



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES
TERMOELÉCTRICAS MEDIANTE UNA ESTRATEGIA DE
DESCOMPOSICIÓN

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERÍA

SISTEMAS- INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES

P R E S E N T A:

JOSÉ ANTONIO MARMOLEJO SAUCEDO

TUTORES:

DR. RICARDO ACEVES GARCÍA

DR. IGOR LITVINCHEV



CIUDAD UNIVERSITARIA

MARZO 2011

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Servio Túlio Guillen Burguete
Secretario: Dr. Igor Litvinchev
1er. Vocal: Dr. Ricardo Aceves García
2do. Vocal: Dr. Juan Manuel Ramírez Arredondo
3er. Vocal: Dr. Manuel Ordorica Mellado

Lugar donde se hizo la tesis:

México, D. F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Ricardo Aceves García

*“Un día de esos, desperté y me di cuenta que mi vida había cambiado
... , después, me puse en pie y quise vivir nuevamente.”*

*Mamá ... , gracias por haberme dado la oportunidad de ser tu hijo,
te debo la vida, ahora entiendo todo lo que implica eso.*

*Papá ... , gracias por hacer de mi un Hombre,
ya te demostré que si lo soy.*

Hermana ... , estaremos juntos toda la vida, nunca lo dudes.

José Antonio Jr. ... , Solo Dios sabe cuan feliz me hizo tu llegada.

Mi bebé, el más pequeño ... , siempre te soñé, ahora ya estas con nosotros.

Sol ... , apenas empezaremos a vivir, ¡TE LO PROMETO!

AGRADECIMIENTOS

Después de una larga odisea, este trabajo de tesis llegó a su fin, parecía tan incierto este momento. A continuación hago un pequeño reconocimiento a todas las personas con las que conviví esta etapa.

Igor, simplemente sin tu guía no lo hubiera logrado. Tampoco olvido tus palabras “*Yo ayudo a Familias mexicanas*”. Espero que mi Familia un día pueda ayudarte.

Dr. Aceves, le agradezco el apoyo incondicional, creo que mi compromiso con usted me presionó bastante lo necesario. Se me olvidaba, aprendí que tenemos más cosas en común que el ¡Bendito Fútbol!

Idalia, te agradezco tu amistad y apoyo durante estos años, nunca olvidaré tus palabras “El Doctorado te cambiará la vida”.

Dr. Ramírez, gracias por dejarme conocer la filosofía CINVESTAV, esas largas jornadas aislado del mundo me hicieron replantear mi vida.

Dr. Servio Túlio y *Dr. Ordorica*, les doy las gracias por reconocer el trabajo que se hizo en esta tesis.

Hugo, mi amigo. Monterrey, Sierra Madre, Café Iguanas, los piratas, Azul Tequila . . . fueron vivencias necesarias, tu sabes a que me refiero. Además, gracias por tu ayuda con la asesoría en L^AT_EX, todas esas desveladas valieron la pena, aprendimos muchas cosas y lo mejor de todo aprendimos a nadar en nuestras lagunas de conocimiento.

Finalmente, quiero agradecer a un amigo que seguramente estará pendiente del desenlace de este trabajo de tesis. *Pablo Oñate (QEPD)*: “Si funcionó mi algoritmo”. Gracias por ayudarme cuando nadie lo hizo.

RESUMEN

José Antonio Marmolejo Saucedo.

Candidato para el grado de Doctor en Ingeniería
con especialidad en Ingeniería de Sistemas.

Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Ingeniería

Título del estudio:

PROGRAMACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS MEDIANTE UNA ESTRATEGIA DE DESCOMPOSICIÓN

En esta tesis se aborda el problema de la *Programación óptima de Unidades Termoeléctricas*, el cual se basa en la Asignación de Unidades de generación eléctrica (Unit Commitment) y el Despacho Económico de Carga, tomando como horizonte de planeación un día dividido en periodos horarios. El problema consiste en encontrar el plan óptimo de operación de las unidades generadoras, con el objetivo de minimizar los costos de operación del sistema, satisfaciendo restricciones de operación de las unidades térmicas, así como restricciones propias del sistema de transmisión de energía.

El problema es modelado como uno de tipo Programación No Lineal Entera Mixta (PNLEM) y que debido a su complejidad computacional se cataloga como

un problema *Np-Duro*, para el cual no existen métodos exactos que proporcionen la solución óptima para sistemas de grandes dimensiones.

El objetivo es resolver el problema mediante una estrategia de *Descomposición Primal-Dual*. El método aprovecha la estructura del problema para descomponerlo en un subproblema primal y un subproblema dual de menor complejidad, los cuales comparten información en cada iteración del algoritmo. Se propone evitar el uso del problema maestro mediante la utilización de optimizadores especializados según el tipo de subproblema que resuelven. De esta manera se pretende reducir el esfuerzo computacional necesario para encontrar una solución.

Finalmente, para comprobar el desempeño de la estrategia propuesta, se implementan la *Descomposición de Benders* y la *Relajación Lagrangeana* del mismo problema. Se comparan numéricamente las cotas y los tiempos de solución obtenidos con las estrategias y mediante la solución directa del problema utilizando el optimizador de tipo PNLEM *COUENNE*. Para los subproblemas primales se utiliza el optimizador de tipo PNL *CONOPT*. Todos los métodos utilizados son implementados en un lenguaje de alto nivel (GAMS).

Firma del asesor: _____

Dr. Ricardo Aceves García

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN	VI
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. OBJETIVOS	5
1.3. ESTRUCTURA DE LA TESIS	6
2. LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	8
2.1. COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	8
2.2. ASIGNACIÓN DE UNIDADES (<i>UNIT COMMITMENT</i>)	10
2.3. DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA	12
2.4. PROGRAMACIÓN DE UNIDADES TÉRMOELÉCTRICAS	14
2.4.1. LA FUNCIÓN DE COSTOS DE LAS CENTRALES TER- MOELÉCTRICAS	16
3. ESTADO DEL ARTE	20

4. EL MODELO MATEMÁTICO	28
4.1. NOTACIÓN	29
4.1.1. PARÁMETROS	29
4.1.2. VARIABLES	30
4.1.3. CONJUNTOS	30
4.2. COMPLEJIDAD COMPUTACIONAL DEL MODELO	32
5. TÉCNICAS DE DESCOMPOSICIÓN APLICADAS AL PROBLEMA	34
5.1. DESCOMPOSICIÓN GENERALIZADA DE BENDERS	35
5.2. DESCOMPOSICIÓN DUAL Y RELAJACIÓN LAGRANGEANA	38
5.2.1. DESCOMPOSICIÓN NODAL	39
5.2.2. DESCOMPOSICIÓN TEMPORAL	40
5.3. DESCOMPOSICIÓN PRIMAL-DUAL	41
6. ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	44
6.1. SISTEMAS DE PRUEBA	45
6.2. OPTIMIZADORES E INFRAESTRUCTURA COMPUTACIONAL	46
6.3. COTAS LAGRANGEANAS	48
6.4. DESCOMPOSICIÓN DE BENDERS	55
6.5. DESCOMPOSICIÓN PRIMAL-DUAL	57
6.5.1. ALGORITMO PROPUESTO DE LA DESCOMPOSICIÓN PRIMAL-DUAL	59

7. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y TRABAJO A FUTURO	65
7.1. CONCLUSIONES	65
7.2. APORTACIONES	68
7.3. TRABAJO A FUTURO	68
7.4. PUBLICACIONES Y PARTICIPACIONES EN CONGRESOS	69
A. RESULTADOS OBTENIDOS UTILIZANDO EL OPTIMIZADOR COUENNE	78
B. RESULTADOS OBTENIDOS UTILIZANDO DESCOMPOSICIÓN PRIMAL-DUAL	95
C. DESCOMPOSICIÓN CRUZADA GENERALIZADA	114
C.1. FORMULACIÓN	114
C.2. FASE I SUBPROBLEMA PRIMAL Y SUBPROBLEMA DUAL	117
C.2.1. CASO (i): SUBPROBLEMA PRIMAL FACTIBLE	118
C.2.2. CASO (ii): SUBPROBLEMA PRIMAL INFECTIBLE	118
C.3. FASE II PROBLEMA MAESTRO	119
C.3.1. PROBLEMA MAESTRO PRIMAL	119
C.3.2. PROBLEMA MAESTRO DE LA RELAJACIÓN LAGRANGEANA	122
C.4. PRUEBAS DE CONVERGENCIA	123

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1. Capacidad efectiva de instalada	2
1.2. Generación por fuente de energía.	3
2.1. Subproblemas de la Programación de Unidades Termoeléctricas.	15
2.2. Representación de una Unidad Termoeléctrica	17
2.3. Entrada-Salida como función lineal por tramos.	18
2.4. Entrada-Salida como función cuadrática.	19
5.1. Esquema del Algoritmo de Descomposición de Benders.	38
5.2. Esquema del Algoritmo de Relajación Lagrangeana.	41
5.3. Esquema del Algoritmo de Descomposición Primal-Dual.	43
6.1. Relajación Lagrangeana del Sistema IEEE-24 nodos	52
6.2. Relajación Lagrangeana del Sistema 104 nodos	53
6.3. Relajación Lagrangeana del Sistema IEEE-118 nodos	53
6.4. Descomposición de Benders del Sistema IEEE-24 Nodos	56
6.5. Descomposición de Benders del Sistema 104 Nodos	56
6.6. Descomposición de Benders del Sistema IEEE-118 Nodos	57

6.7. Algoritmo de la Descomposición Primal-Dual.	61
6.8. Descomposición Primal-Dual del Sistema IEEE-24 Nodos	63
6.9. Descomposición Primal-Dual del Sistema 104 Nodos	63
6.10. Descomposición Primal-Dual del Sistema IEEE-118 Nodos	64
C.1. Algoritmo del DCG	117

ÍNDICE DE TABLAS

3.1. Estado del arte del Problema de Programación de Unidades Térmicas	27
4.1. Complejidad del modelo de Programación de Unidades Térmicas . . .	33
6.1. Tamaño de los sistemas de pruebas utilizados	46
6.2. Descomposición Nodal	51
6.3. Descomposición Temporal	51
6.4. Tabla Comparativa de las Estrategias de Solución	60
6.5. Tiempos de solución y número de iteraciones de las estrategias de descomposición.	62
A.1. Niveles de generacion para el sistema IEEE-24	79
A.2. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-24	80
A.3. Arranque de los generadores para el sistema IEEE-24	81
A.4. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-24	82
A.5. Niveles de generacion para el sistema SIS-104	83
A.6. Niveles de generacion para el sistema SIS-104 Continuación	84
A.7. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104 .	85

A.8. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104	
Continuación	86
A.9. Arranque de los generadores para el sistema SIS-104	87
A.10. Arranque de los generadores para el sistema SIS-104 Continuación . .	87
A.11. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104	88
A.12. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación	89
A.13. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación	90
A.14. Niveles de generacion para el sistema IEEE-118	91
A.15. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-118	91
A.16. Arranque de los generadores para el sistema IEEE-118	91
A.17. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118	92
A.18. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118 Continuación	93
A.19. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118 Continuación	94
B.1. Niveles de generacion para el sistema IEEE-24	96
B.2. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-24	97
B.3. Arranque de los generadores para el sistema IEEE-24	98
B.4. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-24	99
B.5. Niveles de generacion para el sistema SIS-104	100
B.6. Niveles de generacion para el sistema SIS-104 Continuación	101
B.7. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104 .	102
B.8. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104	
Continuación	102

B.9. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104	
Continuación	103
B.10. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104	
Continuación	103
B.11. Arranque de los generadores para el sistema SIS-104	104
B.12. Arranque de los generadores para el sistema SIS-104 Continuación . .	105
B.13. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104	106
B.14. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación	107
B.15. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación	108
B.16. Niveles de generacion para el sistema IEEE-118	109
B.17. Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-118	109
B.18. Arranque de los generadores para el sistema IEEE-118	110
B.19. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118	111
B.20. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118 Continuación	112
B.21. Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118 Continuación	113

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Durante los últimos años, la creciente demanda de energía eléctrica en los países en vías de desarrollo ha promovido el aumento sostenido de la capacidad de generación de los sistemas eléctricos de potencia.

Dichos sistemas, se conforman por unidades de generación, redes de transmisión y de distribución, así como centros de consumo. En cuanto a la generación de electricidad, existen diversas formas de producir energía, siendo la generación hidráulica, térmica, eólica y nuclear las más comunes.

Para el caso de México, la demanda de energía se ha cubierto mediante plantas de generación hidroeléctrica y termoeléctrica principalmente. En el año de 1971, más del cincuenta por ciento de la demanda era cubierta por plantas hidroeléctricas, disminuyendo al treinta por ciento para el año de 1976 según CFE (1975), de tal manera que actualmente, las plantas hidroeléctricas atienden solamente el doce por ciento de la demanda.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), que es la empresa paraestatal destinada para llevar a cabo la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en México, realiza la generación de energía mediante centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nucleares entre otras [www.cfe.gob.mx].



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Como antecedente, podemos mencionar que hasta septiembre de 2010, la CFE, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 51,571.10 Megawatts (MW), de los cuales:

- 11,906.90 MW son de productores independientes (termoeléctricas);
- 11,174.90 MW son de hidroeléctricas;
- 23,474.67 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE;
- 2,600.00 MW a carboeléctricas;
- 964.50 MW a geotermoeléctricas;
- 1,364.88 MW a la nucleoeleétrica;
- 85.25 MW a la eoleleétrica.

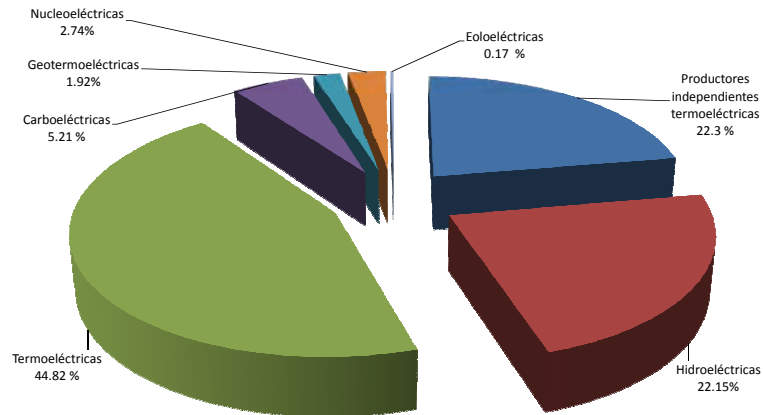


Figura 1.1: Capacidad efectiva de instalada

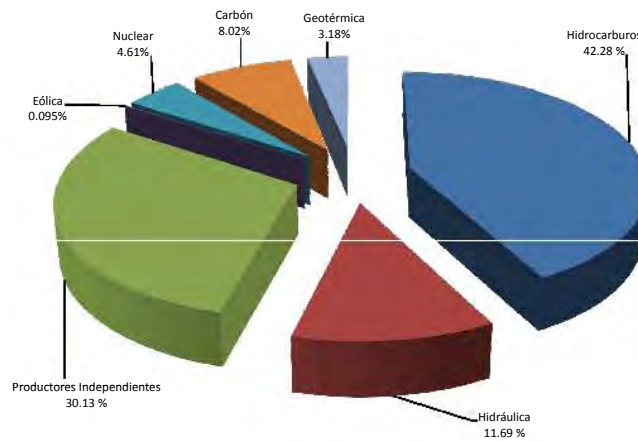


Figura 1.2: Generación por fuente de energía.

Actualmente CFE cuenta con:

- 181 unidades de generación hidroeléctricas.
- 76 unidades de generación termoeléctricas.
- 2 unidades de generación nucleoeeléctricas.
- 71 unidades de productores independientes.
- 38 unidades de generación geotermoeléctricas.
- 8 unidades de generación carboeléctricas.
- 105 unidades de generación eoloeléctricas.
- 69 unidades de generación de diesel.
- 76 unidades de generación de turbo gas.
- 7 unidades de generación dual.

- 59 unidades de generación de ciclo combinado.

Con la información de la gráfica 1.2 podemos observar, que aunque en México exista un mayor número de unidades hidroeléctricas, la parte térmica representa el mayor porcentaje de generación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es por ello que resulta evidente la importancia de optimizar el proceso de generación térmico, ya que el aumento constante de costos de generación mediante combustibles fósiles y el incremento de demanda de energía eléctrica, conlleva la necesidad de suministrar energía de manera eficiente y a mínimo costo, basándose en estrategias óptimas de operación.

Típicamente, el problema de generación de energía eléctrica se ha abordado como un problema de optimización matemática, en el cuál se minimiza una función de costos asociada a las unidades de generación y sujeta a restricciones de operación tanto de las unidades generadoras como de una red de transporte de energía.

En este trabajo se considera solamente el caso de la generación térmica, para lo cual, la elaboración de un programa de operación cuyos objetivos sean minimizar los costos y asegurar la confiabilidad del sistema, representa un complejo problema de optimización, ya que las características de sus variables enteras y continuas, la función no lineal de costos, así como un amplio y heterogéneo conjunto de restricciones, hacen que las herramientas de optimización clásicas queden limitadas al momento de buscar soluciones factibles y en el mejor de los casos, la solución óptima.

Dicho problema es conocido en la literatura especializada como *Programación de Unidades Térmicas*, el cual se basa en la *Asignación de Unidades de generación (Unit Commitment)* y el *Despacho Económico de Carga*, dentro de un horizonte de planeación de un día dividido en periodos horarios.

Adicionalmente, se sabe que el esfuerzo computacional para resolver modelos multiperiodo crece exponencialmente en función del número de periodos de tiempo, por lo que para sistemas de dimensiones reales se ha demostrado que es un problema de tipo NP-Duro (Guo et al. (2005); Shin-Yeu et al. (2004)), de tal manera que el

tamaño del sistema es un factor que limita la obtención de la solución óptima.

Actualmente, los métodos exactos más utilizados para la solución de este problema se basan en la Descomposición Primal (*Descomposición de Benders*) o la Descomposición Dual (*Relajación Lagrangeana*). Sin embargo, ambos métodos descomponen el problema original en un problema maestro (problema entero para el caso de *Benders*) y un subproblema, teniendo como inconveniente resolver un problema maestro de considerable complejidad en cada iteración del método.

Lo anterior implica un esfuerzo computacional bastante considerable para resolver problemas de gran tamaño. Por lo tanto, en este trabajo se propone una alternativa de solución para problemas de grandes dimensiones, lo anterior basado en una estrategia de descomposición que permita obtener la solución óptima en tiempos competitivos en comparación con las técnicas reportadas en el estado del arte del problema.

La estrategia propuesta se basa en la técnica de *Descomposición Primal-Dual* Van Roy (1986) originalmente diseñada para problemas lineales enteros mixtos. Dicho método toma ventaja de la estructura del problema para descomponerlo en subproblemas de menor complejidad que comparten información en cada iteración del algoritmo, tratando de evitar el uso recurrente del problema maestro y de esta manera reducir el esfuerzo computacional a la hora de buscar la solución óptima.

1.2 OBJETIVOS

Objetivo General:

- Resolver el problema de Programación de Unidades Termoeléctricas mediante una estrategia de Descomposición Primal-Dual.

Objetivos Específicos:

- Proponer una estrategia de solución basada en el algoritmo de *Descomposición*

Primal-Dual para agilizar la obtención de la solución óptima del problema.

- Implementar en sistema de modelación de alto nivel, la *Descomposición Primal-Dual*, la *Descomposición de Benders* así como la *Relajación Lagrangeana* del problema, con la finalidad de comparar sus desempeño en tres sistemas de pruebas de diferentes dimensiones.
- Verificar si es posible evitar resolver el problema maestro utilizando las soluciones obtenidas por los optimizadores especializados, dentro del algoritmo de solución de la estrategia propuesta.
- Comparar numéricamente las cotas y los tiempos de solución obtenidos con las estrategias *Primal-Dual*, *Benders*, *Relajación Lagrangeana* y mediante la solución directa del problema utilizando optimizador especializado.

1.3 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La estructura de la tesis está conformada por siete capítulos, en el Capítulo 1 se presenta la problemática objeto de esta tesis, se describe brevemente la situación actual de las fuentes de generación de energía, así como la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional. Así mismo, se presentan la justificación y los objetivos de la investigación realizada.

El Capítulo 2 explica en qué consiste la *Programación de la Generación Eléctrica*. Se describen brevemente los problemas que generalmente están relacionados con la planeación de la generación y con la operación de sistemas de energía. Adicionalmente se proporcionan las definiciones y conceptos básicos relacionados con los trabajos revisados en el estado del arte. De esta manera, este capítulo sirve de marco teórico de referencia de la tesis.

En el Capítulo 3 se muestra el análisis y la revisión bibliográfica de las diferentes maneras en que se ha resuelto el problema. Así también, se revisan trabajos de

problemas relacionados con la *Programación Térmica*, describiendo la técnica de solución y el tipo de programación matemática usada.

La formulación del modelo matemático utilizado en este trabajo es presentado en el Capítulo 4, donde se hace una descripción de la función objetivo y cada una de las restricciones que conforman el modelo multiperiodo de generación térmica.

En el Capítulo 5 se plantea la aplicación de la *Relajación Lagrangeana*, la *Descomposición de Benders* y la *Descomposición Primal-Dual* al problema de la *Programación de Unidades Térmicas*. En este capítulo se formulan los subproblemas para cada técnica de descomposición utilizada.

El Capítulo 6 describe la implementación computacional de las técnicas de descomposición descritas en el capítulo anterior. Se resuelven tres casos, el sistema de prueba *IEEE de 24 nodos*, el *IEEE de 118 nodos* y un caso basado en el *Sistema Eléctrico Peninsular Español de 104 nodos*. Se analizan y comparan los resultados obtenidos para evaluar el desempeño de la estrategia de solución propuesta.

Finalmente, en el Capítulo 7 se presentan las conclusiones de la tesis indicando las principales contribuciones al estado del arte del problema. Se plantean sugerencias para la continuación de este trabajo y se indican las publicaciones y ponencias en congresos internacionales realizadas como producto de la investigación realizada.

CAPÍTULO 2

LA PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

2.1 COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA

La *Programación de la Generación Eléctrica* en sistemas hidrotérmicos inicia resolviendo el problema de la Coordinación Hidrotérmica, que consiste en decidir la cantidad óptima de agua que se usará en los embalses para la generación de energía dentro de un horizonte de planeación (largo, mediano o corto plazo).

Los modelos de largo plazo se incluyen en la planeación de la generación de energía, usualmente de uno a cinco años. En ellos los periodos de tiempo suelen ser mensuales o trimestrales. Se consideran diferentes escenarios hidrológicos así como el total de agua embalsada (almacenada en la presa). Además es necesario realizar un pronóstico del consumo de energía (demanda). El objetivo de estos modelos es minimizar los costos de operación a través del uso óptimo de los recursos hidráulicos en el largo plazo.

El análisis de mediano plazo utiliza los resultados proporcionados por el modelo de largo plazo, como la información desagregada de cada embalse, así como la demanda de energía. Estos modelos obtienen como resultado las cotas de los embalses en cada periodo del horizonte de planeación. El horizonte de planeación es anual y los periodos de tiempo suelen ser mensuales o semanales.

Los modelos de corto plazo utilizan información de los costos, restricciones operativas de cada unidad de generación y en algunos casos información sobre la red de transmisión. Típicamente, el horizonte de planeación es semanal y los periodos se dividen en horas.

Su objetivo es minimizar los costos de operación (combustible y arranque) de las unidades termoeléctricas, satisfaciendo las restricciones técnicas (eléctricas e hidráulicas) y utilizando como datos de entrada la información proporcionada por los modelos de mediano y largo plazo. Proporcionan la potencia que cada unidad de generación debe generar. La función objetivo puede ser expresada de la siguiente manera:

$$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ngt} (F_i(P_{i,t})U_{i,t})$$

donde:

F_T Función total de costos

F_i Función de costo de la unidad térmica i

Ngt Número de unidades de generación térmica

Ngh Número de unidades de generación hidráulica

$P_{i,t}$ Potencia generada por i -ésima unidad térmica en el periodo t

$P_{j,t}$ Potencia generada por j -ésima unidad hidráulica en el periodo t

PD_t Potencia demandada en el periodo t

$U_{i,t}$ Variable binaria de acoplamiento de la unidad i en el periodo t , toma el valor de 1 cuando la unidad está encendida en el periodo t , en caso de que esté apagada toma el valor de 0.

En cuanto al conjunto de restricciones, las más comunes son: La restricción de balance de potencia, la cual puede ser expresada como:

$$\sum_{i=1}^{Ngt} P_{i,t}U_{i,t} + \sum_{j=1}^{Ngh} P_{j,t} = PD_t$$

Los límites mínimos y máximos de las unidades térmicas:

$$P_{i\text{ mín}} \leq P_{i,t} \leq P_{i\text{ máx}}$$

Los límites mínimos y máximos de las unidades hidráulicas:

$$P_{j \text{ mín}} \leq P_{j,t} \leq P_{j \text{ máx}}$$

La dinámica hidráulica de los embalses:

$$Vh_{i,t} = Vh_{i,t-1} + Ih_{i,t} - Qh_{i,t} + Sh_{i,t}$$

donde:

$Vh_{i,t}$ Volumen de agua de la i -ésima presa para la hora t

$Ih_{i,t}$ Ingreso de agua para la i -ésima presa para la hora t

$Qh_{i,t}$ Descarga de agua de la i -ésima presa para la hora t

$Sh_{i,t}$ Derrame de agua de la i -ésima presa para la hora t

Finalmente, los límites de volumen y descarga de agua en las presas respectivamente:

$$Vh_{i \text{ mín}} \leq Vh_{i,t} \leq Vh_{i \text{ máx}}$$

$$Qh_{i \text{ mín}} \leq Qh_{i,t} \leq Qh_{i \text{ máx}}$$

2.2 ASIGNACIÓN DE UNIDADES (*UNIT COMMITMENT*)

Una vez resuelto el problema de la Coordinación Hidrotérmica, se conoce la cantidad de energía que proporcionará la parte hidráulica del sistema, por lo que la potencia generada en dichas centrales hidráulicas, se puede restar a la demanda de energía previamente pronosticada.

La *Asignación de Unidades Termoeléctricas (Unit Commitment)* consiste en decidir qué unidades generadoras entrarán o saldrán de operación en cada hora del horizonte de planeación que generalmente es de uno a siete días divididos en periodos horarios.

El objetivo es minimizar los costos de combustible y arranque de las unidades termoeléctricas, cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación de dichas unidades, así como la satisfacción de un pronóstico de demanda.

Esta asignación de unidades generadoras es necesaria, porque no es factible ni económico, conservar todas las unidades conectadas al sistema al mismo tiempo y durante todo el horizonte de planeación.

De tal manera que la selección de unidades está basada en criterios económicos como se puede apreciar en la siguiente función de costos:

$$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ngt} (F_i(P_{i,t})U_{i,t} + S_{i,t}U_{i,t}(1 - U_{i,t-1}))$$

donde:

F_T Función total de costos

F_i Función de costo de la unidad térmica i

Ngt Número de unidades de generación térmica

$P_{i,t}$ Potencia generada por i -ésima unidad térmica en el periodo t

$U_{i,t}$ Variable binaria de acoplamiento de la unidad i en el periodo t , toma el valor de 1 cuando la unidad está encendida en el periodo t , en caso de que esté apagada toma el valor de 0.

$S_{i,t}$ Costo de arranque de la unidad térmica i en el periodo t

PD_t Potencia demandada en el periodo t

Dependiendo la naturaleza del sistema de potencia que se esté tratando, la *Asignación de Unidades* estará sujeta a diversas restricciones, entre las más comunes podemos mencionar las siguientes:

Balance de carga:

$$\sum_{i=1}^{Ngt} P_{i,t}U_{i,t} = PD_t$$

Límites de producción:

$$P_{i\text{ mín}} \leq P_{i,t} \leq P_{i\text{ máx}}$$

Reserva rodante:

$$\sum_{i=1}^{Ngt} P_{i\text{máx}} U_{i,t} \geq (PD_t + P_{loss} + R_t)$$

donde:

R_t Reserva rodante para el periodo t

P_{loss} Pérdidas de potencia

La *Asignación de Unidades* se considera un problema multiperiodo, donde el sistema de energía es de nodo único, es decir, no se modela la red de transporte de energía y por tanto, se supone que la demanda se concentra en un solo nodo.

Este problema incluye la modelación del arranque y parada de las unidades térmicas mediante variables binarias, por lo que el problema resultante es uno de Programación Lineal Entera Mixta (PLEM). Su complejidad es mayor al *Despacho Económico de Carga* y menor al de la *Programación de Unidades Térmicas*.

2.3 DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA

El *Despacho Económico de Carga* consiste en asignar la cantidad de potencia (energía) que suministrará cada unidad termoeléctrica (previamente seleccionada en la *Asignación de Unidades*), durante cada hora del horizonte de planeación, a fin de satisfacer la demanda a costo mínimo y cumpliendo las restricciones de operación de las unidades.

La función de costos a minimizar es la de operación de las unidades termoeléctricas:

$$F_T = \sum_{i=1}^{Ngt} F_i$$

donde:

F_T Función total de costos

F_i Función de costo de la unidad térmica i

Ngt Número de unidades de generación térmica

La restricción de demanda considera la suma de potencias generadas por las unidades térmicas menos las pérdidas de potencia en la transmisión.

$$w = P_D - \sum_{i=1}^{Ngt} P_i + P_{loss} = 0$$

donde:

P_D Potencia demandada en el sistema

P_i Potencia generada por i -ésima unidad térmica

P_{loss} Pérdidas de potencia

Finalmente se tiene la restricción de límite mínimo y máximo de potencia generada por cada unidad:

$$P_{i\text{mín}} \leq P_i \leq P_{i\text{máx}}$$

Derivado de lo anterior, se puede apreciar que el problema de *Despacho Económico* tampoco contempla las restricciones de flujo de potencia en las redes de transmisión, ya que también se considera de nodo único.

Sin embargo, es importante recordar que un sistema de energía está compuesto por unidades de generación acopladas a una red de transmisión, la cual transporta la energía generada hasta los centros de consumo. La red de transporte tiene capacidad limitada en cada una de sus líneas y el flujo de potencia (energía eléctrica) que transita en ellas, experimenta pérdidas que pueden elevar los costos de operación del sistema.

Por lo tanto, si el *Despacho Económico de Carga* considera un sistema eléctrico conectado mediante una red de transmisión, el sistema puede modelarse como una red que conecta nodos (barras) de generación y nodos de demanda, en donde cada arista de la red corresponderá a una línea de transmisión de energía. A este problema también se le conoce como problema de *Flujos Óptimos de Potencia* (*OPF* por sus siglas en inglés).

Las restricciones de este problema incluyen los límites de generación de las unidades y los niveles de voltaje en las barras (nodos) del sistema. Típicamente se asume que las tensiones (voltajes) y factores de potencia son constantes en cada barra del sistema. También se debe considerar las pérdidas en las líneas de transmisión, las cuales se adicionan a la demanda en la restricción de balance de carga. Además debe incluir la capacidad limitada de flujo en las líneas de transmisión para evitar posibles saturaciones y ocasionar inestabilidad del sistema. En este caso, se ha demostrado que el comportamiento del problema de *Flujos óptimos de Potencia* puede alterarse debido a las pérdidas de la red eléctrica.

Estrictamente, el problema de *Despacho Económico de Carga* o el de *Flujos Óptimos de Potencia* se realizan para un instante de tiempo determinado, donde la *Asignación de Unidades* es conocida, es decir, se modelan como un problema de programación no lineal (PNL) de un solo periodo de tiempo, el cual es de menor complejidad en comparación con la *Asignación de Unidades* y el de *Programación de Unidades Termoeléctricas*.

2.4 PROGRAMACIÓN DE UNIDADES TÉRMOELÉCTRICAS

En general, se puede decir que la *Programación de Unidades Termoeléctricas*, de aquí en adelante *Programación de Unidades Térmicas*, consiste en encontrar el plan óptimo de operación de las unidades generadoras, donde el objetivo es mini-

mizar los costos de operación del sistema, satisfaciendo restricciones de operación de las unidades térmicas, así como restricciones propias del sistema de transmisión de energía.

Este problema está conformado por dos subproblemas, la *Asignación de Unidades* Sheble & Fahd (1994) y el problema de *Flujos Óptimos de Potencia*, también conocido como *Despacho Económico de Carga* Carpentier (1979) como se muestra a continuación:

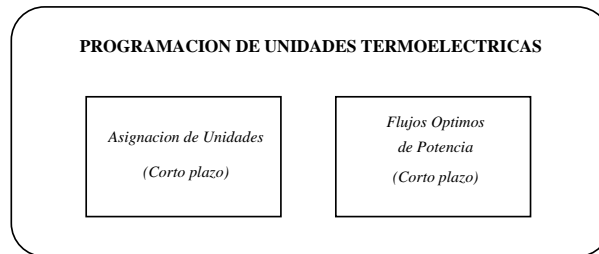


Figura 2.1: Subproblemas de la Programación de Unidades Termoelectricas.

Tomando en cuenta la información de la Figura 2.1, podemos mencionar que la *Programación de Unidades Térmicas* se considera de corto plazo, ya que el horizonte de planeación de los dos subproblemas que la conforman es semanal o diario y los periodos de tiempo son divididos en horas.

Así pues, el problema de la *Programación de Unidades Térmicas* deberá adaptarse a las características particulares de cada sistema y su modelación dependerá en gran medida de diversos aspectos, tales como, el marco regulatorio bajo el que funciona el sistema eléctrico en cuestión (centralizado o descentralizado), las características de las unidades generadoras y el tipo de tecnología que se esté utilizando.

Este problema es el objeto de estudio de esta tesis, y el modelo matemático se presenta en el Capítulo 4, en donde se describen la función de costos y las restricciones que lo conforman.

Adicionalmente podemos decir que se trata de un problema de optimización combinatoria de tipo Programación No Lineal Entera Mixta (PNLEM) y que debido

a su complejidad computacional se cataloga como Np-Duro Guo et al. (2005); Shin-Yeu et al. (2004), para el cual no existen métodos exactos que proporcionen la solución óptima para sistemas de grandes dimensiones.

El tamaño del problema dificulta encontrar su solución óptima. Para tener una idea de la complejidad del problema, si se considera un sistema de n centrales y un horizonte de planeación de m intervalos horarios, el número de posibles combinaciones para proponer un programa de generación es $(2^n - 1)^m$. Suponiendo que muchas de estas combinaciones son infactibles, el espacio de soluciones restante es aún demasiado grande.

Sin embargo, con la evolución de los equipos de cómputo y los esfuerzos en el desarrollo de nuevas técnicas de optimización, se ha encontrado la convergencia para sistemas eléctricos de medianas dimensiones.

Generalmente, para lograr resolver este problema se realizan simplificaciones al modelo, entre las más comunes se encuentran la linealización por tramos de la función de costos de las unidades térmicas y la aproximación de las pérdidas de potencia en las líneas de transmisión.

2.4.1 LA FUNCIÓN DE COSTOS DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

La modelación matemática de la *Programación de Unidades Térmicas* varía según la función de costos y la aproximación de las pérdidas de potencia eléctrica en la red de transmisión. Un modelado más preciso de la función de costos dará como resultado que la solución del problema esté más apegada a la realidad del comportamiento de un sistema de energía. Por lo tanto, es necesario conocer el funcionamiento de una central termoeléctrica para determinar el grado de exactitud que queremos utilizar.

Una central termoeléctrica genera electricidad mediante el quemado de algún

tipo de combustible (carbón, gas, diesel, etc.), el cual a su vez genera vapor en una caldera y hace girar una turbina suministrándole así, energía mecánica a un generador encargado de obtener potencia.

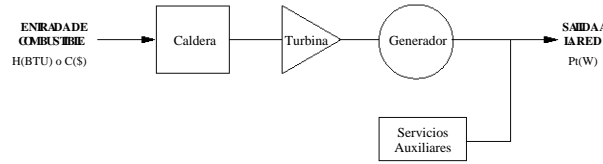


Figura 2.2: Representación de una Unidad Termoeléctrica

Las centrales termoeléctricas se distinguen por sus costos asociados a la generación, arranque y parada de unidades. Desde el punto de vista técnico este tipo de unidades pueden variar su producción de energía de manera mas lenta que una central hidroeléctrica, es por ello y otros factores económicos que el suministro de energía se realiza de manera conjunta, entre unidades de tipo térmico, hidráulico, eólico y nuclear.

Los costos de operación, arranque y mantenimiento son los más importantes en el costo total de producción de las unidades generadoras. Los costos de arranque de las unidades térmicas dependen del tiempo que han permanecido fuera de servicio, el cual puede variar de un valor máximo cuando las unidades se arrancan en frío, a un valor más bajo si las unidades se han apagado recientemente.

De lo anterior se deduce la conveniencia de apagar las unidades menos eficientes en las horas de baja demanda y ponerlas en funcionamiento en las horas de alta demanda. Sin embargo, tomando en cuenta la existencia de los costos de arranque-apagado y las restricciones de tiempo mínimo de funcionamiento-apagado de las unidades térmicas, el cálculo deberá realizarse para un horizonte de planeación mayor a una hora.

Para la modelación de los costos operativos de una central térmica la literatura reporta principalmente dos alternativas; mediante una aproximación lineal por tramos o a través de una función cuadrática del tipo $a + bx + cx^2$, donde a , b y c son

parámetros conocidos de la central, y x es la potencia generada por las centrales.

Para definir las características de las unidades térmicas se utilizan los siguientes términos:

$$H = \text{BTU / hr (entrada de calor a la central).}$$

$$F = \$ / \text{hr.}$$

$$P_{MIN} = \text{potencia mínima.}$$

$$P_{MAX} = \text{potencia máxima.}$$

Analizando los problemas asociados con el control operativo de sistemas de potencia, existen diversos parámetros de interés. En lo que se refiere al problema de operación económica se tienen principalmente las características de entrada-salida de las unidades generadoras de potencia (energía eléctrica).

Para una función lineal por tramos Arroyo & Conejo (2000) se tiene el siguiente gráfico entrada-salida.

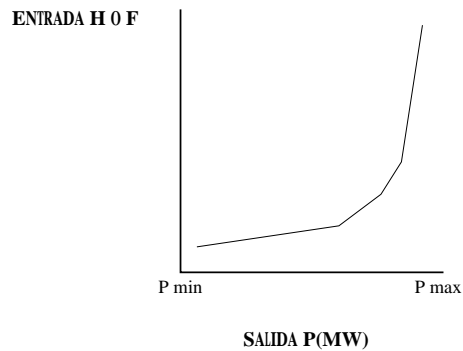


Figura 2.3: Entrada-Salida como función lineal por tramos.

Si se acepta la función cuadrática de costos se tiene que los costos incrementales resultarán lineales ya que estos son la derivada de la función cuadrática de entrada-salida. Para el caso de la figura 2.3 la gráfica de costos incrementales sería una de tipo escalonada.

En la figura 2.4 se aprecia que la función de costos de las unidades térmicas

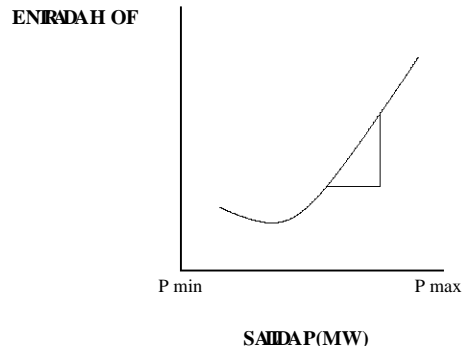


Figura 2.4: Entrada-Salida como función cuadrática.

es convexa y por ende continua y diferenciable. Evidentemente esta aproximación se utiliza para fines de la planeación económica de la producción de energía, ya que se pueden tener aproximaciones de orden cúbico más exactas para modelar este comportamiento pero que resultan inaplicables para un análisis del tipo económico.

Sin embargo, como se menciona anteriormente, existen varias alternativas para la función de costos, por lo que vale la pena mencionar que el desempeño de las técnicas de optimización utilizadas para resolver la *Programación de Unidades Térmicas* será dependiente de tal elección.

CAPÍTULO 3

ESTADO DEL ARTE

La elaboración del estado del arte del problema de la *Programación de Unidades Termoeléctricas* se realizó mediante la revisión y análisis de diversos artículos de las principales revistas relacionadas con los sistemas eléctricos de potencia, métodos de optimización, investigación de operaciones y programación matemática.

Es importante señalar que el estado del arte también incluye la revisión de algunos trabajos sobre los problemas de *Coordinación Hidrotérmica* y *Flujos óptimos de Potencia*, ya que dichos problemas tienen una estructura similar al problema abordado en esta tesis, sin embargo varían tanto en la complejidad con la que se formulan, como en el horizonte de planeación.

En cuanto a la actualidad de dicho material, se trató de abarcar desde los primeros intentos por resolver el problema hasta los avances más recientes; esto con la finalidad de conocer la evolución de las técnicas orientadas a resolver dicho problema, tomando como referencia la eficiencia computacional y la calidad de la solución obtenida.

En el análisis de estos trabajos se destacaron características como las técnicas de solución utilizadas, el tipo de demanda considerada y finalmente el tipo de programación matemática utilizada.

A continuación se presenta una breve descripción de los trabajos que se relacionan con el problema de *Programación de Unidades Termoeléctricas*.

Johnson et al. (1971) y Lee (1988) entre otros, resuelven el problema de *Asignación de Unidades*, mediante una lista de prioridad de unidades de generación, es decir, se categorizan las unidades con los costos de operación más altos y se ordenan según las capacidades de producción. Las unidades más baratas y con mayor capacidad de producción son las que inicialmente se toman en cuenta para satisfacer la demanda de energía del sistema y los requerimientos de reserva. A pesar de que la solución del problema genera una solución factible y sub-óptima, muchos países aún siguen usando este método, sin embargo lo han sofisticado incorporándolo como reglas de operación de un *Sistema Experto*.

Un *Sistema Experto* es una metodología de solución que implica la interacción con el conocimiento y la experiencia en sistemas eléctricos de potencia de un operador del sistema. En Ouyang & Shahidehpour (1990); Salam et al. (1991) y Tong & Shahidehpour (1991) se analizan las soluciones obtenidas a través de la combinación de sistemas expertos con reglas heurísticas para la *Asignación de Unidades*.

Soares et al. (1980) presentan un modelo de *Coordinación Hidrotérmica* que incluye funciones de costo no lineales para la parte térmica, variaciones en los niveles de los embalses, demanda estocástica y otras restricciones. Los autores mencionan que no parece razonable tener una demanda determinista en periodos de corto plazo, ya que aún en periodos cortos de planeación existe una demanda aleatoria de consideración. En el trabajo se observa un problema equivalente de tipo determinista basado en la demanda estocástica, posteriormente mediante la teoría de dualidad (*Relajación Lagrangeana*) se desacoplan las unidades generadoras. De lo anterior se obtiene una estructura de tres niveles donde la función de costos es convexa.

Pereira & Pinto (1983) describen una metodología para coordinar el mediano y corto plazo de la *Coordinación Hidrotérmica*, la técnica es capaz de “transformar” el problema del corto plazo en una restricción que será agregada al problema de mediano plazo. Esta restricción llamada *Corte de Benders* se refiere solo a las variables de tipo semanal en el problema de mediano plazo. La *Descomposición de Benders* actúa como retroalimentación entre los distintos horizontes de planeación (mediano

y corto plazo).

Habibollahzadeh & Bubenko (1986) modelan un sistema hidroeléctrico como un problema de Programación Lineal Entera Mixta (PLEM). El método de *Benders* es empleado para descomponer el problema con respecto a las variables enteras y continuas. El problema maestro contiene solamente variables enteras y considera solo el problema *Asignación de Unidades*. El subproblema considera solo variables continuas y el problema de *Despacho Económico* (DE). El problema maestro y los subproblemas son susceptibles de descomponerse a su vez, en unidades generadoras individuales. Los subproblemas son resueltos mediante un algoritmo de flujo en redes. Según los autores, la *Relajación Lagrangeana* (RL) y el método de *Benders* producen soluciones generalmente se alejan 2% del valor alejadas del óptimo. Sin embargo este problema no contempla las restricciones de flujo en las líneas de transmisión.

Tong & Shahidehpour (1990) diseñan un algoritmo basado en *Relajación Lagrangeana* para la *Asignación de Unidades* de un sistema hidroeléctrico de grandes dimensiones. El algoritmo propuesto considera un post procesamiento mediante un *Despacho Económico*, el cual permite mejorar la selección de unidades originalmente propuesta por la *Relajación Lagrangeana*.

Ruzic & Rajakovic (1991) resuelven el problema de *Programación de Unidades Térmicas* mediante la *Relajación Lagrangeana* de las restricciones de rampa y el subproblema restante, a través de programación dinámica. En el modelo matemático se incluyen las restricciones de capacidad limitada de las líneas y pérdidas en las líneas de transmisión. La función de costos es una función cuadrática y la demanda es de tipo determinista. Los autores resuelven un problema de 48 periodos de tiempo para una red de 100 unidades térmicas.

Yan et al. (1994) presentan un método para realizar la *Coordinación Hidrotérmica* basado en la técnica de *Relajación Lagrangeana*. Utiliza multiplicadores de *Lagrange* para relajar los requerimientos de demanda así como los de reserva rodante. El problema es descompuesto y transformado en uno de optimización de dos niveles.

Los subproblemas hidráulico y el térmico son resueltos mediante asignación ordenada y programación dinámica respectivamente. También utilizan un algoritmo de subgradiente para actualizar los multiplicadores. Los autores aseguran que obtienen una mejor solución de costos y tiempo computacional en comparación con técnicas que resuelven los subproblemas con *Relajación Lagrangeana* y heurísticas. Este problema considera una sistema de nodo único, es decir, el modelo no incluye las restricciones de red, además la demanda es conocida en todo el horizonte de planeación.

Wang & Shahidehpour (1993) descomponen la *Coordinación Hidrotérmica* en hidro y termo-problemas y el coordinador entre éstos es el sistema de multiplicadores de *Lagrange*, los cuales son un sistema de costos incrementales que envían información de los subproblemas térmicos a los los subproblemas hidráulicos y una vez que se tenga una solución del sistema hidráulico, ésta es enviada al sistema térmico de manera iterativa hasta que se cumpla un criterio de paro. La *Asignación de Unidades* es hecha mediante la coordinación entre diversas áreas que componen el sistema termoeléctrico. La solución del sistema hidráulico es obtenida mediante un algoritmo de flujo en redes. Los autores presentan una estrategia de descomposición de tres niveles. Este trabajo no considera las restricciones de flujo en las líneas de transmisión.

Soares & Ohishi (1995) nos muestran un caso de estudio basado en un enfoque híbrido de optimización-simulación. El procedimiento consiste en simular el sistema hidráulico en base horaria. Las descargas de agua pronosticadas son obligadas a cumplirse mediante un enfoque de dualidad penalizada que asigna precios sombra (variables duales) a la generación hidráulica. La ventaja de este método consiste en la representación detallada de las restricciones operativas del sistema hidráulico a través de su simulación. Este trabajo también hace uso de *Relajación Lagrangeana*, pero en este caso solo para obtener el “valor del agua” (multiplicadores de *Lagrange*) de las plantas hidráulicas. Además, incorporan un algoritmo no lineal de flujo en redes para optimizar los sistemas. Este caso de estudio esta desarrollado para sistemas donde predomina la generación hidroeléctrica.

Chao-An et al. (1997) resuelve el problema térmico mediante *Relajación Lagrangeana*. Descomponen el sistema hidráulico en varios embalses que son optimizados mediante programación de flujo en redes y programación dinámica. La aportación de este trabajo consiste en incorporar restricciones hidráulicas dinámicas como las restricciones de rampa y de tiempo mínimo de parada y arranque.

Salam et al. (1998) presentan un enfoque de *Lagrangeano Aumentado* para la *Programación de Unidades Térmicas*, esto significa agregar una función cuadrática de penalización a la función *Lagrangeana* original. Dicha adición está asociada con las restricciones de demanda, reserva rodante y de emisión de gases.

Esto contribuye a que la brecha de dualidad sea disminuida en cierto porcentaje. Para la resolución del sistema térmico utilizan programación dinámica.

Jiménez & Conejo (1999) proponen un novedoso esquema de *Relajación Lagrangeana* donde desarrollan un procedimiento de actualización de multiplicadores de *Lagrange eficiente* y “no oscilante”. La técnica utilizada es un método de planos de corte que incorpora control adaptativo sobre la región factible mediante límites impuestos a los multiplicadores lo que mejora la convergencia, evitando oscilar entre las soluciones propias de la relajación de problemas no lineales. El problema resuelto es uno de *Coordinación Hidrotérmica* sin restricciones de red.

Lai & Baldick (1999) resuelven el problema de *Asignación de Unidades* con multiplicadores de rampa. Se basan en el método de *Relajación Lagrangeana* y proponen un nuevo método para actualizar los multiplicadores de *Lagrange* que combina el método subgradiente con el método “*Bundle*”. Los resultados que obtienen mejoran el tiempo de actualización de multiplicadores. El modelo utilizado no considera restricciones de flujo, ya que es un modelo de nodo único.

Cerisola & Ramos (2002) mencionan que la descomposición de modelos con variables enteras, generalmente dan como producto un problema maestro y subproblemas que involucran algunas variables enteras, estos subproblemas a su vez, introducen nuevas dificultades y por lo general requieren el uso de teoría de dua-

lidad no lineal. Los autores presentan la solución de la *Programación de Unidades Térmicas* modelada como un problema del tipo PLEM, mediante la combinación de la *Descomposición Anidada de Benders* y la *Relajación Lagrangeana*.

La característica particular de este esquema de descomposición es que los subproblemas tienen que ser convexos para que las variables duales sean calculadas de una manera más sencilla. Este requerimiento limita la aparición de variables enteras en el problema maestro y variables continuas en los subproblemas. Sin embargo muchos problemas tienen estrictamente variables enteras en los subproblemas, así que para adoptar esta metodología, se utiliza una linealización por tramos de la función de entrada-salida de las unidades térmicas y las variables binarias de los subproblemas que servirán para seleccionar el segmento específico de la curva linealizada. De esta manera, se está utilizando la *Relajación Lagrangeana* dentro de un esquema de *Descomposición de Benders* para la aproximación de la función de recursos. El modelo utilizado es de nodo único, por lo que no se modelan las restricciones de red.

Guo et al. (2005) presentan una manera de obtener soluciones factibles a partir de la solución obtenida por la *Relajación Lagrangeana* de la *Asignación de Unidades* con restricciones de transmisión. Dichas condiciones necesarias y suficientes están basadas en el teorema de factibilidad de la *Descomposición de Benders*. Es importante mencionar que la función de costos utilizada es una función lineal de costos, por lo que el problema resultante es uno de tipo PLEM considerando una demanda determinista.

Diniz et al. (2007) aplica la *Relajación Lagrangeana* basada en la duplicación de variables (*variable splitting*) correspondientes a los sistemas hidro y termoeléctricos. La relajación producirá tres subproblemas. Uno para el sistema hidráulico, otro para el térmico y otro con las restricciones hidrotérmicas de todas las plantas (restricciones de acoplamiento). El problema dual obtenido se vuelve no diferenciable y se resuelve mediante planos de corte (*Bundle method*). Posteriormente, por medio del *Lagrangeano Aumentado* se obtiene una solución factible. Cabe mencionar que los tres subproblemas generados son lineales y se resuelven por técnicas de progra-

mación lineal. El esquema es iterativo y cada subproblema envía información (multiplicadores de *Lagrange*) al problema dual (problema maestro). La aportación de este enfoque es la duplicación de variables, caso que no se presenta en otros artículos.

Granada et al. (2008) presentan la solución de un problema de *Flujos óptimos de Potencia* mediante la *Función Lagrangeana Aumentada* y el principio del problema auxiliar, que consiste en linealizar el término cuadrático de dicha función, con lo que se puede descomponer el problema global en un conjunto de subproblemas de optimización, dichos subproblemas son resueltos a través de un algoritmo de punto interior. El problema resuelto considera las restricciones de transmisión en la red, sin embargo no es un problema multiperiodo ya que solo se resuelve para un instante del horizonte de planeación.

Laothumyingyong & Damrongkulkamjorn (2010) resuelven el problema de *Asignación de Unidades* a través de la *Descomposición de Benders*, la cual divide el problema original en un problema maestro resuelto por PLEM y dos subproblemas, el primero que contiene las restricciones de flujo de potencia y el segundo que contempla los límites de potencia de las unidades térmicas. Si alguna de las restricciones de los subproblemas no es satisfecha, se incorpora un *Corte de Benders* al problema maestro. La función de costos utilizada es una función cuadrática, el problema se modela como uno de nodo único.

Entre todos estos métodos algunos proporcionan una manera sencilla y rápida de resolver la *Programación de Unidades Térmicas*, pero la calidad de sus soluciones finales es irregular, es decir, en la mayoría de los trabajos se obtienen soluciones subóptimas. Para los casos donde se conoce la solución óptima, las soluciones obtenidas mediante estos métodos alcanzan desviaciones menores al 10% respecto al valor óptimo, pero incurren en tiempos computacionales elevados para encontrar dicha solución. Para la adecuada revisión del estado del arte del problema se muestra la Tabla 3.1 con la información condensada que incluye todo el material revisado.

AUTOR	ESTOCÁSTICO	DETERMINISTA	PLEM ^a	PNLEM ^b	BENDERS	RL ^c	DANTZING-WOLF	PD ^d	FR ^e	HEURÍSTICAS	OTRAS TÉCNICAS
Soares et al. (1980)	■			■		■					
Pereira & Pinto (1983)		■	■		■		■				
Shaw et al. (1985)		■									
Habibollahzadeh & Bubenko (1986)		■	■		■						
Ruzic & Rajakovic (1991)		■	■		■						
Yan et al. (1993)		■	■			■		■		■	
Wang & Shahidehpour (1993)	■			■		■			■		
Yan et al. (1994)		■	■			■					
Wong & Wong (1994)		■		■						■	Recocido Simulado
Soares & Ohishi (1995)	■			■		■			■		Simulación
Chao-An et al. (1997)		■		■		■		■	■		
Salam et al. (1998)		■		■		■		■		■	Sistemas Expertos
Orero & Irving (1998)		■		■						■	Algoritmos Genéticos
Jiménez & Conejo (1999)		■		■		■					Planos de Corte
Naresh & Sharma (2000)		■		■		■				■	Redes Neuronales
Río García et al. (2000)		■		■							Algoritmo de Poliedro Flexible
Liang & C. (2000)		■		■						■	Redes Neuronales; Recocido Simulado
Alguacil & Conejo (2000)		■		■	■	■		■			
Cerisola & Ramos (2002)	■		■		■	■					
Sinha et al. (2002)		■		■						■	Programación evolutiva; Técnicas de mutación Gaussiana
Gil et al. (2003)		■		■							Algoritmos Genéticos
Rajan et al. (2003)		■		■						■	Tabu Search; Redes Neuronales
Nallasivan et al. (2006)		■		■						■	Programación Evolutiva
Lakshminarasimman & Subramanian (2006)		■		■						■	Evolución Diferenciada
Diniz et al. (2007)		■	■			■					Bundle Method
Laothumyingyong & Damrongkulkamjorn (2010)		■	■			■					

Tabla 3.1: Estado del arte del Problema de Programación de Unidades Térmicas

^aProgramación Lineal Entera Mixta^bProgramación No Lineal Entera Mixta^cRelajacion Lagrangeana^dProgramación Dinámica^eFlujo en Redes

CAPÍTULO 4

EL MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático utilizado para la *Programación de Unidades Termoeléctricas* se basa en el propuesto por Conejo et al. (2006). Este modelo se puede aplicar a cualquier sistema de generación puramente térmico, en el que se combinan la *Asignación de Unidades* y el *Despacho Económico de Carga*.

Se considera una red de transporte que se representa mediante un modelo en (DC) modificado y se utiliza una aproximación cosenoidal de las pérdidas de energía en la red. Dichas pérdidas en las líneas son modeladas como demandadas de potencia en todos los nodos. Cabe mencionar que para este modelo se ignoran los niveles de tensión y potencia reactiva.

El modelo tiene como objetivo minimizar los costos fijos y los costos variables de producción de energía eléctrica. La generación de energía está condicionada a la capacidad limitada de las líneas de transmisión y a los límites de producción de las centrales térmicas.

Las variables de decisión del modelo son la potencia activa que produce en cada unidad térmica y los ángulos del voltaje en cada nodo de la red. Así mismo, el estado de acoplamiento de las unidades térmicas están representados a través de variables enteras binarias.

Finalmente se considera un horizonte de planeación de un día dividido en periodos de una hora, donde en cada uno de estos intervalos, la demanda de potencia es conocida, es decir, este modelo considera una demanda determinista.

4.1 NOTACIÓN

4.1.1 PARÁMETROS

A_j	Costo de arranque de la unidad termoeléctrica j [U.M.].
B_{nm}	Susceptancia de la línea $n - m$ [Ω^{-1}].
C_{nm}	Capacidad máxima de transmisión de la línea $n - m$ [MVA].
D_{nk}	Demanda en cada nodo n durante el periodo k [MW].
$E_j(t_{jk})$	Función no lineal de los costos de operación de la unidad j como función de la potencia de salida en la unidad j en el periodo k [U.M. /hr].
E_{j1}	Coefficiente lineal de los costos de operación de la planta j [U.M. /MWhr].
E_{j2}	Coefficiente cuadrático de los costos de operación de la planta j [U.M ² . /MWhr].
F_j	Costo fijo de la unidad j [U.M.].
V_{jk}	Parámetro el cual es igual a 1 cuando la planta j es acoplada en el periodo k después de que el subproblema dual es resuelto.
Y_{jk}	Parámetro el cual es igual a 1 cuando la planta j es encendida al comienzo del periodo k , después de que el subproblema dual es resuelto.
K_{nm}	Conductancia de la línea $n - m$.
R_k	Reserva rodante del periodo k .
\overline{T}_j	Potencia de salida máxima de unidad j .
\underline{T}_j	Potencia de salida mínima de unidad j .
nr	Nodo de referencia con ángulo cero.

4.1.2 VARIABLES

t_{jk}	Potencia de salida de la unidad j en el periodo k [MW].
v_{jk}	Variable 0-1 la cual es igual a 1 cuando la unidad j está acoplada en el periodo k .
y_{jk}	Variable 0-1 la cual es igual a 1 cuando la unidad j se arranca al comienzo del periodo k .
δ_{nk}	Ángulo del voltaje del nodo n en el periodo k [radianes].
λ_{nk}	Multiplicador lagrangeano asociado a la restricción de balance de carga.
μ_k	Multiplicador lagrangeano asociado al requerimiento de reserva rodante.
γ_{nk}, β_{nk}	Multiplicador lagrangeano asociado a los límites de capacidad de transmisión.

4.1.3 CONJUNTOS

J	Conjunto de índices de todas las unidades termoeléctricas.
K	Conjunto de índices de todos los periodos de tiempo.
N	Conjunto de índices de todos los nodos de la red.
Λ_n	Conjunto de índices de las unidades conectadas al nodo n .
Ω_n	Conjunto de índices de los nodos conectados al nodo n .
Φ	Conjunto de iteraciones Benders.

La función objetivo considera la suma de los costos de operación de cada central termoeléctrica para todos los periodos del horizonte de planeación y los costos de arranque A_j . Los costos de arranque son constantes e independientes del tiempo que la unidad lleva apagada.

Los costos de operación de cada central termoeléctrica incluyen los costos fijos F_j y el costo variable $E_j(t_j(k)) = E_{j1}(t_j(k)) + E_{j2}(t_j^2(k))$.

Típicamente, los costos de operación, son modelados como un polinomio de segundo orden como el siguiente $F_j v_j(k) + E_{j1}(t_j(k)) + E_{j2}(t_j^2(k))$.

Minimizar $v_j(k), y_j(k), t_j(k), \delta_n(k)$

$$\sum_{k \in K} \sum_{j \in J} [F_j v_{jk} + A_j y_j(k) + E_j(t_{jk})] \quad (4.1)$$

Restricciones

Balance de potencia:

$$\sum_{j \in \Lambda_n} t_{jk} + \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm} [\delta_{mk} - \delta_{nk}] - \sum_{m \in \Omega_n} K_{nm} [1 - \cos(\delta_{mk} - \delta_{nk})] = D_{nk} \quad (4.2)$$

$$\forall n \in N, \forall k \in K$$

Esta ecuación considera la suma de potencia activa que proporcionan los generadores acoplados para cada periodo del horizonte de planeación, así como el flujo neto de potencia que se inyecta desde la red hacia el nodo, también se representan las pérdidas de potencia activa asignadas a cada nodo de la red mediante una aproximación cosenoidal.

Reserva rodante:

$$\sum_{j \in J} \bar{T}_j v_{jk} \geq \sum_{n \in N} D_{nk} + R_k \quad \forall k \in K \quad (4.3)$$

Esta restricción asegura la existencia de una reserva de energía para todo el sistema. En caso de una falla en las unidades de generación, sería posible satisfacer la demanda total de energía. El valor de la potencia en reserva se obtiene en función de un porcentaje de la demanda total. Esta restricción asegura la existencia de una reserva de energía para todo el sistema. En caso de una falla en las unidades de generación, sería posible satisfacer la demanda total de energía. El valor de la potencia en reserva se obtiene en función de un porcentaje de la demanda total.

Límites de producción de las unidades generadoras:

$$\underline{T}_j v_{jk} \leq t_{jk} \leq \bar{T}_j v_{jk} \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.4)$$

Las unidades térmicas están acotadas en cuanto a sus límites técnicos de producción.

Acoplamiento de las unidades generadoras:

$$y_{jk} \geq v_{jk} - v_{jk-1} \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.5)$$

Esta restricción evita que una central que actualmente se encuentra acoplada sea encendida, o viceversa, una unidad que está desacoplada no puede ser apagada.

Capacidad limitada de las líneas de transmisión:

$$-C_{nm} \leq B_{nm}[\delta_{mk} - \delta_{nk}] \leq C_{nm} \quad \forall n \in N, \forall k \in K, \forall m \in \Omega_n \quad (4.6)$$

La capacidad máxima de transmisión de energía esta limitada sin importar el sentido del flujo de potencia que circula en ellas.

Ángulos de tensión en los nodos de la red:

$$-\pi \leq \delta_{nk} \leq \pi \quad \forall n \in N/\{nr\}, \forall k \in K \quad (4.7)$$

$$\delta_{nr}(k) = 0 \quad nr \in N, \forall k \in K \quad (4.8)$$

Estos ángulos no están restringidos en signo, sin embargo existe un nodo de referencia al cual se asigna el valor de cero en todos los periodos del horizonte de planeación. La unidad de medida de los ángulos de voltaje son radianes.

$$v_j(k), y_j(k) \in \{0, 1\} \quad \forall j \in J, \forall k \in K \quad (4.9)$$

4.2 COMPLEJIDAD COMPUTACIONAL DEL MODELO

Debido a la naturaleza multiperiodo del problema, las dimensiones del modelo de *Programación de Unidades Térmicas* varían en función de los siguientes parámetros:

- K Números de periodos de tiempo.
 L Números de líneas en la red de transmisión.
 N Números de nodos de la red de transmisión.
 J Números de unidades termoeléctricas.

Como se puede observar en la Tabla 4.1, el número de variables binarias del modelo crece de manera no lineal con respecto al número de periodos de tiempo y al número de generadores del sistema eléctrico.

RESTRICCIONES	VARIABLES	
	BINARIAS	CONTINUAS
$(1 + N + 3J + 2L)K$	$2JK$	$(J + N)K$

Tabla 4.1: Complejidad del modelo de Programación de Unidades Térmicas

Por otro lado, el número de variables continuas crece de manera no lineal con respecto al número de unidades térmicas, nodos y periodos de tiempo del sistema.

Finalmente, se puede decir que el número de restricciones del modelo crece de manera no lineal con respecto al número de nodos, generadores, periodos y número de líneas del sistema eléctrico que se esté analizando.

CAPÍTULO 5

TÉCNICAS DE DESCOMPOSICIÓN APLICADAS AL PROBLEMA

Como se puede comprobar en los trabajos revisados en el estado del arte, gran parte de ellos hacen uso de técnicas de descomposición, ya sea *Descomposición de Benders* o *Relajación Lagrangeana* y algunos de ellos, implementan procedimientos heurísticos para completar la resolución del problema.

Las estrategias de solución son muy similares, muchos autores formulan la programación de la generación eléctrica como un sistema de generación con unidades individuales, relajando las restricciones que acoplan los generadores y utilizan algún método heurístico para obtener soluciones factibles.

De acuerdo a la naturaleza del problema, el cual es un problema de PEMNL con variables enteras binarias y restricciones no lineales, su solución requiere de un método matemático apropiado para resolver este tipo de problemas. Las técnicas de descomposición son métodos aplicados a la solución de problemas matemáticos de optimización que no pueden resolverse directamente, tal es el caso del problema objeto de estudio de esta tesis.

Es por ello que en este capítulo se presenta la aplicación específica de la *Descomposición de Benders*, así como dos tipos de *Descomposición Dual* que dividen el

problema original en un subproblema para cada periodo de tiempo y un subproblema para cada nodo del sistema de generación respectivamente.

Así también, se presenta la estrategia de solución propuesta en esta tesis, la cual se basa en la *Descomposición Primal-Dual*, también conocida como *Descomposición Cruzada* Van Roy (1986).

Es importante señalar que la convergencia de estas técnicas requiere que los subproblemas obtenidos cumplan con condiciones de convexidad. La ecuación del *Balance de Potencia* 4.2, considera las pérdidas de potencia activa mediante una función coseno, lo cual origina no convexidades, sin embargo, Alguacil (2001) demostró que la diferencia de los ángulos de tensión en los nodos es mínima, por lo que el valor de la función coseno es cercano a la unidad y no ocasiona problemas de convergencia que limiten el desempeño de estas técnicas.

La formulación general del problema fue presentada en capítulo anterior, sin embargo, la aplicación de las técnicas de descomposición previamente señaladas, implica realizar cambios en la formulación matemática del problema original.

5.1 DESCOMPOSICIÓN GENERALIZADA DE BENDERS

La *Descomposición Generalizada de Benders* Geoffrion (1972) fue diseñada para resolver problemas de tipo PEMNL que contienen variables de complicación, ya que separa dichas variables aprovechando las características estructurales del problema original.

La separación de estas variables consiste en fijar las mismas a valores definidos, una vez asignados estos valores, el problema resultante pueda plantearse como un problema de estructura conocida y de fácil solución, el cual es parametrizado en función de las variables de complicación.

Para el caso de la *Programación de Unidades Térmicas*, las variables de complicación son las variables de encendido, apagado y acoplamiento de las unidades térmicas.

Por otra parte, la *Descomposición Generalizada de Benders* permite obtener en cada iteración, una cota inferior y una cota superior de la solución óptima del problema original.

La cota superior está dada por el subproblema primal (*Subproblema de Benders*), mientras que la cota inferior resulta de la solución del problema *Maestro de Benders*.

El algoritmo propone la aproximación del problema simple parametrizado a través de planos cortantes que representen los valores extremos de éste (*Cortes de Benders*). Para encontrar la expresión de estos planos, Benders recurre a la teoría dual.

En problemas no convexos el método no asegura convergencia global al óptimo debido a la existencia de brechas de dualidad en la descripción por planos cortantes de la función parametrizada. Sin embargo, puede ser recomendado como método aproximado en problemas donde no existen otras alternativas de desarrollo.

En resumen, *Benders* descompone el problema original en dos, uno llamado “*Maestro de Benders*” y otro llamado “*Subproblema de Benders*”, el algoritmo itera entre ambos problemas. El problema maestro proporciona los valores de las variables fijas, los cuales son usados en el subproblema. Cada vez que el subproblema es resuelto se genera una nueva solución, la cual se utiliza para formar un *Corte de Benders* que se incluye en el problema maestro. El número de cortes se incrementa en cada iteración.

El subproblema da el corte que es maximal en el valor que tienen las variables fijas, es decir, proporciona el corte más violado en cada iteración. De esta forma, se generan los cortes necesarios y el algoritmo se detiene en un número finito de iteraciones.

A continuación se presenta la formulación de la *Descomposición de Benders* aplicada a la resolución de la *Programación de Unidades Térmicas*.

Problema maestro:

$$\min_{\theta, v_{jk}, y_{jk}} f_{Mast}^{\varphi} = \theta + \sum_{k \in K} \sum_{j=J} [F_j v_{jk} + A_j y_{jk}] \quad (5.1)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} \theta &\geq f_{sub}^{(\varphi-1)} + \sum_{k \in K} \sum_{j=J} \lambda_{jk}^{(\varphi-1)} [v_{jk} - V_{jk}^{(\varphi-1)}] && \forall \varphi \in \Phi/1 \\ \sum_{j \in J} \bar{T}_j v_{jk} &\geq \sum_{n \in N} D_{nk} + R_k && \forall k \in K \\ y_{jk} &\geq v_{jk} - v_{jk-1} && \forall j \in J, \forall k \in K \end{aligned}$$

El *Problema Maestro de Benders*, que es un problema de tipo PEML, utiliza los *multiplicadores lagrangeanos* obtenidos en el *Subproblema de Benders* para obtener un nuevo plan de acoplamiento de las unidades térmicas (variables binarias) y proporciona una cota inferior de la solución del problema original.

Subproblema de Benders:

$$\min_{t_{jk}, \delta_{nk}} f_{sub}^{\varphi} = \sum_{k \in K} \sum_{j=J} [E_j(t_{jk})] \quad (5.2)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \Lambda_n} t_{jk} + \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm} [\delta_{mk} - \delta_{nk}] - \\ \sum_{m \in \Omega_n} K_{nm} [1 - \cos(\delta_{mk} - \delta_{nk})] &= D_{nk} && \forall n \in N, \forall k \in K \\ \bar{T}_j v_{jk} \leq t_{jk} \leq \bar{T}_j v_{jk} &&& \forall j \in J, \forall k \in K \\ -C_{nm} \leq B_{nm} [\delta_{mk} - \delta_{nk}] \leq C_{nm} &&& \forall n \in N, \forall k \in K, \forall m \in \Omega_n \\ -\pi \leq \delta_{nk} \leq \pi &&& \forall n \in N/nr, \forall k \in K \\ v_{jk} = V_{jk}^{\varphi} : \lambda_{jk}^{(\varphi)} &&& \forall j \in J, \forall k \in K \\ y_{jk} = Y_{jk}^{\varphi} &&& \forall j \in J, \forall k \in K \end{aligned}$$

El *Subproblema de Benders* 5.2 corresponde al problema original con las variables v_{jk} , y_{jk} fijas a ciertos valores y proporciona información acerca de la cota superior, así como los *multiplicadores lagrangeanos* asociados con el plan de acoplamientos determinado por el *Problema Maestro de Benders* (5.1).

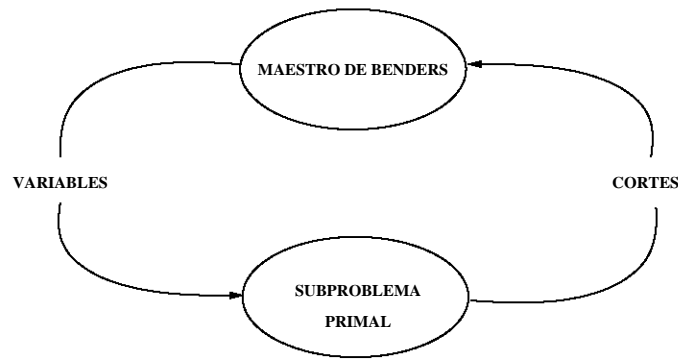


Figura 5.1: Esquema del Algoritmo de Descomposición de Benders.

5.2 DESCOMPOSICIÓN DUAL Y RELAJACIÓN LAGRANGEANA

La *Relajación Lagrangeana* es una técnica que permite determinar la solución de un problema de optimización denominado problema primal mediante la resolución de un problema alternativo de más fácil solución denominado problema dual.

La técnica consiste en *relajar* o *dualizar* las restricciones complicadas de un problema y adicionarlas a la función objetivo de éste, dichas restricciones estarán asociadas a un *multiplicador lagrangeano* que corresponderá a la restricción complicada. El término *restricción complicada* se refiere a que el problema original sería más fácil de resolver si esta restricción no formara parte del problema.

Sus principales objetivos son: proporcionar cotas del valor óptimo de problemas complicados y proveer soluciones que puedan ser usadas como puntos de partida para métodos heurísticos Held et al. (1974). Es importante recordar, que para problemas de minimización, el óptimo del problema dual es una cota inferior del valor óptimo de la función objetivo del problema primal.

A la diferencia entre el mínimo del problema primal y el máximo del problema dual se le conoce como *Brecha de Dualidad*. Según Conejo et al. (2006) la *Brecha de Dualidad* en la mayoría de los problemas de ingeniería es pequeña, por lo que la

aplicación de la *Relajación Lagrangeana* tiene ventajas como una alternativa rápida de solución.

Sin embargo, la principal desventaja de la *Relajación Lagrangeana* es que la solución óptima del problema dual, por lo general proporciona una solución infactible para el problema primal. Esto implica que las variables del problema dual deben modificarse para obtener una solución primal factible. Esta factibilidad puede ser alcanzada mediante procedimientos heurísticos o algoritmos de ramificación.

Ahora bien, esta solución infactible, generalmente está cerca de la región de factibilidad, por lo que una ligera modificación de la solución óptima del problema dual, proporciona una solución factible y cuasióptima del problema primal.

En cuanto al problema de *Programación de Unidades Térmicas*, muchos autores emplean la *Relajación Lagrangeana* para incorporar las restricciones de carga (demanda y reserva rodante) a la función objetivo para formar la *Función Lagrangeana*, también conocida como *Función Dual*, de esta manera desacoplan espacialmente el problema original para algunos valores fijos de los *multiplicadores lagrangeanos*. Por lo tanto, la minimización de la *Función Dual* se descompone en “ n ” problemas más pequeños.

Sin embargo, para este problema, la solución óptima del problema dual no coincide exactamente con la solución óptima del problema primal debido a la no convexidad originada por el uso de variables enteras binarias.

5.2.1 DESCOMPOSICIÓN NODAL

Si relajamos las restricciones de sistema como la restricción de balance de potencia 4.2, reserva rodante 4.3 y capacidad de las líneas de transmisión 4.6, se obtiene un problema desacoplado en el espacio, es decir, un subproblema para cada nodo de la red.

Función Dual (FDN)

$$\max_{\lambda_k \geq 0, \mu_k \geq 0, \gamma_k \geq 0, \beta_k \geq 0} Z_{DS} \quad (5.3)$$

Subproblema Dual (SDN)

$$\begin{aligned} \min_{t_{jk}, v_{jk}, y_{jk}, \delta_{nk}} Z_{DS} = & \{ \sum_{k \in K} \sum_{j \in J} [F_j v_{jk} + A_j y_{jk} + E_j(t_{jk})] \\ & + \sum_{k \in K} \lambda_k [D_{nk} - \sum_{j \in \Lambda_n} t_{jk} - \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}(\delta_{mk} - \delta_{nk}) \\ & + \sum_{m \in \Omega_n} K_{nm}(1 - \cos(\delta_{mk} - \delta_{nk}))] \\ & + \sum_{k \in K} \mu_k [D_{nk} + R_k - \sum_{j \in J} \bar{T}_j v_{jk}] \\ & + \sum_{k \in K} \gamma_k [C_{nm} \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}(\delta_{mk} - \delta_{nk})] \\ & + \sum_{k \in K} \beta_k [- \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}(\delta_{mk} - \delta_{nk}) - C_{nm}] \} \end{aligned}$$

Sujeto a las restricciones 4.4, 4.5, 4.7, 4.8 y 4.9.

5.2.2 DESCOMPOSICIÓN TEMPORAL

Otra alternativa consiste en desacoplar el problema original en periodos de tiempo, siempre y cuando sean relajadas las restricciones que acoplan el problema temporalmente, en este caso la restricción 4.5, lo que da como resultado un subproblema para cada periodo de tiempo.

Función Dual (FDT):

$$\max_{\lambda_k \geq 0} Z_{DS} \quad (5.4)$$

Subproblema Dual (SDT):

$$\begin{aligned} \min_{t_{jk}, v_{jk}, y_{jk}, \delta_{nk}} Z_{DS} = & \\ & \{ \sum_{k \in K} \sum_{j \in J} [F_j v_{jk} + A_j y_{jk} + E_j(t_{jk})] \\ & + \sum_{j \in J} \lambda_j [v_{jk} - v_{jk-1} - y_{jk}] \} \end{aligned}$$

Sujeto a las restricciones 4.2, 4.3, 4.4, 4.6, 4.7, 4.8 y 4.9.

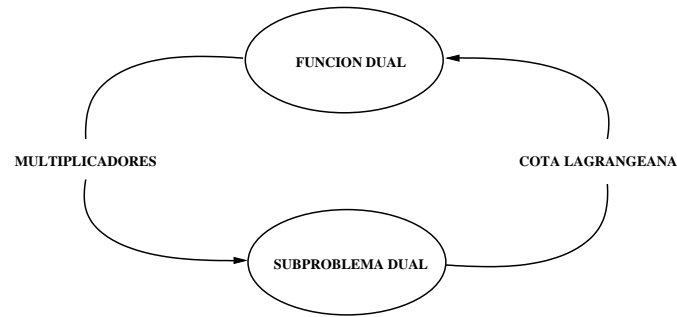


Figura 5.2: Esquema del Algoritmo de Relajación Lagrangeana.

5.3 DESCOMPOSICIÓN PRIMAL-DUAL

Este tipo de descomposición, originalmente desarrollada para resolver problemas PLEM de manera exacta Van Roy (1983), siempre y cuando la parte continua del problema sea convexa. Sin embargo, la técnica se ha generalizado para problemas no lineales enteros mixtos (PNLEM) que cumplan con algunas condiciones en específico [Holmberg (1990);Floudas (1995)].

A partir de la conocida relación que existe entre el principio de *Descomposición de Benders* y la *Relajación Lagrangeana*, estrategias que son consideradas duales una de otra, es posible establecer que el subproblema dual es un problema maestro relajado en la *Descomposición de Benders*. De igual forma, el subproblema de *Benders* puede ser considerado como un problema maestro relajado para la *Descomposición Dual*.

De esta forma, la esencia de la *Descomposición Primal-Dual* o *Descomposición Cruzada*, es el redireccionamiento del flujo de la información entre los subproblemas que se generan con base en la teoría de *Benders*, la teoría de *Relajación Lagrangeana* y en la coordinación del proceso de solución del problema integrado.

El algoritmo de *Descomposición Cruzada Generalizada* consta de dos fases:

1. Fase de subproblemas primal y dual.
2. Fase del problema maestro.

En la fase 1, el subproblema primal proporciona la cota superior del problema original, así como los *multiplicadores lagrangeanos* para el subproblema dual.

Por otra parte, el subproblema dual proporciona la cota inferior del problema original y las variables enteras que serán fijadas en el subproblema primal.

Después de obtener la solución de los subproblemas, se aplican pruebas de convergencia primal y dual respectivamente, si estas pruebas no son superadas, ambos subproblemas generan cortes que serán adicionados al problema maestro para su solución y posteriormente se reiniciará la fase 1.

Cabe mencionar que el principal objetivo de utilizar la *Descomposición Primal-Dual* es que a través de determinadas *pruebas de convergencia*, se puede evitar resolver el problema maestro en cada iteración, dando como resultado un menor tiempo de cómputo para encontrar la solución al problema original.

Es importante señalar que la convergencia del algoritmo de *Descomposición Cruzada Generalizada* está relacionada con lo balanceado de ambos subproblemas, por lo que el desempeño de la técnica dependerá de la naturaleza del problema original.

A continuación se formulan los subproblemas aplicados al problema de *Programación de Unidades Térmicas*. Para el subproblema dual, se utilizó la formulación de descomposición nodal.

Subproblema Dual:

$$\begin{aligned}
\min_{t_{jk}, v_{jk}, y_{jk}, \delta_{nk}} Z_{DS} = & \\
& \min_{t_{jk}, v_{jk}, y_{jk}, \delta_{nk}} \{ \sum_{k \in K} \sum_{j \in J} [F_j v_{jk} + A_j y_{jk} + E_j(t_{jk})] \\
& + \sum_{k \in K} \lambda_k [D_{nk} - \sum_{j \in \Lambda_n} t_{jk} - \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}(\delta_{mk} - \delta_{nk})] \\
& + \sum_{m \in \Omega_n} K_{nm} (1 - \cos(\delta_{mk} - \delta_{nk})) \\
& + \sum_{k \in K} \mu_k [D_{nk} + R_k - \sum_{j \in J} \bar{T}_j v_{jk}] \\
& + \sum_{k \in K} \gamma_k [C_{nm} \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}(\delta_{mk} - \delta_{nk})] \\
& + \sum_{k \in K} \beta_k [- \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}(\delta_{mk} - \delta_{nk}) - C_{nm}] \}
\end{aligned}$$

Sujeto a las restricciones 4.4,4.5,4.7,4.8 y 4.9

Subproblema Primal:

$$\min_{t_{jk}, \delta_{nk}} Z_{PS} = \sum_{j \in J} [F_j V_{jk} + A_j Y_{jk} + E_j(t_{jk})] \quad (5.5)$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} \sum_{j \in \Lambda_n} t_{jk} - \sum_{m \in \Omega_n} B_{nm}(\delta_{mk} - \delta_{nk}) \\ + \sum_{m \in \Omega_n} K_{nm}(1 - \cos(\delta_{mk} - \delta_{nk})) &= D_{nk} \\ \sum_{j \in J} \bar{T}_j V_{jk} &\geq + \sum_{n \in N} D_{nk} + R_k \\ \sum_{j \in J} \underline{T}_j V_{jk} &\leq t_{jk} \bar{T}_j V_{jk} \\ -C_{nm} \leq B_{nm}[\delta_{mk} - \delta_{nk}] &\leq C_{nm} \\ -\pi \delta_{nk} &\leq \pi \end{aligned}$$

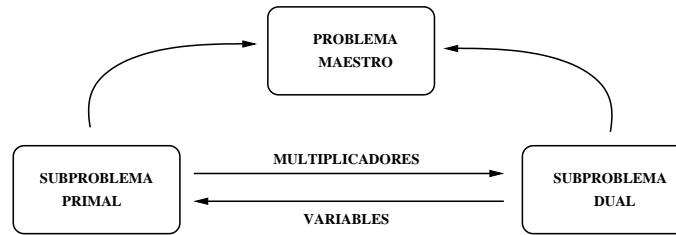


Figura 5.3: Esquema del Algoritmo de Descomposición Primal-Dual.

CAPÍTULO 6

ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las principales razones por las que la *Programación de Unidades Térmicas* es un problema complejo de resolver, se deben a la no convexidad originada por las variables enteras binarias que modelan a las unidades térmicas, a la multiperiodicidad del horizonte de planeación y a la existencia de restricciones de sistema, las cuales acoplan a todas las unidades generadoras. Como se mencionó anteriormente, el problema se cataloga como un PEMNL y que para instancias reales se considera de gran escala, de tal manera que su solución directa es complicada.

Sin embargo, considerando la evolución de los optimizadores comerciales y el aumento de capacidad de los microprocesadores en la actualidad, una alternativa consiste en obtener la solución directa del problema con alguno de estos optimizadores.

Para sistemas pequeños, esta alternativa resulta cada vez más viable, ya que día a día aumenta el grado de complejidad en el que el tiempo de respuesta es competitivo comparado con métodos basados en sofisticados procedimientos matemáticos.

No obstante, para problemas de gran escala como la *Programación de Unidades Térmicas*, existen diversas metodologías para su resolución, entre las cuales destacan los métodos de descomposición, los cuales disminuyen drásticamente el tiempo de cómputo y los recursos computacionales, sin embargo exigen un conocimiento con mayor profundidad del problema en cuestión.

Así mismo, se necesita tener mayor conocimiento sobre modelación de sistemas, ya que se deberán diseñar subproblemas con los que se descompone el problema original aprovechando las características de la estructura original.

En el capítulo anterior se presentó la aplicación específica de las técnicas de descomposición que fueron usadas para resolver el problema objeto de esta investigación. En este capítulo se muestran los resultados numéricos de dichas aplicaciones y el análisis de tales resultados, utilizando tres sistemas de prueba de diferentes dimensiones que se detallan a continuación.

6.1 SISTEMAS DE PRUEBA

Para realizar la experimentación numérica se utilizaron sistemas eléctricos de prueba con diferentes características. Las principales diferencias radican en el número de nodos, capacidad de los generadores, así como parámetros físicos propios de las líneas de transmisión como resistencias, reactancias y capacidad máxima de transmisión.

Los sistemas de prueba analizados fueron:

1. IEEE 24 nodos Charman et al. (1979), conformado por 24 nodos, 24 unidades de generación y 38 líneas.
2. IEEE 118 nodos [www.ee.washington.edu/research/pstca/]. Este sistema incluye un aumento en el número de variables y restricciones y es una aproximación a un sistema de potencia de dimensión real. Integrado por 118 nodos, 54 generadores y 186 líneas. Este sistema representa una parte del medio oeste del sistema eléctrico americano.
3. SIS-104. Sistema basado en el sistema eléctrico peninsular español Alguacil & Conejo (2000), compuesto por 104 nodos, 62 generadores y 160 líneas.

En todos los casos se considera un horizonte de planeación diario de 24 periodos de una hora y una reserva rodante del 10 % de la demanda horaria.

Basándonos en el modelo matemático presentado en el Capítulo 4, el número de variables y de restricciones de los sistemas de prueba se muestran en la tabla 6.1

SISTEMAS DE PRUEBA	RESTRICCIONES	VARIABLES	
		BINARIAS	CONTINUAS
IEEE-24 NODOS	4800	1584	1368
SIS-104 NODOS	15312	3408	4200
IEEE-118 NODOS	15672	2592	4128

Tabla 6.1: Tamaño de los sistemas de pruebas utilizados

Guignard (2003) cataloga como un problema complejo y de gran escala, a el problema de la programación de la generación hidrotérmica Guignard & Yan (1993), el cual contiene 2691 variables, de las cuales 384 son variables enteras binarias y 12,073 restricciones, Los resultados obtenidos a través de GAMS muestran brechas de dualidad de 11 % con tiempos de cálculo de más de 5 días.

Tomando en cuenta la aseveración anterior y la información de la tabla 6.1, podemos observar que los tres sistemas de prueba utilizados en este trabajo pueden ser catalogados como problemas de gran escala dentro del argot de la generación eléctrica.

6.2 OPTIMIZADORES E INFRAESTRUCTURA COMPUTACIONAL

La solución de los sistemas de prueba se realizó bajo entorno GAMS (General Algebraic Modeling System). GAMS es un lenguaje de alto nivel para el desarrollo de modelos matemáticos. Entre sus ventajas se tiene que el usuario puede separar el modelo matemático y el método de solución, permitiendo el uso de diferentes

algoritmos de solución (optimizadores).

La elección de estos optimizadores está sujeta a la estructura y al comportamiento particular en cada problema. Además, GAMS tiene la capacidad de realizar procesos iterativos como los que se ocupan en las técnicas de descomposición. Así también, permite el uso de conjuntos dinámicos necesarios para implementar métodos de solución como el método subgradiente utilizado en este trabajo.

En Guignard (2003) se menciona que a través de interfaces como GAMS, junto con el uso de sofisticados optimizadores, se pueden implementar esquemas de relajación y descomposición de manera provechosa, siendo esta, una alternativa que en muchos trabajos del estado del arte se está utilizando.

Por lo tanto es posible implementar algoritmos de alta complejidad como lo son *Relajación Lagrangeana*, *Descomposición de Benders*, *Generación de Columnas*, *Descomposición de Dantzig-Wolfe* y la *Descomposición Primal-Dual* como la que se propone en esta tesis.

Así pues, con la ayuda de GAMS, se pueden codificar estrategias de solución como las anteriormente mencionadas, permitiendo resolver problemas de tipo PEMNL, para lo cual se pueden utilizar optimizadores del tipo Programación Lineal (PL), Programación No Lineal (PNL) o Programación Entera Mixta Lineal PEML. Dichos optimizadores están en continua actualización, por lo que para la última versión de GAMS disponible, se consideran dentro de la frontera del estado del arte del desarrollo de algoritmos de optimización matemática.

Durante los últimos años, los optimizadores para problemas de tipo PL, PNL y PEML han logrado importantes avances, tal es el caso de CPLEX Kendrick (2007) para PL Y PEML y CONOPT (Drud (1994)) para PNL, los cuales resuelven problemas que hasta hace menos de una década eran imposibles de resolver.

Por otro lado, existen optimizadores de código abierto como los del proyecto *COIN-OR* (Computational Infrastructure for Operations Research) tales como *CLP* para LP, *CBC* para PEML, *IPOPT* para PNL y *COUENNE* para PEMNL. Una de

las ventajas que tienen estos optimizadores, es la posibilidad de modificar algunos parámetros internos de cada código y de esta manera adaptarlos al problema en particular.

Los optimizadores utilizados en esta tesis para resolver los subproblemas respectivos de cada estrategia de solución son los siguientes:

- *COUNNE* (Convex Over and Under Envelopes for Nonlinear Estimation) Bellotti (2009). Es un optimizador de código abierto para resolver problemas de tipo PEMNL convexos y no convexos; se basa en un algoritmo de Branch and Bound (B&B) complementado con rutinas para calcular aproximaciones lineales exteriores para los problemas no convexos.
- *CPLEX* Kendrick (2007). Son un conjunto de optimizadores que están diseñados para resolver problemas complejos y de gran escala. En este trabajo se utilizó para resolver los problemas de tipo PL y PEML. Los algoritmos en los que basa su funcionamiento son del tipo Branch & Cut (ramificación y corte).
- *CONOPT* Drud (1994). Es un optimizador diseñado para resolver problemas de tipo PNL que contengan funciones diferenciables y no diferenciables. Está basado en el algoritmo de gradiente reducido de Wolfe (Abadie & Carpentier (1969)).

Todos los modelos fueron resueltos en un procesador AMDTM Turion 64x2 TL-60 con 2 GHz de velocidad y 3Gb en memoria RAM.

6.3 COTAS LAGRANGEANAS

Inicialmente, se tuvo como objetivo encontrar una cota aproximada a la solución óptima, para este caso, como el problema es de minimización de costos, la cota obtenida mediante la *Relajación Lagrangeana* del problema original es una cota inferior del valor óptimo.

Se sabe que para funciones estrictamente convexas y diferenciables, el mínimo de la función objetivo del problema original con respecto a las variables de control es idéntico al máximo de la función lagrangeana con respecto a los *multiplicadores lagrangeanos*, sin embargo como el problema de *Programación de Unidades Térmicas* es no convexo, existe una diferencia entre estos valores denominada brecha de dualidad.

Según Rajakovic & Ruzic (1993), a medida que aumenta el tamaño del problema, la brecha de dualidad se reduce, de manera que la solución óptima del problema dual está muy cercana a la solución óptima del problema original, en muchos casos alrededor del 0.5 %.

El problema dual consiste en encontrar el máximo de la función lagrangeana con respecto a las variables duales (multiplicadores) y su minimización con respecto a las variables primales sujeto a las restricciones locales.

De esta manera, se tiene que si el problema es de la forma:

$$\min_x \{f(x) | Ax \leq b, Cx \leq d, x \in X\}$$

donde las restricciones $Ax \leq b$ se asumen como complicadas. Las restricciones $Cx \leq d$ se mantienen junto con X . Además, si λ es un vector de pesos no negativo llamado multiplicador lagrangeano se obtiene la RL del problema original:

$$(RL) = \min_x \{f(x) + \lambda(Ax - b) | Cx \leq d, x \in X\}$$

Y el problema de encontrar la mejor cota lagrangeana es conocido como el dual lagrangeano:

$$(DL) = \max_{\lambda \geq 0} v(RL_\lambda)$$

Este problema se encuentra en el espacio dual de los multiplicadores del vector λ , lo anterior, considerando que (RL_λ) es un problema en el espacio de soluciones de x .

Sin embargo, uno de los mayores inconvenientes al utilizar técnicas de Relajación Lagrangeana para problemas de gran escala es el elevado número de multiplicadores asociados a cada restricción dualizada, de tal manera que se debe tener un método eficiente que determine los valores de esos multiplicadores.

De otra manera, aunque los recursos computacionales disponibles sean sofisticados, la convergencia del proceso podría tardar demasiado y en algunos casos no encontrar una solución.

Para actualizar de manera eficiente dichos multiplicadores, utilizamos el método subgradiente Held et al. (1974), que está definido como el vector de incumplimientos de las restricciones relajadas.

Para obtener las Cotas Lagrangeanas del problema de Programación de Unidades Térmicas, se realizó la Descomposición Nodal presentada en el Capítulo 5, donde se relajan las restricciones de balance de potencia, reserva rodante y capacidad limitada de las líneas de transmisión.

Por otra parte, se obtuvo la Descomposición Temporal relajando las restricciones de acoplamiento temporal (ver Capítulo 5).

La actualización de los multiplicadores lagrangeanos se realizó mediante el método subgradiente, el cual tiene la siguiente formulación:

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \frac{s^k \epsilon_k (\eta^* - \eta^k)}{\|s^k\|^2}$$

Donde $\eta^* - \eta^k$ es la diferencia entre una solución factible del problema original (cota superior) y la cota lagrangeana obtenida hasta el momento (cota inferior).

El vector subgradiente se denota como s . Se considera un escalar ϵ_k ajustable entre el intervalo de 0 a 2. Este valor se puede ajustar según el número de iteraciones subgradientes que no producen mejora en la cota lagrangeana. Para determinar el criterio de paro del algoritmo, se pueden fijar el número de iteraciones o la variación absoluta de los multiplicadores durante iteraciones consecutivas.

Es importante mencionar que un criterio importante para decidir qué tipo de descomposición conviene más, es conocer la brecha de dualidad que generan las diferentes alternativas.

Para conocer esta información construimos y comparamos numéricamente las cotas lagrangeanas obtenidas mediante la Descomposición Temporal y Descomposición Nodal del problema de Programación de Unidades Térmicas.

En las tablas 6.2 y 6.3 se muestran los resultados de la Descomposición Nodal y Descomposición Temporal de los tres sistemas de prueba respectivamente. La desviación mostrada representa la diferencia entre la cota lagrangeana obtenida mediante la descomposición y el valor de la función objetivo obtenida mediante la solución del problema original mediante el optimizador COUENNE.

	RC	RL	Iteraciones		
Sistema	Desviación (%)	Desviación (%)	Subgradientes sin mejora	Tiempo	Subproblemas
IEEE-24	4.62	2.01	3	6'10"	24
IEEE-118	1.39	0.52	3	29'30"	118
SYS-104	0.05	0.12	2	21'10"	104

Tabla 6.2: Descomposición Nodal

	RC	RL	Iteraciones		
Sistema	Desviación (%)	Desviación (%)	Subgradientes sin mejora	Tiempo	Subproblemas
IEEE-24	4.62	0.32	5	24'15"	24
IEEE-118	1.39	0.49	5	6 h 18'	24
SYS-104	0.05	0.02	5	6 h 05'	24

Tabla 6.3: Descomposición Temporal

Después de analizar las tablas anteriores, se puede observar que la *Relajación Lagrangeana* (*Descomposición Nodal y Descomposición Temporal*) proporciona una cota inferior muy cercana al óptimo del problema, por lo que se considera una opción para obtener cotas para problemas de grandes dimensiones como la *Programación de Unidades Térmicas*.

La *Descomposición Temporal* proporciona las mejores *Cotas Lagrangeanas* (menores al 0.5%), pues cumple con todas las restricciones de sistema como balance de carga, reserva rodante y capacidad de flujo de las líneas, sin embargo los tiempos de solución se extienden al orden de horas.

Por otra parte, la descomposición por nodos obtiene *Cotas Lagrangeanas* de menor calidad pero en tiempos de cálculo del orden de minutos. Por lo que si uno de los objetivos de esta tesis es mejorar los tiempos de solución reportados en el estado del arte del problema, resulta consistente utilizar la *Descomposición Nodal* como el subproblema dual de la *Descomposición Primal-Dual*.

La gráficas 6.1, 6.2 y 6.3 muestran el comportamiento de la *Cota Lagrangeana* de la *Descomposición Nodal* para los sistemas IEEE-24, SIS-104 y el IEEE-118 respectivamente.

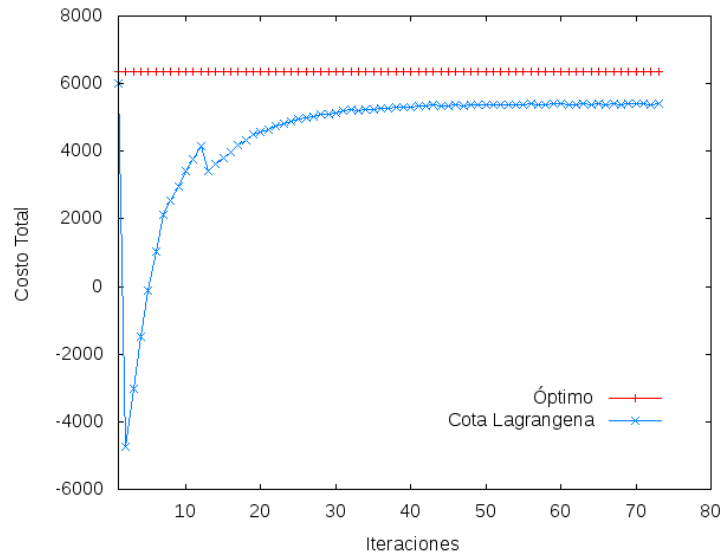


Figura 6.1: Relajación Lagrangeana del Sistema IEEE-24 nodos

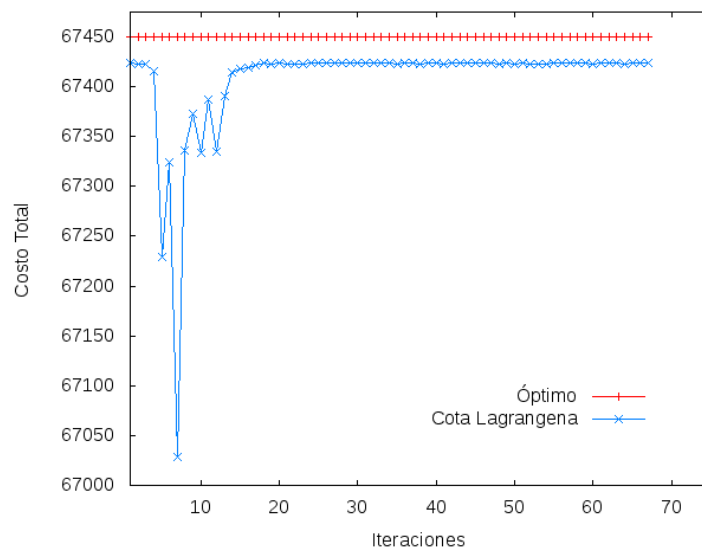


Figura 6.2: Relajación Lagrangeana del Sistema 104 nodos

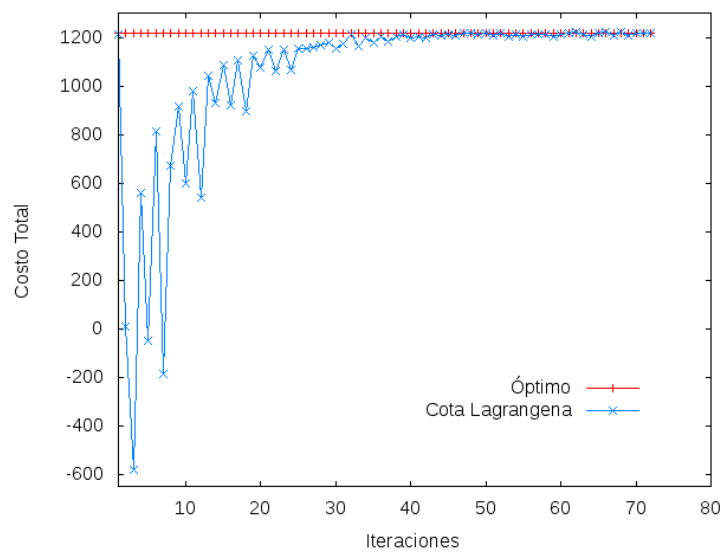


Figura 6.3: Relajación Lagrangeana del Sistema IEEE-118 nodos

Como se puede observar en las gráficas anteriores, en las primeras iteraciones, la *Cota Lagrangeana* (Función Dual) presenta un comportamiento oscilatorio, el cual posteriormente se estabiliza y alcanzan valores cercanos al óptimo.

En cuanto al *Método Subgradiente*, se puede mencionar que en la mayoría de los casos la mejor *Cota Lagrangeana* se obtiene disminuyendo el “*paso*” después de cinco “*iteraciones sin mejora*” de la función objetivo. Es importante señalar que una adecuada selección de multiplicadores como valores iniciales del algoritmo, genera grandes ahorros en el tiempo de solución.

Adicionalmente, se realizó la *Relajación Continua* de las variables binarias de los tres sistemas de prueba. En las tablas 6.2 y 6.3 se observa que los valores de los costos difieren a lo más en un 4.62% de los costos óptimos obtenidos mediante *COUENNE*. Con este tipo de relajación, los tiempos de cálculo se reducen de manera significativa al orden de segundos en los tres sistemas de prueba, sin embargo, una *Relajación Continua* del problema puede no tener sentido cuando se involucran un mayor número de restricciones donde las variables sean binarias. Por ende la *Relajación Continua* solo es recomendable para la rápida obtención de una cota inferior de la función objetivo del problema.

Finalmente, podemos comentar que uno de los inconvenientes de utilizar la *Relajación Lagrangeana* como esquema de solución del problema, es que la solución obtenida resulta infactible para el problema original, es decir, debido a la existencia de una brecha de calidad originada por la inclusión de variables enteras binarias en el modelo de *Programación de Unidades Térmicas*, se tiene que la solución obtenida mediante *Relajación Lagrangeana* no satisface a las restricciones del problema original.

Una manera de encontrar dicha solución, sería ajustando los niveles de generación (potencia activa) con los estados de acoplamiento conocidos, sin embargo, cuando se incluyen restricciones de transmisión de las líneas, esta tarea resulta bastante compleja.

6.4 DESCOMPOSICIÓN DE BENDERS

Como se explicó en el Capítulo 5, dada la complejidad del problema de *Programación de Unidades Térmicas* y a la inclusión de variables enteras binarias dentro del modelo matemático, usualmente se divide el problema original en dos subproblemas. El primero constituido por las variables enteras binarias de acoplamiento y encendido-apagado de las unidades generadoras, y otro subproblema de *Despacho Económico de Carga Multiperiodo* constituido por las variables continuas relativas al nivel de operación de las unidades generadoras y a los ángulos de tensión de los nodos de la red de transmisión.

El intercambio de información se realiza a través de los *Cortes de Benders*, en los cuales, el subproblema envía información de la calidad de las propuestas de encendido-apagado de las unidades generadoras sugeridas por el problema maestro. Este tipo de descomposición permite obtener una cota superior e inferior del costo mínimo de las centrales térmicas. Cuando la diferencia entre el valor de la función objetivo del subproblema y el problema maestro es menor a una tolerancia previamente especificada, el algoritmo termina.

Anteriormente se mencionó que para el caso de la *Programación de Unidades Térmicas*, la *Descomposición de Benders* requiere de ciertas condiciones de convexidad una vez fijadas las variables de acoplamiento. La restricción de *Balance de Potencia o Balance de Carga* 4.2 considera la pérdida de potencia activa modelada mediante una función coseno, lo cual origina no convexidades, sin embargo, Alguacil (2001) demostró que la diferencia de los ángulos de tensión en las barras es mínima, por lo que el valor de la función coseno es cercano a la unidad.

Después de aplicar este tipo de descomposición a los tres sistemas de prueba, corroboramos que el término coseno de las pérdidas de potencia no afecta numéricamente al proceso de convergencia del algoritmo.

Las gráficas 6.4, 6.5 y 6.6 muestran el comportamiento de la *Cota Inferior* y la *Cota Superior* obtenidas simultáneamente al aplicar la *Descomposición de Benders* a la *Programación de Unidades Térmicas*.

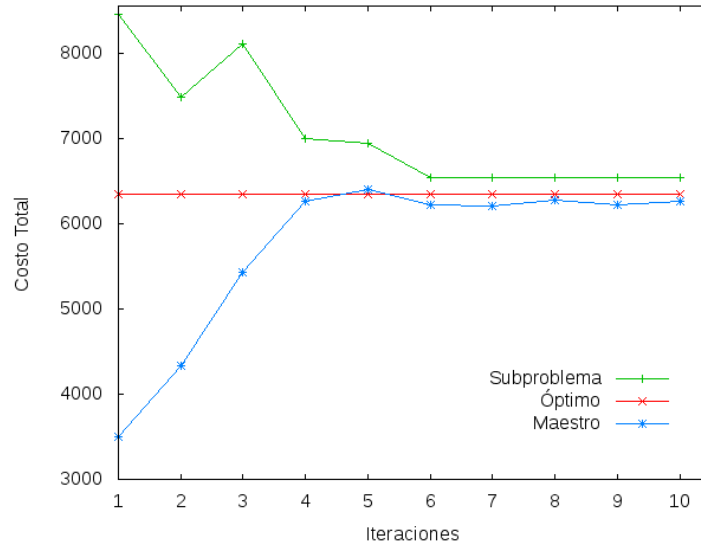


Figura 6.4: Descomposición de Benders del Sistema IEEE-24 Nodos

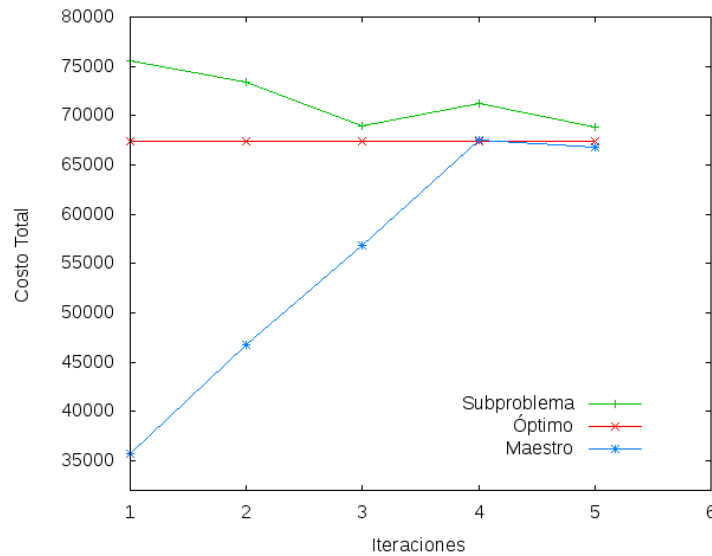


Figura 6.5: Descomposición de Benders del Sistema 104 Nodos

Como se aprecia en las gráficas anteriores, el comportamiento de la cota inferior de la *Descomposición de Benders* es creciente debido a que el problema maestro reconstruye los costos variables de operación mediante la adición en cada iteración

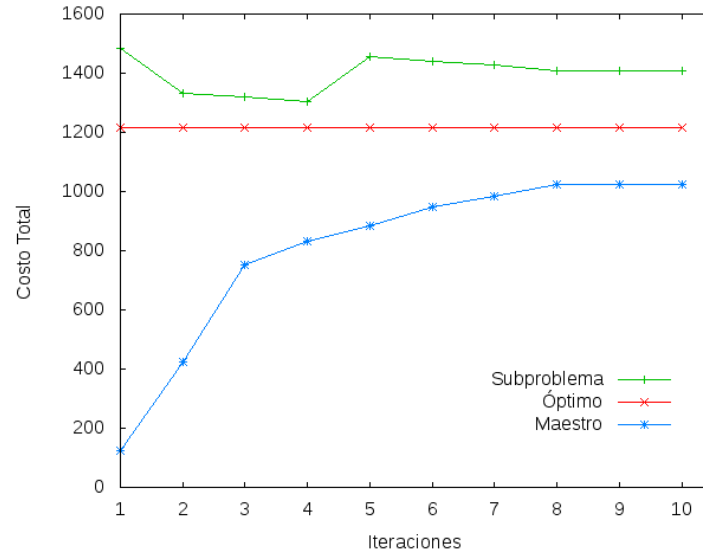


Figura 6.6: Descomposición de Benders del Sistema IEEE-118 Nodos

de restricciones que aproximan por debajo esta función. En otras palabras, el valor de la función objetivo del problema maestro puede incrementarse o permanecer igual a través de las iteraciones.

Por otra parte, en cuanto a la cota superior, lo único que se puede asegurar es que siempre deberá ser mayor que la inferior, ya que el subproblema de *Benders* es una instancia del problema original, y el algoritmo no está provisto de un mecanismo que la mejore en cada iteración.

6.5 DESCOMPOSICIÓN PRIMAL-DUAL

En este trabajo de tesis se desarrolló una estrategia novedosa para resolver la *Programación de Unidades Térmicas*, la cual está basada en la *Descomposición Primal-Dual del problema*. Dicha estrategia tiene como finalidad disminuir el tiempo de cálculo de la solución óptima del problema en sistemas de grandes dimensiones.

Así como en los algoritmos de *Descomposición de Benders* y de *Relajación Lagrangeana*, en este trabajo se desarrolló la implementación en GAMS del algoritmo de *Descomposición Primal-Dual*, del cual hasta el momento, no se presentan reportes

de su aplicación específica para el problema de *Programación de Unidades Térmicas*.

Originalmente, la *Descomposición Primal-Dual* está conformada por la Fase I donde se resuelven el subproblema primal y el subproblema dual, y la Fase II donde se resuelven los problemas maestros.

Dicho algoritmo utiliza pruebas de convergencia dual y primal para identificar mejoras en la cota inferior y superior respectivamente.

Cuando no se encuentran mejoras en dichas cotas o la solución de los subproblemas no resulta factible, entonces se inicia la Fase II y se resuelve un problema maestro que puede ser dual o primal. Sin embargo, la búsqueda de la solución de alguno de estos dos problemas maestros, requiere un esfuerzo computacional mayor al que se necesitaría resolviendo solo los subproblemas.

Los problemas maestros son problemas que acumulan cortes en cada iteración del algoritmo (ver *Apéndice C*). Cada corte está asociado a un multiplicador lagrangeano y por ende a un problema de optimización particular. Por lo tanto, los problemas maestros serán más difíciles de resolver después de cada iteración, ya que su región factible será cada vez más restringida e invariablemente el tiempo de solución requerido para encontrar la solución del problema original aumentará.

Es por ello que en esta tesis, se propone utilizar un optimizador de tipo PNL que resuelva los subproblemas primales y las pruebas de convergencia primal, así como otro optimizador de tipo PNLEM que resuelva el subproblema dual y las pruebas de convergencia dual, lo anterior con la finalidad de evitar recurrir a los problemas maestros en búsqueda de mejores soluciones.

Dichos optimizadores están disponibles en GAMS y tendrán como objetivo encontrar soluciones factibles que mejoren la cota superior y la cota inferior en cada iteración del algoritmo, evitando iniciar la Fase II. Esta implementación evitará tener que resolver un problema maestro de considerable complejidad, y tentativamente, disminuirá el tiempo de cálculo de la solución óptima.

De igual forma que en el algoritmo original de *Descomposición Cruzada*, las pruebas de convergencia servirán para identificar mejoras en la cota inferior y en la cota superior en cada solución obtenida por los optimizadores, de tal manera que se busque lograr la convergencia mediante el uso exclusivo de la Fase I.

6.5.1 ALGORITMO PROPUESTO DE LA DESCOMPOSICIÓN PRIMAL-DUAL

Asumiendo que el problema a resolver tiene una solución óptima finita y considerando las condiciones C_2 , C_1 del Apéndice C, se propone el siguiente algoritmo de *Descomposición Primal-Dual*:

PASO 1: Fijar el contador de iteraciones $k = 1$. Fijar la Cota Superior $CS = +\infty$ y la Cota Inferior $CI = -\infty$. Seleccionar la tolerancia para la convergencia del algoritmo $\varepsilon \geq 0$. Obtener un punto inicial y^1 .

PASO 2: Aplicar la prueba de convergencia primal *PCP* para $y = \hat{y}$ (es decir, para la y actual excepto para la y^1 , para el caso del punto inicial ir al PASO 3). Si la *PCP* es cumplida, ir al PASO 3. En otro caso, ir al PASO 4.

PASO 3: Resolver el subproblema primal para $y = \hat{y}$. El subproblema primal tiene un valor objetivo óptimo \hat{P} , una solución \hat{x} y el vector multiplicador $\hat{\mu}_1$. Actualizar la $CS = \min_y \hat{P}$. Si $|CS - CI| \leq \varepsilon$ se termina el algoritmo. En otro caso, ir al PASO 5.

PASO 4: Utilizar el optimizador especializado PNL para encontrar una solución factible y que mejore la CS a partir de la última solución obtenida. La solución óptima proporciona $\hat{\mu}'_C$, $\hat{\mu}_1$, $\hat{\mu}'_C$ es una cota superior solo si el problema original es convexo. Actualizar la $CS = \hat{\mu}'_C$. Ir al PASO 6.

PASO 5: Aplicar la prueba de convergencia dual *PCD* para $\mu_1 = \hat{\mu}_1$. Si la *PCD* es cumplida ir al PASO 6. En otro caso, ir al PASO 7.

PASO 6: Resolver el subproblema dual para $\mu_1 = \hat{\mu}_1$. La solución proporciona

\hat{D} , \hat{x} , \hat{y} . Actualizar la cota inferior asumiendo que el subproblema dual es convexo $CI = \max\{CI, \hat{D}\}$. Si $|CS - CI| \leq \varepsilon$ se termina el algoritmo. En otro caso, fijar $k = k + 1$, $y^{k+1} = \hat{y}$ y regresar al PASO 2.

PASO 7: Utilizar el optimizador especializado PNLEM para encontrar una solución factible y que mejore la CI a partir de la última solución obtenida. La solución óptima proporciona \hat{y} y $\hat{\mu}_C$. $\hat{\mu}_C$ Es una cota inferior del problema original. Actualizar la $CI = \hat{\mu}_C$. Si $|CS - CI| \leq \varepsilon$ se termina el algoritmo. En otro caso, fijar $k = k + 1$, $y^{k+1} = \hat{y}$ y regresar al PASO 3.

La Figura 6.7 esquematiza el algoritmo de Descomposición Primal-Dual propuesto.

La tabla 6.4 muestra un comparativo entre las estrategias implementadas, señalando los tiempos de solución y la desviación de los valores de la función objetivo con respecto a la solución obtenida resolviendo directamente el problema de Programación de Unidades Térmicas mediante el optimizador COUENNE.

Sistema	Descomposición Cruzada		Descomposición de Benders		Relajación Lagrangeana	
	Desviación (%)	Tiempo (minutos)	Desviación (%)	Tiempo (minutos)	Desviación (%)	Tiempo (minutos)
IEEE-24	0.84	15'	1.28	36'	14.82	0.6'
SYS-104	Óptimo	23'	0.89	65'	0.03	29'
IEEE-118	0.46	25'	15.6	54'	0.04	21'

Tabla 6.4: Tabla Comparativa de las Estrategias de Solución

Los tiempos de cálculo obtenidos con la *Relajación Lagrangeana* son los más competitivos, sin embargo las soluciones obtenidas resultan infactibles para el problema original, ya que existe una brecha de dualidad atribuible a las variables enteras binarias.

En cuanto a la *Descomposición de Benders* se puede decir que dichas variables enteras no producen brecha de dualidad, ya que el problema original es dividido

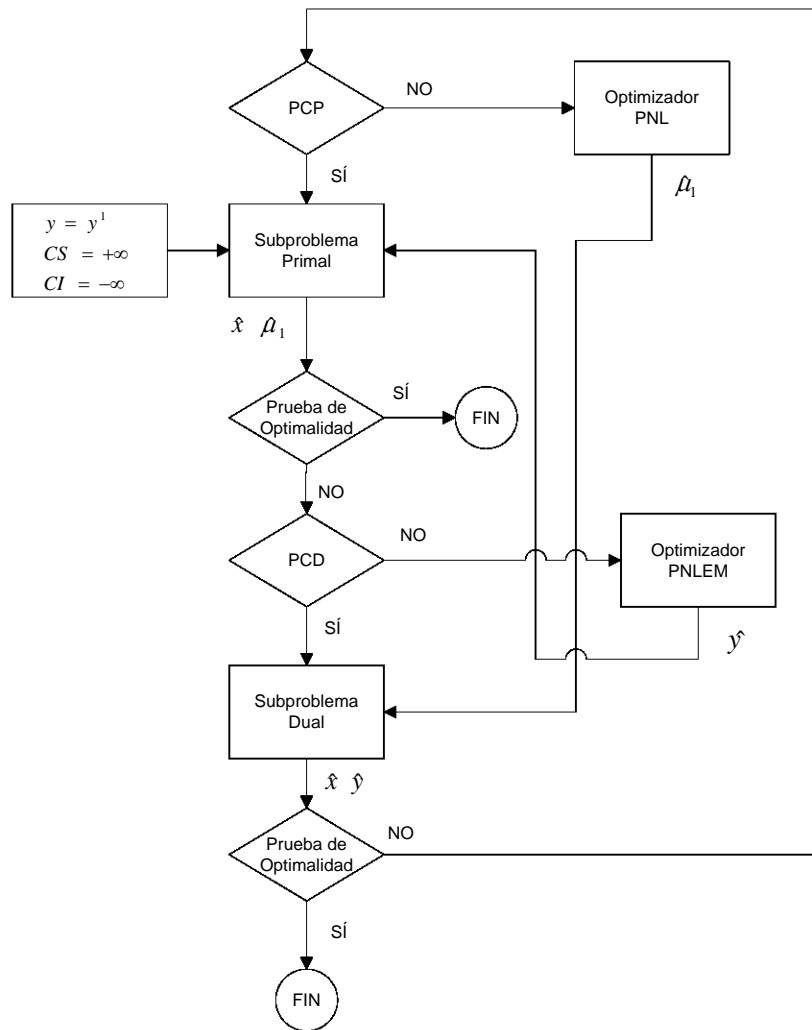


Figura 6.7: Algoritmo de la Descomposición Primal-Dual.

en dos subproblemas, el problema maestro que es de tipo PEML y el subproblema primal que es de tipo PNL.

Se puede apreciar que la desviación de las cotas de la función objetivo, en promedio, son menores en la estrategia de *Descomposición Primal-Dual* propuesta. Los niveles de generación de potencia son factibles para el problema original ya que el algoritmo está dotado de pruebas de convergencia que aseguran dicha factibilidad.

La tabla 6.5 muestra el tiempo de solución y el número de iteraciones necesarias

para encontrar la solución según la técnica empleada. La utilización de algoritmos especializados ubicados en la frontera del estado del arte, da como resultado que la estrategia propuesta necesite un menor número de iteraciones para satisfacer el criterio de convergencia, el cual fue fijado en 2 % respecto a la solución obtenida por el optimizador COUENNE.

En los casos donde la desviación fue mayor al 2 %, se puede observar gráficamente, que los optimizadores no mejoraban las cotas con el paso de las iteraciones, por lo que el proceso fue interrumpido.

Sistema	Descomposición Cruzada		Descomposición de Benders		COUENNE
	Iteraciones	Tiempo (minutos)	Iteraciones	Tiempo (minutos)	Tiempo (minutos)
IEEE-24	6	15'	10	36'	57'
SYS-104	3	23'	5	65'	92'
IEEE-118	8	25'	10	54'	62'

Tabla 6.5: Tiempos de solución y número de iteraciones de las estrategias de descomposición.

Las gráficas 6.8, 6.9 y 6.10 muestran el comportamiento de la cota inferior y superior del valor óptimo obtenido directamente por el optimizador COUENNE después de implementar la estrategia primal-dual en los tres sistemas de prueba.

Para los sistemas de prueba IEEE-24 y SIS-104, se puede observar que a partir de la tercera iteración los valores de la cota inferior y superior son casi iguales, lo que demuestra un buen comportamiento de la estrategia propuesta.

Es importante recordar que la solución del subproblema dual es una cota inferior válida solo si dicho subproblema es convexo. Por el contrario, la solución del subproblema primal es una cota superior totalmente válida.

Teóricamente, en la *Descomposición Primal-Dual* la cota superior es monotónica no creciente y la cota inferior es monotónica no decreciente. Este comportamiento

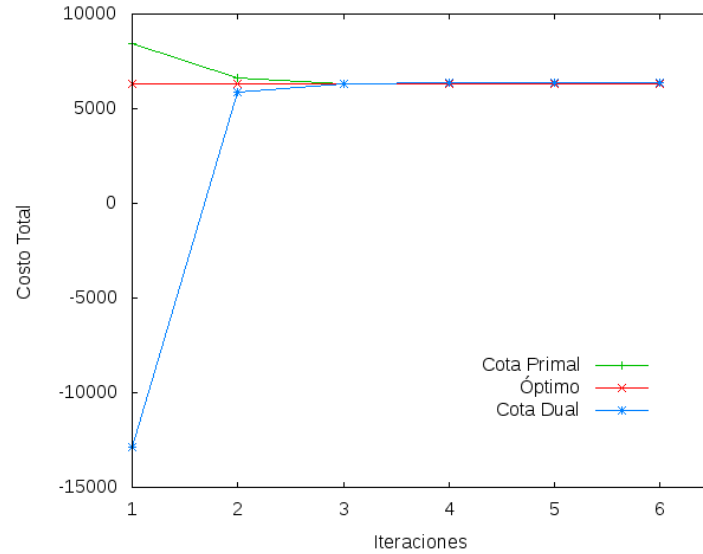


Figura 6.8: Descomposición Primal-Dual del Sistema IEEE-24 Nodos

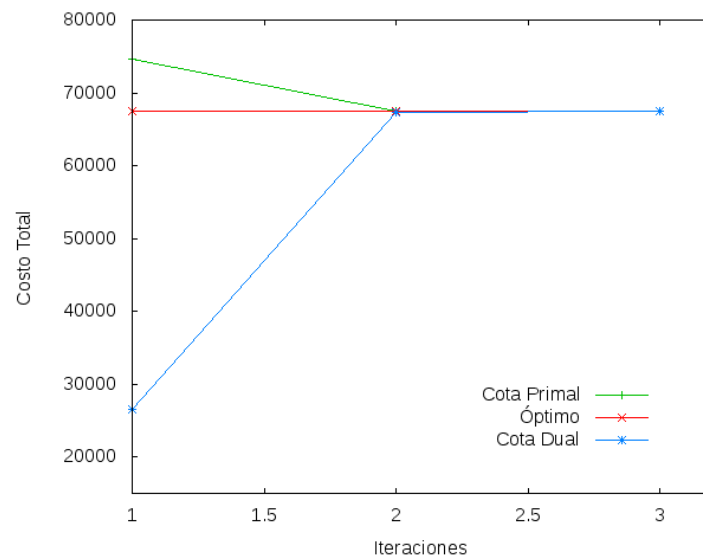


Figura 6.9: Descomposición Primal-Dual del Sistema 104 Nodos

es mostrado en las gráficas 6.8 y 6.9, sin embargo en la gráfica 6.10 correspondiente al sistema IEEE-118, se puede apreciar que ambas cotas no cumplen con las afirmaciones anteriores. Este comportamiento se aprecia solo en una iteración; los optimizadores obtenían soluciones factibles que no cumplían con las pruebas de convergencia primal o dual, lo que originaba que las cotas no tuvieran un comportamiento monotónico, es decir, no hubiera mejora en las cotas. Sin embargo, en este

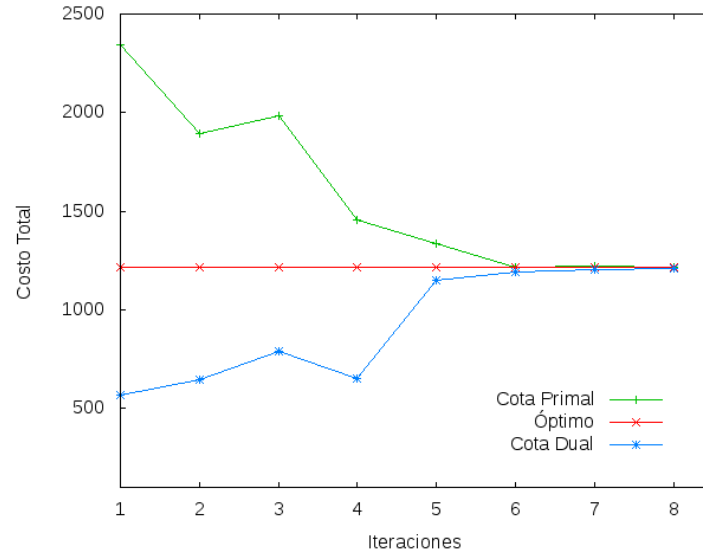


Figura 6.10: Descomposición Primal-Dual del Sistema IEEE-118 Nodos

caso, se dejó continuar una iteración más para observar el comportamiento subsecuente. Así pues, en las siguientes iteraciones se logró cumplir con el criterio de convergencia.

De lo anterior se deduce que anular la Fase II de los problemas maestros incide en el comportamiento monótonico de las cotas, lo que representa una deficiencia de la estrategia propuesta. Finalmente, en el *Apéndice B* son presentados los resultados obtenidos, los cuales corresponden a las siguientes variables de decisión:

- Potencia de salida $t_j(k)$
- Variable de encendido-apagado $y_j(k)$
- Variable de acoplamiento $v_j(k)$
- Ángulo del voltaje de los nodos $\delta_n(k)$

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES,
APORTACIONES Y TRABAJO A
FUTURO

7.1 CONCLUSIONES

Tomando en cuenta que uno de los objetivos del programa doctoral es contribuir al conocimiento mediante la solución de problemas reales de la ingeniería, la motivación inicial de esta tesis se originó debido a la necesidad de proponer una alternativa de solución a problemas de gran escala como el caso de la *Programación de Unidades Térmicas*.

Dicho problema no es nuevo, sin embargo con el paso de los años y con la evolución y crecimiento de los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica, el problema se ha convertido en un reto, ya que la modelación de sistemas reales implica el manejo de miles de variables y miles de restricciones.

Como se mencionó anteriormente, el problema es catalogado como un problema NP-Duro, lo que significa que hasta el momento, para sistemas de grandes dimensiones, no hay técnica exacta que matemáticamente asegure la convergencia hacia la solución óptima.

Sin embargo, en la práctica, el problema tiene que ser resuelto de manera aproximada, dando pie a la aplicación desde estrategias triviales hasta novedosas y sofisticadas técnicas de optimización.

En esta tesis, se aborda la *Programación de Unidades Térmicas* como un problema de optimización del tipo Programación No Lineal Entero Mixto (PNLEM), que incluye variables enteras binarias para modelar el encendido-apagado de las unidades de generación térmicas, así como funciones no lineales que modelan la función de costos de generación y los flujos de potencia.

Como se mostró en el *Capítulo 3*, el análisis del estado del arte reveló que son muy pocos los trabajos que abordan el problema modelado como PNLEM, ya que la naturaleza de estos problemas no asegura la obtención de un plan óptimo de generación en tiempos de cálculo razonables mediante su solución directa. Por lo anterior, resulta conveniente el uso de técnicas de descomposición que simplifiquen el problema. De tal manera que en esta tesis se propone una estrategia de solución basada en la *Descomposición Cruzada Generalizada*.

La *Descomposición Cruzada Generalizada (DCG)*, también conocida como *Descomposición Primal-Dual*, utiliza dos fases para resolver el problema. La Fase I de los problemas maestros y la Fase II de los subproblemas primal y dual. Sin embargo, este planteamiento original considera la solución iterativa de un problema maestro de considerable complejidad.

Considerando que uno de los objetivos de este trabajo era disminuir los tiempo de cálculo para la obtención de la solución óptima, se propuso sustituir la Fase II de los problemas maestros mediante la utilización y aprovechamiento de optimizadores especializados para la búsqueda de soluciones factibles que mejoraran la cota inferior y superior en cada iteración del algoritmo, lo anterior sin necesidad de formular un problema maestro.

Así pues, la estrategia propuesta obtiene la solución mediante la iteración entre el subproblema dual y el subproblema primal (Fase II del algoritmo de *DCG*),

valiéndose de pruebas de convergencia primal y dual para asegurar la mejora progresiva de la cota superior e inferior respectivamente.

El subproblema dual se formuló como uno del tipo PNLEM y el subproblema primal como uno de tipo Programación No Lineal (PNL).

La estrategia propuesta se aplicó a tres sistemas de prueba de diferentes dimensiones. Los resultados obtenidos muestran que el comportamiento de la *Descomposición Primal-Dual* utilizando únicamente la Fase II es satisfactorio.

Sin embargo, es importante señalar que para algunas iteraciones de un caso analizado, el comportamiento de las cotas no fue monotónico, es decir las soluciones obtenidas mediante los optimizadores no cumplieron con las pruebas de convergencia, lo cual evidencia una deficiencia de la estrategia propuesta. No obstante, en iteraciones posteriores las cotas fueron mejoradas.

Dicho comportamiento observado, pudiera aumentar los tiempos de cálculo para problemas de dimensión y complejidad mayor.

Finalmente, del trabajo realizado y los resultados obtenidos se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La *Descomposición Primal-Dual* propuesta es una técnica adecuada para disminuir el tipo de cálculo de la solución óptima del problema de *Programación de Unidades Térmicas*. En los tres sistemas de prueba utilizados, se logró la convergencia.
- Las cotas obtenidas mediante la estrategia propuesta son generalmente mejores que la *Descomposición de Benders* y la *Relajación Lagrangeana*.
- La *Descomposición Primal-Dual* resuelve el problema de *Programación de Unidades Térmicas* en tiempos de cálculo menores a los obtenidos utilizando el optimizador *COUENNE* de manera directa.
- La implementación de la estrategia propuesta en GAMS, permite utilizar diver-

idad de optimizadores especializados según el tipo de programación matemática que se ocupe, sin necesidad de modificar el modelo.

7.2 APORTACIONES

La principal aportación de esta tesis radica en la propuesta de una estrategia de descomposición que no utilice el problema maestro en su esquema de solución, ya que a la hora de resolver problemas de grandes dimensiones, la limitación más importante de los procesos de descomposición es la resolución de dicho problema maestro. El problema maestro es sustituido por optimizadores especializados encargados de encontrar soluciones factibles y mejoras en las cotas en cada iteración del algoritmo.

Es importante señalar que hasta el desarrollo de este trabajo, no se encontraron reportes de la aplicación específica de la *Descomposición Primal-Dual* al problema de la *Programación de Unidades Térmicas*.

Otra aportación consiste en la implementación de la estrategia propuesta en un lenguaje de modelación algebraica como GAMS, lo cual permite explotar el constante desarrollo de algoritmos de optimización para los diferentes tipos de programación matemática. Así mismo, esta implementación nos permite realizar un Benchmarking o comparación del desempeño de diversos optimizadores. Existen algunos casos donde algunos optimizadores funcionan de mejor manera que otros, entonces el desempeño de los optimizadores dependerá en específico del problema que se este tratando.

7.3 TRABAJO A FUTURO

A partir de los resultados de esta tesis se proponen los siguientes trabajos futuros:

- Implementar la estrategia propuesta en un entorno GRID bajo GAMS, con la finalidad de aprovechar el cómputo en paralelo para la solución de los subproblemas.
- Desarrollo de una herramienta de aplicación que permita resolver de manera más eficiente el subproblema primal (Flujos óptimos de Potencia) como es el programa comercial Power System Simulation for Engineering (PSS/E) e intercambie información con la solución del subproblema dual obtenida mediante optimizadores del tipo PNLEM de GAMS.
- Utilizar un modelado más preciso que contemple un Despacho Económico de Carga en AC.
- Considerar la incorporación de la producción de otras fuentes de generación eléctrica como la hidráulica, eólica entre otras, así como una demanda estocástica.

7.4 PUBLICACIONES Y PARTICIPACIONES EN CONGRESOS

La investigación efectuada en el desarrollo de esta tesis ha dado lugar a las siguientes publicaciones y participaciones en congresos internacionales:

PUBLICACIONES

- Marmolejo J.A., Litvinchev I., Aceves R., and Ramírez J.M, “*Multiperiod Optimal Planning of Thermal Generation Using Cross Decomposition*”. Aceptado para su publicación en Journal of Computer and Systems Sciences International. Optimization Methods.

CONGRESOS INTERNACIONALES

- Marmolejo J.A., Litvinchev I., Aceves R. “*Operación Económica de Sistemas Termoeléctricos*”. VI Congreso Internacional en Innovación y Desarrollo Tecnológico. CIINDET. Octubre de 2008. Cuernavaca, Morelos.
- Marmolejo J.A., Litvinchev I., Aceves R. “*Programación Multiperiodo de Unidades Térmicas*”. Congreso Latino Iberoamericana de Investigación de Operaciones, CLAIO. Septiembre 2008. Cartagena de Indias, Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

- Abadie, J. & Carpentier, J. (1969). *Generalization of the Wolfe Reduced Gradient Method to the case of Nonlinear Constraints, in Optimization*. Academic Press.
- Al-Agtash, S. & Renjeng, S. (1998). Augmented lagrangian approach to hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(4), 1392–1400.
- Alguacil, N. (2001). *Modelo Multiperiodo de Explotación Generación-Red de un Sistema Hidrotérmico de Producción de Energía Eléctrica mediante Técnicas Anidadas de Descomposición*. PhD thesis, Universidad de Castilla-La Mancha.
- Alguacil, N. & Conejo, A. (2000). Multiperiod optimal power flow using benders decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1), 196–201.
- Arroyo, J. & Conejo, A. (2000). Optimal response of a thermal unit to an electricity spot market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 1098–1104.
- Belotti, P. (2009). *Couenne: a user's manual*. Technical report, Lehigh University.
- Carpentier, J. (1979). Optimal power flows. *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, 1(1), 3–15.
- Cerisola, S. & Ramos, A. (2002). Benders decomposition for mixed-integer hydrothermal problems by lagrangean relaxation. In *14th Power Systems Computation Conference* Sevilla, España.
- CFE (1975). *Estudio del desarrollo a largo plazo de los sistemas electricos de México*, volume 1. Departamento de estudios del desarrollo de sistemas.

- Chao-An, L., Svoboda, A., Chung-Li, T., Johnson, R. B., & Hsu, E. (1997). Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(2), 764–769.
- Charman, A., Bhavaraju, M., & Billinton, R. (1979). Ieee reliability test system. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, 98(6), 2047–2054.
- Conejo, A., Castillo, E., Minguez, R., & Garcia-Bertrand, R. (2006). *Decomposition Techniques in Mathematical Programming*. Springer.
- Diniz, A., Sagastizabal, C., & Maceira, M. (2007). Assessment of lagrangian relaxation with variable splitting for hydrothermal scheduling. In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE* (pp. 1–8).
- Drud, A. (1994). Conopt - a large scale grg code. *ORSA Journal of Computing*, 6(2), 207–216.
- Floudas, C. (1995). *Nonlinear and mixed-integer optimization: Fundamentals and applications*. Oxford Univ. Press.
- Geoffrion, A. M. (1972). Generalized benders decomposition. *Journal of Optimization Theory and Applications*, 10(4), 237–260.
- Gil, E., J., B., & Rudnick, H. (2003). Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4), 1256–1264.
- Granada, M., Rider, M., Mantovani, J., & Shahidehpour, M. (2008). Multi-areas optimal reactive power flow. In *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES* (pp. 1–6).
- Guignard, M. (2003). Lagrangean relaxation. *Top*, 11(2), 151–228.
- Guignard, M. & Yan, H. (1993). *Structural decomposition methods for dynamic multi-hydropower plant optimization*. Technical report, Operations and Information Management Department, University of Pennsylvania.

- Guo, S., Guan, X., & Zhai, Q. (2005). The necessary and sufficient conditions for determining feasible solutions to unit commitment problems with ramping constraints. In *Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE* (pp. 344–349 Vol. 1).
- Habibollahzadeh, H. & Bubenko, J. A. (1986). Application of decomposition techniques to short-term operation planning of hydrothermal power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, 1(1), 41–47.
- Held, M., Wolfe, P., & Crowder, H. P. (1974). Validation of subgradient optimization. *Mathematical Programming*, 6(1), 62–88.
- Holmberg, K. (1990). On the convergence of cross decomposition. *Mathematical Programming*, 47(1–3), 269–296.
- Holmberg, K. (1992). Generalized cross decomposition applied to nonlinear integer programming problems: duality gaps and convexification in parts. *Optimization*, 23(4), 341–356.
- Jiménez, R. N. & Conejo, A. J. (1999). Short-term hydro-thermal coordination by lagrangian relaxation: solution of the dual problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1), 89–95.
- Johnson, R., Happ, H., & Wright, W. (1971). Large scale hydro-thermal unit commitment-method and results. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-90(3), 1373–1384.
- Kendrick, B. D. (2007). *GAMS-The solver's manual*. Washington.
- Lai, S.-Y. & Baldick, R. (1999). Unit commitment with ramp multipliers. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 14(1), 58–64.
- Lakshminarasimman, L. & Subramanian, S. (2006). Short-term scheduling of hydrothermal power system with cascaded reservoirs by using modified differential evolution. *IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution*, 153(6), 693–700.

- Laothumyingyong, N. & Damrongkulkamjorn, P. (2010). Security-constrained unit commitment using mixed-integer programming with benders decomposition. In *Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2010 International Conference on* (pp. 626–630).
- Lee, F. (1988). Short-term thermal unit commitment—a new method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(2), 421–428.
- Liang, R. H. & C., K. F. (2000). Thermal generating unit commitment using an extended mean field annealing neural network. *IEE Proceedings— Generation, Transmission and Distribution*, 147(3), 164–170.
- McCarl, B., Meeraus, A., Eijk, P. v., Busieck, M., Dirkse, S., & Steacy, P. (2009). *McCarl Expanded GAMS User’s Guide*. GAMS Development Corporation.
- Nallasivan, C., Suman, D. S., Henry, J., & Ravichandran, S. (2006). A novel approach for short-term hydrothermal scheduling using hybrid technique. In *Power India Conference, 2006 IEEE* New Delhi, India.
- Naresh, R. & Sharma, J. (2000). Hydro system scheduling using ann approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1), 388–395.
- Orero, S. O. & Irving, M. R. (1998). A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2), 501–518.
- Ouyang, Z. & Shahidehpour, S. (1990). Short term unit commitment expert system. *Electric Power Systems Research*, 18(1), 1–13.
- Ouyang, Z. & Shahidehpour, S. (1991). An intelligent dynamic programming for unit commitment application. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 1203–1206.
- Pereira, M. V. F. & Pinto, L. M. V. G. (1983). Application of decomposition techniques to mid- and short-term scheduling of hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, PAS-102(11), 3611–3618.

- Peter, B. L., D., Z., & Tomastik, R. N. (1998). An algorithm for solving the dual problem of hydrothermal scheduling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2), 593–600.
- Rajakovic, N. & Ruzic, S. (1993). Sensitivity analysis of an optimal short term hydro-thermal schedule. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3), 1235–1241.
- Rajan, C. C. A., Mohan, M. R., & Manivannan, K. (2003). Neural-based tabu search method for solving unit commitment problem. *IEE Proceedings– Generation, Transmission and Distribution*, 150(4), 469–474.
- Ramos, A. & Cerisola, S. (1999). Un modelo de coordinación hidrotérmica de corto plazo mediante descomposición anidada estocástica de benders. In *VI Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica* (pp. 149–156). Lisboa, Portugal.
- Río García, J. C., Bayon Arnau, L., & Loredó Fernández, E. (2000). El problema de la coordinación hidrotérmica en el nuevo mercado eléctrico. *Revista CEPADE*, 23(12), 120–126.
- Rosenthal, R. (2010). *GAMS - A User's Guide*. GAMS Development Corporation.
- Ruzic, S. & Rajakovic, N. (1991). A new approach for solving extended unit commitment problem. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 6(1), 269–277.
- Salam, M., Hamdan, A., & Nor, K. (1991). Integrating an expert system into a thermal unit-commitment algorithm. *IEE Proceedings– Generation, Transmission and Distribution*, 138(6), 553–559.
- Salam, M. S., Nor, K., & Hamdam, A. R. (1998). Hydrothermal scheduling based lagrangian relaxation approach to hydrothermal coordination. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(1), 226–235.
- Shaw, J. J., Gendron, R. F., & Bertsekas, D. P. (1985). Optimal scheduling of large hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, PAS-104(2), 286–294.

- Sheble, G. & Fahd, G. (1994). Unit commitment literature synopsis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 128–135.
- Shin-Yeu, L., Yu-Chi, H., & Ch'i-Hsin, L. (2004). An ordinal optimization theory-based algorithm for solving the optimal power flow problem with discrete control variables. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 276–286.
- Sinha, N., R., C., & Chattopadhyay, P. K. (2002). Fast evolutionary programming techniques for short-term hydrothermal scheduling. *IEEE Power Engineering Review*, 22(11), 60–60.
- Soares, S., Lyra, C., & Tavares, H. (1980). Optimal generation scheduling of hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, PAS-99(3), 1107–1118.
- Soares, S. & Ohishi, T. (1995). Hydro-dominated short-term hydrothermal scheduling via a hybrid simulation-optimisation approach: a case study. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 142(6), 569–575.
- Tong, S. & Shahidehpour, S. (1990). An innovative approach to generations scheduling in large-scale hydro-thermal power systems with fuel constrained units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(2), 665–673.
- Tong, S. & Shahidehpour, S. (1991). A heuristic short-term unit commitment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 1210–1216.
- Tseng, C. (1996). *On Power System Generation Unit Commitment Problems*. PhD thesis, UC Berkeley.
- Van Roy, T. J. (1983). Cross decomposition algorithm for mixed integer programming. *Mathematical Programming*, 25(1), 40–46.
- Van Roy, T. J. (1986). A cross decomposition algorithm for capacitated facility location. *Operations Research*, 34(1), 145–163.

- Wang, C. & Shahidehpour, S. M. (1993). Power generation scheduling for multi-area hydro-thermal systems with tie line constraints, cascaded reservoirs and uncertain data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3), 1333–1340.
- Wong, K. P. & Wong, Y. W. (1994). Short-term hydrothermal scheduling part. i. simulated annealing approach. *IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution*, 141(5), 497–501.
- Wood, A. & Wollenberg, B. (1996). *Power Generation, operation and control*. John Wiley and Sons.
- Yan, H., Luh, P., & Zhang, L. (1994). Scheduling of hydrothermal power systems using the augmented lagrangian decomposition and coordination technique. In *American Control Conference, 1994*, volume 2 (pp. 1558–1562 vol.2).
- Yan, H., Luh, P. B., Guan, X., & Rogan, P. M. (1993). Scheduling of hydrothermal power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3), 1358–1365.

APÉNDICE A

RESULTADOS OBTENIDOS
UTILIZANDO EL
OPTIMIZADOR COUENNE

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los tres sistemas de pruebas utilizados.

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
g2	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
g3	-	-	-	-	-	-	-	-	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	-	-
g4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	-
g5	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
g6	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
g7	0,76	-	-	-	-	-	-	-	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	-	-
g8	-	-	-	-	-	-	-	-	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	-	-
g9	-	-	-	-	-	-	0,90	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	1,00	1,00	1,00	0,99	0,97	0,94	1,00	-
g10	-	-	-	-	-	-	0,90	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	1,00	1,00	1,00	0,99	0,97	0,94	1,00	-
g11	-	-	-	-	-	-	0,90	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	1,00	1,00	1,00	0,99	0,97	0,94	-	-
g12	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
g13	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
g14	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
g21	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
g22	1,55	1,55	-	-	-	-	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
g23	-	-	-	-	-	-	-	1,89	1,66	1,72	1,72	1,66	1,66	1,66	1,48	1,57	1,70	1,80	1,80	1,72	1,29	-	-	-
g24	2,30	1,93	2,30	2,29	2,29	2,30	2,34	3,75	3,30	3,42	3,42	3,30	3,30	3,30	2,93	3,12	3,38	3,57	3,57	3,42	2,58	1,72	1,91	1,93
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,50	0,50	-	-	-	-	-
g28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,50	0,50	-	-	-	-	-
g31	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
g32	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
g33	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50

Tabla A.1: Niveles de generacion para el sistema IEEE-24

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g7	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g15	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g22	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla A.2: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-24

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24	
g1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
g2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g3	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g4	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g7	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g8	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g9	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g10	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g11	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g13	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g14	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g21	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g22	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g23	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g24	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g31	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g32	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g33	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla A.3: Arranque de los generadores para el sistema IEEE-24

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N1	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,0
N2	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,0
N3	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-2,9
N4	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,0
N5	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,0
N6	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,0
N7	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-3,0	-3,1
N8	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
N9	-2,9	-2,9	-3,0	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-2,9
N10	-2,9	-2,9	-3,0	-2,9	-2,9	-3,0	-3,1	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-2,9
N11	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,8
N12	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-2,9	-2,8
N13	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,7
N14	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-3,0	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,0	-2,8
N15	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-3,0	-2,8	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,1	-3,0	-2,8
N16	-2,7	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-2,8	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,8
N17	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-3,0	-2,8	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,8
N18	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-3,0	-2,8	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,1	-3,0	-2,8
N19	-2,7	-2,7	-2,8	-2,7	-2,7	-2,8	-2,9	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,7
N20	-2,6	-2,6	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,8	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,6
N21	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,1	-3,0	-2,8
N22	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-2,9	-2,8	-2,8	-2,9	-3,0	-3,1	-3,0	-2,8
N23	-2,6	-2,6	-2,7	-2,6	-2,6	-2,7	-2,8	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,6
N24	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-2,8

Tabla A.4: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-24

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
g4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
g5	2,1	0,9	0,6	0,6	0,6	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
g6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
g7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	1,6	-	-	-	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	-	-
g8	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
g9	1,6	-	-	-	-	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
g10	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
g11	1,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
g12	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	0,3	0,3	1,4	1,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,4	1,4	1,4	1,3	0,3	0,3
g13	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
g14	0,7	-	-	-	-	-	0,7	0,7	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
g15	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
g16	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
g17	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
g19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	0,6	-	-	-
g20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	3,1	3,1	3,1	1,5	1,5	-
g21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,8	1,8	1,6	-	-
g22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	-	-
g23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-	-	-	-
g24	1,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
g25	2,7	2,7	1,9	1,0	1,1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
g26	2,7	2,7	1,0	1,0	1,0	1,1	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	-	-	-
g28	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
g29	1,1	0,8	-	-	-	-	0,8	4,5	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
g30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7	-	-	-	-	-	0,7	-	-	-	-
g31	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	2,7	2,2	1,4	1,4	-
g32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,3	1,3	-	-	-	-
g33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0	2,0	-	-	-	-
g35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7	1,7	-	-	-
g36	-	-	-	-	-	-	-	2,5	3,3	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	4,4	4,4	4,7	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,0	2,5
g37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla A.5: Niveles de generacion para el sistema SIS-104

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g40	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
g41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	1,4	1,4	-	-	-	-	-	-	1,4	1,4	1,4	-	-
g42	3,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,6	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g43	-	-	-	-	-	-	2,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g44	-	-	-	-	-	-	-	2,9	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g45	-	-	-	-	-	-	2,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g46	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
g47	3,3	3,3	2,6	1,2	1,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g48	0,9	-	-	-	-	-	-	0,9	2,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	2,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	0,9
g49	3,3	3,3	0,9	0,9	0,9	1,9	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g50	3,3	1,6	0,9	0,9	0,9	0,9	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g51	0,9	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	0,9	3,1	3,3	3,3	3,1	0,9	0,9	0,9	2,1	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	0,9
g52	1,1	0,8	0,4	0,4	0,4	0,4	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
g53	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
g54	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
g55	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
g56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
g57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4	-	-	-
g58	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	-	-	-	-	1,4	1,7	2,4	2,3	1,4	-
g59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	-
g60	-	-	-	-	-	-	-	2,0	2,0	2,2	3,3	3,3	3,3	3,3	2,0	2,0	2,0	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	2,0	2,0
g61	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	3,3	3,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,3	3,3	3,3	3,3	2,0	2,0
g62	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	2,2	2,4	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,3	3,3	3,3	3,3	2,0	2,0
g63	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
g64	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
g65	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
g66	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
g67	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
g68	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
g69	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
g70	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
g71	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

Tabla A.6: Niveles de generacion para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	1	1	1	1	-	-
g8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g9	1	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g12	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g14	1	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-
g20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g21	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
g24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-
g28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g29	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
g31	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-
g33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-
g35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-
g36	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-

Tabla A.7: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g39	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g41	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g43	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g44	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g45	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g46	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g47	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g48	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g51	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g55	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g56	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g57	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g58	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g59	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g61	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g62	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g63	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g65	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g66	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g67	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g68	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g71	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla A.8: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t18	t19	t20
g3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g7	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
g8	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g9	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g10	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g11	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g13	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g14	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g15	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g16	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g17	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g20	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
g21	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	-
g22	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
g23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g24	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g25	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g26	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g28	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g29	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g30	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
g31	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
g36	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g37	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1
g39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g40	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g41	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
g42	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g43	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g44	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g46	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g47	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g48	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g49	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g50	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g51	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g52	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g53	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g54	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g55	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
g58	1	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-
g59	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
g60	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g61	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g62	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g63	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g64	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g65	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g66	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g67	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g68	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g69	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g70	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g71	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla A.9: Arranque de los generadores para el sistema Tabla A.10: Arranque de los generadores para el sistema

SIS-104 Continúa

SIS-104

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N2	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
N3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
N4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N5	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
N6	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
N7	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N8	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2
N9	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
N10	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
N11	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-0,2	-0,2
N12	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
N13	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N14	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N15	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2
N16	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
N17	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N18	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N20	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1
N21	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N22	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N23	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N24	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N25	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N26	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N27	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N28	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N30	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N31	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N32	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N33	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
N34	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N36	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

Tabla A.11: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N37	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N38	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
N39	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
N40	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
N41	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
N42	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N43	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
N44	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
N45	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N46	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
N47	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
N48	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
N49	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
N50	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6
N51	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
N52	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
N53	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N54	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N55	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N56	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N57	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
N58	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
N59	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
N60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
N61	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
N62	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
N63	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
N64	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N65	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N66	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5
N67	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N68	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N69	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N70	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
N71	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tabla A.12: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N72	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N73	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N74	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4
N75	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N76	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N77	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N78	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N79	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N80	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N81	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
N82	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N83	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N84	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
N85	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
N86	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
N87	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N88	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
N89	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N90	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N91	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N92	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N93	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N94	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N95	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
N96	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N97	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N98	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N99	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N100	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N101	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
N102	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
N103	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
N104	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tabla A.13: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-
g5	-	-	-	-	-	-	-	-	3,55	3,73	3,73	3,55	3,55	3,55	3,15	3,35	4,00	4,34	4,34	3,73	4,81	1,70	-	-
g11	-	-	-	-	-	-	-	2,90	2,90	3,10	3,10	2,90	2,90	2,90	2,46	2,68	3,20	3,20	3,20	3,10	-	-	-	-
g25	-	-	-	-	-	-	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	-
g26	-	-	-	-	-	-	2,6	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	-
g28	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
g29	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92	4,92
g30	8,05	7,35	6,73	7,01	7,01	6,73	6,99	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05	7,35
g37	5,77	5,20	4,71	4,90	4,90	4,71	5,05	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	4,88	5,20
g40	6,93	6,30	5,84	5,92	5,92	5,84	6,67	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	6,52	6,30

Tabla A.14: Niveles de generacion para el sistema IEEE-118

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-
g5	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g11	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g25	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g26	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla A.15: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-118

	t1	t7	t8	t9	t17
g4	-	-	-	-	1
g5	-	-	-	1	-
g11	-	-	1	-	-
g25	-	1	-	-	-
g26	-	1	-	-	-
g28	1	-	-	-	-
g29	1	-	-	-	-
g30	1	-	-	-	-
g37	1	-	-	-	-
g40	1	-	-	-	-

Tabla A.16: Arranque de los generadores para el sistema IEEE-118

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N40	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,8	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,0	-3,0	-2,8	-2,7	-2,8
N41	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,8	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,0	-3,0	-2,8	-2,7	-2,8
N42	-2,7	-2,7	-2,7	-2,8	-2,8	-2,7	-2,6	-2,7	-2,9	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,7	-2,6	-2,7
N43	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-3,0	-3,0	-3,0	-3,0	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,8
N44	-2,6	-2,6	-2,7	-2,8	-2,8	-2,7	-2,5	-2,6	-2,8	-2,9	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,6	-2,5	-2,6
N45	-2,5	-2,6	-2,6	-2,7	-2,7	-2,6	-2,4	-2,5	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,8	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,5	-2,4	-2,6
N46	-2,5	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,4	-2,7	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,4	-2,5
N47	-2,4	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,3	-2,4	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,6	-2,4	-2,3	-2,4
N48	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,3	-2,4	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,6	-2,4	-2,3	-2,4
N49	-2,4	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,3	-2,4	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,6	-2,4	-2,3	-2,5
N50	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,3	-2,4	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,6	-2,4	-2,3	-2,4
N51	-2,5	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,3	-2,4	-2,7	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N52	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,3	-2,4	-2,7	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N53	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,3	-2,4	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N54	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,3	-2,4	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N55	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,3	-2,4	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N56	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,3	-2,4	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N57	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,3	-2,4	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N58	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,3	-2,4	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,9	-2,9	-2,9	-2,8	-2,7	-2,4	-2,3	-2,5
N59	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,2	-2,3	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,5	-2,2	-2,2	-2,5
N60	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,4
N61	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,4
N62	-2,3	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,4
N63	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,1	-2,2	-2,5	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,4
N64	-2,3	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,4
N65	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,4
N66	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,3
N67	-2,3	-2,3	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,3
N68	-2,2	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,2
N69	-2,1	-2,1	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,0	-2,1	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,3	-2,1	-2,1	-2,1
N70	-2,3	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,4	-2,3	-2,4
N71	-2,4	-2,4	-2,5	-2,4	-2,4	-2,4	-2,5	-2,3	-2,4	-2,6	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,4	-2,4	-2,4
N72	-2,6	-2,6	-2,7	-2,6	-2,6	-2,7	-2,6	-2,5	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,6	-2,6	-2,6
N73	-2,4	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,6	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,8	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,4	-2,4	-2,4
N74	-2,3	-2,3	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,3	-2,3	-2,3
N75	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,2	-2,3	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,3	-2,2	-2,3
N76	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,2	-2,3	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,5	-2,6	-2,6	-2,6	-2,6	-2,5	-2,3	-2,2	-2,3
N77	-2,1	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,2
N78	-2,1	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,4	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,4	-2,2	-2,1	-2,2

Tabla A.18: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118 Continuación

APÉNDICE B

RESULTADOS OBTENIDOS
UTILIZANDO
DESCOMPOSICIÓN
PRIMAL-DUAL

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los tres sistemas de pruebas utilizados.

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
g2	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
g3	0.76	-	-	-	-	-	-	-	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	-	-	-
g4	-	-	-	-	-	-	-	-	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	-	-	-
g5	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
g6	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
g7	-	-	-	-	-	-	-	-	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	-	-	-	-
g8	-	-	-	-	-	-	-	-	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	-	-	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	-	-	-
g9	-	-	-	-	-	-	0.90	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	1.00	1.00	1.00	0.99	-	-	-	-
g10	-	-	-	-	-	-	0.90	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	1.00	1.00	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00
g11	-	-	-	-	-	-	0.90	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	1.00	1.00	1.00	0.99	1.00	1.00	-	-
g12	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97
g13	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97
g14	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97
g21	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55
g22	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55
g23	-	-	-	-	-	-	-	1.89	1.66	1.72	1.72	1.66	1.66	1.66	1.73	1.82	1.70	1.80	1.80	1.72	1.85	1.88	1.75	-
g24	2.30	1.93	2.25	2.24	2.24	2.25	2.34	3.75	3.30	3.42	3.42	3.30	3.30	3.30	3.44	3.62	3.38	3.57	3.57	3.42	3.68	3.73	3.48	2.34
g25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.50	0.50	0.50	-	-	-	-	-
g28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.50	0.50	0.50	-	-	-	-	-
g31	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55
g32	1.55	1.55	-	-	-	-	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55
g33	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50

Tabla B.1: Niveles de generacion para el sistema IEEE-24

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g15	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g32	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla B.2: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-24

	t1	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24	
g1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
g2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g3	1	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g4	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g7	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g8	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g9	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g10	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g11	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g13	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g14	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g21	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g22	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g23	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g24	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g31	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g32	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g33	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla B.3: Arranque de los generadores para el sistema IEEE-24

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N1	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N2	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N3	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1
N4	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N5	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N6	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N7	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-2.9	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1
N8	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1
N10	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1
N11	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-3.0
N12	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9
N13	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8
N14	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-3.0
N15	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N16	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N17	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N18	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N19	-2.7	-2.7	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N20	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8
N21	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N22	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N23	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8
N24	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-3.0

Tabla B.4: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-24

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.8	1.7	2.0	1.9	1.7	1.8	1.6	1.6	1.6	1.7	3.3	24.4	24.9	1.7	1.7	1.8
g2	-	-	-	-	-	-	-	0.3	-	2.9	10.9	11.2	2.0	10.5	-	3.0	3.1	3.7	2.6	-	-	1.2	3.3	-
g3	3.1	2.7	2.9	2.6	2.8	2.9	2.9	3.2	3.0	3.4	2.9	3.0	2.7	3.0	2.5	3.2	3.3	3.1	38.3	20.2	3.0	2.6	3.5	3.1
g5	2.1	0.9	0.6	0.6	0.6	0.6	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	3.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
g6	5.1	5.1	5.3	5.1	5.1	5.2	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	9.2	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
g8	1.6	1.3	1.3	1.2	1.3	1.2	1.6	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.8	1.8	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.8	1.6
g9	1.6	-	-	-	-	0.0	-	1.7	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.8	1.8	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.8	1.6
g10	23.8	25.7	22.5	26.3	16.4	14.1	23.4	18.1	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8	4.2	24.8	24.8	24.8	22.9	24.8	23.7	24.8	24.8	24.8
g11	1.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
g12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.4	1.4	1.4	0.3	0.3	0.3
g13	9.8	11.5	11.4	1.9	11.4	-	4.5	9.9	2.8	2.8	2.9	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.8	2.9	2.8	2.8	2.9
g14	0.7	-	-	-	-	-	0.7	0.7	7.8	7.6	7.6	7.7	7.7	7.6	7.5	7.6	7.6	7.6	6.7	6.7	6.7	7.6	7.5	7.5
g15	-	-	10.7	-	35.4	36.5	-	30.1	3.5	3.9	-	-	-	4.8	36.8	4.5	4.7	3.0	-	-	-	-	4.4	2.0
g16	5.0	3.7	5.2	3.5	5.2	5.2	5.2	5.1	4.9	3.9	5.0	5.1	3.0	5.2	3.1	3.1	3.2	4.6	4.9	5.1	5.1	2.6	3.2	4.9
g17	42.1	3.6	43.2	-	27.7	34.2	39.8	-	-	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.7	0.7	-	-	-
g21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7	1.6	1.6	1.4	1.5	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	-	1.5	1.4	-	-
g22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.6	1.7	1.7	1.5	-
g24	1.3	0.2	0.4	0.4	2.4	0.4	0.3	1.2	1.3	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.3
g25	2.7	2.1	1.9	0.8	1.1	3.7	2.5	2.4	2.7	2.4	2.7	2.7	2.7	2.7	3.3	2.2	2.2	2.6	0.1	1.8	2.7	2.7	2.2	2.7
g26	-	2.2	-	-	-	1.2	3.3	-	-	-	7.1	5.7	7.6	-	7.7	-	-	-	-	-	-	7.7	-	-
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g28	-	-	14.4	-	7.2	33.8	-	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.5	5.0	5.0	5.0	5.0	4.8	0.7	0.7	0.7	0.5	-	
g29	1.1	0.6	-	-	-	-	0.7	31.3	32.6	31.7	-	-	-	-	13.7	31.8	31.8	-	-	-	-	-	31.7	32.4
g30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g36	-	-	-	-	-	-	-	2.1	2.5	2.7	3.7	5.2	5.2	1.0	2.5	2.0	2.3	5.1	9.9	-	4.0	5.2	2.3	2.5
g37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla B.5: Niveles de generacion para el sistema SIS-104

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g42	0.1	-	-	-	-	-	-	3.0	3.3	3.4	4.1	3.6	3.3	3.3	3.4	3.0	3.1	3.3	3.4	3.6	0.3	3.3	3.3	3.3
g43	-	-	-	-	-	-	1.3	3.0	3.3	3.4	4.1	3.6	3.3	3.3	3.4	3.0	3.1	3.3	3.4	3.6	3.4	3.3	3.3	3.3
g44	-	-	-	-	-	-	-	2.2	3.3	3.4	4.1	3.6	3.3	3.3	3.4	3.0	3.1	3.3	3.4	3.6	3.4	3.3	3.3	3.3
g45	-	-	-	-	-	-	1.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.4	-	-	-	-
g46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g47	3.3	3.2	-	1.1	1.5	-	3.3	3.7	12.7	3.7	8.4	6.6	6.6	3.3	3.3	3.9	3.9	3.3	3.3	3.3	3.3	6.6	3.9	13.1
g48	0.9	-	-	-	-	-	-	1.0	0.9	3.6	3.3	3.3	3.3	3.3	1.7	3.7	3.8	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.2	0.9
g49	3.3	-	0.9	0.9	1.0	1.8	3.3	3.7	3.3	3.7	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.9	3.9	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.9	3.3
g50	-	1.6	0.9	-	-	0.8	-	-	-	-	-	3.3	3.3	-	6.3	-	-	-	3.3	3.3	3.3	3.3	-	-
g51	0.9	-	-	-	-	-	-	1.0	0.9	1.0	0.9	-	-	0.9	0.9	1.1	1.1	0.9	3.6	3.6	3.4	-	1.1	0.9
g52	1.1	0.0	0.3	-	0.0	-	0.9	1.0	1.1	1.1	1.3	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1
g53	2.0	-	-	-	-	-	2.5	-	1.4	3.8	-	-	8.5	-	5.4	-	3.3	4.0	-	-	-	8.8	-	2.3
g54	3.7	1.0	3.3	1.3	2.4	2.2	-	-	3.6	3.6	4.4	3.9	-	3.6	2.6	3.2	3.4	3.5	3.6	3.8	3.5	-	0.1	3.6
g55	-	-	-	-	-	-	-	2.3	-	1.1	-	-	3.4	-	-	3.7	-	5.1	5.0	-	-	3.2	5.2	2.2
g58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	1.3	1.4	-	-	-	-	-	1.4	1.5	-	-	-
g59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.6	1.6	1.7	-	-	-
g60	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	1.8	-	-	-	2.2	1.8	1.8	1.8	1.8	3.2	3.3	3.3	-	1.8	-
g61	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	1.8	2.0	2.0	1.8	2.0	1.8	1.8	1.8	1.9	-	3.3	3.3	1.8	1.8	-
g62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.0	2.0	1.8	-	-	-	-	-	2.1	-	-	1.8	-	-
g63	-	-	-	-	-	-	-	-	21.0	18.2	19.1	15.6	22.6	-	-	-	-	10.6	-	-	13.7	22.6	22.1	-
g64	10.5	11.2	7.2	1.0	-	-	8.8	13.8	-	-	-	-	-	23.8	-	22.5	22.3	-	-	-	-	-	-	10.8
g65	8.7	-	9.4	-	-	3.4	-	-	3.1	-	22.8	30.5	31.4	31.3	-	-	-	37.0	33.2	33.7	31.5	31.0	-	8.1
g66	-	3.3	-	8.9	9.3	-	8.3	8.9	-	11.5	8.9	8.9	8.9	8.9	3.4	12.5	11.5	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	12.2	-
g67	-	0.2	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	36.9	-	-	-	0.7	-	-	-	-	-
g69	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.1	22.2	-	-	-	-
g70	16.2	22.6	0.4	27.2	11.3	0.4	15.9	15.2	23.4	25.0	25.8	26.5	23.7	24.6	1.8	24.0	24.0	28.4	-	-	31.9	23.8	23.8	26.7
g71	10.7	47.0	-	57.4	-	-	21.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla B.6: Niveles de generacion para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g2	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g9	1	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g14	1	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g26	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g29	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla B.7: Estados de Acoplamiento de los generadores Tabla B.8: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104 para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12		t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g41	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g42	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g43	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g44	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g45	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g46	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g47	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g47	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g48	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g48	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g49	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g50	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g51	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g51	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g52	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g53	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g54	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g55	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g55	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g58	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g58	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g60	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g61	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	g62	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g63	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g63	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g64	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g65	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g65	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g66	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g66	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g67	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g67	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g68	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g68	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g69	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g70	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g71	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	g71	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla B.9: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104 Continuación
 para el sistema SIS-104 Continuación
 Tabla B.10: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t18	t19	t20
g1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
g2	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g7	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-
g8	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g9	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g10	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g11	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g12	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
g13	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g14	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g15	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g16	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g17	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g19	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g20	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
g21	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
g22	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
g24	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g25	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g26	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g27	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g28	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g29	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
g31	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-
g32	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g36	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
g39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
g40	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g41	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-
g42	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g43	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g44	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g45	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
g46	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
g47	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla B.11: Arranque de los generadores para el sistema SIS-104

	t1	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t18	t19	t20
g48	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g49	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g50	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g51	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
g52	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g53	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g54	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g55	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g58	1	-	-	-	-	-	1	-	-	1
g59	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
g60	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
g61	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
g62	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
g63	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g64	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g65	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g66	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g67	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g68	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g69	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g70	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g71	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla B.12: Arranque de los generadores para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N1	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N2	-3.1	-3.1	1.8	-3.1	1.5	1.4	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	1.5	-3.0	-3.0	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0
N3	-3.0	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	1.4	-3.1	-3.0	-3.1	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0
N4	-3.0	-3.0	1.8	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-2.9	-3.1	-3.1	-2.9	-3.0	-3.0
N5	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	1.4	-3.1	-3.0	-3.1	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0
N6	-3.0	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	1.4	-3.1	-3.0	-3.1	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0
N7	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1
N8	-3.1	-3.1	1.8	-3.1	1.5	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-2.9	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N9	-3.1	-3.1	1.8	-3.1	1.5	1.4	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.8	-3.1	1.5	-3.1	-3.0	-2.9	-2.8	-3.1	-3.1	-2.8	-3.0	-3.0
N10	-3.0	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	1.4	-3.1	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0
N11	-3.1	-3.1	1.8	-3.1	1.5	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-2.9	-2.9	-3.1	-3.1	-3.1
N12	-3.1	-3.1	1.8	-3.1	1.5	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-2.9	-3.0	1.5	-3.0	-3.0	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0
N13	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N14	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.5	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N15	-3.1	-3.1	1.8	-3.1	1.5	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.0	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-2.9	-2.9	-3.1	-3.1	-3.1
N16	-3.1	-3.0	1.8	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	1.4	-3.1	-3.0	-3.0	-2.9	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.0
N17	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N18	-3.0	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N19	-2.8	-2.8	2.1	-2.9	1.8	1.7	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	1.6	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9
N20	-2.7	-2.7	2.2	-2.7	1.9	1.9	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	1.6	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8
N21	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N22	-3.0	-3.0	1.9	-3.0	1.6	1.6	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N23	-3.0	-3.0	1.9	-3.0	1.6	1.6	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N24	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N25	-2.9	-2.9	2.0	-3.0	1.7	1.6	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	1.4	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0
N26	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N27	-3.0	-3.0	1.9	-3.0	1.6	1.6	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N28	-3.0	-3.0	1.9	-3.0	1.6	1.6	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.4	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N29	-2.8	-2.8	2.1	-2.9	1.8	1.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.8	-2.8	1.6	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N30	-3.0	-3.0	1.9	-3.0	1.6	1.6	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N31	-2.8	-2.7	2.1	-2.8	1.8	1.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	1.5	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9
N32	-2.9	-2.9	2.0	-3.0	1.7	1.6	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	1.5	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0
N33	-3.1	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N34	-2.9	-2.9	2.0	-2.9	1.7	1.6	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	1.5	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0

Tabla B.13: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N35	-2.9	-2.8	2.0	-2.9	1.8	1.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	1.5	-2.9	-2.9	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9
N36	-3.0	-3.0	1.9	-3.0	1.6	1.5	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	1.3	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N37	-2.4	-2.3	2.5	-2.4	2.1	2.2	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	1.9	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5
N38	-2.5	-2.4	2.5	-2.4	2.1	2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	1.9	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5
N39	-2.3	-2.2	2.6	-2.2	2.2	2.3	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	-2.5	-2.4	-2.4	-2.4	2.0	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3
N40	-2.3	-2.2	2.6	-2.2	2.2	2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.5	-2.4	-2.4	-2.4	2.1	-2.3	-2.3	-2.4	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3	-2.2
N41	-2.4	-2.3	2.6	-2.3	2.1	2.3	-2.4	-2.3	-2.3	-2.4	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5	2.0	-2.4	-2.4	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.3
N42	-2.4	-2.4	2.5	-2.4	2.1	2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	1.9	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5
N43	-2.5	-2.4	2.5	-2.4	2.0	2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	1.9	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5
N44	-2.4	-2.3	2.6	-2.3	2.1	2.3	-2.4	-2.3	-2.3	-2.4	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	1.9	-2.4	-2.4	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.3
N45	-2.4	-2.3	2.5	-2.3	2.1	2.2	-2.4	-2.4	-2.4	-2.5	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5	1.9	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4
N46	-2.6	-2.5	2.4	-2.6	2.0	2.0	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	1.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7
N47	-2.3	-2.1	2.6	-2.2	2.2	2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.4	-2.5	-2.4	-2.4	-2.5	2.0	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.3
N48	-2.3	-2.2	2.7	-2.2	2.2	2.5	-2.4	-2.2	-2.2	-2.2	-2.5	-2.4	-2.4	-2.5	2.1	-2.2	-2.2	-2.4	-2.3	-2.5	-2.5	-2.4	-2.2	-2.2
N49	-2.2	-2.1	2.7	-2.2	2.2	2.3	-2.3	-2.2	-2.2	-2.3	-2.4	-2.3	-2.3	-2.4	2.1	-2.2	-2.3	-2.3	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	-2.2	-2.2
N50	-2.2	-2.1	2.7	-2.2	2.2	2.3	-2.3	-2.2	-2.2	-2.3	-2.4	-2.3	-2.3	-2.3	2.2	-2.2	-2.2	-2.3	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	-2.2	-2.1
N51	-2.4	-2.2	2.6	-2.3	2.1	2.3	-2.4	-2.3	-2.3	-2.4	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5	2.0	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	-2.5	-2.5	-2.4	-2.3	-2.3
N52	-2.3	-2.1	2.6	-2.1	2.2	2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.4	-2.5	-2.4	-2.4	-2.5	2.0	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.3
N53	-2.4	-2.3	2.6	-2.3	2.1	2.3	-2.5	-2.3	-2.3	-2.4	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	1.9	-2.4	-2.4	-2.5	-2.4	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3
N54	-2.5	-2.5	2.3	-2.7	2.0	1.9	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	1.8	-2.5	-2.5	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.5	-2.5	-2.6
N55	-2.4	-2.4	2.5	-2.5	2.4	2.3	-2.4	-2.3	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	2.3	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6
N56	-2.6	-2.5	2.3	-2.6	2.0	2.0	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	1.9	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.7
N57	-2.4	-2.4	2.7	-2.6	2.8	2.8	-2.3	-2.0	-2.5	-2.6	-2.5	-2.5	-2.4	-2.6	2.8	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6	-2.6
N58	-2.3	-2.4	2.6	-2.5	2.5	2.5	-2.3	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.8	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6
N59	-2.3	-2.4	2.7	-2.5	2.4	2.4	-2.3	-2.4	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6
N60	-2.8	-2.8	2.1	-2.9	1.8	1.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.8	1.6	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9
N61	-2.3	-2.4	2.6	-2.5	2.4	2.4	-2.3	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.4	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6
N62	-2.2	-2.4	2.8	-2.5	2.4	2.5	-2.2	-2.4	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6
N63	-2.3	-2.4	2.7	-2.6	2.8	2.8	-2.3	-2.1	-2.5	-2.6	-2.5	-2.5	-2.4	-2.6	2.8	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6	-2.6
N64	-2.7	-2.7	2.1	-2.8	1.9	1.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	1.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8
N65	-2.7	-2.7	2.2	-2.8	1.9	1.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.7	-2.7	1.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.8
N66	-2.0	-2.3	2.9	-2.4	2.5	2.6	-2.1	-2.4	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.2	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5
N67	-2.7	-2.7	2.1	-2.8	1.9	1.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	1.6	-2.8	-2.8	-2.9	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8
N68	-2.8	-2.8	2.1	-2.8	1.8	1.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.8	-2.8	1.6	-2.9	-2.8	-2.9	-2.7	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9

Tabla B.14: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N69	-2.6	-2.5	2.3	-2.6	2.1	2.0	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	1.8	-2.6	-2.6	-2.7	-2.5	-2.6	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6
N70	-2.3	-2.4	2.6	-2.5	2.4	2.4	-2.3	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.4	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6
N71	-2.6	-2.6	2.2	-2.7	2.0	1.9	-2.7	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	1.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7
N72	-2.6	-2.5	2.3	-2.6	2.1	2.0	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	1.8	-2.6	-2.6	-2.7	-2.5	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.7
N73	-2.4	-2.4	2.4	-2.5	2.3	2.2	-2.4	-2.4	-2.5	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	2.1	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.7	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5
N74	-2.3	-2.4	2.7	-2.5	2.7	2.7	-2.3	-2.2	-2.5	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	2.7	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.5	-2.5	-2.6
N75	-2.6	-2.6	2.2	-2.7	2.0	1.9	-2.7	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	1.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7
N76	-2.4	-2.4	2.3	-2.4	2.2	2.1	-2.5	-2.4	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	2.0	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.7	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5
N77	-2.6	-2.6	2.2	-2.7	2.0	1.9	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	1.8	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.7
N78	-2.3	-2.3	2.5	-2.5	2.2	2.2	-2.4	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3	-2.3	2.0	-2.4	-2.4	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.3	-2.4	-2.4
N79	-2.3	-2.3	2.5	-2.5	2.2	2.2	-2.4	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3	-2.3	2.0	-2.4	-2.4	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.3	-2.4	-2.4
N80	-2.1	-2.1	2.7	-2.2	2.5	2.4	-2.2	-2.1	-2.1	-2.2	-2.2	-2.2	-2.1	-2.1	2.3	-2.2	-2.1	-2.3	-2.2	-2.3	-2.3	-2.1	-2.1	-2.2
N81	-2.1	-2.1	2.9	-2.3	2.9	2.9	-2.1	-1.8	-2.2	-2.2	-2.2	-2.3	-2.2	-2.2	2.8	-2.2	-2.2	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	-2.2	-2.2	-2.3
N82	-2.3	-2.3	2.6	-2.4	2.4	2.3	-2.3	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	-2.4	-2.3	-2.3	2.2	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	-2.3	-2.5	-2.3	-2.3	-2.4
N83	-2.3	-2.2	2.6	-2.4	2.3	2.2	-2.3	-2.3	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	2.1	-2.3	-2.3	-2.4	-2.3	-2.4	-2.4	-2.2	-2.3	-2.3
N84	-2.3	-2.3	2.8	-2.5	3.1	3.1	-2.3	-1.7	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	3.1	-2.4	-2.4	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.4	-2.4	-2.5
N85	-1.7	-1.7	3.1	-1.8	2.9	2.8	-1.8	-1.7	-1.7	-1.8	-1.8	-1.8	-1.7	-1.7	2.6	-1.7	-1.7	-1.8	-1.8	-1.8	-1.9	-1.7	-1.7	-1.8
N86	-1.7	-1.7	3.1	-1.8	2.9	2.8	-1.8	-1.7	-1.7	-1.8	-1.8	-1.8	-1.7	-1.7	2.6	-1.7	-1.7	-1.8	-1.8	-1.8	-1.9	-1.7	-1.7	-1.8
N87	-2.4	-2.4	2.4	-2.5	2.2	2.1	-2.5	-2.4	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	2.0	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	-2.4	-2.5	-2.5
N88	-2.0	-2.0	2.9	-2.1	2.7	2.7	-2.0	-1.9	-2.0	-2.1	-2.1	-2.1	-2.0	-2.1	2.6	-2.1	-2.1	-2.2	-2.1	-2.2	-2.2	-2.0	-2.1	-2.1
N89	-2.9	-2.8	2.0	-2.9	1.7	1.7	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	1.6	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-3.0	-3.0	-2.8	-2.9	-2.9
N90	-3.0	-2.9	1.9	-3.0	1.6	1.6	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-3.0	1.5	-3.0	-2.9	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0
N91	-2.9	-2.9	1.9	-3.0	1.7	1.6	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	1.5	-3.0	-2.9	-3.0	-2.8	-3.0	-3.0	-2.8	-2.9	-2.9
N92	-2.9	-2.8	2.0	-2.9	1.7	1.7	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	1.6	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-3.0	-3.0	-2.8	-2.9	-2.9
N93	-3.0	-3.0	1.9	-3.1	1.6	1.5	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	1.5	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-3.0	-3.0
N94	-2.8	-2.8	2.0	-2.9	1.8	1.7	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	1.6	-2.9	-2.8	-2.9	-2.8	-3.0	-3.0	-2.8	-2.9	-2.9
N95	-2.5	-2.4	2.5	-2.4	2.1	2.2	-2.5	-2.4	-2.4	-2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	1.9	-2.4	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.4	-2.4
N96	-2.8	-2.7	2.1	-2.8	1.8	1.8	-2.9	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	1.5	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8
N97	-2.5	-2.4	2.5	-2.4	2.0	2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	1.8	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5
N98	-2.7	-2.6	2.2	-2.7	1.9	1.9	-2.8	-2.7	-2.7	-2.8	-2.9	-2.8	-2.8	-2.8	1.6	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7
N99	-2.6	-2.5	2.4	-2.5	2.0	2.1	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	1.7	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6
N100	-2.5	-2.4	2.5	-2.4	2.0	2.2	-2.5	-2.4	-2.5	-2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	1.9	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4
N101	-2.5	-2.4	2.4	-2.4	2.0	2.2	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	1.8	-2.5	-2.5	-2.6	-2.5	-2.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.5
N102	-2.8	-2.7	2.2	-2.7	1.8	1.9	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	1.6	-2.8	-2.8	-2.9	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8
N103	-2.6	-2.5	2.4	-2.5	2.0	2.1	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	1.8	-2.6	-2.6	-2.7	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.5
N104	-2.5	-2.4	2.4	-2.5	2.0	2.1	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	1.8	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.5

Tabla B.15: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema SIS-104 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
g2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
g5	-	-	-	-	-	-	-	-	3.2	3.4	3.4	3.2	3.2	3.2	2.8	3.0	4.4	4.8	4.8	3.4	4.2	3.3	-	-
g11	-	-	-	-	-	-	-	2.3	2.7	2.9	2.9	2.7	2.7	2.7	2.2	2.4	3.2	3.2	3.2	2.9	-	-	-	-
g25	-	-	-	-	-	-	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	-
g26	-	-	-	-	-	-	-	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	-	-	-
g28	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
g29	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
g30	7.8	7.0	6.4	6.7	6.7	6.4	7.9	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.7	7.0
g36	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
g37	5.5	4.9	4.5	4.6	4.6	4.5	5.7	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.5	4.9
g40	6.7	6.1	5.7	5.7	5.7	5.7	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.0	6.1

Tabla B.16: Niveles de generacion para el sistema IEEE-118

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
g1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g5	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-
g11	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
g25	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
g26	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
g28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g37	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
g40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla B.17: Estados de Acoplamiento de los generadores para el sistema IEEE-118

	t1	t7	t8	t9
g1	1	-	-	-
g2	1	-	-	-
g5	-	-	-	1
g11	-	-	1	-
g25	-	1	-	-
g26	-	-	1	-
g28	1	-	-	-
g29	1	-	-	-
g30	1	-	-	-
g36	1	-	-	-
g37	1	-	-	-
g40	1	-	-	-

Tabla B.18: Arranque de los generadores para el sistema IEEE-118

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N40	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	2.3	-2.9	-2.8	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-2.8	-2.9
N41	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	2.3	-2.9	-2.8	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-2.8	-2.8
N42	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	2.3	-2.8	-2.7	-2.7	-2.9	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-2.9	-2.7	-2.8
N43	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	2.3	-2.8	-2.7	-2.8	-2.9	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.7	-2.8
N44	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	2.3	-2.7	-2.6	-2.6	-2.8	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.9	-2.9	-2.9	-3.0	-2.9	-2.8	-2.6	-2.7
N45	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	2.4	-2.6	-2.5	-2.5	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.5
N46	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.5	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.4	-2.6
N47	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	2.6	-2.5	-2.4	-2.4	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.5
N48	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	2.6	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.5
N49	-2.5	-2.5	-2.5	-2.6	2.6	-2.5	-2.4	-2.4	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.5
N50	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	2.6	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.5
N51	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6
N52	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6
N53	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.5	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6
N54	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6
N55	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6
N56	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6
N57	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.6
N58	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	2.5	-2.6	-2.4	-2.4	-2.7	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.7	-2.4	-2.6
N59	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	2.6	-2.6	-2.3	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.3	-2.5
N60	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3	-2.5
N61	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3	-2.5
N62	-2.4	-2.4	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3	-2.5
N63	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3	-2.4
N64	-2.4	-2.4	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.2	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3	-2.4
N65	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	2.8	-2.4	-2.2	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.2	-2.3
N66	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	2.8	-2.4	-2.2	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.2	-2.3
N67	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	2.7	-2.4	-2.2	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.2	-2.4
N68	-2.2	-2.3	-2.4	-2.3	2.8	-2.4	-2.1	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.2	-2.3
N69	-2.1	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.1	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.3	-2.1	-2.2
N70	-2.4	-2.4	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.3	-2.4
N71	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	2.6	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.5
N72	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	2.5	-2.7	-2.6	-2.6	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.6	-2.7
N73	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	2.6	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.6	-2.4	-2.5
N74	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	2.7	-2.4	-2.3	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.3	-2.4
N75	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	2.8	-2.4	-2.2	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.2	-2.4
N76	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	2.8	-2.4	-2.2	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.2	-2.3
N77	-2.2	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.1	-2.2
N78	-2.2	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.1	-2.2

Tabla B.20: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118 Continuación

	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10	t11	t12	t13	t14	t15	t16	t17	t18	t19	t20	t21	t22	t23	t24
N79	-2.2	-2.2	-2.3	-2.2	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-2.7	-2.7	-2.5	-2.4	-2.4	-2.1	-2.2
N80	-2.1	-2.2	-2.3	-2.2	2.9	-2.3	-2.0	-2.1	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3	-2.1	-2.2
N81	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	2.8	-2.3	-2.1	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.4	-2.1	-2.3
N82	-2.1	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.5	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.4	-2.4	-2.1	-2.2
N83	-2.1	-2.2	-2.3	-2.2	2.9	-2.3	-2.0	-2.1	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.5	-2.4	-2.4	-2.1	-2.2
N84	-2.0	-2.1	-2.2	-2.2	3.0	-2.2	-2.0	-2.1	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.3	-2.0	-2.1
N85	-2.0	-2.1	-2.2	-2.1	3.0	-2.2	-1.9	-2.1	-2.4	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.3	-2.3	-1.9	-2.1
N86	-2.0	-2.1	-2.2	-2.1	3.0	-2.2	-1.9	-2.1	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.7	-2.7	-2.5	-2.4	-2.3	-2.0	-2.1
N87	-2.0	-2.1	-2.2	-2.1	3.0	-2.2	-1.9	-2.1	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.7	-2.7	-2.5	-2.4	-2.3	-2.0	-2.1
N88	-1.9	-2.0	-2.1	-2.1	3.1	-2.1	-1.8	-2.0	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.3	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.4	-2.3	-2.2	-1.9	-2.0
N89	-1.8	-2.0	-2.1	-2.0	3.1	-2.1	-1.8	-1.9	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3	-2.2	-2.3	-2.5	-2.5	-2.5	-2.3	-2.2	-2.1	-1.8	-2.0
N90	-1.9	-2.0	-2.1	-2.1	3.1	-2.1	-1.9	-2.0	-2.4	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.3	-2.2	-1.9	-2.0
N91	-2.0	-2.1	-2.2	-2.1	3.0	-2.2	-1.9	-2.1	-2.4	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.3	-2.3	-1.9	-2.1
N92	-2.0	-2.1	-2.2	-2.1	3.0	-2.2	-1.9	-2.1	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.3	-2.3	-1.9	-2.1
N93	-2.1	-2.2	-2.2	-2.2	3.0	-2.2	-2.0	-2.1	-2.5	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.4	-2.3	-2.0	-2.2
N94	-2.1	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.7	-2.8	-2.8	-2.6	-2.5	-2.4	-2.1	-2.2
N95	-2.1	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.4	-2.1	-2.2
N96	-2.1	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.4	-2.4	-2.1	-2.2
N97	-2.1	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.5	-2.4	-2.4	-2.1	-2.2
N98	-2.2	-2.2	-2.3	-2.3	2.9	-2.3	-2.1	-2.2	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.4	-2.1	-2.2
N99	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	2.8	-2.3	-2.1	-2.3	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.5	-2.4	-2.1	-2.2
N100	-2.2	-2.3	-2.3	-2.3	2.8	-2.3	-2.1	-2.3	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.6	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.5	-2.5	-2.2	-2.3
N101	-2.1	-2.2	-2.3	-2.2	2.9	-2.2	-2.1	-2.2	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.5	-2.8	-2.8	-2.8	-2.6	-2.5	-2.4	-2.1	-2.2
N102	-2.0	-2.1	-2.2	-2.2	3.0	-2.2	-2.0	-2.1	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.5	-2.7	-2.7	-2.7	-2.5	-2.4	-2.3	-2.0	-2.1
N103	-2.3	-2.3	-2.4	-2.4	2.8	-2.4	-2.2	-2.4	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.7	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.6	-2.6	-2.2	-2.3
N104	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	2.8	-2.4	-2.2	-2.4	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-2.8	-2.7	-2.6	-2.3	-2.4
N105	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	2.7	-2.4	-2.3	-2.4	-2.8	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.7	-2.6	-2.3	-2.4
N106	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	2.7	-2.4	-2.3	-2.4	-2.8	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-2.8	-2.7	-2.8	-3.0	-3.0	-3.0	-2.9	-2.7	-2.6	-2.3	-2.4
N107	-2.3	-2.4	-2.5	-2.4	2.7	-2.5	-2.3	-2.5	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-3.0	-3.1	-3.1	-2.9	-2.8	-2.7	-2.3	-2.4
N108	-2.3	-2.4	-2.5	-2.4	2.7	-2.5	-2.3	-2.5	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-3.0	-3.1	-3.1	-2.9	-2.7	-2.7	-2.3	-2.4
N109	-2.3	-2.4	-2.5	-2.4	2.7	-2.5	-2.3	-2.5	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.8	-3.0	-3.1	-3.1	-2.9	-2.7	-2.7	-2.3	-2.4
N110	-2.3	-2.4	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.5	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-3.1	-3.1	-3.1	-2.9	-2.8	-2.7	-2.3	-2.4
N111	-2.3	-2.4	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.5	-2.9	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.8	-2.9	-3.1	-3.1	-3.1	-2.9	-2.8	-2.7	-2.3	-2.4
N112	-2.4	-2.5	-2.5	-2.5	2.7	-2.5	-2.3	-2.5	-2.9	-3.0	-3.0	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-2.9	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-2.8	-2.7	-2.4	-2.5
N113	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	2.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0
N114	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	2.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1
N115	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	2.1	-3.1	-3.0	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.0	-3.1
N116	-2.2	-2.3	-2.4	-2.3	2.8	-2.4	-2.1	-2.2	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.5	-2.4	-2.4	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.4	-2.4	-2.2	-2.3
N117	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	2.0	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1	-3.1
N118	-2.3	-2.4	-2.4	-2.4	2.8	-2.4	-2.2	-2.3	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.6	-2.5	-2.6	-2.7	-2.7	-2.7	-2.6	-2.5	-2.5	-2.2	-2.4

Tabla B.21: Ángulos de tensión de los nodos para el sistema IEEE-118 Continuación

APÉNDICE C

DESCOMPOSICIÓN CRUZADA GENERALIZADA

C.1 FORMULACIÓN

Holmberg (1990) generalizó el enfoque propuesto por Van Roy (1983) para los problemas con la siguiente estructura:

$$P = \left\{ \begin{array}{l} \min_{x,y} f(x,y) \\ s.t. \\ g_1(x,y) \leq 0 \\ g_2(x,y) \leq 0 \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \\ y \in Y = \{0,1\}^q \end{array} \right\}$$

bajo las siguientes condiciones:

C_1 : Las funciones

$$\begin{aligned} f &: \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^q \rightarrow \mathbb{R}, \\ g_1 &: \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^q \rightarrow \mathbb{R}^{p_1}, \\ g_2 &: \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^q \rightarrow \mathbb{R}^{p_2}, \end{aligned}$$

son funciones propiamente convexas para cada $y \in Y = \{0,1\}^q$ fija.

C_2 : X es un conjunto compacto, convexo y no vacío y las funciones f , g_1 y g_2 son acotadas y Lipschitzianas en (X, Y) .

C_3 : La optimización con respecto a x de la función Lagrangeana puede ser llevada a cabo de manera independiente a y .

Nota 1: La formulación P corresponde a una subclase de problemas a la cual la Descomposición Cruzada Generalizada (DCG) de Holmberg (1990) puede ser aplicada. Holmberg (1990) analizó el caso más general de $y \subseteq \mathbb{R}^q$ y definió el vector y de una manera similar a lo que hizo Geoffrion (1972) para la Descomposición Generalizada de Benders.

Nota 2: Debido a que el problema primal puede ser factible o infactible y las funciones Lagrangeanas generadas tienen diferente estructura, la condición C_3 puede ser interpretada como:

Caso I. Subproblema Primal Factible

La condición C_3 es aquella en donde existen funciones q_1 y q_3 tal que

$$L(x, y, \mu_1, \mu_2) = f(x, y) + \mu_1^T g_1(x, y) + \mu_2^T g_2(x, y) = q_1(q_3(x, \mu_1, \mu_2)y, \mu_1, \mu_2)$$

$$\forall x \in X, \forall y \in Y, \forall \mu_1 \geq 0, \forall \mu_2 \geq 0$$

donde q_3 es una función escalar y q_1 es creciente en su primer argumento.

Caso II. Subproblema Primal Infactible

La condición C_3 es aquella en donde existen funciones q_2 y q_4 tal que

$$\bar{L}(x, y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) = \bar{\mu}_1^T g_1(x, y) + \bar{\mu}_2^T g_2(x, y) = q_2(q_4(x, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)$$

$$\forall x \in X, \forall y \in Y, \forall (\bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \in \Lambda$$

$$\text{donde } \Lambda = \left\{ \bar{\mu}_1 \in \mathbb{R}^{p_1}, \bar{\mu}_2 \in \mathbb{R}^{p_2} : \forall \bar{\mu}_1 \geq 0, \forall \bar{\mu}_2 \geq 0, \sum_{i=1}^{p_1+p_2} \mu_i = 1 \right\}$$

q_4 es una función escalar q_2 es creciente en su primer argumento

Nota 3: (i) q_1 es propiamente convexa, acotada y Lipschitziana en (X, Y) para $\mu_1 \geq 0, \forall \mu_2 \geq 0$ fijas.

(ii) q_1 es propiamente convexa, acotada y Lipschitziana en (X, Y) para $(\bar{\mu}_1 \geq 0, \forall \bar{\mu}_2) \in \Lambda$ fijas.

La *DCG* está conformada por dos fases, la Fase I de los subproblemas primal y dual y la Fase II de los problemas maestros, así como pruebas de convergencia dual y primal. En la Fase I, el subproblema primal provee una cota superior del problema P y los multiplicadores Lagrangeanos μ_1^k, μ_2^k para el subproblema dual.

El subproblema dual proporciona una cota inferior del problema P , así como y^k para el subproblema primal. Ambos subproblemas generan cortes para el problema maestro en la Fase II. En cada iteración del algoritmo *DCG* son resueltos el subproblema dual y el subproblema primal, una prueba de convergencia primal es aplicada a y^k , y una prueba de convergencia dual es aplicada a μ_1^k, μ_2^k . Si alguna de las pruebas de convergencia falla, entonces se inicia la Fase II, en donde se resuelve un problema maestro para posteriormente regresar a la Fase I. La idea clave del algoritmo es hacer un uso extensivo de la Fase I y limitar en mayor medida el uso de la Fase II. La necesidad de evitar la Fase II se debe a la conocida dificultad para resolver el problema maestro, así como a los elevados tiempos de cálculo que requiere dicho problema. Las características del algoritmo *DCG* se esquematizan de la siguiente manera.

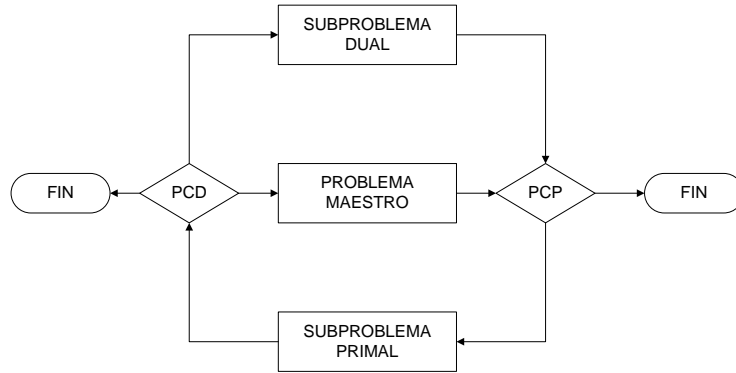


Figura C.1: Algoritmo del DCG

C.2 FASE I SUBPROBLEMA PRIMAL Y SUBPROBLEMA DUAL

El subproblema primal se obtiene al fijar el vector de variables y en P a una combinación específica de 0-1 denotada como y^k , obteniendo:

$$P(y^k) = \left\{ \begin{array}{l} \min_x f(x, y^k) \\ s.t. \\ g_1(x, y^k) \leq 0 \\ g_2(x, y^k) \leq 0 \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \end{array} \right\}$$

Nota 1: El subproblema primal $P(y^k)$ es convexo en x debido a la condición C_1

Fijando las variables y a y^k se puede obtener un subproblema primal factible o infactible. A continuación se presentan ambos casos.

C.2.1 CASO (I): SUBPROBLEMA PRIMAL FACTIBLE

Una solución factible de $P(y^k)$ consiste de $x^k, P(y^k)$ que es una cota superior y los multiplicadores Lagrangeanos μ_1^k, μ_2^k . La función Lagrangeana tiene la forma:

$$L(x, y, \mu_1^k, \mu_2^k) = f(x, y) + \mu_1^{kT} g_1(x, y) + \mu_2^{kT} g_2(x, y)$$

C.2.2 CASO (II): SUBPROBLEMA PRIMAL INFECTIBLE

Si el subproblema es infactible, se formula el siguiente problema de factibilidad

$$FP(y^k) = \left\{ \begin{array}{l} \text{mín } \alpha \\ x \\ s.t. \\ g_1(x, y^k) \leq \alpha \\ g_2(x, y^k) \leq \alpha \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \end{array} \right\}$$

Nota 2: La solución de $FP(y^k)$ no proporciona una cota superior de P .

Habiendo obtenido μ_1^k (para el caso del subproblema primal factible) de la solución de $P(y^k)$, el subproblema dual para el caso del subproblema primal factible es:

$$D(\mu_1^k) = \left\{ \begin{array}{l} \text{mín } f(x, y) + \mu_1^{kT} g_1(x, y) \\ x, y \\ s.t. \\ g_2(x, y) \leq \alpha \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \\ y \in Y = \{0 - 1\}^q \end{array} \right\}$$

Nota 3: El subproblema dual $D(\mu_1^k)$ puede no ser convexo en espacio conjunto de $x - y$. Como resultado, esta solución puede no corresponder a una cota inferior válida de P .

Nota 4: Observe que la función objetivo de $D(\mu_1^k)$ corresponde a la Relajación Lagrangeana.

Si el subproblema primal es infactible, entonces el subproblema dual es:

$$FD(\bar{\mu}_1^l) = \left\{ \begin{array}{l} \min_{x,y} \bar{\mu}_1^{lT} g_1(x, y) \\ s.t. \\ g_2(x, y) \leq 0 \\ x \in X \subseteq \mathbb{R}^n \\ y \in Y = \{0 - 1\}^q \end{array} \right\}$$

donde $\bar{\mu}_1^{lT}$ son los multiplicadores de Lagrange de $g_1(x, y^k) \leq 0$ para el problema de factibilidad $FP(y^k)$.

Nota 5: Observe que la solución de $FD(\bar{\mu}_1^l)$ no proporciona una cota de P , y solo proporciona un corte dual que eliminará $\bar{\mu}_1^l$ de consideraciones posteriores.

C.3 FASE II PROBLEMA MAESTRO

El problema maestro puede ser formulado usando información dual o primal. Como resultado existen dos tipo de problemas maestros: el problema maestro primal y el problema maestro de la Relajación Lagrangeana.

C.3.1 PROBLEMA MAESTRO PRIMAL

El problema maestro primal tiene la siguiente forma:

$$MP = \left\{ \begin{array}{l} \min_{y, \mu_c} \mu_c \\ s.t. \\ \mu_c \geq \inf_{x \in X} f(x, y) + \mu_1^T g_1(x, y) + \mu_2^T g_2(x, y), \forall \mu_1, \mu_2 \geq 0 \\ 0 \geq \inf_{x \in X} \bar{\mu}_1^T g_1(x, y) + \bar{\mu}_2^T g_2(x, y), \forall \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2 \in \Lambda \\ y \in Y \end{array} \right\}$$

Nota 1: El problema maestro primal (MP) tiene un infinito número de cortes que corresponden a cada par de no-negativos multiplicadores Lagrangeanos (μ_1, μ_2) y a cada $(\bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \in \Lambda$. Cada corte involucra un problema de optimización, es decir, la minimización con respecto de $x \in X$ de $L(x, y, \mu_1, \mu_2)$ o $\bar{L}(x, y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)$, el cual es parametrizado en $y \in Y$ y en teoría debería ser resuelto para todas las $y \in Y$.

Nota 2: Usando la condición C_3 los cortes corresponden a subproblemas primales factibles que pueden ser escritos como

$$\begin{aligned} \inf_{x \in X} L(x, y, \mu_1, \mu_2) &= \inf_{x \in X} q_1(q_3(x, \mu_1, \mu_2)y, \mu_1, \mu_2) \\ &\forall y, \forall (\mu_1, \mu_2) \geq 0 \end{aligned}$$

Tomando en cuenta que q_1 es propiamente convexo, acotado y Lipschitziano en X , y X es compacto y convexo, el ínfimo de P es obtenido, y puede ser reemplazado por el mínimo. Así mismo los cortes que corresponden a los problemas primales infactibles pueden ser escritos en términos de q_2 y q_4 como sigue:

$$\begin{aligned} \inf_{x \in X} \bar{L}(x, y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) &= \inf_{x \in X} q_2(q_4(x, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \\ &\forall y, \forall (\bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \geq 0 \end{aligned}$$

Tomando en cuenta que q_2 es propiamente convexo, acotado y Lipschitziano en X , y X es compacto y convexo, el ínfimo puede ser reemplazada por el mínimo con respecto de x .

Nota 3: Debido a que q_1 y q_2 son crecientes en sus primeros argumentos q_3 y q_4 respectivamente, la minimización de q_1 y q_2 con respecto de $x \in X$ puede ser realizada en $q_3(x, \mu_1, \mu_2)$ y $q_4(x, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)$ en lugar de:

$$\begin{aligned} \min_{x \in X} q_1(q_3(x, \mu_1, \mu_2)y, \mu_1, \mu_2) &= q_1(\min_{x \in X} q_3(x, \mu_1, \mu_2)y, \mu_1, \mu_2) \\ &\forall y, \forall (\mu_1, \mu_2) \geq 0 \\ \min_{x \in X} q_2(q_4(x, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) &= q_2(\min_{x \in X} q_4(x, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \\ &\forall y, \forall (\bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \geq 0 \end{aligned}$$

Observe que y no afecta la minimización con respecto a $x \in X$, por lo tanto las minimizaciones

$$\min_{x \in X} q_3(x, \mu_1, \mu_2)$$

$$\min_{x \in X} q_4(x, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)$$

necesitan ser realizadas solo una vez, y serán válidas para $\forall y \in Y$, así que el problema maestro primal toma la forma:

$$MP = \left\{ \begin{array}{l} \min_{y, \mu_c} \mu_c \\ s.t. \\ \mu_c \geq q_1(\min_{x \in X} q_3(x, \mu_1, \mu_2)) \forall \mu_1, \mu_2 \geq 0 \\ 0 \geq q_2(\min_{x \in X} q_4(x, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2), y, \bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \forall (\bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2) \in \Lambda \\ y \in Y \end{array} \right\}$$

Nota 4: La formulación anterior contiene un número infinito de cortes. Seleccionando un número finito de cortes fijando (μ_1, μ_2) y $(\bar{\mu}_1, \bar{\mu}_2)$ a $(\mu_1^k, \mu_2^k) k \in K$ y $(\bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l) l \in L$ respectivamente, donde k y l son los índices correspondientes a las iteraciones realizadas, se tiene el siguiente problema primal maestro relajado:

$$MP = \left\{ \begin{array}{l} \min_{y, \mu_c} \mu_c \\ s.t. \\ \mu_c \geq q_1(\min_{x \in X} q_3(x, \mu_1^k, \mu_2^k)) \\ 0 \geq q_2(\min_{x \in X} q_4(x, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l), y, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l) \\ y \in Y \end{array} \right\}$$

Nota 5: Para cada (μ_1^k, μ_2^k) , la minimización de q_3 con respecto de $x \in X$, esto es:

$$\min_{x \in X} q_3(x, \mu_1^k, \mu_2^k)$$

$$\min_{x \in X} q_4(x, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l)$$

Pueden denotarse a x^k, \bar{x}^l como minimizadores, luego entonces tenemos los siguientes cortes:

$$\min_{x \in X} q_3(x, \mu_1^k, \mu_2^k) = q_3(x, \mu_1^k, \mu_2^k)$$

$$\min_{x \in X} q_4(x, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l) = q_4(x, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l)$$

y q_1 y q_2 toman la forma:

$$q_1(q_3(x^k, \mu_1^k, \mu_2^k)y, \mu_1^k, \mu_2^k)$$

$$q_2(q_4(x^k, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l), y, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l)$$

Denotando los cortes anteriores como $q_1^k(y)$ y $q_2^l(y)$, el problema maestro primal relajado toma la forma final:

$$MPR = \left\{ \begin{array}{l} \min_{y, \mu_c} \mu_c \\ s.t. \\ \mu_c \geq q_1^k(y) \\ 0 \geq q_2^l(y) \\ y \in Y \end{array} \right.$$

donde

$$q_1^k(y) = q_1(q_3(x^k, \mu_1^k, \mu_2^k)y, \mu_1^k, \mu_2^k)$$

$$q_2^l(y) = q_2(q_4(x^k, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l), y, \bar{\mu}_1^l, \bar{\mu}_2^l)$$

El problema maestro primal relajado representa una cota inferior de la solución de P .

C.3.2 PROBLEMA MAESTRO DE LA RELAJACIÓN LAGRANGEANA

La obtención del problema maestro de la Relajación Lagrangeana emplea la dualidad Lagrangeana y considera la dualización de las restricciones $g_1(x, y) \leq 0$.

$$\max_{\mu_1 \geq 0} = \left\{ \begin{array}{l} \min_{x \in X, y \in Y} f(x, y) + \mu_1^T g_1(x, y) \\ s.t. \\ g_2(x, y) \leq 0 \\ x \in X \\ y \in Y \end{array} \right\}$$

El problema anterior es parametrizado en $\mu_1 = \mu_1^K$ y corresponde al subproblema dual $D(\mu_1^K)$ presentado en la Fase I. Si denotamos la solución del problema dual $D(\mu_1^K)$ como (x^k, y^k) , asumiendo factibilidad y definimos: $h^k(\mu_1) = f(x^k, y^k) + \mu_1^T g_1(x^k, y^k)$ luego entonces, el problema maestro relajado de la Relajación Lagrangeana es:

$$MRRL = \left\{ \begin{array}{l} \min_{\mu_1, \mu'_c} \mu'_c \\ s.t. \\ \mu'_c \geq h^k(\mu_1) \\ \mu_1 \geq 0 \end{array} \right\}$$

donde $h^k(\mu_1) = f(x^k, y^k) + \mu_1^T g_1(x^k, y^k)$

Nota 10: La solución de subproblema dual $D(\mu_1^K)$ es una cota inferior válida el Lagrangeano Dual. Asimismo, será una cota inferior válida para el problema P si $D(\mu_1^K)$ es convexo en el espacio $x - y$.

C.4 PRUEBAS DE CONVERGENCIA

Las pruebas de convergencia de la *DCG* presentan tres situaciones:

(i): Mejora de cota superior

(ii): Mejora de cota inferior

(iii): Corte de mejora

Una mejora de la cota superior corresponde a un decremento de la cota su-

terior obtenida por el subproblema primal $P(y^k)$. Una mejora de la cota inferior corresponde a un incremento de la cota inferior obtenida por el subproblema dual $D(\mu_1^K)$. Un corte de mejora corresponde a la generación de un nuevo corte que se vuelve activo y por lo tanto, no es dominado por los cortes generados anteriormente. Si el corte es generado por el problema maestro primal relajado será nombrado corte de mejora primal. Si el corte es generado por el problema maestro relajado de la Relajación Lagrangeana el corte será nombrado corte de mejora de la Relajación Lagrangeana.

La idea principal de las pruebas de convergencia es responder las siguientes preguntas:

Q1: ¿Puede y^k proporcionar una mejora de la cota superior, es decir, la solución de $P(y^k)$ puede ser estrictamente menor a la cota superior actual?

Q2: ¿Puede μ_1^K proporcionar una mejora de la cota inferior, es decir, la solución de $D(\mu_1^K)$ puede ser estrictamente mayor a la cota inferior actual?

Q3: ¿Podemos obtener un corte de mejora de la Relajación Lagrangeana para $\bar{\mu}_1^l$, es decir, para soluciones no acotadas?

Las pruebas de convergencia proporcionan respuesta a estas preguntas y son formuladas como: *PCP*: Si $q_1^k(y^c) \prec CS$ y $q_2^l(y^c) \prec 0$ donde y^c es la y actual, luego entonces y^c proporcionará una mejora de la cota superior. Si no, usar un problema maestro.

PCD: Si $h^k(\mu_1^c) \succ CI$ y $q_2^l(y^c) \prec 0$ donde μ_1^c es μ_1 la actual, luego entonces μ_1^c proporcionará una mejora de la cota inferior. Si no, usar un problema maestro.

PCDU: Si $h^l(\bar{\mu}_1^c) \succ 0$ y $q_2^l(y^c) \prec 0$ donde $\bar{\mu}_1^c$ es $\bar{\mu}_1$ la actual, luego entonces $\bar{\mu}_1^c$ proporcionará un corte de mejora. Si no, usar un problema maestro.