



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

MODELACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO Y SU
APLICACIÓN EN EL PROBLEMA DE PREDESPACHO DE UNIDADES

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCION ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

RODRIGO HERALDO SEPÚLVEDA SEPÚLVEDA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
DANIEL ESPINOZA GONZÁLEZ.
DORIS SÁEZ HUEICHAPÁN.
CLAUDIO ROA SEPÚLVEDA.

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2011

MODELACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO Y SU APLICACIÓN EN EL PROBLEMA DE PREDESPACHO DE UNIDADES

El predespacho de unidades consiste en un problema de optimización en que se decide el estado de operación de cada unidad generadora presente en un sistema eléctrico, con el fin de asegurar el abastecimiento de la demanda, respetando los requerimientos de reserva, restricciones de operación de las centrales y minimizando los costos operativos de las unidades térmicas. Dentro de las centrales de generación, las unidades de ciclo combinado se caracterizan por acoplar dos ciclos termodinámicos: un ciclo a gas y otro a vapor. Estas unidades presentan una gran flexibilidad de operación debido a las distintas combinaciones en que pueden operar. Sin embargo, éstas introducen complicaciones en su modelación, lo que ha sido abordado en la literatura especializada mediante los modelos por modos de operación y por componentes.

En este trabajo se desarrolla e implementa un modelo matemático lineal entero-mixto de predespacho, con unidades térmicas de ciclo combinado representadas mediante sus componentes, incorporando diversas características que describen su operación. Se permite también la posibilidad de corregir parámetros que se vean afectados por la temperatura ambiente.

Dentro de las restricciones de mayor relevancia para las unidades de ciclo combinado se encuentran aquellas que describen su evolución temporal. Para modelar esta característica se propone una modelación basada en la teoría de redes de flujo. Esta técnica consiste en plantear un grafo dirigido no estático, conocido también como una red de flujo a tiempo discreto, la cual se compone por arcos y nodos dependientes del tiempo. Esta formulación permite relacionar los parámetros de tiempos mínimos de operación; partidas en caliente, en tibio y en frío, y las transiciones entre combustibles.

Se verifica la ventaja de este modelo a través de ejemplos simulados, construidos en base a datos reales del Sistema Interconectado del Norte Grande. El análisis de desempeño se efectúa a través de dos pruebas: valor de la función objetivo del problema relajado y tiempo de resolución del problema entero; comparando el modelo propuesto con otros dos modelos de la literatura. Los resultados indican que la formulación basada en una red de flujo a tiempo discreto logra mejores soluciones del problema relajado para el 60 % de los casos implementados, obteniéndose mejoras de aproximadamente 1 % a 4 % en el valor de la función objetivo. También se logran reducir los tiempos de resolución del problema entero en un 30 % o más para el 50 % de los casos estudiados.

Como trabajo futuro se propone extender la modelación basada en red de flujo y desarrollar una herramienta computacional adecuada a esta técnica de optimización. También se propone ampliar el modelo de predespacho a sistemas hidrotérmicos, incorporando además las congestiones y las pérdidas óhmicas de la red de transmisión.

AGRADECIMIENTOS

Aprovecho estas líneas para agradecer a todos aquellos quienes me apoyaron, ayudaron y aconsejaron para finalizar este trabajo de tesis.

Agradezco los consejos de mi comisión que permitieron darle forma a este documento, así también a todos los que participaron en el Grupo Unit Commitment, cuyas acotaciones e ideas fueron vitales para desarrollar este trabajo. En especial agradezco el gran aporte de Alejandro, cuyos consejos y explicaciones fueron de gran importancia.

Agradezco a todos mis amigos quienes me han acompañado en estos años de universidad, es un agrado recordar los buenos momentos que tuve la suerte de compartir con ellos: Waren, Didier, Manfred, Yun, Robi, Marcel...cómo olvidar esas jornadas de taca taca en primer año y todos los "terrazeos"posteriores.

Cómo no mencionar a "los vinagres", que gran grupo se formó en el 4° piso del DIE: Joshua, Javito, Medel, Loro, el Man, Luchol, Milko. Una suerte haberlos conocido a todos y haber compartido los buenos ratos de estudio, asados y otros... espero se sigan repitiendo.

Mención especial para la Javi, el Seba y el Nico, han sido una gran compañía y un verdadero soporte, me alegro de poder compartir con ustedes en las buenas y en las malas.

Finalmente, quiero agradecer a mi familia por todo el enorme apoyo, compañía y trabajo duro de mis padres y hermanos a lo largo de estos años de universidad. Ya empezaremos a ver los frutos de todo el esfuerzo hecho.

A mis padres... A mis hermanos...

NOMENCLATURA

Índices:

- t : Índice para periodos de optimización.
 i : Índice para unidades generadoras.
 j : Índice para componentes/modos.
 m : Índice para combustibles.
 s : Índice para tramos en curva de costo.
 k : Índice para tramos en curva de partida.

Parámetros y Conjuntos:

- T : Número total de periodos.
 \mathcal{G} : Conjunto de elementos (ijm) que contiene a los generadores i con sus componentes j que operan con el combustible m .
 \mathcal{E} : Conjunto de elementos (ijm) que contiene a los generadores i con sus componentes j que poseen un estanque para el combustible m .
 DEM_t : Demanda en el periodo t .
 RES_t : Reserva en giro requerida para el periodo t .
 $CPNS$: Costo de potencia no servida.
 $P_{MAX_{ijm}}$: Potencia máxima del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
 $P_{MIN_{ijm}}$: Potencia mínima del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
 OC_{ijm} : Consumo propio del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $RAMP_{U_{ijm}}$: Toma de carga del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $RAMP_{D_{ijm}}$: Baja de carga del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $RAMP_{SR_{ijm}}$: Toma de carga rápida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $RAMP_{ST_{ijm}}$: Rampa de partida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $RAMP_{SD_{ijm}}$: Rampa de parada del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $COST_{RAMP_{ST_{ijm}}}$: Costo de rampa de partida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $COST_{RAMP_{SD_{ijm}}}$: Costo de rampa de parada del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
 $COST_{SD_{ijm}}$: Costo parada de la componente j de la unidad i operando con combustible m .
 $COST_{STHOT_{ijm}}$: Costo partida en caliente del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.

$COSTSTWARM_{ijm}$: Costo partida en tibio del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$COSTSTCOLD_{ijm}$: Costo partida en frío del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$THOT_{ijm}$: Tiempo partida en caliente del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$TWARM_{ijm}$: Tiempo partida en tibio del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$TMINON_{ijm}$: Tiempo mínimo de operación del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$TMINOFF_{ijm}$: Tiempo mínimo fuera de servicio del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$TINION_{ijm}$: Tiempo en operación inicial del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$TINIOFF_{ijm}$: Tiempo fuera de servicio inicial del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$PINI_{ijm}$: Potencia inicial del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
NS_{ijm}	: No. de segmentos de la curva de costos del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$.
$PSMAX_{ijmst}$: Potencia máxima del segmento s de la curva de costos del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
$PSMIN_{ijmst}$: Potencia mínima del segmento s de la curva de costos del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
$CVAR_{ijmst}$: Costo variable del segmento s de la curva de costos del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
$CFIX_{ijmst}$: Costo fijo del segmento s de la curva de costos del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
Ka_{ijmst}	: Factor lineal acople TG/TV del segmento s de la curva de costos del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
Kb_{ijmst}	: Factor fijo acople TG/TV del segmento s de la curva de costos del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
$PAFX_{ijmth}$: Potencia en periodo h de rampa de partida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ que comienza en el periodo t .
$PPFX_{ijmth}$: Potencia en periodo h de rampa de parada del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ que comienza en el periodo t .
$VMAX_{ijm}$: Capacidad máxima del estanque de combustible del elemento $(ijm) \in \mathcal{E}$.
FIN_{ijmt}	: Flujo de combustible de entrada al estanque de combustible del elemento $(ijm) \in \mathcal{E}$, en el periodo t .
FAV_{im,ti,t_f}	: Combustible m disponible en el intervalo $[ti, t_f]$ para ser utilizado por la unidad i .

-
- \mathcal{S}_{ijm} : Conjunto de segmentos de la curva de costos definido para cada elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ como: $\{1 \dots N\mathcal{S}_{ijm}\}$.
- \mathcal{ST}_{ijm} : Conjunto de periodos de arranque de la curva de partida definido para cada elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ como: $\{1 \dots \mathcal{TWARM}_{ijm} - \mathcal{TMINOFF}_{ijm} + 2\}$.
- \mathcal{STH}_{ijm} : Conjunto de periodos de arranque de partida en caliente definido para cada elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ como: $\{1 \dots \mathcal{THOT}_{ijm} - \mathcal{TMINOFF}_{ijm}\}$.
- \mathcal{STW}_{ijm} : Conjunto de periodos de arranque de partida en tibio definido para cada elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ como: $\{\mathcal{THOT}_{ijm} - \mathcal{TMINOFF}_{ijm} + 1 \dots \mathcal{TWARM}_{ijm} - \mathcal{TMINOFF}_{ijm}\}$.
- \mathcal{STC}_{ijm} : Conjunto de periodos de arranque de partida en frío definido para cada elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ como: $\{\mathcal{TWARM}_{ijm} - \mathcal{TMINOFF}_{ijm} + 1 \dots \mathcal{TWARM}_{ijm} - \mathcal{TMINOFF}_{ijm} + 2\}$.
- \mathcal{RST}_{ijm} : Conjunto de periodos de rampa de arranque definido como $\{1 \dots \mathcal{RAMPST}_{ijm}\}$
- \mathcal{RSD}_{ijm} : Conjunto de periodos de rampa de arranque definido como $\{1 \dots \mathcal{RAMPST}_{ijm}\}$

Conjuntos para el modelamiento de unidades de ciclo combinado por componentes:

- \mathcal{CC} : Conjunto de unidades i que corresponden a ciclos combinados.
- \mathcal{TG}_i : Conjunto de componentes j que corresponden a la(s) turbina(s) a gas del ciclo combinado $i \in \mathcal{CC}$.
- \mathcal{TV}_i : Conjunto de componentes j que corresponden a la turbina a vapor del ciclo combinado $i \in \mathcal{CC}$.
- \mathcal{FA}_i : Conjunto de componentes j que corresponden a el(los) fuego(s) adicional(es) del ciclo combinado $i \in \mathcal{CC}$.
- \mathcal{TGA}_i : Conjunto de componentes j que corresponden a la turbina a gas que arrancan la turbina a vapor del ciclo combinado i .
- \mathcal{F}_j : Conjunto de los combustibles de operación de la componente j .
- \mathcal{A}_{ij} : Conjunto de pares (m, n) que representan las transiciones entre combustibles en la componente j de la unidad i .
- \mathcal{FAV}_i : Conjunto de elementos (m, ti, tf) , los que representan los intervalos $[ti, tf]$ de disponibilidad limitada del combustible m para la unidad i .

VARIABLES CONTINUAS:

- PNS_t : Potencia no servida periodo t .
- RG_{ijmt} : Reserva en giro del elemento (i, j, m) en el periodo t .
- P_{ijmst} : Potencia generada por el elemento (i, j, m) en el tramos s de su curva de costo en el periodo t .
- $STACK_{ijt}$: *Stack* de gases de la turbina a gas j perteneciente al ciclo combinado i en el periodo t .
- V_{ijmt} : Volumen del estanque de combustible m en el periodo t de la componente j de la unidad i .

VARIABLES BINARIAS:

- I_{ijmt} : Indicador de operación del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- IA_{ijmt} : Indicador de arranque del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- IP_{ijmt} : Indicador de parada del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- IS_{ijmst} : Indicador de operación en segmento s de la curva de costo del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- X_{ijmt} : Variable de flujo lista para parar del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- Y_{ijmkt} : Variable de flujo lista para partir en el periodo k de la curva de partida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- $INET_{ijmkt}$: Variable de flujo de partida en periodo k de la curva de partida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- S_{ijmnt} : Indicador de transición hacia el combustible n del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- $SNET_{ijmknkt}$: Variable de flujo de transición hacia combustible n en el periodo k de la curva de partida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .
- B_{ijt} : Indicador de operación del *bypass* de gases de la turbina a gas j perteneciente al ciclo combinado i en el periodo t .
- SHP_{ijmkt} : Indicador de partida de *hold-point* en tramo k de la curva de partida del elemento $(ijm) \in \mathcal{G}$ en el periodo t .

Índice General

Índice General	v
Índice de Figuras	viii
Índice de Tablas	x
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Alcance	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Estructura del trabajo	5
2. Antecedentes	6
2.1. El problema del predespacho de unidades	6
2.1.1. Predespacho de unidades	6
2.1.2. Estado del arte	8
2.2. Plantas termoeléctricas de ciclo combinado	10
2.2.1. Funcionamiento en operación normal	13
2.2.2. Funcionamiento en ciclo abierto	13
2.2.3. Partida de un ciclo combinado	14
2.2.4. Funcionamiento con fuegos adicionales	15
2.2.5. Combustible alternativo	16
2.2.6. Rendimiento de un ciclo combinado	16
2.2.7. Condiciones ambientales	17
2.3. Modelos de predespacho de unidades térmicas de ciclo combinado	22
2.3.1. Modelo de ciclo combinado por modos	22
2.3.2. Modelo de ciclo combinado por componentes	25
2.4. Optimización de flujo en redes	26
3. Formulación del problema y modelo propuesto	30

3.1.	Requerimientos al modelo	30
3.2.	Modelo de predespacho con centrales térmicas de ciclo combinado	35
3.2.1.	Función Objetivo	36
3.2.2.	Restricciones del sistema	38
3.2.2.1.	Restricción de balance de potencia	38
3.2.2.2.	Restricción de reserva	38
3.2.3.	Modelación del balance energético en unidades de ciclo combinado	39
3.2.3.1.	Restricción de balance	39
3.2.3.2.	Restricciones de <i>stack/bypass</i> de gases	40
3.2.3.3.	Fuegos adicionales	41
3.2.3.4.	Restricciones de acoplamiento	43
3.2.4.	Modelación de la operación de unidades.	44
3.2.4.1.	Operación en curva de costos	44
3.2.4.2.	Reserva en giro	45
3.2.4.3.	Rampas de arranque y parada	48
3.2.4.4.	Límites de rampas toma/baja de carga	50
3.2.4.5.	Restricciones temporales por flujo	50
3.2.4.6.	Disponibilidad de combustible	63
3.2.4.7.	Tiempo de <i>hold-point</i>	64
3.2.5.	Modelación estanques de combustibles	66
3.2.6.	Implementación del efecto de predicción de la temperatura ambiente	68
3.2.6.1.	Efecto de temperatura en curvas I/O.	69
3.2.6.2.	Efecto de temperatura en potencia máxima.	71
3.3.	Discusión y comentarios	72
4.	Validación e implementación	73
4.1.	Introducción	73
4.2.	Ejemplos de verificación del modelo general	74
4.2.1.	Ejemplo 01: Balance de potencia en ciclo combinado.	74
4.2.2.	Ejemplo 02: Fuegos adicionales.	75
4.2.3.	Ejemplo 03: Restricciones temporales por flujo.	76
4.2.4.	Ejemplo 04: Curva de partida.	77
4.2.5.	Ejemplo 05: Restricción de <i>hold-point</i>	78
4.2.6.	Ejemplo 06: Transiciones entre combustibles.	79
4.2.7.	Ejemplo 07: Estanques de combustibles.	80
4.3.	Validación de condiciones ambientales	82
4.3.1.	Estudio de datos empíricos/bibliográficos.	82
4.3.2.	Metodologías de predespacho con temperatura ambiente	84
4.3.3.	Casos de estudio	85
4.3.4.	Análisis de resultados	88

4.4.	Análisis de desempeño del modelo propuesto	89
4.4.1.	Modelos comparativos de unidades de ciclo combinado	89
4.4.1.1.	Modelo por componentes tradicional	89
4.4.1.2.	Modelo por modos CDEC-SING	90
4.4.1.3.	Equivalencia de modelos	92
4.4.2.	Resultados obtenidos	95
4.4.2.1.	Prueba 01: Valor de función objetivo relajada.	95
4.4.2.2.	Prueba 02: Tiempo de resolución del problema entero.	97
4.4.3.	Análisis de resultados	97
4.5.	Herramienta computacional implementada	98
4.6.	Extensiones al modelo	100
4.6.1.	Modelos por componentes	100
4.6.2.	Modelo por modos	101
5.	Conclusiones	104
5.1.	Conclusiones generales	104
5.2.	Conclusiones específicas	104
5.3.	Trabajo futuro	105
6.	Anexos	107
6.1.	Diagrama unilineal simplificado del SING.	107
6.2.	Cálculo factores de acoplamiento	108
6.2.1.	Mediante datos empíricos.	108
6.2.2.	Mediante datos nominales.	109
6.3.	Formulación de modelos comparativos	110
6.3.1.	Modelo de unidades de ciclo combinado por componentes tradicional.	110
6.3.2.	Modelo de unidades de ciclo combinado por modos CDEC-SING.	115
	Bibliografía	119

Índice de Figuras

2.1. Diagrama de funcionamiento de un ciclo combinado.	11
2.2. Ciclos termodinámicos que conforman una planta termoeléctrica de ciclo combinado.	12
2.3. Curva de arranque aproximada de un ciclo combinado con una turbina a gas y una a vapor.	13
2.4. Ciclos termodinámicos en un ciclo combinado y ciclos de Carnot.	17
2.5. Efecto de condiciones ambientales de presión/altura y humedad.	18
2.6. Efecto de temperatura ambiente.	19
2.7. Diagramas causa-efecto para potencia de salida y eficiencia.	20
2.8. Modelación difusa del efecto de temperatura en una planta de ciclo combinado.	21
2.9. Modos o configuraciones factibles en un ciclo combinado.	23
2.10. Modelo por modos para una planta de ciclo combinado de dos turbinas a gas y una turbina a vapor.	24
2.11. Modelo por modos utilizado por CDEC-SING.	24
2.12. Modelo por componentes para una planta de ciclo combinado de cogeneración de dos turbinas a gas, una turbina a vapor y un fuego adicional.	26
2.13. Ejemplo de grafo dirigido.	26
2.14. Red no estática discreta.	28
2.15. Red de tiempo expandido equivalente.	29
3.1. Curvas de entrada-salida y de consumo específico por tramos	31
3.2. Diagrama de operación de una central de ciclo combinado y parámetros relevantes en la modelación.	33
3.3. Curva de partida de una central térmica y aproximación por bloques.	33
3.4. Representación de centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado para un modelo por componentes.	35
3.5. Balance energético del modelo propuesto.	42
3.6. Ejemplo de operación en curva de costos.	44
3.7. Diagrama de rampa de arranque de una unidad térmica.	49
3.8. Ejemplo del flujo inicial.	51
3.9. Red de tiempo expandido para restricciones temporales.	51
3.10. Ejemplo de evolución temporal de una unidad en una red de tiempo expandido.	53

3.11. Red de tiempo expandido con tipos de partida caliente, tibio y frío.	55
3.12. Red de tiempo expandido con variables binarias para partidas en caliente, tibio y frío.	56
3.13. Modelamiento de la curva de partida con variables binarias de la red.	57
3.14. Ejemplo de red de tiempo expandido con tres tipos de partida.	58
3.15. Red de tiempo expandido para transiciones de combustible.	59
3.16. Red de tiempo expandido con variables binarias para transiciones de combustibles.	60
3.17. Modelación del tiempo de <i>hold-point</i> dependiente del tipo de partida.	65
3.18. Modelamiento de estanques de combustible.	66
3.19. Efecto de temperatura ambiente sobre curvas I/O.	68
3.20. Gráfica 3D de datos empíricos de una central de ciclo combinado.	70
3.21. Curvas de eficiencia relativa vs. temperatura utilizadas en el modelo.	71
4.1. Resultados ejemplo balance de potencia en ciclo combinado.	75
4.2. Resultados ejemplo de ciclo combinado con un fuego adicional.	75
4.3. Resultados ejemplo de evolución temporal de una turbina a gas.	77
4.4. Resultados ejemplo de tipos de partida en una turbina a gas.	78
4.5. Resultados ejemplo de <i>hold-point</i> en una unidad de ciclo combinado.	79
4.6. Resultados ejemplo transiciones entre combustibles en turbina a gas.	81
4.7. Resultados ejemplo de operación de generador diesel con estanque de combustible.	81
4.8. Resultados estudio de datos empíricos/bibliográficos.	83
4.9. Metodologías de estudio para predespacho con temperatura ambiente.	85
4.10. Resultados validación de condiciones ambientales para el caso de prueba.	86
4.11. Resultados validación de condiciones ambientales para el caso SING completo.	88
4.12. Diagrama explicativo de los modelos comparativos.	90
4.13. Equivalencia entre curvas de costos de modelos por componentes y por modos.	93
4.14. Puntos de operación posibles de la central CC2.	94
4.15. Resultados de la prueba de valor de función objetivo relajada.	96
4.16. Resultados de la prueba de tiempo de resolución del problema entero.	96
4.17. Estructura de herramientas computacionales implementadas.	99
4.18. Transiciones factibles en unidades de ciclo combinado.	101
4.19. Representación de unidad de ciclo combinado mediante componentes en modelo de red de flujo.	102
4.20. Representación de unidad de ciclo combinado mediante modos en modelo de red de flujo.	103
6.1. Diagrama unilineal simplificado y ubicación de centrales de ciclo combinado en el SING [2].	107
6.2. Extensión de la curva I/O de la turbina a gas a la turbina a vapor.	110

Índice de Tablas

2.1. Etapas del ciclo Brayton.	12
2.2. Etapas del ciclo Rankine.	12
2.3. Tiempo de <i>hold-point</i> según tipo de partida.	15
2.4. Parámetros técnicos según combustible de la Central Gas Atacama, unidad CC2, turbina TG2.	16
2.5. Multiplicadores de curva eficiencia relativa según temperatura utilizados en [19]. . .	21
3.1. Operación de <i>bypass/stack</i> de gases.	34
3.2. Regla de operación <i>stack</i> de gases para una turbina a gas.	39
3.3. Definición de los tiempos iniciales y finales de arcos en la red dinámica.	51
3.4. Rendimiento característico según conjunto de temperatura.	70
4.1. Errores promedio y cuadrático medio entre curva real y modelada.	84
4.2. Resumen del análisis estadístico de los costos de operación para caso I.	86
4.3. Resumen del análisis estadístico de los costos de operación para caso II.	87

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El problema del *Predespacho de Unidades*, también conocido como *Asignación de Unidades* o *Unit Commitment* en inglés, consiste en decidir el estado operativo de cada unidad generadora en un sistema eléctrico, en los distintos periodos de modelación, con el fin de asegurar el abastecimiento de la demanda, de los requerimientos de reserva, ciertos requerimientos de seguridad, y respetando las restricciones en la operación de las unidades, tales como límites de potencia, tiempos mínimos de operación, toma y desprendimiento de carga, etc.

Matemáticamente el predespacho corresponde a un problema de optimización entero mixto (MIP), no convexo, no lineal y de gran escala. Esto dado que involucra una gran cantidad de variables de decisión binarias -asociadas al estado operativo de las centrales- y variables continuas -principalmente potencia generada y reserva- que se resuelve para un horizonte de evaluación de corto plazo, es decir, una o dos semanas.

Según la normativa vigente la operación económica y el despacho de carga de los sistemas eléctricos chilenos está a cargo de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), existiendo en Chile un CDEC para el Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) y uno para el Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). Estos organismos se encargan de resolver el predespacho semanal del sistema en forma centralizada minimizando el costo de operación de acuerdo a los costos auditados por cada una de las unidades que lo conforman. En sistemas eléctricos descentralizados, por ejemplo en mercados tipo bolsas de energía, el predespacho es resuelto por cada empresa para sus respectivas centrales generadoras, buscando maximizar las utilidades obtenidas debido a la venta de energía según el precio spot horario de la energía y reserva, definido a priori por la entidad Operadora del Sistema o *Independant System Operator (ISO)* en inglés.

Los costos considerados en el problema de predespacho de unidades corresponden principalmente a las unidades de generación térmica que producen energía eléctrica mediante la combustión de un energético primario. Dentro de ellas se encuentran las centrales térmicas de ciclo combinado, las cuales aprovechan el calor de los gases de escape de la combustión de una o más turbinas a gas para generar vapor utilizable por una turbina a vapor. En el mercado eléctrico chileno existe una presencia importante de estas unidades: en el año 2009 la generación de energía en el SIC de estas centrales fue de 7.344GWh, lo que representa un 42,75 % de la generación térmica total anual [1], mientras que en el SING se generaron 5.917GWh, lo que equivale al 39,7 % de la generación térmica total [2].

Como se mencionó anteriormente, las unidades de ciclo combinado cuentan con más de una turbina capaz de generar energía eléctrica, este hecho, sumado a la existencia de *bypass* de gases y fuegos o quemadores adicionales, provoca que estas centrales posean una importante flexibilidad de operación debido a que pueden funcionar en distintas configuraciones o modos de operación. En el caso más simple, donde el ciclo combinado posee una turbina a gas y una turbina a vapor, se puede dar una operación en ciclo abierto o en ciclo completo dependiendo del estado del *bypass* de gases: si el *bypass* está abierto no se produce intercambio de calor entre los ciclos y sólo opera la turbina a gas (modo TG); pero si el *bypass* se cierra, entonces la turbina a vapor está en condiciones de operar junto a la turbina a gas (modo TG+TV). Al existir un mayor número de turbinas a gas, la cantidad de modos posibles de operación crece, por ejemplo un ciclo combinado que posee dos turbinas a gas y una turbina a vapor permite al menos 6 configuraciones: TG1, TG2, TG1+TG2, TG1+TV, TG2+TV, TG1+TG2+TV, dependiendo de cuáles turbinas a gas se encienden y del estado de los *bypass* de gases. De lo mencionado se desprende que no es posible que la turbina a vapor opere sin una turbina a gas, es decir el modo TV no es factible. Esto introduce restricciones en la operación de la central y en los procesos de partida y parada de ellas.

Si bien el combustible primario de estas unidades es el gas natural, en los sistemas eléctricos chilenos estas unidades han sido reacondicionadas para funcionar con diesel como combustible alternativo con el fin de mejorar la suficiencia del sistema ante escenarios de desabastecimiento. Si a esto se suma la existencia de fuegos adicionales, que tienen como fin aumentar la potencia de la turbina a vapor, se tiene que la cantidad de modos en que un ciclo combinado puede operar aumenta.

En los CDEC se utiliza ampliamente el modelo de ciclos combinados denominado *modelo por modos*, consistente en determinar el estado (ON/OFF) de cada modo de operación posible, considerando que sólo uno puede estar en servicio en cada periodo de evaluación, este ha sido ampliamente tratado en diversos trabajos en donde se han probado distintas formulaciones y metodologías de resolución. Otro modelo existente en la literatura especializada es el *modelo por componentes*, que tiene como fin el determinar el estado de operación de cada elemento del ciclo combinado por separado, respetando los acoples termodinámicos existentes. El término componente hace mención a cada turbina a gas, a vapor y fuegos adicionales que posea la unidad.

En cuanto a los vacíos en la modelación, se puede mencionar que los actuales modelos de centrales de ciclo combinado aplicados al predespacho no consideran transiciones de combustible ni suelen modelar las partidas de estas centrales, en donde ocurren fenómenos de retardo y de limitación de potencia en las componentes del ciclo combinado. Para un ciclo combinado operando con gas, posiblemente estas características sean innecesarias de modelar debido a que por su costo estas suelen operar en base. Sin embargo, en un escenario de baja disponibilidad de gas estas unidades deberán operar con diesel, aumentará su costo variable y dejarán de ser unidades que operen en base, es aquí en donde cobrará importancia una correcta modelación de las partidas, paradas y transiciones de combustible de los ciclos combinados.

Existen también ciertos fenómenos que agregan restricciones de operación a las unidades térmicas de ciclo combinado, dentro de los que destacan los efectos que provocan las fluctuaciones de condiciones ambientales en el rendimiento y potencia de salida, principalmente debidos a la humedad y la temperatura ambiente. Existen diversas referencias que modelan y simulan estos efectos, cuyos resultados muestran que las variaciones de potencia que se producen en las turbinas a gas de un ciclo combinado pueden llegar a ser importantes bajo ciertas condiciones ambientales.

En cuanto a la formulación de los modelos, el desarrollo computacional de los últimos años ha permitido resolver problemas que involucran una gran cantidad de variables binarias mediante optimizadores tales como CPLEX o XPRESS, lo cual ha impulsado que la programación entera mixta (MIP) sea utilizada como método de resolución en problemas de mediana y gran escala. Se espera que un modelo de unidades térmicas basado en MIP junto con una eficiente formulación en las restricciones del problema permitan una resolución rápida del predespacho de unidades. Con el fin de lograr mejores y más rápidas soluciones, se utiliza un enfoque de optimización de flujo en redes (*network flow optimization*), lo que permite formular las restricciones de evolución temporal de las unidades de forma más eficiente que las formulaciones tradicionales.

La motivación es entonces proponer un modelo de centrales de ciclo combinado más cercano a la realidad, que represente de la forma más certera posible las características de operación de estas unidades y que sea adecuado para resolver el predespacho de unidades.

1.2. Alcance

El presente trabajo de tesis se centra en la modelación de centrales térmicas de ciclo combinado, en particular en la implementación de un modelo por componentes de tipo lineal entero mixto (MILP), con restricciones temporales basadas en optimización de flujo en redes, estudiándose también la relevancia de incorporar los efectos de condiciones ambientales en la modelación.

Se estudia el impacto de esta modelación de centrales de ciclo combinado en el predespacho de sistemas eléctricos de carácter térmico. No se considera incluir otro tipo de unidades, tales como hidroeléctricas, eólicas, solares, etc.

Los modelos serán aplicados a un predespacho uninodal, por lo que no se considera la topología del sistema de transmisión, las congestiones y las pérdidas óhmicas del sistema eléctrico.

El modelo de ciclo combinado se enfoca en configuraciones de n turbinas a gas, n calderas y una turbina a vapor, considerándose que cada turbina está acoplada a su respectivo generador. Esto se debe a que estas configuraciones son las más ampliamente utilizadas en los sistemas eléctricos. El modelo no será extensible a configuraciones tales como aquellas en las que se encuentra la turbina a gas y turbina a vapor compartiendo un mismo eje, o aquellas en que dos turbinas a gas comparten una única caldera.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es modelar, implementar y analizar modelos de centrales generadoras térmicas de ciclo combinado que sean aplicables a una herramienta computacional capaz de resolver el predespacho de unidades.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo son:

- Reconocer y entender características de operación y de funcionamiento de centrales térmicas de ciclo combinado que sean relevantes al predespacho de unidades.
- Proponer un modelo matemático lineal entero mixto que permita representar fielmente las restricciones de operación de las unidades térmicas de ciclo combinado.
- Incorporar a dicho modelo una formulación de restricciones temporales basadas en una red de flujo y determinar empíricamente las ventajas de ésta por sobre una formulación tradicional.
- Cuantificar el impacto de condiciones ambientales en la operación de centrales térmicas de ciclo combinado.
- Programar una herramienta computacional que integre el modelo de unidades térmicas de ciclo combinado y que sea capaz de resolver el predespacho de unidades.

- Validar el modelo y la herramienta computacional mediante estudios de casos basados en datos reales del SING.
- Comparar modelos tipo MILP de unidades térmicas de ciclo combinado utilizados en el problema del predespacho de unidades.

1.4. Estructura del trabajo

Se expone a continuación la estructura del trabajo, explicando brevemente el contenido de cada capítulo.

En el capítulo 2 se presenta el problema del predespacho de unidades, detallándose la revisión del estado del arte de los métodos de resolución utilizados en éste. Se explican los antecedentes termodinámicos y las componentes que conforman una central térmica de ciclo combinado. Se describe el funcionamiento y características relevantes de la operación de estas unidades. Se presenta la revisión bibliográfica realizada sobre la modelación de centrales de ciclo combinado.

En el capítulo 3 se detallan los requerimientos a la modelación de las centrales de ciclo combinado, explicándose las características que serán incluidas. Se presenta la formulación del modelo de predespacho con centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado, explicando cada restricción en detalle. Se explica también la implementación del efecto de temperatura ambiente en la operación de las unidades de ciclo combinado.

En el capítulo 4 se realiza la validación del modelo propuesto de predespacho con centrales de ciclo combinado. Primero se presentan los resultados de diversos casos de prueba simples que permiten ejemplificar las restricciones de mayor relevancia del modelo. Posteriormente se analiza la conveniencia de considerar las condiciones ambientales, específicamente la temperatura ambiente, en la modelación y su impacto en el predespacho de unidades, para lo cual se implementa un caso de estudio basado en el SING completo. Finalmente, se analiza el desempeño del modelo propuesto, comparándolo con otros dos modelos de predespacho, identificándose con esto las ventajas de la formulación utilizada. Se presentan también extensiones al modelo implementado, con el fin de proponer un modelo de unidades de ciclo combinado con una formulación completamente basada en optimización de flujo en redes, el cual pueda ser resuelto por un algoritmo de resolución de flujo.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y el trabajo futuro.

El capítulo 6 corresponde a los anexos del trabajo, en donde se presentan las diversas metodologías de cálculo utilizadas y la formulación detallada de los modelos de comparación implementados.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. El problema del predespacho de unidades

2.1.1. Predespacho de unidades

El problema del predespacho de unidades corresponde a un problema de optimización en el cual se determina si unidad generadora debe operar o no en el sistema. Este es comúnmente resuelto para un horizonte de corto plazo [3], desde un día a una o dos semanas, con etapas que van desde los 15 minutos a una hora. En sistemas eléctricos de operación centralizada son los operadores de sistemas, Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) o bien *Independent System Operator* (ISO), los que determinan el predespacho óptimo, resolviendo el problema de optimización minimizando los costos operativos del sistema con el objetivo de satisfacer la demanda al mínimo costo. En cambio, en sistemas descentralizados son las propias compañías generadoras eléctricas las que resuelvan el problema optimizando para maximizar sus ingresos y mejorar así sus estrategias de ofertas [4], [5], [6].

Dado que la asignación de unidades involucra decidir el estado operativo de una central (habitualmente decisiones del tipo on/off), se debe resolver un problema de optimización que considera variables tanto binarias como continuas, siendo además un problema no-lineal, no-convexo que crece rápidamente en magnitud a medida que aumenta el número de unidades generadoras presentes en el sistema. El número de variables binarias involucradas son a lo menos una por unidad generadora por periodo, de esta forma si se considera un sistema de 100 unidades y una evaluación de una semana con etapas de una hora, equivalente a 168 periodos, el número de variables a determinar por la optimización sería del orden de las 16800. A esto hay que agregar que en algoritmos más complejos se utilizan variables binarias extras asociadas por ejemplo a arranques, paradas, transiciones factibles entre configuraciones, incluso existen modelos que integran un mayor número de

estados: estado off, estado a plena carga, estado de mínimo técnico, etc [7], lo cual hace crecer el número de decisiones comprometidas en la optimización del problema.

El problema del predespacho está sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad, tales como: balance de generación y demanda, límites de potencia máxima y mínima, reserva en giro, tiempos mínimos de operación, tiempos mínimos fuera de servicio, gradientes de toma y desprendimiento de carga, costos de partida, etc. Además se agregan al problema: funciones de costos convexas o no-convexas, rampas de arranque y parada, consumos propios, indisponibilidades y generaciones forzadas de las unidades que correspondan [8], [6]. Además se debe contar con estimaciones de demanda y de precios de combustible para el horizonte de evaluación.

De acuerdo a la literatura especializada el predespacho se aborda desde dos perspectivas [9]: según los operadores centralizados, y según las compañías generadoras. Los operadores del sistema resuelven un problema de asignación de unidades buscando abastecer la demanda en cada periodo del horizonte de evaluación a mínimo costo operativo, para esto se consideran las restricciones operativas comentadas anteriormente y se agregan restricciones de seguridad tales como niveles de tensión y transmisión, problema conocido como Predespacho con Restricciones de Seguridad, en inglés *Security-Constrained Unit Commitment (SCUC)*, [10], [11]. Por otro lado, las compañías generadoras resuelven el problema maximizando sus ingresos, por lo cual el satisfacer la demanda horaria deja de ser una restricción y la seguridad del sistema pasa a ser un pago por servicio complementario, en este caso se habla de Predespacho Basado en Precios o en inglés *Price-Based Unit Commitment (PBUC)* [10].

Las técnicas de resolución del predespacho más ampliamente utilizados son la *Relajación Lagrangeana (Lagrangian Relaxation, LR)* y la *Programación Entera Mixta (Mixed-Integer Programming, MIP)*. La ventaja de utilizar el método de LR radica en su mejor eficiencia computacional y en que el tiempo utilizado en resolver el problema crece linealmente con el tamaño de este. Sin embargo, para obtener soluciones cercanas a la solución óptima se requiere de un hábil manejo de los multiplicadores presentes que crecen en número al aumentar las restricciones del sistema, lo que lleva a que se deban incluir heurísticas capaces de resolver el problema, haciendo más compleja la resolución de problemas de mediana a gran escala [11].

Por otro lado, la programación entera mixta se caracteriza por la coexistencia en un mismo problema de variables enteras y continuas, un caso particular es cuando las variables enteras sólo pueden tomar valores 0 ó 1 (variables binarias). El algoritmo de resolución tradicional de este tipo de problemas es el *Branch & Bound*, el cual presenta la desventaja de transformarse en una carga importante computacionalmente hablando en problemas de mediana y gran escala, ya que el tiempo de resolución crece exponencialmente con la cantidad de variables involucradas en el modelo. A pesar de esto, la programación entera mixta tiene importantes ventajas con respecto a la relajación lagrangeana [11]:

- i. Teóricamente esta técnica asegura la obtención o convergencia a una solución óptima global o al menos cercana a ella.
- ii. Es posible medir la optimalidad de la solución, lo que se logra midiendo la distancia entre la mejor solución entera y la mejor solución obtenida mediante relajación lineal, i.e, las variables binarias se definen como continuas en el intervalo $[0,1]$. Esta medida es conocida como *gap relativo*.
- iii. Permite incluir restricciones de forma más sencilla que la relajación lagrangeana, dado que no introduce multiplicadores al problema.
- iv. Actualmente existen metodologías de resolución y heurísticas que mejoran el *Branch & Bound*, los que permiten llegar a una solución óptima en menores tiempos.

Diversos son los trabajos que han abordado el problema del predespacho, en la sección siguiente se presentan las principales publicaciones que tratan este problema mediante distintas técnicas y desde distintos enfoques.

2.1.2. Estado del arte

En [10], [12] se compara el predespacho basado en una formulación tipo programación entera-mixta (MIP) y otra basada en relajación lagrangeana (LR). En [10] se resuelve un problema PBU (*Price-based Unit Commitment*) que incluye unidades hidroeléctricas de bombeo y de pasada, además de centrales térmicas, y considerando que los precios estimados de energía y de servicios complementarios son determinísticos. La metodología para resolver el problema basado en MIP consiste en resolver una primera etapa utilizando programación lineal (problema relajado), para luego aplicar el método de *Branch & Bound* agregando planos cortantes definidos por las restricciones del problema (*Branch & Cut*). Se presenta también un modelo MIP de ciclos combinados, basado en modos de operación y transiciones factibles. Se aplican ambas formulaciones a un caso IEEE de 118 barras para un horizonte de 24 horas. Los resultados muestran que, sólo considerando centrales hidroeléctricas, la metodología basada en MIP otorga los mejores resultados en el valor de la función objetivo y en los tiempos de resolución. Sin embargo, al incluir las centrales térmicas los tiempos de la formulación MIP son mayores pero el valor de la función objetivo es más cercano al óptimo. Se verifica que en un sistema de gran escala (169 generadores) los tiempos con MIP crecen exponencialmente y con LR linealmente.

En [5] se utiliza la relajación lagrangeana con programación dinámica para resolver el problema de SCUC (*Security Constrained Unit Commitment*) considerando unidades generadoras de múltiples modos de operación: ciclos combinados y unidades que operan con mezclas de combustible. Se presenta también un método para establecer el diagrama de espacio de estados de este tipo de

unidades, esencial para implementar la modelación por modos. Las restricciones de seguridad de la red, límites de capacidad y consignas de tensión, son resueltas mediante el algoritmo de descomposición de Benders. Se estudian los efectos del rendimiento, respuesta rápida y emisiones de los ciclos combinados y el efecto en el costo marginal puntual (*locational marginal price LMP*) mediante un caso de estudio de 8 barras y 6 generadores para un horizonte de 24 horas. Como resultado se obtiene que en los tres primeros casos el valor de la función de objetivo se reduce al incorporar centrales de ciclo combinado, y en el cuarto caso se obtiene una disminución del costo marginal en la barra de estudio.

En [11] se utiliza el método MIP para resolver el SCUC, proponiendo una metodología de resolución rápida al problema aplicado a sistemas de gran escala. Se utiliza la descomposición de Benders para dividir el predespacho en un problema maestro que resuelve el predespacho horario basado en MIP y en un subproblema que verifica las posibles violaciones de seguridad en la red de transmisión, basada en flujo DC. Además, se presenta un modelo MIP de ciclos combinados basado en modos y transiciones factibles entre ellos. La metodología se prueba en casos de estudio de 1168 barras y 169 generadores, 4672 barras y 676 generadores, y dos sistemas eléctricos uninodales de 1352 y 2704 unidades térmicas cada uno, comparando entre la metodología rápida y la tradicional, obteniéndose tiempos menores, pero gap y valores de la función objetivo mayores.

En [6] se aborda el predespacho de unidades térmicas mediante un modelo entero mixto lineal por tramos y resolviéndolo mediante el algoritmo *Branch & Bound*, incluyendo consumos propios, indisponibilidades y generaciones forzadas. Se modelan también los aportes de energía en las partidas y paradas de las centrales. Se estudia el algoritmo y modelo implementado con casos de estudios basados en información de unidades generadoras del SING.

En [13] se resuelve el SCUC considerando centrales de ciclos combinados, de intercambio de combustible (*fuel-switching*) y de mezcla de combustible (*fuel-bending*). La resolución del predespacho se basa en el algoritmo de descomposición de Benders: un problema maestro que optimiza el UC y un subproblema que chequea las violaciones de seguridad en la red de transmisión. Se incluyen restricciones de emisiones y modelos por modos en las unidades mencionadas anteriormente. Se estudia un caso IEEE de 118 barras los efectos del intercambio de combustible en las emisiones y la programación horaria, y el impacto del precio del gas en el consumo de combustible del sistema.

En [14] se presenta un modelo de ciclos combinados basado en componentes y se contrasta con un modelo por modos, ambos basados en formulación MIP. Se incorporan al modelo presentado fuegos adicionales, restricciones de acople entre turbinas y curvas no-convexas de entrada y salida para cada componente. Ambos modelos se aplican a plantas de cogeneración en el marco del SCUC con descomposición de Benders. Se compara el predespacho para cada modelo a partir de un caso de estudio de 8 barras y 6 generadores y se estudia el impacto del modelo por componentes en un sistema de gran escala a partir de un caso IEEE de 118 barras con 12 ciclos combinados y 53 unidades térmicas convencionales.

2.2. Plantas termoeléctricas de ciclo combinado

Las plantas termoeléctricas de ciclo combinado son centrales que operan con turbinas a gas (TG) y a vapor (TV) acopladas en un ciclo termodinámico, en el cual se reutilizan los gases de escape producidos en el proceso de combustión de la turbina a gas. Esta recuperación de calor implica que este tipo de centrales posean una alta eficiencia del orden de un 60 %, lo que constituye la principal ventaja por sobre las plantas térmicas convencionales, de eficiencias del orden de 30 % a 40 % [5]. Las centrales convencionales desechan los gases residuales producidos por la turbina a gas al ambiente, estando estos a elevadas temperaturas. La idea de un ciclo combinado es precisamente utilizar la temperatura de estos gases, para lo cual se utiliza un intercambiador de calor, capaz de calentar agua y producir vapor utilizable por una turbina a vapor. De esta forma se genera energía eléctrica por la(s) turbina(s) a gas y una cantidad extra por la(s) turbina(s) a vapor, estando comúnmente cada turbina acoplada en un eje con su respectivo generador, aunque existen centrales en la cuales se encuentran ambas componentes acopladas al mismo eje de un generador común.

En la figura 2.1 se detalla un diagrama del funcionamiento de un ciclo combinado, indicándose cada elemento que compone la planta. El combustible es ingresado en la cámara de combustión (1) en donde se mezcla con aire a alta presión proveniente desde el compresor (2). Desde (1) salen los gases que se expanden en la turbina a gas (3) produciéndose así el giro del eje del generador (4) y consecuentemente generación eléctrica gracias a este primer ciclo termodinámico tipo Brayton. A continuación los gases de escape de la turbina a gas son llevados al intercambiador de calor o caldera recuperadora de calor (6)(en inglés: *Waste Heat Recovery Boiler WHRB* o *Heat Recovery Steam Generator HRSG*), por donde se hace circular agua a baja temperatura que al ser calentada por los gases de escape genera vapor de agua capaz de mover una turbina a vapor (7) acoplada a un segundo generador (8), produciéndose de esta forma una generación eléctrica extra, y mejorando la eficiencia global del ciclo. Posteriormente, el vapor de salida de la turbina a vapor es conducido hacia un condensador (9) que opera en vacío, el cual se encarga de disminuir la temperatura del agua realizando la condensación del vapor saturado a líquido saturado gracias la condición de vacío y al agua de refrigeración [15] que circula por las torres de enfriamiento (10), cerrándose de esta forma el ciclo termodinámico del tipo Rankine.

Una central de este tipo también puede funcionar sólo con las turbinas a gas, sin operar la turbina a vapor, en cuyo caso se habla de *operación en ciclo abierto*. Esto se logra mediante un *bypass* de gases (5) capaz de desviar los gases de escape antes de que lleguen a la caldera recuperadora de calor, siendo estos expulsados a la atmósfera a través de un *stack* de gases sin ser reutilizados.

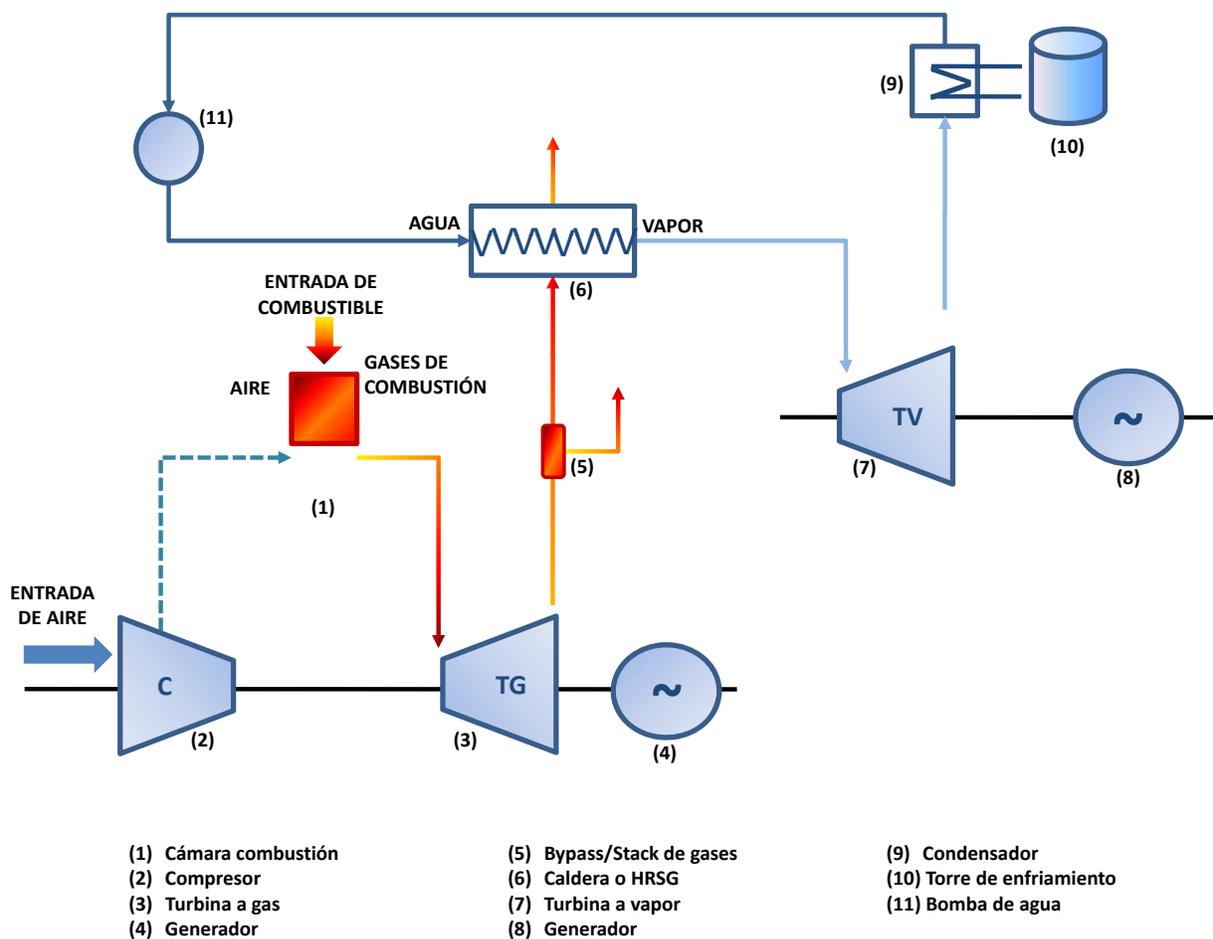
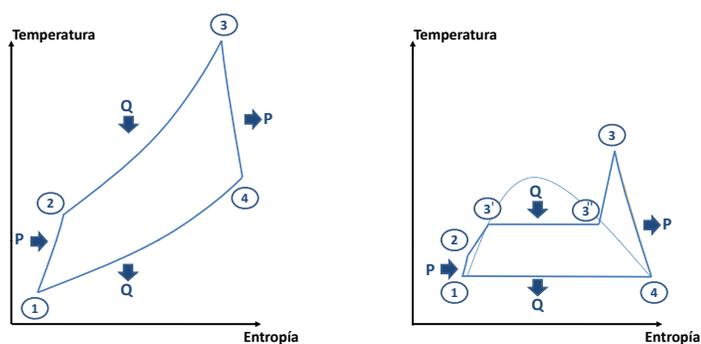


Figura 2.1: Diagrama de funcionamiento de un ciclo combinado.

En la figura 2.2 se ilustran los ciclos termodinámicos Brayton y Rankine. Los ciclos termodinámicos operan con un fluido de trabajo, en el caso del ciclo Brayton de la figura 2.2(a) este corresponde a aire-gas. Las etapas que conforman el ciclo se explican en tabla 2.1. Por otro lado, el fluido de trabajo del ciclo Rankine de la figura 2.2(b) corresponde a agua-vapor, el cual transita por las etapas que se especifican en la tabla 2.2 [16].



(a) Ciclo Brayton.

(b) Ciclo Rankine.

Figura 2.2: Ciclos termodinámicos que conforman una planta termoeléctrica de ciclo combinado.

Tabla 2.1: Etapas del ciclo Brayton.

Etapa	Desde → Hasta	Características
Compresión	(1) → (2)	Evolución isentrópica del fluido en el compresor. Etapa requiere de potencia.
Aporte de calor	(2) → (3)	Evolución a presión constante del fluido en caldera. Elevación de temperatura del fluido.
Expansión	(3) → (4)	Evolución isentrópica del fluido en turbina a gas Etapa entrega potencia.
Cesión de calor	(4) → (1)	Etapa a presión constante. Disminución de temperatura hasta temperatura ambiente.

Tabla 2.2: Etapas del ciclo Rankine.

Etapa	Desde → Hasta	Características
Elevación de presión	(1) → (2)	Agua en estado líquido eleva presión mediante bombas. Etapa requiere de potencia.
Aporte de calor	(2) → (3)	Se realiza en sucesivas etapas en la caldera. Elevación de temperatura del fluido en tres etapas.
	(2) → (3')	A presión constante. Agua en estado líquido recibe calor del economizador.
	(3') → (3'')	A temperatura de cambio de fase. Fluido recibe calor del evaporador.
	(3'') → (3)	Vapor sobrecalentado recibe calor del recalentador.
Expansión	(3) → (4)	Evolución isentrópica del fluido en turbina a vapor. Etapa entrega potencia.
Cesión de calor	(4) → (1)	Etapa a presión constante en el condensador. Vapor vuelve a estado líquido.

2.2.1. Funcionamiento en operación normal

Se considera operación normal cuando la central opera con sus turbinas a gas con los *bypass* de gases cerrados y con las turbinas a vapor, estando todas las turbinas por sobre su mínimo técnico. En la figura 2.3 se ilustra una curva de arranque genérica de un ciclo combinado que posee una turbina a gas y una turbina a vapor. En esta se logra apreciar la curva que describe el funcionamiento en operación normal, correspondiente a la curva $TG + TV$ a partir del tiempo T_{sincTV} .

2.2.2. Funcionamiento en ciclo abierto

Se dice que la central opera en ciclo abierto cuando los *bypass* de gases se encuentran abiertos, y opera únicamente la(s) turbina(s) a gas por sobre su mínimo técnico. En la figura 2.3 se aprecia la curva de funcionamiento de la turbina a gas, correspondiente a la curva TG , la cual describe el funcionamiento de la central en ciclo abierto. Cabe mencionar que esta operación provoca que la eficiencia de la central disminuya, por lo que se opera de esta forma principalmente por razones de mantenimiento o restricciones operativas. Sin embargo, un ciclo combinado no puede funcionar en ciclo abierto con la turbina a vapor, ésta necesita del calor producido por los gases de escape de la turbina a gas, esto implica que el funcionamiento de la TV está restringido a la operación de la TG.

En la figura 2.3 se ilustra una curva aproximada del proceso de arranque de un ciclo combinado con una turbina a gas y una turbina a vapor, cuyas etapas se detallan a continuación.

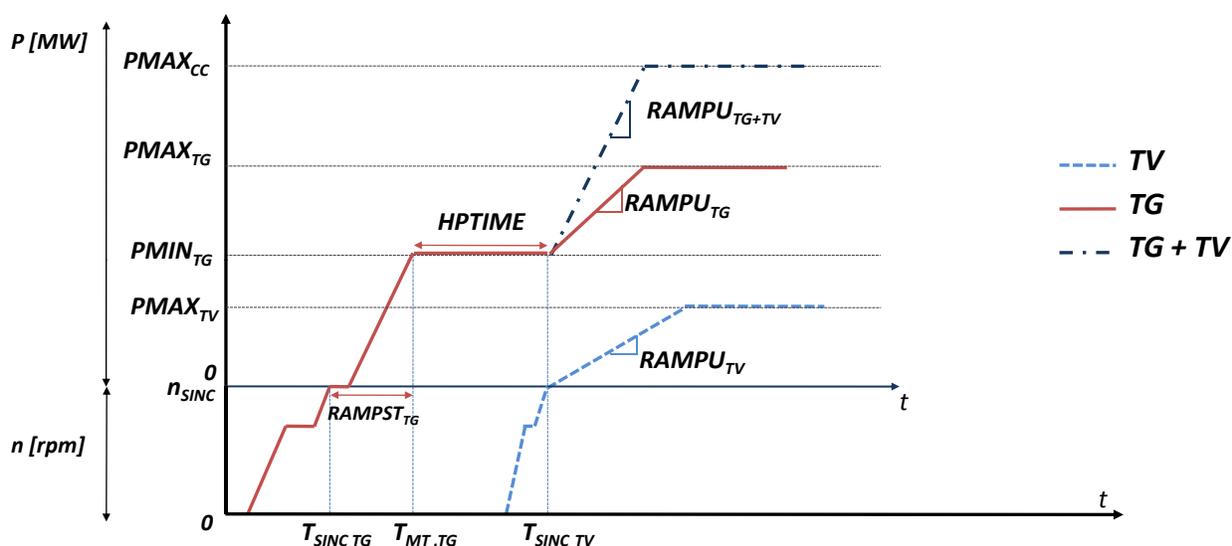


Figura 2.3: Curva de arranque aproximada de un ciclo combinado con una turbina a gas y una a vapor.

2.2.3. Partida de un ciclo combinado

Un ciclo combinado debe pasar por una sucesión de etapas antes de llegar a operación normal [17]. Cada unidad describe una curva de arranque que representa su comportamiento al partir. Un ejemplo de esta curva se ilustra en la figura 2.3, en donde se aprecia una curva idealizada en la que no se detallan los fenómenos no lineales referentes a la estabilización de parámetros térmicos que ocurren en la central.

- Operativos previos: Los servicios auxiliares y los componentes secundarios de la central, tales como compresores, condensadores, bombas, válvulas, etc. deben estar operativos al momento de comenzar la inyección de combustible.
- Partida turbina a gas: El aire a alta presión del compresor se mezcla con el combustible y se inicia la ignición en la cámara de combustión. Se controla la temperatura y la presión de los gases del proceso, llevando la turbina a gas desde velocidad $n = 0$ hasta la velocidad de sincronización del generador acoplado a su eje, $n = n_{SINC}$. Este proceso está caracterizado por el tiempo de sincronización $T_{SINC,TG}$.
- Sincronización: Una vez que se llega a velocidad nominal se inicia el proceso de sincronización a la red de la máquina generadora, realizado de forma automática por los controladores de la central.
- Rampa de arranque: Una vez se ha sincronizado el generador a la red, se comienza el proceso de arranque que lleva a la unidad desde la potencia nula a la potencia de mínimo técnico. Esta rampa, indicada como $RAMPST_{TG}$, se mide en unidades de tiempo, definiéndose entre el tiempo de sincronización $T_{SINC,TG}$ y el tiempo que demora llegar a mínimo técnico $T_{MT,TG}$, siendo del orden de minutos en las turbinas a gas de una planta de ciclo combinado. Si bien la unidad ya está sincronizada y aportando energía a la red, esta no suele ser considerada en la optimización y simulación de la operación por los operadores del sistema.
- Mínimo técnico: Una vez que la unidad ha llegado al mínimo técnico se está en condiciones de funcionar en ciclo abierto o de prepararse para el funcionamiento en operación normal del ciclo combinado. En el primer caso, que corresponde a la curva TG de la figura 2.3, se comienza con el proceso de toma de carga de acuerdo con el valor del gradiente de subida $RAMP_{UTG}$ (en unidades de MW/min) dado por el fabricante. En el segundo caso, antes de entrar en funcionamiento en operación normal, se debe arrancar la turbina a vapor, proceso que se describe en el siguiente punto.
- Partida turbina a vapor: La turbina a vapor requiere un cierto tiempo previo a su arranque debido a que se requiere una estabilización de las variables termodinámicas que influyen en el ciclo de vapor: temperatura, presión y título del vapor (nivel de saturación del vapor). La secuencia necesaria para partir esta turbina se detalla a continuación.

- Cerrar el *bypass* de gases de una turbina a gas, de modo que los gases de combustión de esta turbina lleguen al intercambiador de calor, generándose de esta forma vapor útil.
- Mantener esta turbina a gas en mínimo técnico por un tiempo determinado durante el cual las variables termodinámicas del ciclo de vapor se estabilizan evitando el stress térmico en la caldera. Este tiempo se denominará *tiempo de hold-point* [18],[19],[20]. Se representa en la figura 2.3 por el parámetro *HPTIME*.
- Durante el tiempo de *hold-point* se comienza el proceso de arranque de la turbina a vapor, llevándola desde el reposo a velocidad de sincronización.
- Una vez sincronizada a la red, la turbina a vapor está en condiciones de tomar carga según su gradiente de subida $RAMP_{UTV}$.
- De existir más turbinas a gas en la planta, cerrar sus *bypass* de gases si se desea aumentar la potencia de salida de la turbina a vapor.

Como se mencionó anteriormente, el tiempo de *hold-point* se requiere para evitar el stress térmico al que se someten los materiales de la caldera al cerrar los *bypass* de gas y para lograr las temperaturas y presiones adecuadas del vapor. Este tiempo depende de cuán fría está la caldera al momento de arrancar la turbina a vapor, lo que implica que el tiempo de *hold-point* es función del tipo de partida de la central, la que puede ser en caliente, en tibio o en frío de acuerdo al tiempo que lleve fuera de servicio. En la tabla 2.3 se presentan tiempos típicos para el tipo de partida y el tiempo de *hold-point* [20].

- Operación normal: Una vez sincronizada la turbina a vapor a la red, se está en condiciones de operar normalmente, entre el mínimo técnico y la potencia máxima instalada, tomando carga según $RAMP_{TG+TV}$, el cual no es necesariamente igual a la tasa de toma de carga en ciclo abierto.

Tabla 2.3: Tiempo de *hold-point* según tipo de partida.

Tipo Partida	Tiempo OFF (hrs)	Tiempo <i>Hold-Point</i> (hrs)
Caliente]8,60]	2
Tibio]60,120]	3
Frío]120,∞]	4

2.2.4. Funcionamiento con fuegos adicionales

A modo de obtener una mayor potencia de salida del ciclo combinado, ciertas plantas han implementado fuegos adicionales o ductos quemadores (*duct burner o supplementary firing* en inglés), los cuales permiten generar más calor en la caldera mediante la combustión de combustible extra, aumentando la producción de vapor y por ende incrementando la potencia de salida de la turbina

a vapor [21]. La operación de los fuegos adicionales provoca que el *heat-rate* de la planta aumente entre un 5 % a un 20 %, disminuyendo su eficiencia [22], por lo que esta operación sólo tiene sentido económico una vez que la central opera con todas sus turbinas encendidas y a plena carga.

2.2.5. Combustible alternativo

En Chile se ha ido implementando en los últimos años la operación con combustible alternativo en las centrales de ciclo combinado, adaptándose para esto las cámaras de ignición para funcionar tanto con gas natural como con diesel, esto con el fin de proveer una segunda opción en caso de desabastecimiento del combustible primario. La operación con el combustible alternativo implica que no sólo los costos del ciclo combinado varíen al cambiar de combustible, sino que también algunos de sus parámetros lo hagan, tales como límites de potencia, rampas de toma/baja de carga, tiempos mínimos de operación, etc. En la tabla 2.4 se presentan parámetros técnicos de la turbina TG2, perteneciente a la unidad CC2 de la central Gas Atacama del SING, para el combustible primario y alternativo [23].

Tabla 2.4: Parámetros técnicos según combustible de la Central Gas Atacama, unidad CC2, turbina TG2.

Combustible	Pmax [MW]	Pmin [MW]	C.P [MW]	TminOff	TminOn	C.E [m3/kWh]
Gas Natural	123.71	95	0.95	00:20	01:00	0.315700
Diesel	129.5	95	0.96	00:20	30:00	0.000306

2.2.6. Rendimiento de un ciclo combinado

El rendimiento de un ciclo termodinámico ideal, o de Carnot, depende de la diferencia de temperatura entre un foco frío (T_{cold}) y un foco caliente (T_{hot}), según la expresión (2.1) [16], [20],[24].

$$\eta_{Carnot} = \frac{T_{hot} - T_{cold}}{T_{hot}} \quad (2.1)$$

Una turbina a gas posee una eficiencia de alrededor de un 40 %, en cambio un ciclo combinado tiene un rendimiento de alrededor de un 60 %, lo cual lo convierte en un proceso térmico de alta eficiencia. Esto se debe al aprovechamiento que se realiza de los gases de escape de la turbina a gas y al hecho que coexisten dos ciclos termodinámicos. Matemáticamente, la eficiencia de un ciclo combinado sin fuegos adicionales queda expresada por la expresión (2.2), y si se considera la existencia de estos, el rendimiento queda entonces expresado por la ecuación (2.3)

$$\eta = \frac{P_{TG} + P_{TV}}{\dot{Q}_{TG}} \quad (2.2)$$

$$\eta = \frac{P_{TG} + P_{TV}}{\dot{Q}_{TG} + \dot{Q}_{FA}} \quad (2.3)$$

En donde:

P_{TG}, P_{TV} :Potencia de salida de la turbina a gas y a vapor respectivamente.

\dot{Q}_{TG} :Calor de entrada a la turbina a gas.

\dot{Q}_{FA} :Calor de entrada a los fuegos adicionales.

En la figura 2.4 se aprecia el ciclo Brayton para una turbina a gas y el ciclo Rankine para una turbina a vapor junto a sus ciclos de Carnot correspondientes, los cuales se ilustran mediante la línea punteada. Se indican también las temperaturas de trabajo características de cada ciclo. En la figura 2.4(c) se aprecia la operación conjunta de ambos ciclos de la planta de ciclo combinado, notándose la mejora en eficiencia y acercándose al ciclo ideal de Carnot.

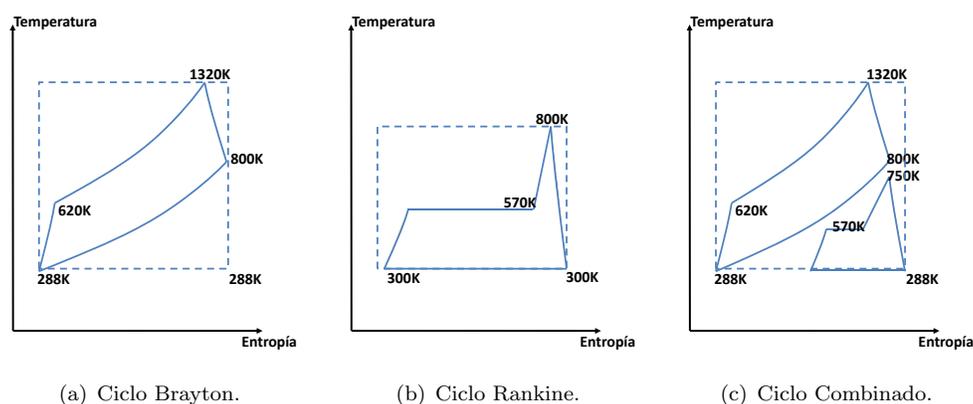


Figura 2.4: Ciclos termodinámicos en un ciclo combinado y ciclos de Carnot.

2.2.7. Condiciones ambientales

Los ciclos combinados son sensibles a los cambios en la densidad del aire, en la humedad y en la temperatura ambiente, afectando en distintas medidas a la potencia que es capaz de entregar la central [25]. Esto se debe a que estas condiciones cambian el punto de diseño de la central, el que es especificado para condiciones estándar de 15°C, 60 % humedad, 1.013bar de presión ambiente [26]. Los cambios ambientales afectan principalmente el rendimiento y/o la potencia de salida de la turbina a gas [24], lo que tendrá un efecto también en el ciclo de vapor.

- Presión(altura): Las turbinas a gas están diseñadas para una presión ambiente de 1.013bar, lo que es aproximadamente equivalente a la altura a nivel del mar. La presión ambiente no tiene efecto en la eficiencia, pero si afecta el flujo másico de aire, provocando que la potencia de salida del ciclo combinado varíe en proporción a la presión ambiental. El efecto se puede apreciar en la figura 2.5(a), y si bien es considerable, este efecto es corregido en la etapa de diseño de la central [20].
- Humedad: Tiene un efecto menor en el rendimiento del ciclo combinado, afectando al ciclo de vapor principalmente en plantas que poseen torres de enfriamiento. Esto es debido a que la humedad relativa está ligada al vacío del condensador, el cual afecta la temperatura de salida del vapor de la TV (foco frío del ciclo Rankine), cumpliéndose que a menor humedad aumenta el vacío del condensador. El rango de variación en eficiencia y potencia de salida del ciclo combinado es menor al $\pm 1\%$ (figura 2.5(b)) [20].

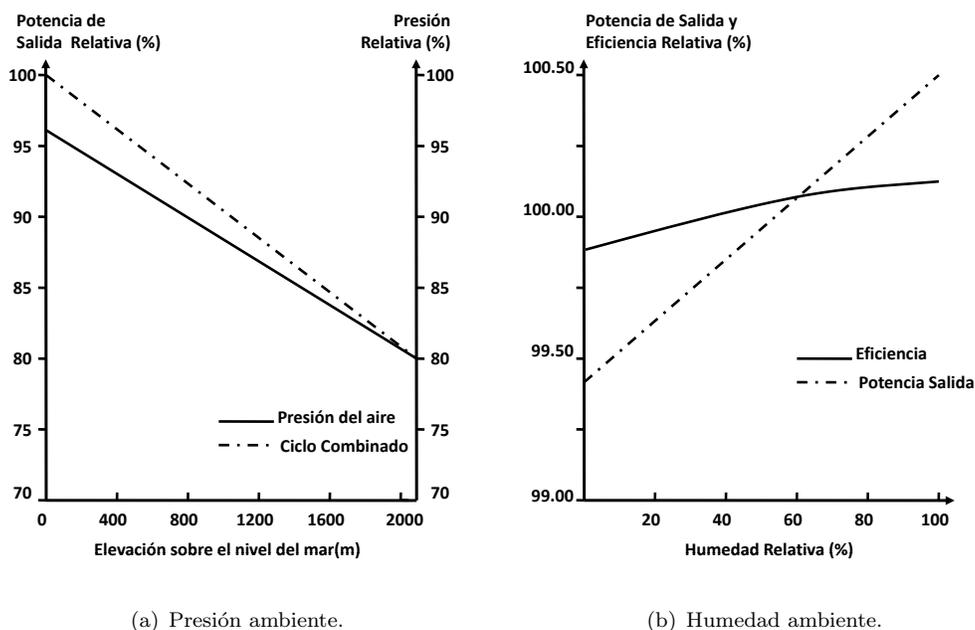


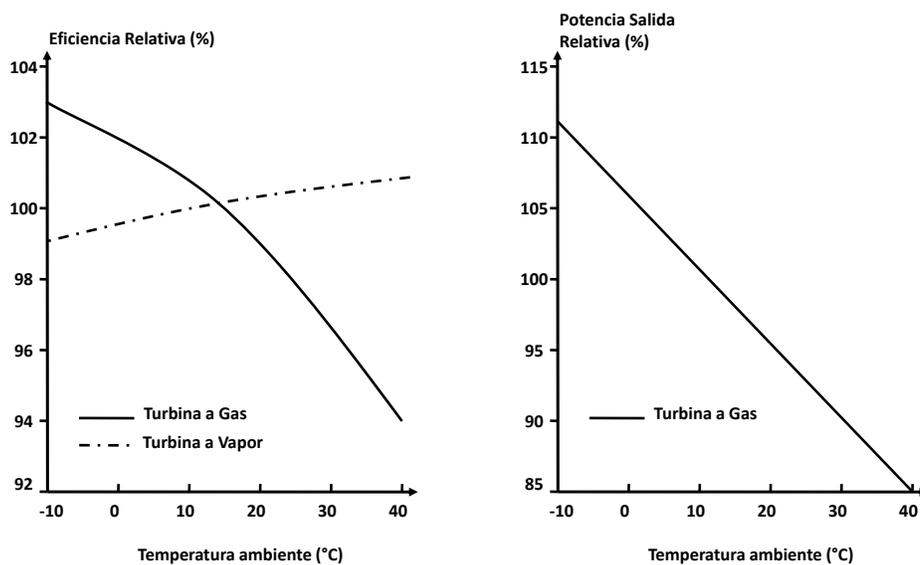
Figura 2.5: Efecto de condiciones ambientales de presión/altura y humedad.

- Temperatura: La temperatura ambiente afecta el rendimiento y potencia de salida del ciclo combinado, afectando en mayor medida a la turbina a gas y en menor forma a la turbina de vapor. Al aumentar la temperatura ambiente disminuye la densidad de aire, es decir hay menos oxígeno disponible por unidad de volumen de aire, afectando la combustión. Esto se resuelve aumentando el consumo de combustible y el flujo de aire para obtener un mismo nivel de potencia, incidiendo directamente al rendimiento de la turbina a gas: la eficiencia disminuye al aumentar la temperatura (o equivalentemente el heat-rate aumenta) [19], [27], [28]. Por otro lado, un aumento en la temperatura ambiente implica una disminución de la densidad de aire,

lo que se traduce en un aumento del volumen específico de aire. Esto impacta fuertemente en el compresor, el cual para mantener una cantidad de masa constante debe captar un mayor flujo de aire, consumiendo una mayor potencia mecánica. Dado que se tiene una menor potencia mecánica disponible en el eje compresor-turbina a gas, esta última disminuye su potencia de salida [20], [27], [28].

Otro efecto es sobre los gases de escape de la turbina a gas, los que suben su temperatura al aumentar la temperatura ambiente, mejorando la eficiencia de la turbina a vapor. Ahora bien, debido a que los gases de escape son una variable controlada que se busca mantener constante, este efecto es más bien leve [20], [19].

En la figura 2.6(a) se ilustra la variación de la eficiencia relativa (eficiencia con respecto al valor nominal) según la temperatura ambiente. Se aprecia que la turbina a gas tiene un rango de variación de la eficiencia relativa de $\pm 4\%$ y la turbina a vapor un rango de $\pm 1\%$, cuando la temperatura se encuentra entre -10°C y 30°C . En la figura 2.6(b) se muestra la variación de la potencia relativa (potencia con respecto a la potencia máxima nominal) según la temperatura ambiente. Se puede observar que ésta posee una rango de variación de $\pm 15\%$ cuando la temperatura fluctúa entre -10°C y 30°C .



(a) Eficiencia relativa.

(b) Potencia de salida relativa.

Figura 2.6: Efecto de temperatura ambiente.

En la figura 2.7 se presentan los diagramas causa-efecto que resumen el efecto de las condiciones ambientales en la disminución de la potencia de salida y del rendimiento en una planta de ciclo combinado.

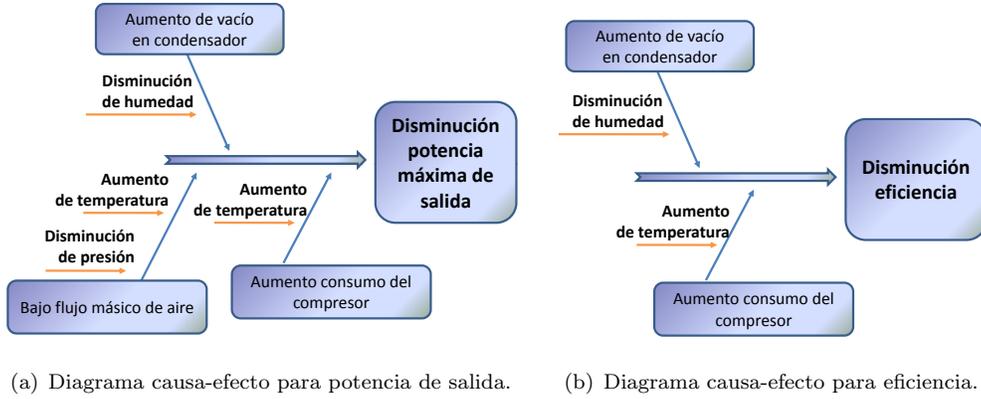


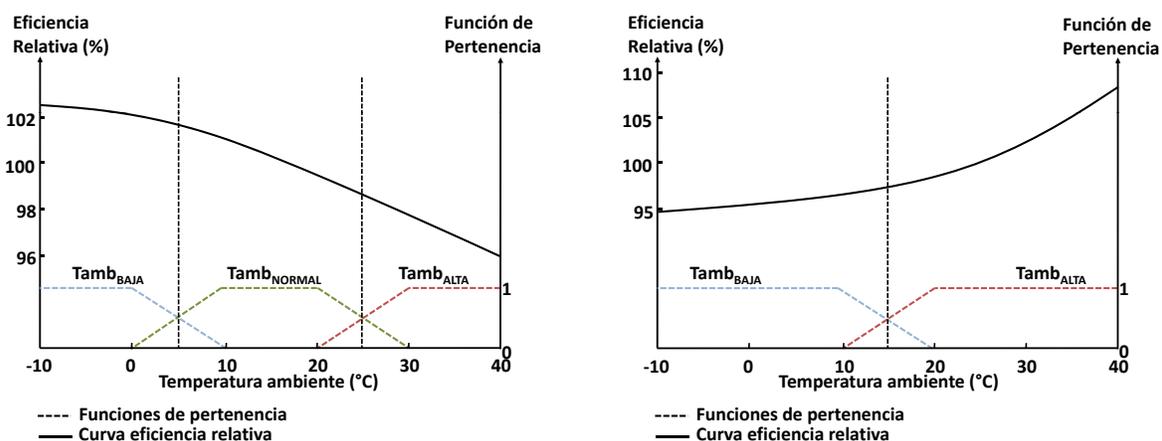
Figura 2.7: Diagramas causa-efecto para potencia de salida y eficiencia.

Un modelo que incorpora el efecto ambiental, en particular el de temperatura ambiente, es el presentado en [19], en donde se desarrolla un controlador predictivo híbrido (en el cual coexisten condiciones lógicas y características dinámicas) aplicado a un modelo de resolución entera mixta dinámica (MILD) de la operación de un ciclo combinado. El modelo presentado incluye partidas en frío, en tibio y en caliente, tiempo de *hold-point*, gradientes de toma y desprendimiento de carga y el efecto de la temperatura ambiente en el rendimiento de las turbinas a gas y a vapor.

En este trabajo se implementa un modelamiento difuso que permite representar el efecto no lineal de la temperatura ambiente en la eficiencia de la turbina a gas y de la turbina a vapor. Para el caso de la turbina a gas, esta metodología propone tres modelos que clasifican la temperatura ambiente y tres funciones de pertenencia de característica trapezoidal para temperaturas alta, media y baja, las cuales se ilustran en la figura 2.8(a). A partir de lo anterior se obtiene el factor de corrección α que se utiliza en el controlador predictivo, esto mediante el cálculo del promedio ponderado de los tres modelos según el valor que adquieren las funciones de pertenencia a la temperatura ambiente del periodo en evaluación, de acuerdo a lo expresado en la ecuación (2.4a). Para la turbina a vapor se implementan dos modelos y dos funciones de pertenencia que se presentan en la figura 2.8(b), aplicándose al controlador el factor de corrección γ de igual manera que la turbina a gas, según la expresión de la ecuación (2.4b).

$$\alpha = \frac{K_{baja}^{TG} \cdot MF_{baja}^{TG}(T_{amb}) + K_{media}^{TG} \cdot MF_{media}^{TG}(T_{amb}) + K_{alta}^{TG} \cdot MF_{alta}^{TG}(T_{amb})}{MF_{baja}^{TG}(T_{amb}) + MF_{media}^{TG}(T_{amb}) + MF_{alta}^{TG}(T_{amb})} \quad (2.4a)$$

$$\gamma = \frac{K_{baja}^{TV} \cdot MF_{baja}^{TV}(T_{amb}) + K_{alta}^{TV} \cdot MF_{alta}^{TV}(T_{amb})}{MF_{baja}^{TV}(T_{amb}) + MF_{alta}^{TV}(T_{amb})} \quad (2.4b)$$



(a) Modelación difusa del efecto de temperatura para una turbina a gas.

(b) Modelación difusa del efecto de temperatura para una turbina a vapor.

Figura 2.8: Modelación difusa del efecto de temperatura en una planta de ciclo combinado.

Los factores α y γ son utilizados en las ecuaciones que modelan la potencia de salida de la turbina a gas y a vapor como factores correctivos de la eficiencia nominal. Los valores $MF(T_{amb})$ corresponden al valor que toma la función de pertenencia a temperatura ambiente y los multiplicadores K_i que los acompañan corresponden a los indicados en la tabla 2.5, los cuales se obtienen desde las curvas de eficiencia relativa de la figura 2.8.

Tabla 2.5: Multiplicadores de curva eficiencia relativa según temperatura utilizados en [19].

Modelo temperatura	K^{TG}	K^{TV}
Alta	0.95	1.06
Media	0.99	-
Baja	1.02	0.97

Este enfoque permite representar de forma suave y graduada las transiciones entre los tres modelos propuestos, y obtuvo resultados satisfactorios en su aplicación en el controlador diseñado en [19], el cual fue validado con datos de la Central Nehuenco (SIC). Se implementará esta metodología para ajustar los parámetros de potencia máxima y curva de combustible-potencia de las unidades térmicas de ciclo combinado al estudiar el efecto de la temperatura ambiente en estas centrales.

2.3. Modelos de predespacho de unidades térmicas de ciclo combinado

Las unidades térmicas de ciclo combinado han sido integradas al problema del predespacho mediante dos modelos: el modelo por modos y el modelo por componentes. Estos han sido abordados en la literatura especializada con distinta profundidad y resueltos con distintas técnicas, tales como, programación dinámica, relajación lagrangeana y programación lineal. A continuación se detallan las principales características de los modelos mencionados y el estado del arte recopilado desde las referencias.

2.3.1. Modelo de ciclo combinado por modos

Un ciclo combinado corresponde a un ciclo termodinámico compuesto por un conjunto de turbinas a gas y turbinas a vapor, lo que sumado a la existencia de *bypass* de gases permite que existan múltiples configuraciones o *modos de operación* posibles. Se entenderá por modo de operación a una combinación factible de turbinas a gas (TG) y/o vapor (TV). A modo de ejemplo, si una central de ciclo combinado está compuesta por una turbina a gas y una turbina a vapor, los modos factibles podrían ser: el ciclo completo TG + TV, el ciclo abierto TG o ninguna turbina operativa, los cuales se ilustran en la figura 2.9. En cambio un modo infactible es un ciclo abierto de la turbina a vapor TV, ya que el funcionamiento de la turbina a vapor está restringida a la operación de la turbina a gas. Si en cambio la planta tuviera dos turbinas a gas y una a vapor sus modos serían los mismos anteriores, pero cada turbina, además del ciclo completo conformado por sus tres turbinas (modo TGA+TG+TV). En la figura 2.9 se indican las unidades de ciclo combinado más comunes en los sistemas eléctricos, que tienen por componentes una o dos turbinas a gas y una turbina a vapor. Estas unidades se representan según el modelo por modos con un conjunto de pseudo-unidades excluyentes entre sí conectadas a la misma barra de generación.

En [5], [13], [29],[30] se presenta un modelo por modos basado en múltiples estados, en donde se proponen métodos para determinar el diagrama de espacio de estados. Se tratan los ciclos combinados como subproblemas que se resuelven con programación dinámica.

En [11], [10], [14] se presenta un modelo por modos en formulación MIP. Los modelos presentados en [29], [13] podrían ser aplicable también a otras unidades de múltiples modos de operación, tales como las unidades que operan con mezclas o intercambio de combustibles.

En el modelo por modos cada configuración factible se trata como una pseudo unidad con sus respectivas funciones de costo o heat-rate, tiempos mínimos, rampas, costos de partida, etc, cuyos datos son obtenidos mediante pruebas empíricas realizadas por los operadores de las centrales.

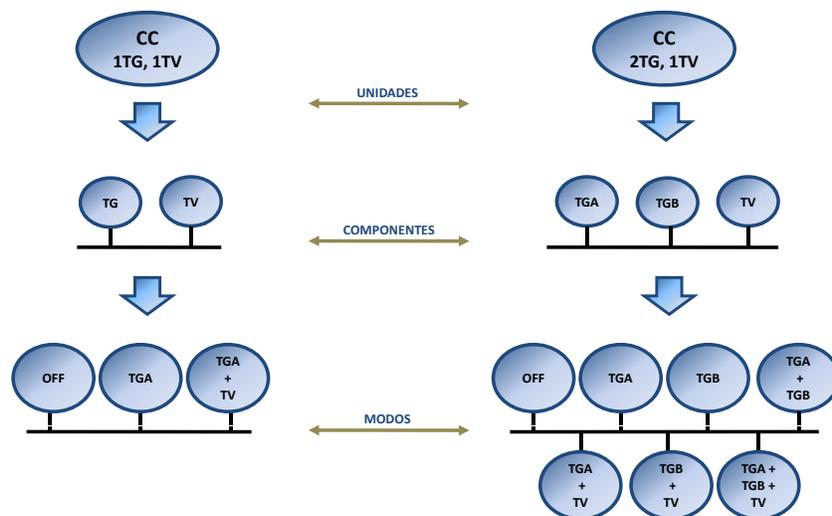


Figura 2.9: Modos o configuraciones factibles en un ciclo combinado.

Se definen también transiciones factibles entre los estados debido a la existencia de modos no posibles. En [11], [10] se considera un conjunto de transiciones factibles entre los estados, definiéndose restricciones de unicidad en las variables binarias que modelan las transiciones, estados y cambios en estos, i.e., sólo puede existir una transición y la central puede estar sólo en un estado para cada periodo en estudio. Dentro de las condiciones para establecer las transiciones entre estados que se mencionan en las referencias [5], [11], [10] se encuentran:

- No considerar la transición entre la misma configuración.
- Considerar que múltiples TG pueden ser encendidas simultáneamente, no así las TV.
- Se considera la regla: *enciende primero TG, después TV*.
- Considerar que el costo de una transición entre dos estados viene dado por el cambio en el número de turbinas a gas y a vapor que se encienden o apagan.

En la figura 2.10 se aprecia un esquema típico del modelo por modos para una central de ciclo combinado con dos turbinas a gas y una turbina a vapor. En este caso se considera que ambas turbinas a gas son idénticas, con lo cual se tienen cinco modos de operación factibles. En la figura 2.10(a) se representa la entrada de combustible, la salida de potencia y los modos excluyentes, que deben tener sus respectivas curvas de combustible-potencia (curvas I/O), y en la figura 2.10(b) se indica el diagrama de transiciones de estado, de donde se desprende que para encender una turbina a vapor, se debe primero operar en algún modo de ciclo abierto (1TG+0TV, 2TG+0TV).

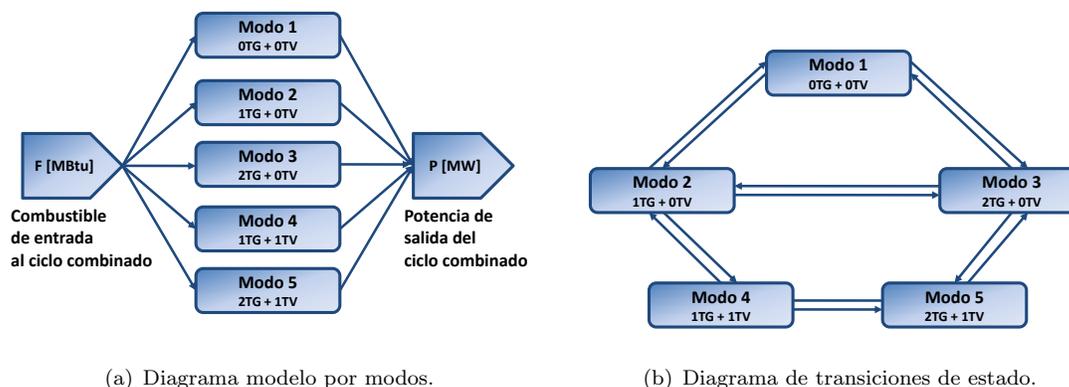


Figura 2.10: Modelo por modos para una planta de ciclo combinado de dos turbinas a gas y una turbina a vapor.

Este modelo es ampliamente utilizado por los operadores chilenos y en la literatura especializada debido a su facilidad de implementación. En el CDEC-SING los operadores de las centrales informan los parámetros de cada configuración: heat-rate, límites de potencia, tiempos mínimos, rampas, tiempos de partida; datos que se obtienen mediante pruebas empíricas[31]. Para resolver el predespacho con estas configuraciones se agregan *unidades ficticias* que permiten modelar los costos de transiciones entre modos de forma adecuada. Para esto se considera que los modos no poseen costos de partida (que son los costos asociados a transiciones) y la unidad ficticia posee: límites de potencia cero, i.e, no aporta potencia al balance de demanda; un costo variable igual cero; y un costo de partida mayor que cero. Lo anterior se ejemplifica en la figura 2.11, en donde se representa una planta de ciclo combinado de una turbina a gas y una turbina a vapor, cuyos modos son: TG, TG+TV y TGx representa la unidad ficticia que se agrega al modelo.

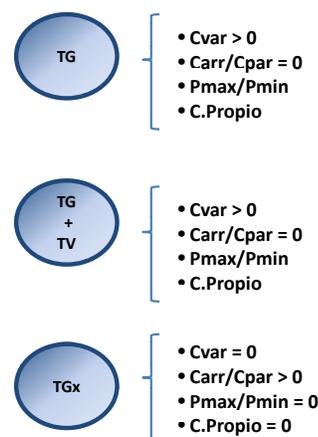


Figura 2.11: Modelo por modos utilizado por CDEC-SING.

La principal desventaja de este modelo es que al considerar en forma conjunta varias TG y TV se recurre a aproximaciones en las curvas de costos, rampas y tiempos mínimos que pueden llevar a soluciones no óptimas, además se requiere de un despacho en tiempo real para determinar la programación de cada turbina de forma individual [14]. Por otro lado, agregar otras características implica aumentar el diagrama de espacio estados y por ende aumentan considerablemente el número de variables binarias en el modelo. También el modelamiento de las transiciones requiere de un tratamiento especial, como en el caso del CDEC.

2.3.2. Modelo de ciclo combinado por componentes

El modelo por componentes considera a cada turbina de un ciclo combinado, ya sea a gas o a vapor, como una unidad individual, con sus respectivas curvas de costos o de combustible-potencia (curvas I/O), parámetros y restricciones. Para la correcta modelación se deben incluir restricciones de balance energético y/o de acople entre componentes, a fin de modelar los fenómenos termodinámicos que ligan la operación entre ellas [14], [21]. En [14] se presenta un modelo por componentes para centrales de ciclo combinado de cogeneración, en donde se utilizan tres curvas I/O para modelar las turbinas: las turbinas a gas poseen una curva *fuel-power* que relaciona el consumo de combustible con la potencia de salida y otra curva *power-steam* que relaciona la potencia producida por la TG y el vapor que se genera, esta curva se obtiene gracias a la razón combustible-vapor de las plantas de cogeneración. Por otro lado, las TV poseen una curva *steam-power* que relaciona el vapor consumido por la turbina y su potencia de salida. Se plantea también que bajo este enfoque es posible agregar otros elementos tales como fuegos adicionales. Este modelo se basa en una formulación MILP, en donde las curvas incluidas son linealizadas por tramos, lo que permite incorporar curvas tanto convexas como no-convexas.

En la figura 2.12 se aprecia un esquema del modelo por componentes y como se acopla cada elemento. En ella se representa una central de ciclo combinado compuesto por dos turbinas a gas (TG_1 y TG_2), una turbina a vapor (TV) y un fuego adicional (FA_1). Se indican los tres tipos de curvas utilizadas en la modelación. Este modelo es aplicado para centrales de cogeneración, las que aportan calor a un proceso industrial alternativo y el resto a generación eléctrica mediante una turbina a vapor

Es posible apreciar que este modelo permite una representación más cercana a la realidad que el modelo por modos y evita las aproximaciones que pueden aparecer al considerar la operación conjunta con más de una turbina. También permite agregar con mayor facilidad elementos como los fuegos adicionales. Una de las mayores complicaciones que se observa en este modelo es la restricción de balance que se debe cumplir. En la figura 2.12 el sumador representa el balance energético que se puede entender según lo expresado en la ecuación (2.5). Otra forma de escribir esto sería según la expresión (2.6), en donde se incluye el *stack* de gases de la figura 2.1.

$$\sum_n \text{Aporte energético n-ésima TG} \geq \text{Energía utilizada por TV} + \text{Carga calórica} \quad (2.5)$$

$$\sum_n \text{Aporte energético n-ésima TG} = \text{Energía utilizada por TV} + \text{Carga calórica} + \sum_n \text{Stack n-ésimo de gases} \quad (2.6)$$

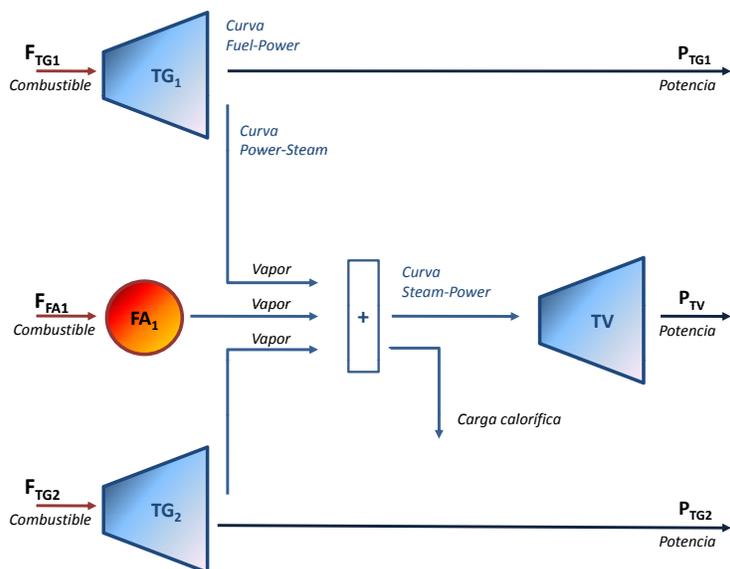


Figura 2.12: Modelo por componentes para una planta de ciclo combinado de cogeneración de dos turbinas a gas, una turbina a vapor y un fuego adicional.

2.4. Optimización de flujo en redes

La optimización de flujo en redes (*Network flow optimization* en inglés) consiste en resolver un problema de optimización sobre una red o grafo dirigido. Un grafo corresponde a un conjunto de nodos, \mathcal{V} , y de pares ordenados (i, j) llamados arcos, \mathcal{A} , los cuales unen los nodos $i, j \in \mathcal{V}$. Si los arcos poseen un sentido, entonces se habla de un grafo dirigido. En la figura 2.13 se presenta un grafo dirigido de $m = 6$ nodos y $n = 8$ arcos.

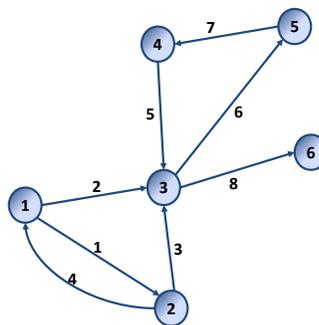


Figura 2.13: Ejemplo de grafo dirigido.

Se denomina flujo a cualquier bien (energía, tráfico, carga, etc.) que se transporte a través de los arcos de la red. Asociado a cada nodo $i \in \mathcal{V}$ existe un suministro o entrada b_i que representa el flujo que puede suministrar cada nodo y que determina qué tipo de nodo es: si r_i es positivo se denomina nodo origen, si es negativo nodo destino y si es cero nodo intermedio. Además se asocia a cada arco $(i, j) \in \mathcal{A}$ un costo de transporte del flujo por el arco, c_{ij} , y una capacidad máxima, l_{ij} . Luego, definiéndose una función objetivo se puede formular el problema de optimización del flujo en la red mediante programación lineal.

Un problema típico es el problema de flujo de costo mínimo, el que consta de un conjunto de n nodos y una variable de decisión x_{ij} que representa el valor del flujo por el arco (i, j) . Este problema se formula entonces como:

$$\min \sum_{(i,j) \in \mathcal{A}} c_{ij} \cdot x_{ij} \quad (2.7)$$

sujeto a:

$$\sum_{(i,j) \in \mathcal{A}} x_{ij} - \sum_{(j,i) \in \mathcal{A}} x_{ji} = r_i \quad \forall i \in \mathcal{V} \quad (2.8)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq l_{ij} \quad \forall (i, j) \in \mathcal{A} \quad (2.9)$$

La restricción (2.8) se denomina conservación de flujo o balance, esta representa que todo lo que entra a un nodo debe salir de él y es característica de los modelos de flujo en redes. La ecuación (2.9) corresponde a la restricción de capacidad máxima del arco.

El modelo anterior corresponde a un problema estático, en donde se considera que el tiempo de tránsito de un arco es cero y los parámetros, tales como la capacidad del arco, no dependen del tiempo. En modelos más reales se considera el efecto temporal del tránsito de un nodo a otro y de parámetros dependientes del tiempo, con lo cual el problema se denomina de *optimización de flujo no estático* [32].

Sea un grafo dirigido $\mathcal{G} = (\mathcal{V}, \mathcal{A})$, en donde \mathcal{V} es el conjunto de nodos y \mathcal{A} es el conjunto de arcos, considerando que $|\mathcal{V}| = m$ y $|\mathcal{A}| = n$. Se asocia a cada arco $(i, j) \in \mathcal{A}$ tres valores correspondientes al tiempo de tránsito b_{ijt} , costo c_{ijt} y capacidad l_{ijt} , siendo estos valores dependientes del tiempo t . Se puede permitir la espera en un nodo, siendo el tiempo de espera una variable de decisión, con lo cual se le asigna a cada nodo $i \in \mathcal{V}$ un suministro r_{it} , un costo de espera c_{it} y una capacidad máxima que se puede mantener en el nodo, l_{it} . El problema de optimización se puede plantear entonces especificando una función objetivo. Por ejemplo, el problema anterior de enviar a mínimo costo un flujo desde el nodo origen al nodo destino, se puede formular definiendo como variables de decisión: la cantidad de flujo que se envía a través del arco (i, j) en el periodo de tiempo $[t, t + b_{ijt}]$, llamada x_{ijt} , y el valor del flujo que esperará o se mantendrá en el nodo i en el periodo de tiempo $[t, t + 1]$, denominada y_{it} :

$$\min \sum_{(i,j) \in \mathcal{A}} \sum_t c_{ijt} \cdot x_{ijt} + \sum_{i \in \mathcal{V}} \sum_t c_{it} \cdot y_{it} \quad (2.10)$$

sujeto a:

$$\sum_{(i,j) \in \mathcal{A}} x_{ijt} - \sum_{(j,i) \in \mathcal{A}} \sum_{\{u|u+b_{jiu}=t\}} x_{jiu} + y_{it} = r_{it} \quad (2.11)$$

$$\forall i \in \mathcal{V}, t = 1, \dots, T$$

$$\begin{aligned} 0 \leq x_{ijt} \leq l_{ijt} & \quad \forall (i,j) \in \mathcal{A}, \quad t = 1, \dots, T \\ 0 \leq y_{it} \leq l_{it} & \quad \forall i \in \mathcal{V}, \quad t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (2.12)$$

Cabe mencionar que si en el modelo anterior el tiempo de tránsito b_{ijt} es igual a cero y el flujo se puede inicializar en el tiempo cero desde cualquier nodo, el modelo se reduce a una *red estática*. Por el contrario, si $b_{ijt} > 0$ y los parámetros r, l, c no dependen del tiempo, usualmente se habla de una *red dinámica* y si los parámetros mencionados son dependientes del tiempo, entonces se habla de una *red de tiempo variante*. Además, si los periodos de evaluación en $[0, T]$ son iguales en duración y los parámetros de la red no varían dentro del periodo, se habla de una *red discreta*. De lo contrario, se dice que la red es de *tiempo continuo* [32].

En la figura 2.14 se presenta un grafo típico de un problema de optimización de flujo no estático discreto, en donde se indica en cada nodo el tiempo, tiempo de tránsito del arco y capacidad de este. Por ejemplo, el arco (s, d) en el tiempo 0 tiene un tiempo de tránsito de 2 y una capacidad de 2.

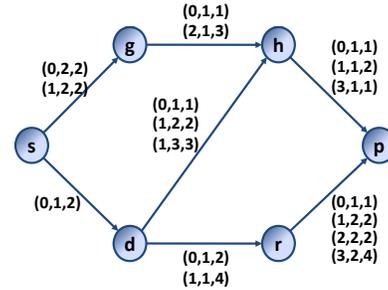


Figura 2.14: Red no estática discreta.

Una característica importante de una red no estática discreta es que puede ser llevada a una red estática equivalente. Para ello se define un conjunto de nodos \mathcal{V}_t , conformado por duplas $(i, t) \in \mathcal{V}_t$ y un conjunto de arcos \mathcal{A}_t constituido por arcos de la forma $((i, t), (j, t')) \in \mathcal{A}_t$ donde $t' = t + b_{ijt}$, los cuales representan el tránsito multi-periodo desde el nodo i hacia el nodo j . Un arco de la forma $((i, t), (i, t + 1))$ representa que el flujo se mantiene en un mismo nodo. Esta nueva red se denomina de *tiempo expandido*. En la figura 2.15 se presenta la red equivalente de tiempo expandido de la red mostrada en la figura 2.14, en donde se puede citar como ejemplo el arco de la red no estática (s, g) , el cual parte del nodo s hacia el nodo g en el periodo 0 demorando dos periodos en transitar, es decir, llega al nodo g en el periodo 2. Esto es equivalente a trazar un arco que parte del nodo $(s, 0)$ hacia el nodos $(g, 2)$ en la red de tiempo expandido.

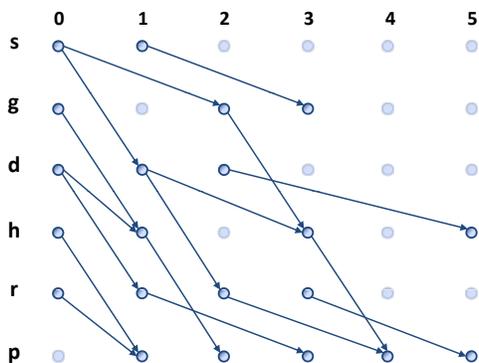


Figura 2.15: Red de tiempo expandido equivalente.

Este tipo de modelación se ha utilizado en distintos tipos de problemas, por ejemplo en [33] se aplica una red dinámica a tiempo discreto al problema de optimización de la planificación de los vuelos de una aerolínea, utilizándose en la modelación una red de tiempo expandido que representa los itinerarios de cada avión y sus respectivos tiempos de viaje. Un enfoque similar puede ser aplicado al problema del predespacho, en donde una red de tiempo discreto es capaz de modelar la evolución temporal de las unidades que conforman el sistema eléctrico. Se presenta en [34] una formulación de restricciones temporales aplicada a un modelo de predespacho de unidades térmicas convencionales, la cual logra una mejor relajación con respecto a las formulaciones tradicionales.

En el capítulo siguiente se detalla la formulación del modelo de centrales térmicas de ciclo combinado propuesto y se explica en detalle cómo se implementa esta red de tiempo discreto en el modelo al formularse éste como un problema lineal entero mixto.

Capítulo 3

Formulación del problema y modelo propuesto

3.1. Requerimientos al modelo

Se aborda el problema del modelamiento de centrales termoeléctricas de ciclo combinado aplicado a un algoritmo de predespacho uninodal de un sistema eléctrico esencialmente térmico. El modelo propuesto de ciclo combinado y el predespacho será formulado mediante programación entera-mixta (MIP) en GAMS (software de optimización matemática) y resuelto con el algoritmo *Branch & Bound* incorporado en CPLEX 12. Se propone un modelo de ciclo combinado por componentes de tiempo discreto, el cual integra las características de operación más relevantes e incorporará restricciones temporales basadas en teoría de flujo. El modelo es aplicable a centrales de ciclo combinado que posean N turbinas a gas con sus respectivas calderas que reciben los gases e inyectan el calor a una única turbina a vapor acoplada a su respectivo generador. Esta es la configuración más utilizada y en caso de que una central posea más de una turbina a vapor, se puede descomponer en dos centrales cada una con una turbina a vapor.

Requerimientos

- Estados operativos: El modelo considerará la existencia de dos estados operativos: central encendida (estado ON) y central apagada (estado OFF). A diferencia de lo planteado en [7], en donde se consideran cuatro estados operativos caracterizados por una potencia fija, el modelo propuesto utiliza límites máximos y mínimos de potencia, de esta forma se puede caracterizar cada estado como:

Estado			
ON	P_{min}	$\leq P \leq$	P_{max}
OFF	0	$\leq P \leq$	0

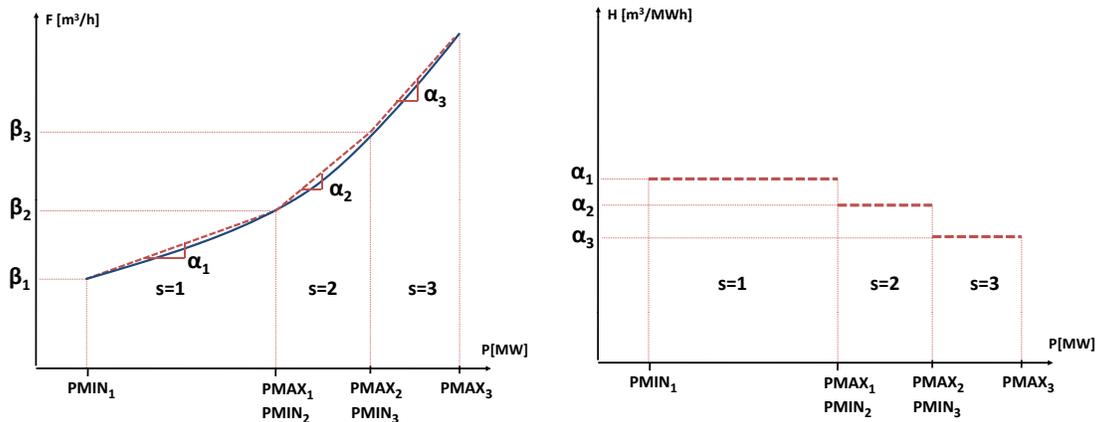
- Curvas de entrada: cada unidad térmica convencional y cada turbina a gas de las plantas de ciclo combinado contará con su curva de combustible entrada vs. potencia de salida (curva I/O) lineal por tramos [6], [35], [36], como la ilustrada en la figura 3.1(a). Cada tramo debe contar con los parámetros:

α_s :Coeficiente lineal del tramo s , en unidades de $[m^3/MWh]$ o bien $[ton/MWh]$. Se puede ingresar en este parámetro el valor del consumo específico de la unidad en caso de trabajar con curvas de *heat-rate* como la presentada en la figura 3.1(b).

β_s :Coeficiente fijo del tramo s , en unidades de $[m^3/h]$ o bien $[ton/h]$. En caso de trabajar con curvas de consumo específico o de *heat-rate*, este valor es cero.

$PMAX_s$:Potencia máxima del tramo s , en unidades de [MW].

$PMIN_s$:Potencia mínima del tramo s , en unidades de [MW].



(a) Curva combustible entrada vs. potencia salida y su aproximación por tramos. (b) Curva de consumo específico o *heat-rate* por tramos.

Figura 3.1: Curvas de entrada-salida y de consumo específico por tramos

- Precios de combustible: cada unidad térmica convencional y cada turbina a gas de las plantas de ciclo combinado contará con precios estimados de combustible para cada periodo del horizonte de evaluación. Con esta información y las curvas del punto anterior es posible obtener los costos variables de cada unidad del sistema.
- Reserva en giro: cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado podrán aportar a la reserva en giro que el sistema requiere durante cada periodo de evaluación.

La reserva requerida por el sistema será definida como un porcentaje de la demanda estimada o bien como una fracción de la potencia máxima de la mayor unidad del sistema.

- Límites de potencia: cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado contará con sus límites de potencia mínima y máxima, ya sea bruta o neta. Se considera que estos parámetros podrán variar de un periodo a otro, es decir, son dependientes del tiempo.
- Consumos propios: cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado contará con sus consumos propios, los que serán considerados en el balance de demanda del sistema y para el cálculo de potencia neta de las unidades.
- Tiempos mínimos de operación: cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado contará con un tiempo mínimo de operación -tiempo durante el cual la unidad debe permanecer operando- y tiempo mínimo fuera de servicio -tiempo durante el cual la unidad no debe operar- de acuerdo a lo expuesto en la figura 3.2.
- Gradientes: cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado debe respetar sus gradientes de toma y desprendimiento de carga, los cuales se indican en la figura 3.2. Además, el modelo incorporará la existencia de un gradiente de toma de carga máxima rápida, la cual limita la carga que puede tomar la unidad durante la reserva en giro secundaria (usualmente se considera para un tiempo de 10min).
- Rampas de arranque/parada: cada unidad térmica convencional y cada componente de las plantas de ciclo combinado podrá tener una rampa de arranque o parada, no necesariamente iguales, que indican el tiempo que la unidad demora en llegar a desde potencia cero al mínimo técnico en caso del arranque y desde el mínimo técnico a potencia cero en caso de la parada (ver figura 3.2) [6], [8]. Se considerará dentro de la optimización el aporte de potencia durante estas rampas, y así mismo se incorporará el costo asociado a esta en la función objetivo del sistema.
- Tiempo de *hold-point*: se incluirá en la modelación de los ciclos combinados el tiempo y la potencia de *hold-point* de la turbina a gas. Este tiempo se indica en la figura 3.2 mediante el término *HPTIME*. Se incorporará en el modelo la dependencia que tiene este parámetro con el tipo de partida [19], según lo indicado en la tabla 2.3.

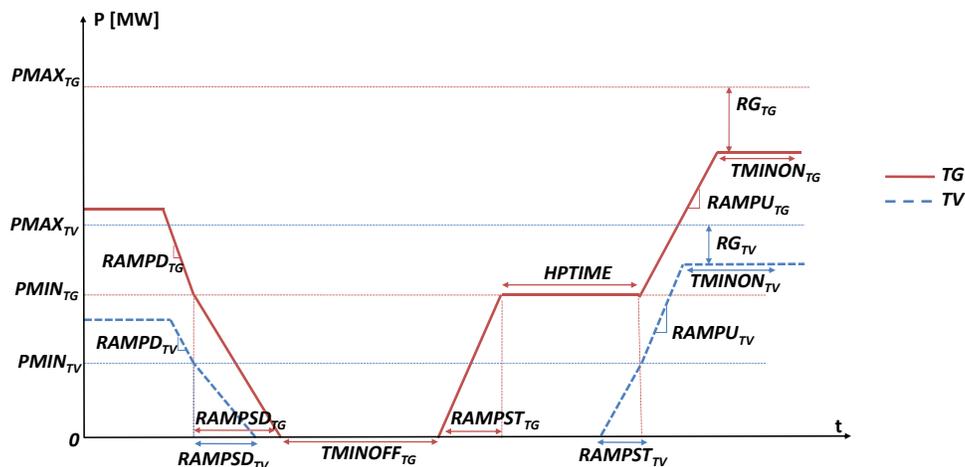


Figura 3.2: Diagrama de operación de una central de ciclo combinado y parámetros relevantes en la modelación.

- Tipos de partida: se modelarán e incluirán los costos de partidas en caliente, en tibio y en frío para cada unidad térmica y turbina a gas de las plantas de ciclo combinado que componen el sistema [35]. Para esto se considerará una curva de costos de partida por bloques como la mostrada en la figura 3.3, en donde se tiene que el bloque de partida en caliente está caracterizado por el intervalo STH y el costo $COST_{STHOT}$, la partida en tibio por el intervalo STW y el costo $COST_{STWARM}$, y la partida en frío por el intervalo STC y el costo $COST_{STCOLD}$.

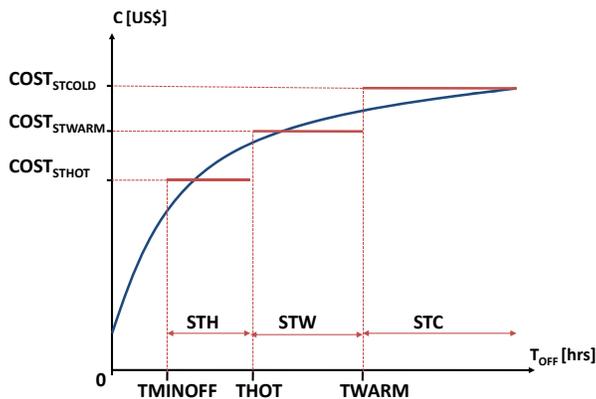


Figura 3.3: Curva de partida de una central térmica y aproximación por bloques.

- *Bypass/Stack* de Gases: se modelarán los *bypass/stack* de gases de las turbinas a gas de los ciclos combinados, a modo de permitir operaciones en ciclo abierto. La operación de los *bypass* se detalla en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Operación de *bypass/stack* de gases.

<i>Bypass</i>	<i>Stack</i>	Aporte calor a TV	Operación
abierto	recibe gases	no	ciclo abierto
cerrado	no recibe gases	si	ciclo cerrado

- **Fuego Adicional:** se incluirá en la modelación de los ciclos combinados los fuegos adicionales, que contarán con su respectiva curva I/O, consumo propio, límites de potencia y precio de combustible. Se debe verificar que la curva I/O del fuego adicional tenga un heat-rate de alrededor de 5% a 20% mayor que el heat-rate de la turbina a gas.
- **Operación dual de combustibles:** El modelo incorporará transiciones entre el combustible primario y alternativo para escenarios de desabastecimiento. Si bien esto se implementará para las turbinas a gas de los ciclos combinados, la metodología propuesta puede ser extensible a unidades convencionales capaces de operar con un combustible de respaldo, como por ejemplo las centrales a carbón del SING que están adecuadas para operar con Fuel Oil Nro.6 como alternativa. No se considera en el modelo la incorporación de costos de transición de combustibles.
- **Estanques de combustible:** En sistemas con alta presencia de pequeños generadores diesel pueden ocurrir casos de desabastecimiento por la limitación de almacenamiento de combustible. Este tipo de unidades suelen informar una capacidad de estanque que será incorporada al modelo. Esta característica será extensible a unidades de ciclo combinado con operación diesel, las cuales también informan una capacidad de estanque. Se considerará para la modelación de los estanques que el flujo de entrada a este es un parámetro conocido y no una variable a determinar, i.e, no se optimizará la logística asociada al abastecimiento del estanque, sino su efecto sobre la energía generable por la unidad y su impacto en el predespacho del sistema.
- **Efecto Temperatura:** se incluye en el modelo el efecto de la temperatura ambiente en el rendimiento y en la potencia máxima de salida de los ciclos combinados mediante un metodología basada en lógica difusa, similar a la expuesta en [19]. Para esto se asume que existe una temperatura ambiente en cada periodo, lo cual implica que los parámetros de la curva combustible-potencia (curva I/O) y los límites de potencia serán dependientes del tiempo .

3.2. Modelo de predespacho con centrales térmicas de ciclo combinado

Se propone un modelo de predespacho uninodal aplicado a un sistema eléctrico de operación centralizada, es decir, cuyo objetivo es minimizar los costos operativos. El modelo propuesto incorpora centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado cuya operación es modelada como un problema entero lineal mixto (MILP). En esta sección se presenta el modelo implementado junto con las características de operación más relevantes de estas unidades.

El modelo propuesto de plantas térmicas de ciclo combinado está enfocado en unidades que se compongan de N turbinas a gas, cada una con su respectiva caldera y una única turbina a vapor que opera con el aporte calórico de las N calderas presentes. Se asume que cada turbina, ya sea a gas o a vapor, está acoplada a su propio generador eléctrico. El modelo de estas unidades se enfocará en una modelación por componentes, es decir, se representa un ciclo combinado por cada una de sus turbinas por separado, utilizando restricciones de acoplamiento y de balance energético entre las turbinas a gas y a vapor. Se implementarán también restricciones temporales mediante un enfoque de red dinámica de tiempo discreto como la indicada en la figura 2.15, la cual modelará la evolución temporal de las unidades.

Para incluir las centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado se utilizan los índices i, j . El índice i indica la unidad y j las componentes que conforman la unidad. En el caso de una planta convencional, la componente es la misma unidad, tal como se muestra en la figura 3.4, y en caso de un ciclo combinado las componentes corresponden a las turbinas y fuegos adicionales. Para indicar el combustible de operación se utiliza el índice m . Cabe aclarar que se considerará que las unidades térmicas convencionales operan con un único combustible, al igual que las turbinas a vapor, y sólo las turbinas a gas pueden operar con uno o dos combustibles dependiendo de las restricciones de abastecimiento.

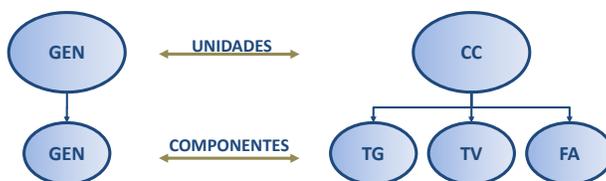


Figura 3.4: Representación de centrales térmicas convencionales y de ciclo combinado para un modelo por componentes.

3.2.1. Función Objetivo

$$\begin{aligned}
\text{mín } \{ & \sum_t \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} CVAR_{ijmst} \cdot P_{ijmst} + CFIX_{ijmst} \cdot IS_{ijmst} & (3.1) \\
& + \sum_t \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{h \in RST_{ijm}} COSTRAMPST_{ijm} \cdot PAFX_{ijmht} \cdot IA_{ijmht} \\
& + \sum_t \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{h \in RSD_{ijm}} COSTRAMPST_{ijm} \cdot PAFX_{ijmht} \cdot IP_{ijmht} \\
& + \sum_t \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{k \in STH_{ijm}} COSTSTHOT_{ijm} \cdot INET_{ijmkt} \\
& + \sum_t \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{k \in STW_{ijm}} COSTSTWARM_{ijm} \cdot INET_{ijmkt} \\
& + \sum_t \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{k \in STC_{ijm}} COSTSTCOLD_{ijm} \cdot INET_{ijmkt} \\
& + \sum_t \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} COSTSD_{ijm} \cdot IP_{ijmt} \\
& + \sum_t CPNS \cdot PNS_t \quad \}
\end{aligned}$$

Se plantea una función objetivo de minimización de costos operativos de las unidades generadoras, tanto convencionales como de ciclo combinado, dentro de los que se incluyen los costos asociados a la generación en operación normal y durante las rampas de arranque y parada; los costos de partida en caliente, tibio y frío y de detención y el costo de la potencia no suministrada.

Costos de generación Representan el costo en el que incurre una componente j de una unidad i cualquiera al generar potencia P durante la operación normal, es decir, al operar sobre el mínimo técnico. Este costo queda determinado entonces por la consigna de potencia P_{ijmst} ; el segmento s de la curva de costo en que se encuentre operando, el que se representa por la variable binaria IS_{ijmst} , y por los parámetros que conforman su curva de costo: el costo variable y el costo fijo, $CVAR_{ijmst}$ y $CFIX_{ijmst}$ respectivamente.

Para obtener la curva de costo de las unidades la herramienta computacional implementada requiere como dato de entrada la curva I/O (de combustible-potencia) linealizada por tramos, como la indicada en la figura 3.1, para cada unidad térmica convencional y turbina a gas que componga un ciclo combinado. Los parámetros de la curva ingresada corresponden a los nominales para condiciones ambientales ISO estándar: 15°C, 60 % HR, 1.013bar, los cuales tienen la opción de corregirse de acuerdo a la temperatura ambiente del periodo t , obteniendo con esto los parámetros

α_{st} y β_{st} de cada segmento y para cada periodo. El procedimiento para estas correcciones se detalla más adelante en la sección 3.2.6.

Por otro lado, el modelo también utiliza datos de precios de combustible por periodo, con los cuales es posible obtener los parámetros de la curva de costos linealizada por tramos para cada periodo de optimización, según lo indicado en la expresión siguiente.

$$\begin{aligned} CVAR_{st} &= \alpha_{st} \cdot p_t \\ CFIX_{st} &= \beta_{st} \cdot p_t \end{aligned}$$

En donde:

$CVAR_{st}$:Costo variable del segmento s de la curva de costo total en el periodo t .

$CFIX_{st}$:Costo fijo del segmento s de la curva de costo total en el periodo t .

α_{st} :Coeficiente lineal del segmento s de la curva de combustible-potencia, corregido por la temperatura ambiente del periodo t .

β_{st} :Coeficiente fijo del segmento s de la curva de combustible-potencia, corregido por la temperatura ambiente del periodo t .

p_t :Precio del combustible en el periodo t .

Costos de partida De acuerdo a lo indicado en la figura 3.3, el modelo de predespacho incorpora una curva de partida de hasta tres costos de arranque: en caliente, en tibio o en frío; $COST_{STHOT}$, $COST_{STWARM}$ y $COST_{STCOLD}$ respectivamente. Estos costos se consideran para cada unidad térmica convencional y turbina a gas y se suman a su costo de operación de acuerdo al segmento de la curva de partida k desde el cual arranquen, lo que se determina por la variable binaria de partida $INET_{ijmkt}$. Esta variable es parte de las restricciones temporales modeladas mediante una red dinámica de flujo, la cual se explica en detalle en la sección 3.2.4.5.

Costo de parada Se aplica para cada unidad térmica convencional y ciclo combinado, quedando determinado por la variable binaria de parada de la componente j de la unidad i , IP_{ijmt} . A diferencia de los costos de partida, se considera un único costo de detención definido por $COSTSD_{ijm}$. La variable IP_{ijmt} es parte de las restricciones temporales detalladas en la sección 3.2.4.5.

Costos de rampas Representan el costo de generación de unidad térmica convencional o turbina a gas de un ciclo combinado al operar bajo el mínimo técnico, al comenzar el proceso de arranque o de detención, los que son indicados por las variables binarias de parada IA_{ijmt} y de detención IP_{ijmt} . Este costo depende de la potencia generada en el periodo h de la rampa de partida/parada, $PAFX_{ijmht}$, $PPFX_{ijmht}$, calculadas a priori en el preproceso de datos de la herramienta computacional implementada según el procedimiento indicado en la sección 3.2.4.3.

Costo de potencia no suministrada Se incorpora el costo de no suministrar potencia en el periodo t mediante la variable entera PNS_t , a costo $CPNS$.

3.2.2. Restricciones del sistema

3.2.2.1. Restricción de balance de potencia

$$\begin{aligned}
 DEM_t = PNS_t &+ \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \\
 &+ \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{h \in \mathcal{R}_{ST_t}} PAFX_{ijm,h-t,t} \cdot IA_{ijmh} \\
 &+ \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{h \in \mathcal{R}_{SD_t}} PPFX_{ijm,h-t+1,t} \cdot IP_{ijmh} \\
 &- \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} OC_{ijm} \cdot I_{ijmt}
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned}
 \mathcal{R}_{ST_t} &= \{t + 1 \dots \min(t + RAMPST_{ijm}, T)\}, \\
 \mathcal{R}_{SD_t} &= \{\max(1, t + 1 - RAMPST_{ijm}) \dots t\}, \quad \forall t.
 \end{aligned}$$

El balance de potencia por periodo del sistema considera: la demanda del periodo DEM_t ; la generación total de cada central térmica convencional y de ciclo combinado, determinada mediante la suma en todos los segmentos s de la variable P ; la generación en rampas de arranque/parada por medio de los parámetros $PAFX_{ijmht}$, $PPFX_{ijmht}$ ¹; la potencia no servida del periodo; los consumos propios de cada componente OC_{ijmt} , y finalmente la potencia no suministrada del periodo.

3.2.2.2. Restricción de reserva

La restricción (3.3) representa el requerimiento de reserva del sistema que se debe cumplir en cada periodo t . Para esto se considera que toda componente j de cada unidad i , ya sea una central térmica convencional o de ciclo combinado, es capaz de entregar reserva $RG_{ijmt} \geq 0$. El parámetro RES_t indica la reserva mínima con la cual debe contar el sistema en cada periodo.

$$RES_t \leq \sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} RG_{ijmt} \quad \forall t. \tag{3.3}$$

¹Se detalla la metodología de cálculo e implementación en la sección 3.2.4.3

3.2.3. Modelación del balance energético en unidades de ciclo combinado

3.2.3.1. Restricción de balance

Para la correcta modelación del acoplamiento del ciclo de gas y del ciclo de vapor que se produce en una central de ciclo combinado se utilizará una restricción de balance similar a la ecuación (2.6), pero dado que el modelo propuesto no abordará a centrales de cogeneración, lo que implica que no existe una carga calorífica a abastecer, la ecuación citada queda reescrita como:

$$\sum_j^N \text{Aporte energético } j\text{-ésima TG} = \text{Energía utilizada por TV} + \sum_j^N \text{Stack } j\text{-ésimo de gases} \quad (3.4)$$

La expresión (3.4) asume que el calor aportado por la turbina a gas o bien se utiliza en su totalidad por la turbina a vapor o bien se envía a un *stack de gases*. Incorporar la existencia del *stack* de gases asociado a cada turbina a gas permite modelar la operación en ciclo abierto descrita en la sección 2.2.2. Sin embargo, al agregar este elemento al modelo también se debe incluir la operación de los *bypass de gases*, modelada mediante una variable binaria B , que permite incluir las reglas presentadas en la tabla 3.1. Estas implican que el *stack* de gases toma sólo dos valores posibles: cero o el aporte energético de su correspondiente turbina a gas (E_{TG}), lo que se resume en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Regla de operación *stack* de gases para una turbina a gas.

<i>Bypass</i>	B	<i>Stack</i> de gases	Energía utilizada por TV
abierto	0	$= E_{TG}$	$= 0$
cerrado	1	$= 0$	$= E_{TG}$

Con respecto a la expresión (3.4) cabe mencionar que el modelo propuesto asume que los aportes energéticos de las turbinas a gas hacia la turbina a vapor son lineales, es decir, la energía utilizada por la turbina a vapor corresponde a la suma de los aportes energéticos de la turbina a gas. Por ejemplo, en un ciclo combinado compuesto por dos turbinas a gas, dos calderas y una turbina a vapor (2x2x1) cada turbina a gas aporta hasta el 50% del calor que es capaz de recibir la turbina a vapor, en cambio en una central del tipo 2x1x1, es decir con sólo una caldera para ambas turbinas a gas, el hecho que ambos aportes de calor se junten en una misma caldera provoca efectos no lineales complejos de modelar.

Ahora bien, dado que el problema de predespacho de unidades determina no sólo el estado de las unidades que conforman el sistema, sino también la potencia generada por cada una ellas,

resuelta adecuado establecer la ecuación de balance (3.4) en términos de potencia en vez de utilizar la energía calórica. De esta forma la expresión (3.4) se reescribe en función de factores, llamados de acoplamiento:

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \mathcal{TV}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} + \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} STACK_{ijt} \\ = \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \cdot Ka_{ijmst} + I_{ijmst} \cdot Kb_{ijmst} \quad (3.5) \\ \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t. \end{aligned}$$

En donde:

Ka, Kb :Factores de acoplamiento asociados a cada segmento de la curva IO de cada turbina a gas.

$STACK$:*Stack* de gases asociado a cada turbina a gas.

Los factores de acoplamiento Ka_{ijmst}, Kb_{ijmst} se definen para cada segmento s de la curva IO de la j -ésima turbina a gas. Dado que esta curva se puede ajustar según la temperatura ambiente del periodo t , estos factores también dependerán del periodo t . Estos permiten representar el aporte energético de la j -ésima turbina a gas en términos de la potencia que esta genera, haciendo posible expresar la potencia de la turbina a vapor como una función lineal de la potencia de la turbina a gas. Para su cálculo se proponen dos metodologías:

- Mediante un historial de datos: Al utilizar datos empíricos de combustible consumido por la turbina a gas, potencia de salida de la turbina a gas y potencia de salida de la turbina a vapor, es posible realizar regresiones cuadráticas las que permiten relacionar las potencias de salida de acuerdo al procedimiento indicado en la sección 6.2.1.
- Mediante los límites nominales de potencia: Se utilizan los valores nominales de potencia máxima y mínima de las turbinas a gas y a vapor para obtener una recta que relacione la potencia de salida de ambas componentes. El procedimiento se presenta en la sección 6.2.2.

3.2.3.2. Restricciones de *stack/bypass* de gases

La restricción (3.5) requiere que el *stack* de gases de cada turbina a gas sea modelado también en términos de la potencia. La modelación de este elemento considera las reglas de operación indicadas en la tabla 3.2, por lo que se debe incorporar el *bypass* de gas asociado a cada *stack*. El *stack* de gases de la j -ésima turbina a gas en cada periodo t se modela mediante la variable entera $STACK_{ijt}$ y la variable binaria B_{ijt} representa la operación del *bypass* de la j -ésima turbina a gas en el periodo t . En la expresión (3.6) se presentan los valores que toma el *stack* de acuerdo al valor de la variable del

bypass de gas, de forma tal que al estar el *bypass* cerrado ($B = 1$) el *stack* no recibe los gases, por lo que toma el valor 0, de lo contrario recibe el aporte energético de la turbina expresado mediante los factores de acoplamiento.

$$STACK_{jt} = \begin{cases} \sum_s P_{sjt}^{TG} \cdot Ka_{sj} + Kb_{sj} & \text{si } B_{jt} = 0 \\ 0 & \text{si } B_{jt} = 1 \end{cases} \quad (3.6)$$

Para implementar la modelación del *stack* en un formulación MILP se requiere dividir la expresión (3.6) en un set de desigualdades que ligen las variables del *stack* y su respectivo *bypass* de gases. La implementación propuesta se presenta en las restricciones (3.7), en donde se utiliza una constante $M \gg 1$.

$$STACK_{ijt} \leq M \cdot (1 - B_{ijt}) \quad (3.7a)$$

$$STACK_{ijt} \leq \sum_{m \in \mathcal{F}_j} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} \{P_{ijmst} \cdot Ka_{ijmst} + IS_{ijmst} \cdot Kb_{ijmst}\} \quad (3.7b)$$

$$STACK_{ijt} \geq 0 \quad (3.7c)$$

$$STACK_{ijt} \geq \sum_{m \in \mathcal{F}_j} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} \{P_{ijmst} \cdot Ka_{ijmst} + IS_{ijmst} \cdot Kb_{ijmst}\} - M \cdot B_{ijt} \quad (3.7d)$$

$$\forall j \in \mathcal{TG}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t.$$

Las dos primeras restricciones acotan por arriba el valor de la variable de *stack* y las dos últimas limitan su valor por abajo. Las restricciones (3.7a), (3.7c) restringe el valor del *stack* de gases a cero cuando se cierra el *bypass* ($B = 1$), lo cual representa que al cerrarse el *bypass* de gases la turbina a vapor recibe el aporte de calor de los gases de escape. En esta condición de operación la restricción (3.7d) no interviene. En cambio, cuando el *bypass* de gases se abre ($B = 0$), se tiene que las restricciones (3.7b), (3.7d) limitan el valor del *stack* de gases al aporte energético de la turbina a gas, dependiente de su consigna de potencia y de los factores de acoplamiento. En esta condición de operación la restricción (3.7a) no interviene.

3.2.3.3. Fuegos adicionales

Los fuegos adicionales se modelan mediante sus curvas linealizadas de combustible-potencia. Cabe mencionar que en las plantas de ciclo combinado los fuegos adicionales están asociados a cada caldera, y dado que el modelo propuesto considera la existencia de N turbinas a gas con sus respectivas calderas, pueden haber en la central hasta máximo N fuegos adicionales. Luego, en el modelo se consideran hasta M fuegos adicionales con $M \leq N$.

La potencia de salida total un ciclo combinado i queda definido por la suma de las potencias de sus componentes: turbinas a gas, turbina a vapor y fuegos adicionales, tal como indica la ecuación (3.8).

$$\begin{aligned}
 P_{imt} = & \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} + \sum_{j \in \mathcal{FA}_i} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \\
 & + \underbrace{\sum_{j \in \mathcal{TG}_i} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \cdot Ka_{ijmst} + IS_{ijmst} \cdot Kb_{ijmst}}_{P_{TV}} \quad (3.8) \\
 & \forall m, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t.
 \end{aligned}$$

En la figura 3.5 se presenta un diagrama energético del modelo de una unidad térmica de ciclo combinado propuesto que ejemplifica el balance para una central de este tipo con dos turbinas a gas, dos fuegos adicionales y una turbina a vapor. En la figura se indican las entradas de combustible a la unidad y la potencia de salida de las componentes que la conforman. En la figura mencionada, F_{TG} corresponde a la entrada de combustible de las turbinas a gas y F_{FA} la de los fuegos adicionales. Se ejemplifica el aporte energético de las turbinas a gas hacia la turbina a vapor mediante los factores de acoplamiento Ka_{TG} , Kb_{TG} .

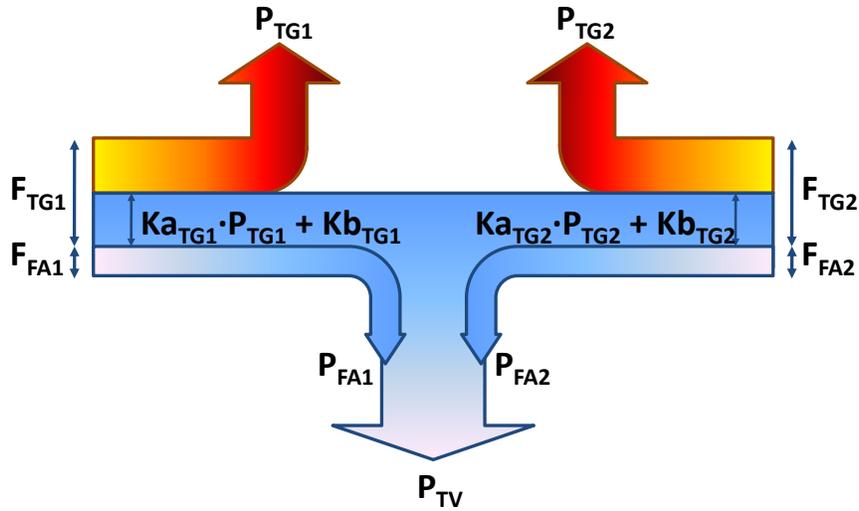


Figura 3.5: Balance energético del modelo propuesto.

3.2.3.4. Restricciones de acoplamiento

Para completar la modelación del balance energético de un ciclo combinado, es necesario además introducir restricciones de acople que ligen la operación de las componentes mencionadas.

Restricción de prioridad: Se incorpora una restricción de prioridad de operación del tipo *turbina a vapor sigue a turbina a gas*, la cual indica que la turbina a vapor sólo puede operar si alguna turbina a gas se encuentra operando.

$$\sum_{j \in \mathcal{TV}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} I_{ijmt} \leq \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} I_{ijmt} \quad \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t. \quad (3.9)$$

Restricción de operación *bypass* de gases: El *bypass* de gases se relaciona con las variables de operación de las turbinas a gas y vapor mediante las reglas que se enumeran a continuación:

- i. Sólo si la turbina a gas opera su respectivo *bypass* puede cerrarse, lo que queda modelado por la restricción (3.10).

$$B_{ijt} \leq \sum_{m \in \mathcal{F}_j} I_{ijmt} \quad \forall j \in \mathcal{TG}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t. \quad (3.10)$$

- ii. Para que opere una turbina a vapor debe estar cerrado al menos un *bypass* de gases, lo que queda modelado por la restricción (3.11).

$$\sum_{j \in \mathcal{TG}_i} B_{ijt} \geq \sum_{j \in \mathcal{TV}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} I_{ijmt} \quad \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t. \quad (3.11)$$

Restricción de operación de fuegos adicionales: Para que opere algún fuego adicional de un ciclo combinado debe estar operando una turbina a gas y se debe permitir el flujo de los gases de escape a la turbina a vapor, lo cual equivale a que esté cerrado al menos un *bypass* de gases. Esto queda modelado por la restricción (3.12).

$$\sum_{j \in \mathcal{FA}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} I_{ijmt} \leq \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} B_{ijt} \quad \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t. \quad (3.12)$$

3.2.4. Modelación de la operación de unidades.

3.2.4.1. Operación en curva de costos

Para que la operación de la unidad sea factible, esta debe operar en un único segmento de su curva de costo. Esto determina la potencia que genera la unidad, la cual debe estar entre los límites de potencia del segmento. Para modelar esto se utiliza una variable binaria por segmento y por periodo, para toda unidad generadora (elemento (ijm)), denominada IS_{ijmst} . Cada unidad generadora posee una curva de costos linealizada en NS_{ijm} segmentos, de forma tal que existen NS variables IS , las cuales deben ser excluyentes entre sí. La situación se ilustra en la figura 3.6, en donde el punto de operación de la central se ubica en el punto (P_2, C_2) del segmento $s = 2$, con $IS_{s=2} = 1$.

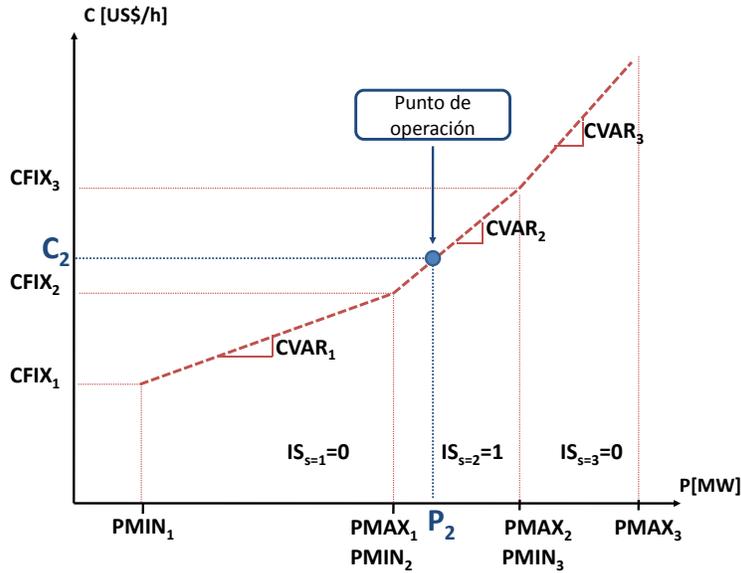


Figura 3.6: Ejemplo de operación en curva de costos.

La restricción de exclusión se indica en la igualdad (3.13), la cual determina que el estado de cualquier componente j de cada unidad i en el periodo t (variable binaria I) se determina mediante la operación en su curva de costo representada por la variable IS . Además, en cada segmento s de la curva de costo, se deben cumplir los límites de potencia máximo y mínimo, los cuales pueden variar de un periodo a otro debido a, por ejemplo, restricciones de generación por temperatura ambiente.

$$I_{ijmt} = \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} IS_{ijmst} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned}
PSMIN_{ijmst} \cdot IS_{ijmst} \leq P_{ijmst} \leq PSMAX_{ijmst} \cdot IS_{ijmst} \\
\forall s \in \mathcal{S}_{ijm}, \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t.
\end{aligned} \tag{3.14}$$

3.2.4.2. Reserva en giro

En una unidad térmica convencional la reserva en giro se entiende básicamente como la potencia que es capaz de entregar una unidad operativa ante la ocurrencia de alguna contingencia, con el fin de realizar regulación de frecuencia secundaria. Esta se calcula habitualmente como el margen entre la consigna de potencia y su potencia máxima nominal. Sin embargo, la unidad debe ser capaz de entregar esta reserva en un intervalo de tiempo del orden de minutos, lo cual limita la reserva en giro que se puede otorgar. Para modelar esto se utiliza el parámetro rampa o gradiente de reserva en giro, denominada en este trabajo como $RAMPSR$, que representa la reserva en giro máxima que es capaz de entregar una unidad en un tiempo de 10min.

El modelo de centrales térmicas de ciclo combinado considerará que en este tipo de unidades tanto la turbina a gas como la turbina a vapor son capaces de entregar reserva en giro. Sin embargo, en la práctica se da que muchas turbinas a vapor no participan de la reserva en giro de un ciclo combinado, lo cual es posible de incorporar al modelo gracias al parámetro de rampa de reserva en giro máxima. En efecto, si $RAMPSR_{TG} \geq 0$ y $RAMPSR_{TV} = 0$ entonces la reserva en giro del ciclo combinado queda limitada a la de la turbina a gas. Luego, el parámetro $RAMPSR$ permite una modelación certera de la reserva en giro en estas unidades.

Entonces, la reserva en giro RG de una unidad o componente cualquiera que opere en el periodo t , será modelada mediante las restricciones 3.15. La desigualdad 3.15a corresponde a la definición usual del margen de reserva, la cual se acota mediante la restricción 3.15b al valor de la rampa de reserva en giro.

$$RG_{ijmt} \leq PMAX_{ijmt} \cdot I_{ijmt} - \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \tag{3.15a}$$

$$RG_{ijmt} \leq RAMPSR_{ijm} \cdot I_{ijmt} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \tag{3.15b}$$

Cabe mencionar que en una unidad térmica de ciclo combinado la reserva en giro de la turbina a vapor requiere de un cuidado especial, sobretodo en plantas que posean más de una turbina a gas. Sabemos que la potencia máxima que es capaz de generar la turbina a vapor está ligada a la operación de las turbinas a gas, esto implica que la reserva en giro que la turbina a vapor es capaz de entregar dependerá de cuántas turbinas a gas estén operando, lo cual se representa mediante las igualdades (3.16).

$$RG_t^{TV} = Pmax_t^{TV'} - P_t^{TV} \quad (3.16a)$$

$$Pmax_t^{TV'} = \sum_j^N (Pmax_j^{TG} \cdot Ka_{j,s=NS} + Kb_{j,s=NS}) \cdot I_{jt} \quad (3.16b)$$

En donde:

$Pmax_j^{TG}$:Potencia máxima de la j -ésima turbina a gas.

$Ka_{j,s=NS}$:Factor de acoplamiento lineal del último segmento de la curva I/O, de la j -ésima turbina a gas.

$Kb_{j,s=NS}$:Factor de acoplamiento fijo del último segmento de la curva I/O, de la j -ésima turbina a gas.

I_{jt} :Variable binaria de operación en el periodo t de la j -ésima turbina a gas.

El término $Pmax_t^{TV'}$ de la expresión (3.16b) corresponde a lo que se denominará como *potencia máxima efectiva* de la turbina a vapor, la que es igual a la suma de los máximos aportes de potencia de cada turbina a gas que está operativa. Este término no es necesariamente igual que la potencia máxima nominal de la turbina a vapor en una unidad de ciclo combinado de más de una turbina a gas. Para aclarar esto, se presenta el siguiente ejemplo.

Ejemplo reserva en giro para ciclo combinado con 2TG y 1TV. En este caso existen dos turbinas a gas acopladas a una turbina a vapor. Para ejemplificar la situación, supongamos que ambas turbinas a gas poseen la misma curva I/O linealizada en dos segmentos ($NS = 2$), que no se consideran rampas de reserva en giro ($RAMP SR = \infty$) y que las componentes de esta unidad poseen los siguientes datos:

$Pmax^{TV_{nom}}$ [MW]	$Pmax^{TG1}$ [MW]	$Pmax^{TG2}$ [MW]	$Ka_{s=1}$	$Kb_{s=1}$	$Ka_{s=2}$	$Kb_{s=2}$
100	100	100	0.4	0	0.5	0

Entonces, la potencia máxima efectiva de esta turbina a vapor viene dado por el máximo aporte de potencia que son capaces de realizar las turbinas a gas que están operativas. Según la expresión (3.16b) se tiene:

$$\begin{aligned} Pmax^{TV'} &= (Pmax^{TG1} \cdot Ka_{s=2} + Kb_{s=2}) \cdot I^{TG1} + (Pmax^{TG2} \cdot Ka_{s=2} + Kb_{s=2}) \cdot I^{TG2} \\ &= (100 \cdot 0,5 + 0) \cdot I^{TG1} + (100 \cdot 0,5 + 0) \cdot I^{TG2} \\ &= 50 \cdot I^{TG1} + 50 \cdot I^{TG2} \end{aligned}$$

Aquí se observa que si ambas turbinas a gas operan, la potencia máxima efectiva de la turbina a vapor es igual a su potencia máxima nominal, con lo cual la restricción (3.16a) es irrelevante, ya que es idéntica a la expresión (3.15a). Sin embargo, cuando opera sólo una turbina a gas la ecuación (3.16a) cobra importancia dado que la potencia máxima de la turbina a vapor disminuye,

acotando la reserva en giro que es capaz de entregar esta componente. En efecto, si por ejemplo sólo opera TG1 en el segmento $s = 1$ generando 40MW, se tiene que:

$$\begin{aligned}
 P^{TG1} &= 40MW \\
 P^{TG2} &= 0MW \\
 P^{TV} &= (P^{TG1} \cdot Ka_{s=1} + Kb_{s=1}) + (P^{TG2} \cdot Ka_{s=1} + Kb_{s=1}) \\
 &= (40 \cdot 0,4 + 0) + 0 = 16MW \\
 Pmax^{TV'} &= 50 \cdot \underbrace{I^{TG1}}_1 + 50 \cdot \underbrace{I^{TG2}}_0 = 50MW \\
 \Rightarrow \\
 RG^{TV} &= Pmax^{TV'} - P^{TV} \\
 &= 50MW - 16MW = 34MW
 \end{aligned}$$

Si se utilizara únicamente la restricción (3.15a), el valor obtenido para la reserva de la turbina a vapor sería incorrecto:

$$RG^{TV} = Pmax^{TV} - P^{TV} = 100MW - 16MW = 84MW$$

Por lo tanto, la expresión (3.16a) es necesaria para una correcta modelación de la reserva en giro de una turbina a vapor cuando la unidad de ciclo combinado no opera en ciclo completo.

Las igualdades (3.16) se resumen la restricción (3.17), en la cual se incorpora la potencia máxima efectiva de la turbina a vapor en función de los factores de acoplamiento, según lo indicado en la ecuación (3.16b).

$$\begin{aligned}
 \sum_{m \in F_j} RG_{ijmt} \leq & \sum_{h \in TG_i} \sum_{m \in F_h} \{(P_{MAX_{ihmt}} \cdot Ka_{ihm,s=NS,t} + Kb_{ihm,s=NS,t}) \cdot I_{ihmt}\} \\
 & - \sum_{m \in F_j} \sum_{s \in S_{ijm}} P_{ijmst} \quad \forall j \in \mathcal{TV}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t.
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

3.2.4.3. Rampas de arranque y parada

La restricción (3.2) de balance de potencia del sistema incorpora el aporte de potencia durante las rampas de arranque y parada de las unidades térmicas convencionales y de las turbinas de las centrales de ciclo combinado, mediante las expresiones (3.18).

Los parámetros $PAFX_{ht}$, $PPFX_{ht}$ se calculan a priori e indican la potencia que se genera en el periodo h de su proceso de arranque o parada. Para su cálculo se supone que la rampa se comporta como una recta monótona creciente, como la indicada en la figura 3.7.

$$\sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{h \in \mathcal{R}_{ST_t}} PAFX_{ijm,h-t,t} \cdot IA_{ijmh} \quad (3.18a)$$

$$\mathcal{R}_{ST_t} = \{t + 1 \dots \min(t + RAMPST_{ijm}, T)\}, \forall t.$$

$$\sum_{(ijm) \in \mathcal{G}} \sum_{h \in \mathcal{R}_{SD_t}} PPFX_{ijm,h-t+1,t} \cdot IP_{ijmh} \quad (3.18b)$$

$$\mathcal{R}_{SD_t} = \{\max(1, t + 1 - RAMPST_{ijm}) \dots t\}, \forall t.$$

Para aclarar el cálculo de las potencias durante las rampas de arranque y la restricción (3.18a), se presentará un ejemplo basado en la figura 3.7, en la cual una unidad cualquiera arranca en $t = 10$, posee un mínimo técnico de $PMIN = 150MW$ y una rampa de partida $RAMPST = 3hrs$.

Dado que la unidad arranca en $t = 10$ a mínimo técnico, se cumple que durante los periodos $t \in \{7, 8, 9\}$ que dura la rampa de arranque se genera potencia que es considerada en el balance del sistema. En el primer periodo de la rampa de arranque, $t = 9$, $h = 1$, la energía entregada (calculada como el área bajo la curva) corresponde a $125MWh$. Luego, la potencia que se considera en este periodo es de: $PAFX = 125MWh/1h = 125MW$. En la figura 3.7 se indican los valores de la potencia generada durante el proceso de arranque de la unidad, $PAFX_h$, para los restantes periodos de la rampa.

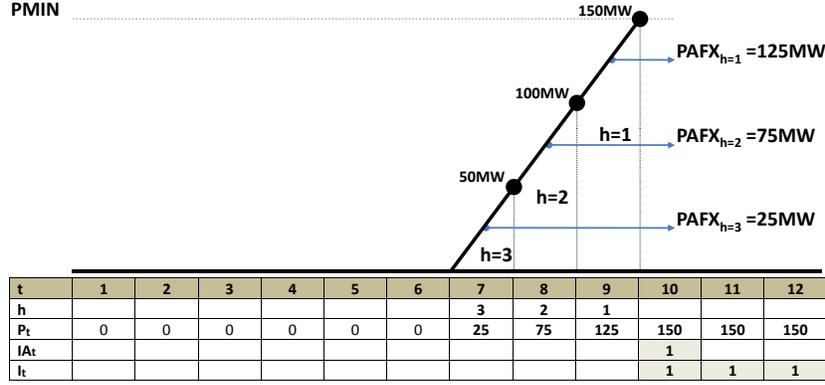


Figura 3.7: Diagrama de rampa de arranque de una unidad térmica.

Para explicar el ejemplo de la figura 3.7 se utiliza la restricción (3.18a), considerando que $IA_{t=10} = 1$. Entonces, desarrollando la restricción mencionada para $t = 7$ se obtiene que la potencia aportada por el proceso de arranque corresponde a $PAFX_{h=3} = 25MW$. En efecto, para este periodo y los posteriores se tiene que:

$$\begin{aligned}
 t = 7 \Rightarrow \mathcal{R}_{ST_{t=7}} &= \{8, 9, 10\} \\
 P_{t=7} &= PAFX_{8-7,7} \cdot IA_8 + PAFX_{9-7,7} \cdot IA_9 + PAFX_{10-7,7} \cdot IA_{10} \\
 &= PAFX_{h=3,t=7} = 25MW \\
 t = 8 \Rightarrow \mathcal{R}_{ST_{t=8}} &= \{9, 10, 11\} \\
 P_{t=8} &= PAFX_{9-8,8} \cdot IA_9 + PAFX_{10-8,8} \cdot IA_{10} + PAFX_{11-8,8} \cdot IA_{11} \\
 &= PAFX_{h=2,t=8} = 75MW \\
 t = 9 \Rightarrow \mathcal{R}_{ST_{t=9}} &= \{10, 11, 12\} \\
 P_{t=9} &= PAFX_{10-9,9} \cdot IA_{10} + PAFX_{11-9,9} \cdot IA_{11} + PAFX_{12-9,9} \cdot IA_{12} \\
 &= PAFX_{h=1,t=9} = 125MW
 \end{aligned}$$

Cabe mencionar que estas rampas poseen un costo asociado de generar potencia bajo el mínimo técnico, el cual se incorpora a la función objetivo del predespacho (3.2) mediante los costos fijos $COSTRAMPST$, $COSTRAMPSTD$.

3.2.4.4. Límites de rampas toma/baja de carga

Se implementan restricciones de toma y desprendimiento de carga para todas las componentes j de cada unidad i , con el fin de modelar los límites técnicos de generación entre un periodo y el siguiente, representados mediante los gradientes $RAMP U_{ijm}$, $RAMP D_{ijm}$. La restricción implementada corresponde a las desigualdades (3.19).

$$\sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijms,t+1} - \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \leq RAMP U_{ijm} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \quad (3.19a)$$

$$\sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijms,t+1} - \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \geq -RAMP D_{ijm} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \quad (3.19b)$$

3.2.4.5. Restricciones temporales por flujo

Modelación según red dinámica de flujo. Para la modelación de la operación de una unidad térmica convencional y de las componentes de un ciclo combinado se contempla incluir restricciones temporales bajo un enfoque de flujo en redes, implementando una red dinámica de tiempo discreto capaz de modelar la evolución temporal de las componentes de la central. Esta modelación se requiere por la existencia de restricciones de:

- i. Tiempos mínimos de encendido: periodo de tiempo que debe operar la unidad antes de salir de servicio.
- ii. Tiempos mínimos fuera de servicio: periodo de tiempo que la unidad debe permanecer apagada antes de entrar en servicio.

Para la modelación de la evolución temporal de la unidad se plantea una red dinámica de tiempo discreto, similar a la indicada en la figura 2.15, que considera los estados ON y OFF con los cuales se conforman los nodos de la red mediante los pares (ON, t) , (OFF, t) . La red se completa con tres tipos de arcos:

- a_t :Arco $((ON, t_{ini}), (ON, t_{fin}))$ o bien $((OFF, t_{ini}), (OFF, t_{fin}))$, representan la transición en un mismo estado durante el periodo de tiempo $[t_{ini}, t_{fin}]$. Tiene duración de 1 periodo.
- b_t :Arco $((OFF, t_{ini}), (ON, t_{fin}))$, representan la transición desde el estado OFF al ON durante el periodo de tiempo $[t_{ini}, t_{fin}]$. Corresponde al arranque de la unidad después de permanecer apagada durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo fuera de servicio. Tiene duración de $TMINOFF$ periodos.
- c_t :Arco $((ON, t_{ini}), (OFF, t_{fin}))$, representan la transición desde el estado ON al OFF durante el periodo de tiempo $[t_{ini}, t_{fin}]$. Corresponde a la parada de la unidad después de permanecer operando durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo de encendido. Tiene duración de $TMINON$ periodos.

En la figura 3.9 se muestra la red planteada anteriormente, en donde los tiempos iniciales y finales de los arcos mencionados se plantean según lo expresado en la tabla 3.3. Esta definición de tiempos es útil para incorporar la condición inicial de las unidades, lo que en la red implica que existe un nodo fuente a partir del cual se inicializa el flujo y por ende la evolución temporal de la unidad. En la figura 3.8 se muestra un ejemplo de condición inicial de una unidad que se encuentra encendida al inicio de la optimización en $t = 0$, con lo cual el flujo inicial f_{ini} de la red se inicializa en el nodo $(ON, 0)$, pudiendo evolucionar según los arcos $((ON, 0), (ON, 1))$ o $((ON, 0), (OFF, 1))$. Cabe mencionar que el flujo de esta red se puede considerar como unitario, es decir, $f_{ini} = f_t = 1, \forall t$, dado que se modela sólo la evolución temporal de la unidad en la red

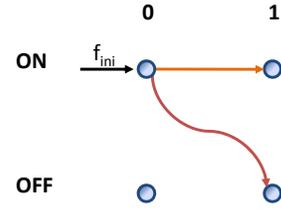


Figura 3.8: Ejemplo del flujo inicial.

Tabla 3.3: Definición de los tiempos iniciales y finales de arcos en la red dinámica.

	t_{ini}	t_{fin}
a_t	$t - 1$	t
b_t	$t - TMINOFF$	t
c_t	$t - TMINON$	t

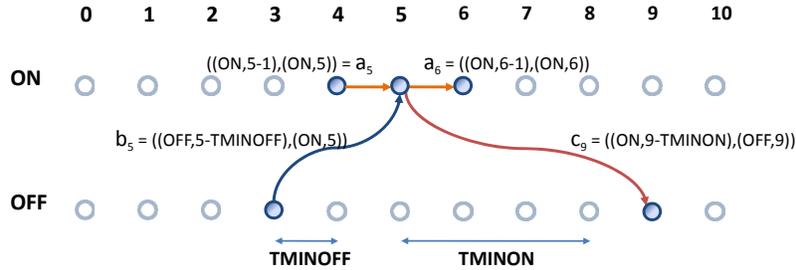


Figura 3.9: Red de tiempo expandido para restricciones temporales.

Para que la red presentada en la figura 3.9 sea aplicable al modelo propuesto se debe implementar mediante una formulación tipo MILP, es decir, se debe representar esta red de flujo mediante restricciones lineales con variables enteras y/o binarias. Para lograr esto se incorpora a la red las variables binarias que indican el arranque y detención de las unidades, las que serán denominadas IA e IP respectivamente, permitiendo representar los arcos tipo b y c . También se incluyen variables de flujo *unidad lista para parar* y *unidad lista para partir*, llamadas X e Y respectivamente, las que permiten representar los arcos tipo a .

En otras palabras, para permitir una formulación MILP adecuada de la red dinámica de la figura 3.9, se deben representar (o descomponer) los estados *ON* y *OFF* mediante variables binarias:

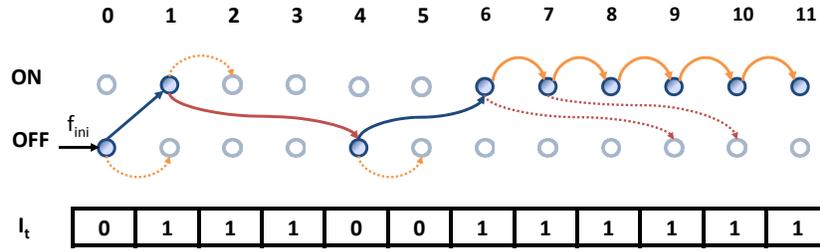
- Estado *ON*: Se modela mediante las variables IA , X y el parámetro $TMINON$. Las variables indican en qué momento la unidad comienza a operar y en qué momento está en condiciones de cambiar de estado o detenerse.
- Estado *OFF*: Se modela mediante las variables IP , Y y el parámetro $TMINOFF$. Las variables indican en qué momento la unidad comienza de dejar de operar y en qué momento está en condiciones de cambiar de estado o partir.

En la figura 3.10 se presenta un ejemplo de la evolución temporal de una unidad de parámetros: $TMINON = 3hrs$, $TMINOFF = 2hrs$. Se presenta la red con los estados *ON* y *OFF* y la red equivalente con las variables de partida y parada. Supongamos que la unidad se encuentra inicialmente en el estado *OFF* y en condiciones de partir en $t = 1$. El flujo se inicializa entonces desde el nodo $(OFF, 0)$ y tiene las opciones de evolucionar hacia los nodos $(OFF, 1)$ o $(ON, 1)$. En el ejemplo se decide partir la unidad mediante el arco $((OFF, 0), (ON, 1))$. En la figura 3.10(b) se muestra la red equivalente, en donde el flujo se inicializa desde la variable de flujo “unidad lista para partir“ Y_0 , desde donde se puede evolucionar hacia la variable Ia_1 o bien hacia Y_1 . Dado que la unidad parte, se traza el arco (Y_0, Ia_1)

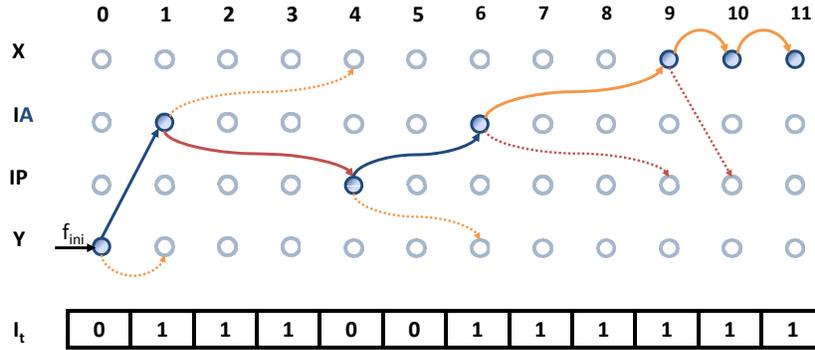
La variable I_t indica el estado de la unidad, tomando el valor 1 si esta opera y 0 si permanece fuera de servicio. Dado que la unidad arranca en $t = 1$, se tiene que $I_1 = 1$.

Desde el nodo $(ON, 1)$ la unidad puede mantenerse en el mismo estado en $t = 2$ o bien detenerse mediante el arco $((ON, 1), (OFF, 4))$, con el cual se cumple el $TMINON$ de la unidad. En la red equivalente se tiene que desde Ia_1 se puede transitar hacia Ip_4 o hacia X_4 , lo cual significa que en el cuarto periodo la unidad o se detiene o bien sigue operando pero en *condiciones de detenerse*, lo que es posible dado que en $t = 4$ se cumple el $TMINON$ de la unidad. En el ejemplo estudiado se opta por detener la unidad en $t = 4$ por lo que se traza el arco $((ON, 1), (OFF, 4))$ y en la red equivalente el arco (IA_1, IP_4) . Durante el periodo de transición de estos arcos la unidad debe permanecer encendida, es decir: $I_t = 1$, $t \in \{1, 3\}$.

En $t = 4$ la unidad se encuentra detenida, es decir, $I_4 = 0$. Desde aquí la unidad puede permanecer en el mismo estado en $t = 5$ o bien decidir arrancar en $t = 6$ una vez que se cumple el $TMINOFF$. En la red equivalente desde IP_4 la unidad puede arrancar con IA_6 o permanecer apagada pero en *condiciones de partir* mediante Y_6 . Dado que se decide partir en $t = 6$, se trazan los arcos $((OFF, 4), (ON, 6))$ y (Ip_4, Ia_6) en las respectivas redes. Durante la transición la unidad permanece apagada, es decir: $I_t = 0$, $t \in \{4, 5\}$.



(a) Ejemplo de evolución temporal en red de flujo.



(b) Ejemplo de evolución temporal en red equivalente de flujo con variables binarias.

Figura 3.10: Ejemplo de evolución temporal de una unidad en una red de tiempo expandido.

En $t = 6$ la unidad comienza a operar nuevamente y se debe decidir si evolucionar hacia $(OFF, 9)$ para detenerse después de $TMINON$, o bien si permanecer en el estado ON en $t = 7$. En esta ocasión se opta por permanecer operando, con lo cual se traza el arco $((ON, 6), (ON, 7))$. Esto se repite hasta el final del horizonte, dado que la unidad se mantiene funcionando. En la red equivalente se decide en $t = 6$ trazar el arco (IA_6, X_9) , con lo cual la unidad continua operando, pero desde $t = 9$ está en condiciones de detenerse. En $t = 9$ se debe optar si seguir operando o detenerse en el periodo siguiente. Dado que la unidad se mantiene operando, se traza el arco X_9, X_{10} , lo cual se repite hasta el final del horizonte de evaluación. Mediante la transición por los nodos X_t , $t \in \{9, 11\}$ la unidad se mantiene operando, con lo cual $I_t = 1$, $t \in \{9, 11\}$.

La evolución descrita anteriormente se puede formular mediante las ecuaciones (3.20), que relacionan las variables binarias de la red equivalente de la figura 3.10(b).

$$I_t = X_t + \sum_{u=t-TMINON+1}^t IA_u \quad (3.20a)$$

$$X_{t-1} + IA_{t-TMINON} = X_t + IP_t \quad (3.20b)$$

$$Y_{t-1} + IP_{t-TMINOFF} = Y_t + IA_t \quad (3.20c)$$

Para ejemplificar numéricamente las restricciones que modelan la evolución temporal de una unidad cualquiera, supongamos que la unidad arranca en $t = 6$, con lo cual se tiene que $IA_{t=6} = 1$. La ecuación (3.20a) fuerza a la unidad a estar en servicio durante su tiempo mínimo de operación. En efecto:

$$\begin{aligned}
 I_6 &= X_6 + IA_4 + Ia_5 + \overbrace{IA_6}^1 \\
 I_7 &= X_7 + IA_5 + \overbrace{IA_6}^1 + IA_7 \\
 I_8 &= X_8 + \overbrace{IA_6}^1 + IA_7 + IA_8 \\
 I_9 &= \overbrace{X_9}^1 + IA_7 + IA_8 + IA_9
 \end{aligned}$$

En $t = 9$ la unidad opera en condiciones de detenerse, es decir, $X_9 = 1$. La ecuación (3.20b) relaciona esta variable con la partida de la unidad:

$$X_8 + \overbrace{IA_6}^1 = \overbrace{X_9}^1 + IP_9$$

Por otro lado, la ecuación (3.20c) relaciona la partida de la unidad en $t = 6$ con la parada en $t = 4$:

$$Y_5 + \overbrace{IA_4}^1 = Y_6 + \overbrace{IA_6}^1$$

Integración de tipos de partida. Una unidad térmica cualquiera posee tres tipos de partida: en caliente, en tibio y en frío, cada uno con sus respectivos costos, tal como se indica en la figura 3.3. El modelo considerará que en un ciclo combinado sólo las turbinas a gas poseen una curva de partida como la de la figura, ya que las turbinas a vapor no tienen un costo de partida asociado.

La red de la figura 3.9 sólo permite un tipo de partida, definido por los arcos b_t que transitan desde los nodos $(OFF, t - TMINOFF)$ al (ON, t) . Sin embargo, una red de estas características permite también modelar los tres tipos de partida que tiene una unidad térmica o turbina a gas, para lo cual es necesario agregar nuevos arcos, nodos y variables binarias.

A la red se agregan los nuevos estados OFF_{hot} , OFF_{warm} , OFF_{cold} , los cuales en conjunto conforman el estado OFF . También se agregan nuevos arcos que modelan los tres tipos de partida: b_{hot_t} , b_{warm_t} , b_{cold_t} . En la figura 3.11 se indican los nuevos estados y arcos para una unidad que decide detenerse en $t = 4$. En ella, los arcos en color azul indican las formas de partir y los arcos de color naranja representa la evolución temporal de la unidad al mantenerse apagada. En $t = 4$ la unidad tiene como opciones arrancar en caliente en $t = 6$ o bien evolucionar hacia el estado OFF_{warm} , el cual representa que la unidad permanece apagada pero en condiciones de arrancar en

tibio. En $t = 6$ la unidad ya no puede partir en caliente, por lo que en $t = 7$ sólo puede arrancar en tibio o bien seguir detenida pero en el estado OFF_{cold} , en el cual está en condiciones de arrancar en frío. Desde $t = 7$ en adelante la unidad sólo puede arrancar en frío o bien permanecer apagada en el estado OFF_{cold} .

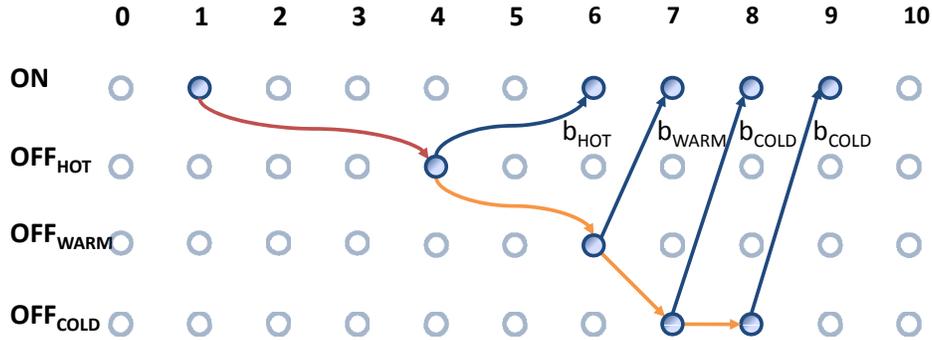


Figura 3.11: Red de tiempo expandido con tipos de partida caliente, tibio y frío.

Dado que se requiere modelar la red en términos de variables binarias, se dividen las variables Y e IA de la figura 3.10(a) en tres: Y_{hot} , Y_{warm} , Y_{cold} , las que representan la evolución de la unidad por los estados OFF mientras se mantiene detenida e IA_{hot} , IA_{warm} , IA_{cold} modelan los arcos b de la figura 3.11.

En la figura 3.12 se presenta la red con las nuevas variables. En ella se aprecia que al detenerse la unidad en $t = 4$ puede evolucionar hacia el arranque en caliente en $t = 6$ mediante $IA_{hot,t=6}$, o mantenerse fuera de servicio mediante $Y_{hot,t=6}$. Desde $Y_{hot,6}$ la unidad puede seguir detenida en $Y_{warm,7}$ o bien partir en tibio mediante $IA_{warm,7}$. Desde $Y_{warm,7}$ se evoluciona de igual manera pero hacia el estado de partida en frío. Desde $Y_{cold,8}$ en adelante la unidad sólo puede partir en frío o bien mantenerse en Y_{cold} .

Hasta el momento se ha hablado de los sub-estados OFF_{hot} , OFF_{warm} , OFF_{cold} como si tuvieran una duración de un periodo. Para modelar estos estados con una duración distinta mediante una red como la de la figura 3.12 se utilizan las variables binarias Y_k , en donde el índice k representa los periodos de la curva de partida de la unidad (ver figura 3.3), es decir, las variables Y contabilizan el periodo fuera de servicio de la unidad, de modo de saber en qué punto de la curva se encuentra esta.

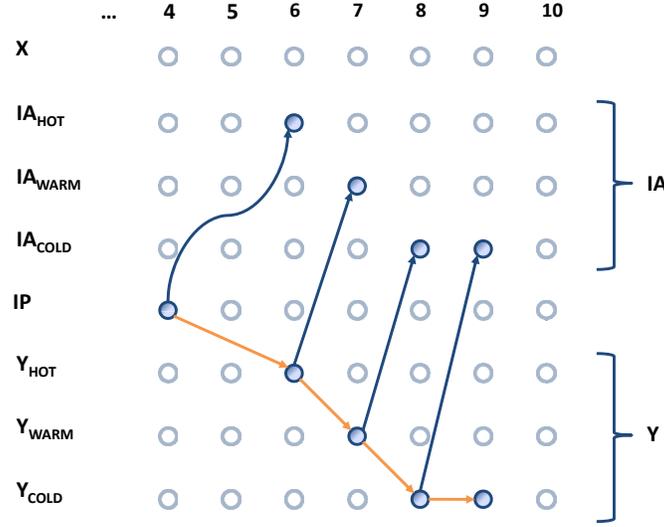


Figura 3.12: Red de tiempo expandido con variables binarias para partidas en caliente, tibio y frío.

Para la modelación se consideran cuatro subconjuntos temporales, dependientes de los tiempos $THOT$, $TWARM$ y $TMINOFF$, de forma de definir en qué periodos la unidad se encuentra en condiciones de partir en caliente, tibio o frío. Se definen:

ST : Intervalo que contiene los periodos de la curva de partida:
 $k \in \{1, \dots, TWARM - TMINOFF + 2\}$

STH : Intervalo que contiene los periodos de partida en caliente:
 $k \in \{1, \dots, THOT - TMINOFF\}$

STW : Intervalo que contiene los periodos de partida en tibio:
 $k \in \{THOT - TMINOFF + 1, \dots, TWARM - TMINOFF\}$

STC : Intervalo que contiene los periodos de partida en frío:
 $k \in \{TWARM - TMINOFF + 1, \dots, TWARM - TMINOFF + 2\}$

Se definen también los arcos $INET_k$ que representan las variables IA_{hot} , IA_{warm} , IA_{cold} , con lo cual se puede representar la red de la figura 3.12 de manera más compacta. En la figura 3.13 se indica la evolución en la curva de partida de una unidad que se detiene en $t = 4$, apreciándose la relación entre las variables $INET_k$ e Y_k . En la figura se tiene que $TMINOFF = 2hrs$, $THOT = 3hrs$ y $TWARM = 4hrs$, con lo cual los intervalos de la curva de partida de la unidad son: $STH = \{1\}$, $STW = \{2\}$, $STC = \{3, 4\}$.

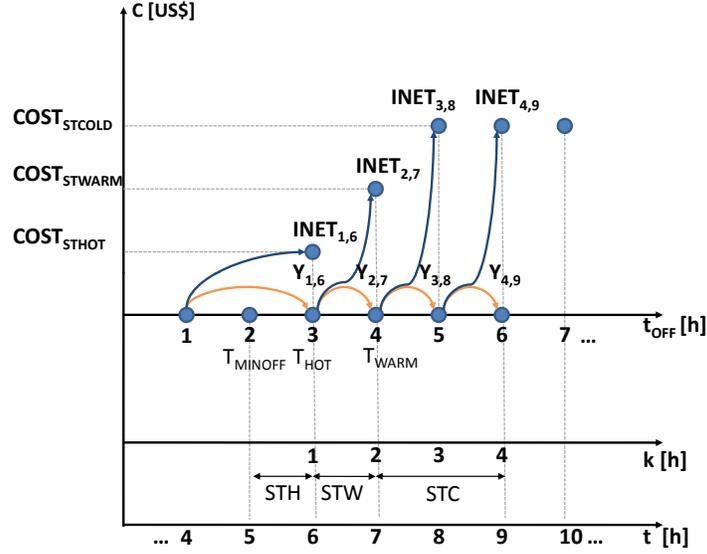


Figura 3.13: Modelamiento de la curva de partida con variables binarias de la red.

La unidad de la figura 3.13 se detiene en $t = 4$, periodo a partir del cual se contabiliza el tiempo fuera de servicio t_{off} . En $t_{off} \in \{1, 2\}$ la unidad no puede partir debido a que debe cumplir su tiempo mínimo fuera de servicio. En $t_{off} = 3$ la unidad ya está en condiciones de arrancar y se comienzan a contabilizar los periodos de la curva de partida k : si $k \in STH = \{1\}$ la unidad puede arrancar en caliente, si $k \in STW = \{2\}$ se puede arrancar en tibio y si $k \in STC = \{3, 4\}$ la unidad puede arrancar en frío.

Dado que la unidad se detiene en $t = 4$, esta puede arrancar en caliente en $INET_{1,6}$ o bien permanecer detenida en el primer periodo de la curva de partida $Y_{1,6}$. Desde $Y_{1,6}$ la unidad puede partir en tibio mediante $INET_{2,7}$ o seguir evolucionando en su curva de partida con $Y_{2,7}$. Desde $Y_{2,7}$ en adelante la unidad está en condiciones de partir en frío, debido a que el tiempo de apagado t_{off} es mayor que $TWARM$.

La evolución temporal que incluye la curva de partida queda formulada de forma general por la restricción (3.21b). La ecuación (3.21a) indica que en un mismo periodo sólo puede existir una única partida. En la figura 3.14 se diagrama lo expresado en estas ecuaciones, indicándose las evoluciones posibles para que una unidad arranque en $t = 6$, ya sea en caliente, en tibio o en frío.

$$IA_t = \sum_{k \in ST} Inet_{k,t} \quad (3.21a)$$

$$Y_{k-1,t-1} + IP_{t-TMINOFF_{\{k=1\}}} + Y_{k,t-1_{\{k=|ST|\}}} = Y_{k,t} + INET_{k,t} \quad (3.21b)$$

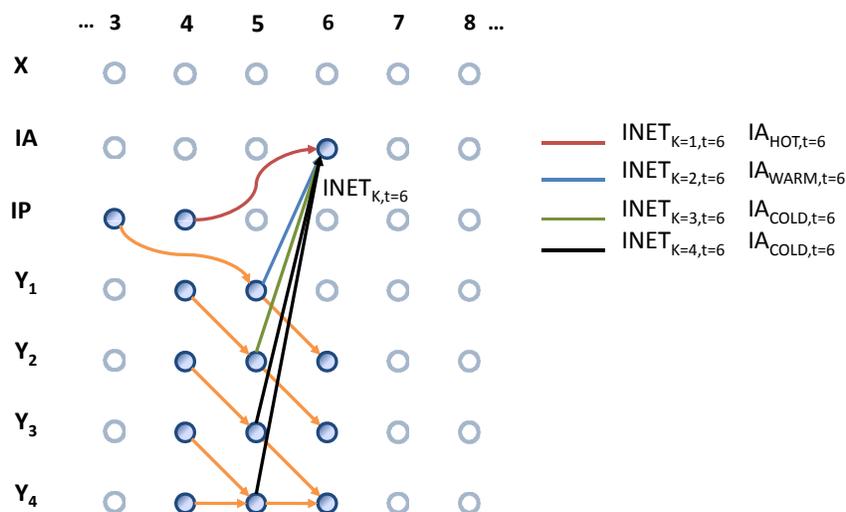


Figura 3.14: Ejemplo de red de tiempo expandido con tres tipos de partida.

Integración de operación dual de combustibles. Se considerará en el desarrollo de la tesis que las unidades térmicas convencionales sólo son capaces de operar con un único combustible, al igual que las turbinas a vapor de las centrales de ciclo combinado, por lo que sólo las turbinas a gas se considerarán en condiciones de intercambiar el combustible de operación. Debido a esto, las restricciones de combustible detalladas de aquí en adelante serán aplicables sólo a este tipo de componentes.

La modelación considerará que una turbina a gas de una unidad térmica de ciclo combinado es capaz de operar con distintos combustibles: uno primario (gas natural) y otro secundario (diesel). Se sabe que de acuerdo a lo mencionado en la sección 2.2.5 la operación con uno u otro combustible varía ciertos parámetros de la unidad, específicamente la curva de costos, los costos de partida/parada, los límites máximos de potencia, consumos propios y tiempos mínimos.

La modelación de esta característica se basa en las siguientes reglas de operación, las cuales se aplican a las componentes capaces de transitar desde el combustible m al n y viceversa.

- No existen costos de transición entre combustibles.
- No se consideran limitaciones de potencia generada durante las transiciones.
- Al partir (detener) una unidad se debe considerar el costo de arranque (parada) correspondiente al combustible en operación.
- Después de $TMINON_m$ la unidad puede dejar de operar con combustible m : deteniéndose a costo de parada del combustible m , o bien transitando al combustible n .

- Después de $TMINOFF_m$ la unidad puede comenzar a operar con combustible m : arrancando a costo de partida del combustible m , o bien transitando desde el combustible n .

Para implementar las transiciones de combustibles en una red de flujo como la presentada en la figura 3.9, es necesario agregar estados ON, OFF para cada combustible y agregar arcos que permitan el cambio de combustible de acuerdo a las reglas señaladas. En la figura 3.15 se indica una red de tiempo expandido con los estados para el combustible primario (GAS) y el alternativo (DIESEL), con los respectivos arcos de transición $S_{GAS,DIESEL}, S_{DIESEL,GAS}$ y los arcos de partida/parada IA_{GAS}, IP_{GAS} para la operación con gas natural. Se considera que sólo los arcos IA, IP tienen un costo asociado, no así los arcos S_{mn} .

Se ejemplifica en la figura 3.15 que para comenzar a operar con gas natural en el periodo t es necesario arrancar en $t - TMINOFF_m$ o bien transitar desde la operación con diesel hacia la operación con gas. Por otro lado, para dejar de operar con gas, se debe detener la unidad en $t + TMINON_m$ o bien transitar hacia la operación con diesel.

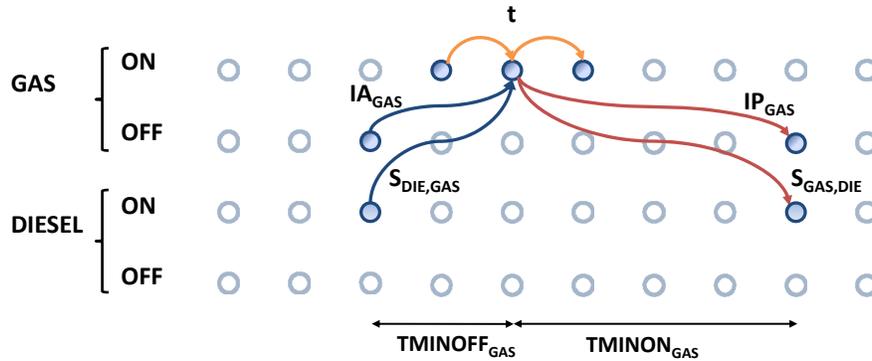


Figura 3.15: Red de tiempo expandido para transiciones de combustible.

Para modelar la red de la figura 3.15 se implementa una red de variables binarias para cada combustible, similares a la presentada en la figura 3.10(b), . Es decir, se implementan dos redes compuestas por las variables binarias $IA_m, IP_m, X_m, Y_m, m \in \{GAS, DIESEL\}$, las cuales se conectan y relacionan entre sí mediante los arcos $S_{GAS,DIESEL}, S_{DIESEL,GAS}$ que también son representados mediante variables binarias, tal como se indica en la figura 3.16.

Las expresiones que modelan las restricciones temporales con transiciones de combustibles mediante un enfoque de red dinámica de flujo corresponden básicamente a las ecuaciones (3.20), pero implementadas para cada combustible m y con la presencia de los arcos de transición de combustible S_{mn} .

La expresión (3.22b) restringe la operación temporal para cada combustible de la unidad de acuerdo a su tiempo mínimo de encendido. La restricción (3.22c) actúa de forma similar, pero

relacionando las variables según el tiempo mínimo fuera de servicio. La expresión (3.22a) indica la operación encendido o apagado de cada combustible m de acuerdo a si la unidad arranca con el combustible m , transita hacia el combustible m o bien se encuentra operando con el combustible m .

$$I_{mt} = X_{mt} + \sum_{u=t-TMINON_m+1}^t IA_{mu} + \sum_{u=t-TMINON_m+1}^t S_{nmu} \quad (3.22a)$$

$$X_{m,t-1} + IA_{m,t-TMINON_m} + S_{nm,t-TMINON_m} = X_{mt} + IP_{mt} + S_{mnt} \quad (3.22b)$$

$$Y_{m,t-1} + IP_{m,t-TMINOFF_m} + S_{mm,t-TMINON_m} = Y_{mt} + IA_{mt} + S_{nmt} \quad (3.22c)$$

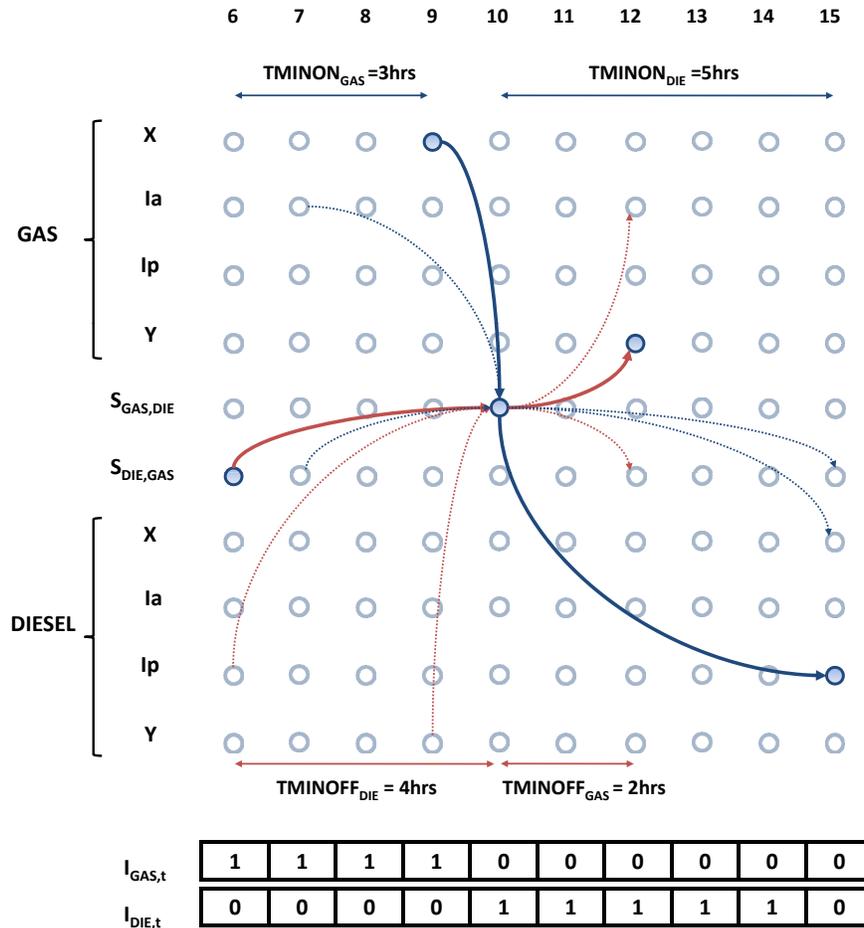


Figura 3.16: Red de tiempo expandido con variables binarias para transiciones de combustibles.

Para ejemplificar la modelación de las transiciones de combustible, supongamos que una turbina a gas es capaz de operar con gas natural y diesel, y opera según lo expresado en la figura 3.16. En

la red de la figura los arcos de color azul corresponden a la ecuación (3.22b) y los arcos de color rojo a la expresión (3.22c). La operación indicada en la figura indica que la unidad decide transitar desde la operación con diesel hacia la operación con gas en $t = 6$, con lo cual $S_{DIESEL,GAS,t=6} = 1$. Se tiene entonces que la restricción (3.22a) fuerza a operar con gas hasta $t = 9$, en donde se cumple el tiempo mínimo de operación con gas. En efecto,

$$\begin{aligned}
 I_{GAS,6} &= X_{GAS,6} + IA_{GAS,4} + IA_{GAS,5} + IA_{GAS,6} + S_{DIE,GAS,4} + S_{DIE,GAS,5} + \overbrace{S_{DIE,GAS,6}}^1 \\
 I_{GAS,7} &= X_{GAS,7} + IA_{GAS,5} + IA_{GAS,6} + IA_{GAS,7} + S_{DIE,GAS,5} + \overbrace{S_{DIE,GAS,6}}^1 + S_{DIE,GAS,7} \\
 I_{GAS,8} &= X_{GAS,8} + IA_{GAS,6} + IA_{GAS,7} + IA_{GAS,8} + \overbrace{S_{DIE,GAS,6}}^1 + S_{DIE,GAS,7} + S_{DIE,GAS,8} \\
 I_{GAS,9} &= \underbrace{X_{GAS,9}}^1 + IA_{GAS,7} + IA_{GAS,8} + IA_{GAS,9} + S_{DIE,GAS,7} + S_{DIE,GAS,8} + S_{DIE,GAS,9}
 \end{aligned}$$

Se observa que $X_{GAS,t=9} = 1$, lo cual indica que desde $t = 9$ se está en condiciones de dejar de operar con gas, lo cual ocurre en $t = 10$, en donde se tiene que la unidad transita a la operación con diesel, es decir, $S_{GAS,DIESEL,t=10} = 1$. Se observa en la figura que las variables $S_{DIESEL,GAS,t=6}$, $S_{GAS,DIESEL,t=10}$ se unen mediante un arco, el cual representa la restricción (3.22c) para $t = 10$. En efecto, esta ecuación relaciona ambas variables:

$$Y_{DIE,9} + IP_{DIE,6} + \underbrace{S_{DIE,GAS,6}}_1 = Y_{DIE,10} + IA_{DIE,10} + \underbrace{S_{DIE,GAS,10}}_1$$

La variable $S_{GAS,DIESEL,t=10} = 1$, mediante la restricción (3.22a), fuerza la operación en diesel durante su tiempo mínimo, hasta $t = 14$. En $t = 12$ se observa que la unidad ya es capaz de operar con gas, debido a que cumple las 2hrs de tiempo mínimo de apagado en gas, por lo que la ecuación (3.22c) para $t = 12$ queda como:

$$Y_{GAS,11} + IP_{GAS,10} + \underbrace{S_{GAS,DIE,10}}_1 = \underbrace{Y_{GAS,12}}_1 + IA_{GAS,12} + S_{DIE,GAS,12}$$

Finalmente, desde $t = 10$ se decide detener la unidad en $t = 15$, es decir $IP_{DIE,15} = 1$. Esta variable se conecta con $S_{GAS,DIESEL,t=10}$ mediante la restricción (3.22b) para $t = 15$:

$$X_{DIE,14} + IA_{DIE,10} + \underbrace{S_{GAS,DIE,10}}_1 = X_{DIE,15} + \underbrace{IP_{DIE,15}}_1 + S_{DIE,GAS,15}$$

Restricciones temporales. Se implementan los aspectos de modelamiento mencionados anteriormente: tiempos mínimos, curvas de partida y transiciones de combustible, al modelo de pre-despacho mediante un set de restricciones que relacionan las variables binarias de partida, parada y transiciones mediante una red de dinámica de flujo.

$$I_{ijmt} = X_{ijmt} + \sum_{h \in \mathcal{V}_t} IA_{ijmh} + \sum_{h \in \mathcal{V}_t} \sum_{\substack{n \in \mathcal{F}_j \\ (n,m) \in \mathcal{A}_{ij}}} S_{ijnmh} \quad (3.23)$$

$$\mathcal{V}_t = \{t - TMINON_{ijm} + 1 \dots t\}, \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t.$$

$$X_{ijm,t-1} + \sum_{\substack{n \in \mathcal{F}_j \\ (n,m) \in \mathcal{A}_{ij}}} S_{ijnm,t-TMINON_{ijm}} + IA_{ijm,t-TMINON_{ijm}} \\ = X_{ijmt} + IP_{ijmt} + \sum_{\substack{n \in \mathcal{F}_j \\ (m,n) \in \mathcal{A}_{ij}}} S_{ijmnt} \quad (3.24)$$

$$\forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t.$$

$$Y_{ijm,k-1,t-1} + (Y_{ijm,k,t-1})_{\{k=|ST_{ijm}|\}} + (IP_{ijm,t-TMINOFF_{ijm}} + \sum_{\substack{n \in \mathcal{F}_j \\ (m,n) \in \mathcal{A}_{ij}}} S_{ijmn,t-TMINOFF_{ijm}})_{\{k=1\}} \\ = Y_{ijmkt} + INET_{ijmkt} + \sum_{\substack{n \in \mathcal{F}_j \\ (n,m) \in \mathcal{A}_{ij}}} SNET_{ijnmkt} \\ \forall k \in ST_{ijm}, \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \quad (3.25)$$

Las restricciones (3.23), (3.24) corresponden básicamente a las expresiones (3.22a), (3.22b) generalizadas para toda unidad, ya sea una térmica convencional o de ciclo combinado, lo cual es posible gracias al conjunto de transiciones de combustible \mathcal{A}_{ij} , que es distinto de vacío sólo para las turbinas a gas que operen con gas natural y diesel.

La restricción (3.25) integra las expresiones (3.20c), (3.22c) y (3.21b), para lo cual se incorporan las variables de flujo $INET$ y $SNET$, dependientes del segmento k de la curva de partida de la componente j . Esta última, $SNET$, sólo se aplica a aquellas turbinas a gas que sean capaces de transitar entre combustibles. Ambas variables se deben entender como formas alternativas de operar en con el combustible m , es decir:

- *INET* representa partir desde el periodo k de la curva de arranque con el combustible m , viniendo del estado *OFF*, lo cual tiene un costo de partida asociado.
- *SNET* representa partir desde el periodo k con el combustible m , viniendo desde una operación con combustible n , lo cual no tiene un costo de transición asociado.

El arranque de la unidad queda determinado por una única partida desde el segmento k de su curva de partida, por lo que la variable de arranque IA se relaciona con la variable de flujo de partida *INET* mediante la restricción:

$$\sum_{k \in ST_{ijm}} INET_{ijmkt} = IA_{ijmt} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \quad (3.26)$$

Lo mismo se debe cumplir para las transiciones de combustible, sólo puede haber una transición de combustible m desde algún periodo k de la curva de partida.

$$\sum_{k \in ST_{ijm}} SNET_{ijnmkt} = S_{ijnmt} \quad \forall (n, m) \in \mathcal{A}_{ij}, \forall (ijm) \in \mathcal{G}, \forall t. \quad (3.27)$$

3.2.4.6. Disponibilidad de combustible

La operación con uno u otro combustible detallada en la sección anterior está ligada a la disponibilidad de combustible que exista durante todo el horizonte de evaluación. Se considerará que el combustible primario está sometido a indisponibilidades y que por el contrario, el combustible alternativo no tendrá restricciones de abastecimiento. Según esto, es necesario introducir una restricción que de cuenta de los periodos en los cuales existe disponibilidad del combustible primario, de forma tal que se logre distribuir de forma óptima la generación con este combustible.

Sea $[ti, tf]$ un intervalo en el cual existe disponibilidad limitada de combustible primario y sea F_{AV} el valor al que se restringe el consumo de combustible. El consumo total de combustible en el intervalo queda entonces acotado según la restricción (3.28). Dado que es adecuado expresar el consumo de combustible en términos de la potencia generada por la unidad, se utilizan los parámetros α y β de la curva I/O (o combustible-potencia) tal como se indica en la expresión (3.28).

$$\sum_{j \in \mathcal{TG}_i} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} \sum_{h=ti}^{tf} \{P_{ijmsh} \cdot \alpha_{ijmsh} + IS_{ijmsh} \cdot \beta_{ijmsh}\} \leq F_{AV_{im,ti,tf}} \quad (3.28)$$

$$\forall (m, ti, tf) \in \mathcal{F}_{AV_i}, \forall i \in \mathcal{CC}.$$

3.2.4.7. Tiempo de *hold-point*

El tiempo de *hold-point* de la turbina a gas depende del tipo de partida de ésta, es decir, depende del periodo de la curva de partida desde el cual la unidad arranca. Esta característica implica un retraso o *delay* en la partida de la turbina a vapor, por lo que se requiere relacionar las variables binarias de partida de ambas componentes. Para esto se define la variable binaria SHP_{kt} la que se puede entender como el arco que parte desde la variable de partida de la turbina a gas $INET_{kt}$ hacia la variable de partida de la turbina a vapor $IA_{t'}^{TV}$, cumpliéndose que el tiempo de tránsito del arco $t' - t$ es igual al tiempo de *hold-point* $HPTIME_k$. El índice k indica el periodo de la curva de partida desde el cual arranca la turbina a gas, permitiendo identificar la partida en caliente, en tibio o en frío.

En la figura 3.17 se presenta un ejemplo de la modelación del tiempo de *hold-point*, indicándose la relación de las variables comentadas. En la figura se tiene que la turbina a gas puede partir en $t = 1$ en caliente desde $INET_{k=1,t=1}$, con un tiempo de *hold-point* $HPTIME_{k=1} = 1hrs$, lo cual implica que la turbina a vapor puede partir en $t = 2$. Esto equivale a que la variable $SHP_{k=1,t=1}$ tome el valor 1, forzando a la turbina a gas a permanecer en mínimo técnico en el primer periodo. Si la unidad decide partir en tibio, es decir, desde $k = 2$, entonces la turbina a gas debe permanecer operando a potencia mínima en los periodos $t = \{1, 2\}$, y la turbina a vapor puede arrancar en $t = 3$, ya que en este caso $HPTIME_{k=2} = 2hrs$. Si se opta por partir en frío, desde $k = 3$ o $k = 4$, se tiene que el tiempo de *hold-point* es de 4hrs, obligando a la turbina a gas a permanecer en mínimo técnico hasta $t = 4$ y permitiendo partir a la turbina a vapor en $t = 5$.

La operación descrita queda modelada por el siguiente set de restricciones, que utilizan la variable de *hold-point* SHP para relacionar las variables de partida de las componentes y forzar la operación a mínimo técnico de la turbina a gas durante el tiempo correspondiente. Cabe mencionar que en el caso de un ciclo combinado de dos turbinas a gas se considera que sólo una de ellas arranca la turbina a vapor, por lo que estas restricciones sólo se aplican a aquella turbina.

$$SHP_{ijmkt} \leq INET_{ijmkt} \quad \forall k \in ST_{ijm}, \forall j \in \mathcal{TGA}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t. \quad (3.29)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{TV}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} IA_{ijmt} = \sum_{j \in \mathcal{TGA}_i} \sum_{m \in \mathcal{F}_j} \sum_{k \in ST_{ijm}} SHP_{ijmk,t-HPTIME_{ijmk}} \quad \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t. \quad (3.30)$$

$$I_{ijmt} \geq \sum_{k \in ST_{ijm}} \sum_{h \in \mathcal{V}_i} SHP_{ijmkh} \quad (3.31)$$

$$\mathcal{V}_t = \{t - HPTIME_{ijmk} \dots t\}, \forall j \in \mathcal{TGA}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t.$$

$$\sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmsh} \leq P_{min_{ijmh}} \cdot SHP_{ijmk,t-HPTIME_{ijm}} + P_{max_{ijmh}} \cdot (1 - SHP_{ijmk,t-HPTIME_{ijm}}) \quad (3.32)$$

$$h \in \{t - HPTIME_{ijmk} \dots t - 1\}, k \in \mathcal{S}_{ijm}, \forall j \in \mathcal{TGA}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t.$$

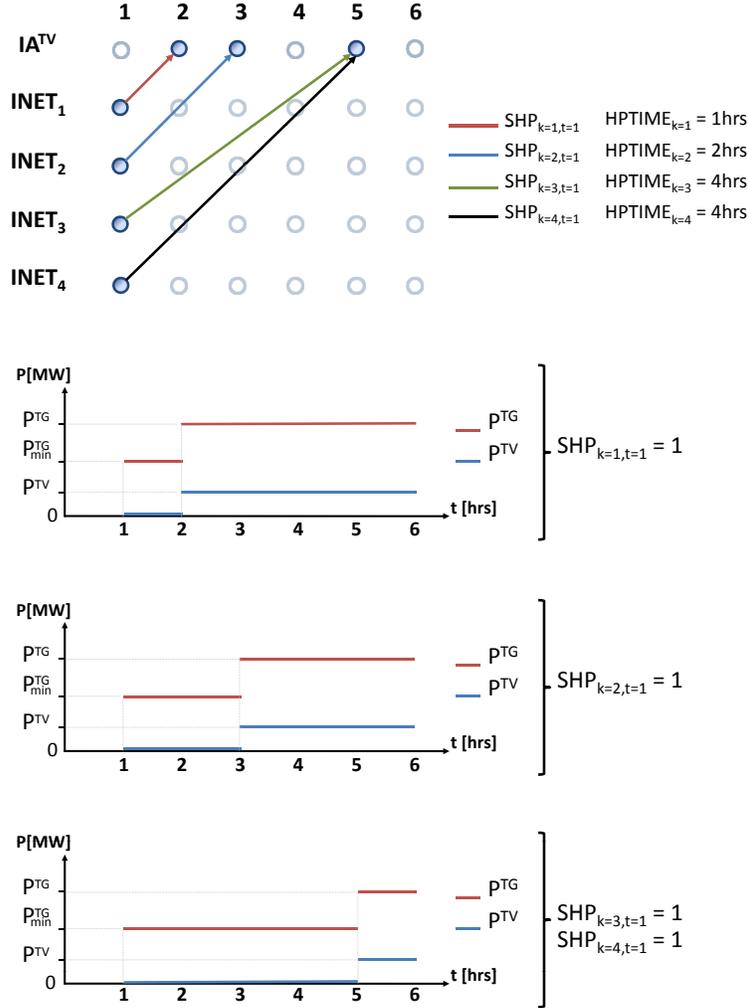


Figura 3.17: Modelación del tiempo de *hold-point* dependiente del tipo de partida.

Para ejemplificar las restricciones que modelan el *hold-point*, supongamos que la turbina a gas arranca en frío desde $k = 4$ en el primer periodo, con lo cual $SHP_{k=4,t=1} = 1$, y la turbina a vapor parte en $t = 5$. La ecuación (3.30) queda entonces como:

$$\begin{aligned} IA_{t=5}^{TV} &= SHP_{1,5-1} + SHP_{2,5-2} + SHP_{3,5-4} + SHP_{4,5-4} \\ &= SHP_{1,4} + SHP_{2,3} + SHP_{3,1} + \underbrace{SHP_{4,1}}_1 \end{aligned}$$

Por otro lado, la ecuación (3.31) fuerza la operación de la turbina a gas durante el *hold-point*, de forma que se cumpla que $I_t^{TG} = 1$, $t \in [1, 5]$. En efecto:

$$\begin{aligned}
 I_{t=1}^{TG} &\geq SHP_{4,1} &&= 1 \\
 I_{t=2}^{TG} &\geq SHP_{4,1} + SHP_{4,2} &&= 1 + 0 \\
 I_{t=3}^{TG} &\geq SHP_{4,1} + SHP_{4,2} + SHP_{4,3} &&= 1 + 0 + 0 \\
 I_{t=4}^{TG} &\geq SHP_{4,1} + SHP_{4,2} + SHP_{4,3} + SHP_{4,4} &&= 1 + 0 + 0 + 0 \\
 I_{t=5}^{TG} &\geq SHP_{4,1} + SHP_{4,2} + SHP_{4,3} + SHP_{4,4} + SHP_{4,5} &&= 1 + 0 + 0 + 0 + 0 \\
 I_{t=6}^{TG} &\geq SHP_{4,2} + SHP_{4,3} + SHP_{4,4} + SHP_{4,5} + SHP_{4,6} &&= 0 + 0 + 0 + 0 + 0
 \end{aligned}$$

La ecuación (3.32) y el límite de mínimo técnico de la unidad fuerzan a la turbina a gas a generar a potencia mínima durante el intervalo de *hold-point*, de modo de cumplir que $P_t^{TG} = P_m^{TG}in$, $t \in [1, 5]$. En efecto, suponiendo que la unidad posee sólo un segmento en la curva de costos ($s = 1$), en $t = 5$ se tiene que $h \in \{1, \dots, 4\}$, lo que implica:

$$\begin{aligned}
 P_{min}^{TG} &\leq P_h^{TG} \leq P_{min}^{TG} \cdot \overbrace{SHP_{4,1}}^1 + P_{max}^{TG} \cdot \overbrace{(1 - SHP_{4,1})}^0 \\
 P_{min}^{TG} &\leq P_h^{TG} \leq P_{min}^{TG}
 \end{aligned}$$

3.2.5. Modelación estanques de combustibles

La modelación de estanques de combustible se implementa para los estanques de diesel que poseen las turbinas a gas y algunas pequeñas centrales convencionales que operan con este combustible. Sin embargo, el modelo propuesto también puede ser extensible a estanques de acumulación de gas natural o gas natural licuado en plantas de ciclo combinado.

La modelación considera un flujo de combustible de entrada en cada periodo, F_{IN_t} , el cual es un dato de entrada conocido, debido a que no se considera optimizar la logística asociada al abastecimiento de combustible. También es dato de entrada la capacidad máxima del estanque V_{MAX} . El volumen y el flujo de combustible consumido en cada periodo, V_t , F_t respectivamente, se modelan como variables enteras de acuerdo a las restricciones (3.33), las cuales representan el esquema de la figura 3.18.

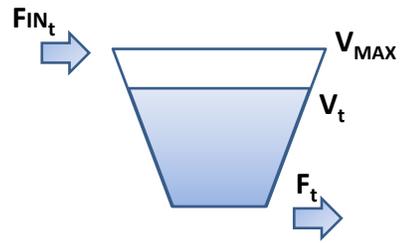


Figura 3.18: Modelamiento de estanques de combustible.

La formulación habitual del balance en un estanque, por ejemplo en el caso de un embalse de agua, es de igualdad e incorpora una variable de vertimiento. Sin embargo, dado que el vertimiento de combustible no se considera en el modelo, se opta por una formulación alternativa que no hace uso de esta, por lo que la restricción del balance en el estanque se transforma en una desigualdad como la indicada en la expresión (3.33b). Esta restricción en conjunto con la de capacidad máxima establecen una cota máxima al volumen de combustible que se acumula en el estanque, lo cual evita la incorporación de la variable de vertimiento.

Por otro lado, es adecuado representar el flujo de consumo de combustible en función de la potencia generada por la unidad, lo cual se logra mediante los coeficientes α_s y β_s de los segmentos lineales de la curva de entrada-salida (o combustible-potencia).

$$V_{ijmt} \leq V_{MAX_{ijm}} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{E} \quad (3.33a)$$

$$V_{ijmt} \leq V_{ijm,t-1} + F_{IN_{ijmt}} - \sum_{s \in \mathcal{S}_{ijm}} P_{ijmst} \cdot \alpha_{ijmst} + I S_{ijmst} \cdot \beta_{ijmst} \quad \forall (ijm) \in \mathcal{E} \quad (3.33b)$$

Para ejemplificar esta formulación, supongamos que una unidad tiene los siguientes parámetros: $P_{max} = 100[MW]$, $\alpha = 0,5[m3/MWh]$, $\beta = 0[m3/h]$, $V_{max} = 100[m3]$. Supongamos también que la unidad debe operar al máximo posible durante 5hrs y que el estanque está a máxima capacidad inicialmente. Se conoce el flujo de entrada de combustible para estas horas: $Fin_t = [0, 0, 25, 200, 0]$. Se aprecia que en $t = 4$ el flujo de entrada de combustible es mayor que la capacidad máxima del estanque, por lo que existiría vertimiento. Sin embargo, esto no produce una infactibilidad en la formulación presentada:

$$\begin{aligned} V_1 &\leq V_{ini} + Fin_1 - F_1 = 100 + 0 - 100 \cdot 0,5 = 50m^3 \Rightarrow V_1 \leq \min \{50, 100\} = 50m^3 \\ V_2 &\leq V_1 + Fin_2 - F_2 = 50 + 0 - 100 \cdot 0,5 = 0m^3 \Rightarrow V_2 \leq \min \{0, 100\} = 0m^3 \\ V_3 &\leq V_2 + Fin_3 - F_3 = 0 + 25 - 50 \cdot 0,5 = 0m^3 \Rightarrow V_3 \leq \min \{0, 100\} = 0m^3 \\ V_4 &\leq V_3 + Fin_4 - F_4 = 0 + 200 - 100 \cdot 0,5 = 150m^3 \Rightarrow V_4 \leq \min \{150, 100\} = 100m^3 \\ V_5 &\leq V_4 + Fin_5 - F_5 = 100 + 0 - 100 \cdot 0,5 = 50m^3 \Rightarrow V_5 \leq \min \{50, 100\} = 50m^3 \end{aligned}$$

Se aprecia que en $t = 4$ el volumen en el estanque es de $100m^3$ a pesar que en ese periodo el flujo de combustible de entrada es mayor. Luego, esta formulación es adecuada aún sin considerar una variable de vertimiento. La operación del ejemplo se resume en la tabla siguiente:

Horas	1	2	3	4	5
$Fin[m^3/h]$	0	0	25	200	0
$V[m^3]$	50	0	0	100	50
$F[m^3/h]$	50	50	25	50	50
$P[MW]$	100	100	50	100	100

3.2.6. Implementación del efecto de predicción de la temperatura ambiente

En las restricciones presentadas en las secciones anteriores de este capítulo se han ocupado algunos parámetros dependientes del periodo t : límites de potencia P_{MAX} , P_{MIN} , coeficientes de curvas de costo $CVAR$, $CFIX$, coeficientes de curvas IO α , β , y factores de acoplamiento Ka, Kb ; los cuales varían debido a que se corrigen de acuerdo a la temperatura ambiente del periodo en cuestión. En la presente sección se indican las metodologías y modelos propuestos que permiten obtener estos parámetros a partir de los datos nominales que se ingresan a la herramienta computacional desarrollada.

El modelo permitirá incorporar el efecto de temperatura ambiente en las curvas de combustible-potencia (curva I/O) de las turbinas a gas y a vapor, y el efecto sobre la potencia máxima de salida de la turbina a gas. Para lograr esto es necesario que cada unidad de ciclo combinado esté asociada a un perfil de temperatura. Lo anterior se efectúa ingresando como datos de entrada un conjunto de zonas geográficas con sus respectivos perfiles horarios de temperatura ambiente, indicándose además a qué zona pertenece cada unidad de ciclo combinado del sistema.

El modelo considera que la temperatura ambiente modifica la curva I/O de cada turbina a gas y restringe su potencia máxima. Sin embargo, no se contemplan efectos sobre la potencia mínima. Lo anterior se resume en la figura 3.19, en donde se muestra la curva de costos de una turbina a gas para tres temperaturas y cómo se restringe la potencia máxima que es capaz de generar esta unidad en función de la temperatura. El efecto de la temperatura sobre la turbina a vapor se modelará mediante una corrección por temperatura sobre los factores de acoplamiento.

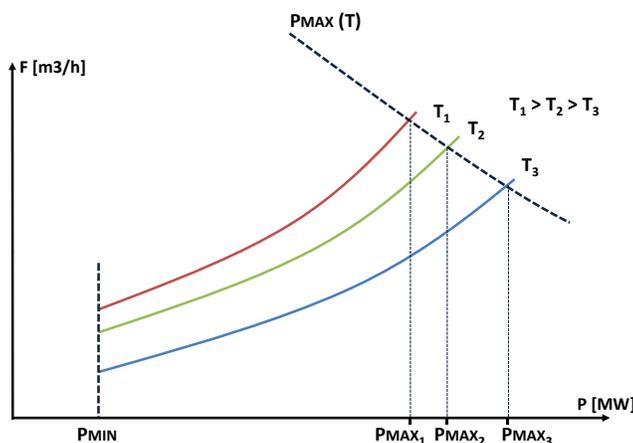


Figura 3.19: Efecto de temperatura ambiente sobre curvas I/O.

3.2.6.1. Efecto de temperatura en curvas I/O.

La temperatura ambiente afecta la eficiencia de las componentes de una planta de ciclo combinado, lo cual es equivalente a que la curva I/O (o combustible-potencia) de cada turbina varíe de acuerdo a la temperatura ambiente de cada hora. Esto implica que la curva I/O varíe de un periodo a otro conforme varíe la temperatura.

Para incorporar este efecto en el modelo se calculan los coeficientes de las curvas I/O, α_s y β_s , para cada periodo, modificados mediante un factor de corrección dependiente de la temperatura ambiente del periodo en cuestión. Esto implica que, en el caso de la turbina a gas, la curva de costos varía de un periodo a otro, no solo por los precios de combustibles, sino también por los coeficientes que definen los segmentos lineales que aproximan la curva, lo cual fue incorporado en las ecuaciones (3.2.1).

En el caso de la turbina a vapor, la temperatura de cada periodo influye en los factores de acoplamiento señalados en la sección 3.2.3, por lo cual estos se ajustan periodo a periodo de forma de incorporar la corrección por temperatura.

El modelo propuesto posee la flexibilidad de trabajar con un historial de datos empíricos o bien con datos teóricos obtenidos de la bibliografía especializada. De esta forma surgen dos metodologías para corregir las curvas de costo y los factores de acoplamiento según la temperatura:

Metodología 1. Datos empíricos: Al contar con un historial de datos empíricos de: potencia generada por la turbina a gas, consumo de combustible y temperatura ambiente, se puede realizar un análisis de regresión cuadrática y calcular una expresión para la potencia generada en función del consumo de combustible y de la temperatura ambiente, $P^{TG} = f(F, T)$. Gráficamente esto corresponde a obtener una superficie parametrizada como la de la figura 3.20, lo cual permite conseguir una familia de curvas combustible-potencia al utilizar como parámetro la temperatura. Luego, utilizando la temperatura de cada periodo se obtiene una curva I/O para el periodo en cuestión, la cual debe ser adecuadamente linealizada por tramos para obtener los coeficientes de los segmentos, α_{st} y β_{st} , que serán incorporados al modelo.

Para modificar los factores de acoplamiento mediante datos empíricos se utiliza un enfoque similar. Se utiliza un historial de datos de: potencia generada por la turbina a vapor, consumo de combustible y temperatura ambiente, con el fin de obtener, al igual que con la turbina a gas, una expresión del tipo $P^{TV} = f(F, T)$. Luego, para cada periodo t y gracias a la temperatura del periodo T_t , se tiene una curva cuadrática para $P^{TG} = f(F)$ y $P^{TV} = f(F)$, las que se linealizan en el mismo número de tramos, con lo cual se calculan los factores de acoplamiento corregidos por temperatura. En la sección 6.2.1 del anexo se detalla la deducción y cálculo de estos factores.

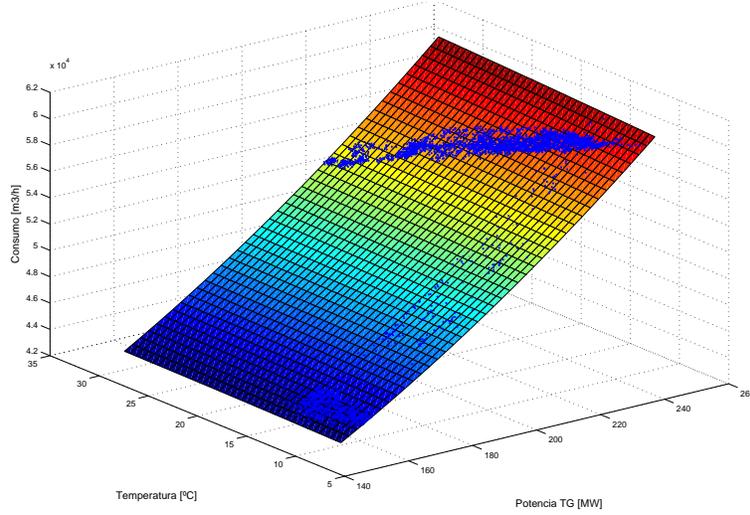


Figura 3.20: Gráfica 3D de datos empíricos de una central de ciclo combinado.

Metodología 2. Datos teóricos: Las correcciones por temperatura mediante datos teóricos o bibliográficos se realizan utilizando un enfoque de modelación difusa similar a la ocupada en [19]. Sin embargo, en este trabajo se optó por utilizar los parámetros de las curvas mostradas en la figura 3.21, las que son de una data más reciente que las ocupadas en [19]. En estas curvas de eficiencia o rendimiento relativo se identifican tres conjuntos de temperatura: alta, media y baja, cada uno con un rendimiento característico η para cada ciclo (los que se indican en la tabla 3.4), y con una función de pertenencia de tipo trapezoidal.

Tabla 3.4: Rendimiento característico según conjunto de temperatura.

ciclo	η_{alta}	η_{media}	η_{baja}
TG	0.955	1.000	1.030
TV	1.010	1.000	0.990

El procedimiento de cálculo utilizado consiste en obtener un valor de rendimiento relativo total calculado como un promedio ponderado de los rendimientos característicos. Se utiliza como factor de ponderación el valor que toma las funciones de pertenencia, fp , para la temperatura ambiente del periodo. Entonces, este rendimiento relativo total corresponde a una corrección por temperatura que se aplica a la curva de costo, para el caso del ciclo de gas, y a los factores de acoplamiento, en el caso del ciclo de vapor. Para el cálculo de los rendimientos relativos se utilizan las ecuaciones (3.34).

$$\eta_{rel}^{TG} = \frac{fp_{alta}(T_i) \cdot \eta_{alta}^{TG} + fp_{media}(T_i) \cdot \eta_{media}^{TG} + fp_{baja}(T_i) \cdot \eta_{baja}^{TG}}{fp_{alta}(T_i) + fp_{media}(T_i) + fp_{baja}(T_i)} \quad (3.34)$$

$$\eta_{rel}^{TV} = \frac{fp_{alta}(T_i) \cdot \eta_{alta}^{TV} + fp_{media}(T_i) \cdot \eta_{media}^{TV} + fp_{baja}(T_i) \cdot \eta_{baja}^{TV}}{fp_{alta}(T_i) + fp_{media}(T_i) + fp_{baja}(T_i)}$$

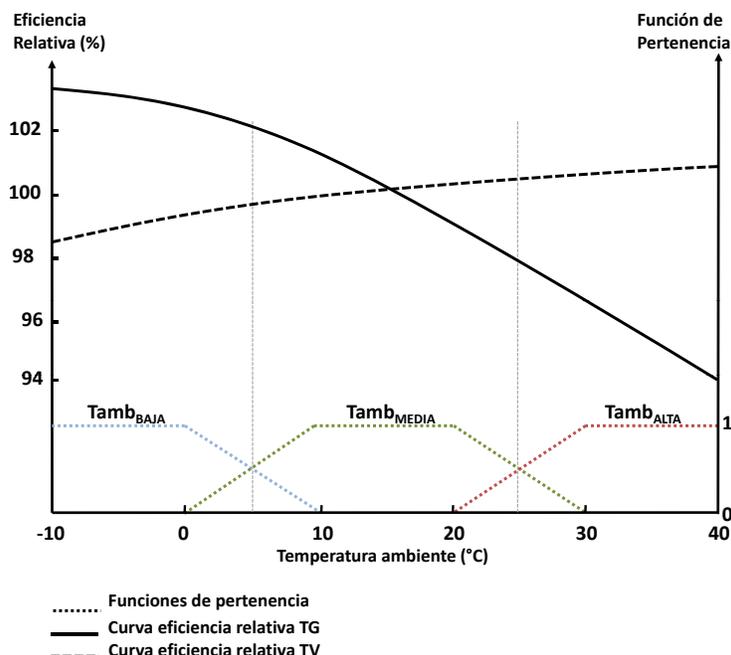


Figura 3.21: Curvas de eficiencia relativa vs. temperatura utilizadas en el modelo.

Los coeficientes de los tramos de las curvas de costos de las turbinas a gas, α_s y β_s , se modifican utilizando el rendimiento relativo $\eta_{rel_t}^{TG}$, tal como se expresa en las igualdades (3.35). Para el ajuste de los factores de acoplamiento usados en la restricción (3.5) se utilizan los dos rendimientos relativos calculados según las ecuaciones (3.34). El procedimiento de cálculo de estos factores se detalla en la sección 6.2.2 del anexo.

$$\alpha_{st} = \alpha_s / \eta_{rel_t}^{TG} \quad (3.35)$$

$$\beta_{st} = \beta_s / \eta_{rel_t}^{TG}$$

3.2.6.2. Efecto de temperatura en potencia máxima.

Según se aprecia en la figura 3.19 la potencia máxima que es capaz de generar la turbina a gas se limita por la temperatura ambiente. Para modelar esta característica se necesita de una función de potencia máxima en función de la temperatura. Esta función se obtiene utilizando un conjunto de puntos de temperatura ambiente y potencia máxima de salida, la cual se puede obtener desde un historial de datos empíricos o con datos bibliográficos. Con estos datos se realiza una regresión cuadrática a modo de obtener una función del tipo $PMAX = f(T^\circ)$, con la cual se calcula la potencia máxima de cada periodo, $PMAX_t$, según la temperatura del periodo en cuestión.

Cabe mencionar que en caso de trabajar con datos bibliográficos, el modelo utiliza por defecto la curva presentada en la figura 2.6(b) de la sección de antecedentes.

En resumen, la herramienta implementada es capaz de procesar los datos de temperatura y corregir las curvas de costos y potencia máxima de las turbinas a gas de un ciclo combinado, ajustando también los factores de acoplamiento que afectan a la turbina a vapor. Por otro lado, el modelo de plantas de ciclo combinado es capaz de incorporar estas correcciones mediante coeficientes de curva de costo (α_t, β_t) , factores de acoplamiento (Ka_t, Kb_t) y potencia máxima (P_{MAX}_t) dependientes del periodo t .

3.3. Discusión y comentarios

En este capítulo se ha presentado la formulación del modelo tipo MIP de predespacho con unidades térmicas de ciclo combinado. El modelo propuesto agrega aspectos de modelamiento que no son usualmente implementados en centrales térmicas de ciclo combinado: periodo de *hold-point* y la restricción de potencia durante este y transiciones de combustibles. Además se incorporan restricciones de capacidad de estanques para unidades térmicas convencionales. Incorporar estos aspectos se justifica por la operación de las unidades en escenarios de desabastecimiento de gas natural, en los cuales se espera que aumenten los ciclos de parada/partida de las centrales de ciclo combinado y se necesita optimizar el uso del combustible disponible. En el capítulo siguiente se presentarán ejemplos simples que permiten clarificar el impacto de la formulación propuesta en el modelamiento de las unidades.

Por otro lado, si bien los modelos tipo MIP poseen la desventaja de generar una carga computacional importante, se espera que la formulación propuesta presente un mejor desempeño que otros modelos. Para verificar esto se requiere de pruebas que permitan comparar de manera cuantitativa el modelo propuesto con otros modelos conocidos. En el capítulo siguiente se validará la formulación presentada estudiando la relajación obtenida con ella y determinando los tiempos de resolución del problema entero para un conjunto de casos de prueba basados en el SING.

Capítulo 4

Validación e implementación

4.1. Introducción

Para validar el modelo propuesto en el capítulo anterior se realizarán distintas pruebas que tienen por objetivo verificar los aspectos más importantes de la modelación planteada.

Primero se verificará que la formulación de las restricciones modelan correctamente la operación de una unidad térmica de ciclo combinado, para lo cual se presentarán los resultados de diversos casos de prueba simple. Posteriormente se presentarán los resultados del estudio de impacto sobre el predespacho que produce la inclusión del efecto de las condiciones ambientales en las unidades térmicas de ciclo combinado. Para esto se analiza un caso de estudio basado en el SING completo

Luego se analizarán las ventajas y el desempeño del modelo propuesto estudiando dos aspectos relevantes en este: la formulación de restricciones temporales por flujo y la modelación de ciclos combinados por componentes. Para esto se compara el modelo planteado con otros dos modelos de predespacho que incorporan centrales de ciclo combinado:

- i. Modelo de predespacho con restricciones temporales tradicionales y modelación de centrales de ciclo combinado por componentes, obtenido de la referencia [14].
- ii. Modelo de predespacho con restricciones temporales tradicionales y modelación de centrales de ciclo combinado por modos, formulado según el CDEC-SING.

El estudio consiste en la realización de dos tipos de pruebas, que se aplican a un conjunto de casos de estudio basados en información real de centrales existentes en el SING. Las pruebas a realizadas corresponden a:

- i. Prueba 01: Valor de función objetivo del problema relajado (LP) o valor del nodo raíz.
- ii. Prueba 02: Tiempo de resolución del problema entero (MIP) a un gap de 1 %.

Las pruebas anteriores constituyen un análisis de desempeño que tiene como objetivo determinar de forma empírica las ventajas de una formulación mediante una red dinámica de las restricciones temporales y las ventajas de un modelo de unidades de ciclo combinado por componentes por sobre uno por modos.

Finalmente se presentan, como extensiones al modelo, un par de propuestas que indican cómo incorporar las unidades de ciclo combinado en un modelo de unidad térmica formulado íntegramente como una red de flujo. Cabe mencionar que en este trabajo sólo se implementó una red de flujo para las restricciones temporales, sin embargo es posible formular un modelo de unidad térmica completamente por flujo, que también incluya en la red nodos que representen los segmentos de la curva de costo, segmentos de la curva de partida, etc., y arcos que representen la potencia generada, los cuales incorporan el costo variable, límites de potencias, etc. Este modelo debe ser resuelto mediante un algoritmo de resolución de red, como por ejemplo el algoritmo Dijkstra.

4.2. Ejemplos de verificación del modelo general

4.2.1. Ejemplo 01: Balance de potencia en ciclo combinado.

El balance de potencia en una unidad de ciclo combinado queda representado por la restricción (3.5), y el set de restricciones (3.7) que relacionan el estado del *stack* de gases con su respectivo *bypass*. Para corroborar la funcionalidad de esta modelación se implementa un caso de estudio de 12hrs en un sistema eléctrico simple compuesto por un generador convencional que opera en base y una unidad de ciclo combinado constituido por dos turbinas a gas (TGA,TGB) y una turbina a vapor (TV).

En la figura 4.1 se aprecia que cuando la turbina a vapor permanece fuera de servicio ($t \in [4, 8]$) los *stack* de gases de las turbinas a gas son distintos de cero. El valor que toman corresponden al aporte de potencia que realizaría cada turbina a la turbina a vapor, de acuerdo a los factores de acoplamiento ($Ka = 0,5$; $Kb = 0$ para ambas TG). Este valor se debe entender como una equivalencia de la energía calórica que se está desechando, o también como la potencia que no se está entregando a la red. A partir de $t = 9$ la turbina a vapor comienza a operar, los *bypass* de gases se cierran ($B = 1$) y los *stack* consecuentemente valen cero, es decir, el aporte de potencia de las turbinas a gas son aprovechados por la turbina a vapor. La potencia que esta última genera corresponde entonces a la suma de la mitad de la potencia que genera cada turbina a gas, debido a los factores de acoplamiento indicados anteriormente.

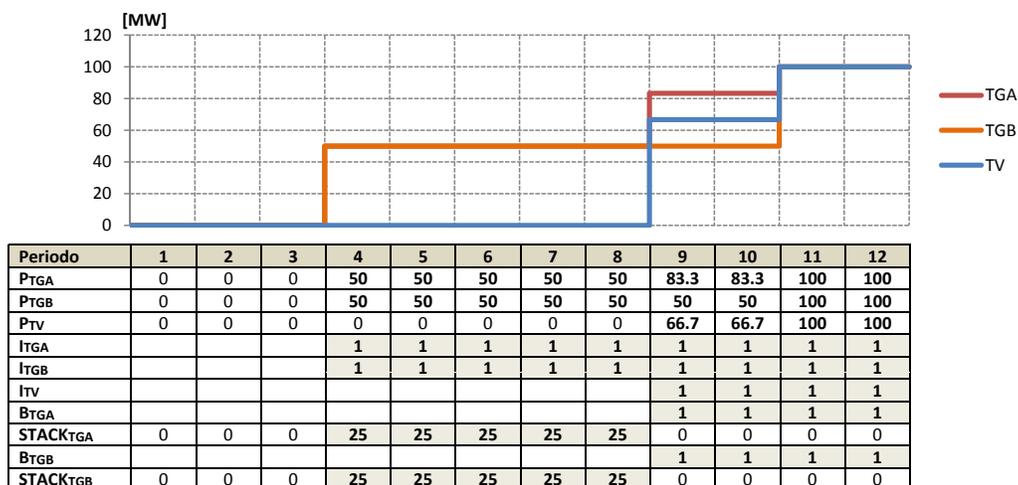


Figura 4.1: Resultados ejemplo balance de potencia en ciclo combinado.

4.2.2. Ejemplo 02: Fuegos adicionales.

Para corroborar el funcionamiento de una central de ciclo combinado con un fuego adicional se implementa un caso de estudio sencillo compuesto por un generador diesel y un ciclo combinado conformado por una turbina a gas (TGA), una turbina a vapor (TV) y un fuego adicional (FA).

La operación del fuego adicional se liga con la operación de la turbina a gas mediante la restricción (3.12), la cual se ejemplifica en la figura 4.2. En la figura se aprecia que la turbina a vapor se mantiene indisponible hasta $t = 8$, y se tiene que durante el intervalo $t \in [5, 12]$ se da la máxima demanda del caso, por lo cual el generador diesel debe tomar carga en $t \in [5, 8]$, generando 60MW. Al arrancar la turbina a vapor en $t = 9$ el *bypass* de gas se cierra, con lo que el fuego adicional está en condiciones de operar.

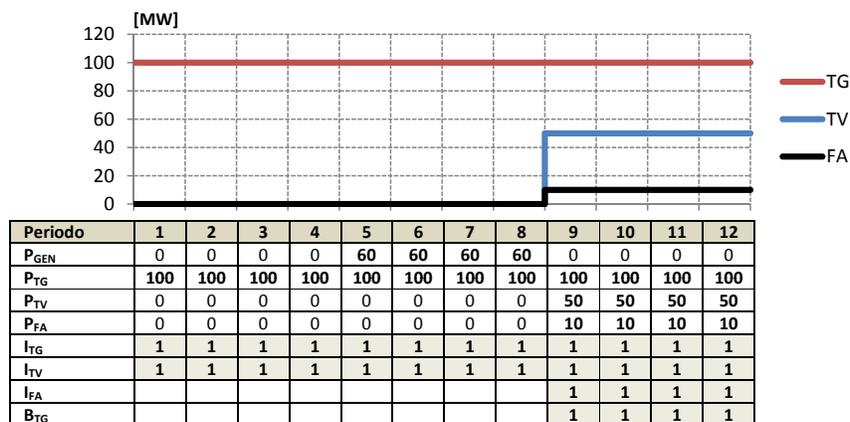


Figura 4.2: Resultados ejemplo de ciclo combinado con un fuego adicional.

4.2.3. Ejemplo 03: Restricciones temporales por flujo.

Para ejemplificar las restricciones temporales formuladas mediante una red dinámica expuestas en (3.23), (3.24), (3.25), se implementa un caso de estudio simple de 24 periodos conformado por una central térmica convencional que opera en base y un ciclo combinado de dos turbinas a gas (TGA,TGB) y una turbina a vapor (TV).

En la figura 4.3 se presenta la evolución de las componentes de la unidad de ciclo combinado y las variables involucradas. La componente TGB arranca en $t = 1$ ($IA_1 = 1$) y posee un tiempo mínimo de operación $TMINON = 5hrs$, lo que implica que desde $t = 6$ la unidad sigue *operando pero en condiciones de detenerse*, lo que se representa mediante la variable binaria X que toma el valor 1. Esta evolución temporal es modelada por la restricción (3.24).

Luego se observa que esta componente se detiene en $t = 11$ ($IP_{11} = 1$) desde donde debe cumplir su tiempo mínimo fuera de servicio $TMINOFF = 5hrs$. Cabe mencionar que en este ejemplo se considera que las turbinas a gas sólo tienen una partida en caliente, es decir, la curva de partida se representa mediante un único segmento $k \in \{1\}$. Entonces, luego de 5hrs detenida, la componente TGB puede arrancar en $t = 16$ en caliente ($INET_{1,16} = 1$).

Por otro lado, la evolución temporal de la componente TGA es un tanto distinta, ya que esta se detiene en $t = 6$ y después de 5 periodos está en condiciones de arrancar nuevamente. Sin embargo, desde $t = 11$ hasta $t = 15$ esta componente permanece *fuera de servicio pero en condiciones de arrancar*, lo cual se representa por la variable Y que toma el valor 1. Luego, en el periodo $t = 16$ la componente TGA decide arrancar. Esta evolución queda definida por la restricción (3.25).

La restricción (3.23) relaciona la variable binaria de operación I con el resto de las variables. Por ejemplo, la componente TGB arranca en el primer periodo ($IA_1 = 1$), por lo que esta restricción la fuerza a permanecer operando durante su $TMINON = 5hrs$, es decir, hasta $t = 6$. Desde ese periodo hasta $t = 10$ la variable I se mantiene en 1 debido al valor que toma la variable X que indica que la componente está operando pero puede detenerse en el siguiente periodo.

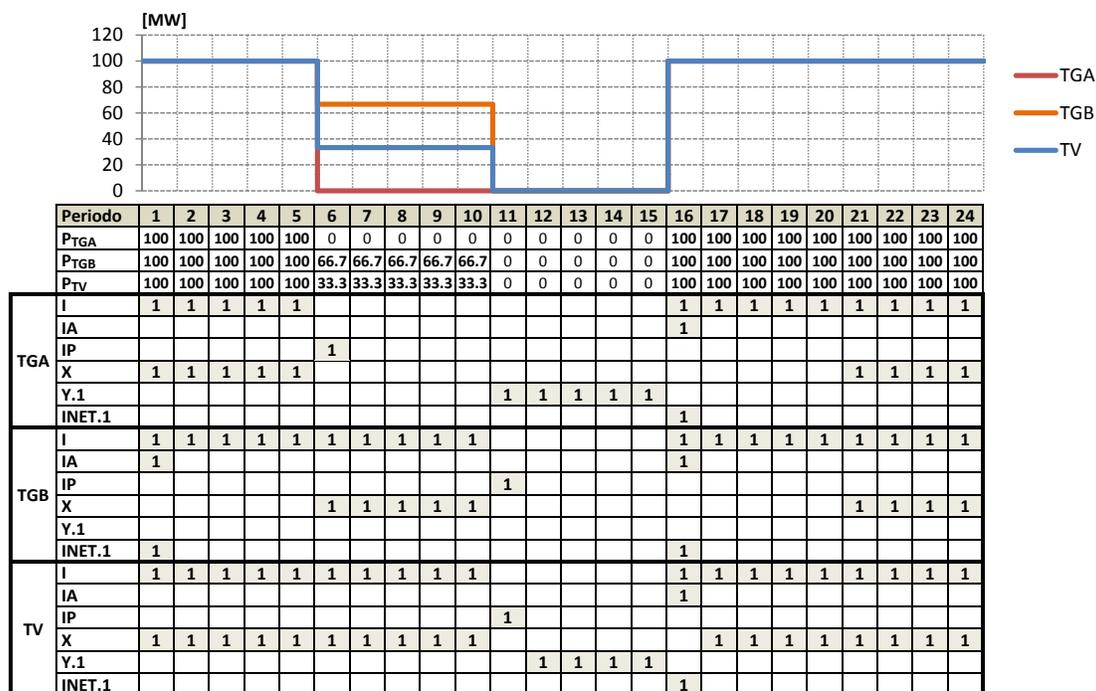


Figura 4.3: Resultados ejemplo de evolución temporal de una turbina a gas.

4.2.4. Ejemplo 04: Curva de partida.

En el ejemplo anterior se consideró que las componentes poseían sólo un único segmento en su curva de partida, por lo que ahora se presenta la evolución de una componente que tiene partidas en caliente, tibio y frío, y cuya curva de partida posee siete segmentos, $ST = \{1..,7\}$, distribuidos como:

- si $k \in STHOT = \{1,2\}$ se tiene una partida en caliente.
- si $k \in STWARM = \{3,4,5\}$ se tiene una partida en tibio.
- si $k \in STCOLD = \{6,7\}$ se tiene una partida en frío.

Se aprecia en la figura 4.4 la evolución de una turbina a gas con sucesivas partidas y paradas. En el primer periodo arranca en el segmento $k = 7$ ($INET_{7,1} = 1$) lo que indica que la unidad parte en frío. Posteriormente la componente se detiene para volver a partir en $t = 16$, desde donde arranca en caliente en $k = 1$ debido a que sólo permaneció cinco periodos fuera de servicio, lo que equivale a su $TMINOFF$. Finalmente la unidad se detiene nuevamente en $t = 22$, para arrancar en $t = 29$, habiendo estado siete periodos fuera de servicio. Esto implica que la componente evolucionó en su curva de partida por $k = \{1,2\}$ para partir en $k = 3$, lo que equivale a una partida en tibio.

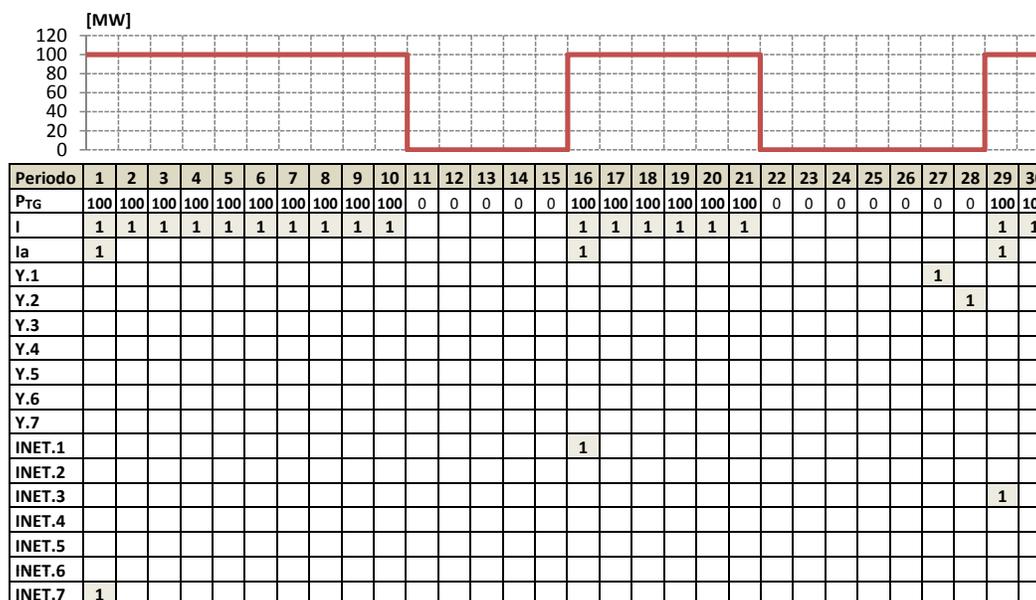


Figura 4.4: Resultados ejemplo de tipos de partida en una turbina a gas.

4.2.5. Ejemplo 05: Restricción de *hold-point*.

Una característica especial de las unidades de ciclo combinado es el *hold-point* o *delay* en la operación de la turbina a vapor, lo cual se ha modelado según las restricciones presentadas en la sección 3.2.4.7. En la figura 4.5 se presenta el efecto de estas restricciones en la operación de las componentes de un ciclo combinado compuesto por dos turbinas a gas (TGA,TGB) y una turbina a vapor (TV).

Cabe mencionar que el tiempo de duración del *hold-point* depende de la partida de la turbina a gas, en este ejemplo la componente TGA es la turbina encargada de arrancar a la turbina a vapor, por lo que sólo a esta componente se le aplican las restricciones mencionadas. Para este ejemplo se considera que:

- si TGA parte en frío $\Rightarrow HPTIME = 4hrs$.
- si TGA parte en tibio $\Rightarrow HPTIME = 3hrs$.
- si TGA parte en caliente $\Rightarrow HPTIME = 2hrs$.

En el ejemplo presentado la componente TGA arranca en frío en el primer periodo desde $k = 6$, lo que se relaciona con el *hold-point* en frío mediante la restricción (3.29), determinando con ello el valor de la variable $SHP_{6,1} = 1$. Esta variable junto con la restricción (3.30) fuerza a la turbina a vapor a mantenerse apagada hasta $t = 5$, y al utilizar la restricción (3.31) se fuerza a operar a la

componente TGA hasta aquél periodo. Por otro lado, la restricción (3.32) limita la generación de TGA a su mínimo técnico (50MW) durante los cuatro periodos que dura el *hold-point*.

Posteriormente, en $t = 10$, todas las componentes se detienen para volver a arrancar en $t = 16$. Sin embargo, esto equivale a una partida en caliente de la componente TGA, por lo que la turbina a vapor sólo puede arrancar dos periodos después, en $t = 18$.

Se indican en la figura el valor de los *stack* y *bypass* de gases, los que resultan necesarios para modelar correctamente esta característica de operación.

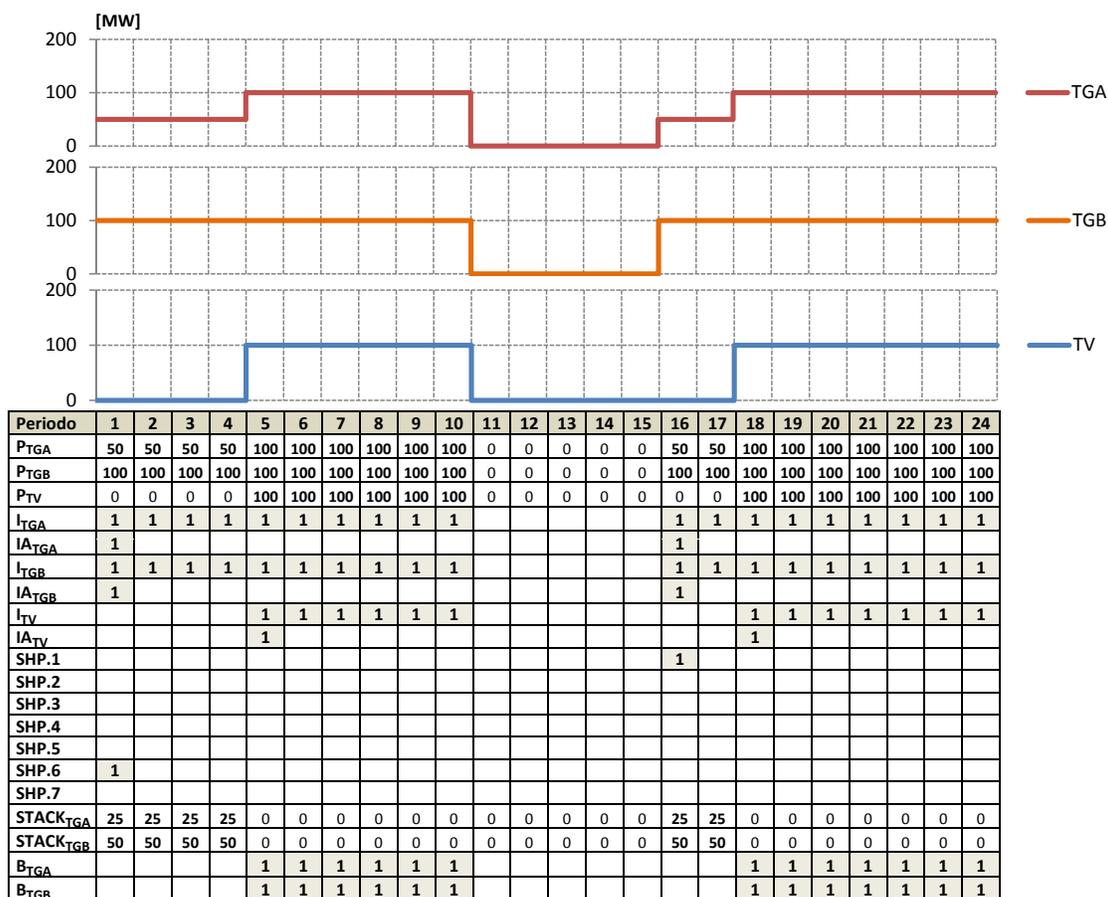


Figura 4.5: Resultados ejemplo de *hold-point* en una unidad de ciclo combinado.

4.2.6. Ejemplo 06: Transiciones entre combustibles.

En la restricciones que modelan la evolución temporal mediante una red dinámica (restricciones (3.23), (3.24), (3.25)) se incorpora una variable de transiciones de combustibles S , que permite cambiar entre una operación con gas natural o diesel en una turbina a gas.

Para ejemplificar la operación dual de combustibles se implementa un caso de estudio de 12hrs en el cual se incorporan restricciones de abastecimiento de combustible que se hacen efectivas en el modelo mediante la restricción (3.28). En el caso se tiene que:

- Indisponibilidad de gas natural: $F_{AV_{GAS}} = 0m^3$, para $t \in [1, 5]$.
- Disponibilidad limitada de gas natural: $F_{AV_{GAS}} = 400m^3$, para $t \in [6, 12]$.

Los resultados del caso se presentan en la figura 4.6, en donde la turbina a gas se encontraba inicialmente operando con gas, pero debido a la indisponibilidad de gas natural se transita desde diesel a gas en $t = 1$, lo que se representa mediante la variable $S_{GAS,DIE,1} = 1$. Luego la componente se mantiene operando con diesel hasta $t = 5$. Desde $t = 6$ hay disponibilidad de gas, pero sólo para operar durante 4hrs a potencia máxima, lo cual ocurre para $t \in [9, 12]$, debido a la transición $S_{DIE,GAS,9}$. Cabe mencionar que las variables S_{NET} son útiles en caso de tener una curva de partida de más de un segmento, lo cual no ocurre en este ejemplo.

Un aspecto importante es que al cambiar de combustible se modifican parámetros como por ejemplo los tiempos mínimos. En este ejemplo se tiene que los tiempos $T_{MINOFF} = 5hrs$ para ambos combustibles, y $T_{MINON_{GAS}} = 2hrs$, $T_{MINON_{DIE}} = 5hrs$, lo cual influye en la evolución de las variables auxiliares de flujo X, Y . Por ejemplo, en $t = 6$ se cumplen los cinco periodos que la componente debe operar con diesel, por lo que a partir de ese periodo se está en condiciones de dejar de operar con diesel, es decir, $Y_t = 1$, $t \in [6, 8]$.

4.2.7. Ejemplo 07: Estanques de combustibles.

Las restricciones (3.33) modelan los estanques de combustible que suelen tener los pequeños generadores diesel. Para ejemplificar la formulación propuesta se implementa un caso de estudio de 24hrs compuesto por una unidad térmica de ciclo combinado y un generador diesel que posee un estanque de 4000m³, el cual le da una autonomía de generación a potencia máxima de 2 horas.

En la figura 4.7 se aprecia la evolución del estanque del generador de acuerdo a la potencia que genera en cada periodo y a la entrada de combustible. Los periodos $t = \{3, 4, 7, 8\}$ son de demanda máxima del caso, pero el generador sólo es capaz de generar en dos periodos debido a la restricción del estanque, por lo que en los periodos $t = \{4, 7\}$ existe potencia no servida. Luego en $t = \{9, 10\}$ existe flujo de entrada de combustible lo que permite generar otros dos periodos a potencia máxima.

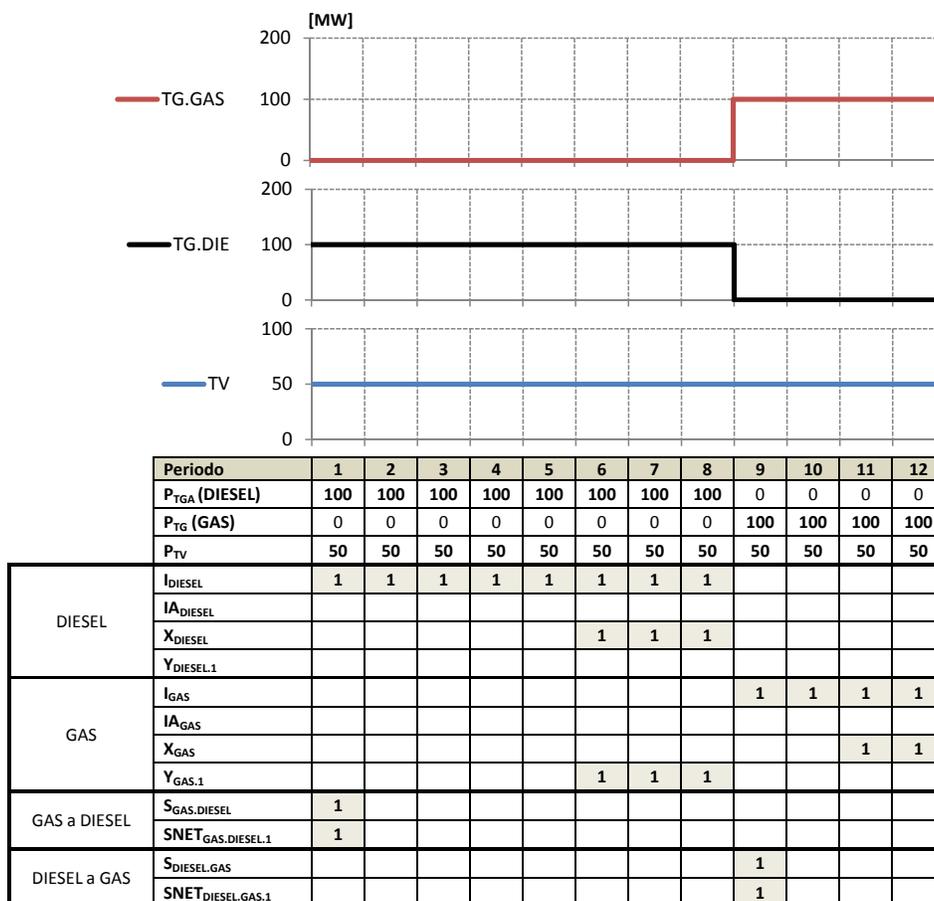


Figura 4.6: Resultados ejemplo transiciones entre combustibles en turbina a gas.

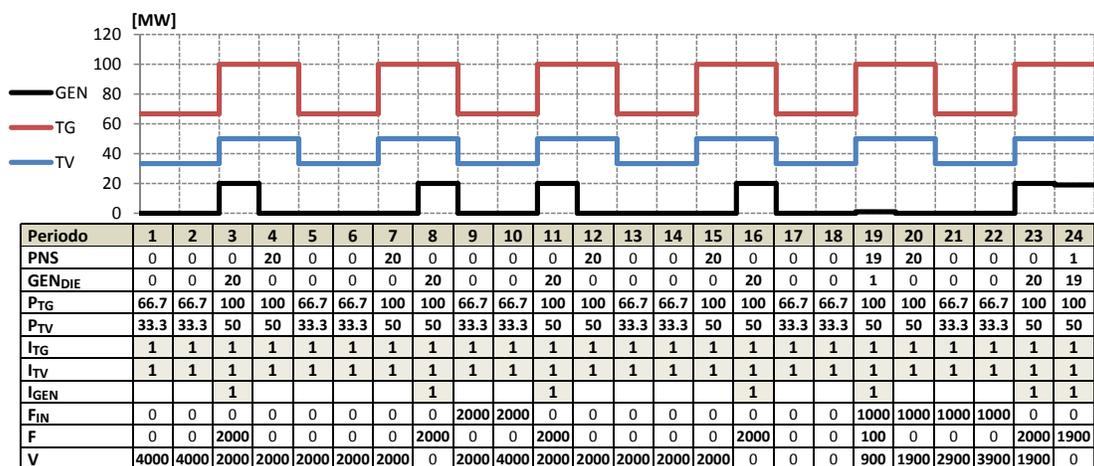


Figura 4.7: Resultados ejemplo de operación de generador diesel con estanque de combustible.

4.3. Validación de condiciones ambientales

4.3.1. Estudio de datos empíricos/bibliográficos.

Las condiciones ambientales, específicamente la temperatura ambiente, influyen en algunos datos de las unidades de ciclo combinado que el modelo utiliza como parámetros: factores de acoplamiento (Ka , Kb), coeficientes de curvas I/O (α , β), y potencia máxima ($PMAX$).

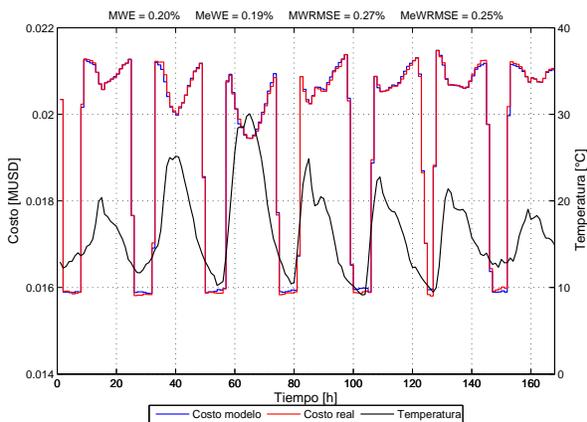
La herramienta implementada es capaz de pre-procesar los valores nominales de estos parámetros y corregirlos según la temperatura de cada periodo, para luego ser usados por el modelo. Para esto se implementaron las dos metodologías o procedimientos de cálculos que se mencionan en la sección 3.2.6: una basada en un historial de datos empíricos y la otra basada en datos bibliográficos.

Para corroborar el funcionamiento de estas metodologías se trabajó con datos reales de una central de ciclo combinado compuesta por una turbina a gas y una turbina a vapor perteneciente al SIC, y se replicó la operación de la unidad mediante el modelo propuesto utilizando ambas metodologías. Los resultados obtenidos se presentan en la figura 4.8, donde se indican los costos de generación del ciclo combinado y la potencia generada por cada turbina. Se indican los siguientes índices de error para cuantificar las diferencias entre la curva real y la entregada por el modelo:

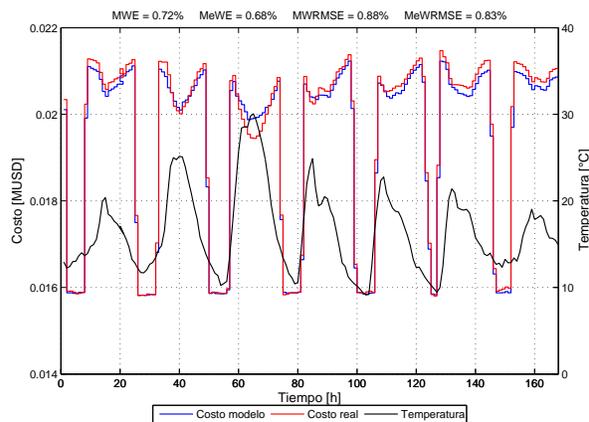
MWE	:	Error semanal utilizando el promedio (Mean weekly error).
MeWE	:	Error semanal utilizando la media (Median weekly error).
MWRMSE	:	Error semanal cuadrático medio utilizando el promedio (Mean weekly root mean square error).
MeWRMSE	:	Error semanal cuadrático medio utilizando la media (Median weekly root mean square error).

En las figuras 4.8 las curvas de color azul corresponde a la curvas reales del ciclo combinado, las curvas rojas a aquellas obtenidas mediante el modelo implementado y las curvas magenta indican el error entre ambas curvas para cada periodo. La curva de color negro de las figuras 4.8(a), 4.8(b) representa el perfil de temperatura ambiente.

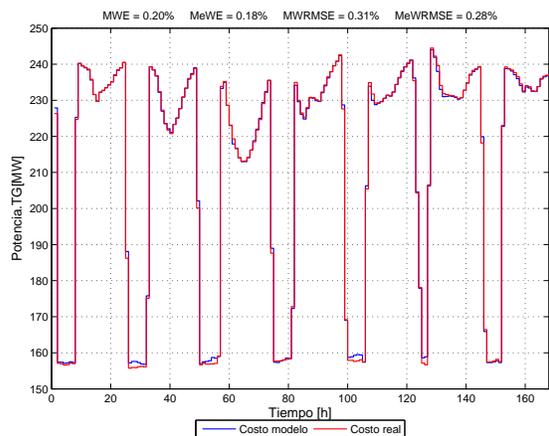
Se aprecia en la tabla 4.1 que los índices de error son mayores al utilizar los datos bibliográficos en vez de los empíricos, lo cual es completamente esperable dado que el utilizar los datos empíricos el error que se comete es atribuible únicamente a las regresiones y a la dispersión de los datos, por lo que se espera que los errores sean mayores al utilizar los datos bibliográficos. Sin embargo, cabe destacar que los errores entre la curva real y la curva modelada utilizando la metodología de datos bibliográficos son menores al 1% en el caso del costo de generación, y crecen levemente al comparar la generación de potencia de la turbina a gas. Donde se encuentra una diferencia mayor es al comparar la curva de potencia generada por la turbina a vapor modelada con la real, en donde el error cuadrático medio llega al 1.75%.



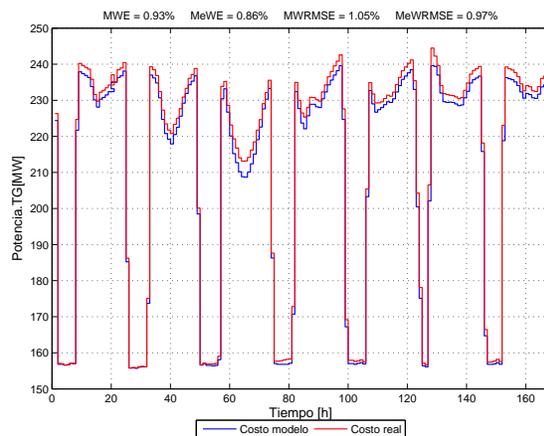
(a) Costo de generación con datos empíricos.



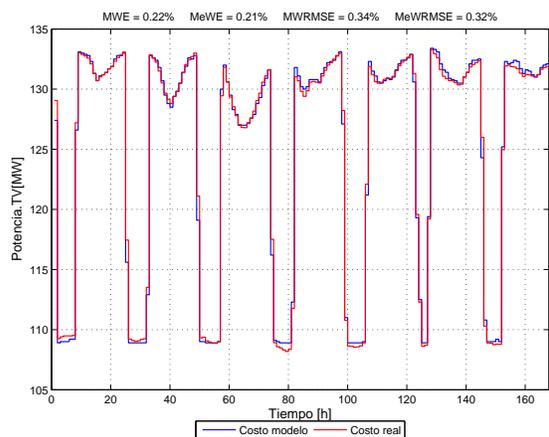
(b) Costo de generación con datos bibliográficos.



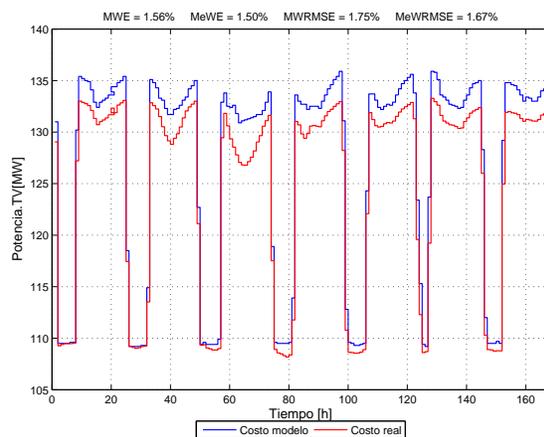
(c) Potencia turbina a gas con datos empíricos.



(d) Potencia turbina a gas con datos bibliográficos.



(e) Potencia turbina a vapor con datos empíricos.



(f) Potencia turbina a vapor con datos bibliográficos.

Figura 4.8: Resultados estudio de datos empíricos/bibliográficos.

Cabe notar también que las mayores diferencias se producen en los periodos de mayor temperatura. Por ejemplo, en la hora 60 aprox. se da la máxima temperatura ambiente, y justamente en este periodo se observa la mayor diferencia entre la potencia generada por las turbinas que entrega el modelo y la real.

Tabla 4.1: Errores promedio y cuadrático medio entre curva real y modelada.

	MWE_{emp}	MWE_{bib}	$MWRMSE_{emp}$	$MWRMSE_{bib}$
Costos CC	0.20 %	0.72 %	0.27 %	0.88 %
Potencia TG	0.20 %	0.93 %	0.31 %	1.05 %
Potencia TV	0.22 %	1.56 %	0.34 %	1.75 %

Estos resultados permiten asegurar que utilizar curvas entregadas en [19], cuando no se cuente con datos empíricos, lleva a resultados relativamente confiables en términos de costo de generación y potencia generada, que tienen aproximadamente un error promedio menor a un 1 % y a un 2 % respectivamente.

4.3.2. Metodologías de predespacho con temperatura ambiente

Para estudiar el impacto en la operación del sistema que tiene el efecto de temperatura ambiente se implementaron tres metodologías de estudio que incorporan en el predespacho y/o en el despacho económico horario un perfil de temperatura ambiente:

M1: Se resuelve el predespacho del sistema con un perfil de temperatura pronosticado¹ y posteriormente se resuelve el despacho horario² considerando la temperatura real de cada hora³.

M2: Se resuelve el predespacho sin considerar la temperatura ambiente y posteriormente se resuelve el despacho horario considerando la temperatura real de cada hora.

M3: Se resuelve un *despacho inteligente*. Supongamos que se desea resolver la operación del sistema para un horizonte de T periodos, el despacho inteligente consistente en:

- Para cada periodo t resolver el predespacho⁴ en un horizonte de optimización móvil igual a $[t, t + 24hrs]$.

¹Para el ajuste de parámetros por temperatura se utiliza el modelo difuso propuesto en [19].

²La resolución del despacho horario consiste en fijar las variables binarias de las unidades del sistema, a excepción de aquellas consideradas como de partida rápida, las cuales deberán tomar las diferencias entre las consignas de potencia entregadas por el predespacho y el despacho.

³La temperatura real de cada hora se simula aplicando una distribución normal de media igual a la temperatura esperada y de desviación estándar adecuada (2°C o 5°C dependiendo del horizonte de optimización).

⁴Al igual que en M1, para el ajuste de parámetros por temperatura se utiliza el modelo difuso propuesto en [19].

- Se considera en el periodo t la temperatura real.
- Para el resto de los periodos se considera la temperatura estándar (15°C).
- Se despacha el sistema en la hora t según lo que indique el predespacho en la hora t .
- Se repite el procedimiento para el periodo $t + 1$ y los siguientes, hasta llegar al periodo T .

Mediante estas tres metodologías se efectuaron dos estudios comparativos, los que se resumen en la figura 4.9:

Estudio 01: Determinar si se logra un menor costo de operación del sistema al incorporar la temperatura ambiente, comparando los costos de generación de los despachos según las metodologías M1, M2, M3.

Estudio 02: De las metodologías M1 y M2 se obtienen dos costos de generación: el obtenido del predespacho (C_{UC}) y el entregado por el despacho horario (C_{DIS}). Mientras mayor y más certera sea la información que considere el predespacho, menor debería ser la diferencia entre los costos mencionados. Este estudio busca determinar cuánto mejora la planificación del sistema, al incorporar la temperatura ambiente, mediante la variación: $\Delta = C_{DIS} - C_{UC}$.

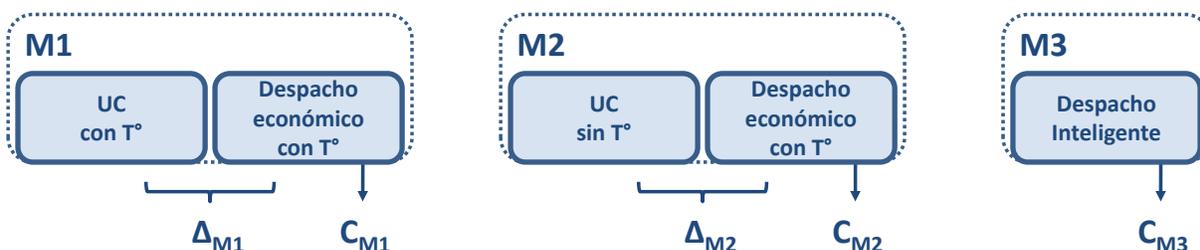


Figura 4.9: Metodologías de estudio para predespacho con temperatura ambiente.

4.3.3. Casos de estudio

Caso I: Sistema de prueba

El caso de prueba implementado está conformado por cuatro generadores térmicos convencionales y dos unidades de ciclo combinado compuestas por un turbina a gas y una turbina a vapor. Se resuelve el predespacho del sistema a optimalidad para un horizonte de evaluación de 24hrs, incorporándose un perfil pronosticado de temperatura horario variable entre $[5^{\circ}\text{C}, 35^{\circ}\text{C}]$. Dado que la temperatura ambiente es un parámetro no determinístico, se generan 25 instancias de prueba a modo de generar al azar distintos perfiles de temperatura simulados, los que son utilizados en el despacho económico horario.

Estudio 01: En la figura 4.10(a) se indican los costos de generación promedio obtenidos al realizar el despacho económico para las tres metodologías, apreciándose que con la metodología M1 se obtiene un menor costo. El porcentaje representa la diferencia de los costos con respecto a M1, lo cual indica que las metodologías M2 y M3 entregan un costo de generación en promedio 2.51 % mayor. Por lo que, en este caso, se logra una disminución en los costos de operación del sistema producto de la incorporación del pronóstico de temperatura. En la tabla 4.2 se presentan los estadísticos obtenidos, en ella se aprecia que la desviación estándar del costo de operación es menor con la metodología M1, e igual para M2 y M3.

Tabla 4.2: Resumen del análisis estadístico de los costos de operación para caso I.

	C_{M1}	C_{M2}	C_{M3}
μ	1.472.414	1.509.447	1.509.447
σ	9.917	17.709	17.709
IC_{95}	3.887	6.942	6.942

Estudio 02: En la figura 4.10(b) se presentan los costos de generación promedio del predespacho y del despacho de las metodologías M1 y M2, y se indican el valor de la diferencia promedio entre ambos. La metodología M1 entrega una variación pequeña, lo cual indica que el predespacho, al considerar el pronóstico de temperatura, se acerca bastante a la operación hora a hora determinada por el despacho. Esto no ocurre en con la metodología M2, la cual sólo incorpora el efecto de temperatura ambiente al calcular la operación hora a hora. La diferencia en el caso de M2 entre la planificación y la operación del sistema es de un 9.35 %.

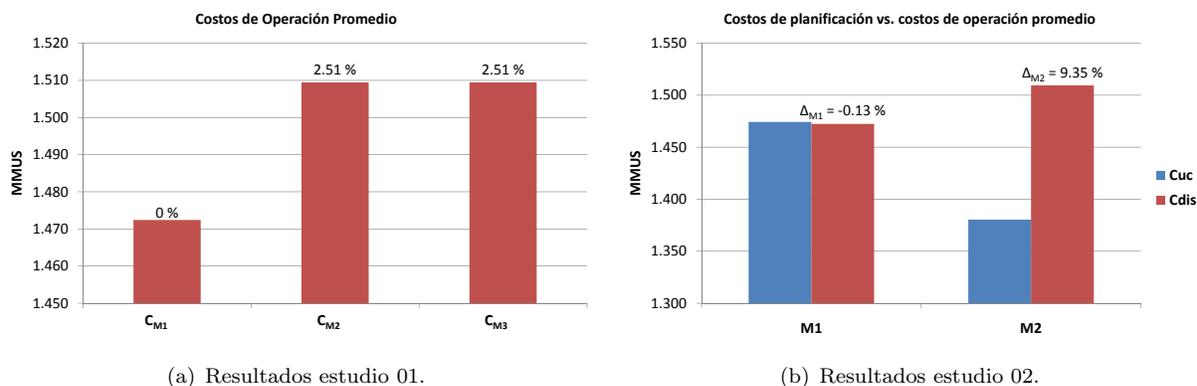


Figura 4.10: Resultados validación de condiciones ambientales para el caso de prueba.

Caso II: SING completo

Para cuantificar el impacto de la temperatura ambiente en un sistema real se implementa un caso de estudio constituido por el SING en su totalidad. El sistema se compone de 5 unidades de ciclo combinado: tres de configuración 2x1 y dos de configuración 1x1, y 26 unidades térmicas convencionales. Se resuelve el predespacho del sistema a un gap de 0.01 % para un horizonte de optimización de 24hrs. Se incorpora un perfil de temperatura horario característico de verano para dos zonas geográficas: una zona costera con temperatura máxima de 25°C que afecta a las centrales ubicadas en Tocopilla y Mejillones, y una zona interior con temperatura máxima de 35°C que afecta a la central Salta. La ubicación de estas centrales se puede consultar en la figura 6.1 del anexo del documento. Al igual que en el caso anterior se generan 25 instancias de prueba a modo de generar al azar distintos perfiles de temperatura simulados.

Estudio 01: En la figura 4.11(a) se indican los costos de generación promedio obtenidos al realizar el despacho económico para las tres metodologías, apreciándose que con la metodología M1 se obtiene un menor costo. Si no se incorpora el efecto de temperatura ambiente se obtiene un costo C_{M2} 1.56 % mayor que en M1, y al utilizar la metodología M3 se obtiene un costo de generación mayor en un 1.54 %. En la tabla 4.3 se presentan los estadísticos obtenidos, en ella se aprecia que la desviación estándar del costo de operación es menor con la metodología M1. Cabe notar que con la metodología M3 si bien se obtiene un costo de operación promedio menor que M2, la desviación estándar es mayor, lo que indica que con M3 se pueden lograr costos menores pero con una mayor incertidumbre que M2.

Tabla 4.3: Resumen del análisis estadístico de los costos de operación para caso II.

	C_{M1}	C_{M2}	C_{M3}
μ	2.414.454	2.452.140	2.451.608
σ	2.965	7.801	11.055
IC_{95}	1.162	3.058	4.333

Estudio 02: En la figura 4.11(b) se presentan los costos de generación del predespacho y del despacho de las metodologías M1 y M2, indicándose la diferencia entre ambos. La metodología M1 entrega una variación pequeña al igual que en el caso anterior, lo que se debe a la diferencia entre el perfil de temperatura pronosticado y el real. En cambio, para la metodología M2 se obtiene una variación promedio de 3.39 % entre los costos de generación del predespacho sin temperatura y el despacho hora a hora.

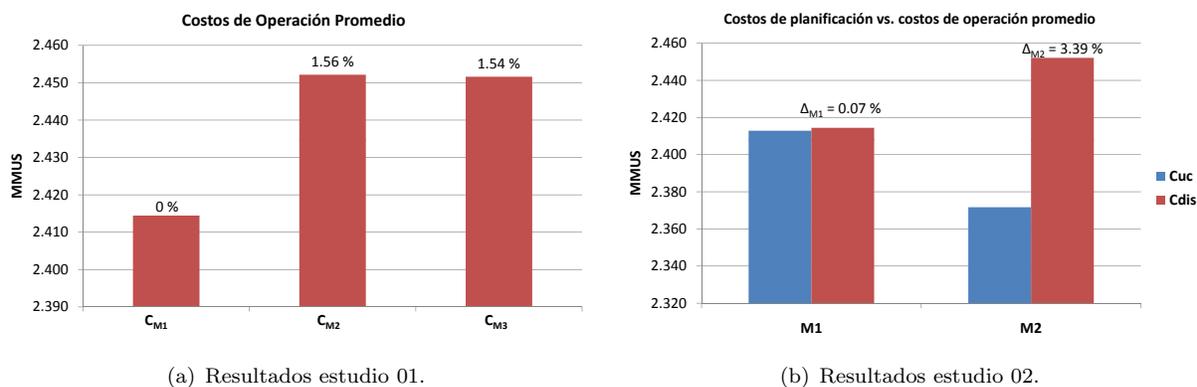


Figura 4.11: Resultados validación de condiciones ambientales para el caso SING completo.

4.3.4. Análisis de resultados

En ambos casos de estudio se obtiene que la metodología M1, aquella que incorpora el efecto de predicción de temperatura ambiente en el predespacho mediante el modelo presentado en la sección 3.2.6, logra un costo de operación menor, es decir, se encuentra una mejor solución a la operación del sistema. La metodología M3 se puede considerar como una solución intermedia, pero que requiere una cantidad considerable de iteraciones: para un horizonte de T periodos se requiere resolver el predespacho T veces. La metodología M2 es lo más similar al procedimiento aplicado actualmente en los CDEC, y con ella se obtienen mayores costos dado que sólo se corrige la temperatura al momento de despachar el sistema. También se aprecia que la diferencia entre el costo del predespacho y el costo del despacho es mayor con esta metodología. Esto implica que con la metodología M1 se logra un menor costo de operación y un costo de planificación (predespacho) más cercano al de la operación (despacho).

Sin embargo, las diferencias en los costos en un sistema real como en el SING son pequeñas: si se considera un pronóstico de temperatura en el predespacho se logra un costo de generación menor en un 1% con respecto a la metodología actual (M2), aún cuando se ha considerado la época del año más desfavorable y en donde se debería apreciar el mayor impacto.

Esto se debe a la ubicación de las centrales de ciclo combinado en el SING: las centrales CTM3 (Mejillones), U16(Tocopilla), CC1/CC2 (Atacama) se localizan en la zona costera de la II región en donde el promedio de temperatura es de unos 15°C , la cual es bastante estable durante todo el año. Esto implica que el efecto de temperatura en esta zona es despreciable. Sólo la central Salta, ubicada en Argentina, se ve realmente afectada por la temperatura, en donde en verano se registran temperaturas mayores a 30°C y mínimas de alrededor 10°C . Esta central aporta unos 200MW al SING que son los que se ven afectados por esta condición ambiental. Luego, el bajo impacto de la

temperatura en la operación del sistema se explica por el efecto en sólo 200MW de los 1600MW aproximados de demanda del SING.

Cabe mencionar que en los casos de estudio se utilizó un pronóstico de temperatura horario, lo que en la práctica es difícil de obtener por la incertidumbre de este parámetro meteorológico. Una técnica de estimación de temperatura más práctica sería utilizar el promedio diario o las temperaturas máximas y mínimas diarias, lo cual afectaría la diferencia entre el costo del predespacho y del despacho. Por ejemplo, en la figura 4.11(b) se tendría que Δ_{M1} sería mayor a 0.13 % al ocupar el promedio de temperatura diario en vez del perfil de temperatura pronosticado, pero sería aún menor al 2.09 %, el cual se obtiene al no utilizar ninguna estimación de temperatura.

4.4. Análisis de desempeño del modelo propuesto

4.4.1. Modelos comparativos de unidades de ciclo combinado

4.4.1.1. Modelo por componentes tradicional

Para analizar el desempeño de la formulación propuesta se implementa un modelo de predespacho con unidades de ciclo combinado representados mediante sus componentes, el cual será denominado UCCOM, y que es similar al modelo propuesto (denominado UCRSS). La principal diferencia entre ambos es la modelación de las restricciones de tiempos mínimos de encendido y fuera de servicio ($TMINON$, $TMINOFF$), la cual en este caso se realiza mediante una formulación tradicional, obtenida desde la referencia [14]. En otras palabras, se reemplazan las restricciones presentadas en la sección 3.2.4.5 por las expresiones (4.1), las cuales no incluyen transiciones entre combustibles ni la curva de partida de la unidad. La formulación detallada de este modelo se presenta la sección 6.3.1 del anexo del documento.

$$\sum_{k=t}^{t+TMINON-1} I_k \geq TMINON \cdot IA_t \quad (4.1a)$$

$$\sum_{k=t}^{t+TMINOFF-1} (1 - I_k) \geq TMINOFF \cdot IP_t \quad (4.1b)$$

4.4.1.2. Modelo por modos CDEC-SING

El segundo modelo implementado para realizar el análisis de desempeño corresponde a un modelo de predespacho con unidades de ciclo combinado representadas mediante sus modos o configuraciones (denominado UCMOD). Debido a que en este modelo una unidad de este tipo se representa mediante múltiples modos de operación se requiere de una restricción de unicidad, de forma tal que sólo opere un único modo en cada periodo.

La formulación implementada en este modelo se basa en la utilizada por el CDEC-SING, cuya característica más notoria es que para permitir las transiciones entre modos incorpora, por cada turbina a gas que posea un ciclo combinado, una turbina ficticia, que pasa a ser otro modo de operación con características especiales, las que se indican en la figura 4.12. Esto se hace necesario para modelar los costos entre transiciones, los cuales dependen de las turbinas que arrancan o se detienen al cambiar de modo de operación.

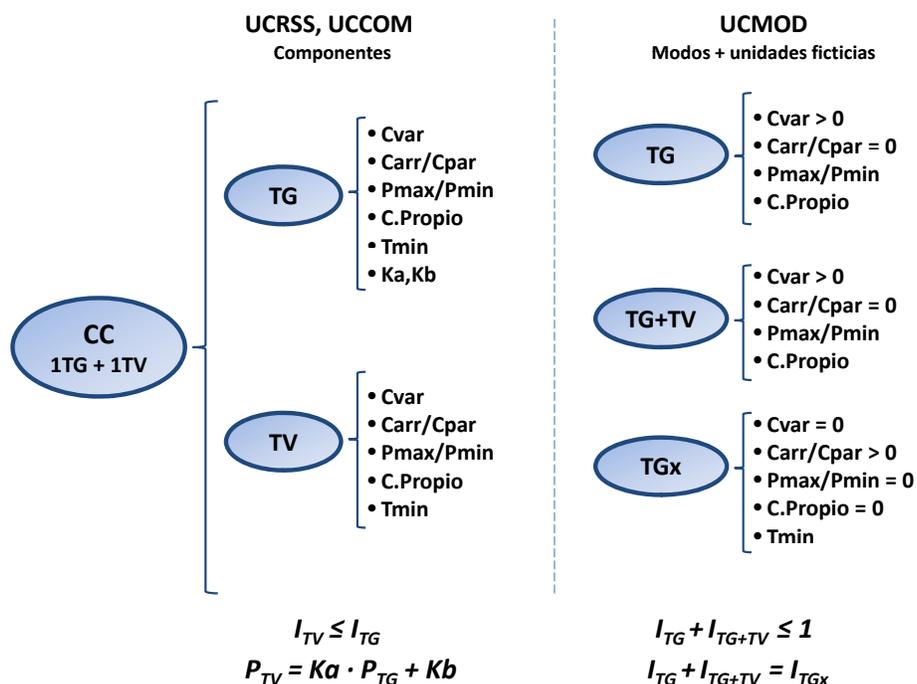


Figura 4.12: Diagrama explicativo de los modelos comparativos.

Se aprecia en la figura 4.12 que el modo ficticio no posee costos variables ni entrega potencia al balance de demanda, sin embargo si posee costos de partida/parada, correspondientes a los costos de la turbina real. Esto permite, en conjunto con la restricción (4.2), que al transitar entre modos sólo se cuente el costo de las turbinas ficticias que se encienden o detienen. La restricción (4.2) se aplica sólo a los modos ficticios e indica que una turbina a gas ficticia está operativa si algún modo en el cual ella esta presente está operativa.

$$\sum_{h \in \mathcal{Z}_j} I_{ht} = I_{jt} \quad \forall j \in \mathcal{TG}x \quad (4.2)$$

El conjunto $\mathcal{TG}x$ contiene a las unidades ficticias y el conjunto \mathcal{Z} indica los modos reales en los cuales se encuentra la unidad ficticia. Por ejemplo, una unidad de ciclo combinado conformada por dos turbinas a gas (TGA,TGB) y una turbina a vapor (TV) posee los siguientes modos de operación reales: TGA, TGB, TGA+TV, TGB+TV, TGA+TGB, TGA+TGB+TV. A ellos se suman los modos ficticios por cada turbina a gas: TGAx, TGBx. Luego, la restricción (4.2), para un periodo t cualquiera, implica que:

$$\begin{aligned} I_{TGAx} &= \sum_{h \in \mathcal{Z}_{TGAx}} I_j \quad \text{con } \mathcal{Z}_{TGAx} = \{TGA, TGA + TV, TGA + TGB, TGA + TGB + TV\} \\ &= I_{TGA} + I_{TGA+TV} + I_{TGA+TGB} + I_{TGA+TGB+TV} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{TGBx} &= \sum_{h \in \mathcal{Z}_{TGBx}} I_j \quad \text{con } \mathcal{Z}_{TGBx} = \{TGB, TGB + TV, TGA + TGB, TGA + TGB + TV\} \\ &= I_{TGB} + I_{TGB+TV} + I_{TGA+TGB} + I_{TGA+TGB+TV} \end{aligned}$$

Supongamos que en $t = 1$ la unidad opera en el modo TGA+TV ($I_{TGA+TV} = 1$) y en el periodo siguiente se opera en el modo TGA+TGB+TV, lo cual implica que se debe cobrar el costo de arrancar la turbina TGB en el periodo $t = 2$. En efecto, en $t = 1$ se tiene que:

$$\begin{aligned} I_{TGAx} &= I_{TGA} + \overbrace{I_{TGA+TV}}^1 + I_{TGA+TGB} + I_{TGA+TGB+TV} = 1 \\ I_{TGBx} &= I_{TGB} + I_{TGB+TV} + I_{TGA+TGB} + I_{TGA+TGB+TV} = 0 \end{aligned}$$

Y para $t = 2$:

$$\begin{aligned} I_{TGAx} &= I_{TGA} + I_{TGA+TV} + I_{TGA+TGB} + \overbrace{I_{TGA+TGB+TV}}^1 = 1 \\ I_{TGBx} &= I_{TGB} + I_{TGB+TV} + I_{TGA+TGB} + \overbrace{I_{TGA+TGB+TV}}^1 = 1 \end{aligned}$$

Con lo anterior y las restricciones lógicas que complementan el modelo, se obtiene que TGBx arranca en $t = 2$. Cabe mencionar que este modelo utiliza una formulación de restricciones temporales tradicional, idéntica al del modelo anterior. La formulación detallada de este modelo se presenta en la sección 6.3.2 del anexo del documento.

4.4.1.3. Equivalencia de modelos

Para que el análisis de desempeño tenga sentido se debe verificar que los tres modelos en estudio sean equivalentes, es decir, al resolver un mismo problema se debe obtener el mismo valor de función objetivo al resolver el problema entero (MIP) a optimalidad ($\text{gap} \sim 0.0001\%$). Para que esto ocurra se deben cumplir una serie de condiciones entre los parámetros y las funciones de costos que utilizan los modelos.

- i. **Reserva en giro:** Se debe cumplir que la reserva en giro de un modo sea igual a la reserva en giro que sus componentes son capaces de entregar, es decir:

$$\sum_n RG_{TG_n} + RG_{TV} = RG_{nTG+TV} \quad (4.3)$$

- ii. **Consumos propios:** De forma similar, se debe cumplir que los consumos propios de un modo de operación corresponda a la suma del consumo propio de sus componentes:

$$\sum_n OC_{TG_n} + OC_{TV} = OC_{nTG+TV} \quad (4.4)$$

- iii. **Tiempos mínimos:** Para que un modelo por componente y un modelo por modos representen de forma equivalente las restricciones temporales en un ciclo combinado, se debe cumplir que los tiempos mínimos de encendido y fuera de servicio ($TMINON, TMINOFF$) deben ser iguales, es decir, se debe cumplir que:

$$TMIN_{TG_1} = \dots = TMIN_{TG_n} = TMIN_{TV} = TMIN_{nTG+TV} \quad (4.5)$$

Lo anterior posibilita asignar el tiempo mínimo de los modos a la unidad ficticia, tal como indica la figura 4.12. Esto es necesario para modelar las transiciones entre modos, ya que permite que los modos reales transiten entre ellos de un periodo al siguiente, pero cumpliendo la restricción de tiempo mínimo en las turbinas ficticias, lo cual es equivalente con la operación que describe el modelo por componentes.

- iv. **Costos de partida/parada:** Dado que en el modelo por componentes se considera que sólo las turbinas a gas poseen un costo de partida o de parada asociado, se debe cumplir en el modelo UCMOD que estos costos en los modos de operación correspondan a los de la turbina a gas, es decir, se debe cumplir que:

$$\begin{aligned} \sum_n COSTST_{TG_n} &= COSTST_{nTG+TV} \\ \sum_n COSTSD_{TG_n} &= COSTSD_{nTG+TV} \end{aligned} \quad (4.6)$$

- v. **Función de costos:** Para que un modelo por componentes y un modelo por modos representen los mismos costos de generación se debe cumplir que sus funciones de costos sean equivalentes, por lo que se deben cumplir ciertas igualdades entre los límites de potencia, costos variables y costos fijos entre los modos y sus componentes. De acuerdo a la metodología empleada para modelar los ciclos combinados en los modelos por componentes, se deducen las igualdades (4.7), las que hacen uso de los factores de acoplamiento para ligar los parámetros asociados a una curva de costos como la indicada en al figura 4.13.

$$\begin{aligned}
 CVAR_{nTG+TV} &= \frac{\sum_n CVAR_{TG_n} \cdot (P_{MAX_{TG_n}} - P_{MIN_{TG_n}})}{\sum_n (P_{MAX_{TG_n}} - P_{MIN_{TG_n}}) \cdot (1 + Ka_{TG_n})} \\
 CFIX_{nTG+TV} &= \sum_n CFIX_{TG_n} + (CVAR_{TG_n} \cdot P_{MAX_{TG_n}} - CVAR_{nTG+TV} \cdot P_{MAX_{nTG+TV}}) \\
 P_{nTG+TV} &= \sum_n P_{TG_n} \cdot (1 + Ka_{TG_n}) + Kb_{TG_n}
 \end{aligned}
 \tag{4.7}$$

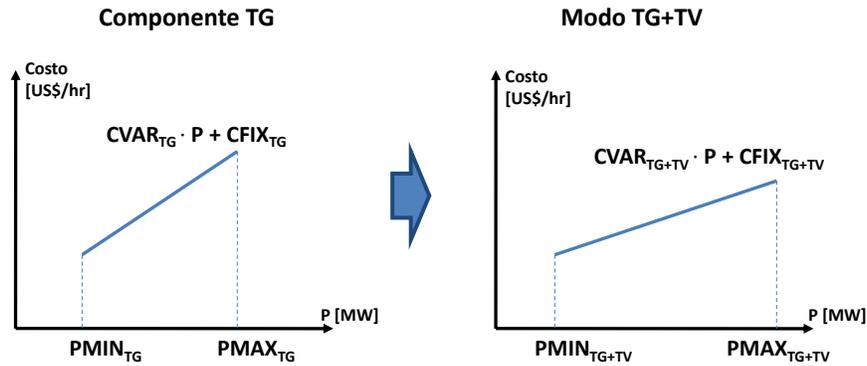


Figura 4.13: Equivalencia entre curvas de costos de modelos por componentes y por modos.

Las expresiones anteriores sólo son válidas para unidades de ciclo combinado del tipo 1x1 (una turbina a gas y una turbina a vapor) o bien para centrales del tipo 2x1 pero con un único segmento de generación en su curva de costo. Para aquellas unidades que poseen más de una turbina a gas y más de un segmento de generación estas expresiones dejan de ser válidas.

Lo anterior ocurre porque la curva de costo de un modo de más de una TG (por ejemplo un modo TGA+TGB) es una aproximación de una nube de puntos como la indicada en la figura 4.14. Se suele considerar como aproximación para definir la curva que ambas turbinas a gas generan la misma potencia, es decir, operan en el mismo segmento de generación, lo que puede llevar a operaciones no óptimas, ya que se ignoran los puntos de operación que se obtienen cuando las turbinas operan en segmentos distintos (representados en la figura 4.14 mediante los puntos rojos). En un modelo por componentes esto no ocurre, ya que cada

turbina queda libre para operar en cualquier segmento. Esto implica que para una unidad de estas características las funciones de costos no sean equivalentes entre ambos modelos

La figura 4.14 corresponde a los puntos de operación posibles que se obtiene de los datos de la central Gas Atacama CC2 del SING, en donde se ejemplifica la situación descrita. Supongamos que la unidad CC2 debe generar $P_{TGA+TGB} = 220MW$, según la curva habitual ambas turbinas a gas operan en el mismo segmento, $s = 2$, con lo cual el combustible que consumen ambas es de $72930m^3$. Sin embargo, si la turbina TGA opera en $s = 1$ generando $P_{TGA} = 103MW$, y la turbina TGB opera en $s = 2$ generando $P_{TGB} = 107MW$, se obtiene un consumo de combustible menor, de $71302m^3$, lo cual representa una operación óptima que es ignorada por la curva normal.

Para evitar esto y lograr la equivalencia entre un modelo por componentes y otro por modos, se optó en dividir los ciclos combinados de este tipo en dos ciclos combinados de tipo 1x1. Específicamente, en el SING se separan las unidades CC2 y SALTA en dos unidades de tipo 1x1 cada una: CC2A, CC2B y SALTA1, SALTA2.

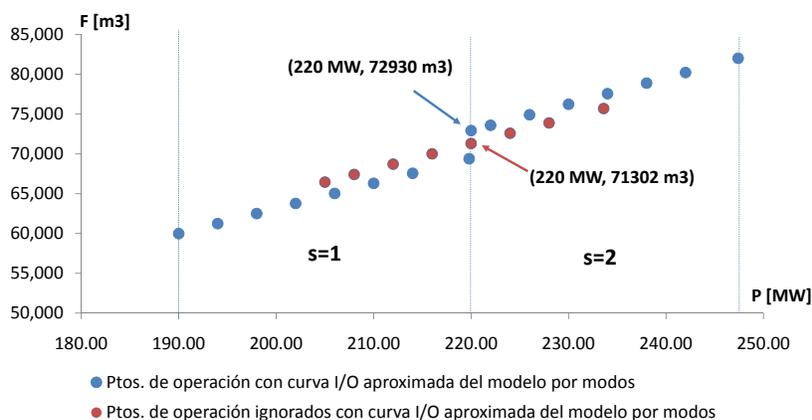


Figura 4.14: Puntos de operación posibles de la central CC2.

Cabe mencionar que para el análisis de desempeño no se consideran los efectos de condiciones ambientales, ni rampas de toma/baja de carga ni rampas de arranque/parada en ninguno de los modelos. Tampoco se consideran curvas de partida en las unidades, por lo que existe un único costo de partida.

4.4.2. Resultados obtenidos

4.4.2.1. Prueba 01: Valor de función objetivo relajada.

Esta prueba se realiza a un conjunto de 90 casos de estudio, conformados por parámetros de unidades reales pertenecientes al SING, y un perfil de demanda y precios de combustibles de distintos meses del año 2009-2010. Dentro de los 90 casos existen 30 casos con un horizonte de evaluación de dos semanas y 60 casos de una semana, con etapas de una hora.

La prueba consiste en resolver el problema relajado (LP) con el fin de obtener el valor del nodo raíz (*rootnode*), nodo a partir del cual el algoritmo *Branch & Cut* comienza a fijar las variables binarias y a resolver el problema entero. Para un problema de optimización de minimización este valor será *mayor mientras mejor sea la formulación utilizada*.

La importancia del valor de la función objetivo en el nodo raíz, desde el punto de vista de la resolución del problema, es que mientras mayor sea menor será el gap a partir del cual el algoritmo de resolución *Branch & Cut* comenzará a resolver el problema entero, lo cual implica que el árbol del problema será de menor tamaño, lográndose un menor tiempo de resolución.

Los resultados indicados en la figura 4.15 corresponde al valor de la función objetivo del problema relajado normalizado según el modelo UCRSS. En la figura se aprecia que el modelo UCRSS posee un mayor valor de *rootnode*, lo cual indica que la formulación mediante una red dinámica de flujo implementada en este modelo entrega una mejor solución al problema relajado para al menos la mitad de los casos implementados. Para aprox. un 10 % de los casos implementados se obtiene una mejora de entre 1 % y un 4 % en los valores de la función objetivo del problema relajado al utilizar la formulación basada en una red dinámica de flujo para las restricciones temporales.

Por otro lado, los resultados de la figura 4.15 indican que no existe mayor diferencia entre un modelo por modos y un modelo por componentes en cuanto al valor de la función objetivo en el *rootnode*. Utilizar uno u otro modelo no introduce mayores ventajas en este aspecto.

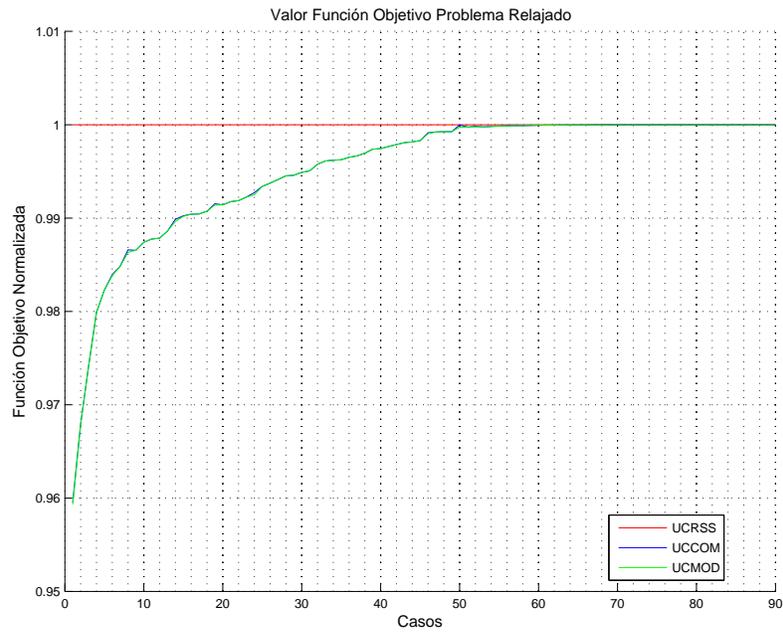


Figura 4.15: Resultados de la prueba de valor de función objetivo relajada.

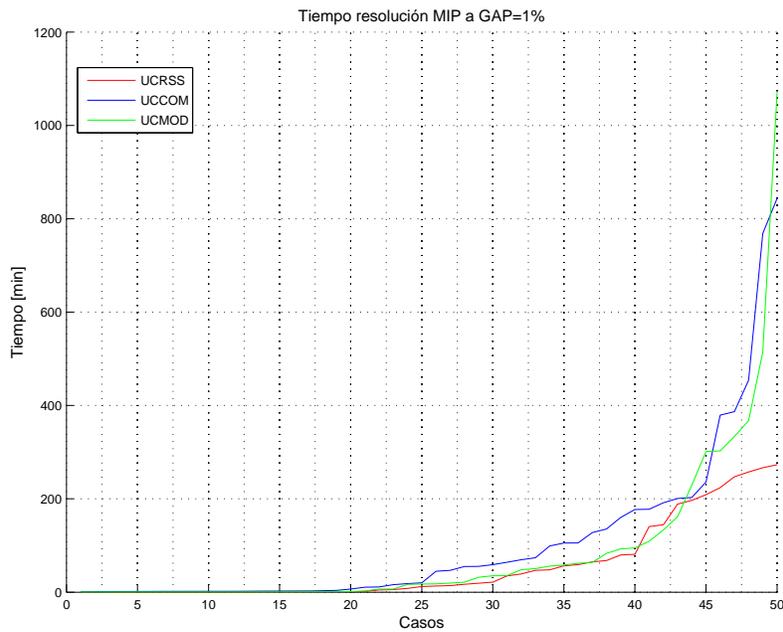


Figura 4.16: Resultados de la prueba de tiempo de resolución del problema entero.

4.4.2.2. Prueba 02: Tiempo de resolución del problema entero.

Esta prueba consiste en resolver el problema entero (MIP) a un gap de 1% con el objetivo de determinar cuál modelo, y por ende cuál formulación, obtiene los menores tiempos de resolución. Se aplica a un conjunto de 50 casos basados en información real del SING, los cuales se resuelven para un horizonte de optimización de una semana con etapas de una hora (168 periodos).

En la figura 4.16 se presentan los resultados obtenidos para los tres modelos, apreciándose que el modelo UCRSS entrega los menores tiempo de resolución para aproximadamente el 50% de los casos implementados. El modelo UCCOM toma un mayor tiempo en resolver el problema para todos los casos. Los tiempos de resolución del modelo UCMOD son levemente mayores a los del modelo UCRSS para los primeros 40 casos, sólo en aproximadamente cinco casos (caso 40 al 44) se obtiene que el modelo UCMOD logra mejores tiempos que el UCRSS.

Estos resultados indican que la formulación del modelo UCRSS entrega mejores tiempos de resolución por sobre los otros dos modelos, lo cual es atribuible a la formulación las restricciones temporales mediante una red dinámica de flujo. Cabe mencionar que estos resultados son válidos al utilizar la configuración por defecto de CPLEX, estos podrían variar si se resolviera el problema, por ejemplo, mediante el algoritmo Barrier.

4.4.3. Análisis de resultados

De los resultados obtenidos se aprecia que el modelo propuesto UCRSS representa una mejor formulación por sobre los otros dos modelos estudiados, ya que logra un mejor valor de la función objetivo del problema relajado y menores tiempos de resolución para cerca del 60% de los casos implementados. La principal razón de esta mejora la constituye la formulación utilizada para representar las restricciones de tiempo mínimo mediante una red dinámica.

Por otro lado, el modelo por componentes no demostró ventajas comparativas con el modelo por modos en cuanto a su desempeño: el modelo UCCOM entregó el mismo desempeño en la prueba de rootnode y tiempos de resolución mayores que el modelo UCMOD.

Del análisis de equivalencia de los modelos implementados se desprenden ciertas ventajas y desventajas. Con respecto a un modelo por componentes (UCRSS,UCCOM) se pueden mencionar como ventajas las siguientes:

- El modelo por componente permite una asignación certera de la reserva en giro en centrales de ciclo combinado, gracias a la utilización del parámetro de rampa de toma de carga en reserva (*RAMPSR*) de cada turbina. Por el contrario, un modelo por modos asume que ambas turbinas pueden entregar la misma reserva, lo cual no es siempre válido.

- El modelo por componentes no requiere de restricciones extras para modelar las transiciones entre modos, la ventaja del desacoplamiento de cada turbina es que los costos de arrancar o detener se aplican solamente mediante las restricciones temporales. Debido a esto, incorporar unidades ficticias no es necesario.
- De lo anterior también se desprende que en un modelo por componentes se necesitan menos variables binarias para representar un ciclo combinado en comparación al modelo por modos, lo cual es de relevancia para unidades de más de una turbina a gas o componentes extras como fuegos adicionales.
- El modelo por componentes permite decidir la operación óptima de una unidad de ciclo combinado de más de una turbina a gas y con más de un segmento de generación en su curva de costos. En el modelo por modos esto no es posible de acuerdo a lo expuesto en la sección 4.4.1.3.

En cuanto a las desventajas del modelo por componentes se puede mencionar que:

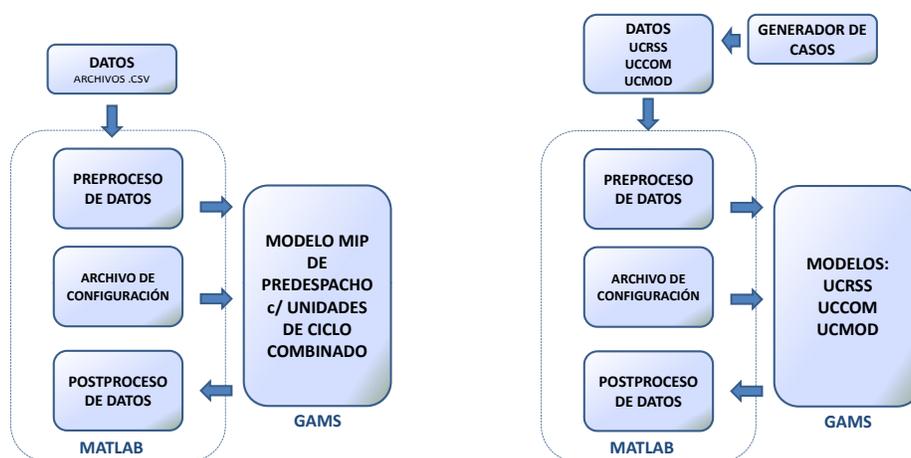
- Este modelo asume que los consumos propios del ciclo completo corresponden a la suma de los consumos propios de sus componentes. Esto no es necesariamente cierto en todas las unidades de ciclo combinado, en donde este parámetro puede variar de acuerdo a la tecnología de la planta.
- De manera similar, las rampas de toma o baja de carga real al operar el ciclo completo pueden ser distintas a las de cada componente individual, lo cual no está interiorizado en el modelo. Para corregir este punto y el anterior sería necesario incorporar nuevas restricciones y parámetros que englobaran a todas las componentes.
- El modelo por componentes necesita de información para cada turbina: rampas de toma/baja de carga, de arranque/parada, capacidad de reserva en giro, etc, la cual no suele ser de fácil acceso, debido a que la información está disponible para el modelo por modos que es de mayor uso.

4.5. Herramienta computacional implementada

La herramienta computacional implementada para resolver el predespacho de unidades térmicas convencionales y plantas de ciclo combinado se compone de una serie de rutinas desarrolladas en MATLAB que funcionan en conjunto con el modelo MILP de predespacho implementado en GAMS. En la figura 4.17(a) se muestra la implementación de la herramienta y la relación entre las rutinas.

Primero se obtienen los datos desde archivos en formato de texto plano .csv, los cuales contienen la información del problema o caso a resolver:

- i. Archivo de sistema: Contiene los datos de demanda por periodo, nivel de reserva y perfil de temperatura por zona geográfica.
- ii. Archivo de generadores: Contiene los parámetros técnicos, indisponibilidades y generaciones forzadas de las unidades térmicas convencionales.
- iii. Archivo de centrales de ciclo combinado: Contiene parámetros de las unidades térmicas de ciclo combinado, e información sobre desabastecimiento de combustible.
- iv. Archivo de turbinas a gas: Contiene los parámetros técnicos, indisponibilidades y generaciones forzadas de las turbinas a gas de cada central de ciclo combinado.
- v. Archivo de turbinas a vapor: Contiene los parámetros técnicos, indisponibilidades y generaciones forzadas de las turbinas a vapor de cada central de ciclo combinado.
- vi. Archivo de fuegos adicionales: Contiene los parámetros técnicos de los fuegos adicionales de cada central de ciclo combinado.



(a) Estructura herramienta computacional para el modelo propuesto. (b) Estructura herramienta computacional utilizada para análisis de desempeño.

Figura 4.17: Estructura de herramientas computacionales implementadas.

Los datos de entrada son preprocesados para determinar los conjuntos utilizados por el modelo, calcular curvas de costos y de partida de cada unidad, calcular rampas de arranque/parada y sus costos, y corregir los parámetros de cada unidad térmica de ciclo combinado que se vean afectados por la temperatura ambiente. Esta información es luego ingresada al modelo en lenguaje GAMS, el cual resuelve el problema de optimización de acuerdo a lo indicado en el archivo de configuraciones. En este archivo se pueden habilitar o deshabilitar restricciones del modelo y definir diversos parámetros del optimizador a utilizar, en este caso CPLEX: gap relativo, gap absoluto, tiempo de resolución, resolver el problema MIP o el problema LP, y los algoritmos a utilizar (simplex primal, simplex dual, barrier, etc.).

Finalmente, la rutina de postproceso es capaz de generar una planilla excel con los resultados del predespacho, en donde se indican: valor de la función objetivo, estado on/off, potencia generada, reserva en giro y costos de generación, partida y parada de cada unidad térmica convencional y de cada componente de los ciclos combinados.

Para el análisis de desempeño se implementó una segunda herramienta computacional de funcionamiento y estructura similar, cuyo esquema se puede apreciar en la figura 4.17(b). A diferencia de la herramienta anterior esta incorpora los tres modelos en estudio: UCRSS, UCCOM, UCMOD, y además integra un generador de casos capaz de calcular las equivalencia entre los parámetros de cada modelo y de generar los archivos .csv con los datos de entrada de cada uno de ellos.

4.6. Extensiones al modelo

En esta sección se presentan dos propuestas que permiten incorporar las unidades de ciclo combinado a un modelo de predespacho basado completamente en una red de flujo. Este modelo, a diferencia de lo realizado en este trabajo, incorpora una red con nodos y arcos que representan la evolución global de la unidad, y no sólo las restricciones temporales. En un modelo de este tipo los nodos representan los estados de operación: en servicio, fuera de servicio, en rampa de arranque, en rampa de parada o en curva de partida, y el flujo por los arcos representan la generación de potencia de la unidad, por lo que estos contienen la información de límites y de costos de generación.

4.6.1. Modelos por componentes

Para representar una unidad de ciclo combinado en un modelo tipo red de flujo por componentes se debe implementar una red dinámica de tiempo discreto por cada turbina, como la indicada en la figura 4.19. Un modelo por componentes requiere de dos restricciones externas, a parte de aquellas que describen la red de flujo: una de balance de potencia y otra de acoplamiento entre las turbinas. Se propone un balance de potencia simple, que no incluya el *stack* ni los *bypass* de gases, a modo de evitar variables extras al modelo. La restricción (4.8) representa el balance propuesto, y la desigualdad (4.9) indica la restricción de acoplamiento necesaria.

$$P_{TV} \leq \sum_n P_{TG_n} \cdot Ka_n + Kb_n \quad (4.8)$$

$$I_{TV} \leq \sum_n I_{TG_n} \quad (4.9)$$

Cabe recordar que la potencia de la turbina a vapor en una central de ciclo combinado se limita a dos valores:

$$P_{TV} = \begin{cases} \sum_n P_{TG_n} \cdot K a_n + K b_n \\ 0 \end{cases}$$

Por lo que la restricción (4.8) puede ser utilizada sólo si se considera que la turbina a vapor no entrega reserva en giro ni tampoco se incluye la limitación de potencia durante el tiempo de *hold-point*, de lo contrario se pueden obtener valores de potencia de la turbina a vapor erróneos.

Sobre el tiempo de *hold-point* se propone una forma sencilla de incorporarlo al modelo por componentes, agregando un único tiempo *HPTIME* a la rampa de arranque *RAMPST* de la turbina a vapor, de forma de lograr el retraso en la operación de esta componente.

4.6.2. Modelo por modos

Para representar una unidad de ciclo combinado mediante sus modos de operación en un modelo de red de flujo se debe implementar una red por cada modo, e incluir en ellas un arco que indique las transiciones entre modos, como los indicados con color rojo en la figura 4.20. Mediante esta metodología se evita introducir las unidades ficticias que utilizaba el modelo UCMOD, dado que estos arcos llevan asociados los costos de transición entre modos. Este modelo requiere como restricción externa una de unicidad para la operación de los modos.

Dado que se implementan transiciones entre modos se debe incluir un conjunto de arcos que representen las transiciones factibles entre ellos. En la figura 4.18 se indican las transiciones que se proponen para una unidad de ciclo combinado de configuración 1x1 y 2x1, en donde se considera que sólo una turbina se debe encender a la vez. Para una correcta modelación los arcos deben tener asociado un costo de transición correspondiente a la partida o parada de una turbina, y cada modo tener asociado un valor de rampa de arranque/parada que se corresponda con la turbina que arranca o se detiene.

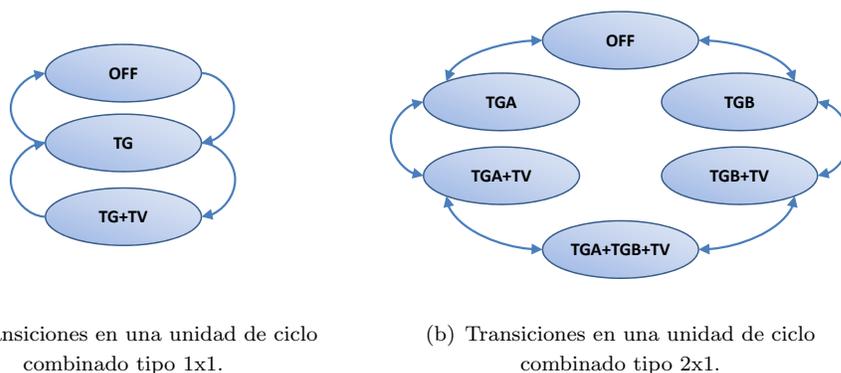


Figura 4.18: Transiciones factibles en unidades de ciclo combinado.

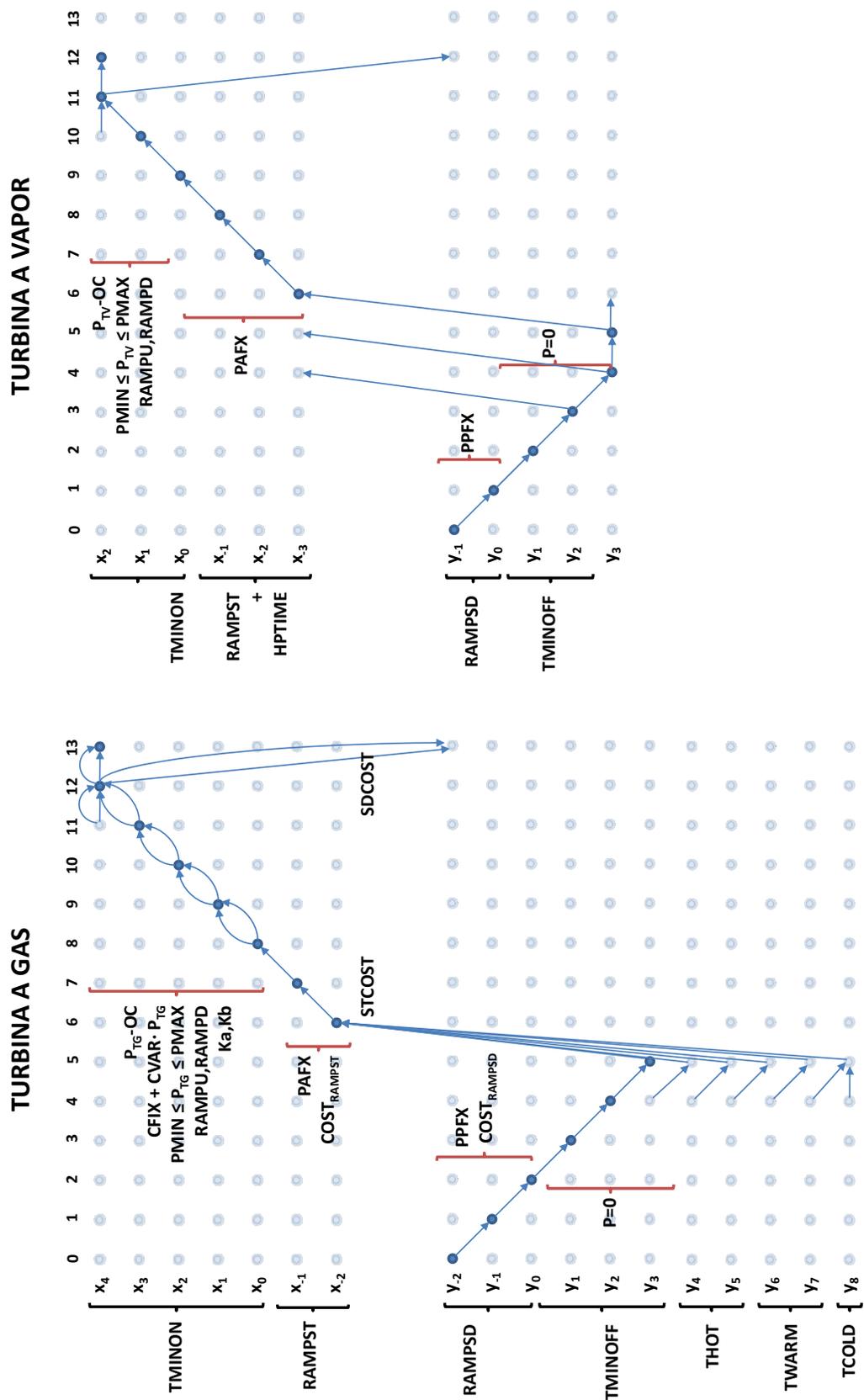


Figura 4.19: Representación de unidad de ciclo combinado mediante componentes en modelo de red de flujo.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones generales

Se desarrolla un modelo matemático lineal entero-mixto de unidades térmicas de ciclo combinado aplicable al problema del predespacho que incorpora diversas características de operación que no suelen ser consideradas: rampas de arranque/parada, tiempo de *hold-point*, transiciones entre combustible primario y alternativo en las turbinas a gas e incorporación de fuegos adicionales. Además, permite la inclusión de efectos externos como la temperatura ambiente al modelar curvas de costos y límites de potencia variables en el tiempo.

Por otro lado, el modelo propuesto incorpora una formulación novedosa de las restricciones temporales basada en una red de flujo dinámica de tiempo discreto, la cual se compara con una formulación tradicional implementada en dos modelos de unidades de ciclo combinado: uno por componentes y otro por modos. La formulación propuesta es validada empíricamente mediante un análisis de desempeño aplicado a un conjunto de casos basados en las unidades generadoras del SING.

5.2. Conclusiones específicas

Se reconocen las características relevantes de operación de una unidad de ciclo combinado, mediante la elaboración de ejemplos simples que muestran la aplicabilidad de las formulaciones tipo MILP implementadas. Estas permiten mejorar la modelación permitiendo agregar nuevos aspectos de la operación.

Se cuantifica el impacto de considerar el efecto de temperatura ambiente en las unidades térmicas de ciclo combinado y sobre la operación del sistema mediante tres propuestas metodológicas de

predespacho y despacho económico. Se implementa un caso basado en la totalidad de las unidades generadoras del SING, obteniéndose que este efecto es más bien despreciable en el sistema, debido a la baja variación de temperatura ambiente en las zonas geográficas en donde se ubican la mayoría de las plantas de ciclo combinado.

Se valida empíricamente el modelo por componentes propuesto comparándolo con un modelo por componentes de formulación tradicional y un modelo por modos basado en el CDEC-SING, obteniéndose que el modelo desarrollado entrega mejores valores de la función objetivo del problema relajado y menores tiempos de resolución para el 50% de los casos implementados, lográndose mejoras entre 1% y un 4% en el valor del *rootnode* para aprox. el 10% de ellos. Esto muestra las ventajas de incorporar una formulación basada en una red dinámica de flujo para modelar la evolución temporal de las unidades térmicas convencionales y de ciclo combinado, la cual permite mejores soluciones en menores tiempos.

Se reconocen condiciones para establecer la equivalencia entre los modelos implementados y definir reglas para su comparación, lo cual permite identificar las ventajas y desventajas entre un modelo de central de ciclo combinado por componentes y uno por modos. El modelo por componentes permite una modelación más certera dado que no requiere de aproximaciones en las curvas de costos y asigna correctamente los parámetros a cada turbina. Sin embargo, posee las desventajas de requerir una restricción de balance energético o de potencia entre sus componentes y de requerir información por cada componente que suele no estar disponible.

La herramienta computacional implementada es capaz de resolver el predespacho de un sistema térmico compuesto por unidades convencionales y de ciclo combinado, solucionando el problema tipo MIP mediante el algoritmo *Branch & Bound* utilizando CPLEX.

5.3. Trabajo futuro

Como trabajo futuro se propone aplicar el estudio de validación de las condiciones ambientales presentado en la sección 4.3 en el SIC, a modo de determinar el posible impacto de la temperatura ambiente en este sistema. Al respecto, sería interesante estudiar el efecto de esta condición meteorológica sobre el margen de reserva del sistema, lo que puede ser de importancia en sistemas eléctricos en donde se considere la reserva en giro como un servicio complementario.

Para un trabajo posterior, sería interesante comparar los resultados entregados por el modelo desarrollado con la planificación propuesta por el CDEC-SING, para lo cual se requiere implementar en el modelo etapas de distinta duración como las utilizadas en el centro de despacho.

Se propone extender la modelación basada en red de flujo, implementando los modelos de ciclo combinado tipo red mencionados en la sección 4.6, y desarrollar una herramienta computacional

adecuada a esta técnica de optimización. También se propone ampliar el modelo de predespacho a sistemas hidrotérmicos, incorporando además las congestiones y las pérdidas óhmicas de la red de transmisión.

Capítulo 6

Anexos

6.1. Diagrama unilineal simplificado del SING.



Fuente: CDEC-SING Estadísticas de la Operación 2000/2009

Figura 6.1: Diagrama unilineal simplificado y ubicación de centrales de ciclo combinado en el SING [2].

6.2. Cálculo factores de acoplamiento

6.2.1. Mediante datos empíricos.

El cálculo de los factores de acoplamiento mediante un historial de datos empíricos de: potencia de turbina a gas, potencia turbina a vapor, temperatura ambiente y consumo de combustible, se realiza siguiendo los siguientes pasos:

- i. Se realiza una regresión cuadrática del flujo de combustible en función de la temperatura y la potencia generada, para cada turbina¹

$$F_j(P_j, T) = a_j \cdot P_j^2 + b_j \cdot T^2 + c_j \cdot P_j \cdot T + d_j \cdot P_j + e_j \cdot T + f_j \quad j \in \{TG, TV\}$$

- ii. Se parametrizan las curvas anteriores para la temperatura T del periodo t , a modo de obtener funciones cuadráticas tipo $F_j = f(P_j)$.
- iii. Las curvas así obtenidas se linealizan en un número de segmentos adecuado, calculándose para cada periodo y para cada segmento los coeficientes α_{TG} , α_{TV} , β_{TG} , β_{TV} que definen la curva I/O.
- iv. Suponiendo que el consumo de combustible de la unidad de ciclo combinado es igual para cada turbina: $F_{CC} = F_{TG} = F_{TV}$, se plantea para cada segmento de la curva I/O el sistema de ecuaciones (6.1) en función de la potencia máxima y mínima de la turbina a gas (P_{MAX_s} , P_{MIN_s} respectivamente).

$$\begin{aligned} \alpha_s^{TG} \cdot P_{MAX_s} + \beta_s^{TG} &= \alpha_s^{TV} \cdot (Ka_s \cdot P_{MAX_s} + Kb_s) + \beta_s^{TV} \\ \alpha_s^{TG} \cdot P_{MIN_s} + \beta_s^{TG} &= \alpha_s^{TV} \cdot (Ka_s \cdot P_{MIN_s} + Kb_s) + \beta_s^{TV} \end{aligned} \quad (6.1)$$

De donde se obtienen las expresiones para los factores de acoplamiento Ka , Kb presentadas en las igualdades (6.2).

$$Ka_s = \frac{\alpha_s^{TG}}{\alpha_s^{TV}} \quad (6.2a)$$

$$Kb_s = \frac{(\beta_s^{TG} - \beta_s^{TV})}{\alpha_s^{TV}} \quad (6.2b)$$

¹Si bien la turbina a vapor no consume combustible, es posible obtener una relación matemática para deducir la potencia de la turbina a vapor a partir de las variables de flujo de combustible y temperatura.

6.2.2. Mediante datos nominales.

En este caso el cálculo de los factores de acoplamiento utiliza los rendimientos relativos (η_{TG} , η_{TV}) obtenidos mediante el procedimiento indicado en la sección 3.2.6.

A partir del supuesto $F_{CC} = F_{TG} = F_{TV}$ se plantea un sistema similar al constituido por las ecuaciones (6.1), pero corregidos por los rendimientos relativos. En la figura 6.2 se representa el supuesto utilizado para plantear el sistema siguiente, en donde se extiende la curva I/O de la turbina a gas hacia la turbina a vapor.

$$\frac{(\alpha_s^{TG} \cdot PMAXTG_s + \beta_s^{TG})}{\eta_{TG}} = \frac{(\alpha_s^{TV} \cdot (Ka_s \cdot PMAXTG_s + Kb_s) + \beta_s^{TV})}{\eta_{TV}}$$

$$\frac{(\alpha_s^{TG} \cdot PMINTG_s + \beta_s^{TG})}{\eta_{TG}} = \frac{(\alpha_s^{TV} \cdot (Ka_s \cdot PMINTG_s + Kb_s) + \beta_s^{TV})}{\eta_{TV}}$$

Resolviendo este sistema, y expresando los valores α^{TV} y β^{TV} en función de los límites de potencia y de combustible de cada segmento, se obtienen las expresiones (6.3) que definen los factores de acoplamiento.

$$Ka_s = \frac{\eta_{TV}}{\eta_{TG}} \cdot \frac{PMAXTV_s - PMINTV_s}{PMAXTG_s - PMINTG_s} \quad (6.3a)$$

$$Kb_s = PMAXTV_s + (PMAXTV_s - PMINTV_s) \cdot \left[\left(\frac{\eta_{TV}}{\eta_{TG}} - 1 \right) \frac{FMAX_s}{FMAX_s - FMIN_s} - \left(\frac{\eta_{TV}}{\eta_{TG}} \right) \frac{PMAXTG_s}{PMAXTG_s - PMINTG_s} \right] \quad (6.3b)$$

Es adecuado expresar los valores $PMAXTV_s$, $PMINTV_s$ mediante los límites nominales máximos y mínimos de la turbina a vapor. Por construcción se tiene que:

$$PMAXTV_s = s \cdot h + PMINTV$$

$$PMINTV_s = (s - 1) \cdot h + PMINTV$$

El valor h define un paso en potencia en la curva de la turbina a vapor de la figura 6.2, el cual depende del número total de segmentos NS que conforman la curva I/O. Este valor se calcula como:

$$h = \frac{x \cdot P_{MAXTV} - P_{MINTV}}{NS} \quad \text{en donde} \quad x = \frac{P_{MAXTG}}{\sum_n P_{MAXTG_n}}$$

El valor x representa el aporte de potencia de la turbina a gas hacia la turbina a vapor, y es necesario para unidades de ciclo combinado que posean más de una turbina a gas. Por ejemplo, para una unidad con una única turbina se tiene que $x = 1$, es decir, ella aporta el 100% a la potencia máxima de la TV. En cambio para una unidad con dos turbinas idénticas se tiene que $x = 0,5$, es decir, cada una aporta con un 50%.

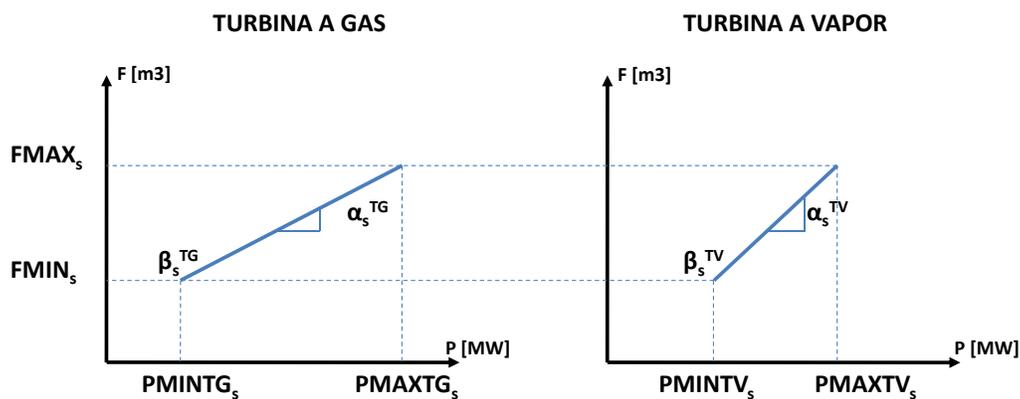


Figura 6.2: Extensión de la curva I/O de la turbina a gas a la turbina a vapor.

6.3. Formulación de modelos comparativos

6.3.1. Modelo de unidades de ciclo combinado por componentes tradicional.

Índices:

- t : Índice para periodos.
- i : Índice para unidades.
- j : Índice para componentes.

Parámetros y conjuntos:

- T : Número total de periodos.
 \mathcal{G} : Conjunto de elementos (ij) , que contiene a todos los generadores del sistema.
 S_{ij} : Conjunto definido para cada elemento $(ij) \in \mathcal{G}$ como: $\{1 \dots NS_{ij}\}$.
 DEM_t : Demanda de potencia en el periodo t .
 RES_t : Reserva en giro requerida para el periodo t .
 $CPNS$: Costo de la potencia no servida.
 $PMAX_{ij}$: Potencia máxima de la componente j de la unidad i .
 $PMIN_{ij}$: Potencia mínima de la componente j de la unidad i .
 OC_{ij} : Consumo propio de la componente j de la unidad i .
 $RAMPU_{ij}$: Toma de carga de la componente j de la unidad i .
 $RAMPD_{ij}$: Baja de carga de la componente j de la unidad i .
 $COSTSD_{ij}$: Costo parada de la componente j de la unidad i .
 $COSTST_{ij}$: Costo partida de la componente j de la unidad i .
 $TMINON_{ij}$: Tiempo mínimo de operación de la componente j de la unidad i .
 $TMINOFF_{ij}$: Tiempo mínimo fuera de servicio de la componente j de la unidad i .
 $UTIME_{ij}$: Tiempo que debe permanecer en operación inicial la componente j de la unidad i .
 $DTIME_{ij}$: Tiempo que debe permanecer fuera de servicio inicial la componente j de la unidad i .
 NS_{ij} : No. de segmentos curva I/O de la componente j de la unidad i .
 $PSMAX_{ijs}$: Potencia máxima del segmento s de curva I/O de la componente j de la unidad i .
 $PSMIN_{ijs}$: Potencia mínima del segmento s de curva I/O de la componente j de la unidad i .
 $CVAR_{ijs}$: Costo variable del segmento s de curva I/O de la componente j de la unidad i .
 $CFIX_{ijs}$: Costo fijo del segmento s de curva I/O de la componente j de la unidad i .
 Ka_{ijs} : Factor lineal acople TG/TV del segmento s de curva I/O de la componente j de la unidad i .
 Kb_{ijs} : Factor fijo acople TG/TV del segmento s de curva I/O de la componente j de la unidad i .

Conjuntos para modelamiento de unidades de ciclo combinado:

- \mathcal{CC} : Conjunto de unidades i que representan unidades de ciclo combinado.
 \mathcal{TG}_i : Conjunto que contiene a las turbinas a gas del ciclo combinado $i \in \mathcal{CC}$.
 \mathcal{TV}_i : Conjunto que contiene a las turbinas a vapor del ciclo combinado $i \in \mathcal{CC}$.

Variables:

Variables Enteras:

 PNS_t : Potencia no servida periodo t . RG_{ijt} : Reserva en giro de componente j de la unidad i al operar en el periodo t . P_{ijst} : Potencia generada por la componente j de la unidad i al operar el segmento s en el periodo t . $STACK_{ijt}$: *Stack* de gases de componente j de la unidad i al operar en el periodo t .

Variables Binarias:

 I_{ijt} : Indicador de operación de componente j de la unidad i al operar en el periodo t . IA_{ijt} : Indicador de arranque de componente j de la unidad i al operar en el periodo t . IP_{ijt} : Indicador de parada de componente j de la unidad i al operar en el periodo t . IS_{ijst} : Indicador de operación en segmento s de la componente j de la unidad i al operar en el periodo t . B_{ijt} : Indicador de operación de *bypass* de gases de la componente j de la unidad i al operar en el periodo t .**Función Objetivo:**

$$\begin{aligned}
\text{mín } \{ & \sum_t \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} CVAR_{ijst} \cdot P_{ijst} + CFIX_{ijst} \cdot IS_{ijst} \\
& + \sum_t \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} COSTSD_{ij} \cdot IP_{ijt} \\
& + \sum_t \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} COSTST_{ij} \cdot IA_{ijt} \\
& + \sum_t CPNS \cdot PNS_t \quad \} \tag{6.4}
\end{aligned}$$

Restricciones:

i. Balance de potencia del sistema.

$$DEM_t = PNS_t + \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} P_{ijst} - \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} OC_{ij} \cdot I_{ijt} \quad \forall t \quad (6.5)$$

ii. Restricción de reserva del sistema.

$$RES_t \leq \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} RG_{ijt} \quad \forall t \quad (6.6)$$

iii. Operación de unidades.

$$I_{ijt} = \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} IS_{ijst} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.7)$$

iv. Límites de potencia en curvas I/O.

$$PSMIN_{ijs} \cdot IS_{ijst} \leq P_{ijst} \leq PSMAX_{ijs} \cdot IS_{ijst} \quad \forall s \in \mathcal{S}_{ij}, \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.8)$$

v. Definición reserva en giro.

$$RG_{ijt} \leq PMAX_{ij} \cdot I_{ijt} - \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} P_{ijst} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.9)$$

vi. Definición reserva en giro para TV.

$$RG_{ijt} \leq \sum_{h \in \mathcal{T}\mathcal{G}_i} \{(PMAX_{ih} \cdot Ka_{ih,s=NS} + Kb_{ih,s=NS}) \cdot I_{iht}\} - \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} P_{ijst} \quad \forall j \in \mathcal{T}\mathcal{V}_i, \forall i \in \mathcal{C}\mathcal{C}, \forall t \quad (6.10)$$

vii. Restricciones temporales: formulación tradicional.

- Restricciones de tiempo mínimo de operación:

$$\sum_{t=1}^{UTIME_{ij}} (1 - I_{ijt}) = 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G} \quad (6.11a)$$

$$\sum_{k=t}^{t+TMINON_{ij}-1} I_{ijk} \geq TMINON_{ij} \cdot IA_{ijm} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{UTIME_{ij} + 1 \dots T - TMINON_{ij} + 1\} \quad (6.11b)$$

$$\sum_{k=t}^T (I_{ijk} - IA_{ijt}) \geq 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{T - TMINON_{ij} + 2 \dots T\} \quad (6.11c)$$

- Restricciones de tiempo mínimo fuera de servicio:

$$\sum_{t=1}^{DTIME_{ij}} I_{ijt} = 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G} \quad (6.12a)$$

$$\sum_{k=t}^{t+TMINOFF_{ij}-1} (1 - I_{ijk}) \geq TMINOFF_{ij} \cdot IP_{ijt} \quad (6.12b)$$

$$\forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{DTIME_{ij} + 1 \dots T - TMINOFF_{ij} + 1\}$$

$$\sum_{k=t}^T (1 - I_{ijk} - IP_{ijt}) \geq 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{T - TMINOFF_{ij} + 2 \dots T\} \quad (6.12c)$$

- viii. Restricciones lógicas.

$$IA_{ij,t+1} - IP_{ij,t+1} = I_{ij,t+1} - I_{ijt} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.13a)$$

$$IA_{ij,t+1} + IP_{ij,t+1} \leq 1 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.13b)$$

$$IA_{ij,t} - IP_{ij,t} = I_{ij,t} - IIN I_{ij} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, t = 1 \quad (6.13c)$$

- ix. Balance de potencia en turbinas de ciclos combinados.

$$\sum_{j \in \mathcal{TV}_i} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} P_{ijst} + \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} STACK_{ijst} = \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} P_{ijst} \cdot Ka_{ijst} + I_{ijst} \cdot Kb_{ijst} \quad (6.14)$$

$$\forall i \in \mathcal{CC}, \forall t$$

- x. Definición de *stack* de gases y *bypass*.

$$STACK_{ijst} \leq M \cdot (1 - B_{ijst}) \quad \forall j \in \mathcal{TG}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t \quad (6.15a)$$

$$B_{ijst} \leq \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} I_{ijst} \quad \forall j \in \mathcal{TG}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t$$

$$\sum_{j \in \mathcal{TG}_i} B_{ijst} \geq \sum_{j \in \mathcal{TV}_i} I_{ijst} \quad \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t$$

- xi. Restricción de acople en turbinas de ciclos combinados.

$$\sum_{j \in \mathcal{TV}_i} I_{ijst} \leq \sum_{j \in \mathcal{TG}_i} I_{ijst} \quad \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t \quad (6.16)$$

6.3.2. Modelo de unidades de ciclo combinado por modos CDEC-SING.

Índices:

- t : Índice para periodos.
 i : Índice para unidades.
 j : Índice para modos.

Parámetros y conjuntos:

- T : Número total de periodos.
 \mathcal{G} : Conjunto de elementos (ij) que representan todas las componentes del sistema.
 S_{ij} : Conjunto definido para cada elemento $(ij) \in \mathcal{G}$ como: $\{1 \dots NS_{ij}\}$.
 DEM_t : Demanda de potencia en el periodo t .
 RES_t : Reserva en giro requerida para el periodo t .
 $CPNS$: Costo de la potencia no servida.
 $PMAX_{ij}$: Potencia máxima del modo j de la unidad i .
 $PMIN_{ij}$: Potencia mínima del modo j de la unidad i .
 OC_{ij} : Consumo propio del modo j de la unidad i .
 $RAMPU_{ij}$: Toma de carga del modo j de la unidad i .
 $RAMPD_{ij}$: Baja de carga del modo j de la unidad i .
 $COSTSD_{ij}$: Costo parada del modo j de la unidad i .
 $COSTST_{ij}$: Costo partida del modo j de la unidad i .
 $TMINON_{ij}$: Tiempo mínimo de operación del modo j de la unidad i .
 $TMINOFF_{ij}$: Tiempo mínimo fuera de servicio del modo j de la unidad i .
 $UTIME_{ij}$: Tiempo que debe permanecer en operación inicial el modo j de la unidad i .
 $DTIME_{ij}$: Tiempo que debe permanecer fuera de servicio inicial el modo j de la unidad i .
 NS_{ij} : No. de segmentos curva I/O del modo j de la unidad i .
 $PSMAX_{ijs}$: Potencia máxima del segmento s de curva I/O del modo j de la unidad i .
 $PSMIN_{ijs}$: Potencia mínima del segmento s de curva I/O del modo j de la unidad i .
 $CVAR_{ijs}$: Costo variable del segmento s de curva I/O del modo j de la unidad i .
 $CFIX_{ijs}$: Costo fijo del segmento s de curva I/O del modo j de la unidad i .

Conjuntos para modelamiento de unidades de ciclo combinado:

- \mathcal{CC} : Conjunto de unidades i que representan unidades de ciclo combinado.
 \mathcal{M}_i : Conjuntos de modos reales del ciclo combinado $i \in \mathcal{CC}$.
 \mathcal{MF}_i : Conjunto de *turbinas a gas ficticias* del ciclo combinado $i \in \mathcal{CC}$.
 \mathcal{Z}_j : Conjunto definido para cada *turbina a gas ficticia* $j \in \mathcal{MF}_i$, que contiene los modos reales en los que ella está presente.

VARIABLES:

VARIABLES ENTERAS:

- PNS_t : Potencia no servida periodo t .
 RG_{ijt} : Reserva en giro del modo j de la unidad i al operar en el periodo t .
 P_{ijst} : Potencia generada por el modo j de la unidad i al operar en el segmento s en el periodo t .

VARIABLES BINARIAS:

- I_{ijt} : Indicador de operación del modo j de la unidad i al operar en el periodo t .
 IA_{ijt} : Indicador de arranque del modo j de la unidad i al operar en el periodo t .
 IP_{ijt} : Indicador de parada del modo j de la unidad i al operar en el periodo t .
 IS_{ijst} : Indicador de operación en segmento s del modo j de la unidad i al operar en el periodo t .

Función Objetivo:

$$\begin{aligned} \text{mín } \{ & \sum_t \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} CVAR_{ijst} \cdot P_{ijst} + CFIX_{ijst} \cdot IS_{ijst} \\ & + \sum_t \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} COSTSD_{ij} \cdot IP_{ijt} \\ & + \sum_t \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} COSTST_{ij} \cdot IA_{ijt} \\ & + \sum_t CPNS \cdot PNS_t \quad \} \end{aligned}$$

Restricciones:

i. Balance de potencia del sistema.

$$DEM_t = PNS_t + \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} P_{ijst} - \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} OC_{ij} \cdot I_{ijt} \quad \forall t \quad (6.17)$$

ii. Restricción de reserva del sistema.

$$RES_t \leq \sum_{(ij) \in \mathcal{G}} RG_{ijt} \quad \forall t \quad (6.18)$$

iii. Operación de unidades.

$$I_{ijt} = \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} IS_{ijst} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.19)$$

iv. Límites de potencia en curvas I/O.

$$PSMIN_{ijst} \cdot IS_{ijst} \leq P_{ijst} \leq PSMAX_{ijst} \cdot IS_{ijst} \quad \forall s \in \mathcal{S}_{ij}, \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.20)$$

v. Definición reserva en giro

$$RG_{ijt} \leq PMAX_{ijst} \cdot I_{ijt} - \sum_{s \in \mathcal{S}_{ij}} P_{ijst} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.21)$$

vi. Restricciones temporales: formulación tradicional.

- Restricciones de tiempo mínimo de operación:

$$\sum_{t=1}^{UTIME_{ij}} (1 - I_{ijt}) = 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G} \quad (6.22a)$$

$$\sum_{k=t}^{t+TMINON_{ij}-1} I_{ijk} \geq TMINON_{ij} \cdot IA_{ijm} \quad (6.22b)$$

$$\forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{UTIME_{ij} + 1 \dots T - TMINON_{ij} + 1\}$$

$$\sum_{k=t}^T (I_{ijk} - IA_{ijt}) \geq 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{T - TMINON_{ij} + 2 \dots T\} \quad (6.22c)$$

- Restricciones de tiempo mínimo fuera de servicio:

$$\sum_{t=1}^{DTIME_{ij}} I_{ijt} = 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G} \quad (6.23a)$$

$$\sum_{k=t}^{t+TMINOFF_{ij}-1} (1 - I_{ijk}) \geq TMINOFF_{ij} \cdot IP_{ijt} \quad (6.23b)$$

$$\forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{DTIME_{ij} + 1 \dots T - TMINOFF_{ij} + 1\}$$

$$\sum_{k=t}^T (1 - I_{ijk} - IP_{ijt}) \geq 0 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \in \{T - TMINOFF_{ij} + 2 \dots T\} \quad (6.23c)$$

- vii. Restricciones lógicas.

$$IA_{ij,t+1} - IP_{ij,t+1} = I_{ij,t+1} - I_{ijt} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.24a)$$

$$IA_{ij,t+1} + IP_{ij,t+1} \leq 1 \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, \forall t \quad (6.24b)$$

$$IA_{ij,t} - IP_{ij,t} = I_{ij,t} - IIN I_{ij} \quad \forall (ij) \in \mathcal{G}, t = 1 \quad (6.24c)$$

- viii. Modos excluyentes. Esta restricción indica que sólo un modo del ciclo combinado debe estar operativo en un mismo periodo. No se incluyen los modos ficticios.

$$\sum_{j \in \mathcal{M}_i} I_{ijt} \leq 1 \quad \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t \quad (6.25)$$

- ix. Unidades ficticias. Esta restricción modela los costos de partida, parada y de transición entre modos utilizando las unidades ficticias correspondientes a las turbinas a gas del ciclo combinado (formulación utilizada por el CDEC-SING). Esta ecuación indica que una turbina a gas ficticia está operativa si algún modo en el cual ella esta presente está operativa. Sólo se aplica a los modos ficticios de la unidad.

$$I_{ijt} = \sum_{h \in \mathcal{Z}_j} I_{iht} \quad \forall j \in \mathcal{MF}_i, \forall i \in \mathcal{CC}, \forall t \quad (6.26)$$

Bibliografía

- [1] Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SIC, *Estadísticas de la Operación 2000/2009*. Anuario CDEC-SIC, 2010.
- [2] Centro de Despacho Económico de Carga CDEC-SING, *Estadísticas de la Operación 2000/2009*. Anuario CDEC-SING, 2010.
- [3] Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*. John Wiley and Sons, Inc., second ed., 1996.
- [4] Frank Leañez and Rodrigo Palma-Behnke, “Towards More Accurate Unit Commitment Performance Comparisons,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1 – 8, 2006.
- [5] Bo Lu and Mohammad Shahidehpour, “Short-Term Scheduling of Combined Cycle Units,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no.3, pp. 1616 – 1624, Agosto 2004.
- [6] Carlos Benavides Farías, *Herramienta Computacional para Modelo de Predespacho Económico de Carga*. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento Ingeniería Eléctrica, Octubre 2008.
- [7] Boris Pavez-Lazo and Claudio Roa-Sepúlveda, “A 4-state Unit Definition for the Unit Commitment Problem,” in *Electrical Power and Energy Systems - Elsevier*, vol. 29, pp. 21 – 27, Marzo 2006.
- [8] Chunyan Wang and Mohammad Shahidehpour, “Effects of Ramp-Rate Limits on Unit Commitment and Economic Dispatch,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no.1, pp. 1341 – 1350, Agosto 1993.
- [9] Mohammad Shahidehpour, Hatin Yamin, and Zuyi Li, *Market Operations in Electric Power Systems*. John Wiley and Sons, Inc., 2002.
- [10] Tao Li and Mohammad Shahidehpour, “Price-Based Unit Commitment: A Case of Lagrangian Relaxation versus Mixed Integer Programming,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no.4, pp. 2015 – 2025, Noviembre 2005.

- [11] Yong Fu and Mohammad Shahidehpour, “Fast SCUC for Large-Scale Power Systems,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2144 – 2150, Noviembre 2007.
- [12] Xiaohong Guan, Qiaozhu Zhai, and Alex Papalexopoulos, “Optimization Based Methods for Unit Commitment: Lagrangian Relaxation versus General Mixed Integer Programming,” pp. 1095 – 1100, 2003.
- [13] Bo Lu and Mohammad Shahidehpour, “Unit Commitment With Flexible Generating Units,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no.2, pp. 1022 – 1034, Mayo 2005.
- [14] Cong Liu and Mohammad Shahidehpour, “Component and Mode Models for the Short-Term Scheduling of Combined-Cycles Units,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no.2, pp. 976 – 990, Mayo 2009.
- [15] Engineers EDGE, “Large Steam System Condensers.” Sitio Internet, última consulta en Noviembre 2010. http://www.engineersedge.com/heat_exchanger/large_steam_condenser.htm.
- [16] Santiago Sabugal García and Florentino Gómez Moñux, *Centrales Térmicas de Ciclo Combinado: Teoría y Proyecto*. Diaz de Santos, 2006.
- [17] OPEX Energy, “Operación Cental Térmica de Ciclo Combinado.” Sitio Internet, última consulta en Febrero 2010. <http://www.cicloscombinados.com/operacionctcc.html>.
- [18] Norbert Henkel, Eric Schmid, and Edwin Gobrecht, *Operational Flexibility Enhancements of Combined Cycle Power Plants*. Siemens AG, Energy Sector, 2008.
- [19] Roberto Zuñiga and Doris Sáez, “Adaptive Hybrid Predictive Control for a Combined Cycle Power Plant Optimization,” in *International Journal of Adaptive Control and Signal Processing*, pp. 198 – 220, Agosto 2007.
- [20] Rolf Kehlhofer, *Combined Cycle Gas Steam Turbine Power Plants*. PennWell Corporation, third ed., 2009.
- [21] Glenn R. Drayton, “Modeling Combined Cycle Plant in PLEXOS Software,” in *PLEXOS Solutions*, 2005.
- [22] Atallah E. Batshon, Jonathan C. Backlund, and COEN Company, Inc., “Alternate Fuels for Supplementary Firing Add Value and Flexibility to Combined Cycle and Cogeneration Plants.” Sitio Internet, última consulta en Noviembre 2010. http://www.coen.com/i_html/white_altfuelsccc.html.
- [23] Centro de Despacho Económico de Carga, CDEC-SING, “Información Técnica de Configuraciones.” Sitio Internet, última consulta en Septiembre 2010. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_inf_tec_nt_gene_pub.f_config.

- [24] Neil Petchers, *Combined heating, cooling and power handbook*. The Fairmont Press, Inc, 2003.
- [25] Richard A. Dennis and Claire M. Soares, *The Gas Turbine Cycle - Simple and Combined Cycle*. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, 2006.
- [26] Felipe Ponce and Electo Silva, "Influence of Ambient Temperature on Combined-Cycle Power-Plant Performance," in *Applied Energy - Elsevier*, pp. 261 – 272, Junio 2004.
- [27] MEE Industries INC., "Gas Turbine Inlet Air Fogging - Turbine Power Degradation." Sitio Internet, última consulta en Noviembre 2010. http://www.meefog.com/gt_concept/power_loss.html.
- [28] Frank J. Brooks, "GE Gas Turbine Performance Characteristics," in *GE Power Systems*, 2009.
- [29] Arthur Cohen and Gregory Ostrowski, "Scheduling Units with Multiple Operating Modes in Unit Commitment," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no.1, pp. 497 – 503, Febrero 2006.
- [30] Milan R. Bjelogrić, "Inclusion of Combined Cycle Plants into Optimal Resource Scheduling," 2000.
- [31] Centro de Despacho Económico de Carga, CDEC-SING, "Programación de la Operación de Corto Plazo," 2009.
- [32] Xiaoqi Yang, Kok Lay Teo, and Lou Caccetta, *Optimization Methods and Applications*. Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [33] D. Espinoza, R. García, and M. Goycolea, "Per-Seat On-Demand Air Transportation Part I: Problem Description and a Integer Multi-Commodity Flow Model," in *Transportation Science*, vol. 42, no.3, pp. 263 – 278, Agosto 2008.
- [34] Alejandro Angulo, "Modelos de Predespacho de Unidades de Generación." Grupo Unit Commitment, DIE, Fac. de Ciencias Físicas y Matemáticas, U. de Chile, Julio 2009.
- [35] Miguel Carrión and José Arroyo, "A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no.3, pp. 1371 – 1378, Agosto 2006.
- [36] A. Brameller, K. Hamam, Y.M. Hamam, and K.S. Hindi, "Unit Commitment of Thermal Generator," 1980.