENTRAL \ HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	76.4	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	156.76	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	417.76	206.76	169	169	417.76	525	525	525	525	525	417.76
37	0	0	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175.36	175	175	175	175	175	175.36	175.36	444.36	534	281.36	175
40	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
41	206	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	101
42	87.4	0	87.4	87.4	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	0
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	0
DEMANDA	14300	14000	13800	13700	13700	14000	14300	14300	14700	15000	14500	14000

Tabla 6.13(b) Potencia generada por las centrales en cada periodo de tiempo del caso 2

El funcionamiento de la rampa de arranque y rampa de paro lo podemos verificar con las centrales 11, 29, 37, 40, 42 y 45. En ellas se observa que las centrales presentan periodos de acoplamiento y periodos de desacoplamiento durante el horizonte de planeación, siendo que en los periodos de acoplamiento no varían la potencia generada. Por ejemplo la central 29 solo se enciende en dos periodos de tiempo discontinuos con una potencia de 133.7 MW, con ello se verifica que la rampa de arranque y la rampa de paro, ambas de 517.3 MW, son cumplidas satisfactoriamente ya que la central no se enciende ni se apaga con una potencia superior.

Las centrales 1-2, 12, 25, 31, 36, 39, 41, nos muestran los cambios de aumento y disminución de la potencia generada por las centrales, verificando así el cumplimiento de la rampa de subida y rampa de bajada. Por ejemplo, en una de estas centrales, la numero 39, se aprecia que las variaciones en la potencia generada por las centrales cumplen con las restricciones de rampa de subida y rampa de bajada, es decir, la variación de potencia en los cambios de periodo son menores que los establecidos por la rampa de subida y la rampa de bajada (tabla 6.14).

En la central numero 13 se puede observar el funcionamiento de las 4 rampas a la ves. Del periodo 5 al 24 del horizonte de planeación la central permanece acoplada con la misma generación de potencia en cada periodo. Se arranca en los periodos 1 y 4 con una generación de potencia de 139 MW y 90.16 MW respectivamente, siendo que su rampa de arranque obliga a que la potencia sea menor o igual a 139 MW. En el periodo 2 la potencia se reduce en 48.84 MW respetando su rampa de bajada (74 MW). Para el periodo 3 la central se desacopla estando en el periodo previo generando 90.16 MW, cumpliendo también con la rampa de paro que obliga a la central a apagarse solo si se encuentra generando una potencia menor o igual a 139 MW. Para el periodo 5 la central incrementa su generación en 48.84 MW respetando también su rampa de subida que es de 74 MW.

Al igual que en el caso de estudio anterior, el tiempo de ejecución resulta ser despreciable. La figura 6.4 muestra la comparativa de ambos casos respecto al tiempo que tarda en ejecutarlos el servidor NEOS.

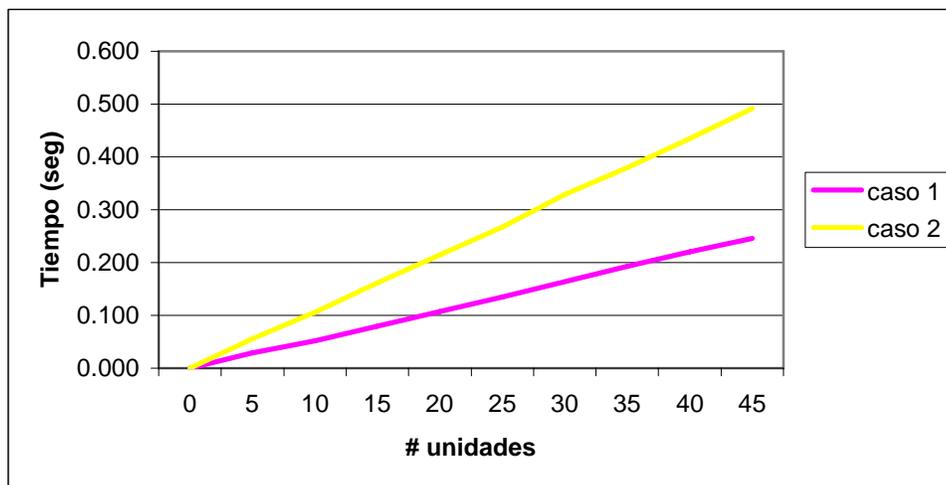


Figura 6.4 Tiempos de ejecución del modelo caso 1 y 2

CENTRAL 39

Hora	Potencia (MW)	Variación de potencia (MW)	Rampa de Subida (MW)	Rampa de Bajada (MW)
1	175.00	0.00	276	276
2	175.00	0.00	276	276
3	175.00	0.00	276	276
4	175.00	0.00	276	276
5	175.00	0.00	276	276
6	175.00	0.00	276	276
7	238.36	63.36	276	276
8	281.36	43.00	276	276
9	444.36	163.00	276	276
10	534.00	89.64	276	276
11	444.36	-89.64	276	276
12	281.36	-163.00	276	276
13	175.36	-106.00	276	276
14	175.00	-0.36	276	276
15	175.00	0.00	276	276
16	175.00	0.00	276	276
17	175.00	0.00	276	276
18	175.00	0.00	276	276
19	175.36	0.36	276	276
20	175.36	0.00	276	276
21	444.36	269.00	276	276
22	534.00	89.64	276	276
23	281.36	-252.64	276	276
24	175.00	-106.36	276	276

Tabla 6.14 Potencia generada por central 39 en caso 2

Ahora bien, a manera de prueba se modifican los valores de las rampas para verificar que funcionen correctamente.

6.2.1.1 Caso 2.1 Rampa de arranque

En primera instancia se modifica la rampa de arranque, se modifican los datos a manera de que las centrales no puedan encender a más del 80%⁵ de la diferencia entre su potencia máxima y mínima, ya que en este caso de estudio la rampa de arranque permite encender al 100% de su potencia máxima en la mayoría de los casos y en algunas centrales la potencia máxima es igual a la mínima, casos en los cuales se mantendrá el mismo valor de la rampa.

Los resultados de dicha prueba se resumen en la tabla siguiente:

⁵ Este porcentaje fue elegido aleatoriamente.

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	888.41	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.41	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	296	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	124.4	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	0	0	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	169.38	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	128.8	88	0	88	139	139	139	139	139	139	139	139
14	293.4	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	126	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	298.8	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	450.8	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	125	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	295.2	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	302.8	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	302.8	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	302.8	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	302.8	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	178.8	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	264.4	281.96	248.16	260.16	291	291	291	291	291	291	291	291
26	224	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	295.2	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	132	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	205.2	150	150	150	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	297	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	298	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	298	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	298	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	453.8	169	169	169	169	417.76	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	37	0	37	0	37	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	462.2	186.2	175	175	175	175	238.36	281.36	444.36	534	444.36	281.36
40	52.2	0	33	33	57	57	57	57	57	57	57	57
41	185	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	206
42	87.4	0	0	0	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
43	57	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	94	0	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94
DEMANDA	14000	13500	13400	13500	13700	14000	14400	14500	14700	15000	14700	14500

Tabla 6.15(a) Potencia generada por las centrales caso 2.1 en cada periodo de tiempo

CENTRAL \ HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	76.4	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	156.76	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	417.76	206.76	169	169	417.76	525	525	525	525	525	417.76
37	0	0	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175.36	175	175	175	175	175	175.36	175.36	444.36	534	281.36	175
40	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
41	206	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	101
42	87.4	0	87.4	87.4	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	0
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	0
DEMANDA	14300	14000	13800	13700	13700	14000	14300	14300	14700	15000	14500	14000

Tabla 6.15(b) Potencia generada por las centrales caso 2.1 en cada periodo de tiempo

Las celdas resaltadas corresponden a los periodos en que las centrales se vieron modificadas por el cambio de los valores en las restricciones de rampa de arranque. Se puede observar que en su mayoría las celdas modificadas son resultado de que en el caso de estudio 2 encendían con el máximo de potencia permitida por la rampa de arranque (tabla 6.16), exceptuando la central 1 y 2. Al ser modificada esta cantidad límite las centrales modificaron la cantidad de energía que generaban en los periodos que son encendidas y modifican así el horizonte de planeación de manera considerable repercutiendo a su vez en el valor de la función objetivo.

Este cambio en la rampa de arranque provocó que la función objetivo aumentara su valor que en este caso es de \$ 667,356,119.8484, incrementándose respecto al caso 2 en \$2,446,692.62.

CENTRAL \ RANPA ARRANQUE	CASO 2 100%	CASO 2.1 80%	CENTRAL \ RANPA ARRANQUE	CASO 2 100%	CASO 2.1 80%
1	888.7	888.41	24	205.0	178.8
2	888.7	888.41	25	291.0	264.4
3	895.0	895	26	252.0	224
4	895.0	895	27	326.0	295.2
5	958.0	958	28	358.4	313.32
6	152.0	152	29	517.3	517.29
7	989.0	989	30	147.0	132
8	933.0	933	31	219.0	205.2
9	330.0	296	32	330.0	297
10	138.0	124.4	33	330.0	298
11	496.6	412.56	34	330.0	298
12	496.6	412.56	35	330.0	298
13	139.0	128.8	36	525.0	453.8
14	326.0	293.4	37	133.0	113.8
15	140.0	126	38	272.0	236.4
16	331.0	298.8	39	534.0	462.2
17	506.0	450.8	40	57.0	52.2
18	141.0	125	41	206.0	185
19	326.0	295.2	42	332.5	283.48
20	325.0	302.8	43	60.0	57
21	325.0	302.8	44	329.0	282
22	325.0	302.8	45	329.0	282
23	325.0	302.8			

Tabla 6.16 Valores de rampa de arranque caso 2 y 2.1

Implícitamente en la tabla 6.15 (a) y (b) se puede observar el acoplamiento de las centrales, así como el encendido y apagado de las mismas. Si la celda tiene valor “0” indica que la central no se encuentra acoplada durante ese periodo, caso contrario si se encuentra acoplada genera la cantidad de energía que tenga la celda en cuestión. Los cambios de estado representan el encendido y apagado de las centrales.

No se detalla mas este caso de estudio ya que el objetivo del mismo es mostrar el funcionamiento de la rampa de arranque únicamente, el resto de las restricciones ya fueron verificadas en los casos de estudio 1 y 2. Solo fue modificado el valor de la rampa de arranque, la restricción funciona de la misma forma para todos los casos de estudio (ver Anexo B).

6.2.1.2 Caso 2.2 Rampa de paro

En este caso de estudio se modifican los datos de la rampa de paro, ya que en el caso 2 estos datos permitirían a las centrales ser apagadas al generar una potencia menor o igual que su potencia máxima. Ahora las centrales solo podrán ser apagadas si su potencia generada es igual o menor al 50%⁶ de su diferencia entre potencia máxima y mínima de producción (tabla 6.17).

CENTRAL \ RAMPA PARO	CASO 2 100%	CASO 2.2 50%	CENTRAL \ RAMPA PARO	CASO 2 100%	CASO 2.2 50%
1	888.72	887.96	24	205.0	139.5
2	888.72	887.96	25	291.0	224.5
3	895.0	895	26	252.0	182
4	895.0	895	27	326.0	249
5	958.0	958	28	358.4	245.7
6	152.0	152	29	517.3	325.49
7	989.0	989	30	147.0	109.5
8	933.0	933	31	219.0	184.5
9	330.0	245	32	330.0	247.5
10	138.0	104	33	330.0	250
11	496.6	286.5	34	330.0	250
12	496.6	286.5	35	330.0	250
13	139.0	113.5	36	525.0	347
14	326.0	244.5	37	133.0	85
15	140.0	105	38	272.0	183
16	331.0	250.5	39	534.0	354.5
17	506.0	368	40	57.0	45
18	141.0	101	41	206.0	153.5
19	326.0	249	42	332.5	209.95
20	325.0	269.5	43	60.0	52.5
21	325.0	269.5	44	329.0	211.5
22	325.0	269.5	45	329.0	211.5
23	325.0	269.5			

Tabla 6.17 Valores de rampa de paro caso 2 y 2.2

Los resultados se muestran a continuación en la tabla 6.18:

⁶ Porcentaje tomado aleatoriamente.

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	0	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	88	0	90.16	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	260.16	248.16	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	150	150	150	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	417.8	169	169	169	169	417.76	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	37	0	37	0	37	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175	175	175	175	175	175	238.36	281.36	444.36	534	444.36	281.36
40	57	33	33	0	57	57	57	57	57	57	57	57
41	101	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	206
42	0	0	0	0	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94
DEMANDA	14000	13500	13400	13500	13700	14000	14400	14500	14700	15000	14700	14500

Tabla 6.18(a) Potencia generada por las centrales caso 2.2 en cada periodo de tiempo

CENTRAL \ HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	76.4	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	156.76	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	417.76	206.76	169	169	417.76	525	525	525	525	525	417.76
37	0	0	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175.36	175	175	175	175	175	175.36	175.36	444.36	534	281.36	175
40	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
41	206	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	101
42	87.4	0	87.4	87.4	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	0
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	0
DEMANDA	14300	14000	13800	13700	13700	14000	14300	14300	14700	15000	14500	14000

Tabla 6.18(b) Potencia generada por las centrales caso 2.2 en cada periodo de tiempo

Las celdas sombreadas indican las centrales y los periodos que se modificaron con este caso de estudio. Respecto al caso 2, la única central que no cumple esta nueva exigencia de la rampa de apagado era la central 40 en el periodo 2. Por ello, en la tabla 6.12(a) se observa que al modificarse esa central forzada por la rampa de apagado se modifican a la vez dos centrales mas (13, 25). La central 40 en el periodo 2 del caso 2 se apagaba generando en el periodo previo 57 MW, ahora, debido al cambio de datos, ya no puede ser apagada generando esa cantidad de energía, por ellos ahora solo la disminuye, respetando también su rampa de bajada, cumpliendo la rampa de paro. Con lo anterior podemos constatar que la rampa de paro funciona satisfactoriamente.

Al igual que en los casos anteriores, todo cambio en los datos o en el modelo repercute en la función objetivo que se pretende minimizar. En este caso, la función objetivo arroja la cantidad de \$ 664,910,847.2606, cantidad que comparada con el caso 2 representa un aumento de \$ 1,420.03.

6.2.1.3 Caso 2.3 Rampa de subida

En este caso se modificará la rampa de subida, ahora las centrales solo podrán incrementar su potencia generada un 50%⁷ de la diferencia entre su potencia máxima y mínima, como se ha manejado en los casos anteriores.

Los resultados de correr el modelo bajo estos nuevos datos son los que se muestran en la tabla siguiente (tabla 6.19). Se puede observar que las centrales del caso 2 que no cumplían con esta restricción al modificar los datos son la numero 13 en el periodo 5, la numero 36 en el periodo 6 y 18, la 31 en el periodo 17 y la 39 en el periodo 20. El resto de los cambios en la generación de energía de las centrales que lo requirieron (13, 31, 36, 39, 40 y 41) son consecuencia de las centrales que no satisfacían el cambio de datos respecto al caso 2.

Las centrales que sufren cambios en este caso de estudio, cumplen con los valores determinados por su rampa de subida (tabla 6.20) al momento de incrementar la cantidad de energía generada de un periodo previo a otro del horizonte de planeación. Algunas de ellas fueron modificadas previo a la cantidad que generaría en el siguiente periodo del horizonte de planeación. Por ejemplo la central 13, en el periodo 4 genera 90.16 MW y para el periodo siguiente, el 5, se incrementa en 23.34 MW respetando su valor límite de rampa que es de 25.5. En tanto que la central 31 en el periodo 17 es modificada su generación de energía pero no consecuencia del periodo anterior sino del posterior, en el periodo 17 generaba 156.76 MW y en el periodo 17 también generaba esa cantidad (tabla 6.15 (b)) pero fue incrementada a 184.5 MW para satisfacer la rampa de subida del periodo posterior que genera 219 MW, con este cambio, la diferencia del periodo 16 al 17 es de 27.74 MW y del periodo 17 al 18 de 34.5 MW, en ambos casos se respeta el valor límite de la rampa que es de 34.5 MW para esta central.

Como se ha mencionado anteriormente, todo cambio repercute en la función objetivo, en este caso, la función objetivo es de \$ 664,953,825.598, incrementándose en \$ 42,978.33 respecto del caso 2.

⁷ Porcentaje elegido aleatoriamente

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	0	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	90.16	0	90.16	113.5	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	248.16	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	150	150	150	184.5	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	417.8	169	169	169	169	347	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	37	0	37	0	37	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175	175	175	175	175	193.26	238.36	281.36	444.36	534	444.36	281.36
40	57	0	33	0	54.76	57	57	57	57	57	57	57
41	101	101	101	101	101	153.5	206	206	206	206	206	206
42	0	0	0	0	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94
DEMANDA	14000	13500	13400	13500	13700	14000	14400	14500	14700	15000	14700	14500

Tabla 6.19 (a) Potencia generada por las centrales caso 2.3 en cada periodo de tiempo

CENTRAL \ HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	76.4	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	139	139	139	113.5	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	156.76	184.5	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	417.76	206.76	169	169	347	525	488	525	525	525	417.76
37	0	0	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175.36	175	175	175	175	193.26	175.36	264.86	444.36	534	281.36	175
40	57	57	57	57	54.76	57	57	57	57	57	57	57
41	206	101	101	101	101	153.5	206	153.5	206	206	206	101
42	87.4	0	87.4	87.4	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	0
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	0
DEMANDA	14300	14000	13800	13700	13700	14000	14300	14300	14700	15000	14500	14000

Tabla 6.19 (b) Potencia generada por las centrales caso 2.3 en cada periodo de tiempo

CENTRAL \ RAMPA SUBIDA	CASO 2 100%	CASO 2.3 50%	CENTRAL \ RAMPA SUBIDA	CASO 2 100%	CASO 2.3 50%
1	1.52	0.76	24	131	65.5
2	1.52	0.76	25	131	65.5
3	0	0	26	140	70
4	0	0	27	154	77
5	0	0	28	225.4	112.7
6	0	0	29	383.6	191.8
7	0	0	30	75	37.5
8	0	0	31	69	34.5
9	170	85	32	165	82.5
10	68	34	33	160	80
11	420	210	34	160	80
12	420	210	35	160	80
13	51	25.5	36	356	178
14	163	81.5	37	96	48
15	70	35	38	178	89
16	161	80.5	39	359	179.5
17	276	138	40	24	12
18	80	40	41	105	52.5
19	154	77	42	245	122.5
20	111	55.5	43	15	7.5
21	111	55.5	44	235	117.5
22	111	55.5	45	235	117.5
23	111	55.5			

Tabla 6.20 Valores de rampa de subida caso 2 y 2.3

6.2.1.4 Caso 2.4 Rampa de bajada

Este caso de estudio es el correspondiente a la rampa de bajada, el modelo se corre de igual forma que los casos anteriores pero en esta ocasión los datos de entrada modificados son de la rampa de bajada únicamente, en comparación al caso 2. Esta rampa indica que las centrales pueden disminuir su temperatura de un periodo a otro a no más del 50%⁸ de su diferencia entre potencia máxima y mínima (tabla 6.21).

La salida que arroja el “solver” es la mostrada en la tabla 6.22. Dicha tabla contiene celdas sombreadas que son las centrales que sufrieron los cambios provocados por la rampa de bajada respecto del caso 2.

Podemos observar que las centrales 13 periodo 2, 31 periodo 2 y 16, 36 periodo 1 y 14, 39 periodo 23 y 41 periodo 2 sufren cambios ocasionados por el cambio de datos de entrada respecto a la rampa de bajada. el resto de las centrales que fueron modificadas lo hicieron en consecuencia de las centrales antes mencionadas que fueron obligadas por la rampa.

Este caso de estudio arroja un valor de \$ 664,961,863.8416 en la función objetivo, dicha cantidad representa un aumento de \$ 51,016.58.

CENTRAL \ RAMPA BAJADA	CASO 2 100%	CASO 2.4 50%	CENTRAL \ RAMPA BAJADA	CASO 2 100%	CASO 2.4 50%
1	1.52	0.76	24	131	65.5
2	1.52	0.76	25	131	65.5
3	0	0	26	140	70
4	0	0	27	154	77
5	0	0	28	225.4	112.7
6	0	0	29	383.6	191.8
7	0	0	30	75	37.5
8	0	0	31	69	34.5
9	170	85	32	165	82.5
10	68	34	33	160	80
11	420	210	34	160	80
12	420	210	35	160	80
13	51	25.5	36	356	178
14	163	81.5	37	96	48
15	70	35	38	178	89
16	161	80.5	39	359	179.5
17	276	138	40	24	12
18	80	40	41	105	52.5
19	154	77	42	245	122.5
20	111	55.5	43	15	7.5
21	111	55.5	44	235	117.5
22	111	55.5	45	235	117.5
23	111	55.5			

Tabla 6.21 Valores de rampa de bajada caso 2 y 2.4

⁸ Porcentaje elegido arbitrariamente.

CENTRAL \ HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.7	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	0	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	113.5	0	90.16	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	233.16	248.16	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	184.5	150	150	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	347	169	169	169	169	417.76	525	525	525	525	525	525
37	0	0	0	0	0	0	37	0	37	0	37	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	193.3	175	175	175	175	175	238.36	281.36	444.36	534	444.36	281.36
40	57	0	33	0	57	57	57	57	57	57	57	57
41	153.5	101	101	101	101	101	206	206	206	206	206	206
42	0	0	0	0	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	94	94
DEMANDA	14000	13500	13400	13500	13700	14000	14400	14500	14700	15000	14700	14500

Tabla 6.22 (a) Potencia generada por las centrales caso 2.4 en cada periodo de tiempo

CENTRAL \ HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
2	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72	888.72
3	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
4	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895	895
5	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958	958
6	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152	152
7	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989	989
8	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933	933
9	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
10	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138
11	76.4	76.4	0	0	0	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
12	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4	190.06	76.4	76.4
13	139	139	139	113.5	139	139	139	139	139	139	139	139
14	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
15	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
16	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331	331
17	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506	506
18	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
19	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
20	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
21	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
22	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
23	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325
24	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
25	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
26	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
27	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133.7	0	0
30	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
31	219	219	219	184.5	156.76	219	219	219	219	219	219	219
32	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
33	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
34	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
35	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
36	525	365.26	206.76	169	169	417.76	525	525	525	525	504.36	417.76
37	0	0	0	0	0	0	0	0	37	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	175.36	175	175	175	175	175	175.36	175.36	444.36	534	354.5	175
40	57	57	57	54.76	57	57	57	57	57	57	57	57
41	206	153.5	101	101	101	101	206	206	206	206	153.5	101
42	87.4	0	87.4	87.4	87.4	0	87.4	87.4	87.4	87.4	87.4	0
43	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0	0	94	94	94	0
DEMANDA	14300	14000	13800	13700	13700	14000	14300	14300	14700	15000	14500	14000

Tabla 6.22 (b) Potencia generada por las centrales caso 2.4 en cada periodo de tiempo.

Capítulo 7

Conclusiones y sugerencias

7.1 Conclusiones de la tesis

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, el predespacho consiste en decidir que centrales se encontrarán en funcionamiento en cada uno de los periodos del horizonte de planeación, de forma tal que se minimicen los costos y se satisfagan las diversas restricciones.

Con el modelo propuesto por esta tesis, se ha creado un modelo que además de las generalidades modela las restricciones de las 4 rampas, presentando además un modelado lineal y sin perder precisión de las restricciones de potencia.

El modelo se probó con diversas situaciones de estudio. En el caso 1 el modelo fue ejecutado sin las restricciones de rampas y los resultados muestran que cumple satisfactoriamente la demanda y todas las restricciones, obteniendo un plan de operación de las centrales. El caso 2 fue anexando las restricciones de rampas, lo cual no fue motivo de cambios considerables en la planeación obtenida previamente por el caso 1, salvo por 3 centrales que modificaron su potencia generada resultado de las rampas, pero conservando aun el mismo plan de acoplamiento de las centrales durante todo el horizonte de planeación y cumpliendo satisfactoriamente también con la demanda. Los casos 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4 fueron elaborados para ilustrar el funcionamiento correcto de las rampas, ya que en el caso 2 solo 3 de 45 centrales resultaron modificadas por ellas respecto al caso 1. Los resultados obtenidos con estos casos de rampas fueron satisfactorios ya que se comprobó que las centrales si cumplen con los límites impuestos por las rampas.

Por lo anterior podemos aseverar que el modelo cumple satisfactoriamente con todas las restricciones que lo conforman, tanto técnicas como de carga y de demanda, obteniendo en cada caso un plan de acoplamiento para todo el horizonte de planeación.

En lo que a la función objetivo se refiere, en los diversos casos de estudio se obtuvo un costo operativo diferente:

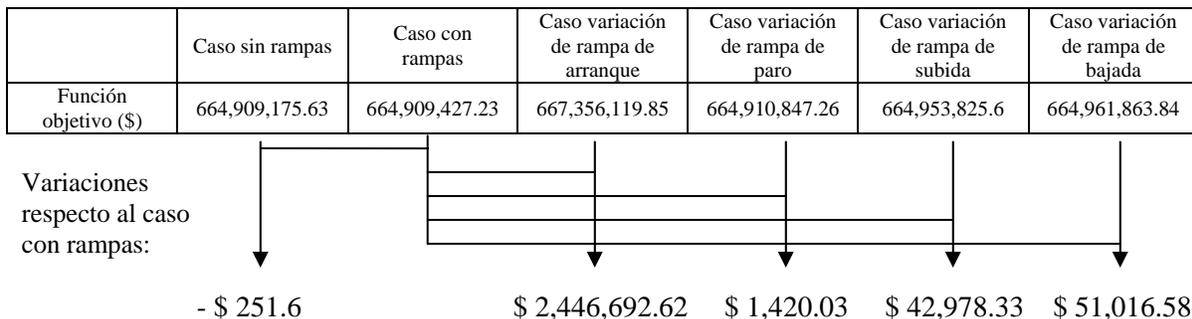


Figura 7.1 Variación de la función objetivo

Como se puede observar, las restricciones de rampas en el caso 2 aumentan el valor de la función objetivo respecto al caso 1, esto resultado de una mayor limitación del espacio de operación de las centrales, lo cual provoca que el programa se vea obligado a buscar opciones fuera de las centrales mas baratas para operar y satisfacer las restricciones.

En la comparativa de las variaciones del valor de la función objetivo en los casos con rampas respecto del caso de estudio 2 podemos ver que la variación mas significativa se dio respecto al caso 2.1 (rampa de arranque), esto debido a que los mayores costos operativos provienen del costo de arranque de las centrales. Las demás variaciones no resultan tan significativas al momento de hacer variaciones en los datos de entrada de las rampas.

Con lo anterior podemos constatar que el programa efectivamente esta operando al costo mínimo posible, ya que cualquier cambio en los casos con rampas respecto al caso 2 aumenta el valor de la función objetivo, así como al restringir el campo de acción del programa resultado de incrementar restricciones es causal de un aumento de valor en la función objetivo (caso 1 vs caso 2). Otro detalle que asevera este punto es el hecho de que el programa procura satisfacer la demanda usando principalmente las centrales con costos mas bajos, siendo que las centrales con costos altos no son encendidas en ningún momento del horizonte de planeación para la mayoría de los casos, solo se encienden en los casos que las rampas obligan al programa a encender mas centrales para satisfacer la demanda debidamente.

En tanto, el modelo generó un plan de operación de las centrales termoeléctricas para cada periodo del horizonte de planeación que satisface las restricciones de demanda, operativas y de seguridad, todo ello al menor costo posible, para cada uno de los casos de estudio.

7.1.1 Aportaciones

El modelo aquí propuesto presenta:

- Modelado de las restricciones de las 4 rampas (arranque, paro, subida y bajada), creando así un modelo que va más allá de los parámetros generales.
- Se presenta un modelado lineal de las restricciones de potencia donde dichas restricciones funcionan de una manera igual de precisa que utilizando expresiones no lineales, disminuyendo así la magnitud y la complejidad del problema del predespacho de centrales termoeléctricas.
- El modelo demostró ser funcional para problemas de tamaño real, en los que se ven involucradas miles de variables y miles de restricciones.
- El modelo al ser programado en lenguaje GAMS resulta ser fácilmente modificable para adaptarse a los requerimientos propios de cada Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), y es fácilmente comprensible para personas ajenas a este programa.

7.2 Sugerencias para futuros trabajos

El trabajo de tesis aquí presentado puede servir de incentivo para seguir trabajando y estudiando sobre el predespacho de centrales termoeléctricas.

Algunas de las opciones para seguir este estudio son las siguientes:

- Agregar al modelo aquí presentado mas restricciones, entre las cuales podemos mencionar:
 - Restricciones de tiempos mínimos de paro y operación
 - Hacer distinción de los tipos de centrales termoeléctricas y modelar los costos de producción de forma cuadrática o por aproximaciones lineales.
 - Modelar el costo de arranque de las centrales mediante expresiones cuadráticas o cúbicas o discretizada por tramos
- Realizar análisis de sensibilidad a los resultados aquí obtenidos
- Programar y ejecutar el modelo aquí propuesto en algún otro programa de optimización para hacer una comparativa y buscar obtener mejores planes de acoplamiento que nos brinden costos menores de operación.

Fuentes de información

- [1] A.G. Bakirtzis, C.E. Zoumas. “*Lambda of Lagrangian relaxation solution to unit commitment problem*”. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 147, No. 2, March 2000.
- [2] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, “*Power Generation, Operation and Control*”, John Wiley & Sons, 1996.
- [3] C.-L Tseng, C. Li, S.S. Oren, “*Solving Unit Commitment by a Unit Decommitment Method*”, Journal of Optimization Theory, Vol. 105, No. 3, June 2000.
- [4] C.-L Tseng, S. S. Oren, C. S. Cheng, C. Li, A. J. Svoboda, R. B. Jonson. “*A transmission-constrained unit commitment method in power system scheduling*”. IEEE Decision Support Systems, No. 24, pp. 297-310. 1999.
- [5] Comisión Federal de Electricidad (CFE), World Wide Web, <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/termoelectrica>
- [6] Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), Word Wide Web, http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2807_generacion_termoelec
- [7] E. Castillo, A.J. Conejo, P. Pedregal, R. Garcia y N. Alguacil. “*Formulación y Resolución de modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia*”. Febrero 2002.
- [8] E.M. Gil, “*Programación de la Generación de Corto Plazo en Sistemas Hidrotérmicos Usando Algoritmos Genéticos*”, Tesis de Maestría, Universidad Técnica Federico Santa María, Diciembre 2001.
- [9] GAMS, Word Wide Web, A User’s Guide, <http://www.gams.com/docs/gams/GAMSUsersGuide.pdf>
- [10] GAMS, Word Wide Web, <http://www.uv.es/~sala/gams/14.PDF>
- [11] GAMS, Word Wide Web, <http://departamentos.unican.es/macc/personal/profesores/castillo/Libro/Chap10.pdf>
- [12] H.A. Taha. “*Investigación de operaciones, una introducción*”. Prentice Hall, 1998.
- [13] J.A. Oscullo, “*Um modelo de pré-despacho com gerenciamento de congestionamento no sistema de transmissão*”, Título de Mestre, Universidade Estadual De Campinas, 2002.
- [14] J. M. Arroyo, “*Modelos y Algoritmos para la Explotación Óptima de la Generación en Sistemas Eléctricos Centralizados y Competitivos Mediante Algoritmos Genéticos y Programación Lineal Entera-Mixta*”, Tesis doctoral, Universidad de Castilla-La Mancha, Septiembre de 2000.
- [15] L.B. Sepúlveda, “*Despacho Económico Ambiental en Sistemas Eléctricos*”, Tesis de Licenciatura, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.
- [16] M. A. Dunay, “*Desarrollo de Metodología Óptima de Programación Diaria de Mercados Básico y Complementario*”, Tesis de Licenciatura, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2001.
- [17] N. Alguacil, “*Modelo Multiperiodo de Explotación Generación-Red de un Sistema Hidrotérmico de Producción de Energía Eléctrica Mediante Técnicas Anidadas de Descomposición*”, Tesis doctoral, Universidad de Castilla-La Mancha, Enero de 2001.
- [18] NEOS, Word Wide Web, <http://www-neos.mcs.anl.gov>

- [19] T. Overbye, "*Power System Analysis*", Lecture 17 Economic Dispatch, Department of Electrical and Computer Engineering, ECE Publications, ECE 476.
- [20] Week 5, "*Economic Dispatch*", Course Outline, Elec9202 Power System Operation and Control, The University of New South Wales.
- [21] Week 6, "*Unit Commitment*", Course Outline, Elec9202 Power System Operation and Control, The University of New South Wales.

Anexo A

Glosario

r.p.m: revoluciones por minuto

MW/h: Mega Watts / hora

Btu: British Thermal Unit (Unidades Térmicas Inglesas)

MBtu: Million Btu (Millón de Btu)

1 Btu (British thermal unit) = 1054 J

1 MBtu = 1x10⁶ Btu

1 MBtu = 0.29 MWh, 3.44 MBtu = 1 MWh

Acoplamiento de las centrales: es el programa de arranques y paros de las centrales termoeléctricas que determina las centrales que se encontrarán en funcionamiento en determinado periodo.

Función objetivo: Es la medida cuantitativa del funcionamiento del sistema que se desea optimizar (maximizar o minimizar).

Freeware: programa computacional con derechos de autor que se puede utilizar sin pago alguno.

Planta termoeléctrica: conjunto de centrales termoeléctricas.

Región factible: es el conjunto de todos los puntos factibles.

Restricciones: Representan el conjunto de relaciones (expresadas mediante ecuaciones e inecuaciones) que ciertas variables están obligadas a satisfacer.

Solución factible: una solución o punto en el espacio es factible si satisface todas las restricciones.

Solución óptima: es el punto de la región factible que hace máxima o mínima la función objetivo.

Solvers: programas computacionales de resolución.

Take or pay: Los contratos "take or pay", es un modelo de Contrato de compra y venta de un determinado producto en que el comprador queda obligado a pagar por la encomienda que hace, consumiendo o no el producto, es decir, en el caso de que no consuma el producto en la fecha prevista, el contrato exige que se efectúe el pago, independientemente de haber existido consumo.

Anexo B

Modelo programado en GAMS

Tabla B.1. Modelo caso 1

\$title PREDESPACHO DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS										
* Primero se declaran los conjuntos.										
SETS										
H indice de periodos de tiempo /0*24/										
G indice de generadores /1*45/										
* Se asignan los datos de entrada. La primera tabla representa los datos										
* para cada generador. Los identificadores de las columnas no se han										
* declarado como elementos que pertenecen a algun conjunto,										
* por eso se utiliza el simbolo '*' en la definicion de la tabla.										
* Igualmente ocurre en la segunda tabla.										
TABLE GDATOS(G,*) datos de entrada de los generadores										
	PMAX	PMIN	RS	RB	RA	RP	CF	CV	CA	CP
*	(MW)	(MW)	(MW/h)	(MW/h)	(MW)	(MW)	(\$)	(\$/MWh)	(\$)	(\$)
1	888.72	887.20	120	120	888.7	888.72	0.00	0.00	0.0	0.0
2	888.72	887.20	120	120	888.7	888.72	0.00	0.00	0.0	0.0
3	895.00	895.00	120	120	895.0	895.00	0.00	0.00	0.0	0.0
4	895.00	895.00	120	120	895.0	895.00	0.00	0.00	0.0	0.0
5	958.00	958.00	120	120	958.0	958.00	0.00	0.00	0.0	0.0
6	152.00	152.00	40	40	152.0	152.00	0.00	0.00	0.0	0.0
7	989.00	989.00	120	120	989.0	989.00	0.00	0.00	0.0	0.0
8	933.00	933.00	120	120	933.0	933.00	0.00	0.00	0.0	0.0
9	330.00	160.00	165	165	330.0	330.00	355.177	2877.12	129.6	43.2
10	138.00	70.00	74	74	138.0	138.00	148.379	4233.56	130.8	43.6
11	496.60	76.40	235	235	496.6	496.60	554.393	9996.48	320.4	106.8
12	496.60	76.40	300	300	496.6	496.60	403.852	8625.80	258.0	86.0
13	139.00	88.00	74	74	139.0	139.00	48.154	5342.40	127.2	42.4
14	326.00	163.00	191	191	326.0	326.00	188.519	3938.96	127.2	42.4
15	140.00	70.00	60	60	140.0	140.00	277.166	1082.40	123.0	41.0
16	331.00	170.00	161	161	331.0	331.00	367.573	3025.80	123.0	41.0
17	506.00	230.00	276	276	506.0	506.00	588.019	3332.55	117.0	39.0
18	141.00	61.00	64	64	141.0	141.00	379.638	1412.19	127.8	42.6
19	326.00	172.00	121	121	326.0	326.00	246.449	3642.30	127.8	42.6
20	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
21	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
22	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
23	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
24	205.00	74.00	131	131	205.0	205.00	286.922	3581.07	142.2	47.4
25	291.00	158.00	150	150	291.0	291.00	108.499	5048.48	136.2	45.4
26	252.00	112.00	60	60	252.0	252.00	220.448	3333.12	136.2	45.4
27	326.00	172.00	121	121	326.0	326.00	337.847	2848.09	121.8	40.6
28	358.40	133.00	222	222	358.4	358.40	537.391	9726.21	293.4	97.8

29	517.29	133.70	300	300	517.3	517.30	486.310	10386.36	293.4	97.8
30	147.00	72.00	75	75	147.0	147.00	228.108	2649.66	142.2	47.4
31	219.00	150.00	69	69	219.0	219.00	33.464	5480.50	135.6	45.2
32	330.00	165.00	165	165	330.0	330.00	308.436	3184.34	135.6	45.2
33	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00	268.603	3074.94	118.8	39.6
34	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00	268.603	3074.94	118.8	39.6
35	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00	268.603	3074.94	118.8	39.6
36	525.00	169.00	356	356	525.0	525.00	356.095	6289.90	186.0	62.0
37	133.00	37.00	96	96	133.0	133.00	157.800	12518.80	315.6	105.2
38	272.00	94.00	178	178	272.0	272.00	369.602	10741.08	319.2	106.4
39	534.00	175.00	276	276	534.0	534.00	353.873	6561.28	211.2	70.4
40	57.00	33.00	24	24	57.0	57.00	58.850	5114.13	127.8	42.6
41	206.00	101.00	105	105	206.0	206.00	191.470	6318.75	202.2	67.4
42	332.50	87.40	235	235	332.5	332.50	643.709	8672.48	321.0	107.2
43	60.00	45.00	15	15	60.0	60.00	107.122	3105.24	135.6	45.2
44	329.00	94.00	235	235	329.0	329.00	392.228	11181.96	320.4	106.8
45	329.00	94.00	80	80	329.0	329.00	264.729	9477.20	258.0	86.0;

TABLE PDATOS(H,*) datos de demanda por periodo

	DEM	RES
*	(MW)	(MW)
1	14000	1400
2	13500	1350
3	13400	1340
4	13500	1350
5	13700	1370
6	14000	1400
7	14400	1440
8	14500	1450
9	14700	1470
10	15000	1500
11	14700	1470
12	14500	1450
13	14300	1430
14	14000	1400
15	13800	1380
16	13700	1370
17	13700	1370
18	14000	1400
19	14300	1430
20	14300	1430
21	14700	1470
22	15000	1500
23	14500	1450
24	14000	1400;

* Se declaran las variables de optimizacion.

VARIABLES

- z valor de la funcion objetivo
- potencia(G,H) potencia generada por el generador j en el periodo k
- acoplado(G,H) vale 1 si el generador j esta acoplado en el periodo k
- arranque(G,H) vale 1 si el generador j se arranca al comienzo de k
- paro(G,H) vale 1 si el generador j se para al comienzo del periodo k;

* La potencia es una variable positiva.

POSITIVE VARIABLES potencia(G,H);

* Las decisiones de acoplamiento se tratan como variables binarias.

BINARY VARIABLES acoplado(G,H),arranque(G,H),paro(G,H);

* Se asignan valores iniciales a algunas variables.

acoplado.fx(G,'0')=0;

potencia.fx(G,'0')=0;

* Se declaran las restricciones.

EQUATIONS

COSTO	funcion objetivo
PMAXLIM(G,H)	maximo de la potencia generada
PMINLIM(G,H)	minimo de la potencia generada
DEMANDA(H)	balance de potencias
RESERVA(H)	reserva rodante
LOGICA1(G,H)	logica de arranques y paradas 1
LOGICA2(G,H)	logica de arranques y paradas 2
LOGICA3(G,H)	logica de arranques y paradas 3;

COSTO.. z =e= SUM((H,G), GDATOS(G,'CF')*acoplado(G,H)+
GDATOS(G,'CA')*arranque(G,H)+
GDATOS(G,'CP')*paro(G,H)+
GDATOS(G,'CV')*potencia(G,H));

PMAXLIM(G,H).. potencia(G,H)=l=GDATOS(G,'PMAX')*acoplado(G,H);

PMINLIM(G,H).. potencia(G,H)=g=GDATOS(G,'PMIN')*acoplado(G,H);

DEMANDA(H).. SUM(G,potencia(G,H))=e=PDATOS(H,'DEM');

RESERVA(H).. SUM(G,GDATOS(G,'PMAX')*acoplado(G,H))=g=
PDATOS(H,'DEM')+PDATOS(H,'RES');

LOGICA1(G,H).. arranque(G,'1')-paro(G,'1')=e=acoplado(G,'1')-
acoplado(G,'0');

LOGICA2(G,H).. arranque(G,H)-paro(G,H)=e=acoplado(G,H)-acoplado(G,H-1);

LOGICA3(G,H).. arranque(G,H)+paro(G,H)=l=1;

** Los comandos siguientes declaran y definen el modelo de programacion

** horaria, incluyendo todas las restricciones declaradas, y solicitan

** a GAMS que resuelva el problema mediante un optimizador entero mixto.

OPTION OPTCR=0.000001;

MODEL predespacho_caso1 /ALL/;

Tabla B.2. Modelo caso 2

\$title PREDESPACHO DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS

* Primero se declaran los conjuntos.

SETS

H indice de periodos de tiempo /0*24/

G indice de generadores /1*45/

* Se asignan los datos de entrada. La primera tabla representa los datos

* para cada generador. Los identificadores de las columnas no se han

* declarado como elementos que pertenecen a algun conjunto,

* por eso se utiliza el simbolo '*' en la definicion de la tabla.

* Igualmente ocurre en la segunda tabla.

TABLE G DATOS(G,*) datos de entrada de los generadores

	PMAX	PMIN	RS	RB	RA	RP	CF	CV	CA	CP
*	(MW)	(MW)	(MW/h)	(MW/h)	(MW)	(MW)	(\$)	(\$/MWh)	(\$)	(\$)
1	888.72	887.20	120	120	888.7	888.72	0.00	0.00	0.0	0.0
2	888.72	887.20	120	120	888.7	888.72	0.00	0.00	0.0	0.0
3	895.00	895.00	120	120	895.0	895.00	0.00	0.00	0.0	0.0
4	895.00	895.00	120	120	895.0	895.00	0.00	0.00	0.0	0.0
5	958.00	958.00	120	120	958.0	958.00	0.00	0.00	0.0	0.0
6	152.00	152.00	40	40	152.0	152.00	0.00	0.00	0.0	0.0
7	989.00	989.00	120	120	989.0	989.00	0.00	0.00	0.0	0.0
8	933.00	933.00	120	120	933.0	933.00	0.00	0.00	0.0	0.0
9	330.00	160.00	165	165	330.0	330.00	355.177	2877.12	129.6	43.2
10	138.00	70.00	74	74	138.0	138.00	148.379	4233.56	130.8	43.6
11	496.60	76.40	235	235	496.6	496.60	554.393	9996.48	320.4	106.8
12	496.60	76.40	300	300	496.6	496.60	403.852	8625.80	258.0	86.0
13	139.00	88.00	74	74	139.0	139.00	48.154	5342.40	127.2	42.4
14	326.00	163.00	191	191	326.0	326.00	188.519	3938.96	127.2	42.4
15	140.00	70.00	60	60	140.0	140.00	277.166	1082.40	123.0	41.0
16	331.00	170.00	161	161	331.0	331.00	367.573	3025.80	123.0	41.0
17	506.00	230.00	276	276	506.0	506.00	588.019	3332.55	117.0	39.0
18	141.00	61.00	64	64	141.0	141.00	379.638	1412.19	127.8	42.6
19	326.00	172.00	121	121	326.0	326.00	246.449	3642.30	127.8	42.6
20	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
21	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
22	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
23	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00	294.325	1938.90	82.8	27.6
24	205.00	74.00	131	131	205.0	205.00	286.922	3581.07	142.2	47.4
25	291.00	158.00	150	150	291.0	291.00	108.499	5048.48	136.2	45.4
26	252.00	112.00	60	60	252.0	252.00	220.448	3333.12	136.2	45.4
27	326.00	172.00	121	121	326.0	326.00	337.847	2848.09	121.8	40.6
28	358.40	133.00	222	222	358.4	358.40	537.391	9726.21	293.4	97.8
29	517.29	133.70	300	300	517.3	517.30	486.310	10386.36	293.4	97.8
30	147.00	72.00	75	75	147.0	147.00	228.108	2649.66	142.2	47.4
31	219.00	150.00	69	69	219.0	219.00	33.464	5480.50	135.6	45.2
32	330.00	165.00	165	165	330.0	330.00	308.436	3184.34	135.6	45.2
33	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00	268.603	3074.94	118.8	39.6
34	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00	268.603	3074.94	118.8	39.6
35	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00	268.603	3074.94	118.8	39.6

36	525.00	169.00	356	356	525.0	525.00	356.095	6289.90	186.0	62.0
37	133.00	37.00	96	96	133.0	133.00	157.800	12518.80	315.6	105.2
38	272.00	94.00	178	178	272.0	272.00	369.602	10741.08	319.2	106.4
39	534.00	175.00	276	276	534.0	534.00	353.873	6561.28	211.2	70.4
40	57.00	33.00	24	24	57.0	57.00	58.850	5114.13	127.8	42.6
41	206.00	101.00	105	105	206.0	206.00	191.470	6318.75	202.2	67.4
42	332.50	87.40	235	235	332.5	332.50	643.709	8672.48	321.0	107.2
43	60.00	45.00	15	15	60.0	60.00	107.122	3105.24	135.6	45.2
44	329.00	94.00	235	235	329.0	329.00	392.228	11181.96	320.4	106.8
45	329.00	94.00	80	80	329.0	329.00	264.729	9477.20	258.0	86.0;

TABLE PDATOS(H,*) datos de demanda por periodo

	DEM	RES
*	(MW)	(MW)
1	14000	1400
2	13500	1350
3	13400	1340
4	13500	1350
5	13700	1370
6	14000	1400
7	14400	1440
8	14500	1450
9	14700	1470
10	15000	1500
11	14700	1470
12	14500	1450
13	14300	1430
14	14000	1400
15	13800	1380
16	13700	1370
17	13700	1370
18	14000	1400
19	14300	1430
20	14300	1430
21	14700	1470
22	15000	1500
23	14500	1450
24	14000	1400;

* Se declaran las variables de optimizacion.

VARIABLES

z valor de la funcion objetivo
potencia(G,H) potencia generada por el generador j en el periodo k
acoplado(G,H) vale 1 si el generador j esta acoplado en el periodo k
arranque(G,H) vale 1 si el generador j se arranca al comienzo de k
paro(G,H) vale 1 si el generador j se para al comienzo del periodo k;

* La potencia es una variable positiva.

POSITIVE VARIABLES potencia(G,H);

* Las decisiones de acoplamiento se tratan como variables binarias.

BINARY VARIABLES acoplado(G,H),arranque(G,H),paro(G,H);

* Se asignan valores iniciales a algunas variables.

acoplado.fx(G,'0')=0;
potencia.fx(G,'0')=0;

* Se declaran las restricciones.

EQUATIONS

COSTO funcion objetivo
PMAXLIM(G,H) maximo de la potencia generada
PMINLIM(G,H) minimo de la potencia generada
DEMANDA(H) balance de potencias
RESERVA(H) reserva rodante
LOGICA1(G,H) logica de arranques y paradas 1
LOGICA2(G,H) logica de arranques y paradas 2
LOGICA3(G,H) logica de arranques y paradas 3
CARGA1(G,H) restricciones de potencia 1
CARGA2(G,H) restricciones de potencia 2
CARGA3(G,H) restricciones de potencia 3
RAMPA1(G,H) rampa 1
RAMPA2(G,H) rampa 2
RAMPA3(G,H) rampa 3;

COSTO.. z =e= SUM((H,G), GDATOS(G,'CF')*acoplado(G,H)+
 GDATOS(G,'CA')*arranque(G,H)+
 GDATOS(G,'CP')*paro(G,H)+
 GDATOS(G,'CV')*potencia(G,H));

PMAXLIM(G,H).. potencia(G,H)=l=GDATOS(G,'PMAX')*acoplado(G,H);

PMINLIM(G,H).. potencia(G,H)=g=GDATOS(G,'PMIN')*acoplado(G,H);

DEMANDA(H).. SUM(G,potencia(G,H))=e=PDATOS(H,'DEM');

RESERVA(H).. SUM(G,GDATOS(G,'PMAX')*acoplado(G,H))=g=
 PDATOS(H,'DEM')+PDATOS(H,'RES');

LOGICA1(G,H).. arranque(G,'1')-paro(G,'1')=e=acoplado(G,'1')-
 acoplado(G,'0');

LOGICA2(G,H).. arranque(G,H)-paro(G,H)=e=acoplado(G,H)-acoplado(G,H-1);

LOGICA3(G,H).. arranque(G,H)+paro(G,H)=l=1;

CARGA1(G,H).. potencia(G,H)=l=GDATOS(G,'PMAX')*(acoplado(G,H)-
 paro(G,H+1))+GDATOS(G,'RP');

CARGA2(G,H).. potencia(G,'24')=l=GDATOS(G,'PMAX')*acoplado(G,'24');

CARGA3(G,H).. potencia(G,'1')=l=potencia(G,'0')+GDATOS(G,'RS')*
 acoplado(G,'0')+GDATOS(G,'RA')*arranque(G,'1');

RAMPA1(G,H).. potencia(G,H)=l=potencia(G,H-1)+GDATOS(G,'RS')*
 acoplado(G,H-1)+GDATOS(G,'RA')*arranque(G,H);

RAMPA2(G,H).. potencia(G,'0')-potencia(G,'1')=l=GDATOS(G,'RB')*
 acoplado(G,'1')+GDATOS(G,'RP')*paro(G,'1');

RAMPA3(G,H).. potencia(G,H-1)-potencia(G,H)=l=GDATOS(G,'RB')*
 acoplado(G,H)+GDATOS(G,'RP')*paro(G,H);

** T son los periodos de tiempo, T=24 en este caso

** Los comandos siguientes declaran y definen el modelo de programacion

** horaria, incluyendo todas las restricciones declaradas, y solicitan

** a GAMS que resuelva el problema mediante un optimizador entero mixto.

OPTION OPTCR=0.00001;

MODEL predespacho_caso2 /ALL/;

SOLVE predespacho_caso2 USING mip MINIMIZING z;

Anexo C

Datos de entrada del modelo

Tabla C.1. Características técnicas de las centrales termoeléctricas

GRUPO	\bar{P}_j [MW]	P_j [MW]	RU_j [MW/h]	RD_j [MW/h]	SU_j [MW]	SD_j [MW]
1	888.72	887.20	120	120	888.7	888.72
2	888.72	887.20	120	120	888.7	888.72
3	895.00	895.00	120	120	895.0	895.00
4	895.00	895.00	120	120	895.0	895.00
5	958.00	958.00	120	120	958.0	958.00
6	152.00	152.00	40	40	152.0	152.00
7	989.00	989.00	120	120	989.0	989.00
8	933.00	933.00	120	120	933.0	933.00
9	330.00	160.00	165	165	330.0	330.00
10	138.00	70.00	74	74	138.0	138.00
11	496.60	76.40	235	235	496.6	496.60
12	496.60	76.40	300	300	496.6	496.60
13	139.00	88.00	74	74	139.0	139.00
14	326.00	163.00	191	191	326.0	326.00
15	140.00	70.00	60	60	140.0	140.00
16	331.00	170.00	161	161	331.0	331.00
17	506.00	230.00	276	276	506.0	506.00
18	141.00	61.00	64	64	141.0	141.00
19	326.00	172.00	121	121	326.0	326.00
20	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00
21	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00
22	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00
23	325.00	214.00	111	111	325.0	325.00
24	205.00	74.00	131	131	205.0	205.00
25	291.00	158.00	150	150	291.0	291.00
26	252.00	112.00	60	60	252.0	252.00
27	326.00	172.00	121	121	326.0	326.00
28	358.40	133.00	222	222	358.4	358.40
29	517.29	133.70	300	300	517.3	517.30
30	147.00	72.00	75	75	147.0	147.00
31	219.00	150.00	69	69	219.0	219.00
32	330.00	165.00	165	165	330.0	330.00
33	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00
34	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00
35	330.00	170.00	132	132	330.0	330.00
36	525.00	169.00	356	356	525.0	525.00
37	133.00	37.00	96	96	133.0	133.00
38	272.00	94.00	178	178	272.0	272.00
39	534.00	175.00	276	276	534.0	534.00
40	57.00	33.00	24	24	57.0	57.00
41	206.00	101.00	105	105	206.0	206.00
42	332.00	87.40	235	235	332.5	332.50
43	60.00	45.00	15	15	60.0	60.00
44	329.00	94.00	235	235	329.0	329.00
45	329.00	94.00	80	80	329.0	329.00

Tabla C.2. Costos de las centrales termoeléctricas

GRUPO	CV [\$]	CF [\$]	CA [\$]	CP [\$]
1	1,000.00	0	0	0
2	1,000.00	0	0	0
3	1,000.00	0	0	0
4	1,000.00	0	0	0
5	1,000.00	0	0	0
6	1,000.00	0	0	0
7	1,000.00	0	0	0
8	1,000.00	0	0	0
9	2,877.12	355.177	129.6	43.2
10	4,233.56	148.379	130.8	43.6
11	9,996.48	554.393	320.4	106.8
12	8,625.80	403.852	258.0	86.0
13	5,342.40	48.154	127.2	42.4
14	3,938.96	188.519	127.2	42.4
15	1,082.40	277.166	123.0	41.0
16	3,025.80	367.573	123.0	41.0
17	3,332.55	588.019	117.0	39.0
18	1,412.19	379.638	127.8	42.6
19	3,642.30	246.449	127.8	42.6
20	1,938.90	294.325	82.8	27.6
21	1,938.90	294.325	82.8	27.6
22	1,938.90	294.325	82.8	27.6
23	1,938.90	294.325	82.8	27.6
24	3,581.07	286.922	142.2	47.4
25	5,048.48	108.499	136.2	45.4
26	3,333.12	220.448	136.2	45.4
27	2,848.09	337.847	121.8	40.6
28	9,726.21	537.391	293.4	97.8
29	10,386.36	486.310	293.4	97.8
30	2,649.66	228.108	142.2	47.4
31	5,480.50	33.464	135.6	45.2
32	3,184.34	308.436	135.6	45.2
33	3,074.94	268.603	118.8	39.6
34	3,074.94	268.603	118.8	39.6
35	3,074.94	268.603	118.8	39.6
36	6,289.90	356.095	186.0	62.0
37	12,518.80	157.800	315.6	105.2
38	10,741.08	369.602	319.2	106.4
39	6,561.28	353.873	211.2	70.4
40	5,114.13	58.850	127.8	42.6
41	6,318.75	191.470	202.2	67.4
42	8,672.48	643.709	321.6	107.2
43	3,105.24	107.122	135.6	45.2
44	11,181.96	392.228	320.4	106.8
45	9,477.20	264.729	258.0	86.0

Tabla C.3. Demanda y reserva rodante

HORA	DEMANDA [MW]	RESERVA [MW]
1	14000	1400
2	13500	1350
3	13400	1340
4	13500	1350
5	13700	1370
6	14000	1400
7	14400	1440
8	14500	1450
9	14700	1470
10	15000	1500
11	14700	1470
12	14500	1450
13	14300	1430
14	14000	1400
15	13800	1380
16	13700	1370
17	13700	1370
18	14000	1400
19	14300	1430
20	14300	1430
21	14700	1470
22	15000	1500
23	14500	1450
24	14000	1400