# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

## ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

### SECCIÓN DE ESTUDIOS DE PROGRADO E INVESTIGACIÓN

# ASIGNACIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS DE GENERACIÓN CONSIDERANDO PÉRDIDAS Y RESTRICCIONES DE RED EN UN MERCADO ELÉCTRICO DESREGULADO

# T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

## MAESTRO EN CIENCIAS

CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

P R E S E N T A:

**ING. ROLANDO ROSAS ALONSO**

CIUDAD DE MÉXICO DICIEMBRE 2016

# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
## SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14 BIS

## ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 17:30 horas del día 29 del mes de noviembre del 2016 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E. S. I. M. E. para examinar la tesis titulada:

**"ASIGNACIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS DE GENERACIÓN CONSIDERANDO PÉRDIDAS Y RESTRICCIONES DE RED EN UN MERCADO ELÉCTRICO DESREGULADO"**

Presentada por el alumno:

| **ROSAS** | **ALONSO** | **ROLANDO** |
|---|---|---|
| Apellido paterno | Apellido materno | Nombre(s) |

Con registro: **A 1 5 0 9 3 2**

aspirante de:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELÉCTRICA**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron ***SU APROBACIÓN DE LA TESIS***, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis

DR. JAIME ROBLES GARCÍA
Presidente

DR. RICARDO OCTAVIO A. MOTA PALOMINO
Segundo Vocal

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS
Tercer Vocal

DR. RICARDO OCTAVIO A. MOTA PALOMINO
Secretario

DR.HUGO AMBRÍZ PÉREZ

DR. DAVID ROMERO ROMERO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. MIGUEL TOLEDO VELÁZQUEZ

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
I. P. N.
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

## SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

# Carta de cesión de derechos

En la Ciudad de México, el día **29 del mes de noviembre del año 2016**. El que suscribe **Rolando Rosas Alonso,** alumno del Programa de **Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **A150932**, adscrito a la **Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME–Zacatenco del IPN**, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del **Dr. Jaime Robles García** y del **Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino** y cede los derechos del trabajo titulado "**Asignación de Unidades Térmicas de Generación considerando Pérdidas Y Restricciones de Red en un Mercado Eléctrico Desregulado**", al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones: **ingrosas23@outlook.com** , **jarobles@ipn.mx** y **rmotap@ipn.mx**

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Rolando Rosas Alonso

# *DEDICATORIA*

*A mis padres:*

*Marcos Francisco Rosas Santos*

*María Susana Alonso Garrido*

*Por traerme a la vida y por todo su constante amor, apoyo y comprensión a lo largo de mi existir, por creer en mí y darme un soporte incomparable en mi desarrollo profesional, este trabajo lo dedico a ustedes.*

*A mis hermanos Marcos y Crisanta Rosas por sus enseñanzas compartidas día con día.*

*A mi novia Elide por su amor y comprensión en esta etapa de mi vida.*

# *AGRADECIMIENTOS*

*A dios por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy.*

*A mis padres, por ser un ejemplo de vida en mi existir.*

*A mis directores de tesis los doctores Jaime Robles García y Ricardo Mota Palomino por su amistad, confianza y consejos para superarme día con día en mi desarrollo personal y profesional.*

*A los miembros del jurado: Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. David Romero Romero, Dr. Hugo Ambriz Pérez y Dr. David Sebastián Baltazar por sus comentarios y recomendaciones para este trabajo.*

*A los profesores de la SEPI ESIME Zacatenco por brindarme los conocimientos necesarios para cementar las bases de esta tesis.*

*A mi amigo Iván, que me brindó su apoyo total y me aconsejó en cualquier momento que lo necesitara.*

*A mis amigos Alí, Cesar S., Carlos, Erick, Héctor, Darío, Javier y Cesar V. por su apoyo y por las experiencias compartidas en esta etapa de mi desarrollo profesional.*

*A todos aquellos familiares y amigos que no recordé al momento de escribir esto. Ustedes saben quiénes son.*

*Al Instituto Politécnico Nacional por abrirme sus puertas y por sembrar en mí, el fruto del conocimiento.*

*Al CONACYT por el apoyo económico que me ofreció para poder realizar mis estudios de Maestría.*

# RESUMEN

En un mercado eléctrico desregulado el estudio de asignación de unidades considerando pérdidas y restricciones de red se realiza diariamente mediante el mercado día en adelanto. Este estudio consta de un problema de optimización que tiene el objetivo de seleccionar que centrales entrarán en operación al menor costo posible, en un horizonte de 24 horas con base a una demanda pronosticada, además, con los resultados derivados de la solución del problema de optimización se calculan los precios marginales locales del sistema. Estos últimos son indispensables ya que se utilizan como referencia en el proceso de compra/venta de energía en los mercados eléctricos desregulados.

En este trabajo se presenta una metodología de solución al problema de asignación de unidades de corto plazo mediante una herramienta computacional desarrollada en el lenguaje FORTRAN 90. La herramienta se basa en la técnica de relajación Lagrangiana., esta técnica se lleva a cabo a través de dos procesos: el proceso de asignación de unidades y el proceso de despacho económico. Los dos procesos se resuelven de manera independiente, sin embargo, la solución final se obtiene mediante la combinación de los resultados propios de cada proceso. Es importante mencionar que en esta tesis se incorporan los modelos de optimización para considerar pérdidas y restricciones de red tanto en la asignación de unidades como en el despacho económico.

La metodología propuesta opera por medio de la solución de tres diferentes problemas de optimización de asignación de unidades, cada problema está ligado con la solución de un despacho económico que se adecúe a las restricciones del modelo de optimización. El primer problema se resuelve a través de un modelo uninodal, después se soluciona el problema mediante un modelo de restricciones de red y al final, se incorpora un modelo con restricciones de red y pérdidas para encontrar la solución final. Además, se tomaa la última solución se utiliza para calcular los precios marginales locales de toda la red.

El resultado de cada problema de optimización provee la programación de unidades que entrarán en operación en un periodo de 24 horas, indica la cantidad de energía que entregarán al sistema y el costo total de producción de energía. Los precios marginales locales únicamente se calculan en el modelo con restricciones de red y pérdidas.

La metodología propuesta se utiliza con los siguientes sistemas del IEEE: 24 nodos y 26 unidades generadoras, 24 nodos y 32 un unidades generadoras, 118 nodos y 36 unidades generadoras, 118 nodos y 54 unidades generadoras. Además, se compara los resultados obtenidos con el programa desarrollado, con otras técnicas utilizadas en la literatura como la relajación Lagrangiana aumentada y la descomposición de Benders.

# ABSTRACT

In a deregulated electricity market, unit commitment scheduling taking into account transmission constraints and losses is performed daily through the day-ahead market. This is made by solving an optimization problem that has the main purpose of selecting which plants will be operating in a 24 hour horizon at the lowest production cost with a forecast demand. The results from the optimization problem are used to calculate locational marginal prices (LMP´s) all around the system. LMP´s are quite important in the deregulated electric markets since they are used as reference in the trade of energy.

This work presents a methodology for solving the short term unit commitment problem using a developed computational tool in FORTRAN 90. The computational tool is based on the Lagrangian relaxation technique. This technique is carried out through two processes: the unit commitment process and the economic dispatch process. The two processes are solved independently, however, the final solution is obtained by combinate the results of each process. It is important to mention that this thesis incorporates transmission constraints and losses in the optimization models for both unit commitment and economic dispatch processes.

The proposed methodology is perform through the solution to three different unit commitment optimization problems, each problem is linked to the solution of an economic dispatch that fits the constraints of the optimization model. The first problem is solved through a one node model, then the problem is solved by a network constraint model and in the end, a model with network constraints and losses is used to find the final solution. Using the final solution, the locational marginal prices of the entire network are calculated.

The result of each optimization problem provides the schedule for the generating units in a 24 hours period, the amount of energy that they will deliver to the system, as well as the total production cost. Locational marginal prices are only calculated in the final model.

The proposed methodology is tested with the following IEEE systems: 24 nodes and 26 generating units, 24 nodes and 32 generating units, 118 nodes and 36 generating units, 118 nodes and 54 generating units. In addition, the results obtained in the developed program are compared by their counterparts obtained by techniques in the literature such augmented Lagrangian relaxation and Benders decomposition.

# CONTENIDO

**RESUMEN** ..... i

**ABSTRACT** ..... ii

**CONTENIDO** ..... iii

**ÍNDICE DE FIGURAS** ..... vii

**ÍNDICE DE TABLAS** ..... ix

**NOMENCLATURA** ..... xi

**1. GENERALIDADES** ..... 1

1.1 Introducción ..... 1

1.1.1 Mercado día en adelanto ..... 2

1.1.2 Precios Marginales Locales ..... 3

1.2 Planteamiento del problema ..... 4

1.3 Objetivo Principal ..... 6

1.3.1 Objetivos específicos ..... 6

1.4 Justificación ..... 6

1.5 Antecedentes ..... 7

1.5.1 Metodologías de solución al problema de asignación de unidades ..... 7

1.5.2 Metodologías de cálculo de precios marginales locales ..... 11

1.6 Trabajos realizados en la SEPI ESIME Zacatenco ..... 13

1.7 Estructura de la tesis ..... 13

1.8 Aportaciones ..... 15

**2. RESTRUCTURACIÓN DE LA OPERACIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA** ..... 17

2.1 Introducción ..... 17

2.2 Modelo regulado o modelo vertical ..... 17

2.3 Modelo desregulado o modelo horizontal ..... 19

2.4 Restructuración en otros países ..... 22

2.5 Estructura y Operación del Mercado ..... 23

2.5.1 Modelos de mercados eléctricos ..... 24

2.5.2 Organismos participantes en el mercado ..... 25

2.5.3 Tipos de Mercado ..... 29

2.6 Poder de mercado ..... 33

**3. ASIGNACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN** ..... 35

3.1 Introducción ..... 35

3.2 Centrales termoeléctricas ..... 37

3.2.1 Costo de arranque ..... 37

3.2.2 Costo de combustible ..... 39

3.2.3 Restricciones de unidades térmicas ..... 42

3.3 Asignación de Unidades de Generación ..... 42

3.3.1 Asignación de Unidades mediante Relajación Lagrangiana ..... 44

3.3.2 Asignación de Unidades mediante Relajación Lagrangiana considerando restricciones de red ..... 58

**4. ASIGNACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN CON PÉRDIDAS Y RESTRICCIONES DE RED** ..... 67

4.1 Introducción ..... 67

4.2 Factor de Pérdidas y Factor de Penalización ..... 68

4.3 Flujos Óptimos de Corriente Directa considerando pérdidas ..... 71

4.3.1 Desviación de las pérdidas a través de los factores de penalización ..... 73

4.4 Incorporación de la demanda nodal ficticia al modelo de DC-OPF ..... 74

4.5 Incorporación de pérdidas al proceso de Asignación de Unidades ..... 78

4.6 Precios marginales locales ..... 80

4.6.1 Cálculo de precios marginales locales ..... 80

4.6.2 Selección del nodo de referencia ..... 82

4.7 Metodología propuesta ..... 84

4.7.1 Modelos de solución al problema de asignación de unidades ..... 84

4.7.2 Estructura general ..... 86

4.7.3 Etapas de operación ..... 87

4.7.4 Datos de entrada independientes del sistema ..... 96

**5. PRUEBAS Y RESULTADOS** ..... 99

5.1 Introducción ..... 99

5.2 Sistema IEEE 24 nodos y 26 Unidades de generación ..... 101

5.3 Sistema IEEE 24 nodos y 32 Unidades de generación ..... 112

5.4 Sistema IEEE 118 nodos y 36 Unidades de generación ..... 123

5.5 Sistema IEEE 118 nodos y 54 Unidades de generación ..... 137

**6. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y RECOMENDACIONES** ..... 151

6.1 Conclusiones ..... 151

6.2 Aportaciones ..... 154

6.3 Recomendaciones ..... 154

**REFERENCIAS** ..... 157

**APÉNDICE A** ..... 165

**APÉNDICE B** ..... 168

**APÉNDICE C** ..... 173

**APÉNDICE D** ..... 176

**APÉNDICE E** ..... 180

**APÉNDICE F** ..... 185

**APÉNDICE G** ..... 204

**APÉNDICE H** ..... 244

# ÍNDICE DE FIGURAS

## Capítulo 2

Figura 2.1 Modelo de Operación Vertical ..... 18

Figura 2.2 Modelo de Operación Horizontal ..... 22

Figura 2.3 Precio de Mercado ..... 30

## Capítulo 3

Figura 3.1 Tipos de demanda ofertada en un mercado eléctrico desregulado ..... 36

Figura 3.2 Costo de Arranque Exponencial ..... 38

Figura 3.3 Curva de entrada-salida de un generador ..... 40

Figura 3.4 Curva de costo incremental de un generador ..... 41

Figura 3.5 Curva de costo incremental por segmentos ..... 41

Figura 3.6 Programación Dinámica para una unidad de generación ..... 49

Figura 3.7 Curva de costo incremental con escalones y aproximación lineal ..... 50

Figura 3.8 Descomposición de curva entrada-salida en varios segmentos ..... 54

Figura 3.9 Brecha de Dualidad ..... 57

## Capítulo 4

Figura 4.1 Sistema interconectado con pérdidas en las líneas (resistencia) ..... 75

Figura 4.2 Sistema Interconectado con FND representando pérdidas ..... 76

Figura 4.3 Modelo Uninodal ..... 84

Figura 4.4 Modelo con restricciones de red ..... 85

Figura 4.5 Modelo con restricciones de red más pérdidas ..... 85

Figura 4.6 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 1 ..... 91

Figura 4.7 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 2 ..... 92

Figura 4.8 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 3 ..... 93

Figura 4.9 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 4 ..... 94

Figura 4.10 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 5 ..... 95

## Capítulo 5

Figura 5.1 Sistema de Prueba IEEE de 24 nodos ..... 102

Figura 5.2 Línea conectada entre los nodos 7 y 8 para el sistema de 24 nodos con 26 unidades de generación ..... 107

Figura 5.3 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras. ..... 110

Figura 5.4 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras ..... 111

Figura 5.5 Demanda horaria para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras..... 114

Figura 5.6 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras ..... 121

Figura 5.7 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras ..... 122

Figura 5.8 Sistema de Prueba IEEE de 118 nodos ..... 124

Figura 5.9 Demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras..... 126

Figura 5.10 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 135

Figura 5.11 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 136

Figura 5.12 Demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras..... 143

Figura 5.13 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 147

Figura 5.14 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 148

# ÍNDICE DE TABLAS

## Capítulo 5

Tabla 5.1 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 24 nodos con 26 unidades generadoras ..... 101

Tabla 5.2 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras..... 103

Tabla 5.3 Resultado del flujo de potencia de la línea conectada entre los nodos 7 y 8 para todos los periodos de tiempo ..... 104

Tabla 5.4 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras ..... 105

Tabla 5.5 Resultado del despacho económico del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras en los periodos 11 y 20..... 106

Tabla 5.6 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras..... 108

Tabla 5.7 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras ..... 109

Tabla 5.8 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 24 nodos con 32 unidades generadoras ..... 112

Tabla 5.9 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras..... 113

Tabla 5.10 Líneas sobrecargadas en el modelo uninodal para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras ..... 115

Tabla 5.11 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras ..... 115

Tabla 5.12 Resultado del despacho económico del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras en los periodos 19 y 20..... 116

Tabla 5.13 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras..... 118

Tabla 5.14 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras ..... 119

Tabla 5.15 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 123

Tabla 5.16 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 125

Tabla 5.17 Líneas sobrecargadas en el modelo uninodal para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 127

Tabla 5.18 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 128

Tabla 5.19 Potencia óptima obtenida en el proceso de relajación Lagrangiana para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 130

Tabla 5.20 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 132

Tabla 5.21 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras ..... 133

Tabla 5.22 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 137

Tabla 5.23 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 138

Tabla 5.24 Líneas sobrecargadas en el modelo uninodal para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 139

Tabla 5.25 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 140

Tabla 5.26 Potencia óptima obtenida en el proceso de relajación Lagrangiana para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 142

Tabla 5.27 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 144

Tabla 5.28 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras ..... 145

# NOMENCLATURA

| | |
|---|---|
| $a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$ | Función de costo cuadrática. |
| AC-OPF | Flujos óptimos de corriente alterna. |
| $\alpha$ | Coeficiente compuesto por el costo de personal al arrancar la planta más el costo de mantenimiento del equipo de la unidad de generación. |
| $\beta$ | Costo de arranque en frío de la unidad de generación. |
| CAG | Control automático de generación. |
| DC-OPF | Flujos óptimos de corriente directa. |
| DISCO | Compañía de distribución. |
| $DF_i$ | Factor de penalización o factor de entrega (marginal) del nodo $i$. |
| $DF_i^{est}$ | Factor de penalización del nodo $i$ de la iteración anterior. |
| ERC | Entidad responsable de carga. |
| $F_i$ | Es el costo de combustible de la unidad de generación $i$. |
| $F_i\left(P_i^t\right)$ | Función de costo de la unidad $i$ para el periodo $t$. |
| FERC | Federal Energy Regulatory Commission. |
| $F_m$ | Flujo de potencia real que pasa a través de la línea $m$. |
| $\overline{F}_m$ | Límite de transmisión superior de la línea $m$. |
| $\underline{F}_m$ | Límite de transmisión inferior de la línea $m$. |
| $F_m^{\max}$ | Límite de transmisión máximo de la línea $m$. |
| FND | Demanda nodal ficticia. |
| $FND_i$ | Demanda nodal ficticia en el nodo $i$. |
| $FND_j^{est}$ | Demanda nodal ficticia en el nodo $j$ de la iteración anterior. |
| $FP_i$ | Factor de pérdidas del nodo $i$. |
| GENCO | Compañía de generación. |
| $GSF_{m,j}$ | Coeficiente de sensitividad de la línea $m$ con respecto al nodo $j$. |

| | |
|---|---|
| ISO | Operador Independiente del sistema. |
| $J^*$ | Solución primal en el problema de relajación Lagrangiana. |
| $\lambda^t$ | Costo incremental del sistema en el periodo $t$. |
| $\lambda^{\min}$ | Costo incremental de la central más barata operando a su mínima capacidad. |
| $\lambda^{\max}$ | Costo incremental de la central más cara operando a su máxima capacidad. |
| $\lambda^t_{inicial}$ | Costo incremental con el que se iniciará el proceso de asignación de unidades. |
| $\lambda_i^t$ | Valor del costo incremental del periodo $t$ de la iteración anterior. |
| $\lambda_{i+1}^t$ | Valor del costo incremental del periodo $t$ de la iteración actual. |
| MCP | Precio del mercado. |
| $Nlines$ | Líneas totales del sistema. |
| $Nlines,i$ | Líneas conectadas al nodo $i$. |
| $Nnodes$ | Nodos totales del sistema. |
| $Np$ | Número de periodos en el estudio. |
| $Nu$ | Número de unidades. |
| $P_D^t$ | Potencia activa demandada por el sistema en el periodo $t$ |
| $P_{gen,i}$ | Potencia de generación del escalón $i$. |
| $P_{gen,i}^{slope}$ | Potencia de generación máxima del escalón $i$. |
| $P_{gen,i}^{aparente}$ | Reserva de potencia disponible por la central de generación $i$. |
| $P_i$ | Potencia que genera la unidad i. |
| $\underline{P}_i$ | Potencia de generación mínima de la central $i$. |
| $\overline{P}_i$ | Potencia de generación máxima de la central $i$. |
| $P_i^{opt}$ | Potencia de despacho óptimo de generación de la central $i$. |
| $P_i^t$ | Potencia activa generada por la unidad $i$ en el periodo $t$. |

| | |
|---|---|
| $P_j$ | Potencia aportada por parte del nodo $j$ . |
| $P_{\min,i}$ | Potencia de generación mínima de la central $i$. |
| $P_{\max,i}$ | Potencia de generación máxima de la central $i$. |
| $P_{perd}$ | Pérdidas totales del sistema. |
| $P_{perd}^{est}$ | Pérdidas totales del sistema de la iteración anterior. |
| $P_{perd}^{pron}$ | Pérdidas pronosticadas para el periodo actual. |
| $P_{perd}^{act}$ | Pérdidas actuales. |
| $P_{perd}^{t}$ | Pérdidas estimadas del resultado del modelo con restricciones de red para el periodo $t$. |
| PML | Precio marginal local. |
| $PML_i$ | Precio marginal local en el nodo $i$. |
| PX | Operador del mercado. |
| $q^*$ | Solución dual en el problema de relajación Lagrangiana. |
| $R_m$ | Resistencia de la línea $m$. |
| $r_m^-$ | Multiplicador Lagrangiano del límite inferior de la línea $m$. |
| $r_m^+$ | Multiplicador Lagrangiano del límite superior de la línea $m$. |
| $S_i$ | Costo de arranque de la unidad $i$ |
| $s_{ik}$ | Costo de la central $i$ por producir energía del escalón $k$. |
| SCADA | Sistema de supervisión, control y adquisición de datos. |
| $\sigma$ | Valor de ajuste del subgradiente del costo incremental. |
| $\tau$ | Constante de tiempo que representa la rapidez con la que la unidad de generación se enfría. |
| $T_i^{on}$ | Mínimos periodos de conexión de la unidad $i$. |
| $T_i^{off}$ | Mínimos periodos de desconexión de la unidad $i$. |

| | |
|---|---|
| TRANSCO | Compañía de transmisión. |
| $U_i^t$ | Estado de operación de la unidad $i$, en el periodo $t$. |
| $U_i^{t-1}$ | Estado de operación de la unidad $i$, en el periodo $t-1$. |
| $X^{off}$ | Duración de periodos en que la unidad ha estado fuera de operación. |
| $X_{i,t}^{off}$ | Duración de periodos en que la unidad $i$ ha estado fuera de operación hasta el periodo $t$. |
| $X_{i,t-1}^{on}$ | Duración de periodos en que la unidad $i$ ha estado en operación hasta el periodo $t-1$ . |
| $\varsigma$ | Valor de ajuste del subgradiente de las variables duales de los límites de las líneas. |

# CAPÍTULO 1

# 1. GENERALIDADES

## 1.1 Introducción.

La estructura de los sistemas de potencia conformada por los bloques de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica sigue siendo la misma desde hace décadas, sin embargo, la propiedad de cada uno de estos bloques y la operación del sistema de potencia han cambiado radicalmente.

Tradicionalmente la industria eléctrica se integraba de manera vertical, donde la generación, transmisión y distribución se representaban por la misma entidad, la cual era la responsable de proporcionar energía al usuario final. No obstante, en las últimas tres décadas la desregulación del sistema eléctrico se ha ido implementando en varios países [1] y tiene como objetivo promover la competición del precio de la energía eléctrica entre los participantes del mercado.

La desregulación históricamente hablando ha nutrido de experiencias a los mercados en general, mismas que permiten identificar los puntos clave que deben ser tomados en cuenta para poder implementar el modelo de operación horizontal. Por ejemplo, como resultado de las experiencias obtenidas es de gran importancia que en un mercado eléctrico el bloque de transmisión y distribución sea controlado por una empresa dependiente del estado. Lo anterior no quiere decir que el acceso a la red este obstaculizado para los productores de energía y empresas responsables de carga, ya que bajo el esquema desregulado el acceso a la red debe ser libre para todos los organismos que deseen utilizar la red para transmitir energía eléctrica [2].

Por lo anterior en el año 2000 la FERC publicó los estándares para los operadores regionales de sistema dentro del cual se establece que en un mercado debe existir un operador independiente del sistema (ISO), que tiene la responsabilidad de proveer el acceso libre a la red de transmisión a los participantes del mercado quienes también, deben tener un trato no discriminatorio [3]. Aunado a lo anterior, el responsable de operar la red de manera segura y eficiente es el ISO.

Los participantes del mercado bajo un esquema de modelo híbrido pueden comprar y vender energía al presentar las ofertas al ISO. No obstante, el ISO es el único que tiene la autoridad para determinar si la oferta de compra/venta de energía es aprobada de acuerdo a las restricciones de red del sistema eléctrico de potencia. También los participantes pueden llevar a cabo transacciones bilaterales en las que se debe hacer uso de la red de transmisión y por lo tanto, tienen un cargo por servicio de transmisión de energía [4]. Al igual que las ofertas, las transacciones deben ser presentadas al ISO para determinará si se pueden llevar a cabo o no por cuestiones de restricciones de transmisión.

Se debe destacar que un mercado eléctrico es diferente a los mercados de servicios como los de petróleo, comida o inclusive agua, ya que en la actualidad no existen los suficientes avances tecnológicos para poder almacenar la energía en grandes cantidades (excepto por un pequeño porcentaje de unidades de bombeo). Esto implica que la electricidad producida por fuentes primarias de energía (como pueden ser petróleo, gas, viento y solar) debe ser comercializada en tiempo real [1]. De manera simultánea el balance de generación-demanda debe ser conservado, porque de lo contrario, la calidad de la energía eléctrica (ya sea a través de la frecuencia o del voltaje) se podría ver comprometida. Además, un desbalance considerable en la ecuación generación-demanda podría provocar el colapso del sistema en unos cuantos minutos [5].

### 1.1.1 Mercado día en adelanto.

Un mercado eléctrico puede conformarse de diferentes tipos de mercado, sin embargo, en este trabajo se hará hincapié en el mercado de energía. Un mercado de energía es donde la transacción física o financiera de energía eléctrica toma lugar, generalmente consiste de un mercado día en adelanto y un mercado en tiempo real, en este grupo también se puede incorporar un mercado paralelo llamado mercado de servicios conexos, el cual tiene la función de gestionar los servicios de regulación secundaria, reserva rodante y reserva no rodante para respaldar la operación confiable del sistema en caso de contingencia [1].

El mercado día en adelanto se lleva a cabo un día previo al día de operación. En la ejecución de este mercado se debe recibir todas las ofertas por parte de los productores de energía y se contempla una demanda pronosticada, no obstante, si el mercado se encuentra abierto a la participación de entidades responsables de carga, estos deben ser contemplados en el mercado día en adelanto [6].

Para poder llevar a cabo el mercado día en adelanto se debe resolver dos modelos de optimización llamados asignación de unidades con restricciones de seguridad y despacho

económico con restricciones de seguridad, la solución de estos modelos proveen el estado de operación y despacho de cada generador así como los precios de energía en cada periodo del día de operación [2].

El problema de asignación de unidades de generación consiste en programar que unidades entrarán en operación al mínimo costo posible respetando las restricciones de red [7].

Con base a lo anterior es difícil tomar en cuenta todas las limitaciones de transmisión en el proceso de asignación de unidades con restricciones de seguridad debido al alto nivel de complejidad del problema producido por el elevado número de variables con las que se debe interactuar, no obstante, existen algunas técnicas que no incorporan de manera directa las restricciones al problema como lo es la relajación Lagrangiana [8].

El despacho económico con restricciones de seguridad es el complemento al problema de asignación de unidades restringido, por lo anterior, el modelo de optimización es muy similar y la única diferencia radica en la ejecución a partir de una asignación de unidades obtenida previamente.

La mayor cantidad de demanda se provee por generación programada en el mercado día en adelanto, este último reduce la incertidumbre en los precios de energía y provee a los participantes del mercado una herramienta para bloquear un valor anticipado, de esta manera evitar estar expuestos a la volatilidad del precio en tiempo real. Lo anterior también ayuda a reducir los incentivos utilizados para ejercer poder de mercado [9].

El mercado día en adelanto se presenta después en este mismo trabajo de manera más detallada ya que es fundamental para entender el objetivo de este trabajo.

### 1.1.2 Precios Marginales Locales.

Cuando se ignoran las restricciones de transmisión y pérdidas en el transporte de energía eléctrica, el productor de energía más barato será elegido para satisfacer la demanda y, por lo tanto, el precio de la energía eléctrica será el mismo en toda la red. Bajo este esquema se considera que la red es uninodal y además se tiene transferencia de potencia infinita sin pérdidas en la misma, sin embargo, en un sistema real esto es imposible y es por eso que se debe introducir el concepto de congestión [10]. La congestión se define como la limitación de transferencia de energía barata a través de una línea de transmisión, bajo este contexto es

importante mencionar que en un sistema real, la mayoría de las ocasiones se presenta una o más líneas congestionadas en el sistema, por lo tanto, si existe congestión en el sistema, se debe proveer de energía a los usuarios por medio de centrales más caras que ocasionan que el precio de la energía se eleve. También en un sistema real existe la presencia de pérdidas por efecto joule en el transporte de energía eléctrica, las cuales son factor en la variación de precios a través de toda la red. Por ejemplo, si un generador se conecta a la red por medio de una línea que produce una cantidad considerable de pérdidas al sistema, ocasionará que el precio de la venta de energía en ese nodo disminuya, esto se debe a la reducción de corriente (convertida en pérdidas) que pasa en esa línea provocada por la redistribución de flujos de potencia. To este tipo de particularidades nos lleva al concepto de precio marginal local [11].

El precio marginal local (PML) se define como el costo incremental por satisfacer un cambio infinitesimal de carga en un nodo determinado respetando las restricciones físicas de la red [12]. La metodología de PML ha sido uno de los estudios predominantes para calcular el precio de la energía en los mercados eléctricos de Estados Unidos. Actualmente, esta metodología ha sido implementada en diversos ISO´s como lo son el de PJM, New York, Nueva Inglaterra, California y Medio Oeste [7], [12], [13] y [14].

Teóricamente, el PML es resultado de un estudio de flujos óptimos de corriente directa (DC-OPF por sus siglas en inglés) [11]. Específicamente, el PML en un nodo determinado es el precio sombra de la ecuación de balance de potencia asociada a ese nodo. Además, el precio marginal local se puede integrar por tres componentes: componente de energía, componente de pérdidas y componente de congestión [15]. La razón por la cual el PML está constituido por tres partes es debido a que la componente de congestión es utilizada para calcular los ingresos a través de los derechos financieros de transmisión [16].

Desde el punto de vista monetario el PML representa la cantidad que las industrias encargadas de comprar energía pagarán al ISO, por cada MW que consuman de acuerdo al nodo en donde se requiera la demanda, además, el PML también representa la cantidad con la que el ISO finiquitará a los productores de energía con base al nodo en donde se encuentre conectada la central de generación [17].

## 1.2 Planteamiento del problema.

El problema de asignación de unidades de generación se utiliza para asegurar la operación económica del sistema en un periodo de corto plazo. El problema es no lineal basado en programación entera mixta a gran escala y la solución proporciona la programación de unidades que entrarán en operación con su respectiva potencia a despachar. Este problema

se realiza por medio de una demanda pronosticada que se debe satisfacer respetando las restricciones físicas y operativas de los elementos del sistema [18].

Bajo el esquema desregulado el encargado de solucionar este problema de optimización es el ISO, el cual debe recibir las ofertas del precio de energía, el costo de arranque, los tiempos mínimos de conexión y desconexión así como los límites de potencia de generación por parte de los productores de energía. Con base a dichos datos el ISO se encarga de seleccionar que centrales van a entrar en operación, durante que periodos de tiempo estarán encendidas y que cantidad de energía aportaran al sistema.

En cualquier sistema interconectado se debe garantizar el suministro de energía eléctrica de manera continua, confiable y barata, sin embargo, el hecho de cumplir con las propiedades mencionadas anteriormente va ligado con las características propias de la red, es decir, se debe cumplir con las limitaciones físicas de todos los elementos del sistema al menor costo posible. Por lo anterior se debe modelar un problema de optimización que sea capaz de incorporar todas características mencionadas en un tiempo de operación aceptable.

En el proceso de despacho económico la incorporación de un gran número de restricciones al problema es posible debido a que su espacio factible de solución tiene sus límites bien claros.

En el problema de asignación de unidades de la misma forma se debe tomar en cuenta un sinfín de restricciones, no obstante, en este problema no es fácil contar con un espacio delimitado de solución debido a la complejidad del mismo, la cual es provocada por los saltos en la función de acuerdo a los estados de operación de las unidades (1 si están encendidas y 0 si están apagadas).

Las restricciones comúnmente implementadas en el sistema eléctrico son los límites del sistema de transmisión y el balance carga-generación.

Los límites comúnmente tomados en consideración para las centrales térmicas son los límites de generación (mínimo y máximo), los tiempos mínimos de conexión y desconexión, entre otras.

Por lo anterior el modelado del problema de optimización de asignación de unidades de generación, debe tomar en consideración las restricciones del sistema para garantizar el

balance carga-generación sin violar ninguna de ellas. Además debe existir suficiente generación disponible para satisfacer las pérdidas por el calentamiento de la red.

## 1.3 Objetivo Principal.

Desarrollar una herramienta computacional que tenga la capacidad de solucionar el problema de asignación de unidades termoeléctricas en un sistema eléctrico de potencia, bajo el esquema de un mercado eléctrico desregulado incluyendo pérdidas por calentamiento y restricciones de red.

### 1.3.1 Objetivos específicos.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Analizar el impacto de las restricciones de red y de las pérdidas por calentamiento en el estudio de asignación de unidades.
- Solucionar el estudio de flujos óptimos de corriente directa con demanda nodal ficticia a través de un proceso iterativo.
- Calcular los precios marginales locales de la red.
- Analizar el impacto del resultado de la asignación de unidades en el comportamiento de los precios marginales locales.

## 1.4 Justificación.

Por medio de la reforma en materia de energía publicada en 2013 en nuestro país [19], se decretó que el sistema eléctrico nacional sufriría una restructuración en su operación pasando de un modelo regulado a un modelo desregulado, también se decretó que la operación del sistema seguiría perteneciendo al estado. Por tanto, el organismo responsable de operar el sistema interconectado nacional también debe encargarse de la operación del mercado eléctrico mayorista en la actualidad.

De acuerdo a lo anterior la entidad responsable de la operación del sistema eléctrico nacional debe garantizar la confiabilidad del sistema con la desregulación, o dicho en otras

palabras, el operador independiente del sistema sigue teniendo el control de la red, pero ahora está sujeto a las ofertas que reciba por parte de los productores de energía.

A pesar de la restructuración, el operador independiente del sistema tiene la función de programar las unidades que entrarán en operación con el objetivo de garantizar el suministro de energía a los usuarios finales, al mínimo costo de acuerdo a una demanda pronosticada y con base a las ofertas de los participantes. Además, con la restructuración comienza a crecer el interés por conceptos que en un sistema regulado no tienen gran relevancia como por ejemplo el concepto de precio marginal local.

El precio marginal local es una de las herramientas principales en un sistema eléctrico desregulado ya que con base a este, se finiquitará a los productores de energía y se venderá a las empresas responsables de carga de acuerdo al nodo en donde se encuentren conectados. Además el precio marginal local es fundamental en otros procesos del mercado como por ejemplo en la liquidación de los derechos financieros de transmisión.

Derivado de lo anterior, en esta tesis se desarrolla la herramienta computacional para afrontar el problema de asignación de unidades térmicas en un mercado eléctrico desregulado respetando los límites de transmisión y considerando pérdidas por calentamiento, lo anterior se realiza con el objetivo de calcular los precios marginales locales al igual que se realiza en el mercado día en adelanto. La herramienta computacional se basa en la solución óptima del problema a través de la metodología de relajación Lagrangiana para obtener la asignación de unidades, la potencia que deben generar cada una de ellas y el cálculo de precios marginales locales.

## 1.5 Antecedentes.

### 1.5.1 Metodologías de solución al problema de asignación de unidades.

El problema de asignación de unidades ha sido un desafío para los centros de control a lo largo de los años debido a su alto nivel de complejidad. Sin embargo, la evolución de las metodologías de solución al paso de los años, ha permitido obtener cada vez mejores resultados.

La primera técnica de solución implementada fue la metodología de listas de prioridad, la cual consiste en elaborar un orden de unidades que entrarán o saldrán de servicio [20]. La

elaboración de esta lista se lleva a cabo mediante un exhaustivo ordenamiento de las centrales que aportarán energía al sistema tomando como referencia la demanda en un periodo determinado. El ordenamiento de las centrales se basa en el rendimiento que tenga cada unidad de generación a potencia máxima.

Esta metodología ha ido afinándose al paso de los años, por ejemplo en [21] se presentó una metodología de listas de prioridad adicionando al estudio los tiempos mínimos de arranque y paro de la central así como los costos de arranque. Otro ejemplo claro de la mejora de esta metodología se puede observar en [22], donde se incluyó la reserva del sistema y se propuso la incorporación de datos heurísticos para mejorar el desempeño. En [23] se realizó la implementación de los datos heurísticos y se aplicó la metodología en un sistema a gran escala.

En [24] se presentaron diferentes formas de elaborar las listas de prioridad con base a objetivos específicos. Estas metodologías solucionan el problema de asignación de unidades en poco tiempo, sin embargo, es difícil garantizar que la solución obtenida este cercana a la óptima ya que no se tienen cotas de referencia para compararlo con la mejor solución posible. Además, esta metodología suele obtener soluciones aceptables para sistemas de poca dimensión y al incorporar sistemas de mayor tamaño, tiende a diverger de la solución óptima del problema.

Recientemente se han incorporado sistemas expertos a la metodología de listas de prioridad con base a la experiencia adquirida por parte de los operadores del sistema teniendo como objetivo mejorar su desempeño como se ve en [25], [26] y [27].

Otra metodología utilizada para resolver el problema de asignación de unidades se implementó a través de la programación dinámica. La programación dinámica funciona con base a la búsqueda del punto óptimo de operación a través de un conjunto de combinaciones de solución posibles, para empezar con la solución del problema se debe seleccionar un periodo de referencia, después, a partir de ese periodo se debe ejecutar el algoritmo, el cual puede solucionar el problema hacia delante del periodo de referencia o hacia atrás. De acuerdo al número de periodos que se tenga en el estudio será el número de fases del algoritmo de programación dinámica [20].

Una de las desventajas de la solución del problema a través de la programación dinámica es la dimensionalidad de combinaciones posibles, si bien para sistemas pequeños esta cantidad no es tan considerable, en sistemas medianos este valor puede ser de varios millones

de combinaciones posibles y ni que decir de los sistemas de gran tamaño donde el valor es de miles de millones. Con el objetivo de combatir el problema de dimensionalidad se han implementado diversas técnicas a la metodología que utilizan las listas de prioridad para reducir el número de combinaciones posibles [18].

La metodología de programación dinámica ha sido continuamente utilizada al paso de los años para solucionar el problema de asignación de unidades de generación [28], [29], [30], [31], [32], [33] y [34].

Además de las metodologías mencionadas anteriormente también ha se ha implementado la metodología de ramificación y límites o cotas en la solución al problema de asignación de unidades. Esta metodología es de las mejores en la búsqueda del punto óptimo de operación al mínimo costo, ya que tal como su nombre lo indica su desempeño se basa en la búsqueda de la mejor solución posible, a través de ramales de un árbol de soluciones pero únicamente cuando un límite (cota) es encontrado, esto quiere decir que el conjunto de soluciones que no represente una cota del problema son automáticamente descartados [35].

La metodología de ramificación y cotas se desempeña a través de variables discretas y al final del algoritmo el punto óptimo de operación se encuentra mediante la priorización de las soluciones en el árbol de ramificaciones [36]. La desventaja de esta metodología es el tiempo dedicado para encontrar solución, si bien cuando se tienen sistemas de tamaño pequeño el tiempo de operación del algoritmo es aceptable, a medida que el sistema de prueba crece el tiempo de operación de la metodología aumenta considerablemente.

Las técnicas evolutivas también han sido implementadas en la solución al problema de asignación de unidades como se ve en [37], [38] y [39]. En los trabajos mencionados se utilizaron sistemas expertos y redes neuronales para encontrar la programación de unidades que entrarán en operación a corto plazo. Los sistemas expertos se desempeñan a través de la relación que existe entre el estado del problema actual con la experiencia del operador del sistema, para poder llevar a cabo lo anterior es necesario contar con un archivo de datos. Los parámetros del programa se modifican con base a la información que está registrada en el archivo para encontrar una mejor solución.

Por otro lado, las redes neuronales son algoritmos que se basan en el entrenamiento a través de una salida deseada, su comportamiento es similar al de una neurona ya que tienen la capacidad de adaptarse ante cambios fuertes en las entradas de la red. Algunos autores

utilizaron sistemas expertos en conjunto con las redes neuronales para obtener resultados satisfactorios [20].

Otra metodología aplicada al problema de asignación de unidades es mediante programación entera mixta. La programación entera mixta se compone de dos tipos de variables, las variables enteras y las variables lineales, las variables enteras sirven para determinar si la unidad va estar fuera o dentro de servicio, las variables lineales se utilizan para establecer el nivel de potencia que generará la unidad [40], [41] y [42]. La desventaja de este método radica en su limitado espacio de solución factible, resultante de la suposición de ciertas características del problema, lo que le provoca alejarse del punto óptimo de operación si no realiza una correcta anticipación de las mismas.

Aunado a las metodologías anteriores se encuentra la metodología de solución por medio de programación lineal, la cual se basa en ramificar el problema en pequeños problemas de optimización a través de un método de descomposición matemática, cada uno de los problemas de optimización se resuelve mediante programación lineal. Al final se utiliza un método de listas prioritarias para determinar que unidades entrarán en servicio [43], [44], [45] y [46].

Como se ha comentado anteriormente la programación de unidades a corto plazo es uno de los problemas más complejos de resolver debido a la gran cantidad de variables y restricciones que se deben contemplar en el estudio, sin embargo, desde hace varias décadas se ha utilizado una de las metodologías más prácticas para la solución del problema de asignación de unidades llamada relajación Lagrangiana.

La metodología de relajación Lagrangiana descompone el problema de asignación de unidades en un problema principal y varios subprocesos que pueden ser solucionados independientemente y de manera iterativa con el objetivo de encontrar una solución muy cercana a la óptima [47].

Los subprocesos están ligados en cierta forma por medio de multiplicadores Lagrangianos que son añadidos al problema principal para generar un problema dual. El problema dual es más sencillo de resolver que el problema primal, ya que en el problema dual se incorporan las restricciones a la función objetivo y se utilizan como cotas para llegar a la solución óptima, cuestión que en el problema primal no es posible [48]. El problema primal se basa en un despacho económico y para poder llevarse a cabo es necesario tener

suficiente generación disponible en cada periodo de tiempo, de lo contrario, se encontraría infactibilidad a la hora de resolver el estudio.

Los multiplicadores Lagrangianos se calculan a través del problema principal y una vez hecho esto, se utilizan en los subprocesos para obtener solución en los mismos, además tiene la función de retroalimentar el problema principal para volver a actualizar los multiplicadores Lagrangianos, este proceso se realiza de manera iterativa hasta que se encuentre solución mediante un criterio de convergencia llamado brecha de dualidad [8]. El ajuste de los multiplicadores Lagrangianos se realiza a través del método del subgradiente [18]. Se pueden agregar los multiplicadores de LaGrange necesarios de acuerdo a las restricciones que se tomen en cuenta en el estudio o se puede combinar la metodología con alguna otra como se ve en [49], [50], [51], [52], [53] y [54].

La metodología de relajación Lagrangiana ha sido probada para mercados eléctricos de más de 1000 unidades de generación obteniendo resultados satisfactorios y ha sido utilizada en los mercados de Gales e Inglaterra para la solución al problema de asignación de unidades [1] y [55].

### 1.5.2 Metodologías de cálculo de precios marginales locales.

Desde el origen del concepto de precio marginal local han existido distintos puntos de vista sobre como calcularlo de manera eficaz y justo para todos los participantes del mercado, por lo anterior, es difícil inclinarse hacia una metodología u otra debido a las ventajas y desventajas propias de cada una de ellas

Una de las primeras metodologías para calcular los precios marginales locales se basa en un estudio de flujos óptimos de corriente alterna (AC-OPF por sus siglas en inglés), a través del cual se descompone el precio marginal de cada nodo en varias partes, cada una correspondiente a un factor diferente como por ejemplo la generación en el nodo, limitaciones de voltaje, congestión producida por la transmisión de energía, entre otros [10].

Tiempo después fue notable que el cálculo de los precios marginales locales a través de un estudio de flujos óptimos de corriente alterna se convertía más difícil de resolver a medida que el sistema crecía, la causa del aumento de la dificultad se debe principalmente a la gran cantidad de variables y restricciones que se utilizan en AC-OPF, entonces entre más grande era el sistema, la cantidad de variables se elevaba considerablemente. Por tanto se decidió calcular los precios marginales locales a través de un estudio de flujos óptimos de corriente

directa para tener eficiencia computacional y estabilidad en el estudio [56]. En [57] se demostró que los resultados obtenidos a través de las aproximaciones de flujos de corriente directa se asemejan bastante a la metodología de flujos de corriente alterna.

El precio marginal local normalmente se divide en tres componentes: componente de energía, componente de pérdidas y componente de congestión [58]. Sin embargo, en [59] se comprobó que dicha descomposición no es única y que siempre existirán diferencias no controlables en la misma.

A causa de la inevitable no linealidad de las pérdidas en la red de transmisión, surgió un gran deseo de mejorar la precisión del cálculo de pérdidas por efecto joule en la red [60]. Derivado de lo anterior para contrarrestar en cierta forma la no linealidad de las pérdidas se implementó el algoritmo de nodo de referencia distribuido, donde se eligen varios nodos para que en conjunto actúen como si fueran una misma referencia del sistema, dicha implementación se aplica al estudio de flujos de potencia y por lo tanto afecta a la descomposición y cálculo del precio marginal local [61]. Esta metodología es ampliamente aceptada y utilizada en los mercados de Estados Unidos, no obstante, la diferencia de la componente de pérdidas entre un par de nodos del sistema depende en gran medida de los nodos seleccionados como referencia-distribuida y de los coeficientes de sensitividad [62].

Otra metodología para aproximar las pérdidas por efecto joule en el estudio de flujos de corriente directa se implementó por medio de factores de distribución de pérdidas. En este modelo se buscaba incorporar las pérdidas de la red para ser consideradas en el despacho, no obstante, los factores de pérdidas y los factores de distribución de pérdidas debían ser predefinidos y los resultados del precio marginal local y de sus componentes eran altamente dependientes de esos valores predefinidos [16].

Derivado del gran interés de mejorar la precisión y representación de pérdidas por efecto joule en la red, en [63] se incorporaron las pérdidas al modelo de flujos óptimos de corriente directa por medio de una demanda nodal ficticia con el objetivo de contrarrestar la desviación del valor de las mismas que se produce al incorporar los factores de penalización al estudio. A través de este modelo se logró obtener una mejor aproximación de las pérdidas en la red debido a que en cada nodo donde se interconecta una línea, la mitad del valor de pérdidas es asignado como demanda ficticia al nodo. En este sentido se sustituye la resistencia de la línea por una pequeña demanda extra en cada nodo representando las pérdidas en la red. El algoritmo se basa en un proceso iterativo y converge una vez que no haya cambio en el despacho de las unidades entre una iteración y otra [63].

Por lo tanto, utilizando la metodología de demanda nodal ficticia se tiene una mejor aproximación de pérdidas que deriva en un cálculo más preciso de los precios marginales locales.

## 1.6 Trabajos realizados en la SEPI ESIME Zacatenco.

Hasta el momento solo se han realizado 3 trabajos en la SEPI relacionados con los sistemas eléctricos de potencia desregulados, el trabajo mostrado en [64] tiene como objetivo principal desarrollar una herramienta que permita evaluar las alternativas de expansión de la red de transmisión para obtener planes de expansión robustos.

En [65] se desarrolló una herramienta que realiza la asignación de unidades a corto plazo del modelo regulado de un sistema eléctrico de potencia así como los tres tipos de mercados (centralizado, descentralizado e híbrido) a través de programación lineal, no obstante, se carece de la inclusión de pérdidas y de algunas restricciones de transmisión en los modelos. La incorporación de estas características es de gran importancia en la operación de los mercados eléctricos ya que ambos conceptos son la base para el cálculo de los precios marginales locales del sistema.

Finalmente en [66] se desarrolló una herramienta computacional que permite simular el comportamiento de los agentes de un mercado hidrotérmico en un sistema eléctrico desregulado y también se hace hincapié en el poder de mercado que algunas empresas suelen ejercer en este tipo de sistemas. La técnica empleada en el trabajo tiene como base la teoría de juegos, sin embargo, la información está orientada a los productores de energía, los contratos bilaterales y algunas estrategias que sirven para contrarrestar ciertas particularidades que algunas veces se presentan en los mercados eléctricos.

## 1.7 Estructura de la tesis.

Esta tesis se compone por 6 capítulos. En cada capítulo se presenta una breve introducción al tema principal seguido del desarrollo del mismo en las ramificaciones que requiera la información, con el objetivo de esclarecer el proceso. Los 6 capítulos que conforman el trabajo son los siguientes.

En el capítulo 2 se presenta de manera breve la estructura del modelo regulado y desregulado con sus principales características, después se hace una breve reseña de los países en los que se ha presentado la restructuración del sector eléctrico a lo largo de la

historia y también se despliegan los modelos, tipos y organismos participantes en el mercado, para finalizar el capítulo se explica brevemente el concepto de poder de mercado.

En el capítulo 3 se presentan los conceptos básicos de las centrales termoeléctricas, después se explica de manera detallada el proceso de asignación de unidades a través de la relajación Lagrangiana y al final del capítulo se muestra la manera de adicionar las restricciones de red al proceso de relajación Lagrangiana y al proceso de despacho económico.

En el capítulo 4 se presentan los conceptos de factor de pérdidas y factor de penalización, también se detalla la forma de incorporar las pérdidas a través de la demanda nodal ficticia al estudio de flujos óptimos de corriente directa y a través de la demanda distribuida en el proceso de asignación de unidades. Aunado a lo anterior en este capítulo se muestra como contrarrestar la duplicidad de pérdidas producida por el factor de penalización, el proceso de cálculo de precios marginales locales, el proceso de selección del nodo de referencia en el estudio de flujos óptimos de corriente directa así como la metodología propuesta para resolver el problema de asignación de unidades con restricciones de red y pérdidas.

En el capítulo 5 se presentan los resultados de la metodología propuesta aplicada a cuatro sistemas de prueba IEEE.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones, aportaciones y recomendaciones para trabajos futuros derivados de esta tesis.

En el apéndice A se muestra la manera de obtener una curva de costo incremental continua a partir de la oferta del punto máximo y mínimo de la máquina en forma escalonada.

En el apéndice B se presentan los diagramas de flujo en forma individual de cada uno de los procesos implementados en este trabajo.

En el apéndice C se presenta de manera breve el proceso de cálculo y obtención de los coeficientes de sensitividad.

En el apéndice D se presentan los datos de entrada necesarios para que se desempeñe la herramienta computacional desarrollada y los archivos de salida creados por la misma.

En el apéndice E se presenta la verificación de la metodología de asignación de unidades desarrollada en este trabajo comparado con otros sistemas validados en trabajos previos.

En el apéndice F se presentan los datos de los sistemas de prueba utilizados en este trabajo.

En el apéndice G se muestran los resultados complementarios obtenidos por medio de la herramienta computacional desarrollada en este trabajo.

En el apéndice H se presenta el código fuente de la herramienta computacional desarrollada en esta tesis.

## 1.8 Aportaciones.

Se desarrolló una herramienta computacional en FORTRAN 90 que soluciona 3 tipos de asignación de unidades y 3 variantes de despacho económico con el objetivo de obtener una programación de unidades final, para realizar el cálculo de los precios marginales locales del sistema.

Para la solución del proceso en todas las fases se utilizó la metodología de relajación Lagrangiana en la asignación de unidades y para el proceso de despacho económico se utilizó programación lineal.

Generalmente en la literatura solo se realizan trabajos de asignación de unidades de generación con modelo uninodal, con modelo de restricciones de transmisión o con modelo de pérdidas, no obstante, siempre vienen separadas las restricciones de red y las pérdidas. En este trabajo se consolidan los tres conceptos en el proceso de asignación de unidades y en el proceso de despacho económico, lo cual, antes no se había implementado.

Se efectuó la técnica para acoplar la metodología de relajación Lagrangiana a las ofertas de los participantes en forma de escalones a través de una aproximación de curva de costo incremental.

Se implementó la técnica para simular los sistemas de prueba validados en trabajos anteriores (curva de segundo orden) bajo un escenario de mercado eléctrico desregulado

(curva incremental escalonada). Lo anterior se logró a través de la transformación de la curva de entrada-salida de segundo orden a una aproximación lineal escalonada.

Se desarrolló una técnica para seleccionar el nodo de referencia en un sistema de prueba con base a dos criterios, primero en relación a la generación disponible de las centrales marginales y después se añadió el estado actual de la red a través de la disponibilidad de transmisión, en otras palabras, se seleccionó como segundo criterio la cantidad de potencia que en realidad pueden entregar las centrales en sus límites con base a los límites de transmisión.

Se realizó un programa compatible con múltiples sistemas de prueba y se ramificó la entrada de datos en varias bases de información para que el usuario pueda incorporar los mismos de manera sencilla al programa. También se ramificó la salida de datos en varias carpetas para que el usuario pueda utilizar los datos correspondientes de cada fase del programa y realizar el análisis correspondiente si así se desea.

# CAPÍTULO 2

# 2. RESTRUCTURACIÓN DE LA OPERACIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

## 2.1 Introducción.

Desde los inicios de la industrialización del sector eléctrico en nuestro país, el modelo de operación del sistema eléctrico de potencia se diseñó para que se desempeñara de manera vertical, es decir, el estado era responsable de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a lo largo del territorio nacional, sin embargo, derivado del decreto por el cual se implementa la Reforma Energética a la constitución política, se restructuró la forma en que opera el sistema eléctrico nacional, pasando de un modelo operado de forma vertical a un modelo operado de forma horizontal, o también conocido como modelo desregulado.

Bajo la modalidad de operación horizontal el estado pasa de ser el organismo único encargado de todos los bloques del sector eléctrico, a ser el organismo encargado de la planeación y control del sistema eléctrico nacional, así como del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica [19]. Esto quiere decir que se permite la inversión por parte de empresas particulares en la generación de energía eléctrica para poder comercializarla teniendo como intermediario al estado.

En este capítulo se presenta de manera breve el modelo de operación vertical, después se contrasta a detalle con el modelo de operación horizontal para entender las diferencias que existen entre ellos. También en este mismo capítulo se estudia la desregulación en otros países, los organismos participantes en el mercado, los modelos de mercado, los tipos de mercado y se explica brevemente el concepto de poder de mercado.

## 2.2 Modelo regulado o modelo vertical.

Como se mencionó anteriormente para la operación de este modelo, el sector público es el encargado de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en todo el país, con la

finalidad de cumplir con todas las funciones, el estado es el que provee la infraestructura de la red.

Dicho lo anterior en este modelo el estado tiene un papel monopólico que le ejerce control exclusivo en la venta de energía, en la programación de mantenimientos así como en la inversión de nuevas centrales generadoras determinando cuando y donde se instalaran, esto con la finalidad de mantener suficiente generación para la demanda pronosticada a futuro. En conclusión, el estado debe garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica satisfaciendo la demanda a todas horas y todos los días del año.

El estado también debe encargarse del mantenimiento de toda la red de transmisión así como los refuerzos de red para conservar la confiabilidad del sistema. El diagrama del modelo de operación vertical se puede apreciar en la Figura 2.1.

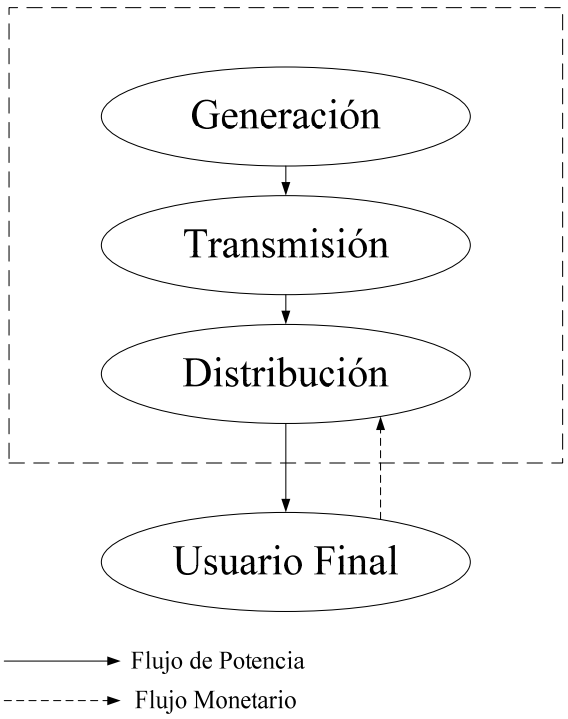


*Figura 2.1 Modelo de Operación Vertical [67].*

En la Figura 2.1 puede observarse que el flujo de potencia siempre va en dirección del usuario final o consumidor, sin embargo, el flujo monetario va del consumidor hacia arriba y se distribuye en las tres etapas correspondientes al estado, es decir, el flujo de potencia va en un solo sentido entre el sector público y el usuario final al igual que el flujo monetario.

Algunas de las características del modelo vertical se presentan a continuación [67]:

- Una sola empresa se encarga de la operación del sistema (monopolio).
- Estructura regulada: el monopolio debe acatar los reglamentos establecidos por el estado en la constitución política.
- Energía para todos: el monopolio tiene la obligación de brindar el servicio de energía eléctrica a todo aquel que lo demande.
- Costos regulados: El beneficio económico que recaude el monopolio en todas sus inversiones está regulado por el estado.

En pocas palabras, la regulación en el modelo vertical se basa la verificación y aprobación de precios por parte del estado debido a la ausencia de productores independientes.

## 2.3 Modelo desregulado o modelo horizontal.

Para poder entender el modelo de mercados es necesario analizar el concepto de desregulación. La restructuración o desregulación de un sector industrial se refiere a la exclusión del control de precios y la admisión de participantes de mercado en un área determinada. Sin embargo, en un sentido estricto sería incorrecto afirmar lo anterior, ya que un aumento considerable en la oferta de los participantes del mercado de un día para otro provocaría precios excesivamente altos para los consumidores, lo cual no sería aceptable desde un enfoque de competitividad. Por esto existen ciertas condiciones que crean un ambiente propicio para que la competitividad funcione, estas medidas o reglas deben cumplirse en la restructuración de un sistema.

En general la palabra "desregulación" puede sonar de manera inapropiada, ya que ha de suponerse que el desregular un sector es remover las normas, en realidad esto no es cierto debido a que las normas siguen estando allí, solo que se opera al sistema con un nuevo marco de referencia [67].

Una de las principales causas de la desregulación de un sector industrializado es la deficiencia del monopolio encargado de brindar servicios en dicho sector, esto se debe al incremento continuo de las exigencias por parte de los consumidores y por lo tanto el monopolio debe aumentar de manera considerable la cantidad de personal año con año para poder seguir brindando un servicio de calidad [19].

La mejor manera de atacar este problema según los economistas es promover la competitividad (desregulación) en el sector monopolizado (regulado) para mejorar el desempeño general del sector industrializado. Lo anterior ha tenido éxito en algunos sectores previamente desregulados ya que mantienen un buen marco de competitividad (por ejemplo la industria de gas y teléfono) [67].

Desde la perspectiva de la industria eléctrica la desregulación pretende introducir la competencia en varias facetas, con lo que teóricamente los costos de energía deberían ser más competitivos. Además las necesidades de los consumidores se convertirán en la prioridad principal en todas las actividades relacionadas al sector eléctrico [68].

Un entorno competitivo ofrece grandes beneficios a los usuarios al igual que a las empresas privadas. Algunos de estos beneficios son [67], [68]:

- Los precios de la energía eléctrica tenderán a ser más competitivos: Bajo un esquema perfectamente competitivo los productores trataran de vender la energía a su costo marginal (incremental).
- Elección libre: Los usuarios pueden elegir a quien comprar la energía. Las empresas encargadas de la compra-venta de energía no solo competirán por brindar un precio de energía bajo, sino que también buscaran la satisfacción de sus clientes mediante la calidad de la energía y la confiabilidad del servicio.
- Prioridad al usuario: Las empresas privadas encargadas de la compra-venta de energía deben ofrecer mejor servicio del que brinda un monopolio del sector público.
- Innovación: En un sistema regulado no se tiene interés de mejorar las tecnologías para reducir el precio de la energía, bajo un esquema desregulado las empresas privadas siempre trataran de innovar la tecnología de sus procesos para reducir sus costos de producción y con esto mejorar sus ganancias.

La desregulación del sector energético le da un nuevo sentido al manejo de la energía eléctrica pasando de ser un servicio obligatorio del estado, a ser un producto. Al considerarse

una mercancía incrementa el interés por parte de las empresas privadas que siempre buscan líneas de inversión en las cuales puedan salir beneficiadas. Sin embargo, desde el punto de vista del operador del sistema, la desregulación representa un desafío ya que comienza a tratar con diversos productores independientes de los cuales no tiene control total sobre ellos.

El proceso de desregulación ha tomado diferentes diseños en diferentes partes del mundo, esto debido a que cada diseño de mercado se ajusta de acuerdo a las necesidades de cada país, en los países desarrollados el objetivo principal de la competitividad entre empresas es lograr el beneficio social para todos los participantes del mercado. Para los países aun en desarrollo no existe razón alguna para realizar una restructuración [1]. En México se implementó el diseño de mercado que tiene como objetivo principal lograr el beneficio social [6].

La restructuración en un país comienza deslindando el modelo integrado verticalmente con el que se operaba con anterioridad, esto conlleva seccionar todas las facetas que previamente estaban relacionadas con un mismo monopolio, por ejemplo, separar la transmisión de la generación y la distribución de la transmisión. Por lo tanto, se crean tres bloques mutuamente excluyentes las cuales deben ser controladas cada una por compañías o empresas diferentes. Bajo este esquema a los productores privados se les permite participar en la generación de energía donde el productor más competitivo será el más beneficiado.

A diferencia del modelo regulado donde todo el bloque de generación es propiedad del monopolio, en el modelo desregulado existe un margen de oferta para los productores independientes el cual origina que el precio de energía se oferte a precios competitivos.

Las unidades de generación que pertenecían al monopolio en el modelo regulado pasaran a ser participantes del mercado y tendrán que competir con los productores independientes, en el caso del bloque de transmisión generalmente no se tienen participantes debido a que la inversión para este bloque casi siempre viene del estado, esto es debido a que los participantes privados siempre invierten en sectores donde la ganancias van a ser lo suficientemente considerables, escenario que en el bloque de transmisión no se suscitará.

En la Figura 2.2 se puede observar la estructura del modelo horizontal o desregulado. En contraste con el modelo vertical, se puede apreciar que existen distintos caminos alternativos por donde circula el flujo monetario, también es evidente que existe un gran número empresas diferentes que participan en el proceso en cada bloque, el modelo presentado en la Figura 2.2 está generalizado, por lo que puede tener una infinidad de versiones que se adapte a las necesidades de cada país.

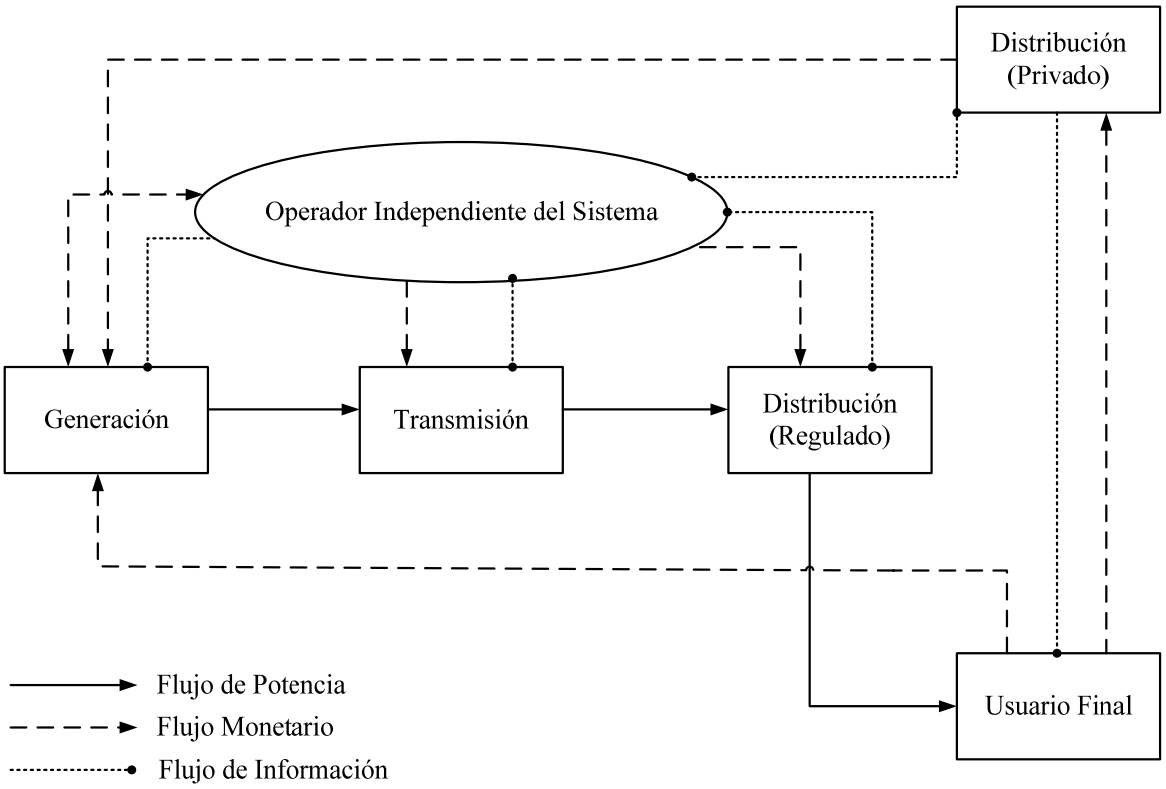


*Figura 2.2 Modelo de Operación Horizontal [1].*

## 2.4 Restructuración en otros países.

La primer nación que privatizo su sector energético e implemento los mercados eléctricos fue Chile en los 70´s. Argentina utilizó ese mismo modelo para privatizar sus unidades de generación (unidades que habían sido abandonadas por su gobierno implicando frecuentes interrupciones del servicio), al privatizar su sector eléctrico obtuvieron el capital necesario para rehabilitar aquellas unidades de generación y mejorar su sistema de transmisión. En los 90´s el banco mundial se encargó de implementar distintos mercados híbridos en algunos países de Latinoamérica incluidos Perú, Brasil y Colombia, sin embargo, no se tuvo el éxito esperado de estos modelos [1].

Por otro lado en otros países también se ha implementado la desregulación de la industria eléctrica manteniendo su restructuración del sistema hasta ahora. Los países que operan bajo un esquema desregulado son Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca, Gran Bretaña, Nueva Zelanda, Australia y Norteamérica.

Es importante destacar que ningún país mencionado anteriormente restructuró de manera perfecta su forma de operar el sistema, es decir, en cualquier país que se implementó la

restructuración siempre debió existir un proceso de madurez y aprendizaje, el cual puede tomar algunos años y es clave para realizar ajustes al diseño de mercado utilizado inicialmente, estos ajustes son parte fundamental para que el diseño de mercado atienda las necesidades del país en donde se implementó. Existen diferentes experiencias que justifican el proceso de madurez y aprendizaje, sin embargo, el ejemplo más claro tiene lugar en los Estados Unidos, donde se presentó una crisis en el año 2000 en el estado de California teniéndose interrupciones del servicio que impactaron de manera considerable al mercado, es por esto que el mercado y la confiabilidad del sistema no deben estudiarse por separado en ningún momento ya que dependen uno de otro y las carencias de alguno de estos dos pondría en riesgo la integridad del sistema eléctrico de potencia y la competitividad del mercado [1].

Al aprender de todas estas experiencias el gobierno de Estados Unidos decidió adoptar el mercado basado en precios marginales locales (PML´S) complementado con los derechos financieros de transmisión los cuales son clave para disminuir el riesgo de congestión en la red. Este modelo de mercado contemplaba todas las características necesarias de lo que en la literatura llaman “excelencia” en el diseño de mercado y es por esto que se le atribuye la etiqueta de “diseño estándar de mercado” (Standard Market Design en inglés). Derivado del éxito de este modelo más operadores del sistema comenzaron a adoptarlo y luego lo integraron con el mercado de servicios conexos. En el ámbito desregulado de la industria eléctrica, la experiencia tenida en California refleja la relevancia de la seguridad del sistema en los diseños de mercado de energía [69].

## 2.5 Estructura y Operación del Mercado.

Como se comentó en la sección anterior se tienen dos objetivos principales para la implementación de un mercado de energía: operación segura y económica del sistema [13].

La seguridad es el aspecto más importante de la operación del sistema sin importar si el sistema es regulado o desregulado. En un sistema desregulado se garantiza la seguridad haciendo uso de los diversos servicios conexos disponibles en el mercado, por otro lado la operación económica del sistema depende en gran medida del nivel de competitividad que se obtenga para las compañías generadoras en el mercado, entre mayor sea la competitividad, menores serán los costos de producción. Al garantizar lo anterior se cumple el principal motivo de la restructuración, el cual es operar de manera económica al mercado sin perder seguridad en el sistema, sin embargo, para lograr esto se deben diseñar ciertas estrategias basadas en las necesidades del sistema. De igual forma se deben tener diversas herramientas de monitoreo para evitar posibles manipulaciones de mercado.

### 2.5.1 Modelos de mercados eléctricos.

De acuerdo a los objetivos deseados del mercado, se deben contemplar diversos modelos para integrar su estructura. A continuación se explican tres modelos generalizados de mercado que ayudan a entender mejor, la manera de integrar una estructura del mismo [70].

***Mercado Puntal (Pool en Inglés).***

Un mercado puntual se define como la herramienta central del mercado que encuentra al balance optimo entre oferta y demanda, es decir, encuentra el precio de mercado. Las compañías encargadas de la compra/venta de energía presentan sus ofertas por cantidad de energía al operador del mercado, en este sentido, las empresas encargadas de la generación de energía competirán por el derecho de producir energía a la red y no a un usuario en específico. Si alguna empresa generadora (por ejemplo un productor independiente) presenta un precio de venta muy alto, puede que no sea seleccionada para producir energía, por otro lado, si alguna empresa encargada de comprar energía (por ejemplo una compañía suministradora) presenta una oferta de compra muy baja, es posible que no sea seleccionada en el proceso. En otras palabras, las compañías generadoras que presenten una oferta de venta de energía a un precio lo suficientemente bajo, seguro serán consideradas para vender energía (si ofertan a un precio demasiado alto no podrán vender energía). Por otro lado, las compañías encargadas de comprar energía en el mercado, deben presentar ofertas lo suficientemente altas para poder ser consideradas en la compra de energía (si ofertan a un precio demasiado bajo no podrán comprar energía) [71].

Un operador independiente del sistema (ISO por sus siglas en ingles) que no cuente con un mercado puntual realizaría un despacho económico uninodal produciendo un solo precio de mercado, dándoles a los participantes la información que podría ser utilizada para manipular el mercado. En cambio con el modelo de mercado puntual se logra llevar el precio del mercado a un nivel competitivo, el cual es igual al costo marginal de los participantes más eficientes. En este mercado las empresas ganadoras (seleccionadas) son liquidadas (facturadas) al precio del mercado, que es igual a la oferta más “alta” de los participantes seleccionados en el despacho de energía (generadores), que además es igual a la oferta más “baja” de los participantes seleccionados en la compra de energía. Más adelante se explica a detalle la forma de operar del proceso para obtener el precio del mercado.

***Contratos Bilaterales.***

Los contratos o transacciones bilaterales son acuerdos de envío y recepción de energía entre dos usuarios. En estos contratos se fijan términos y condiciones que son desconocidos por el ISO, no obstante, en este modelo el ISO debe verificar que existe suficiente capacidad de transmisión para realizar la transacción sin perder la seguridad del sistema. El modelo de transacciones bilaterales es bastante flexible en cuanto a los términos y condiciones por parte de los usuarios participantes, sin embargo, su riesgo reside en los altos costos de los contratos negociados [71].

***Modelo Híbrido.***

En el modelo híbrido se combinan varias características de los modelos anteriores, no obstante, ningún participante es forzado a adoptar alguna postura en particular en el mercado, es decir, en este modelo la participación en el mercado puntual no es obligatoria y cualquier usuario es permitido de efectuar contratos bilaterales, o en su defecto, acepar el precio de mercado fijado en la compra/venta de energía. En este modelo, el mercado puntual sirve de herramienta de liquidación a todos los participantes que no efectúan contratos bilaterales, por otro lado, el hecho de permitir a los usuarios formalizar contratos con empresas generadoras, amplia el panorama de posibilidades que sirven para cubrir las necesidades cada usuario en particular [71].

### 2.5.2 Organismos participantes en el mercado.

La restructuración en la manera de operar de un sistema eléctrico cambia el rol del monopolio que anteriormente se encargaba de todo el proceso desde la generación de energía hasta la distribución del usuario final, ahora pasa a ser un participante del mercado y se integran nuevos organismos en todo el proceso que tienen funciones independientes. Así, se puede categorizar los organismos que interactúan en el mercado en dos, la primera categoría es el operador independiente del sistema (ISO) y la siguiente categoría la integran los participantes del mercado. El ISO es el organismo principal en un mercado de energía y las funciones que realice son las que imponen las reglas del mercado. Otros organismos importantes en el mercado pueden ser las compañías de distribución, usuarios calificados, entidades responsables de carga y el usuario final. A continuación se realiza una breve explicación de las funciones de algunos de estos organismos [70].

***Operador independiente del sistema (ISO).***

Para que un mercado de energía sea competitivo se necesita un organismo independiente que controle la red. El control de la red no se puede garantizar si no se tiene un ISO. Otras de las funciones del ISO son la de mantener la seguridad del sistema, administrar las tarifas de transmisión, programar los mantenimientos al sistema y además tiene participación en planeaciones a largo plazo. El ISO debe operar de manera independiente de cualquier participante del mercado como pueden ser generadores, compañías de distribución y usuarios finales, y también debe permitir la participación no discriminatoria a todos los usuarios del sistema [13].

El ISO tiene la autoridad de asignar y despachar los recursos necesarios del sistema para satisfacer la demanda y mantener la seguridad del sistema (por ejemplo relajar restricciones de transmisión, balancear la ecuación de balance de potencia, mantener la frecuencia del sistema, entre otros). Otra de las principales funciones del ISO es promover el uso de energías eficientes y la inversión en recursos por parte de la iniciativa privada con el fin de aliviar ciertas restricciones que se violen continuamente en el sistema.

En general, existen dos posibles estructuras para un ISO y la elección de cada una de ellas depende de los objetivos y el nivel de autoridad que se le brinde al ISO. La primera estructura (*MinISO*) tiene como objetivo mantener la seguridad de transmisión en la compra-venta de energía que derive del mercado, esta estructura se basa en el modelo de coordinación multilateral y el ISO no tiene rol en el mercado [72]. El rol del ISO en esta estructura se reduce a la seguridad del sistema y su nivel de autoridad es poco considerable. Uno de los ejemplos de esta estructura es el ISO de California en donde el ISO no tenía jurisdicción en los mercados de adelanto, además de que tenía control limitado en la programación de las unidades generadoras.

La segunda estructura para un ISO (*MaxISO*) incluye un organismo llamado operador del mercado (PX) que es trascendental en la operación del ISO. El PX es una organización independiente, no gubernamental y sin fines de lucro que garantiza la competitividad del mercado. El PX calcula el precio de mercado (MCP por sus siglas en inglés) basado en la máxima oferta liquidada (o el último generador despachado).

En algunos países el ISO y el PX son organismos independientes sin importar que las funciones del PX se realicen en la misma organización que el ISO (como por ejemplo en México). Esta segunda estructura para un ISO se basa en un modelo de flujos óptimos de

potencia, los participantes deben proporcionar información detallada, como lo son las curvas entrada-salida de cada generador así como la demanda diaria para cada entidad responsable de carga, con estos datos, el ISO realiza la asignación de unidades y el despacho económico con el objetivo de maximizar el beneficio social, también obtiene los precios marginales locales en el mercado día en adelanto. El ISO de PJM y el ISO del Reino Unido son ejemplos de este tipo de estructura en la cual se tiene un amplio rango de autoridad y control por parte del operador del sistema [13].

***Compañía Generadora.***

Una compañía generadora (GENCO por sus siglas en inglés), opera y mantiene centrales de generación activas. Las compañías generadoras se crean una vez que se ramifica el monopolio que suministraba la energía eléctrica en el modelo regulado, una compañía generadora puede ser dueña de unidades de generación o interactuar en nombre de los propietarios de las plantas de generación en el mercado de energía de corto plazo. Las compañías generadoras tienen la oportunidad de vender energía a los organismos con los que ellas hayan celebrado contratos bilaterales. También, estas compañías pueden elegir vender energía al operador del mercado donde grandes usuarios como las compañías suministradoras y de distribución podrían comprar energía para satisfacer sus demandas. Las compañías generadoras no están relacionadas con el ISO o las compañías de transmisión, una GENCO puede ofertar energía en diversas locaciones que ultimadamente será entregada a través de la compañía de transmisión y distribución a los usuarios finales [67].

Una vez que el sistema pasa a operar horizontalmente las compañías generadoras dejan de tener precios regulados, sin embargo, las GENCO´s no pueden discriminar a otros participantes del mercado (por ejemplo las compañías de distribución y suministradoras), fijar precios, o usar contratos bilaterales para ejercer un poder de mercado. Las compañías generadoras pueden tener el derecho a recuperar económicamente los costos por producir energía. En caso de una salida por mantenimiento de alguna unidad de generación, el GENCO tiene la obligación de avisar al ISO dentro de un tiempo determinado (establecido por el ISO) antes de realizar la salida de servicio, después de recibir la petición, el ISO se encarga de informar a la GENCO de las salidas que han sido aprobadas.

En un sistema desregulado el objetivo principal de una compañía de generación es el de maximizar sus ganancias, para lograr esto, la compañía debe elegir en qué tipo de mercado y de subastas va a participar. Es responsabilidad de la GENCO considerar todos los riesgos posibles que resulten por participar en el mercado eléctrico mayorista.

***Compañía de Transmisión.***

El sistema de transmisión es el elemento crucial en los mercados de energía. La operación segura del sistema de transmisión es la clave para tener un mercado eficiente. Una compañía de transmisión (TRANSCO por sus siglas en inglés) se encarga de transportar energía desde los generadores, pasando por las compañías de distribución hasta llegar al usuario final, se compone por una red que es compartida por todos los participantes del mercado, no obstante el uso de la red de transmisión será controlado por medio del ISO, además la propiedad de la TRANSCO sigue siendo de los organismos a los que le pertenecía en el sistema regulado [70].

Una compañía de transmisión se debe encargar de construir, dar mantenimiento y operar el sistema de transmisión con el objetivo de proveer servicios para mantener la confiabilidad del sistema en general. Las TRANSCO´s proveen la transmisión al por mayor de electricidad, ofrecen libre acceso a la red y no tienen relación o afiliación con otros participantes del mercado (por ejemplo compañías generadoras o de distribución). El estado es el encargado de operar las compañías de transmisión y también se asegura de recuperar la inversión realizada mediante costos de acceso a la red, costo por uso de red y los costos de congestión recuperados por el ISO [67].

***Compañía de Distribución.***

La compañía de distribución (DISCO por sus siglas en inglés) es la encargada de entregar la energía al usuario final a través de su infraestructura en una región específica, la DISCO es una empresa regulada por el estado que construye y mantiene la red a nivel de distribución, también es responsable de mantener la confiabilidad del servicio dentro de su sistema eléctrico así como la disponibilidad de red. La compañía de distribución tiene la obligación de responder a los usuarios finales en caso de apagones y baja calidad de la energía [67].

***Clientes.***

La perspectiva del cliente o usuario final en un sistema regulado es bastante unidireccional, es decir, el monopolio es el único que tiene derecho de vender energía dentro del territorio nacional, en cambio en un sistema desregulado el usuario final no es obligado a comprar energía de una empresa en particular; de hecho, en un sistema horizontalmente operado, los clientes pueden tener trato directo con las compañías generadoras o comprar

energía con otro proveedor si así lo desean, teniendo como prioridad satisfacer su demanda con el proveedor que ofrezca mayor confiabilidad al mejor precio [70].

### 2.5.3 Tipos de Mercado

Con el objetivo de analizar la perspectiva que tiene el ISO en un mercado de energía se detallaran los tipos de mercado que debe operar basándose en la funcionalidad de cada uno de estos. Los tipos de mercado son el mercado de energía, el mercado de servicios conexos y el mercado de transmisión, también se analizaran los mercados de día en adelanto, hora en adelanto y en tiempo real.

***Mercado de Energía.***

El mercado de energía es un mecanismo centralizado que facilita la transacción de energía entre compradores y vendedores, aquí es donde ocurre la competitividad por la compra-venta de energía eléctrica. Los precios ofertados en este mercado son indicadores confiables del nivel de competitividad actual del mismo y son esenciales para todos los participantes del mercado debido a que reflejan la manera en que el mercado se está desempeñando y con base a lo anterior, los participantes eligen que estrategias implementar para mejorar sus beneficios económicos. El mercado de energía tiene la función de liquidar neutralmente a todos los participantes del mercado y la mayoría de veces lo opera el ISO o el PX.

En el modelo *MinISO*, el ISO (o PX) acepta las ofertas de generación y demanda de los participantes del mercado y con base a estas, determina el precio del mercado (MCP por sus siglas en inglés) al cual la energía va a ser comprada y vendida. En general, la manera de determinar el MCP se presenta a continuación:

- Se acumulan de manera escalonada las ofertas de generación en una curva de oferta y de la misma forma se acumulan las ofertas de demanda en una curva de demanda
- La intersección entre ambas curvas es el precio del mercado.
- En cada periodo de tiempo se debe realizar un ajuste de acuerdo a una penalización que se modele (por ejemplo en California penalizan los precios por cada enlace que congestione la oferta presentada).

En la Figura 2.3 se puede observar un ejemplo de la obtención del precio de mercado.

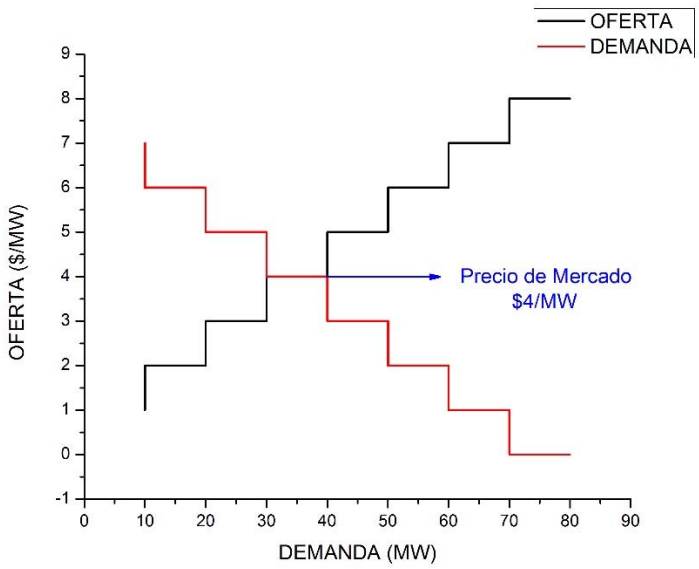


*Figura 2.3 Precio de Mercado [71].*

Una característica importante del modelo MinISO es que el ISO no es el responsable de realizar la asignación de unidades, los encargados de realizar esta tarea son las GENCO´s.

Por otro lado en el modelo MaxISO, los participantes del mercado deben proporcionar una mayor cantidad de información como la que se ofrecía en el antiguo sistema regulado como lo es: la curva de entrada-salida del generador, costos de arranque, operación en vacío, límites de rampa y tiempos mínimos de encendido y apagado. A partir de esa información el ISO ejecuta el programa de asignación de unidades maximizando el beneficio social. También el ISO fijará los precios marginales locales (PML´s) a partir de las variables duales de las restricciones de máxima capacidad de transmisión de cada línea, así como la restricción de balance de potencia como se realiza en el mercado de PJM [13].

***Mercado de servicios conexos.***

Los servicios conexos son necesarios para que el sistema de potencia opere de manera confiable. En un sistema regulado, los servicios conexos o auxiliares vienen incluidos en la venta de energía, por el contrario, en el sistema desregulado los servicios conexos están deslindados de la energía debido a su forma de liquidar a los participantes.

En general los servicios auxiliares ofertados por parte de los participantes en el sistema desregulado se descomponen en dos partes: una oferta de capacidad y una oferta de energía. Los servicios auxiliares se liquidan con base a la oferta de capacidad, lo anterior se debe a que la oferta de energía refleja la disposición del participante a ser pagado por la energía neta que entrega a la red, si el despacho que tenía programado cambia por alguna razón, la energía *extra* se liquida con la oferta de capacidad [70].

Diversos servicios conexos pueden ser liquidados en el mercado de manera secuencial o simultánea, cuando se llevan a cabo de forma secuencial, el mercado se liquida con el mejor servicio disponible en cuanto a calidad se refiere, después el segundo mejor servicio, así hasta llegar hasta el final de los servicios ofertados. Por ejemplo, supóngase que hay cuatro tipos de servicios negociados en el mercado, incluidos regulación secundaria, reserva rodante, reserva no rodante y reserva suplementaria, los cuales están mencionados en orden desde el de mejor calidad hasta el de menor calidad. El mercado debería ser liquidado en primera instancia para la regulación secundaria, después para la reserva rodante y reserva no rodante y al final debe liquidarse la reserva suplementaria. Después de cada liquidación, a los participantes del mercado se les permite modificar su oferta en los servicios que no fueron elegidos en las liquidaciones anteriores. Por ejemplo, si la oferta para el servicio de regulación secundaria de un participante no fue seleccionada en la liquidación pertinente a la regulación secundaria, el participante puede ofrecer ese servicio de nuevo con un precio diferente para la liquidación correspondiente a la reserva rodante. En pocas palabras el participante puede modificar su oferta en una liquidación nueva, antes de presentarla en la misma.

Cuando se realiza una liquidación simultánea de los servicios conexos, los participantes deben realizar todas sus ofertas para cada servicio desde un inicio y el ISO (o PX), deberá liquidar el mercado de servicios auxiliares de manera paralela mediante un problema de optimización. El objetivo del problema de optimización depende del mercado y puede incluir la minimización del costo social, la minimización por el uso del servicio, ente otros. En el proceso de optimización, el ISO (o PX) también puede considerar el sustituir un servicio de mayor calidad por uno de menor calidad [13].

***Mercado de Transmisión.***

En un sistema restructurado, la competencia entre los ofertantes que quieren satisfacer la demanda de los usuarios, se lleva a cabo a través de la red de transmisión. El servicio que se comercia en el mercado de transmisión son los derechos de transmisión. Este puede incluir el derecho a transferir potencia, el derecho a inyectar potencia a la red o el derecho a extraer

potencia de la red. El propietario del derecho de transmisión puede elegir entre ejercer el derecho a transmitir energía o, en su defecto puede ser compensado económicamente por transferir a alguien más el derecho por usar la red de transmisión. La importancia del derecho de transmisión es más evidente cuando existe congestión en el mercado.

Las subastas de derechos de transmisión deben estar reguladas y los participantes deben presentar sus ofertas por la compra o venta de un derecho de transmisión, la subasta estará dirigida por el ISO o un subastador autorizado por el ISO, además su objetivo será seleccionar ofertas que sean factibles (desde el punto de vista operativo) y que maximicen los ingresos por el uso de la red de transmisión.

Un comprador de un derecho de transmisión debe proporcionar la máxima cantidad de derecho de transmisión que está dispuesto a adquirir, así como el costo que está dispuesto a pagar y los puntos de inyección y extracción. Los derechos de transmisión también pueden ser adquiridos en subastas anuales, donde se puede comprar los derechos de transmisión basándose en las demandas pico de las entidades responsables de carga (ERC), o a través de un servicio de transmisión punto a punto [70].

***Mercados en adelanto.***

En casi todos los mercados de energía, un mercado día en adelanto se utiliza para programar los recursos del sistema en cada hora del día siguiente. Un mercado de hora en adelanto se utiliza para corregir todas las desviaciones que se tiene del mercado día en adelanto. Por lo tanto la energía y los servicios conexos pueden ser negociados en los mercados en adelanto.

En general el mercado en adelanto de energía es el que se lleva a cabo primero, después se presentan las ofertas para servicios conexos, los cuales pueden ser liquidados de manera secuencial o de manera simultánea como se mencionó anteriormente. Si la programación de generación del ISO para un mercado en adelanto se realiza sin necesidad del manejo de congestión, los servicios auxiliares serán ofertados a través de una subasta en todo el sistema. Por otro lado, si existe congestión en alguna zona del sistema, la subasta de servicios conexos se implementará de manera zonal [13].

***Mercado en tiempo real.***

Para garantizar la confiabilidad del sistema de potencia, la producción y consumo de potencia eléctrica debe ser balanceada en tiempo real, esto quiere decir que los valores de carga, generación y transmisión pueden variar de los pronosticados en los mercados en adelanto. Debido a esto, se debe establecer un mercado en tiempo real o también llamado mercado de balance el cual es operado por el ISO.

Los recursos disponibles para lograr el balance de las imprecisiones tenidas en el mercado de adelanto se pueden clasificar de acuerdo al tiempo de respuesta, dichos servicios incluyen el control automático de generación (CAG) el cual está disponible en segundos, luego siguen los servicios de reserva rodante, no rodante y suplementaria las cuales pueden tardar minutos en estar disponibles después de la petición del ISO.

Como se mencionó anteriormente el ISO acumula las ofertas de energía en una curva incremental de energía que contempla a todo el sistema, sin embargo, si existen congestiones en el mercado de tiempo real, los precios se fijan de manera zonal. El ISO debe despachar más energía de unidades en tiempo real empezando desde la unidad más barata sujeta a las restricciones del sistema para aliviar dichas congestiones [13].

## 2.6 Poder de mercado.

Cuando no existe la competitividad en un sistema desregulado, especialmente por parte de las compañías generadoras, se dice que existe poder de mercado, este se presenta cuando un propietario de una empresa generadora es capaz de influenciar significativamente (monopolio) en el precio o la disponibilidad de energía eléctrica. El poder de mercado podría evitar la competición entre los participantes y tener gran impacto negativo en el sistema desregulado.

El poder de mercado se podría definir entonces como la capacidad de un vendedor, o un grupo de vendedores, para llevar el precio del mercado por encima de un nivel competitivo, controlar la producción total de energía, o excluir ciertos competidores del mercado por un periodo de tiempo significativo [70]. Un participante con poder de mercado podría impedir la producción de energía de sus competidores, también podría afectar la calidad del servicio y detendría la innovación tecnológica, los cuales son fundamentales en la implementación de los mercados eléctricos.

El poder de mercado se puede presentar de manera intencional o de manera accidental, por ejemplo, centrándonos desde la perspectiva de generación, el poder de mercado ocurre

cuando se oferta un bloque excesivo de generación (intencional), al asignar unidades costosas para mantener la confiabilidad mientras existen otras unidades que son baratas (intencional) o también el poder de mercado se puede presentar cuando las restricciones de red limitan el flujo de potencia en un área en particular (accidental). Las restricciones de red podrían evitar el despacho de ciertas unidades de generación y dar pauta a las compañías dominantes de generación para que eleven el precio ofertado al mercado.

Para combatir todo este tipo de situaciones se deben tener organismos autoritarios que tienen la obligación de identificar y corregir estos escenarios en donde algunas compañías ejercen poder de mercado en los sistemas desregulados [13].

# CAPÍTULO 3

# 3. ASIGNACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN

## 3.1 Introducción.

En los últimos años la industria eléctrica ha sido obligada a la restructuración por parte del gobierno, políticos e inversionistas con la finalidad de desregular este sector, debido a esto, los sistemas de potencia sufren grandes cambios y desde el punto de vista operativo surgen nuevos desafíos, no obstante, los requisitos fundamentales para la operación confiable, segura y económica del sistema siguen siendo los mismos [73].

Es común pensar que con un nuevo esquema industrial todos los organismos desempeñan nuevas funciones, no obstante, en la restructuración del sector eléctrico muchas de las funciones que desempeñaba el ISO en el esquema regulado tienen la misma estructura en el esquema desregulado como se menciona en el modelo estándar de mercado [13]. Con base a lo anterior el ISO tiene la obligación de optimizar el sistema eléctrico de potencia restructurado con las bases que se utilizaban en el modelo vertical.

En un mercado eléctrico el acceso a todos los participantes debe ser no discriminatorio, por lo tanto, cualquier empresa interesada en comprar energía puede ofertar en el mercado, al presentarse esta situación, se dice que se tiene una demanda elástica, es decir, que la demanda está sujeta a la cantidad de energía que sea aprobada por el ISO para ser comprada en el mercado. Por otro lado cuando se estudia una demanda fija, es decir, que no se incluyen las ofertas de los compradores de energía en el modelo de optimización, se dice que se tiene una demanda inelástica [71]. Para esclarecer mejor lo anterior en la Figura 3.1 se muestra los tipos de demanda:

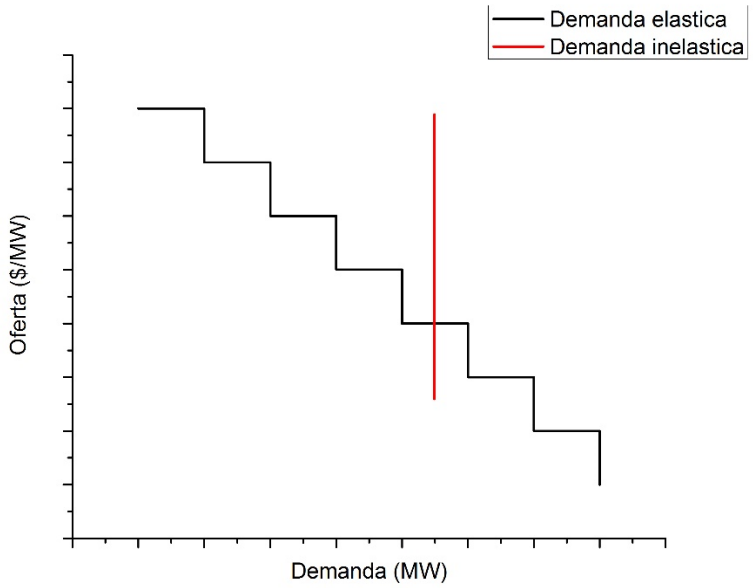


*Figura 3.1 Tipos de demanda ofertada en un mercado eléctrico desregulado.*

En la Figura 3.1 se puede observar que la demanda elástica se compone de una cantidad de energía y su precio respectivo ofertado en el mercado, por lo tanto, se despachará energía con base al precio del mercado. Por otro lado, la demanda inelástica, se modela como una cantidad fija sin precio de referencia, es decir, pagará la cantidad ofertada de la última central despachada para satisfacer su demanda.

Tomando como referencia lo anterior, en un sistema desregulado la asignación de unidades de generación tiene el siguiente objetivo:

- Cuando se presenta una demanda elástica se debe maximizar el beneficio social.
- Cuando se presenta una demanda inelástica se debe minimizar el costo total de producción.

Lo anterior sujeto a numerosas restricciones tanto de las unidades de generación como de la red de transmisión. En el presente capítulo se explica con detalle en qué consisten todas estas restricciones y se muestra una metodología de solución al problema de optimización considerando una demanda inelástica. Cabe resaltar que la metodología planteada en este capítulo solamente considera centrales termoeléctricas, ya que el bloque de centrales hidráulicas se resuelve mediante un problema de co-optimización que no es incorporado en el modelo [74].

## 3.2 Centrales termoeléctricas.

Las unidades de generación térmicas funcionan con base al quemado de combustible que sirve para generar vapor a alta presión y a su vez tiene la función de hacer girar una turbina la cual proporcionará el par mecánico necesario al generador para que este se desplace y comience a producir energía eléctrica.

Las características de las unidades de generación termoeléctricas son las siguientes [75]:

- La programación de este tipo de centrales depende en algunas ocasiones de la cantidad de combustible disponible.
- La disponibilidad de una unidad de generación determinada, no depende de la cantidad que genera otra unidad.
- La disponibilidad de una unidad de generación térmica puede verse afectada por las capacidades de las líneas de transmisión.
- Los costos de operación de una unidad térmica no depende de la energía entregada por otra unidad termoeléctrica.

El costo total de operación de cualquier unidad termoeléctrica se divide principalmente en: costo de arranque y costo de combustible.

### 3.2.1 Costo de arranque.

El arrancar una planta de generación produce costos incluso antes de comenzar a producir energía eléctrica, esto se debe a que la caldera de la unidad debe ser precalentada y la central se debe sincronizar con la red de transmisión, adicionado a esto, el desgaste que se tiene en la planta es mayor durante el proceso de encendido de la central debido a que se tienen grandes variaciones de temperatura [76].

El costo de arranque de una central se puede expresar de manera exponencial con referencia al tiempo que la central lleve fuera de operación. No es lo mismo poner en funcionamiento una central en frío (bastantes horas fuera de operación), que una central en tibio o caliente (muy pocas horas fuera de operación) ya que al seguir caliente se requiere una menor cantidad de combustible para alcanzar su temperatura nominal. La forma exponencial del costo de arranque de una central se define como [70]:

$$\text{Costo de arranque} = \alpha + \beta\left(1 - \exp\frac{-X^{off}}{\tau}\right) \tag{3.1}$$

Donde:

$\alpha$ = Coeficiente compuesto por el costo de personal al arrancar la planta más el costo de mantenimiento del equipo de la unidad.

$\beta$ = Costo de arranque en frío de la unidad.

$\tau$ = Constante de tiempo que representa la rapidez con la cual la unidad se enfría.

$X^{off}$ = Duración de periodos en los cuales la unidad ha estado fuera de operación.

De manera gráfica esta función se ilustra en la Figura 3.2.

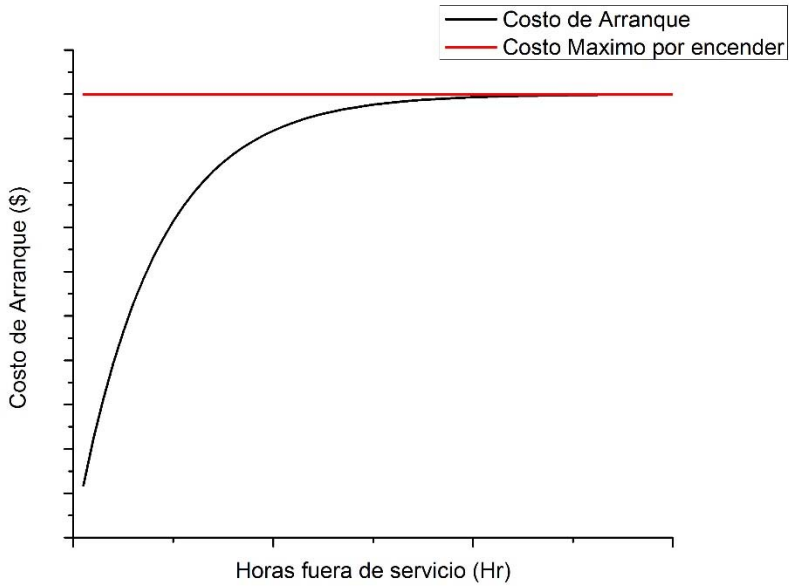


*Figura 3.2 Costo de Arranque Exponencial [18].*

Sin embargo algunas compañías deciden representar sus costos de arranque en un valor fijo, la metodología planteada en este capítulo es compatible tanto con los costos de arranque fijos, como con los costos de arranque variables.

### 3.2.2 Costo de combustible.

El costo de generación de energía eléctrica de las centrales térmicas depende principalmente del costo de combustible. El costo del combustible se puede representar de distintas formas, no obstante, en esta sección solo se analiza la curva de entrada-salida y la curva de costo incremental (marginal).

#### 3.2.2.1 Curva de entrada-salida.

La curva de entrada-salida se representa mediante una función cuadrática en la cual se considera como entrada, el costo de combustible F ($/h) o la energía calorífica H (MBtu/h). El valor del combustible se obtiene al multiplicar H por el costo unitario del combustible ($/MBtu) [18]. La potencia eléctrica que entrega la central a la red de transmisión se le conoce como salida. La representación matemática de esta curva se muestra en la ecuación (3.2):

$$\begin{aligned} & F_i\left(P_i\right) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \\ & S.A. \\ & \underline{P_i} \le P_i \le \overline{P_i} \end{aligned} \tag{3.2}$$

Donde:

$\underline{P_i}$ Y $\overline{P_i}$ son la potencia mínima y máxima de la central respectivamente.

$F_i$ Es el costo de combustible.

$P_i$ Es la potencia que genera la unidad i.

De manera gráfica la curva de entrada-salida de una central generadora se muestra en la Figura 3.3.

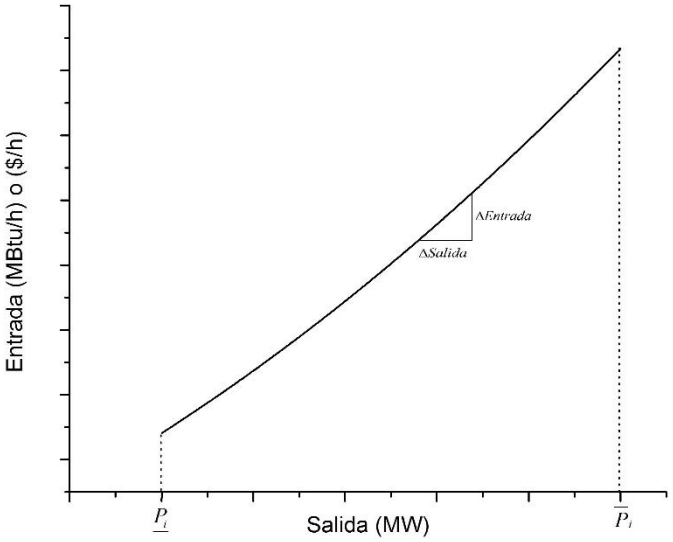


*Figura 3.3 Curva de entrada-salida de un generador [18].*

### 3.2.2.2 Curva de costo incremental.

La curva de costo incremental es la derivada de la curva de entrada-salida de un generador, por ejemplo, si la curva de entrada/salida de un generador es de orden cuadrático la derivada será una función lineal como se muestra en la ecuación (3.3).

$$\begin{aligned} & F_i\left(P_i\right) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \\ & \frac{\partial F_i\left(P_i\right)}{\partial P_i} = 2 \cdot a_i \cdot P_i + b_i \\ & S.A. \\ & \underline{P_i} \le P_i \le \overline{P_i} \end{aligned} \tag{3.3}$$

Las unidades que se utilizan en la curva de costo incremental están en función de Btu/kWh o $/kWh en el eje de las abscisas (entrada) y en función de MW en el eje de las ordenadas (salida), esta curva característica es ampliamente utilizada en el despacho económico de las unidades de generación. La proyección de esta curva característica en el plano cartesiano se muestra en la Figura 3.4.

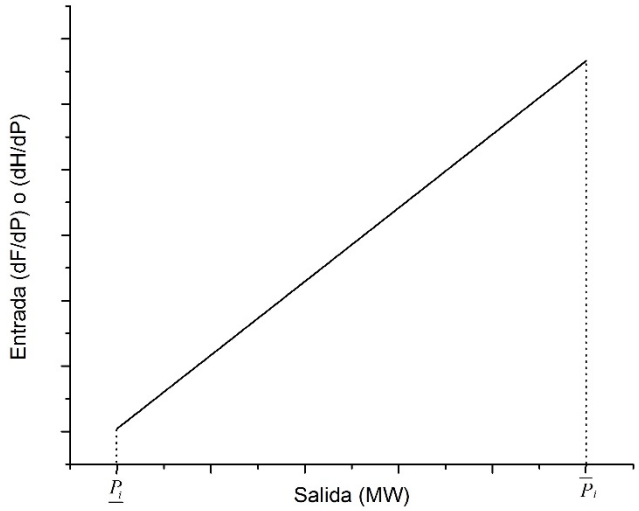


*Figura 3.4 Curva de costo incremental de un generador [18].*

Algunas veces la curva de entrada-salida de un generador se representa en forma de segmentos y cuando esto sucede, se debe representar la curva de costo incremental basándose en una secuencia de líneas como se muestra en la Figura 3.5.

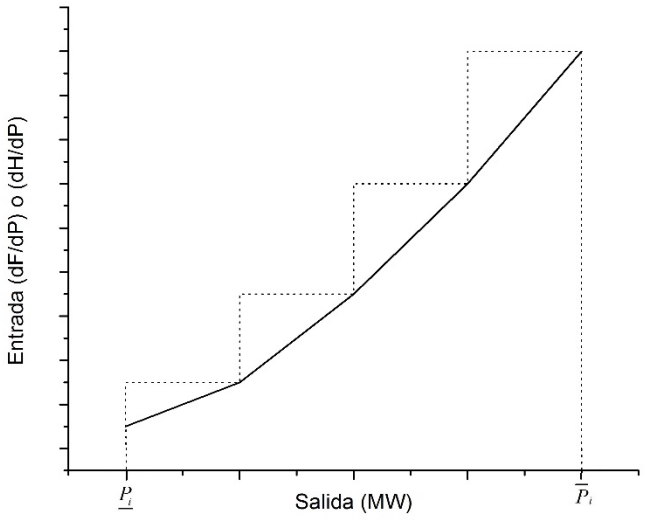


*Figura 3.5 Curva de costo incremental por segmentos [18].*

Al momento de utilizar cualquiera de las representaciones anteriores se obtienen los mismos resultados en el despacho óptimo de generación de energía de un sistema, la única diferencia al utilizar uno u otro es la metodología que se va a usar en el programa de

despacho, por ejemplo, si se utiliza un modelo cuadrático se tendrá una función continua cuya derivada será diferente de 0.

### 3.2.3 Restricciones de unidades térmicas.

Las unidades térmicas usualmente requieren una cierta cantidad de personas para que la puedan operar, especialmente cuando entran o salen de servicio. Este tipo de unidades de generación en algunas ocasiones solo pueden someterse a cambios graduales de temperatura, esto significa que para ciertas centrales térmicas se requieren varios periodos de tiempo para poder ponerla en servicio. Como resultado de estas limitaciones en la operación de una unidad de generación térmica, se derivan las siguientes restricciones [18]:

- Tiempo mínimo de encendido: Una vez que la central se encuentra operando, no debe salir de servicio repentinamente.
- Tiempo mínimo de apagado: Una vez que la central ha salido de operación, debe haber un cierto número de periodos antes de ponerla en servicio de nuevo.

## 3.3 Asignación de Unidades de Generación.

Uno de los problemas que se deben resolver día con día por parte de los centros de control es la programación de las unidades de generación que entraran y saldrán de operación en un periodo de 24 horas, este proceso lleva por nombre Asignación de unidades [8].

La asignación de unidades de generación en un mercado eléctrico tiene el mismo objetivo que la asignación de unidades en un modelo desregulado, es decir, determina la programación de entrada y salidas de centrales que se necesitan para satisfacer la demanda al mínimo costo. Los problemas comunes de asignación de unidades casi siempre ignoran las restricciones de red en su solución, inclusive con la omisión de todas las restricciones de red la solución óptima para este tipo de problema ha sido uno de las actividades más desafiantes para los centros de control debido a su gran dimensión de soluciones posibles [1].

En varios de los mercados eléctricos a nivel mundial (como son el de PJM, Nueva Inglaterra y Nueva York) se cuenta con un mercado basado en dos etapas de liquidación, una etapa es el mercado día en adelanto y la segunda es el mercado en tiempo real [77]. El mercado de día en adelanto es la etapa de liquidación que determina el costo mínimo de la asignación de unidades para el día de operación e incluye una demanda fija (en algunos

mercados pronosticada por el ISO), ofertas virtuales, transacciones bilaterales y restricciones de transmisión de la red.

La programación de unidades en un modelo desregulado se vuelve un problema más complejo que en el modelo regulado [78], esto debido a que la asignación de unidades en conjunto con un estudio de flujos óptimos de corriente directa se utilizan para determinar los precios marginales locales en toda la red.

Desde un punto de vista de eficiencia, las unidades asignadas en el mercado día en adelanto deben ser capaces de cubrir económicamente sus costos de producción con base a los datos proporcionados al ISO. Generalmente cuando una central es asignada en el mercado día en adelanto, siempre estará asignada en el mercado de tiempo real, en caso extraordinario en donde esto no se llegase a presentar, se le debe dar una explicación a la unidad de generación con el fin de racionalizar acerca de las restricciones de red en el sistema.

Derivado de lo anterior la clave para que un mercado sea transparente y justo con todos los participantes, reside en incluir las restricciones de transmisión en el proceso de asignación de unidades del mercado día en adelanto. Esto significa que para un sistema real se debe lidiar con una gran cantidad de restricciones así como un gran número de generadores.

Desde un punto de vista matemático, la solución al problema de asignación de unidades de generación es una combinación de variables de gran dimensión, por ejemplo, para N número de unidades en M periodos de tiempo hay un máximo de $(2^N-1)^M$ combinaciones de soluciones posibles, entonces para un problema de pequeña escala donde N=5 y M=24 se tienen $(2^5-1)^{24} = 6.2\text{x}10^{35}$ combinaciones posibles de solución, las cuales serían imposibles de resolver por un método directo.

En un método directo se tiene la desventaja de analizar todas las posibles soluciones sin excepción, sin embargo, su tiempo de operación es demasiado alto.

Una de las mayores problemáticas con este tipo de problemas es el tiempo de operación, por lo anterior, en este trabajo se utiliza el método de solución al problema de asignación de unidades llamado relajación Lagrangiana. En esta metodología no es necesario evaluar todas las posibles combinaciones de solución y se basa en un algoritmo de optimización dual [18].

En la sección de a continuación se presenta una breve explicación de la técnica.

### 3.3.1 Asignación de Unidades mediante Relajación Lagrangiana.

La solución a un problema de optimización mediante relajación consiste en utilizar las restricciones de desigualdad del problema como cotas para acelerar la solución, en este sentido, la metodología se basa en modificar el problema incorporando las restricciones de desigualdad a la función objetivo y utilizarlas como factores de penalización a la solución del problema mediante multiplicadores de LaGrange [79].

La solución final a través esta metodología consta de dos procesos que están ligados, el primero es la obtención del estado de operación de las máquinas a través de la relajación Lagrangiana (apagadas o encendidas), y el segundo consta de la obtención de potencias de generación a través de un despacho económico.

Al término del segundo proceso se debe evaluar un criterio de convergencia con el objetivo de garantizar la obtención de una solución lo suficientemente económica a través de una brecha de dualidad. Los detalles de cada proceso se muestran a continuación.

#### 3.3.1.1 Proceso de asignación de unidades.

El proceso comienza definiendo una variable entera llamada $U_i^t$ la cual puede adoptar los siguientes valores:

$U_i^t = 0$ si la unidad *i* se encuentra fuera de operación en el periodo *t*.

$U_i^t = 1$ si la unidad *i* se encuentra dentro de operación en el periodo *t*. (3.4)

La función objetivo del problema de optimización esta dada por la ecuación (3.5):

$$\min\left[\sum_{t=1}^{Np}\sum_{i=1}^{Nu}\left[F_i\left(P_i^t\right)*U_i^t + \text{costo de arranque}_{i,t}\right] = F\left(P_i^t, U_i^t\right)\right] \tag{3.5}$$

Las restricciones de balance de potencia y las limitaciones de las unidades generadoras deben ser tomadas en consideración en la solución del problema, las cuales son:

1. Principio de conservación de la energía.

$$\sum_{i=1}^{Nu} P_i^t * U_i^t = P_D^t \qquad t = 1,...,Np \tag{3.6}$$

2. Límites de Generación

$$P_{\min,i} \le P_i^t \le P_{\max,i} \qquad \begin{matrix} i = 1,...,\mathrm{Nu} \\ t = 1,...,Np \end{matrix} \tag{3.7}$$

3. Tiempos mínimos de arranque y paro.

$$\left[ X_{i,t-1}^{on} - T_i^{on} \right] \times \left[ U_i^{t-1} - U_i^t \right] \ge 0 \tag{3.8}$$

$$\left[ X_{i,t-1}^{off} - T_i^{off} \right] \times \left[ U_i^{t-1} - U_i^t \right] \ge 0 \tag{3.9}$$

Donde:

$Np$ = Número de periodos en el estudio.

$Nu$ = Número de unidades.

$F_i\left(P_i^t\right)$ = Función de costo de la unidad i, para el periodo t.

$U_i^t$ = Estado de operación de la unidad i, en el periodo t.

$U_i^{t-1}$ = Estado de operación de la unidad i, en el periodo t-1.

$X_{i,t}^{off}$ = Duración de periodos en los cuales la unidad i ha estado fuera de operación.

$P_i^t$ = Potencia activa generada por la unidad i en el periodo t.

$P_D^t$ = Potencia activa demandada por el sistema en el periodo t.

$P_{\min,i}$ = Límite inferior de potencia activa de la unidad i.

$P_{\max,i}$ = Límite superior de potencia activa de la unidad i.

$X_{i,t-1}^{on}$ = Duración de periodos en los cuales la unidad i ha estado en operación.

$T_i^{on}$ = Mínimos periodos de tiempo en los cuales la unidad i debe estar en operación.

$T_i^{off}$ = Mínimos periodos de tiempo en los cuales la unidad i debe estar fuera de operación.

El costo de arranque de una central térmica está dado por la ecuación (3.10):

$$\text{Costo de arranque}_{i,t} = U_i^t \left[1 - U_i^{t-1}\right] * \left[\alpha_i + \beta_i \left(1 - \exp \frac{-X_{i,t}^{off}}{\tau_i}\right)\right] \tag{3.10}$$

Donde:

$\alpha_i$ = Coeficiente compuesto por el costo de personal al arrancar la planta más el costo de mantenimiento del equipo de la unidad i.

$\beta_i$ = Costo de arranque en frío de la unidad i.

$\tau_i$ = Constante de tiempo que representa la rapidez con la cual la unidad i se enfría.

De esta manera se puede establecer la función Lagrangiana como se muestra en la ecuación (3.11):

$$L\left(P,U,\lambda\right) = F\left(P_i^t, U_i^t\right) + \sum_{t=1}^{Np} \lambda^t \left[P_D^t - \sum_{i=1}^{Nu} P_i^t * U_i^t\right] \tag{3.11}$$

Por tanto, el proceso de minimización se realiza con base a esta ecuación. Al incorporar la ecuación (3.6) a la ecuación (3.11) mediante los multiplicadores de LaGrange, se relaja el

problema y el proceso de minimización se realiza sujeto a las ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.9), lo cual significa que puede llevarse a cabo para cada unidad por separado.

Se debe resaltar que la función de costo $F_i\left(P_i^t\right)$ en conjunto con las ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.9) son independientes de cada unidad de generación, es decir, la cantidad que una central genere no afecta el costo de producción de otra unidad de generación. Por otro lado la restricción (3.6) es dependiente del comportamiento de las unidades de generación, en otras palabras, lo que suceda en una unidad de generación afectara el comportamiento del resto de las centrales.

La metodología de relajación Lagrangiana resuelve el problema de asignación de unidades al ignorar de manera temporal las restricciones que involucran al conjunto de centrales generadoras. Esto se logra a través de un procedimiento dual, el cual intenta encontrar el punto óptimo de solución maximizando el multiplicador Lagrangiano al mismo tiempo que minimiza otras variables del problema, este proceso se muestra en las ecuaciones (3.12) y (3.13) [80]:

$$q^*\left(\lambda\right) = \max_{\lambda^t} q\left(\lambda\right) \tag{3.12}$$

Donde:

$$q\left(\lambda\right) = \min_{P_i^t, U_i^t} \; L\left(P,U,\lambda\right) \tag{3.13}$$

Para lograr la maximización en $q^*$ y la minimización en $q$ se debe realizar lo siguiente:

1. Encontrar un valor para cada $\lambda^t$ (recordar que el proceso es de 24 horas, es decir, una $\lambda^t$ para cada hora) que desplace $q$ hacia un valor alto.
2. Suponiendo que el valor de $\lambda^t$ es fijo, encontrar el mínimo de $L\left(P,U,\lambda\right)$ ajustando los valores de $P^t$ y $U^t$.

Antes de entrar en detalle en el ajuste de los multiplicadores de LaGrange, se debe estudiar el problema planteado en el punto dos, esto es, se supondrá que los valores de $\lambda^t$ ya han sido encontrados y ahora solo se necesita minimizar la función $L(P,U,\lambda)$.

Primero que nada se debe escribir la ecuación (3.11) de la siguiente forma:

$$L=\sum_{t=1}^{Np}\sum_{i=1}^{Nu}\left[F_i\left(P_i^t\right)*U_i^t+\text{costo de arranque}_{i,t}\right]\bullet U_i^t+\sum_{t=1}^{Np}\lambda^t P_D^t-\sum_{t=1}^{Np}\sum_{i=1}^{Nu}\lambda^t P_i^t U_i^t \qquad (3.14)$$

Como se puede observar en la ecuación (3.14) el término $\sum_{t=1}^{Np}\lambda^t P_D^t$ es constante y puede ser ignorado (recordar que las $\lambda^t$ son constantes en este proceso). La función Lagrangiana resultante de esta operación se muestra en la ecuación (3.15)

$$L=\sum_{i=1}^{Nu}\left(\sum_{t=1}^{Np}\left[F_i\left(P_i^t\right)*U_i^t+\text{costo de arranque}_{i,t}\right]\bullet U_i^t-\sum_{t=1}^{Np}\lambda^t P_i^t U_i^t\right) \qquad (3.15)$$

En la ecuación (3.15) se puede observar la independencia de cada central debido a que se han eliminado los términos que las relacionaban una con otra. Por lo tanto el proceso de minimización se puede resolver independientemente en cada central generadora y el mínimo de la ecuación (3.14) resulta del proceso de minimización individual para cada central generadora en cada periodo de tiempo como se muestra en la ecuación (3.16):

$$\min q(\lambda)=\sum_{i=1}^{Nu}\min\sum_{t=1}^{Np}\left\{\left[F_i\left(P_i^t\right)+\text{costo de arranque}_{i,t}-\lambda^t P_i^t\right]U_i^t\right\} \qquad (3.16)$$

El proceso de minimización de la ecuación (3.16) está sujeto a las restricciones (3.7), (3.8) y (3.9). Por lo tanto la solución a este problema de optimización se puede realizar mediante programación dinámica debido a que solo se tienen dos estados disponibles de la variable $U_i^t$ (0 si está apagada y 1 si está encendida) como se muestra en la Figura 3.6:

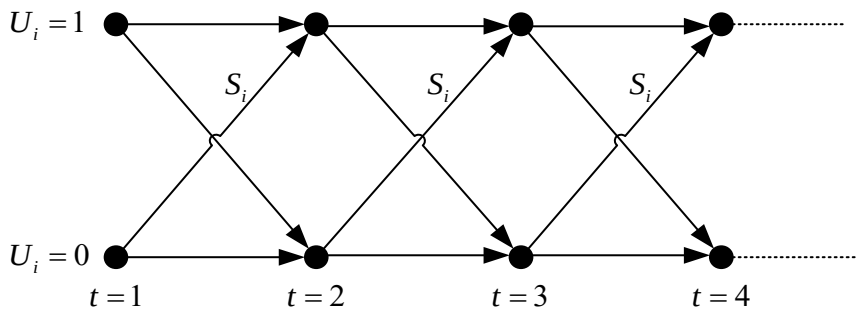


*Figura 3.6 Programación Dinámica para una unidad de generación [8].*

Cabe destacar que al considerar los tiempos mínimos de arranque y paro de las centrales se deben considerar dos capas de estado extras a la Figura 3.6, una capa de operación forzada y una capa de indisponibilidad para entrar en operación [8].

La variable $S_i$ que se muestra en la Figura 3.6 es el costo de arranque de la unidad $i$, entonces para determinar si la unidad es apta para entrar en operación o no, se debe llevar a cabo un proceso de minimización local, es decir, se desea minimizar cada central generadora con respecto a su potencia de generación. La función a minimizar se muestra a continuación:

$$\min\left[ F_i\left(P_i\right) - \lambda^t P_i^t \right] \tag{3.17}$$

Para la solución de este proceso existen dos posibles tipos de funciones de costo del generador ( $F_i\left(P_i\right)$ ), la primera es la curva de entrada-salida basada en una función cuadrática como se muestra en la Figura 3.3 y en el caso de presentarse esta situación, es necesario encontrar el mínimo de la ecuación (3.17) mediante una derivada con respecto a la potencia del generador y que de esta forma encontremos el despacho óptimo de la central ( $P_i^{opt}$ ), esto es:

$$\frac{d}{dP_i^t}\left[ F_i\left(P_i^{opt}\right)\right] = \lambda^t \tag{3.18}$$

La segunda posible función que puede ser estudiada se muestra en la Figura 3.5 la cuál es una curva de costo incremental mediante escalones. Cuando se presenta este caso no es necesario derivar la función debido a que la curva de costo incremental es una función lineal

que proviene de una curva de entrada-salida cuadrática, para este tipo de función se debe tener coherencia en los escalones presentados por las unidades generadoras, es decir, un escalón que requiera mayor cantidad de generación de energía no puede ser más barato que un escalón que requiera menor cantidad de energía [2], en la Figura 3.7 se puede observar la forma en que las centrales generadoras deben representar sus curvas de costos incrementales.

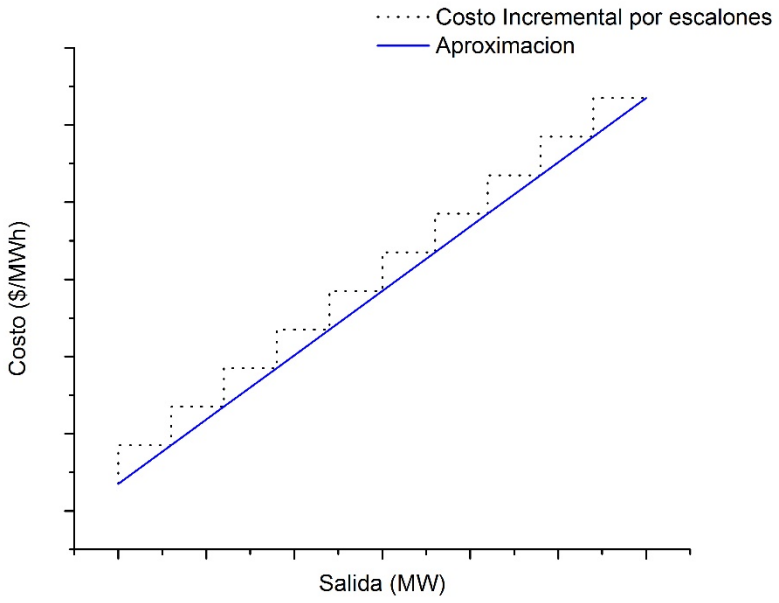


*Figura 3.7 Curva de costo incremental con escalones y aproximación lineal.*

La línea color azul que se muestra en la Figura 3.7 representa una aproximación lineal de los escalones de la curva de costo incremental de un generador. Esta aproximación es necesaria para poder utilizar la metodología de relajación Lagrangiana en la asignación de unidades y además es bastante sencilla de obtener como se muestra en el apéndice A. Una vez obtenida la función lineal de esta aproximación se eliminan aquellos saltos hacia infinito que se tienen en la función escalonada. La función obtenida de la aproximación es la función de costo incremental y es idéntica a la función que se obtiene al derivar una curva de entrada-salida cuadrática de una central. Por lo tanto se sustituye el término $\frac{d}{dP_i^t}\left[F_i\left(P_i^{opt}\right)\right]$ de la ecuación (3.18) y se obtiene:

$$\begin{aligned} x \bullet P_i^{opt} + y &= \lambda^t \\ \therefore & \\ P_i^{opt} &= \frac{\lambda^t - y}{x} \end{aligned} \tag{3.19}$$

Donde:

$x$ = Valor real positivo obtenido de la aproximación lineal de la curva incremental escalonada (ver Apéndice A)

$y$ = Valor real positivo obtenido de la aproximación de la curva incremental escalonada (ver Apéndice A)

Como se mencionó anteriormente este proceso es válido únicamente para estudios donde se cuente con funciones de costo incrementales escalonadas. Cuando se tiene como base de estudio la función cuadrática se debe utilizar su derivada para encontrar su despacho óptimo.

Una vez encontrado el despacho óptimo ( $P_i^{opt}$ ) de cada central, se pueden presentar tres casos, estos son:

1. Si $P_i^{opt} \leq P_i^{\min}$ el proceso de minimización queda en función de $P_i^{\min}$, esto es,

$$\min\left[F_i\left(P_i\right) - \lambda^t P_i^t\right] = F_i\left(P_i^{\min}\right) - \lambda^t \bullet P_i^{\min} \tag{3.20}$$

2. Si $P_i^{\min} \leq P_i^{opt} \leq P_i^{\max}$ el proceso de minimización queda en función de $P_i^{opt}$, esto es,

$$\min\left[F_i\left(P_i\right) - \lambda^t P_i^t\right] = F_i\left(P_i^{opt}\right) - \lambda^t \bullet P_i^{opt} \tag{3.21}$$

3. Si $P_i^{\max} \leq P_i^{opt}$ el proceso de minimización queda en función de $P_i^{\max}$, esto es,

$$\min\left[F_i\left(P_i\right) - \lambda^t P_i^t\right] = F_i\left(P_i^{\max}\right) - \lambda^t \bullet P_i^{\max} \tag{3.22}$$

La solución a este pequeño problema de optimización es bastante sencilla. Recordando lo dicho anteriormente, si la unidad se encuentra fuera de operación ($U_i^t$ =0) el valor de

$\left[F_i(P_i) - \lambda^t P_i^t\right]$ es 0, por lo tanto, el único escenario en que la unidad pueda ser considerada para estar dentro de operación ($U_i^t$ =1) se presenta cuando obtenemos un valor negativo de $\left[F_i(P_i) - \lambda^t P_i^t\right]$ al estudiar una función cuadrática; en el caso de estudio de una función lineal incremental, cualquier valor igual o menor que cero causará que el estado de la unidad sea $U_i^t$ =1. La solución de programación dinámica también deberá tomar en cuenta los costos de arranque así como los tiempos mínimos de conexión y desconexión para cada central.

#### 3.3.1.1.1 Ajuste del costo incremental del sistema.

Antes de explicar en qué consiste el segundo proceso de la metodología es conveniente comentar de qué manera se ajustará el multiplicador de LaGrange situado en la ecuación (3.15), existen diversas maneras de ajustar este multiplicador como se muestra en [74], [81] y [82], sin embargo, algunas de esas metodologías no garantizan una solución lo suficientemente económica debido a la falta de un criterio de convergencia, es por esto que se decidió elegir un ajuste por medio del subgradiente, esto quiere decir que el valor de la variable dual ($\lambda^t$ en este caso) se irá ajustando con base a la violación que se tenga de la ecuación de balance de potencia en cada periodo de tiempo, esto es:

$$\lambda_{i+1}^t = \lambda_i^t + \left[\frac{d}{d\lambda} q(\lambda)\right] \bullet \sigma \tag{3.23}$$

Donde:

$\lambda_{i+1}^t$ = Valor del costo incremental del periodo $t$ de la iteración actual.

$\lambda_i^t$ = Valor del costo incremental del periodo $t$ de la iteración anterior.

$\left[\frac{d}{d\lambda} q(\lambda)\right]$ = Ecuación de balance de potencia en la función Lagrangiana.

$\sigma$ = Valor de ajuste del subgradiente.

El valor de ajuste $\sigma$ debe ser lo suficientemente pequeño para lograr la convergencia deseada y lo suficientemente grande para agilizar el proceso, de acuerdo a la experiencia obtenida en los últimos años estos valores se deben obtener de manera heurística [18], sin embargo, para una primera aproximación del ajuste del costo incremental se propone utilizar estos valores para el ajuste del subgradiente en primera instancia:

$$\sigma = 0.0001 \text{ cuando } \frac{d}{d\lambda} q(\lambda) \text{ es positivo.} \tag{3.24}$$

$$\sigma = 0.00002 \text{ cuando } \frac{d}{d\lambda} q(\lambda) \text{ es negativo.} \tag{3.25}$$

Se debe recordar que la variable dual $\lambda^t$ se ajusta de manera horaria, es decir, para cada periodo de tiempo, existe una $\lambda^t$ que se debe ajustar.

Antes de entrar de lleno al segundo proceso es importante mencionar que la técnica de relajación Lagrangiana en algunas ocasiones presenta cambios en la asignación de unidades entre una iteración y otra debido al ajuste del subgradiente, no obstante, debido a la composición de la técnica, el proceso nunca pierde la línea de minimización [83].

#### 3.3.1.2 Proceso de despacho económico.

El segundo proceso consta de la solución de un despacho económico con las unidades asignadas en el proceso anterior y solo se llevará a cabo si se tiene suficiente generación para satisfacer la demanda, esto es:

$$\sum_{t=1}^{Np} \sum_{i=1}^{Nu} P_i^{\max} \bullet U_i^t \geq P_D^t \tag{3.26}$$

Como se puede observar en la ecuación (3.26) si la suma de las potencias máximas asignadas satisface la demanda de cada periodo, se procede con la solución del despacho económico, de cualquier otra forma, se debe ajustar el multiplicador del costo incremental ( $\lambda^t$ ) y volver a programar unidades de generación.

La solución del despacho económico en este trabajo se lleva a cabo a través de programación lineal, esto se realiza con el objetivo de mantener la compatibilidad del proceso sin importar si se tienen datos de la curva de entrada-salida (cuadrático) o curva de costo incremental (lineal) por parte de los generadores. En caso que se tenga como dato de entrada la curva de entrada-salida del generador (función cuadrática), se debe descomponer esa curva en varios segmentos o escalones como los que se muestran en la Figura 3.8:

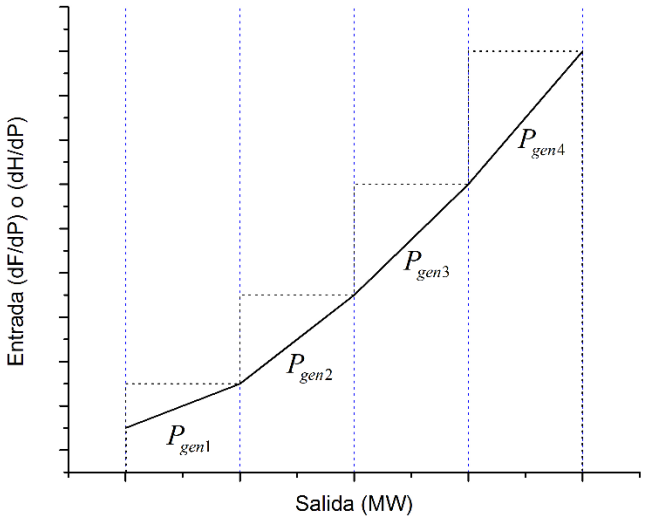


*Figura 3.8 Descomposición de curva entrada-salida en varios segmentos [18].*

Para poder segmentar la curva entrada-salida del generador se debe elegir un numero de segmentos deseados que, particularmente en la Figura 3.8, son cuatro, en este caso los representaremos como $i_1$, $i_2$, $i_3$ e $i_4$, a cada uno de estos segmentos se le designará un valor de escalón $s_{i1}$ , $s_{i2}$ , $s_{i3}$ y $s_{i4}$ (donde $s_{i1} < s_{i2} < s_{i3} < s_{i4}$). La variable $P_i$ ahora se remplazará por cuatro variables nuevas ( $P_{gen,i1}$ , $P_{gen,i2}$ , $P_{gen,i3}$ y $P_{gen,i4}$). Por lo tanto la función de costo se representa ahora como la suma del costo de producción a $P_i^{\min}$ más la suma del costo lineal de cada segmento, esto se obtiene al multiplicar cada variable $P_{gen,i}$ por su valor de escalón correspondiente. La ecuación (3.27) representa la curva de entrada-salida de una central generadora en forma de escalones:

$$F_i\left(P_{gen_i}\right) = F_i\left(P_{gen_i}^{\min}\right) + s_{i1} \bullet P_{gen,i1} + s_{i2} \bullet P_{gen,i2} + s_{i3} \bullet P_{gen,i3} + s_{i4} \bullet P_{gen,i4} \tag{3.27}$$

Donde

$$0 \le P_{gen,i} \le P_{gen,i}^{slope} \qquad i = 1,...,4 \tag{3.28}$$

La potencia generada de la central entonces será la suma de todas las potencias en cada segmento, esto es:

$$P_{gen_i} = P_{gen_i}^{\min} + P_{gen,i1} + P_{gen,i2} + P_{gen,i3} + P_{gen,i4} \tag{3.29}$$

Cada valor del escalón ( $s_{ik}$ ) se calculara a través de la siguiente función:

$$s_{ik} = \frac{F_i\left(P_{gen,i+1}\right) - F_i\left(P_{gen,i}\right)}{\left(P_{gen,i+1}\right) - \left(P_{gen,i}\right)} \tag{3.30}$$

Para el cálculo de la cantidad de potencia que se generara por escalón se requiere únicamente el número de escalones a utilizar y las potencias máximas y mínimas de cada central, esto es:

$$P_{gen,i}^{slope} = \frac{P_{gen,i}^{\max} - P_{gen,i}^{\min}}{Escalones} \tag{3.31}$$

En el proceso se pueden tener $k$ número de escalones deseados, sin embargo, en el sistema eléctrico mexicano en caso de que presentaran ofertas en forma de costo incremental se recomienda la representación de estas ofertas en hasta 10 escalones [6].

Una vez calculados los valores de los escalones ( $s_{i1}$) así como la potencia de generación máxima en cada uno de estos ( $P_{gen,i}^{slope}$ ), se procede a integrarlos en un proceso de optimización en donde la función objetivo es [18]:

$$\min\left[\sum_{i=1}^{Nu}\left(F_i\left(P_{gen,i}^{\min}\right) + s_{i1}\bullet P_{gen,i1} + s_{i2}\bullet P_{gen,i2} + s_{i3}\bullet P_{gen,i3} + s_{i4}\bullet P_{gen,i4}\right)\right] \tag{3.32}$$

Donde para cada generador se debe cumplir que:

$$0 \le P_{gen,i} \le P_{gen,i}^{slope} \qquad i = 1,...,4 \tag{3.33}$$

$$P_{gen_i} = P_{gen_i}^{\min} + P_{gen,i1} + P_{gen,i2} + P_{gen,i3} + P_{gen,i4} \tag{3.34}$$

Lo anterior sujeto al principio de conservación de la energía.

$$\sum_{i=1}^{Nu} P_i = P_D^t \tag{3.35}$$

Como puede observarse el modelo de optimización es lineal y puede resolverse sin problema alguno con cualquiera de las subrutinas disponibles en los softwares de programación.

#### 3.3.1.3 Convergencia.

Un marco de referencia para saber qué tan cerca se encuentra la solución obtenida de la solución óptima es la brecha de dualidad, dicha brecha es propuesta por el usuario y se define de la siguiente manera:

$$\frac{J^* - q^*}{q^*} \tag{3.36}$$

Donde:

$J^*$ = Solución primal, o sea, es la solución de la ecuación (3.11) con las potencias de generación obtenidas en el segundo proceso (despacho económico).

$q^*$ = Solución dual, es decir, es la solución de la ecuación (3.11) con las potencias obtenidas en el primer proceso (asignación de unidades).

La brecha de dualidad se puede interpretar gráficamente como se muestra en la Figura 3.9:

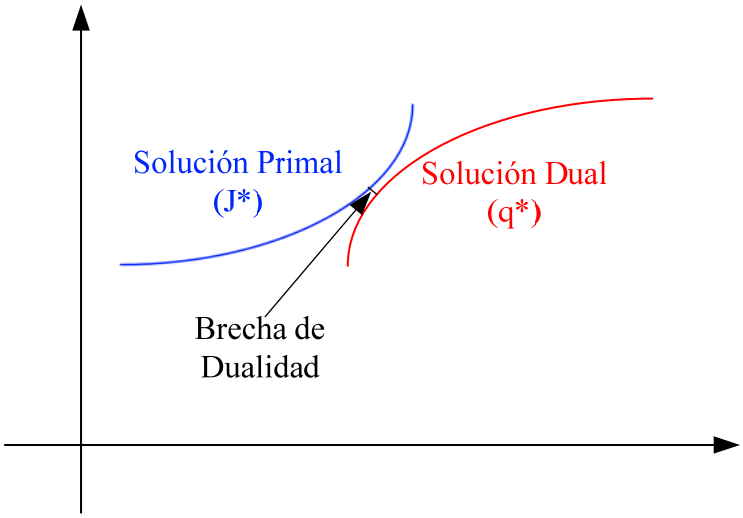


*Figura 3.9 Brecha de Dualidad.*

La brecha de dualidad se ajusta de acuerdo al sistema en donde se esté aplicando la metodología, es decir, cuando se estudie un sistema de pequeña escala este valor no necesariamente debe ser pequeño, no obstante, cuando se estudia un sistema de mayor escala (como pueden ser sistemas reales) la brecha de dualidad adopta un valor diminuto. Por lo tanto, entre más grande sea el problema (mayor número de unidades generadoras), menor será el valor de la brecha de dualidad.

Con la finalidad de comenzar el proceso desde un punto de partida intermedio, se incorporó al algoritmo de solución el mismo punto de partida que se utiliza al realizar el estudio de despacho económico mediante búsqueda binaria [18]. El punto de partida planteado se obtiene al calcular los costos incrementales de cada central estando a su máximo y mínimo punto de operación, una vez calculados estos costos, se selecciona el costo mayor y menor de todas las centrales y se comienza con un costo incremental exactamente a la mitad del costo mayor y del costo menor, lo anterior se puede observar en la ecuación (3.37):

$$\Delta\lambda = \frac{\lambda^{\max} - \lambda^{\min}}{2}$$
$$\therefore \qquad (3.37)$$
$$\lambda^{t}_{inicial} = \lambda^{\min} + \Delta\lambda$$

Donde:

$\lambda^{max}$ = Costo incremental de la central más cara operando a su máxima capacidad.

$\lambda^{min}$ = Costo incremental de la central más barata operando a su mínima capacidad.

$\lambda_{inicial}^{t}$ =Costo incremental con el que se iniciará el proceso de asignación de unidades.

En este trabajo se desarrolló un programa que cumple con las características de la relajación Lagrangiana para la solución de asignación de unidades. El programa se muestra en forma de diagrama de flujo en el apéndice B.

### 3.3.2 Asignación de Unidades mediante Relajación Lagrangiana considerando restricciones de red.

Una de las principales funciones del operador independiente del sistema es garantizar la seguridad de la red, sin embargo, día con día se presentan situaciones en las que se pone en riesgo la seguridad de la red como pueden ser la salida de líneas por mantenimiento, falla en un enlace [5], entre otros. Por lo anterior un algoritmo de asignación de unidades que trabaje de forma uninodal podría ofrecer una solución alejada de la realidad. Entonces, es de gran importancia incorporar las restricciones de red al algoritmo de asignación de unidades con la finalidad de involucrar las saturaciones de las líneas (si es que se presentan) en la potencia de salida de cada generador como se muestra en [81].

En el sistema de transmisión las restricciones son estáticas, o en otras palabras, estas restricciones se modelan a través de una formulación de flujos óptimos, el cual se utiliza comúnmente para determinar las características de un sistema eléctrico en un instante determinado (es como si se tuviera una fotografía del estado del sistema en ese instante respetando las restricciones del mismo). Sin embargo, en estudios previos se han utilizado algoritmos eficientes de flujos óptimos de potencia analizando detalladamente la estructura de la matriz de restricciones [84], [85] y [86].

Si se ignoran las restricciones de transmisión en el algoritmo de asignación de unidades, seguramente no se cumplirán los requerimientos en los flujos óptimos de potencia. En algunos trabajos se abordaba esta problemática mediante dos fases, en la primera se ejecutaba el programa de asignación de unidades sin restricciones de transmisión y en la segunda fase se realizaba el estudio de flujos óptimos de corriente directa (DC-OPF), sin embargo, esta metodología no es muy eficiente ya que al solucionar el problema de asignación de unidades

sin tomar en cuenta las restricciones de red y seleccionar que unidades estarán en operación con base a esta programación, podría resultar en un espacio no factible de solución para el problema de DC-OPF [81].

El algoritmo propuesto para la incorporación de las restricciones de transmisión en el proceso de asignación de unidades, se basa en la adición de multiplicadores Lagrangianos a la función objetivo del problema de optimización tomando como referencia el modelo lineal de la red (flujos de corriente directa) a través de coeficientes de sensitividad [87]. La metodología para calcular estos coeficientes de sensitividad se muestra en el apéndice C.

Las líneas de transmisión cuentan con un límite que restringe el flujo de potencia que pueden transferir de un nodo a otro, este límite generalmente lo especifica la compañía de transmisión y debe ser respetado por el ISO en la operación del sistema. De acuerdo a las requerimientos del sistema algunas veces es conveniente restringir tanto el límite superior (flujo positivo) como el límite inferior (flujo negativo) de las líneas (debido a diversos límites por ejemplo de voltaje o térmico) como se muestra en la ecuación (3.38), aunque también se puede restringir el flujo de una línea de transmisión de ambos sentidos al mismo tiempo (ver ecuación (3.39)) [88].

$$\underline{F}_m \le F_m \le \overline{F}_m \tag{3.38}$$

$$ABS\left(F_m\right) \le F_m^{\max} \tag{3.39}$$

Donde:

$F_m$ = Flujo de potencia real que pasa a través de la línea m.

$\overline{F}_m$ = Límite de transmisión superior de la línea m.

$\underline{F}_m$ = Límite de transmisión inferior de la línea m.

En este trabajo se utiliza la convención mostrada en la ecuación (3.38) para restringir el flujo en las líneas.

Una vez calculados los coeficientes se sensitividad y tomando en cuenta los límites establecidos en la ecuación (3.38), se deben incorporar estas restricciones a la función

Lagrangiana del problema de asignación de unidades como se muestra en la ecuación (3.40) :

$$L\left(P,U,\lambda,r_m^+,r_m^-\right)=F\left(P_i^t,U_i^t\right)+\sum_{t=1}^{Np}\lambda^t\left[P_D^t-\sum_{i=1}^{Nu}P_i^t*U_i^t\right]+\sum_{t=1}^{Np}\sum_{m=1}^{Nlines}r_m^+\left(F_m^t-\overline{F_m}\right)+\sum_{t=1}^{Np}\sum_{m=1}^{Nlines}r_m^-\left(\underline{F_m}-F_m^t\right) \tag{3.40}$$

Donde:

$r_m^+$ = Multiplicador Lagrangiano del límite superior de la línea m.

$r_m^-$ = Multiplicador Lagrangiano del límite inferior de la línea m.

La potencia real que pasa a través de una línea de transmisión en un periodo determinado se calcula de la siguiente manera:

$$F_m^t=\sum_{i=1}^{Nu}GSF_{m,i}P_i^tU_i^t-\sum_{j=1}^{Nload}GSF_{m,\mathrm{j}}P_j^t \tag{3.41}$$

Donde:

$GSF_{m,i}$ = Coeficiente de sensitividad de la línea m con respecto al nodo en el que se encuentra conectado la central i.

$GSF_{m,\mathrm{j}}$ = Coeficiente de sensitividad de la línea m con respecto al nodo en el que se encuentra conectado la carga j.

En la ecuación (3.41) puede observarse que se debe tomar en cuenta las potencias generadas ( $P_i^t$ ) así como las potencias demandadas ( $P_j^t$ ) en el cálculo del flujo de potencia a través de una línea de transmisión, sin embargo, cabe resaltar que las potencias demandadas siempre serán fijas, entonces el flujo de la línea únicamente se modificará en función de las potencias de generación obtenidas en el proceso de asignación de unidades.

Como se mencionó en la sección anterior, el problema de relajación Lagrangiana se basa en la incorporación de las restricciones a la función objetico mediante multiplicadores de LaGrange, por lo anterior, las restricciones de transmisión se incorporan en la función objetivo como se observa en la ecuación (3.40). Además de las restricciones de transmisión incorporadas a la función objetivo, se pueden agregar restricciones de combustible y reserva fría como se muestra en [70].

En este trabajo solo se utilizan restricciones de transmisión con pérdidas como generalmente se realiza en el mercado día en adelanto [89].

Al igual que en la sección anterior el proceso de minimización de la ecuación (3.40) puede ser descompuesto en subprocesos para cada central, es decir, la solución al problema de optimización es igual a la minimización de cada central independientemente de lo que suceda en el resto de las centrales.

Debe recordarse que en la sección anterior el proceso de minimización de cada central se basaba únicamente en el multiplicador relacionado con el principio de conservación de la energía ( $\lambda^t$ ), no obstante, en esta sección el proceso conlleva un mayor número de variables ya que los multiplicadores Lagrangianos de las líneas de transmisión influyen de manera directa en la generación de energía al depender de la variable $P_i^t$ . El proceso de minimización de todo el estudio así como el proceso local para cada central puede observarse en la ecuación (3.42):

$$\min L\left(P,U,\lambda,r_m^+,r_m^-\right) = \sum_{i=1}^{Nu} \min \sum_{t=1}^{Np} \left\{ \left[ F_i\left(P_i^t\right) + \text{costo de arranque}_{i,t} - \lambda^t P_i^t + \sum_{m=1}^{Nlines} \left(r_m^+(t) - r_m^-(t)\right) \bullet GSF_{m,i} \bullet P_i^t \right] U_i^t \right\} \tag{3.42}$$

Para encontrar el mínimo de la función Lagrangiana (punto óptimo de despacho de la maquina) se debe derivar todos los elementos la ecuación (3.42) con respecto a $P_i^t$, cabe resaltar que si la función de costo de la maquina ( $F_i\left(P_i^t\right)$ ) es proporcionada en forma de aproximación lineal (costo incremental), no es necesario derivar a $F_i\left(P_i^t\right)$, únicamente se deriva el resto de las variables. Una vez realizada la derivación resulta una función de la siguiente forma:

$$\frac{dL}{dP_i^t} = x \bullet P_i^{opt} + y = \lambda^t - \sum_{m=1}^{Nlines} \left( r_m^+(t) - r_m^-(t) \right) \bullet GSF_{m,i}$$

$$\therefore \tag{3.43}$$

$$P_i^{opt} = \frac{\lambda^t - \sum_{m=1}^{Nlines} \left( r_m^+(t) - r_m^-(t) \right) \bullet GSF_{m,i} - y}{x}$$

En la ecuación (3.43) se obtiene el despacho óptimo de la maquina $i$ en el periodo $t$, como se ha de notar la potencia de una central generadora ya no depende únicamente del costo incremental del sistema, ahora están presentes variables relacionadas con los límites de transmisión de las líneas.

Es de gran importancia mencionar que los términos $r_m^+(t)$ y $r_m^-(t)$ solo tendrán un valor diferente de cero y afectarán la potencia de salida de las centrales generadoras cuando alguna línea de transmisión se sature, el ajuste de estos multiplicadores se explican más adelante en esta misma sección.

La potencia obtenida en la ecuación (3.43) puede estar fuera de rango de la central, es por eso que de acuerdo a la potencia resultante se debe elegir cualquiera de las posibilidades mediante el mismo proceso que se muestra en las ecuaciones (3.20), (3.21) y (3.22).

La asignación de estado de la unidad ($U_i^t$) se establece de igual manera que la relajación Lagrangiana sin restricciones, solo que en este caso los multiplicadores Lagrangianos de las restricciones de red tienen un papel importante en la obtención de despacho óptimo de la maquina porque, si se presentase el caso de que una o más líneas se encuentren saturadas, la salida de potencia de un generador podría resultar afectada. Por ejemplo, si se tiene una línea saturada cerca de un generador que por su costo de producción económico era tomado en cuenta en el proceso de relajación sin restricciones de red, en el caso de relajación con restricciones de red muy probablemente tendrá limitada su producción de energía debido a que un aumento de generación podría provocar que la línea se siga saturando, por el contrario, si se tiene un generador con un costo de producción alto en un inicio, muy probablemente no sería considerado para operar en el proceso de relajación sin restricciones, no obstante, si en el sistema se encuentra una línea saturada y este generador “caro” ayuda al alivio de esta saturación por su ubicación, en el proceso de relajación con restricciones de red seguramente será tomado en consideración para entrar en operación.

La adición de estos multiplicadores de LaGrange es de gran ayuda en el siguiente proceso de la metodología propuesta ya que las unidades asignadas serán utilizadas para solucionar un estudio DC-OPF más adelante.

Los multiplicadores Lagrangianos con respecto a las líneas de transmisión se ajustan mediante el método del subgradiente, sin embargo, este ajuste solo se presenta en caso de la violación a la restricción de alguna línea. La potencia de una línea de transmisión se calculará a través de la ecuación (3.41) con el estado de cada unidad ($U_i^t$) y su despacho ($P_i^{opt}$) obtenidos en el proceso de asignación de unidades, se debe recordar que las cargas del sistema se están considerando fijas en el estudio.

Una vez que se calculó la potencia que pasa a través de una línea de transmisión, se debe verificar que el flujo de la línea se encuentre dentro de sus límites, en caso de que no se cumpla lo anterior en algún periodo de tiempo ($t$), se debe ajustar el multiplicador Lagrangiano ($r_m(t)$) correspondiente (puede ser multiplicador de límite superior o inferior) a esa línea para ese periodo de tiempo. El proceso de ajuste se muestra en las ecuaciones (3.44) y (3.45):

Si $P_m^t$ es mayor a $\overline{P}_m$:

$$r_m^+ = r_m^+ + \left[ \frac{d}{dr_m^+} L\left(P, U, \lambda, r_m^+, r_m^-\right) \right] \bullet \varsigma \tag{3.44}$$

Si $P_m^t$ es menor a $\underline{P}_m$:

$$r_m^- = r_m^- + \left[ \frac{d}{dr_m^-} L\left(P, U, \lambda, r_m^+, r_m^-\right) \right] \bullet \varsigma \tag{3.45}$$

Donde:

$\varsigma$: Valor de ajuste del subgradiente para la variable dual de la línea $m$.

El valor de $\varsigma$ es propio de cada sistema, debe ser positivo y menor que 1, para sistemas grandes este valor debe ser un poco más significativo (entre 0.08 y 0.2), pero para sistemas pequeños este valor debe estar en el orden de las milésimas o diez milésimas (entre 0.0001 y 0.001). El valor que se le asigne a $\varsigma$ representa la medida en que una línea será descongestionada, no obstante, este valor no puede ser mayor a 1 debido a que se perdería el concepto de costo marginal, el cual se define como la variación en el costo total, ante el aumento de una unidad en la cantidad producida, es decir, es el costo de producir una unidad adicional [71], por lo anterior, el valor de $\varsigma$ no puede tener nunca un valor mayor a 1. Otra forma de definir a los multiplicadores Lagrangianos $r_m^+$ y $r_m^-$ es a través del concepto de penalización, por lo que se podría decir que son los valores de penalización por no respetar los límites de una línea [90].

#### 3.3.2.1 Flujos óptimos de corriente directa (DC-OPF).

Una vez que se eligieron que unidades entraran en operación en la asignación de unidades considerando los límites de las líneas, se debe realizar un estudio de flujos óptimos de corriente directa, existen diferentes maneras de formular este problema, sin embargo, en este trabajo se utiliza el modelo más adecuado a las necesidades de la metodología implementada, es decir, se utiliza el modelo de solución a través de programación lineal.

Tal como su nombre lo dice el estudio de DC-OPF se formula a través de las bases del modelo clásico de flujos óptimos de potencia [18], [85], [91], [92], [93] y es responsabilidad del ISO ejecutarlo. En los estudios de flujos óptimos de potencia se busca un equilibrio entre economía y operación segura de la red.

En varios de los países donde se ha implementado los mercados eléctricos se realizan estudios de DC-OPF en el mercado día en adelanto [1], [2], [6], [13] y [89]. Dicho estudio se realiza a través de corriente directa con el objetivo de evadir los problemas de convergencia y tiempo de operación que se presentan en el modelo de flujos óptimos de corriente alterna, ya que este último generalmente solo se utiliza con fines de comparación e ilustración [94].

Anteriormente en este mismo trabajo se detalló la metodología de solución despacho económico a través de la programación lineal (ver sección 3.3.1), apoyándose en esas mismas bases se formula el problema de DC-OPF.

La programación lineal tiene un inmenso campo de aplicación debido a su facilidad en el manejo de restricciones [95].El estudio de DC-OPF es el proceso de minimización del costo total de producción sujeto al balance de potencia y restricciones de transmisión, en este estudio se supone que las magnitudes de los voltajes son unitarias y la potencia reactiva no se toma en cuenta. Iniciando con la misma función objetivo del despacho económico convencional se tiene:

$$\min\left[\sum_{i=1}^{Nu}\left(F_i\left(P_{gen,i}^{\min}\right)+s_{i1}\bullet P_{gen,i1}+s_{i2}\bullet P_{gen,i2}+s_{i3}\bullet P_{gen,i3}+s_{i4}\bullet P_{gen,i4}\right)\right] \tag{3.46}$$

Sujeto a:

1. Principio de conservación de la energía:

$$\sum_{i=1}^{Nu} P_i = P_D^t \tag{3.47}$$

2. Límites de transmisión de las líneas:

$$\underline{F}_m \le \left[F_m^t = \left(\sum_{i=1}^{Nu} GSF_{m,i}P_i^t U_i^t - \sum_{j=1}^{Nload} GSF_{m,j}P_j^t\right)\right] \le \overline{F}_m \tag{3.48}$$

3. Límites de cada escalón:

$$0 \le P_{gen,i} \le P_{gen,i}^{slope} \qquad i = 1,...,4 \tag{3.49}$$

Es importante mencionar que los valores $GSF$ dependen de la selección del nodo slack, no obstante, el flujo calculado a través de la ecuación (3.48) siempre tendrá el mismo valor sin importar que nodo se tome como referencia.

El problema de optimización que va de las ecuaciones (3.46) a (3.49) se puede resolver sin inconveniente alguno con cualquiera de las subrutinas disponibles en los softwares de programación.

En la relajación Lagrangiana con restricciones de red el estudio se detiene cuando se obtiene una solución factible en el estudio de DC-OPF, sin embargo, el proceso de asignación de unidades es el elemento principal de ajuste en esta metodología, ya que de no existir solución factible en el estudio de DC-OPF, se debe ajustar los multiplicadores Lagrangianos y buscar una nueva asignación de unidades.

En este trabajo se desarrolló un programa que soluciona el problema de asignación de unidades con restricciones de red mediante relajación Lagrangiana, además, se adicionó como punto de partida una solución de asignación de unidades sin restricciones de red para reducir el tiempo de operación del programa. El programa desarrollado se muestra en forma de diagrama de flujo en el apéndice B.

# CAPÍTULO 4

# 4. ASIGNACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN CON PÉRDIDAS Y RESTRICCIONES DE RED

## 4.1 Introducción.

En el capítulo anterior se presentó el proceso para realizar la asignación de unidades con restricciones de red, sin embargo, en un sistema desregulado también se debe tomar en consideración las pérdidas por calentamiento en los algoritmos de asignación de unidades y DC-OPF.

La incorporación de las pérdidas es de suma importancia ya que en muchas ocasiones el realizar la programación de unidades tomando como referencia única la demanda del sistema podría ser insuficiente. La afirmación anterior es más evidente en sistemas de gran tamaño, donde las pérdidas pueden tener valores bastante considerables [96].

En los mercados de energía las pérdidas son parte fundamental en el cálculo del precio marginal local (PML), como prueba de esto en algunas zonas de Nueva York se ha llegado a tener variaciones en el PML de hasta 20% causadas por las pérdidas. [97].

Cabe resaltar que existen distintas metodologías para representar las pérdidas en un estudio de DC-OPF como se ve en [96], [98], [99], [100] y [101]. Cualquiera de estas metodologías son válidas debido a que solo son aproximaciones del modelo no lineal de la red, no obstante, la única metodología exacta en este sentido son los flujos óptimos de CA (corriente alterna). La desventaja de los flujos de CA es su tiempo de operación, para sistemas relativamente grandes su tiempo de operación es inmensamente mayor a las aproximaciones de corriente directa. Es por esto que diversos operadores del sistema utilizan flujos óptimos de corriente directa en la operación del sistema eléctrico de potencia; como el de PJM, MISO, Nueva Inglaterra y Nueva York por mencionar algunos [7], [14], [16] y [102].

En este capítulo se explica la forma de incorporar las pérdidas en el proceso de asignación de unidades mediante una demanda distribuida y en el estudio de DC-OPF a través de una demanda nodal ficticia [98].

Antes de entrar de lleno al concepto de demanda nodal ficticia es necesario abordar los conceptos necesarios para incorporar las pérdidas al algoritmo de flujos óptimos de corriente directa a través de factores de penalización y pérdidas.

## 4.2 Factor de Pérdidas y Factor de Penalización.

Existen diferentes metodologías de calcular el factor de pérdidas, sin embargo, en este trabajo se utilizará la metodología mostrada en [98]. Con base a lo anterior las pérdidas totales de un sistema se calculan como se muestra en la ecuación (4.1):

$$P_{perd} = \sum_{m=1}^{Nlines} F_m^2 \bullet R_m \tag{4.1}$$

Donde:

$P_{perd}$ = Pérdidas totales del sistema.

$F_m$ = Flujo que pasa a través de la línea $m$.

$R_m$ = Resistencia de la línea $m$.

$Nlines$ = Líneas totales del sistema.

En un modelo lineal de corriente directa, el flujo de una línea puede ser visto como la suma de las contribuciones de todas las fuentes de energía (como fuente positiva la generación y como fuente negativa la demanda) basándose en el teorema de superposición [81] [87]. La contribución al flujo de una línea por parte de un nodo se le conoce como coeficiente de sensitividad (ver apéndice C). Por lo tanto al derivar la ecuación (4.1) con respecto a la aportación de potencia de un nodo ($P_k$) se obtiene lo siguiente:

$$\frac{\partial P_{perd}}{\partial P_k} = \frac{\partial}{\partial P_k}\left( \sum_{m=1}^{Nlines} F_m^2 \bullet R_m \right) \tag{4.2}$$

Donde:

$\frac{\partial P_{perd}}{\partial P_k}$ = Factor de pérdidas (marginales) del nodo $k$ .

En este sentido, el flujo de una línea se puede calcular como:

$$F_m = \sum_{j=1}^{Nnodes} GSF_{m,j} \bullet P_j$$

$$y \tag{4.3}$$

$$GSF_{m,j} = \frac{\partial F_m}{\partial P_j}$$

Donde:

$GSF_{m,j}$ = Coeficiente de sensitividad de la línea $m$ con respecto al nodo $j$ .

$P_j$ = Potencia aportada ( $P_{gen} - P_{demanda}$ ) por parte del nodo $j$ .

$Nnodes$ = Nodos totales del sistema.

Antes de continuar es importante mencionar que los coeficientes de sensitividad ( $GSF$ ) son resultado de la relación que existe entre una variable del sistema (flujo de potencia), con respecto al cambio en otra variable (potencia activa en un nodo). Además los coeficientes de sensitividad pueden tener valor positivo o negativo con respecto a un nodo, es decir, el incremento de potencia activa en un nodo puede elevar o disminuir la potencia que pasa a través de una línea de transmisión de acuerdo al signo que tenga su coeficiente de sensitividad [18].

Ahora, para expandir la función del factor de pérdidas se puede sustituir la ecuación (4.3) en la ecuación (4.2) como se muestra a continuación:

$$\frac{\partial P_{perd}}{\partial P_k} = \sum_{m=1}^{Nlines} \frac{\partial}{\partial P_k}\left(F_m^2 \bullet R_m\right) = \sum_{k=1}^{Nlines} R_m \bullet 2F_m \bullet \frac{\partial F_m}{\partial P_k}$$
$$= \sum_{m=1}^{Nlines} R_m \bullet 2 \bullet \left( \sum_{j=1}^{Nnodes} GSF_{m,j} \bullet P_j \right) \bullet GSF_{m,k} \tag{4.4}$$

Como puede observarse en la ecuación (4.4), el factor de perdidas depende de los valores relacionados con las inyecciones y extracciones de potencia del sistema así como de los valores de los $GSF$ .

Como se mencionó anteriormente los $GSF$ pueden ser mayores o menores que cero, además las inyecciones y extracciones de potencia se representan con un signo positivo y negativo, respectivamente. Tomando en consideración lo anterior, el factor de pérdidas puede tener un valor positivo o negativo, cuando adopta un valor positivo, significa que un incremento de inyección de potencia ( $P_{gen}$ ) en ese nodo podría aumentar las pérdidas totales del sistema, por otro lado, si el factor de pérdidas adopta un valor negativo significa que un incremento en la inyección de potencia en ese nodo podría reducir las pérdidas totales del sistema.

Una vez calculado el factor de pérdidas se debe computar el factor de penalización o factor de entrega (DF por sus siglas en inglés) como se muestra en la ecuación (4.5):

$$DF_i = 1 - FP_i = 1 - \frac{\partial P_{perd}}{\partial P_i} \tag{4.5}$$

Donde:

$DF_i$ = Factor de penalización o factor de entrega (marginal) del nodo $i$ .

$FP_i$ = Factor de pérdidas del nodo $i$ .

Por lo tanto el valor del factor de penalización ( $DF_i$ ) en la ecuación (4.5) dependerá ampliamente del factor de pérdidas ( $FP_i$ ) calculado en la ecuación (4.4). De acuerdo a lo mencionado con anterioridad si el factor de pérdidas es positivo, el factor de penalización

correspondiente será menor que 1, por el contrario, si el factor de pérdidas es negativo, el factor de penalización correspondiente será mayor que 1.

## 4.3 Flujos Óptimos de Corriente Directa considerando pérdidas.

En la ecuación (4.4) se puede observar la dependencia del factor de pérdidas con respecto a la inyección de potencia $P_j$ , la cual es el despacho actual de la central conectada al nodo $j$ (si es que existe) menos la carga conectada al nodo $j$ (si es que existe). Además, el despacho de generación podría ser afectado por los factores de pérdidas, lo anterior debido a que cada generador es penalizado con un factor diferente, es decir, cada generador se penaliza con base al factor de pérdidas del nodo al cual se encuentre conectado.

Debe recordarse que para poder estimar las pérdidas de un sistema se necesario conocer un despacho inicial de las maquinas (a través de un despacho económico sin perdidas), una vez estimadas las mismas, se puede conocer los factores de penalización en cada nodo del sistema y se deben incorporar al algoritmo de DC-OPF para obtener nuevos resultados.

En otras palabras, los resultados del DC-OPF de la $n-ésima$ iteración se utilizan en la $(n+1)-ésima$ iteración para actualizar los valores de $P_j$ y consecuentemente modificar los factores de pérdidas y penalización. En este sentido, en cada iteración del algoritmo se resuelve un problema de DC-OPF a través de programación lineal y el proceso se repite hasta que se alcance un criterio de convergencia.

Entonces, la primera iteración consta de un despacho económico sin pérdidas igual al que se mostró en el problema de optimización de la ecuación (3.46), una vez obtenidos los resultados de ese problema de optimización, el estudio de DC-OPF considerando pérdidas se formula de la siguiente manera:

$$\min\left[\sum_{i=1}^{Nu}\left(F_i\left(P_{gen,i}^{\min}\right)+s_{i1}\bullet P_{gen,i1}+s_{i2}\bullet P_{gen,i2}+s_{i3}\bullet P_{gen,i3}+s_{i4}\bullet P_{gen,i4}\right)\right] \tag{4.6}$$

Sujeto a:

1. Principio de conservación de la energía con factores de penalización:

$$\sum_{i=1}^{Nnodes} DF_i^{est} \bullet P_{gen,i} = \sum_{i=1}^{Nnodes} DF_i^{est} \bullet P_{demanda,i} - P_{perd}^{est} \tag{4.7}$$

2. Límites de transmisión de las líneas:

$$\underline{F}_m \leq \left[ F_m = \left( \sum_{i=1}^{Nnodes} GSF_{m,i} \bullet \left( P_{gen,i} - P_{demanda,i} \right) \right) \right] \leq \overline{F}_m \tag{4.8}$$

3. Límites de cada escalón:

$$0 \leq P_{gen,i} \leq P_{gen,i}^{slope} \qquad i = 1,...,4 \tag{4.9}$$

Donde:

$DF_i^{est}$ = Factor de penalización del nodo $i$ de la iteración anterior.

$P_{perd}^{est} = P_{perd}$ de la iteración anterior.

El factor de penalización $DF_i$, se calcula con base al resultado de despacho de la iteración pasada. Derivado de esto, los factores de penalización y pérdidas se deben actualizar iterativamente ya que ellos se relacionan con la solución del despacho óptimo de cada iteración. Una vez que el proceso converge, los valores estimados de $DF_i$ y $P_{perd}$ de la penúltima iteración, corresponderán con los valores finales calculados, es decir, los valores de $DF_i^{est}$ y $P_{perd}^{est}$ calculados en la penúltima iteración serán iguales a los valores $DF_i$ y $P_{perd}$ computados en la última iteración. Si se compara esta metodología con los flujos óptimos de corriente alterna (AC-OPF), se podrá notar que el proceso de DC-OPF es mucho más rápido, inclusive se ha llegado a comprobar que la metodología basada en AC-OPF tarda hasta 60 veces más en converger [94].

En los sistemas reales los factores de penalización de cada nodo son obtenidos a través de un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). Desafortunadamente para escenarios de simulación esto no es posible. Por lo tanto se debe buscar una aproximación al comportamiento de los sistemas reales, esto se puede realizar a través de un proceso iterativo, con el objetivo de adquirir mayor precisión en los factores de penalización de acuerdo al escenario planteado como se ve en [103].

### 4.3.1 Desviación de las pérdidas a través de los factores de penalización.

Es importante destacar que el factor de perdidas incrementales ( $FP_i$ ) en conjunto con el factor de penalización ( $DF_i$ ) provoca que las pérdidas del sistema calculadas sean en realidad las pérdidas totales reales del sistema multiplicadas por dos, derivado de lo anterior se debe adicionar el término $P_{perd}^{est}$ a la ecuación (4.7) ya que al incluir este término, se elimina la desviación del cálculo de pérdidas provocada por los factores anteriormente mencionados [104]. Esto se relaciona con el hecho de que las perdidas marginales (inyección multiplicada por el factor de perdidas) son en realidad el doble de las pérdidas actuales (algunas veces referidas como perdidas en promedio) en el modelo de corriente directa ya que las pérdidas en las líneas se relacionan directamente al cuadrado de la inyección del nodo (ver ecuación (4.1)). Por lo tanto las pérdidas de un sistema serán:

$$P_{perd}^{pron} - 2P_{perd}^{act} = -P_{perd} \tag{4.10}$$

Donde:

$P_{perd}^{pron} = \sum_{i=1}^{Nnodes} \left( P_{gen,i} - P_{demanda,i} \right)$ = Pérdidas pronosticadas.

$P_{perd}^{act} = \sum_{m=1}^{Nlines} \left( R_m \bullet F_m^2 \right)$ = Pérdidas actuales.

En las definiciones anteriores $P_{perd}^{pron}$ representa la inyección de potencia a la red de todos los nodos del sistema. Por esto, se le llama las pérdidas pronosticadas de todo el sistema, por otro lado, las pérdidas actuales se representan mediante el término $P_{perd}^{act}$ , el cuál es la suma

de las pérdidas actuales de todas las líneas. Después de que el proceso iterativo converge, las pérdidas pronosticadas deberían ser iguales a las perdidas actuales, esto es:

$$P_{perd}^{pron} = P_{perd}^{act} = P_{perd} \tag{4.11}$$

Como se puede ver en la ecuación (4.7) las inyecciones de potencia a la red se ven afectadas por el factor $DF_i$ que a su vez es afectado por el término $FP_i$ como se ve en la ecuación (4.5), esto provoca un cálculo erróneo del doble de las pérdidas de la red. Tomando como referencia lo anterior la adición del término ( $P_{perd}^{est}$ ) toma sentido en el momento que se utilizan factores de penalización en el proceso. Desde el punto de vista computacional, el valor $P_{perd}^{act}$ calculado en la iteración anterior se utiliza en la iteración actual para mantener la linealidad en la formulación del problema de optimización. El criterio de convergencia, como puede ser el despacho de cada generador, garantizará también la convergencia de $P_{perd}$ ( $P_{perd}^{pron} = P_{perd}^{act}$ ).

## 4.4 Incorporación de la demanda nodal ficticia al modelo de DC-OPF.

Las características del modelo de DC-OPF con la incorporación de demanda nodal ficticia se muestran a continuación [98]:

- El proceso iterativo es usado para aproximarse lo más posible a la no linealidad de las perdidas marginales.
- La demanda nodal ficticia se implementa con el objetivo de eliminar las grandes diferencias de generación en el nodo de referencia que se producen cuando no se implementa esta modalidad.
- La incorporación de términos auxiliares en la ecuación del principio de conservación de la energía (ver ecuación (4.7)) es necesaria para contrarrestar la duplicidad del valor de pérdidas actuales que se genera cuando se utilizan factores de penalización.

En el modelo presentado en la sección 4.3 se mostró la solución del problema de DC-OPF, incorporando pérdidas y evadiendo la duplicidad que se genera de las mismas por los factores de penalización, sin embargo, las restricciones de las líneas en la ecuación (4.8)

siguen considerando la red sin pérdidas. Mientras que en la ecuación de balance de potencia (4.7) incorpora el concepto de que la generación total debe ser mayor que la demanda total debido a las pérdidas promedio del sistema. Esto nos lleva a un desajuste en el nodo de referencia, ya que toda la generación de energía extra que requieran las pérdidas para ser satisfechas provendrá del nodo slack. Si la cantidad de energía demandada es grande como podrían ser varios GW, las pérdidas en el sistema podrían rondar los cientos de MW. En este sentido sería incorrecto que todos esos MW sean absorbidos por la referencia del sistema.

Para aliviar el desajuste de absorción de pérdidas en el nodo de referencia, es preferible representar las pérdidas directamente en las líneas de transmisión. Como se mencionó anteriormente el flujo de una línea se representa por medio de coeficientes de sensitividad (GSF) en el algoritmo de DC-OPF, derivado de esto es un poco complicado incluir las pérdidas en el modelo sin perder linealidad.

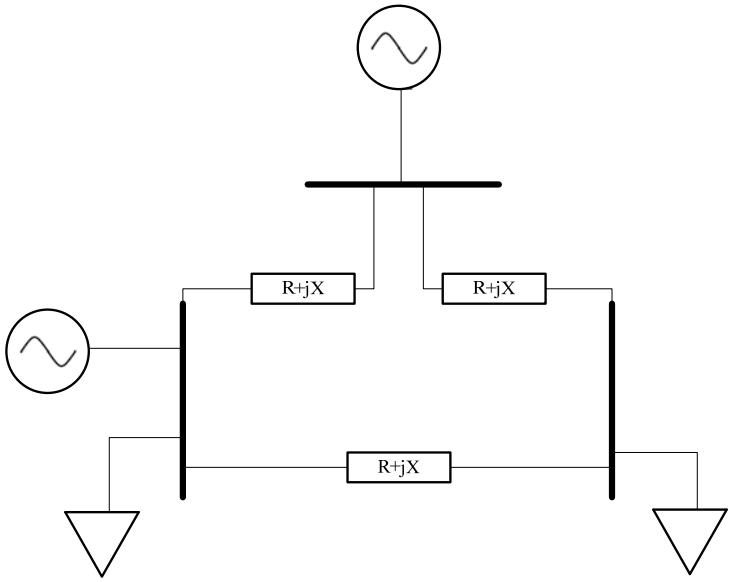


*Figura 4.1 Sistema interconectado con pérdidas en las líneas (resistencia).*

En este trabajo se implementa el concepto de demanda nodal ficticia (FND por sus siglas en inglés) para representar las pérdidas de las líneas. La FND es parecida al modelo de demanda ficticia a través de un nodo en el punto medio [105]. En el trabajo realizado en [105] se utilizaba la demanda ficticia a través de un nodo en el punto medio de la línea para modelar un estudio de flujos óptimos multi-áreas, no obstante, en este trabajo no se necesita el nodo en el punto medio y se utiliza una representación diferente del modelo de demanda nodal ficticia como se muestra en la ecuación (4.12). Además, se vuelve más importante el hecho de que la FND que se implementa aquí distribuye las pérdidas del sistema en cada línea con el objetivo de eliminar los desajustes que se producen en el nodo de referencia.

El modelo con pérdidas en las líneas se muestra en la Figura 4.1 y el modelo implementando la demanda nodal ficticia se muestra en la Figura 4.2 y como puede observarse, se elimina la parte resistiva de la línea debido a que se incorpora en la demanda nodal ficticia (marcada en color azul). Con esta implementación las pérdidas producidas por cada línea de transmisión se dividen a la mitad y se adicionan a los nodos entre los que se encuentra conectada. Cada mitad se representa como una demanda extra en el nodo que se conecta. Para cada nodo del sistema, el total de la demanda nodal ficticia es igual a la mitad de las pérdidas de todas las líneas conectadas a él como se muestra en la ecuación (4.12).

$$FND_i = \sum_{m=1}^{Nlines,i} \frac{1}{2} \bullet F_m^2 \bullet R_m \tag{4.12}$$

Donde:

$FND_i$ = Demanda nodal ficticia en el nodo $i$.

$Nlines, i$ = Líneas conectadas al nodo $i$

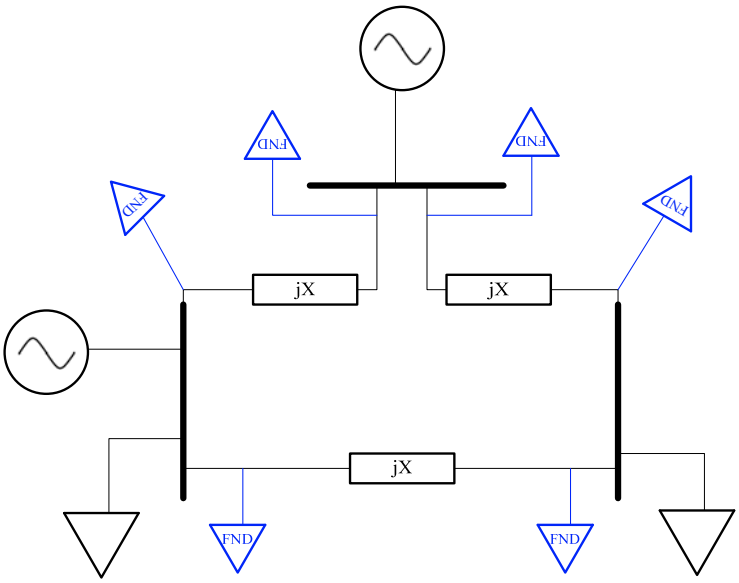


*Figura 4.2 Sistema Interconectado con FND representando pérdidas [63].*

El flujo de la línea ( $F_m$ ), debe ser obtenido del cálculo de la FND de la iteración previa. El nuevo cálculo del flujo en la línea se computa como:

$$F_m = \sum_{j=1}^{Nnodes} GSF_{m,j} \bullet \left( P_{gen,j} - P_{demanda,j} - FND_j^{est} \right) \tag{4.13}$$

El valor de pérdidas totales del sistema se seguirá calculando mediante la ecuación (4.1) y el factor de pérdidas incrementales se computa de la forma como se muestra en la ecuación (4.4), sin embargo, el valor de $F_m$ es diferente bajo este nuevo esquema de FND.

Una vez establecido lo anterior se procede a modelar el nuevo proceso iterativo, el cual modificará las ecuaciones (4.6) a (4.9) como se muestra a continuación:

$$\min \left[ \sum_{i=1}^{Nu} \left( F_i \left( P_{gen,i}^{\min} \right) + s_{i1} \bullet P_{gen,i1} + s_{i2} \bullet P_{gen,i2} + s_{i3} \bullet P_{gen,i3} + s_{i4} \bullet P_{gen,i4} \right) \right] \tag{4.14}$$

Sujeto a:

1. Principio de conservación de la energía con factores de penalización y pérdidas estimadas:

$$\sum_{i=1}^{Nnodes} DF_i^{est} \bullet P_{gen,i} = \sum_{i=1}^{Nnodes} DF_i^{est} \bullet P_{demanda,i} - P_{perd}^{est} \tag{4.15}$$

2. Límites de transmisión de las líneas incluyendo demanda nodal ficticia:

$$\underline{F}_m \le \left[ F_m = \left( \sum_{i=1}^{Nnodes} GSF_{m,i} \bullet \left( P_{gen,i} - P_{demanda,i} - FND_i^{est} \right) \right) \right] \le \overline{F}_m \tag{4.16}$$

3. Límites de cada escalón:

$$0 \le P_{gen,i} \le P_{gen,i}^{slope} \qquad i = 1,...,4 \tag{4.17}$$

Utilizando el despacho de generación ( $P_{gen}$ ) como criterio de convergencia en la formulación anterior, otros parámetros como los flujos de las líneas ( $F_m$ ), los factores de penalización ( $DF_i$ ) y las pérdidas en el sistema ( $P_{perd}$ ) convergerán también debido a la linealidad del problema [98]. El criterio de convergencia utilizado para esta metodología en este trabajo es evaluado a través de la mayor diferencia encontrada entre el despacho de un generador $i$ de la iteración actual con el mismo generador $i$ de la iteración anterior, este criterio se muestra en la ecuación (4.18):

$$MAX\left(\sum_{i=1}^{Nu}\left(P_{gen,i}^{it}-P_{gen,i}^{it-1}\right)\right)\leq tol \tag{4.18}$$

En este trabajo se desarrolló un programa que cuenta con las características del proceso iterativo de DC-OPF con demanda nodal ficticia. El programa desarrollado se muestra en forma de diagrama de flujo en el apéndice B.

## 4.5 Incorporación de pérdidas al proceso de Asignación de Unidades.

En la sección 3.3.2 se ilustró como incorporar de manera correcta las restricciones de red al proceso de relajación Lagrangiana, no obstante, si se consideran pérdidas en el proceso de DC-OPF, la asignación de unidades obtenida al ignorarlas, no será suficiente para satisfacer las mismas. Es por esto que una vez encontrada la solución de asignación de unidades con restricciones de red, se proceda a estimar las pérdidas como se muestra en la ecuación (4.1), una vez estimadas y comprobado que se tiene suficiente generación para satisfacer la demanda más pérdidas se podrá proceder al algoritmo de DC-OPF con demanda nodal ficticia, en caso de que en el algoritmo DC-OPF con FND se presente algún periodo con infactibilidad, se procede a modificar los multiplicadores Lagrangianos en el proceso de asignación de unidades con la intención de encontrar una programación de unidades nueva que satisfaga el periodo en donde se presentaba la infactibilidad. Los detalles de este procedimiento se presentan en esta sección.

Como se mencionó antes, es muy difícil que en la programación de unidades tomando en consideración únicamente las restricciones de red satisfaga el algoritmo de DC-OPF más pérdidas, por lo anterior, después de encontrar una solución factible con el algoritmo que se detalló en la sección 3.3.2, se debe utilizar la ecuación (4.1) para estimar las pérdidas con

base a esa asignación de unidades, una vez calculadas las pérdidas se deben agregar a la demanda en ese periodo como se muestra en la ecuación (4.19):

$$P_D^t = P_D^t + P_{perd}^t \tag{4.19}$$

Si en algún periodo no se tiene suficiente generación para satisfacer las pérdidas, se debe ajustar los multiplicadores Lagrangianos para encontrar una nueva asignación de unidades y verificar que la nueva programación satisfaga los requisitos de demanda más perdidas (ecuación (4.19)).

Es de gran importancia mencionar que en este proceso de asignación de unidades no es posible incorporar el concepto de FND debido a los grandes cambios que se presentan en la potencia nodal en el momento que una unidad entra o sale de operación, estos cambios imposibilitan la implementación de una FND debido a que, el proceso iterativo de DC-OPF con demanda nodal ficticia utiliza el punto de operación de la iteración anterior como base de estudio para la iteración nueva.

Recordemos que un estudio de flujos óptimos de corriente directa es totalmente lineal y sus puntos de operación en cada iteración son cercanos, en cambio, el proceso de asignación de unidades conlleva la aplicación de programación entera mixta, la cual no siempre mantiene un punto de operación cercano al de la iteración anterior [79].

Uno de los puntos más importantes a destacar es que en la relajación Lagrangiana, las variables duales correspondientes a los límites en las líneas sirven para penalizar a los generadores que congestionan las líneas saturadas, por lo tanto si se agrega demanda nodal ficticia a un nodo, algunas líneas se pueden llegar a descongestionar en un pequeño número de MW, esto significa que en el proceso de DC-OPF con FND algunas de las restricciones se relajan y otras se dificultan un poco más que en el proceso de asignación de unidades, sin embargo, las restricciones que se dificultan ya están siendo contrarrestadas por las variables duales de las líneas congestionadas.

Entonces si se utiliza el concepto de pérdidas distribuidas en la demanda del sistema en la relajación Lagrangiana, se mantendrá la linealidad en las potencias nodales tomando como referencia las cargas estáticas (demanda). Además, se podrá llevar a cabo el proceso de asignación de unidades sin mayores obstrucciones (como los saltos en el punto de operación de la iteración anterior) en la búsqueda de solución.

En este trabajo se desarrolló el programa que incluye el estudio de DC-OPF con FND complementado con la asignación de unidades considerando pérdidas. El programa se muestra en forma de diagrama de flujo en el apéndice B.

## 4.6 Precios marginales locales.

En los inicios de este trabajo se comentó acerca del precio del mercado (MCP), el cual representa el precio de la energía en la red, su algoritmo de operación se basa en seleccionar al productor de energía más barato para satisfacer la demanda del sistema, si la generación de este productor alcanza su límite máximo, se selecciona el siguiente productor más barato y así sucesivamente hasta satisfacer la demanda ignorando las pérdidas y restricciones de red (ver Figura 2.3). Sin embargo, el realizar el procedimiento anterior significa que se considerará a toda la red de transmisión como si fuera un solo nodo, el cual tendría capacidad de transferencia de energía infinita sin pérdidas [11].

En los mercados de energía se debe considerar más allá de un modelo uninodal, ya que el hecho de considerar límites en la red de transmisión, significa contar con la presencia de congestión en una o más líneas del sistema, es decir, si una línea llega a su límite de transmisión de potencia real, se deberá despachar energía más cara con la finalidad de satisfacer la demanda debido a que la energía barata no puede inyectarse a la red por la congestión de la red, consecuentemente, los precios de la energía se incrementaran en los lugares donde la demanda no puede ser suministrada a través de energía barata, lo anterior se debe a que la energía que se necesita para satisfacer la demanda en esa locación proviene de productores más caros.

En adición a la congestión que se presenta en la transmisión, las pérdidas de la red también contribuyen a la variación de precios en diferentes nodos del sistema. Por ejemplo, una carga conectada a la red a través de una línea de transmisión con resistencia alta, estará sujeta a un precio mayor debido a las pérdidas producidas en el transporte de energía, que es lo opuesto que sucede cuando se tiene una línea con resistencia baja. En conclusión, los precios de energía serán diferentes de acuerdo a la ubicación de los nodos por medio de precios marginales locales.

### 4.6.1 Cálculo de precios marginales locales.

El cálculo de precios marginales locales depende en su totalidad de un estudio de DC-OPF considerando pérdidas (ver sección 4.3). Lo anterior se debe a que en el proceso de cálculo de las componentes que integran el PML, se utilizan las variables duales resultantes

de las restricciones del estudio de DC-OPF. Entonces, suponiendo que se ha encontrado una solución óptima en el estudio, el PML en cualquier nodo $i$ puede ser calculado a través de la siguiente ecuación [106]:

$$PML_i = PML^{energía} + PML_i^{congestión} + PML_i^{pérdidas} \tag{4.20}$$

Donde:

$PML_i$ = Precio marginal local en el nodo $i$.

$PML^{energía} = \lambda_{sistema}$ =multiplicador Lagrangiano de la ecuación (4.15) =Precio de la energía del sistema= precio en el nodo de referencia.

$PML_i^{congestión} = \sum_{m=1}^{Nlines} GSF_{m,i} \bullet \mu_m$ =coeficientes de sensitividad de todas las líneas multiplicados por el multiplicador Lagrangiano de la ecuación (4.16) para cada línea correspondiente.

$PML_i^{pérdidas} = \lambda_{sistema} \times (DF_i - 1)$ = multiplicador Lagrangiano de la ecuación (4.15) multiplicado por el factor de penalización calculado en la ecuación (4.5) menos uno.

Es de gran importancia mencionar que el factor de pérdidas varía en función del nodo de referencia que se seleccione, en sistemas grandes, se puede llegar a presentar la problemática de no saber que nodo de referencia seleccionar, en [106] se plantea la solución a través de dos metodologías, la primera se basa en seleccionar como nodo de referencia donde se encuentre la central marginal (central que no está despachada ni a su minima o máxima potencia), la segunda metodología establece usar un nodo de referencia distribuido a través de toda la red, sin embargo, esta última metodología tiene problemas cuando se presentan dos o más centrales marginales.

Las causas principales de que la solución óptima de despacho presentase un escenario donde resulten dos o más centrales marginales puede deberse a dos razones, la primera es que las características técnicas de las centrales sean muy similares y por eso el despacho óptimo se encuentre dentro de sus límites, y la segunda resulta de las propiedades fundamentales del cálculo del PML la cual dice que por cada n líneas de transmisión saturadas existirán n+1 centrales marginales [15].

### 4.6.2 Selección del nodo de referencia.

En este trabajo se propone como primer criterio de selección del nodo de referencia elegir el nodo de la central marginal, sin embargo, como se dijo antes se puede llegar a tener n líneas de transmisión saturadas y consecuentemente se tendrá n+1 centrales marginales, entonces, si se llegase a presentar el caso donde existan múltiples centrales marginales, se propone utilizar los flujos y límites de las líneas conectadas a la unidad marginal así como su potencia máxima como criterios de referencia en la selección del nodo slack. Lo anterior se realiza calculando la potencia máxima que puede generar la central marginal, después se computa el flujo que pasa a través de las líneas de transmisión que están conectadas a la misma y al final se calcula la potencia máxima que puede pasar por dichas líneas, si este valor es menor a la potencia que aparentemente el generador aún puede producir, entonces se almacena como potencia disponible, sino, se establece como potencia disponible el valor máximo de potencia que aún puede producir la central. El proceso mencionado se debe realizar a todas las centrales marginales del sistema.

La potencia extra que aparentemente la central marginal puede producir es:

$$P_{gen,i}^{aparente} = P_i^{\max} - P_i^{opt} \tag{4.21}$$

Donde:

$P_{gen,i}^{aparente}$ = Reserva de potencia disponible por la central $i$.

$P_i^{opt}$ = Potencia de despacho óptimo actual de la central $i$.

La fórmula para saber qué cantidad de potencia puede pasar a través de las líneas de transmisión que interconectan la central marginal a la red de transmisión es la siguiente:

$$P_{gen,i}^{real} = \sum_{m=1}^{Nodes,i} F_m^{\max} - F_m \tag{4.22}$$

Donde:

$P_{gen,i}^{real}$ = Potencia real que puede transmitir por sus líneas de interconexión la central $i$.

$F_m^{\max}$ = Flujo de potencia máximo que puede transmitir la línea $m$.

$F_m$ = Flujo de potencia que actualmente pasa por la línea $m$.

$m$= Líneas que interconectan la central marginal con la red.

Una vez computados los cálculos en las ecuaciones (4.21) y (4.22) se procede a evaluar las siguientes condiciones para realizar las modificaciones pertinentes:

Si

$$P_{gen,i}^{aparente} > P_{gen,i}^{real} \tag{4.23}$$

Entonces se mantiene a $P_{gen,i}^{real}$ en su valor original y será el valor que la central tendrá disponible para ofrecer al sistema, por el contrario si:

$$P_{gen,i}^{aparente} < P_{gen,i}^{real} \tag{4.24}$$

Se debe actualizar el valor que la central puede ofrecer al sistema mediante $P_{gen,i}^{real} = P_{gen,i}^{aparente}$.

Una vez realizado lo anterior para todas las centrales marginales, se debe seleccionar como nodo de referencia la central que tenga el mayor número de potencia disponible para entregar a la red ( $P_{gen,i}^{real}$ ).

En este trabajo se desarrolló un programa que cumple con las características presentadas en esta sección. En el apéndice B se muestra el proceso de selección del nodo de referencia implementado en forma de diagrama de flujo.

## 4.7 Metodología propuesta.

La metodología propuesta en este trabajo incorpora todas las características necesarias para realizar la asignación de unidades con pérdidas y restricciones de red en un mercado eléctrico desregulado. Además se complementa el estudio con el cálculo de los precios marginales locales.

Es importante mencionar que metodologías similares a la presentada en este trabajo, se utilizan a diario para los estudios de asignación de unidades en el mercado día en adelanto en varios ISO´s [1], [7], [14], [15] y [89].

### 4.7.1 Modelos de solución al problema de asignación de unidades.

En este trabajo se proponen 3 modelos que en conjunto solucionan el problema de asignación de unidades con restricciones de red y pérdidas. Los modelos son parte fundamental en la interpretación de los resultados ya que representan el cambio resultante de considerar otras características y restricciones en el problema.

#### 4.7.1.1 Problema de asignación de unidades con modelo uninodal.

En este modelo se tiene transferencia de potencia infinita y además no existen pérdidas por calentamiento en la red. Gráficamente el modelo puede observarse en la Figura 4.3.

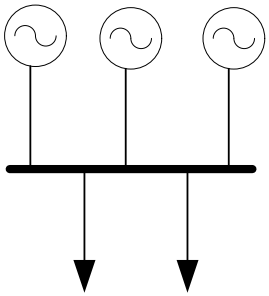

*Figura 4.3 Modelo Uninodal.*

Como puede observarse en la Figura 4.3 no se toma en cuenta la red de transmisión y se estudia al sistema como si fuera un nodo único. En este sentido, la solución al problema de asignación de unidades se basa únicamente en el factor económico.

#### 4.7.1.2 Problema de asignación de unidades con restricciones de red.

En este modelo se tiene transferencia de potencia limitada pero aún no se consideran las pérdidas por calentamiento en la red. Gráficamente el modelo puede observarse en la Figura 4.4.

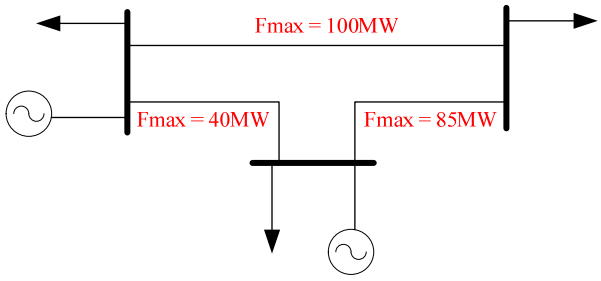


*Figura 4.4 Modelo con restricciones de red.*

En la Figura 4.4 puede observarse la adición de la red de transmisión al problema de asignación de unidades con sus respectivos límites.

#### 4.7.1.3 Problema de asignación de unidades con restricciones de red y pérdidas.

En este modelo se tiene transferencia de potencia limitada y también consideran las pérdidas por calentamiento en la red (demanda en color azul). Gráficamente el modelo puede observarse en la Figura 4.5.

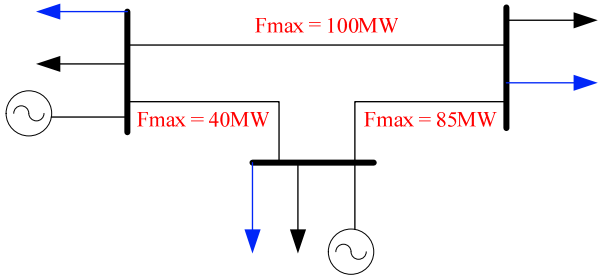


*Figura 4.5 Modelo con restricciones de red más pérdidas.*

Es muy importante mencionar que en el modelo mostrado en la Figura 4.5 se utilizan las pérdidas distribuidas en la demanda para el proceso de asignación de unidades (ver sección

4.5), no obstante, en el proceso de DC-OPF se utiliza la representación de pérdidas mediante una FND como se explicó en la sección 4.4 de este trabajo.

### 4.7.2 Estructura general.

Básicamente la metodología contiene 5 etapas de operación:

1. La primera etapa consta de una asignación de unidades de unidades de generación y un despacho económico considerando un modelo de red uninodal, es decir, se ignoran las restricciones de red del sistema y consecuentemente no se consideran pérdidas.

2. La segunda etapa se basa en incorporar las restricciones de red al algoritmo de asignación de unidades y despacho económico (a través de un DC-OPF), se utiliza como punto de partida los resultados obtenidos en la etapa anterior, y en los periodos donde se presente violación a alguna restricción de red, se modifica la programación de unidades que entrarán en operación con la intención de encontrar una solución factible en el estudio de DC-OPF; siguen sin considerarse las pérdidas por calentamiento en la red.

3. En la tercera etapa se utiliza como punto de partida los resultados obtenidos en la etapa anterior y se incorporan las pérdidas a la demanda en el algoritmo se solución al proceso de asignación de unidades y se utiliza el concepto de demanda nodal ficticia (FND) en un algoritmo iterativo de DC-OPF.

4. Si no se presentó ninguna infactibilidad en la etapa 3, pasar a la etapa 5. Por el contrario, si se presenta una solución no factible en algún periodo de la etapa anterior, se ajusta la programación de unidades que entraran en operación hasta eliminar las infactibilidades. Lo anterior se lleva a cabo ajustando los multiplicadores Lagrangianos de los límites de las líneas con base, a las violaciones de cada una de estas y únicamente se ejecutara para los periodos donde no exista solución factible en el DC-OPF con FND.

5. Utilizando el resultado del DC-OPF con FND de la etapa anterior se calculan los precios marginales locales de todo el sistema.

Es importante mencionar que todos los algoritmos son necesarios para el correcto funcionamiento del programa. Lo anterior se debe a que se pretende iniciar cada etapa del

programa con un punto de operación cercano al óptimo, por tanto, al comenzar la búsqueda de la solución desde este punto, se reduce considerablemente el esfuerzo matemático necesario en este tipo de problemas.

La implementación de relajación Lagrangiana contribuye en gran manera a resolver de manera rápida y eficiente los problemas de optimización de las etapas 1 a 4 del programa en lo que respecta a asignación de unidades, los procesos de despacho económico y DC-OPF utilizados en esas etapas utilizan programación lineal para su solución. Otra característica que también influye en la rapidez de solución del proceso es la implementación de la etapa 4, ya que al ignorar por un momento los periodos donde no existen infactibilidades, se logra reducir la dimensión del problema en gran medida y de esta manera, se puede evitar realizar el DC-OPF iterativo con FND en los periodos donde ya se encontró la solución factible, esta implementación tiene como base el proceso de "búsqueda iterativa de restricciones" (iterative constraint search en inglés) presentado en [18].

### 4.7.3 Etapas de operación.

Como se mencionó anteriormente, la metodología opera con base a 5 etapas de operación, las cuales se relacionan entre sí y son dependientes en forma descendente de la etapa 1 a la etapa 5, se utilizó esta metodología debido a que se simplifica de manera considerable el esfuerzo computacional que si se tratara realizar todo el proceso en 2 o 3 etapas de operación. Los resultados en cada etapa sirven para interpretar de distintas maneras la forma en que se lleva a cabo el proceso de asignación de unidades. Esto se debe a que la programación de unidades que entrarán en operación puede ser distinta en las diferentes etapas de acuerdo a las restricciones y características (en este caso pérdidas) que se contemplen.

A continuación se explica de manera detallada los procesos que se deben realizar dentro de cada etapa del programa.

#### 4.7.3.1 Etapa 1.

- Proceso de asignación de unidades de generación a través de relajación Lagrangiana en todos los periodos de tiempo.

- Ajuste del costo incremental ( $\lambda^t$ ) a través del método del subgradiente en todos los periodos de tiempo hasta alcanzar la brecha de dualidad.

- Realización de despacho económico a través de programación lineal en todos los periodos de tiempo.

- Una vez alcanzado el criterio de convergencia (brecha de dualidad) imprimir resultados y pasar a la siguiente etapa.

Toda la información extendida en la etapa 1 se encuentra detallada en la sección 3.3.1 de este trabajo y se muestra en forma de diagrama de flujo en la Figura 4.6.

#### 4.7.3.2 Etapa 2.

- Utilizar como punto de partida el costo incremental ($\lambda^t$) obtenido en la etapa anterior.

- Proceso de asignación de unidades de generación a través de relajación Lagrangiana con restricciones de transmisión en todos los periodos de tiempo.

- Ajuste del costo incremental ($\lambda^t$) y de las variables duales de los límites de las líneas de transmisión ($r_m^+(t)$ y $r_m^-(t)$) a través del método del subgradiente en todos los periodos de tiempo hasta encontrar solución factible.

- Realización de un estudio de DC-OPF para todos los periodos de tiempo.

- Una vez obtenida la solución factible en el DC-OPF, imprimir resultados y pasar a la siguiente etapa.

Toda la información detallada en la etapa 2 se encuentra explicada en la sección 3.3.2 de este trabajo y se muestra en forma de diagrama de flujo en la Figura 4.7.

#### 4.7.3.3 Etapa 3.

- Calcular las pérdidas del sistema derivadas de la solución de DC-OPF de la etapa anterior e incorporarlas de manera distribuida a la demanda total del sistema en cada carga conectada para el proceso de asignación de unidades de la etapa actual.

- Utilizar como punto de partida el costo incremental ( $\lambda^t$ ) y las variables duales ( $r_m^+(t)$ y $r_m^-(t)$ ) obtenidas en el proceso de asignación de unidades de la etapa anterior.

- Proceso de asignación de unidades de generación a través de relajación Lagrangiana con restricciones de transmisión más pérdidas distribuidas en las cargas del sistema en todos los periodos de tiempo.

- Ajuste del costo incremental ( $\lambda^t$ ) y de las variables duales de los límites de las líneas de transmisión ( $r_m^+(t)$ y $r_m^-(t)$ ) a través del método del subgradiente considerando pérdidas distribuidas en las cargas en todos los periodos de tiempo.

- Selección del nodo de referencia en todos los periodos de tiempo.

- Realización de un estudio de despacho económico iterativo contemplando pérdidas a través de un modelo de DC-OPF con demanda nodal ficticia (FND por sus siglas en inglés) simulando las pérdidas distribuidas a través de toda la red de transmisión para todos los periodos de tiempo.

- Si no se presentan infactibilidades pasar a la etapa 5 e imprimir resultados, de lo contrario pasar a la etapa 4.

Toda la información con respecto a la etapa 3 se encuentra desplegada en el capítulo 4 de este trabajo. Además su proceso se muestra en forma de diagrama de flujo en la Figura 4.8 y parte de la Figura 4.9 delimitado con color rojo.

#### 4.7.3.4 Etapa 4.

- Utilizar como punto de partida el costo incremental ( $\lambda^t$ ), las variables duales ( $r_m^+(t)$ y $r_m^-(t)$ ) y las pérdidas obtenidas en el proceso de asignación de unidades de la etapa anterior.

- Proceso de asignación de unidades de generación a través de relajación Lagrangiana con restricciones de transmisión más pérdidas distribuidas en las cargas del sistema en todos los periodos de tiempo.

- Ajuste del costo incremental ( $\lambda^t$ ) y de las variables duales de los límites de las líneas de transmisión ( $r_m^+(t)$ y $r_m^-(t)$ ) a través del método del subgradiente considerando pérdidas distribuidas en las cargas en todos los periodos de tiempo.

- Selección del nodo de referencia en el periodo de infactibilidad.

- Realización de un estudio de despacho económico iterativo contemplando pérdidas a través de un modelo de DC-OPF con demanda nodal ficticia (FND por sus siglas en inglés) simulando las pérdidas distribuidas a través de toda la red de transmisión para el periodo de tiempo en donde se presentó la infactibilidad.

- Una vez encontrada la solución para el periodo en donde se presentaba la infactibilidad se corre el DC-OPF iterativo con FND para todos los periodos de tiempo.

- Si se presenta infactibilidad en algún periodo se actualiza el periodo de referencia (sin solución factible) y se vuelve a ejecutar desde un inicio la etapa 4, por el contrario, si ya no existe infactibilidad en ningún otro periodo se imprimen los resultados y se puede proceder a la etapa 5.

La implementación de esta etapa reduce de manera considerable los tiempo de operación de la metodología propuesta ya que descarta temporalmente los periodos donde no hay infactibilidades. El proceso se muestra en forma de diagrama de flujo en la Figura 4.10.

#### 4.7.3.5 Etapa 5.

- Se almacenan las variables duales así como los factores de penalización del despacho económico iterativo con DC-OPF de la etapa anterior en todos los periodos de tiempo.

- Se procede a calcular los precios marginales locales de todo el sistema.

- Imprimir resultados y fin del programa.

La información detallada de como calcular los precios marginales locales se encuentra en la sección 4.6 de este trabajo. Su proceso se muestra en forma de diagrama de flujo en parte de la Figura 4.9 delimitado con color azul.

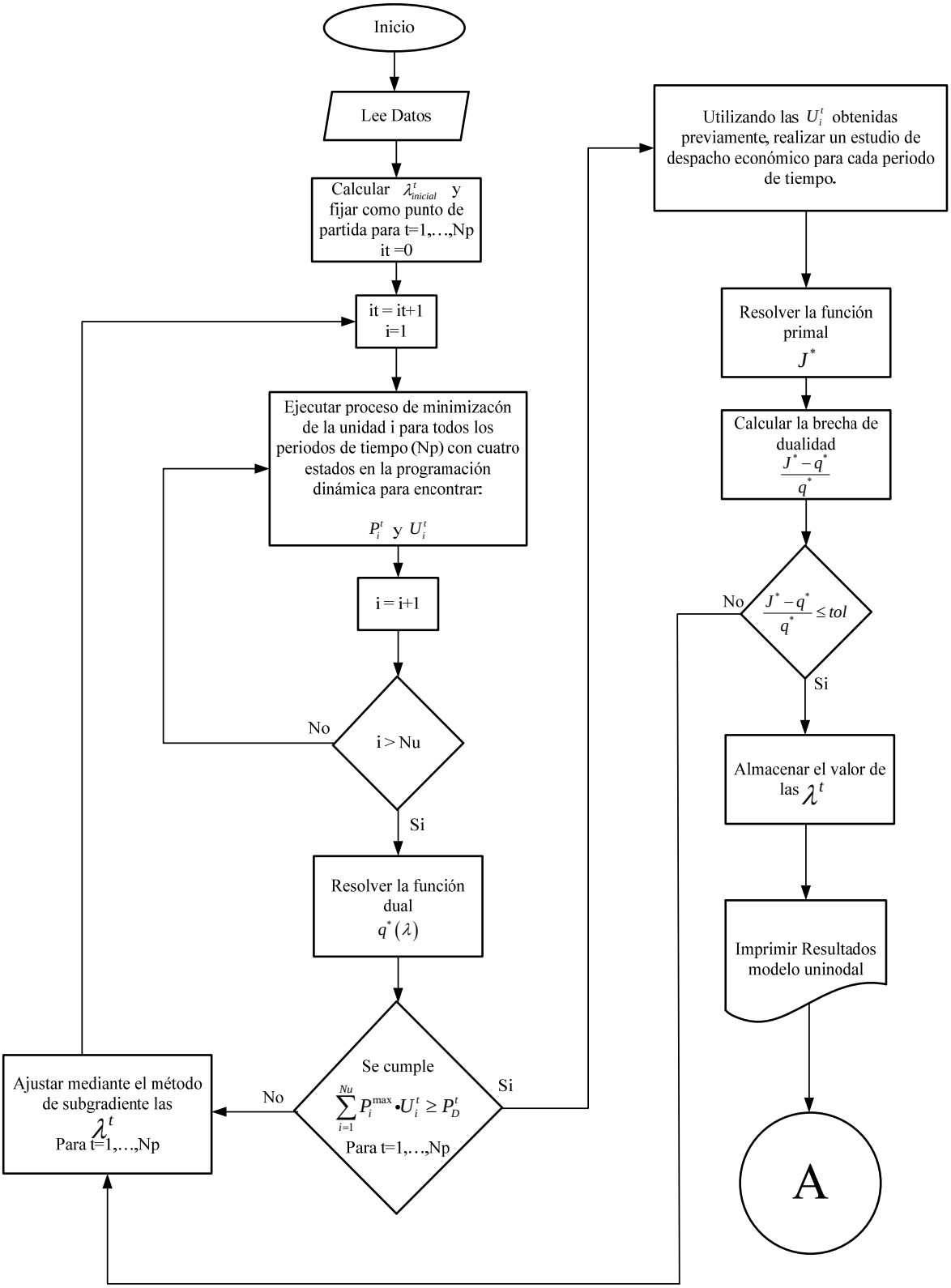


*Figura 4.6 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 1.*

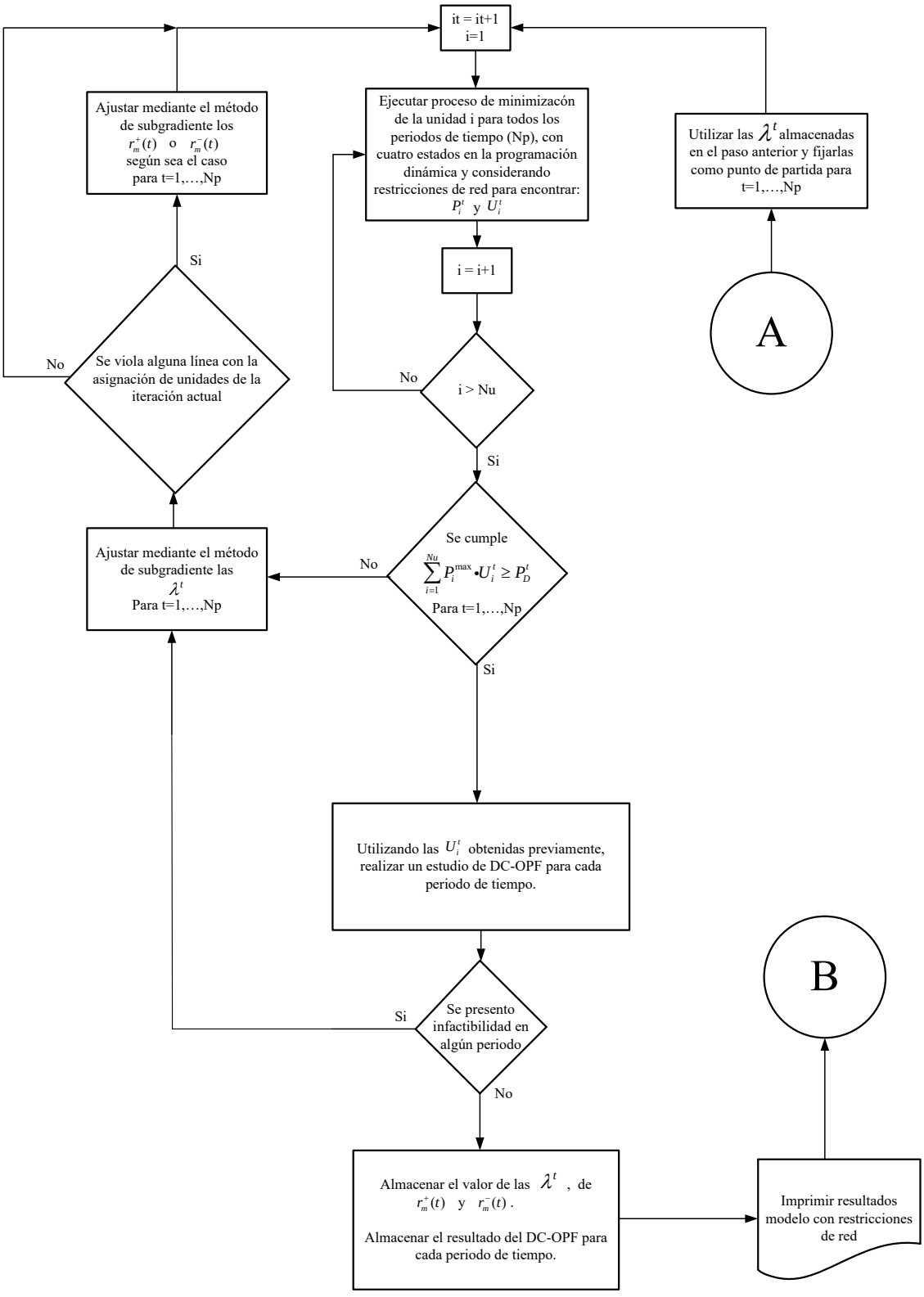


*Figura 4.7 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 2.*

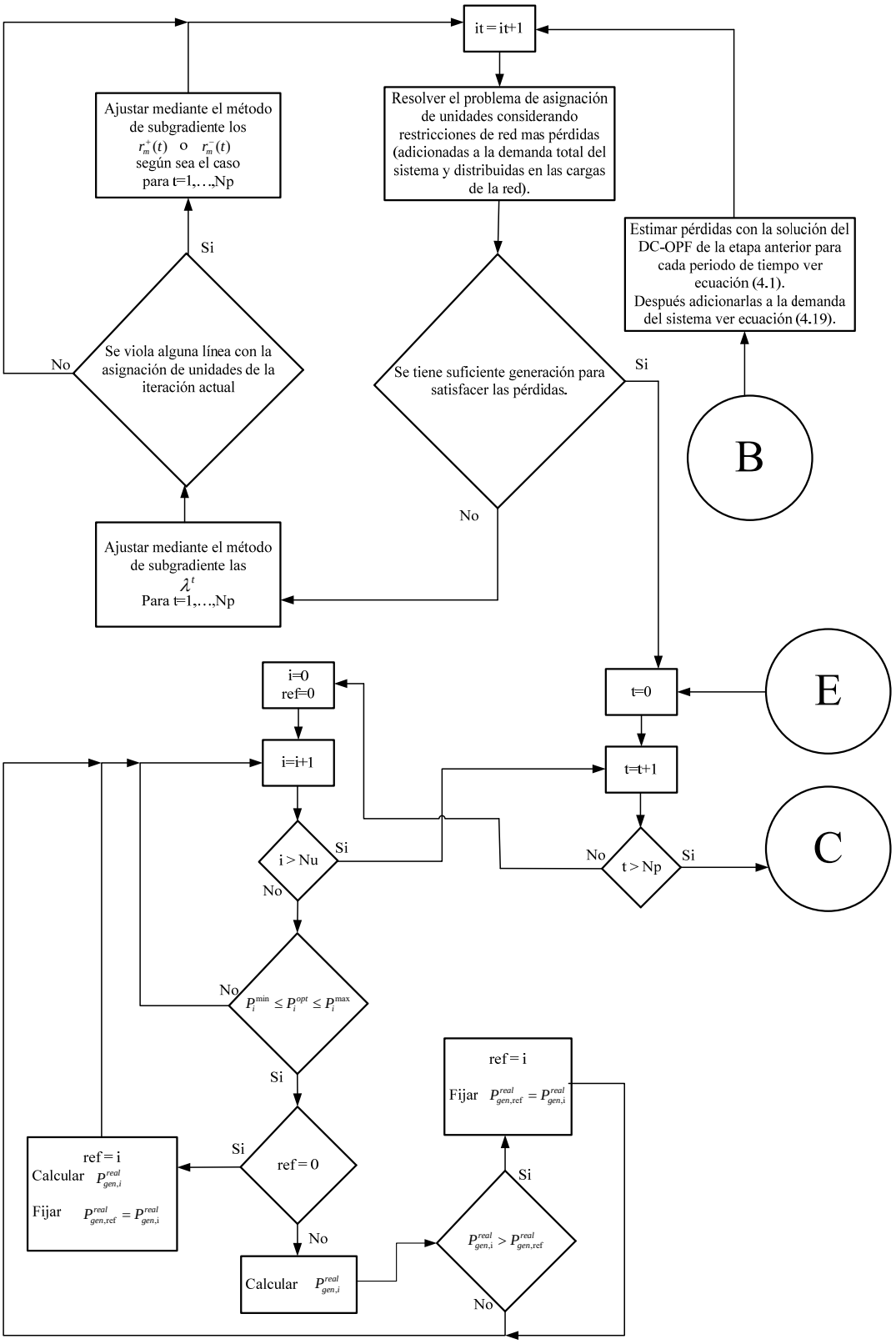


*Figura 4.8 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 3.*

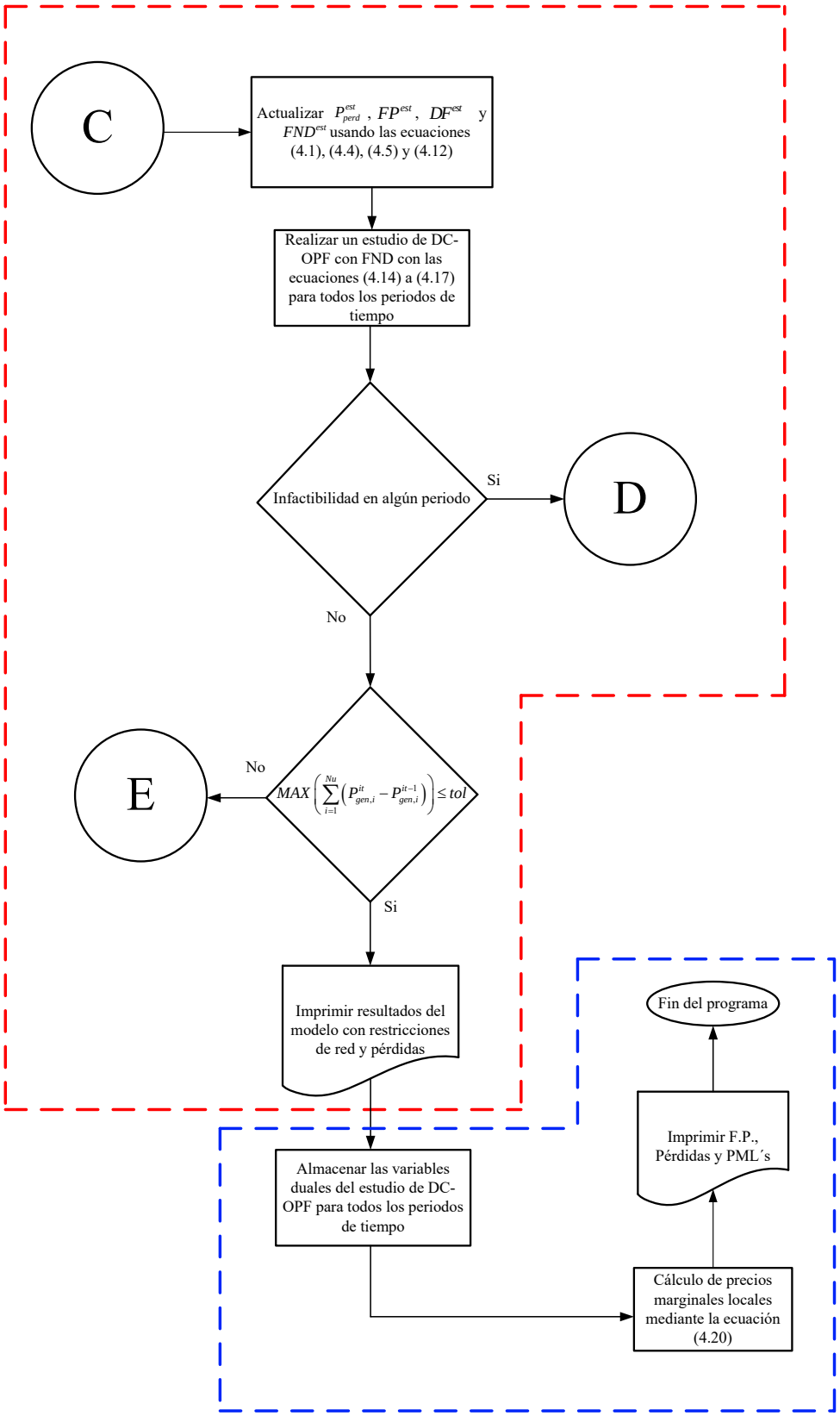


*Figura 4.9 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 4.*

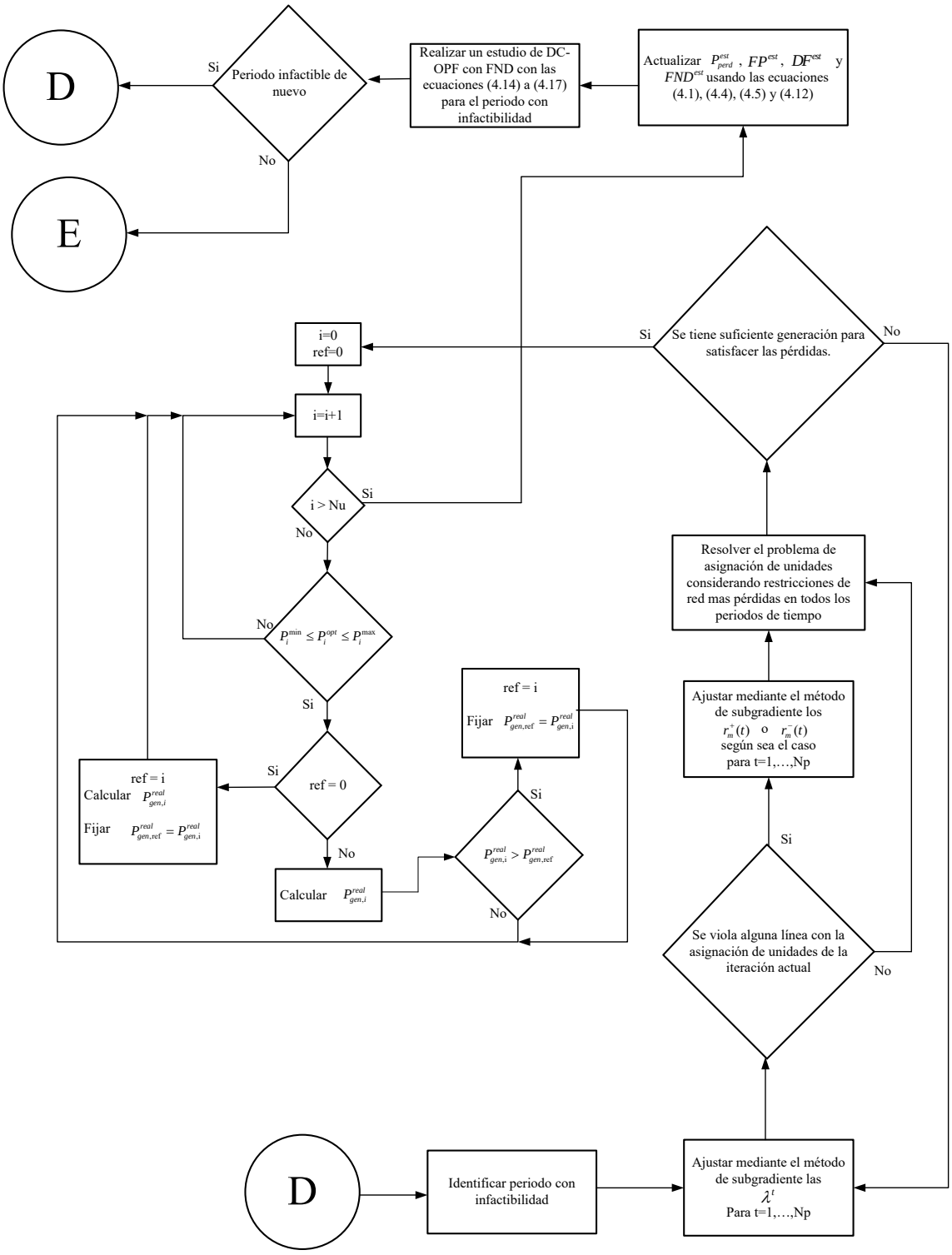


*Figura 4.10 Diagrama de flujo de la metodología propuesta parte 5.*

### 4.7.4 Datos de entrada independientes del sistema.

Además de las características comunes del sistema como son los datos de las líneas, generadores, cargas, entre otros, la metodología de solución implementada en este trabajo requiere de datos de ajuste y de delimitación del proceso para tener un desempeño eficiente.

En esta sección se presentan las características principales de los datos de entrada independientes del sistema.

#### 4.7.4.1 Número de escalones calculados.

Uno de los valores que requiere el programa es el número de escalones con los que se aproximará la curva entrada-salida de los generadores. En el mercado eléctrico mexicano se utiliza el valor de 10 escalones para la aproximación de la curva entrada-salida, más otro escalón más de generación a potencia mínima [6], es por esto que en este trabajo se selecciona el mismo valor ya que también adiciona un escalón a generación mínima.

#### 4.7.4.2 Valores de ajuste del subgradiente.

Como se ha mencionado anteriormente en este trabajo, la metodología de relajación Lagrangiana soluciona el problema de asignación de unidades incorporando las restricciones del sistema a la función objetivo (a través de variables duales). En el proceso de solución se ajusta el valor de las variables duales mediante el método del subgradiente, este método requiere de un valor establecido por el usuario, y representa la magnitud de ajuste para cumplir una restricción.

La obtención de estos valores se realiza de manera heurística, sin embargo, si se utilizan valores relativamente pequeños en un inicio casi siempre se llega a la solución.

En este trabajo se utiliza el método del subgradiente en la relajación lagrangiana para ajustar el costo incremental en todos los modelos del problema de asignación de unidades, también se utiliza este método para ajustar las variables duales de los límites de las líneas de transmisión en los modelos con restricciones de red y pérdidas.

En el caso del ajuste del costo incremental el valor del ajuste del subgradiente cuando falta generación debe ser unas 5 veces mayor que el valor de ajuste cuando sobra generación [18].

En el caso del ajuste mediante subgradiente de las variables duales de las líneas de transmisión, el valor cuando se tienen pocas variables en el sistema es del orden de milésimas, sin embargo, si no se encuentra solución con este valor de ajuste, se puede modificar el valor de ajuste al orden de centésimas e inclusive décimas. Cuando el número de variables es mayor este valor automáticamente se encuentra en el orden de centésimas o décimas [107].

#### 4.7.4.3 Valor de la brecha de dualidad.

Además de los valores mencionados con anterioridad, también se requiere el valor de la brecha de dualidad en la metodología propuesta, la brecha de dualidad únicamente se utiliza en el modelo uninodal y debe tener un valor de centésimas o milésimas cuando el sistema es grande, por otro lado, si se estudia un sistema de pocas variables, este valor debe ser del orden de décimas [8].

#### 4.7.4.4 Número de iteraciones máximas.

El valor del número de iteraciones máximas totales considera una iteración por cada proceso de ajuste del subgradiente en la relajación lagrangiana para cualquier modelo, por lo tanto, es el número de iteraciones máximas de todos los procesos en conjunto.

El valor del número de iteraciones máximas en la aproximación de pérdidas sirve de auxiliar para disminuir el tiempo de ejecución del programa en la subrutina de DC-OPF con FND. Para sistemas pequeños este valor puede ser alto debido a que no se tiene un gran número de variables, sin embargo, para sistemas grandes se recomienda establecer este valor a un valor bajo.

# CAPÍTULO 5

# 5. PRUEBAS Y RESULTADOS

## 5.1 Introducción.

En los centros de control que operan bajo un modelo de mercado eléctrico desregulado, diariamente se lleva a cabo un mercado día en adelanto, en el cual los productores de energía realizan sus ofertas el día previo al día de operación y con base a estas ofertas, el operador independiente del sistema (ISO) debe seleccionar que unidades entrarán en servicio el día siguiente. Después de establecer la programación de unidades, se calculan los precios marginales locales de todo el sistema [1].

En el presente capítulo se simula el mercado día en adelanto de forma parecida a lo que realizan los centros de control que operan bajo un modelo de mercado eléctrico desregulado. Para realizar la simulación se utiliza la metodología mostrada en la sección 4.7 de este trabajo.

La metodología se desarrolló a través de una herramienta computacional mediante el compilador FORTRAN 90 de MICROSOFT DEVELOPER STUDIO. Las simulaciones se realizaron en una maquina con procesador Intel Core i7-6700HQ, por lo tanto, cualquier dato relacionado al tiempo de operación del programa esta referenciado a ese procesador. Para mayor información de los datos de entrada y salida del programa desarrollado se recomienda revisar el apéndice D.

Como se mencionó en la sección 4.7 de este trabajo, en la metodología propuesta se utilizan 3 modelos del problema de asignación de unidades y después de solucionar cualquiera de estos, se extiende una serie de resultados.

Los modelos son los siguientes:

1. Problema de asignación de unidades con modelo uninodal.
2. Problema de asignación de unidades con restricciones de red.
3. Problema de asignación de unidades con restricciones de red y pérdidas.

Después de encontrar la solución del modelo con restricciones de red y pérdidas, se calculan los precios marginales locales.

En este capítulo se presenta las simulaciones realizadas con el programa desarrollado a sistemas de prueba IEEE de: 24 nodos y 26 unidades generadoras [108], 24 nodos y 32 unidades generadoras [109], 118 nodos y 36 unidades generadoras [110], 118 nodos y 54 unidades generadoras [111]. Además se muestran los resultados de cada modelo del problema y se instruye la importancia de cada uno de ellos.

En el análisis de resultados se presentan tablas correspondientes a la solución de cada modelo del problema de asignación de unidades en un periodo de 24 horas. En cada tabla se coloca el número de unidad y el número de periodo, si la central generadora se encuentra en operación en ese periodo de tiempo, se colocará un "1", por el contrario, si la central se encuentra fuera de servicio, se colocará un "0".

También en este capítulo se presenta el costo total de producción resultante de cada modelo de asignación de unidades. El costo total de producción se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^{Np}\sum_{i=1}^{Nu}\left[ F_i\left(P_i^t\right)*U_i^t + \text{costo de arranque}_{i,t} \right] \tag{5.1}$$

Donde:

$F_i\left(P_i^t\right)$: Costo de producción de energía eléctrica de la unidad $i$, en el periodo $t$.

$U_i^t$: Estado de operación de la unidad $i$, en el periodo $t$.

$\text{costo de arranque}_{i,t}$: Costo de arranque de la unidad $i$, en el periodo $t$.

Antes de comenzar con el análisis de resultados, es muy importante mencionar que se realizaron simulaciones con sistemas de prueba validados anteriormente en [81], [109] y [110]. Al realizar las simulaciones se obtuvieron resultados muy similares y en algunas ocasiones se consiguió una mejor solución que la presentada en dichos artículos (ver apéndice E).

## 5.2 Sistema IEEE 24 nodos y 26 Unidades de generación.

El primer sistema de prueba utilizado en el programa es un sistema IEEE 24 nodos con 26 unidades generadoras [108], los datos de las unidades generadoras y de la demanda por periodo se obtuvieron de [81] ,estos datos así como los de la red se muestran en el apéndice F.

Los datos de entrada independientes de la red pero necesarios para poder ejecutar el programa se muestran en la Tabla 5.1:

*Tabla 5.1 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| | |
|---|---|
| Número de escalones calculados | 10 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando falta generación | 0.0001 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando sobra generación | 0.00002 |
| Valor del ajuste del subgradiente cuando una línea es violada (magnitud con la que la línea se descongestionará) | 0.0001 |
| Convergencia para relajación Lagrangiana sin pérdidas | 0.01 |
| Número de iteraciones máximas totales | 100000 |
| Número de iteraciones máximas para la aproximación de pérdidas | 50 |

En la Figura 5.1 se muestra el diagrama del sistema de prueba introducido en el programa.

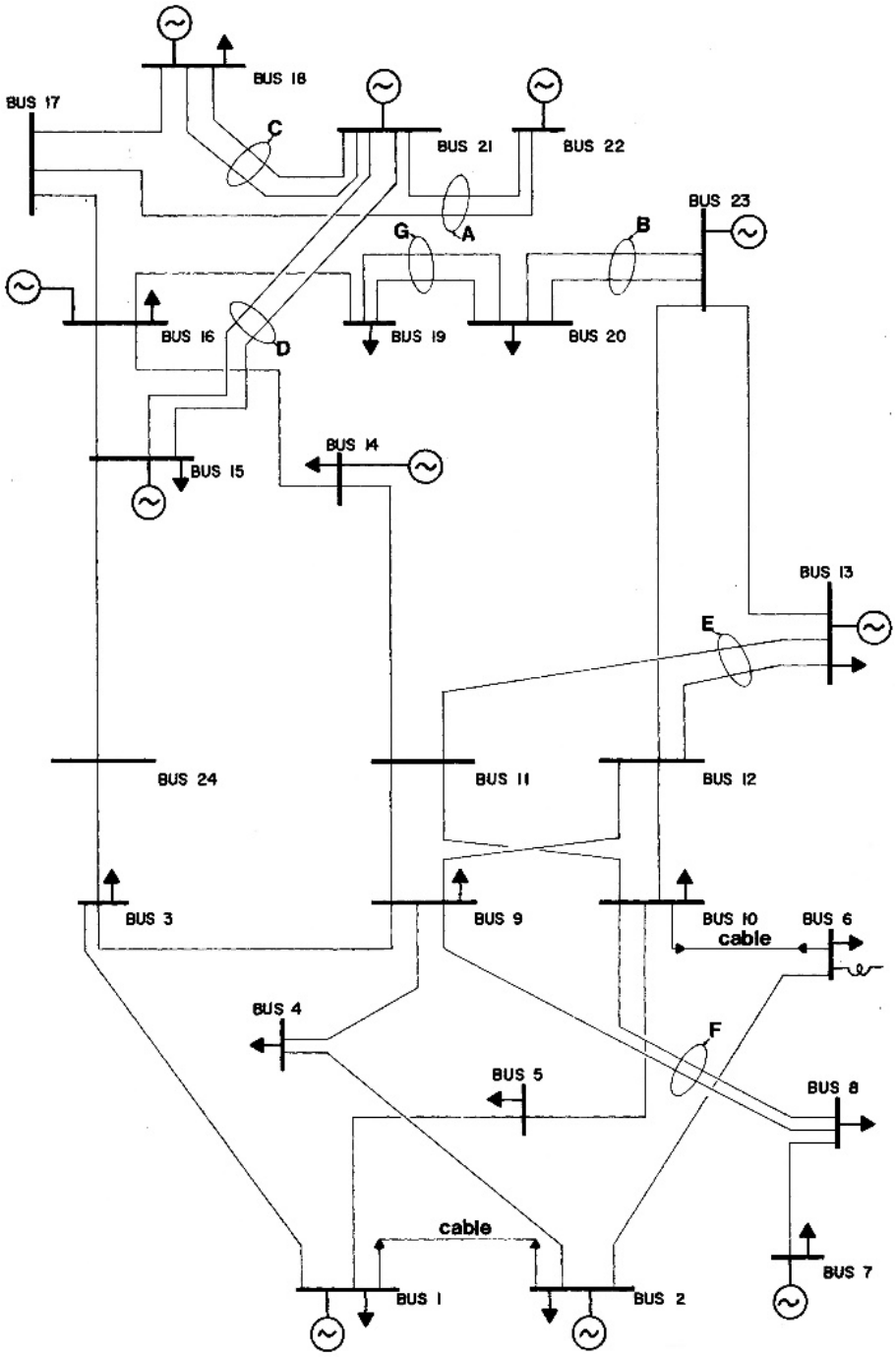


*Figura 5.1 Sistema de Prueba IEEE de 24 nodos [108].*

Como se mencionó anteriormente, el primer objetivo del programa es obtener una programación de unidades a través de un modelo de red uninodal, es decir, se considera una transferencia de potencia infinita sin pérdidas a través del sistema de transmisión. La asignación de unidades obtenida del modelo uninodal se muestra en la Tabla 5.2:

*Tabla 5.2 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| Unidades de Generación | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 13 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 17 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 18 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 26 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

En la Tabla 5.2 se observa la programación de unidades que entrarán en operación para un periodo de 24 horas bajo el modelo uninodal, las centrales que están en servicio durante un periodo de tiempo adoptan el valor “1”, las centrales que no lo están, se representan con un “0”.

Como se ha mencionado en este trabajo, en este modelo se debe obtener la asignación de unidades que entrarán en operación al menor costo posible sin considerar pérdidas ni restricciones de red, por lo tanto, es evidente que las centrales que más tiempo se encuentran en servicio son las unidades más económicas y las que no lo están, son las centrales más caras.

Las unidades de generación mostradas en la Tabla 5.2 nunca superan sus tiempos mínimos de arranque y paro de acuerdo a las características propias de cada una de ellas (ver apéndice F). Además, las centrales que son más caras nunca se consideran para entrar en servicio, es decir, las unidades 2-9 no entran en operación en ningún periodo de tiempo. En este caso las centrales más económicas son las unidades 10-13, 17-20 y 24-26 ya que nunca

salen de servicio. Por otro lado, se puede observar que la central 1 solo entra en servicio en el periodo de tiempo donde se presenta la demanda máxima en el sistema.

Hasta este momento se conoce que unidades entrarán en operación, ahora a través de la solución de un estudio de despacho económico se conoce que cantidad de energía inyectan a la red, sin embargo, con fines prácticos el resultado de estos valores se adjunta en el apéndice G.

En la siguiente tabla se presenta la línea que viola sus límites de transmisión en la asignación de unidades del modelo uninodal.

*Tabla 5.3 Resultado del flujo de potencia de la línea conectada entre los nodos 7 y 8 para todos los periodos de tiempo.*

| Periodo | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo (MW) | Flujo Max (MW) | Flujo con respecto al límite (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 7 | 8 | 51.188 | 175 | 29.25 |
| 2 | 7 | 8 | -40.288 | -175 | 23.02 |
| 3 | 7 | 8 | -35.272 | -175 | 20.16 |
| 4 | 7 | 8 | -32.764 | -175 | 18.72 |
| 5 | 7 | 8 | -80.256 | -175 | 45.86 |
| 6 | 7 | 8 | -80.322 | -175 | 45.9 |
| 7 | 7 | 8 | -82.764 | -175 | 47.29 |
| 8 | 7 | 8 | -87.78 | -175 | 50.16 |
| 9 | 7 | 8 | 105.68 | 175 | 60.39 |
| 10 | 7 | 8 | 189.648 | 175 | 108.37 |
| 11 | 7 | 8 | 187.14 | 175 | 106.94 |
| 12 | 7 | 8 | 185.886 | 175 | 106.22 |
| 13 | 7 | 8 | 187.14 | 175 | 106.94 |
| 14 | 7 | 8 | 185.748 | 175 | 106.14 |
| 15 | 7 | 8 | 158.502 | 175 | 90.57 |
| 16 | 7 | 8 | 158.502 | 175 | 90.57 |
| 17 | 7 | 8 | 185.886 | 175 | 106.22 |
| 18 | 7 | 8 | 174.6 | 175 | 100.77 |
| 19 | 7 | 8 | 175.854 | 175 | 100.49 |
| 20 | 7 | 8 | 178.562 | 175 | 101.92 |
| 21 | 7 | 8 | 182.124 | 175 | 104.07 |
| 22 | 7 | 8 | 184.632 | 175 | 105.5 |
| 23 | 7 | 8 | 190.902 | 175 | 109.09 |
| 24 | 7 | 8 | 132.926 | 175 | 75.96 |

En la Tabla 5.3 se puede observar que la línea conectada entre los nodos 7 y 8 viola sus límites de transmisión exclusivamente para los periodos 10-14 y 17-23. Por lo anterior, es probable que la asignación de unidades con restricciones de red tenga algunos cambios en la programación de unidades que entrarán en servicio en esos periodos de tiempo.

El costo total de producción obtenido mediante la ecuación (5.1) bajo el esquema de modelo uninodal para este sistema tiene un valor de 740,200.3987 dólares, esta fase del programa convergió en la iteración 1008 y el tiempo de operación del programa hasta la solución de este modelo fue de 0.953 segundos.

La brecha de dualidad, o dicho en otras palabras, la relación que existe entre la solución primal y la solución dual (ver ecuación (3.36)), fue de 0.0088 para este sistema.

A partir de esta programación de unidades de generación se llevó a cabo la segunda etapa de la metodología, obteniéndose los resultados siguientes:

*Tabla 5.4 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 13 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

En la Tabla 5.4 se puede notar que la asignación de unidades bajo el modelo de restricciones de red cambia un poco del modelo uninodal, por ejemplo, en el modelo con restricciones de red se debe incluir en la programación de unidades la central número 22 para los periodos 11 y 20 debido a la saturación de la línea conectada del nodo 7 al nodo 8 en los mismos. Para ilustrar de mejor forma lo anterior se muestran los despachos de los generadores en el modelo uninodal y en el modelo con restricciones de red para los periodos 11 y 20 a través de la siguiente tabla:

*Tabla 5.5 Resultado del despacho económico del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras en los periodos 11 y 20.*

| Unidad | Nodo conectada | Periodo 11 | | Periodo 20 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Despacho modelo uninodal (MW) | Despacho modelo con restricciones de red. (MW) | Despacho modelo uninodal (MW) | Despacho modelo con restricciones de red. (MW) |
| 10 | 1 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 11 | 1 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 12 | 2 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 13 | 2 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 14 | 7 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 15 | 7 | 100 | 95.36 | 100 | 100 |
| 16 | 7 | 100 | 92.50 | 100 | 96.42 |
| 17 | 15 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 18 | 16 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 19 | 23 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 20 | 23 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 21 | 13 | 191 | 108.58 | 197 | 153.52 |
| 22 | 13 | 0 | 94.56 | 0 | 132.98 |
| 23 | 13 | 0 | 0 | 193.50 | 107.37 |
| 24 | 23 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| 25 | 18 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 26 | 21 | 400 | 400 | 400 | 400 |

En la Tabla 5.5 se puede observar que las unidades 14, 15 y 16 están conectadas al nodo 7. Por otro lado, en la Figura 5.2 se puede observar que el nodo 7 está conectado en forma radial al sistema por medio de una sola línea de transmisión, entonces, la única manera de satisfacer la restricción de transmisión en la línea conectada entre los nodos 7 y 8 es mediante el ajuste del despacho de generación de las centrales conectadas al nodo 7. Lo anterior se debe a que en la línea pasa un flujo de potencia que va del nodo 7 al nodo 8 en los periodos 10 y 11 (ver Tabla 5.3).

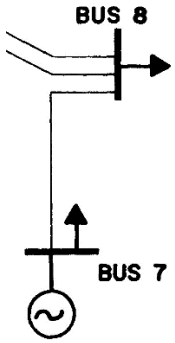


*Figura 5.2 Línea conectada entre los nodos 7 y 8 para el sistema de 24 nodos con 26 unidades de generación.*

Situándonos en la Tabla 5.3, la línea conectada entre los nodos 7 y 8, se sobrecarga con una cantidad de 12.14 MW y 3.56 MW en los periodos 11 y 20, respectivamente. Ahora, en la Tabla 5.5 para el periodo 11, todas las centrales se encuentran operando a su capacidad máxima exceptuando la unidad 21. El despacho de la central 21 está 6 MW por debajo de su potencia máxima (197 MW), no obstante, la cantidad necesaria para aliviar la sobrecarga de la línea son 12.14 MW, entonces, la única forma de satisfacer la restricción de transmisión es mediante la adición de otra central (ya que la generación disponible de la unidad 21 no es suficiente). Por las mismas causas se adiciona una central en el periodo 20, donde la cantidad necesaria para satisfacer la restricción de transmisión es de 3.56 MW, sin embargo, la generación disponible de la única central que no está a su máxima capacidad (central 23 de 197 MW máximos) es de 3.50 MW.

Otro caso particular es la adición de las centrales 2,3 y 4 para el periodo 18, en este periodo se tiene la demanda máxima del sistema y es por esto que incrementa el número de centrales que entrarán en operación. Es importante mencionar que en los periodos 10,12,13,14 y 17 no fue necesario agregar centrales en el modelo con restricciones de red, cuando esto sucede, significa que las unidades asignadas en el modelo uninodal, tienen la capacidad de ajustar sus potencias de generación para respetar los límites de transmisión de las líneas.

Una de las características principales del modelo con restricciones de red es que siempre se tendrá el mismo (en el mejor de los casos) o un mayor número de unidades de generación en operación que en el modelo uninodal, lo anterior de acuerdo a las líneas que se saturen en el sistema, es decir, cuando se satura una línea, la energía necesaria debe provenir de centrales más caras (como se muestra en los resultados de la Tabla 5.5). Cabe resaltar que las centrales 5-9 no se consideran para entrar en operación hasta este momento debido a que no son económicamente idóneas ni operativamente necesarias en el proceso de asignación de unidades.

Bajo el esquema de programación de unidades mostrado en la Tabla 5.4 se logra obtener una solución factible en el DC-OPF, en el apéndice G se muestran los resultados a detalle.

El costo total de producción bajo este esquema es de 741,164.3097 dólares, el programa obtuvo solución factible en la iteración 1142, es decir, 134 iteraciones después de la obtención de la solución uninodal. El tiempo de operación del programa a partir de la solución anterior es de 0.296 segundos y el tiempo total del programa hasta ahora es de 1.25 segundos.

Una vez obtenida la solución con restricciones de red, se procede a realizar la tercera fase del programa, en otras palabras, se ejecuta el proceso de asignación de unidades con restricciones de red y pérdidas, es importante mencionar que en el proceso de DC-OPF se incorporó la metodología iterativa de demanda nodal ficticia. La asignación de unidades de generación resultante de esta fase del programa se muestra a continuación:

*Tabla 5.6 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 13 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

En la Tabla 5.6 se puede notar que la programación de unidades que entrarán en operación con respecto a la fase anterior es muy parecida, la única diferencia radica en el periodo 18 (periodo con demanda máxima), donde la central 5 es económicamente viable para satisfacer los 2882.77 MW (ver Tabla 5.7). La poca diferencia entre el modelo de asignación de unidades con restricciones de red y su homólogo con pérdidas se debe a la dimensión del sistema, en un sistema más grande seguramente habría cambios entre las soluciones de ambos modelos ya que las pérdidas adoptan valores considerables en sistemas de esa dimensión. Para esclarecer lo anterior en la siguiente tabla se presenta las pérdidas por calentamiento de la red en cada periodo de tiempo para este sistema:

*Tabla 5.7 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| Periodo | Demanda real (MW) | Pérdidas (MW) | Demanda real más pérdidas (MW) | % Pérdidas |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2223 | 32.8710 | 2255.8710 | 1.48 |
| 2 | 2052 | 41.2417 | 2093.2417 | 2.01 |
| 3 | 1938 | 42.7032 | 1980.7032 | 2.20 |
| 4 | 1881 | 44.5487 | 1925.5487 | 2.37 |
| 5 | 1824 | 50.3904 | 1874.3904 | 2.76 |
| 6 | 1825.5 | 50.3388 | 1875.8388 | 2.76 |
| 7 | 1881 | 48.7401 | 1929.7401 | 2.59 |
| 8 | 1995 | 47.6814 | 2042.6814 | 2.39 |
| 9 | 2280 | 32.8724 | 2312.8724 | 1.44 |
| 10 | 2508 | 31.7657 | 2539.7657 | 1.27 |
| 11 | 2565 | 31.4599 | 2596.4599 | 1.23 |
| 12 | 2593.5 | 31.3791 | 2624.8791 | 1.21 |
| 13 | 2565 | 31.4599 | 2596.4599 | 1.23 |
| 14 | 2508 | 31.7657 | 2539.7657 | 1.27 |
| 15 | 2479.5 | 31.9897 | 2511.4897 | 1.29 |
| 16 | 2479.5 | 31.9897 | 2511.4897 | 1.29 |
| 17 | 2593.5 | 31.3791 | 2624.8791 | 1.21 |
| 18 | 2850 | 32.7766 | 2882.7766 | 1.15 |
| 19 | 2821.5 | 32.4332 | 2853.9332 | 1.15 |
| 20 | 2764.5 | 31.9113 | 2796.4113 | 1.15 |
| 21 | 2679 | 31.4263 | 2710.4263 | 1.17 |
| 22 | 2622 | 31.3464 | 2653.3464 | 1.20 |
| 23 | 2479.5 | 31.9903 | 2511.4903 | 1.29 |
| 24 | 2308.5 | 33.6800 | 2342.1800 | 1.46 |

Como puede observarse en la Tabla 5.7 las pérdidas en el sistema IEEE de 24 nodos con 26 unidades de generación son de máximo 2.76% con respecto a la demanda total del sistema. Dicho valor es bajo si se tiene una demanda de 1825.5MW (como lo es en el caso del periodo

6), por tanto, la programación de unidades que entraran en operación no se ve afectada en gran medida ya que el valor de la demanda extra que se debe generar (causado por las pérdidas) puede ser producido por las centrales de generación actualmente en servicio. Dicho lo anterior es importante mencionar que si se estudia un sistema de mayor dimensión, es muy difícil que las centrales asignadas en el modelo con restricciones de red, sean capaces de satisfacer las pérdidas del sistema.

Con base a la programación de unidades mostrada en la Tabla 5.6 se efectuó el estudio de DC-OPF iterativo con demanda nodal ficticia obteniéndose los resultados detallados en el apéndice G.

El costo total de producción considerando restricciones de red y pérdidas fue de 758,136.0068 dólares, la solución para este modelo se encontró en la iteración 1149, es decir, 7 iteraciones después del resultado obtenido en la asignación de unidades con restricciones de red sin pérdidas.

Tomando como referencia los resultados del despacho iterativo con FND, se procede a calcular los PML´s en el sistema obteniéndose los siguientes valores promedio en cada periodo de tiempo.

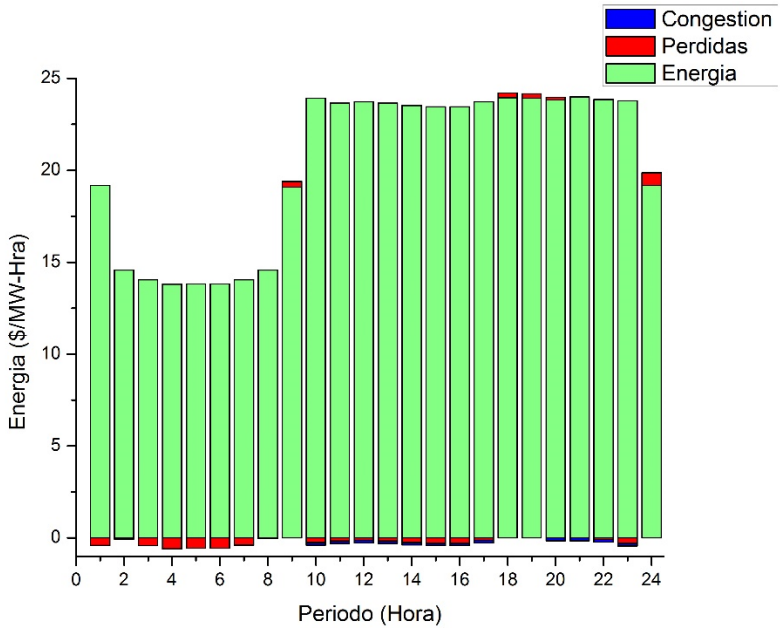


*Figura 5.3 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

Como se puede observar en la Figura 5.3 los PML´s se mantuvieron en un rango de U$D 14/MW-hora para las horas con poca demanda, en el caso de la demanda media los PML´s se ubican en un rango de U$D 19/MW-hora y finalmente en alta demanda rondan los U$D 24/MW-hora. Es de gran importancia mencionar que la componente de congestión tiene valores promedio nulos en algunos periodos y la componente de pérdidas tiene valores promedio muy pequeños en comparación con los valores de la componente de energía como se ve en la Figura 5.3.

Uno de los indicadores para saber si los precios marginales locales están siendo afectados de manera considerable por las componentes de congestión o pérdidas, es mediante la localización del nodo con el precio más alto del sistema, a continuación se presenta el nodo con mayor precio en cada periodo de tiempo, además, también se incluye el promedio del valor del PML del sistema con el objetivo de tener un marco de referencia.

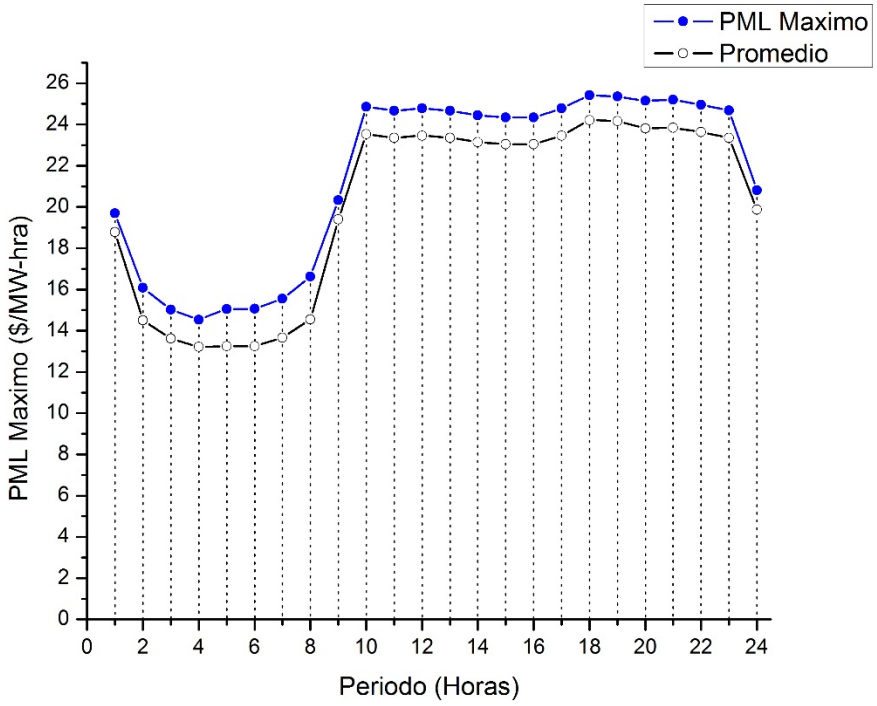


*Figura 5.4 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

En la Figura 5.4 se logra observar que en general los PML´s máximos para cada periodo de tiempo se encuentran muy cerca del promedio del sistema, esto significa que las componentes de congestión y pérdidas no adoptan valores significativos que provoquen PML´s fuera de rango, por lo tanto el estudio realizado es satisfactorio.

Los valores de los precios marginales locales, las variables duales, los factores de penalización de cada nodo así como la referencia en cada periodo de tiempo se muestran en el apéndice G.

El tiempo de operación del programa con respecto a la etapa anterior fue de 1.15 segundos y el tiempo total del programa fue de 2.40 segundos para este sistema de prueba.

## 5.3 Sistema IEEE 24 nodos y 32 Unidades de generación.

El segundo sistema de prueba introducido al programa desarrollado en este trabajo tiene la misma topología de red que el sistema de la sección anterior, sin embargo, en este sistema se consideran 32 unidades generadoras con características diferentes a las centrales del sistema anterior. Los datos de las centrales generadoras y de las demandas del sistema fueron obtenidos de [109] y se muestran en el apéndice F. La red de prueba se muestra en la Figura 5.1.

Los datos de entrada independientes de la topología de la red pero que son necesarios para poder ejecutar el programa se muestran en la Tabla 5.8:

*Tabla 5.8 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| | |
|---|---|
| Número de escalones calculados | 10 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando falta generación | 0.0001 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando sobra generación | 0.000001 |
| Valor del ajuste del subgradiente cuando una línea es violada (magnitud con la que la línea se descongestionará) | 0.1 |
| Convergencia para relajación Lagrangiana sin pérdidas | 0.015 |
| Número de iteraciones máximas totales | 100000 |

*Tabla 5.8 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 24 nodos con 32 unidades generadoras (continuación).*

| | |
|---|---|
| Número de iteraciones máximas para la aproximación de pérdidas | 50 |

La asignación de unidades resultante de la metodología para el modelo de red uninodal (transferencia de potencia infinita) se muestra a continuación:

*Tabla 5.9 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 16 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 23 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

En la Tabla 5.9 se observa la programación de unidades que entrarán en operación para un periodo de 24 horas bajo el modelo uninodal, las centrales que están en servicio durante un periodo de tiempo adoptan el valor “1”, las centrales que no lo están, se representan con un “0”.

En este modelo se debe obtener la asignación de unidades que entrarán en operación al menor costo posible sin considerar restricciones de red ni pérdidas, por lo tanto, es evidente que las centrales que más tiempo se encuentran en servicio son las unidades más económicas, y las que no lo están, son las centrales más caras.

Como puede observarse en la Tabla 5.9 las unidades de generación más económicas son las centrales 14-26 ya que nunca salen de operación. Las centrales 10-13 y 27-32 solo son consideradas para operar cuando la demanda es igual o mayor a los 2500MW y las unidades 6-9 no son consideradas para entrar en servicio después del periodo 1 debido a su alto costo de operación. Para esclarecer lo anterior, en la Figura 5.5 se muestra la demanda horaria del sistema. Cabe resaltar que se respetan todos los tiempos mínimos de arranque y paro de las centrales en el estudio. Los tiempos mínimos de arranque y paro se pueden consultar en el apéndice F.

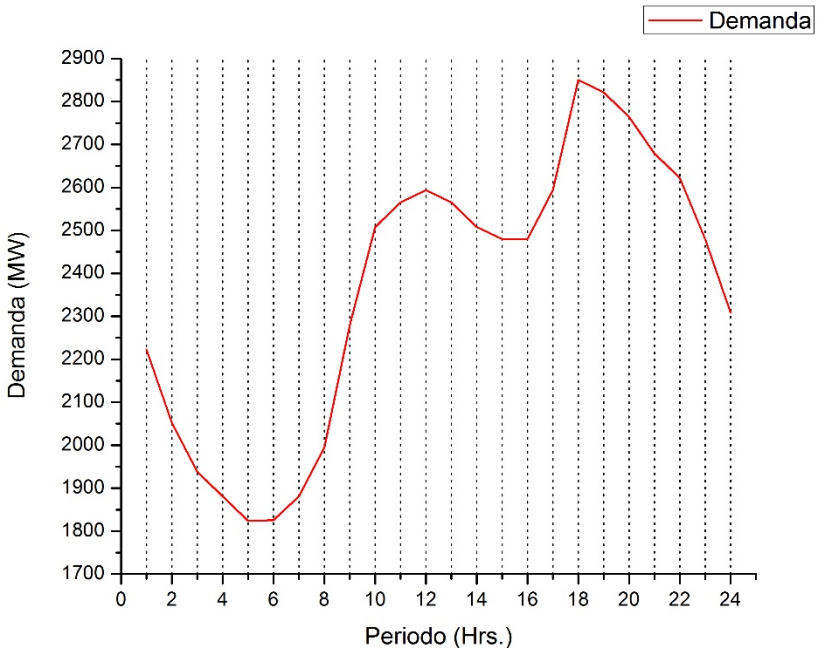


*Figura 5.5 Demanda horaria para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras*

Tomando como referencia los resultados es importante identificar las líneas que se sobrecargan de acuerdo al despacho obtenido. En la Tabla 5.10 se muestran las líneas sobrecargadas con el despacho del modelo uninodal.

*Tabla 5.10 Líneas sobrecargadas en el modelo uninodal para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| Periodo | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo (MW) | Flujo Max (MW) | Flujo con respecto al límite (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 19 | 7 | 8 | 175.854 | 175 | 100.49 |
| 20 | 7 | 8 | 178.362 | 175 | 101.92 |

Como puede observarse en la Tabla 5.10, la única línea que se sobrecarga con base al despacho resultante de cada unidad de generación, es la conectada entre los nodos 7 y 8 para los periodos 19 y 20, sin embargo, solo se sobrecarga 0.85 y 3.36 MW, respectivamente. Por lo anterior es probable que se pueda ajustar la generación sin necesidad de despachar una central más cuando se tomen en cuenta las restricciones de red en el proceso de asignación de unidades.

La cantidad de energía que producirá cada central para cada periodo de tiempo se adjunta en el apéndice G.

Bajo este esquema de operación el costo total de producción obtenido mediante la ecuación (5.1) tiene un valor de 902,990.9276 dólares, esta fase del programa convergió en la iteración 159 y el tiempo de operación del programa hasta el momento es de 0.265 segundos.

La brecha de dualidad, o dicho en otras palabras, la relación que existe entre la solución primal y la solución dual (ver ecuación (3.36)), fue de 0.012 para este sistema.

Utilizando como punto de partida la programación de unidades resultante en el modelo uninodal se procedió a incorporar las restricciones de red tanto en el proceso de asignación de unidades como en el despacho económico (a través de un DC-OPF), la asignación de unidades resultante del proceso se muestra a continuación.

*Tabla 5.11 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

*Tabla 5.11 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 7 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 16 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 23 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

En la Tabla 5.11 puede notarse que en este caso la programación de unidades que entrarán en operación es la misma que la obtenida en la fase anterior del programa (es el mejor de los escenarios posibles), sin embargo, es importante mencionar que la producción de energía no está sujeta a provenir en la misma cantidad y de la misma central que en la etapa anterior como se muestra en la tabla de a continuación.

*Tabla 5.12 Resultado del despacho económico del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras en los periodos 19 y 20.*

| **Unidad** | **Nodo conectada** | **Periodo 11** | | **Periodo 20** | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | **Despacho modelo uninodal (MW)** | **Despacho modelo con restricciones de red. (MW)** | **Despacho modelo uninodal (MW)** | **Despacho modelo con restricciones de red. (MW)** |
| 1 | 15 | 3 | 3 | 0 | 0 |
| 2 | 15 | 3 | 3 | 0 | 0 |
| 3 | 15 | 3 | 3 | 0 | 0 |
| 4 | 15 | 3 | 3 | 0 | 0 |
| 5 | 15 | 3 | 3 | 0 | 0 |
| 10 | 1 | 16.6 | 10 | 10 | 10 |
| 11 | 1 | 16.6 | 10 | 10 | 10 |

*Tabla 5.12 Resultado del despacho económico del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras en los periodos 19 y 20 (continuación).*

| Unidad | Nodo conectada | Periodo 11 | | Periodo 20 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Despacho modelo uninodal (MW) | Despacho modelo con restricciones de red. (MW) | Despacho modelo uninodal (MW) | Despacho modelo con restricciones de red. (MW) |
| 12 | 2 | 16.6 | 10.154 | 10 | 10 |
| 13 | 2 | 16.6 | 16.6 | 13.5 | 10 |
| 14 | 7 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 15 | 7 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 16 | 7 | 100 | 99.146 | 100 | 96.638 |
| 17 | 15 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 18 | 16 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 19 | 23 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 20 | 23 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 21 | 13 | 197 | 197 | 197 | 197 |
| 22 | 13 | 197 | 197 | 197 | 197 |
| 23 | 13 | 197 | 197 | 197 | 197 |
| 24 | 23 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| 25 | 18 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 26 | 21 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 27 | 22 | 16.6 | 16.6 | 10 | 10 |
| 28 | 22 | 16.6 | 16.6 | 10 | 10 |
| 29 | 22 | 15.9 | 16.6 | 10 | 10 |
| 30 | 22 | 10 | 16.6 | 10 | 10.262 |
| 31 | 22 | 10 | 16.6 | 10 | 16.6 |
| 32 | 22 | 10 | 16.6 | 10 | 10 |

En la Tabla 5.12 puede observarse que en el periodo 19 las unidades 10-12 y 16 producen una menor cantidad de energía que en el modelo sin restricciones de red. La causa de este cambio en la generación de la central 16 es producida por la saturación de la línea que va del nodo 7 al nodo 8. Por otro lado, el cambio en la producción de energía de las centrales 10-12 se debe a la similitud que tienen estas mismas, con las centrales 29-32 (ver apéndice F), en otras palabras, el costo de producción de energía es el mismo para las centrales 10-12 y 29-32. Por lo tanto, si alguna de esas centrales deja de producir una cantidad de energía que es compensada (generada) por cualquiera de las mismas, no se tiene incremento alguno en el costo total de producción.

Otro caso particular se presenta en el periodo 20, donde las unidades 13 y 16 dejan de producir una cantidad de energía que ahora debe provenir de la centrales 30 y 31. Lo anterior

se debe a la saturación de la línea conectada entre los nodos 7 y 8 (en el caso la central 16) y de la similitud en la curva de costo de producción de las centrales 13, 30 y 31 (ver apéndice F).

El esquema de asignación de unidades mostrado en la Tabla 5.11 deriva en una solución factible en el DC-OPF, los resultados de este estudio se muestran a detalle en el apéndice G.

El costo total de producción bajo este esquema es de 902,995.9545 dólares, el cual es muy cercano al costo de producción obtenido en la fase anterior, la única diferencia tiene origen en el ajuste del despacho de las maquinas debido a las restricciones de transmisión. En la iteración 161 se encontró la solución de esta fase, es decir, solo dos iteraciones después de la fase anterior, el tiempo de operación del programa entre esta fase y la fase anterior (sin restricciones de red) fue de 0.25 segundos y el tiempo total del programa hasta el momento es de 0.515 segundos.

Tomando como referencia los resultados obtenidos en la fase anterior del programa se procede a incorporar las pérdidas al proceso de asignación de unidades a través de la demanda distribuida (ver ecuación (4.19)) y también se incorporan al estudio de DC-OF a través de la demanda nodal ficticia. Se ha comentado anteriormente que al tener como marco de referencia la solución del problema considerando restricciones de red se puede estimar las pérdidas por calentamiento de la red de trasmisión en el sistema y de esta manera, se pueden incorporar al proceso de asignación de unidades, los resultados de realizar esta implementación se muestran en la siguiente tabla.

*Tabla 5.13 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

*Tabla 5.13 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 16 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 23 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 29 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

En la Tabla 5.13 se puede notar que la programación de unidades que entraran en operación es idéntica a la solución obtenida con restricciones de red, desde el punto de vista matemático es el caso ideal debido a que no se debe ajustar ningún multiplicador a través del método del subgradiente, también desde la perspectiva económica es la situación idónea debido a que no tiene que adicionarse ninguna central a la asignación de unidades con restricciones de red obtenida previamente. En sistemas de mayor tamaño es muy probable que esto no suceda debido a que la dimensión de las pérdidas está ligada al número de líneas que se tenga en la red, por lo tanto a mayor número de líneas, mayores serán las pérdidas. Para ilustrar de mejor manera lo anterior, en la tabla de a continuación se muestra el contraste de las pérdidas con respecto a la demanda total del sistema en cada periodo de tiempo.

*Tabla 5.14 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| Periodo | Demanda real (MW) | Pérdidas (MW) | Demanda real más pérdidas (MW) | % Pérdidas |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2223 | 33.2532 | 2256.2532 | 1.50 |
| 2 | 2052 | 32.2337 | 2084.2337 | 1.57 |
| 3 | 1938 | 33.0050 | 1971.0050 | 1.70 |
| 4 | 1881 | 30.6205 | 1911.6205 | 1.63 |
| 5 | 1824 | 23.8065 | 1847.8065 | 1.31 |
| 6 | 1825.5 | 23.8406 | 1849.3406 | 1.31 |
| 7 | 1881 | 30.6205 | 1911.6205 | 1.63 |
| 8 | 1995 | 28.5993 | 2023.5993 | 1.43 |
| 9 | 2280 | 37.4100 | 2317.4100 | 1.64 |
| 10 | 2508 | 46.9134 | 2554.9134 | 1.87 |
| 11 | 2565 | 49.3184 | 2614.3184 | 1.92 |

*Tabla 5.14 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras (continuación).*

| Periodo | Demanda real (MW) | Pérdidas (MW) | Demanda real más pérdidas (MW) | % Pérdidas |
|---|---|---|---|---|
| 12 | 2593.5 | 50.7574 | 2644.2574 | 1.96 |
| 13 | 2565 | 49.3184 | 2614.3184 | 1.92 |
| 14 | 2508 | 46.9134 | 2554.9134 | 1.87 |
| 15 | 2479.5 | 45.5068 | 2525.0068 | 1.84 |
| 16 | 2479.5 | 45.5068 | 2525.0068 | 1.84 |
| 17 | 2593.5 | 50.7574 | 2644.2574 | 1.96 |
| 18 | 2850 | 42.2304 | 2892.2304 | 1.48 |
| 19 | 2821.5 | 43.9143 | 2865.4143 | 1.56 |
| 20 | 2764.5 | 43.1319 | 2807.6319 | 1.56 |
| 21 | 2679 | 43.1025 | 2722.1025 | 1.61 |
| 22 | 2622 | 40.5579 | 2662.5579 | 1.55 |
| 23 | 2479.5 | 40.9202 | 2520.4202 | 1.65 |
| 24 | 2308.5 | 38.6591 | 2347.1591 | 1.67 |

Retomando lo comentado en el párrafo anterior, en la Tabla 5.14 se observa como las pérdidas a través de este sistema y de esta programación de unidades son diminutas, el porcentaje más alto se presenta en los periodos 12 y 17, no obstante, este valor ni siquiera alcanza el 2% de la demanda total del sistema. Las unidades que se habían asignado inicialmente fueron capaces de satisfacer estos valores de pérdidas distribuidas en la red, es por eso que no fue necesario agregar centrales extra en el proceso de asignación de unidades como sucedió en el sistema de la sección 5.2 analizado en este trabajo.

Con base a la programación de unidades que entrarán en operación se ejecutó el estudio de DC-OPF iterativo con demanda nodal ficticia obteniéndose los resultados mostrados a detalle en el apéndice G.

Por medio de los resultados obtenidos en el estudio DC-OPF se obtuvo un costo total de producción de 916,625.6441 dólares y el programa encontró solución en la iteración 162 del proceso total, es decir, solo 1 iteración más después de la fase anterior.

A través de los resultados obtenidos del despacho económico iterativo con FND se procedió a calcular los precios marginales locales de todo el sistema, resultando los siguientes valores promedio en cada periodo de tiempo.

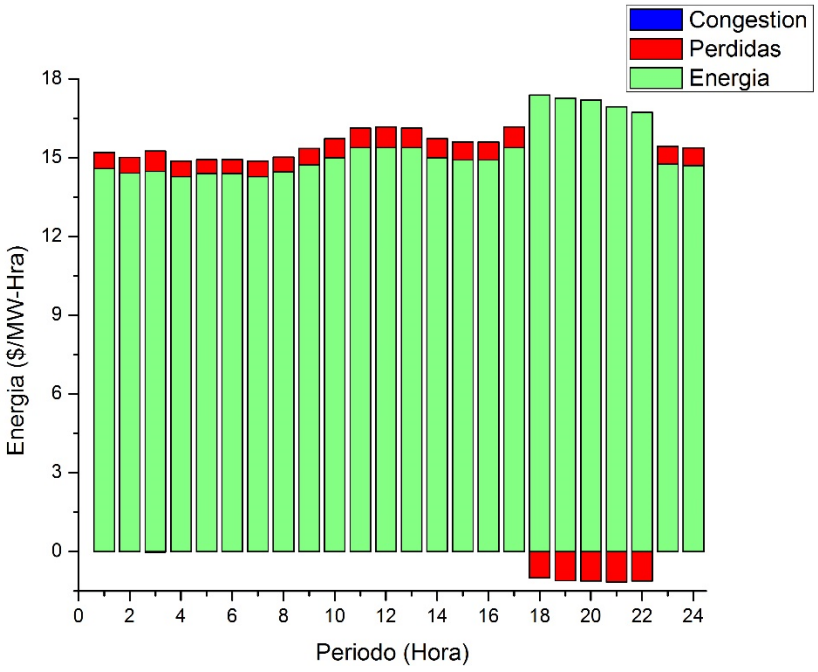


*Figura 5.6 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

En la Figura 5.6 se puede observar que el valor promedio de los PML´s para este sistema ronda los U$D 15/MW-hora, en situaciones de demanda media y alta el valor promedio se encuentra cercano a los U$D 16/MW-hora. Es muy importante destacar que para este sistema la componente de pérdidas es un poco significativa en los periodos 18-22, por otro lado, la componente de congestión no tiene demasiada influencia en los PML´s del sistema ya que solo se presenta en los periodos 3, 12, 17 y 21 con valores cercanos a los U$D 0.003/MW-hora que son prácticamente insignificantes.

A continuación se muestra una gráfica para verificar que las componentes de congestión o pérdidas no están afectando de manera considerable los valores de los PML´s del sistema, es decir, que no están causando valores fuera de rango (como pueden ser valores negativos o valores extremadamente altos) que afecten a la liquidación del mercado.

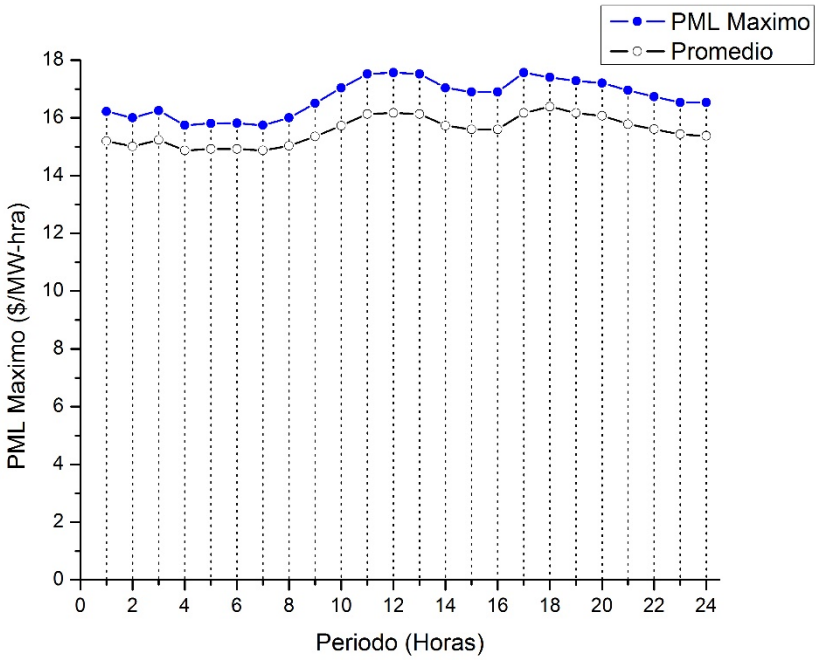


*Figura 5.7 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

El comportamiento de los PML´s es idóneo y es fácil llegar a esta conclusión porque en la Figura 5.7 se nota la gran similitud que existe entre el PML promedio del sistema y el PML máximo encontrado en cada periodo de tiempo, la similitud refleja la poca influencia que tienen en el precio marginal local las componentes de pérdidas y de congestión, ya que si se tuviera una gran influencia de alguna de estas componentes se notaría una gran diferencia entre el precio promedio y el precio máximo. Además cuando existe uno o varios PML demasiado altos en el sistema, siempre vendrán acompañados de precios marginales muy bajos en otros nodos [112].

Los valores de los precios marginales locales, las variables duales, los factores de penalización así como la referencia en cada periodo se muestran en el apéndice G.

El tiempo de operación del programa para esta fase fue de 8.484 segundos y el tiempo total del programa fue de 9 segundos para este sistema de prueba.

## 5.4 Sistema IEEE 118 nodos y 36 Unidades de generación.

En esta sección se presenta la simulación realizada al sistema de prueba IEEE de 118 nodos con 36 unidades generadoras. Los datos de la red fueron obtenidos de [111] y los datos de las unidades generadoras fueron obtenidos de [110]. Toda la información con respecto a los datos del sistema de prueba se muestra en el apéndice F. La topología de la red se muestra en la Figura 5.8.

Los datos de entrada independientes de la topología de la red pero que son necesarios para poder ejecutar el programa se muestran en la Tabla 5.15:

*Tabla 5.15 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| | |
|---|---|
| Número de escalones calculados | 10 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando falta generación | 0.0001 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando sobra generación | 0.00002 |
| Valor del ajuste del subgradiente cuando una línea es violada (magnitud con la que la línea se descongestionará) | 0.13 |
| Convergencia para relajación Lagrangiana sin pérdidas | 0.01 |
| Número de iteraciones máximas totales | 100000 |
| Número de iteraciones máximas para la aproximación de pérdidas | 5 |

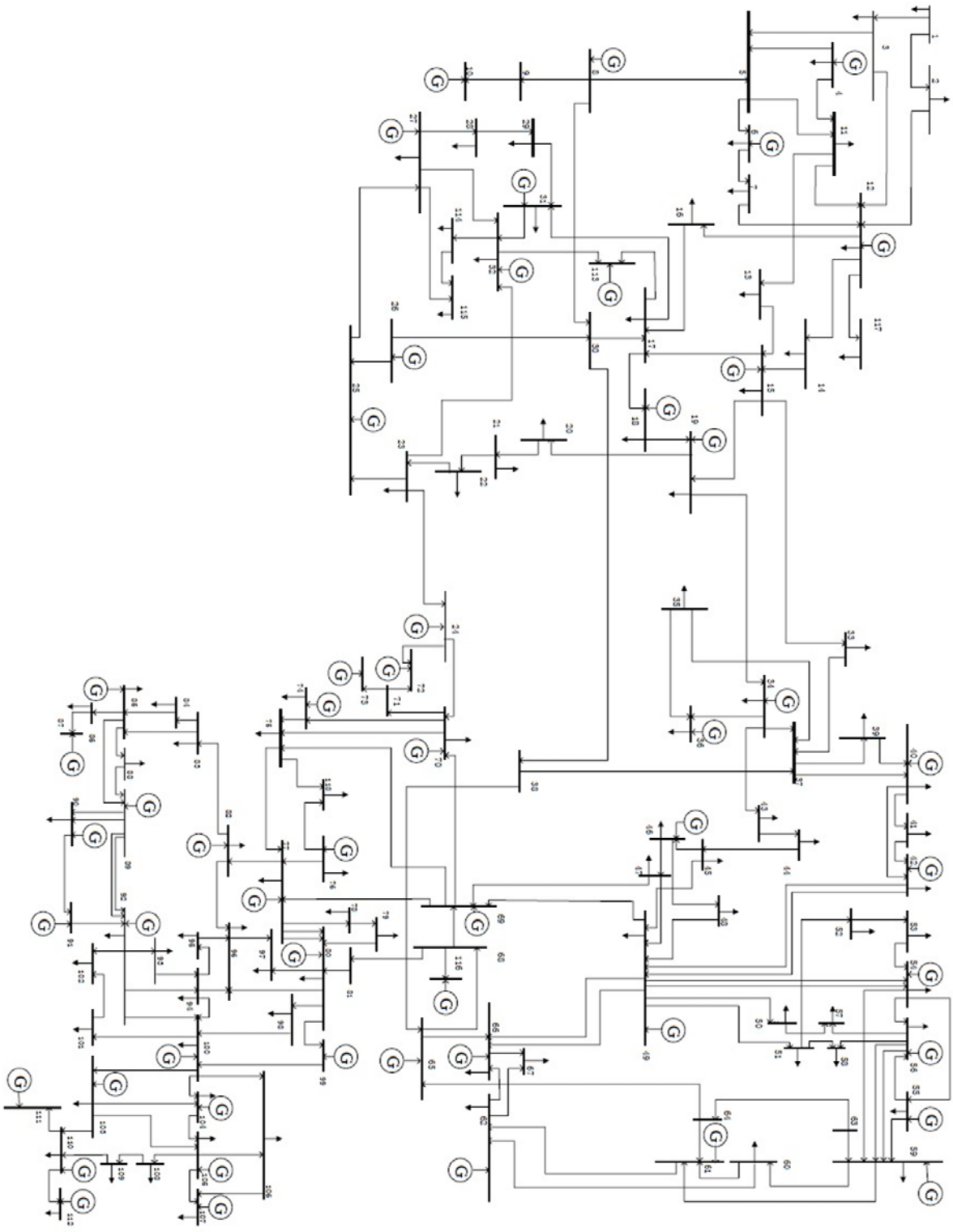

*Figura 5.8 Sistema de Prueba IEEE de 118 nodos [111].*

Después de ejecutarse la primera fase del programa (modelo de red con transferencia de potencia infinita y sin pérdidas) se obtuvo la siguiente programación de unidades que entrarán en operación.

*Tabla 5.16 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 9 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 13 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 14 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 30 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 31 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 32 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 33 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 34 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 35 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 36 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

En la Tabla 5.16 se observa la programación de unidades que entrarán en operación para un periodo de 24 horas bajo el modelo uninodal, las centrales que están en servicio durante un periodo de tiempo adoptan el valor “1”, las centrales que no lo están, se representan con un “0”.

En este modelo se debe obtener la asignación de unidades que entrarán en operación al menor costo posible sin considerar restricciones de red ni pérdidas, por lo tanto, es evidente

que las centrales que más tiempo se encuentran en servicio son las unidades más económicas, y las que no lo están, son las centrales más caras.

En la Tabla 5.16 se puede observar que la central 1 es costosa pero es requerida en el periodo 1. Las unidades 2-7, 25 y 26 nunca entran en servicio debido a su alto costo. Las centrales más económicas son evidentemente las unidades 19-21 y 28-36 ya que nunca salen de servicio durante todo el estudio.

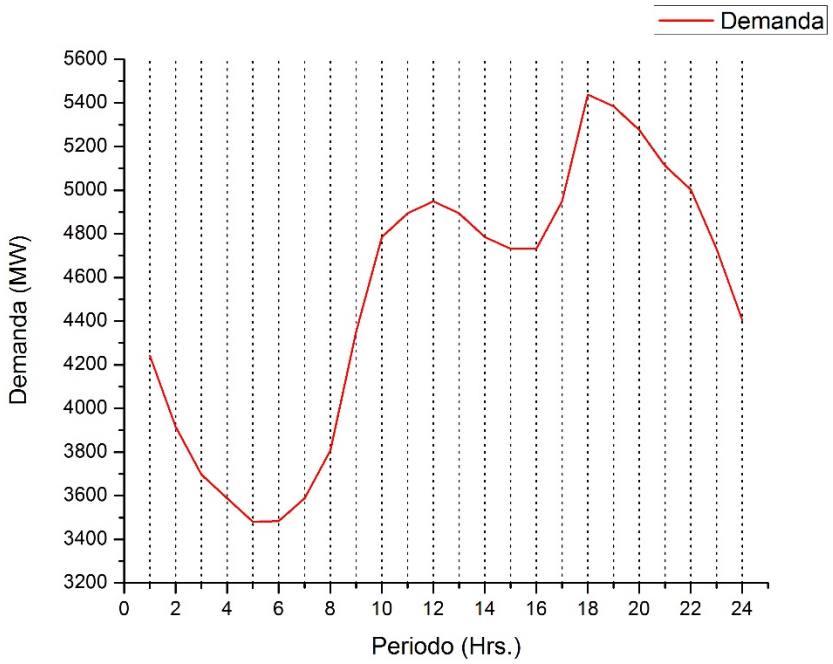


*Figura 5.9 Demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

De acuerdo a los datos de la Tabla 5.16 y de la Figura 5.9, las centrales 12 y 17 entran en operación cuando se tiene un incremento de 500 MW en la demanda del sistema para el periodo 9 con respecto al periodo anterior, por otro lado, las centrales 13-16 comienzan a ser requeridas cuando se tiene un incremento en la demanda del sistema de 400 MW para el periodo 10 con respecto al periodo previo. Las centrales 23 y 24 entran en servicio a partir del periodo con la demanda máxima pronosticada para el día de operación, no obstante, cuando la demanda disminuye a 4,732MW en el periodo 23, dejan de operar. Lo anterior se debe a que en ese periodo se puede satisfacer la demanda con centrales que producen energía a un menor precio que las centrales 23 y 24.

*Tabla 5.17 Líneas sobrecargadas en el modelo uninodal para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Periodo | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo (MW) | Flujo Max (MW) | Flujo con respecto al límite (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 30 | 38 | -183.1899 | -175 | 104.68 |
| 2 | 30 | 38 | -228.217 | -175 | 130.41 |
| 3 | 30 | 38 | -223.3085 | -175 | 127.6 |
| 4 | 30 | 38 | -238.1604 | -175 | 136.09 |
| 5 | 30 | 38 | -249.0276 | -175 | 142.3 |
| 6 | 30 | 38 | -248.7968 | -175 | 142.17 |
| 7 | 30 | 38 | -230.392 | -175 | 131.65 |
| 8 | 30 | 38 | -225.4434 | -175 | 128.82 |
| 9 | 30 | 38 | -179.6542 | -175 | 102.66 |
| 10 | 30 | 38 | -185.5734 | -175 | 106.04 |
| 16 | 30 | 38 | -186.6875 | -175 | 106.68 |
| 17 | 30 | 38 | -196.6054 | -175 | 112.35 |
| 18 | 30 | 38 | -265.5029 | -175 | 151.72 |
| 19 | 30 | 38 | -258.0316 | -175 | 147.45 |
| 20 | 30 | 38 | -243.1339 | -175 | 138.93 |
| 21 | 30 | 38 | -220.5583 | -175 | 126.03 |
| 22 | 30 | 38 | -207.9513 | -175 | 118.83 |
| 23 | 30 | 38 | -186.6875 | -175 | 106.68 |
| 24 | 30 | 38 | -194.2578 | -175 | 111 |
| 2 | 11 | 12 | 188.3157 | 175 | 107.61 |
| 3 | 11 | 12 | 178.6355 | 175 | 102.08 |
| 8 | 11 | 12 | 185.5959 | 175 | 106.05 |

En la Tabla 5.17 se puede observar que a través de la asignación de unidades resultante del modelo uninodal, la línea conectada entre los nodos 30 y 38 se sobrecarga en casi todos los periodos, otra línea que también se sobrecarga es la que se encuentra conectada entre los nodos 11 y 12 para los periodos 2,3 y 8, por lo tanto, es muy probable que la asignación de unidades cambie cuando se consideren las restricciones de red.

Se debe recordar que en la Tabla 5.16 solo se muestra que unidades entrarán en operación y no la producción de energía de cada central, no obstante, los resultados del despacho se pueden encontrar en el apéndice G.

El costo total de producción obtenido de la ecuación (5.1) para la asignación de unidades resultante en el modelo uninodal es de 1, 298, 317.0569 dólares, esta fase del programa convergió en la iteración 535 y el tiempo de operación del programa para la fase actual y que corresponde al total hasta este momento es de 4.687 segundos. La brecha de dualidad, o dicho en otras palabras, la relación que existe entre la solución primal y la solución dual (ver ecuación (3.36)), fue de 0.087 para este sistema.

Utilizando como punto de partida la solución de la fase anterior se procede a repetir el estudio pero ahora tomando en cuenta las restricciones de red tanto en la asignación de unidades como en el despacho económico (a través de un DC-OPF) resultando la siguiente programación de unidades.

*Tabla 5.18 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 9 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 13 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 14 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 30 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 31 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 32 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 33 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 34 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 35 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 36 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Como puede notarse en la Tabla 5.18 debido a las restricciones de red ahora es necesaria la aportación de energía por parte de las central 1 en los periodos 17-20, esto deriva del incremento de la demanda en esos periodos (ver Figura 5.9), de igual manera las centrales 25 y 26 deben entrar en operación para satisfacer la demanda respetando los límites de las líneas durante los periodos 17-21. Las centrales 8-10 ahora se encuentran operando durante todo el periodo de estudio y la central 14 pasa a estar fuera de servicio para los periodos 22 y 23.

En los sistemas de prueba pasados se podía explicar de manera sencilla todos los cambios derivados de la incorporación de las restricciones de red al algoritmo de asignación de unidades, sin embargo, cuando se tienen sistemas de mayor tamaño, el hecho de explicar con detalle cada uno de estos cambios podría resultar en una demora interminable. Por lo anterior, solo se explicarán los motivos del cambio de asignación de unidades para una sola central generadora. Es importante aclarar que con la explicación de este caso de estudio, es posible entender las causas de los cambios en el resto de las centrales ya que la explicación es similar en cada una de ellas.

A lo largo de este trabajo se ha mencionado la influencia de las variables duales en el estudio de relajación Lagrangiana, para esclarecer este concepto, es suficiente remontarse a la ecuación (3.43):

$$P_i^{opt} = \frac{\lambda^t - \sum_{m=1}^{Nlines} \left( r_m^+(t) - r_m^-(t) \right) \bullet GSF_{m,i} - y}{x}$$

En la ecuación superior puede observarse que la obtención de potencia óptima en el proceso de asignación de unidades depende del costo incremental del sistema ( $\lambda^t$ ), de los datos de la curva incremental del generador ( $y$ y $x$, para mayor información consultar apéndice A) y de las variables duales de las líneas ( $r_m^+(t)$ y $r_m^-(t)$ ) multiplicadas por su coeficiente de sensitividad correspondiente ( $GSF_{m,i}$ ). Sin embargo, el elemento fundamental en el proceso de la relajación Lagrangiana con restricciones de red son las variables duales de las líneas de transmisión, para corroborar lo anterior basta con observar la ecuación (3.19) :

$$P_i^{opt} = \frac{\lambda^t - y}{x}$$

Como se puede observar en la ecuación de arriba, la obtención de potencia óptima en el proceso de relajación Lagrangiana sin pérdidas únicamente depende de los datos de la curva incremental del generador y del costo incremental del sistema. Entonces para lograr observar la influencia de las variables duales en el proceso de relajación Lagrangiana para la obtención de potencia óptima por cada central de generación, basta con comparar las potencias resultantes de la ecuación (3.19) para el modelo uninodal y las potencias óptimas obtenidas con la ecuación (3.43) para el modelo con restricciones de red.

Para ilustrar de mejor forma lo dicho en el párrafo anterior, en la tabla de a continuación se muestran las potencias óptimas obtenidas en el proceso de asignación de unidades para el modelo uninodal y el modelo con restricciones de red únicamente para los periodos 17 y 18 (con fines prácticos).

*Tabla 5.19 Potencia óptima obtenida en el proceso de relajación Lagrangiana para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Unidad | Nodo conectada | Periodo 17 | | Periodo 18 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Potencia resultante de (3.19) en MW (Uninodal) | Potencia resultante de (3.43) en MW (Con restricciones de red) | Potencia resultante de (3.19) en MW (Uninodal) | Potencia resultante de (3.43) en MW (Con restricciones de red) |
| 1 | 31 | 0 | 12 | 0 | 12 |
| 8 | 12 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 9 | 12 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 10 | 69 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 11 | 54 | 76 | 76 | 76 | 76 |
| 12 | 25 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 13 | 26 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 14 | 65 | 100 | 25 | 100 | 25 |
| 15 | 66 | 100 | 25 | 100 | 100 |
| 16 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 17 | 111 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 18 | 103 | 100 | 0 | 100 | 100 |
| 19 | 10 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 20 | 49 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 21 | 49 | 155 | 155 | 155 | 155 |
| 22 | 25 | 0 | 197 | 0 | 197 |
| 23 | 59 | 0 | 68.95 | 197 | 197 |
| 24 | 61 | 0 | 68.95 | 197 | 87.1369 |
| 25 | 80 | 0 | 197 | 0 | 197 |

*Tabla 5.19 Potencia óptima obtenida en el proceso de relajación Lagrangiana para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Unidad | Nodo conectada | Periodo 17 | | Periodo 18 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Potencia resultante de (3.19) (Uninodal) | Potencia resultante de (3.43) (Con restricciones de red) | Potencia resultante de (3.19) (Uninodal) | Potencia resultante de (3.43) (Con restricciones de red) |
| 26 | 89 | 0 | 197 | 0 | 197 |
| 27 | 69 | 197 | 197 | 197 | 197 |
| 28 | 11 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| 29 | 49 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| 30 | 49 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| 31 | 89 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| 32 | 65 | 400 | 100 | 400 | 100 |
| 33 | 66 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 34 | 69 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 35 | 80 | 400 | 400 | 400 | 400 |
| 36 | 89 | 400 | 400 | 400 | 400 |

En la Tabla 5.19 es notable el cambio en la potencia de algunas centrales de generación cuando se incorporan las variables duales de las líneas en el proceso de relajación Lagrangiana, por ejemplo, en ambos periodos la central 1 no presenta potencia de generación en el modelo uninodal, sin embargo, en el modelo con restricciones de red se encuentra a su potencia máxima. Otros casos radicales que también se pueden observar en la misma tabla son el cambio de la generación de las centrales 22, 25 y 26, que en ambos periodos son descartadas en el modelo uninodal, no obstante, en el modelo con restricciones de red se encuentran a su potencia máxima para ambos periodos, también es importante mencionar el cambio de generación de la unidad 18 para el periodo 17, ya que en el modelo uninodal se encuentra a su potencia máxima pero en el modelo con restricciones de red su potencia de generación es nula.

Todos los cambios de generación entre el modelo con restricciones de red y el modelo uninodal son provocados principalmente por las variables duales de las líneas (ver ecuación (3.43)), dichas variables solo tendrán un valor diferente de cero si las líneas asociadas a ellas violan su límite. Por lo tanto, entre mayor sea el número de variables duales con valor diferente de cero, mayor será el cambio en la asignación de unidades con restricciones de red.

Como se había mencionado anteriormente, en este tipo de estudios es muy difícil que las unidades asignadas en el modelo uninodal correspondan con las unidades asignadas en el

modelo con restricciones de red, y aún más difícil se vuelve cuando se estudia un sistema de mayor dimensión. Sin embargo, la solución obtenida en el modelo uninodal es una aproximación bastante adecuada a la solución óptima del modelo de restricciones de red, una manera de demostrar esto es con el incremento del costo de producción, si el incremento es bastante considerable entonces la solución del modelo uninodal no se encuentra cerca de la solución óptima del modelo con restricciones de red, pero si no lo es, significa que la solución del modelo con restricciones se encuentra cerca de la solución del modelo uninodal.

El costo de producción bajo este esquema de asignación de unidades es de 1, 316, 686.2613 dólares. En comparación con el costo de producción obtenido en la fase anterior el incremento fue de 18,369 dólares, que corresponde al 1.41% del costo de producción total de la fase anterior, por lo tanto, la solución obtenida en el modelo uninodal es bastante aproximada a la solución con restricciones de red. El programa encontró la solución del modelo con restricciones de red en la iteración 1076 (541 iteraciones después de encontrar la solución de la fase anterior), el tiempo de operación del programa entre esta fase y la fase anterior fue de 17.937 segundos y el tiempo total del programa hasta este momento es de 22.625 segundos. La solución obtenida del DC-OPF se presenta a detalle en el apéndice G.

Utilizando la programación de unidades mostrada en la Tabla 5.18 y la solución del DC-OPF, se calculó las perdidas por calentamiento en el sistema y se agregaron como demanda distribuida en las cargas para el proceso de asignación de unidades. El resultado de la implementación anterior se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 5.20 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 9 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 13 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 14 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

*Tabla 5.20 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 30 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 31 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 32 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 33 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 34 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 35 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 36 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

En la Tabla 5.20 se puede notar que la asignación de unidades obtenida en el modelo con restricciones de red más pérdidas es ligeramente diferente a la programación de unidades que entrarán en operación obtenida en el modelo con restricciones de red, los únicos cambios registrados son la entrada de operación de la unidad 1 y 12 para los periodos 23 y 2, respectivamente. Gracias al modelado de pérdidas a través de la demanda nodal ficticia es posible distribuir estas mismas en toda la red y así evitar que el nodo de referencia tenga que proveer toda la energía necesaria para satisfacer las pérdidas ocasionadas por el calentamiento de la red de transmisión.

Los ligeros cambios en la programación de unidades que entraran en operación se deben principalmente a que las centrales que se tenía asignadas en el modelo con restricciones de red no son suficientes para satisfacer las pérdidas o bien, los límites de las líneas de transmisión obstaculizan la transferencia de energía por parte de estas centrales. En la tabla de a continuación se presentan las pérdidas en el sistema para cada periodo de tiempo.

*Tabla 5.21 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Periodo | Demanda real (MW) | Pérdidas (MW) | Demanda real más pérdidas (MW) | % Pérdidas |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 4242 | 215.3061 | 4457.3061 | 5.08 |
| 2 | 3916 | 225.6464 | 4141.6464 | 5.76 |
| 3 | 3698 | 199.8573 | 3897.8573 | 5.40 |
| 4 | 3589 | 184.5902 | 3773.5902 | 5.14 |

*Tabla 5.21 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Periodo | Demanda real (MW) | Pérdidas (MW) | Demanda real más pérdidas (MW) | % Pérdidas |
|---|---|---|---|---|
| 5 | 3481 | 161.6712 | 3642.6712 | 4.64 |
| 6 | 3484 | 161.9508 | 3645.9508 | 4.65 |
| 7 | 3589 | 184.5902 | 3773.5902 | 5.14 |
| 8 | 3807 | 210.9035 | 4017.9035 | 5.54 |
| 9 | 4351 | 208.1216 | 4559.1216 | 4.78 |
| 10 | 4786 | 200.2990 | 4986.299 | 4.19 |
| 11 | 4895 | 208.0518 | 5103.0518 | 4.25 |
| 12 | 4950 | 237.0749 | 5187.0749 | 4.79 |
| 13 | 4895 | 208.0518 | 5103.0518 | 4.25 |
| 14 | 4786 | 202.8655 | 4988.8655 | 4.24 |
| 15 | 4732 | 231.8369 | 4963.8369 | 4.90 |
| 16 | 4732 | 232.0756 | 4964.0756 | 4.90 |
| 17 | 4950 | 212.8843 | 5162.8843 | 4.30 |
| 18 | 5438 | 266.2369 | 5704.2369 | 4.90 |
| 19 | 5385 | 250.8980 | 5635.898 | 4.66 |
| 20 | 5276 | 240.1513 | 5516.1513 | 4.55 |
| 21 | 5112 | 219.2811 | 5331.2811 | 4.29 |
| 22 | 5003 | 238.5878 | 5241.5878 | 4.77 |
| 23 | 4732 | 199.6243 | 4931.6243 | 4.22 |
| 24 | 4406 | 210.3691 | 4616.3691 | 4.77 |

En la Tabla 5.21 se puede notar que las pérdidas para un sistema de mayor dimensión son bastante considerables, por ejemplo, tan solo en el periodo 18 se tienen 266MW extra que deben ser producidos por las centrales de generación. Sin embargo, en algunos periodos se alcanzaron valores altos con respecto a la demanda del sistema como sucedió en el periodo 2, donde las pérdidas casi alcanzan el 6% (225MW) de la demanda total para ese periodo. En el resto de las horas, las pérdidas fueron de aproximadamente 5%. Los periodos donde se presentó el valor mínimo de pérdidas fueron el 5 y 6, no obstante, el valor de pérdidas es de 161MW, que al final de cuentas es un valor considerable y puede llegar a afectar la programación de unidades que entrarán en operación.

Tomando como referencia la asignación de unidades mostrada en la Tabla 5.13 se ejecutó el algoritmo de DC-OPF iterativo con FND obteniendo una solución factible detallada en el apéndice G. El costo de producción total bajo este esquema fue de 1, 410, 961.6274 dólares y la solución fue obtenida en la iteración 1400, es decir, 324 iteraciones después de la obtención de la solución de la fase anterior.

Con base a la solución obtenida en el DC-OPF iterativo con FND se procede a calcular los PML´s del sistema. A través de los PML´s resultantes se obtuvo el promedio por periodo mostrado a continuación.

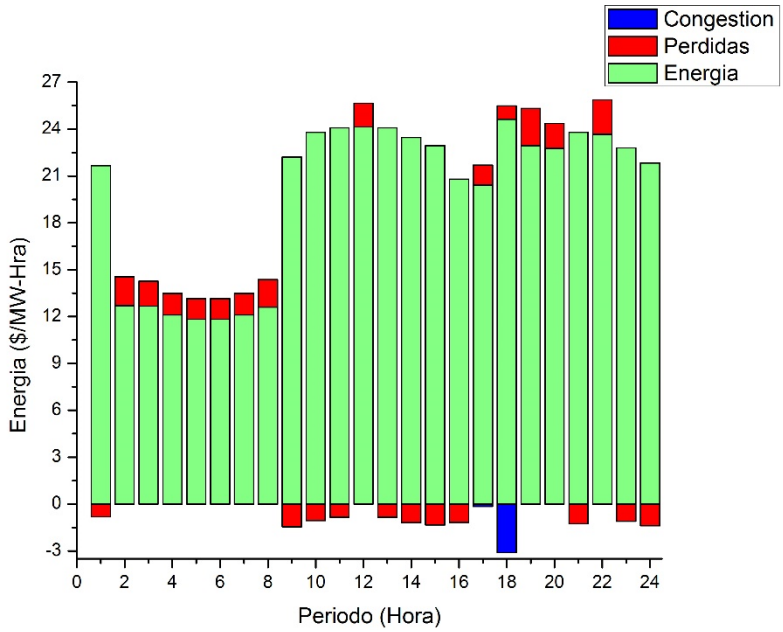


*Figura 5.10 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

Como puede observarse en la Figura 5.10 se tienen oscilaciones del valor del PML a través de todo el estudio, por ejemplo, en periodos con baja demanda (periodo 2 a periodo 8) el valor de los PML´s se ubica entre U$D 13.14/MW-hora y U$D 14.55/MW-hora, en periodos con demanda media (periodos 1, 9, 15, 23 y 24) los PML´s oscilan entre U$D 20.43/MW-hora y U$D 21.69/MW-hora y para los periodos con alta demanda (periodos 10-14 y 18-22) los PML´s se mantienen en un rango de U$D 22.26/MW-hora a U$D 25.87/MW-hora. Es importante destacar que en este sistema la componente de pérdidas adquiere un valor un poco significativo en todos los periodos de tiempo que impacta en cierta forma en los PML´s del sistema. Por otro lado, en el periodo 18 la componente de congestión adopta un valor promedio considerable.

El promedio de los PML´s del sistema brinda un escenario preliminar del estado del sistema, sin embargo, para poder juzgar el comportamiento de los PML´s se necesita contrastar estos PML´s promedio con el máximo registrado en el sistema para cada periodo de tiempo como se muestra en la figura de a continuación.

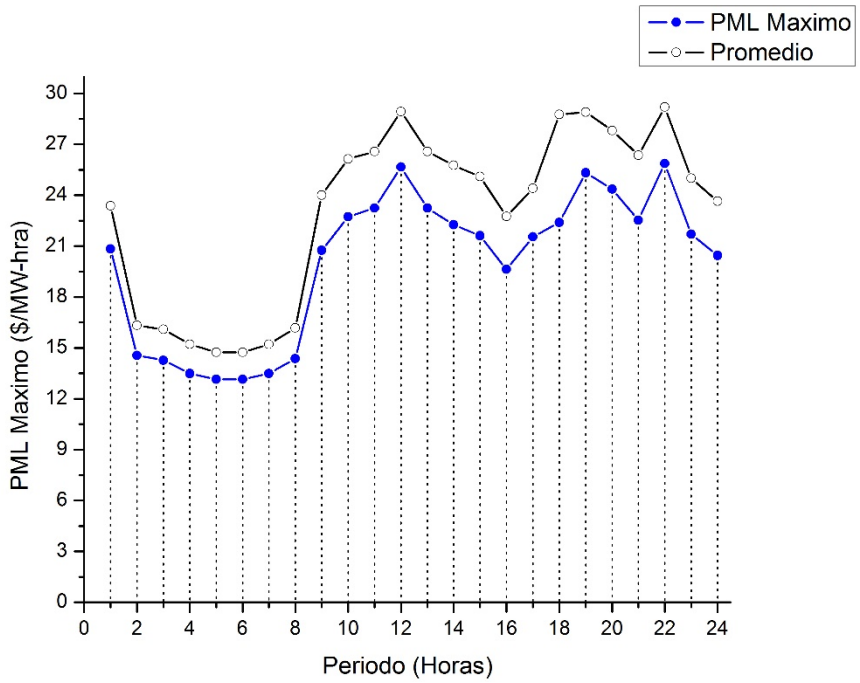


*Figura 5.11 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

Como se nota en la Figura 5.11 los periodos que se vieron un poco afectados ya sea por la componente de pérdidas o por la componente de congestión son el 10, 11, 12, 16, 18, 19 y 21, esto debido a que la diferencia resultante de la resta del PML máximo menos el promedio en esos periodos de tiempo, es considerable. La causa de esta diferencia se puede notar en la Figura 5.10, por ejemplo, en los periodos 10, 11, 12, 19 y 22 se tiene en promedio un valor alto de la componente de pérdidas que está afectando directamente el valor de los PML´s en el sistema para esos periodos de tiempo, por otro lado, en el periodo 18 se puede notar a través de la Figura 5.10 que la componente de congestión tiene un promedio considerable en el sistema para ese periodo de tiempo y es la causa de la diferencia entre el PML máximo y el PML promedio obtenido. Es importante mencionar que la existencia de dicha diferencia no significa que el mercado será afectado de manera perjudicial, ya que la máxima diferencia entre el PML máximo y el promedio fue de U$D 6.37/MW-hora, si existiese una diferencia de más de U$D 15/MW-hora para este sistema entonces se podría considerar repetir el estudio para eliminarla. Aunque esta diferencia no es perjudicial para el mercado, vale la pena analizar la causa que la provoca, ya que en caso de presentarse en un estudio futuro, se tiene una mejor perspectiva de cómo contrarrestar los valores de las componentes de energía y pérdidas con la finalidad de que el mercado no se vea afectado.

Los valores de los precios marginales locales, las variables duales, los factores de penalización así como la referencia en cada periodo se muestran en el apéndice G.

El tiempo de operación del programa entre la fase actual y la fase anterior fue de 83.750 segundos, además el tiempo total del programa fue de 106.375 segundos para este sistema de prueba.

## 5.5 Sistema IEEE 118 nodos y 54 Unidades de generación.

El último sistema que se estudiará en este trabajo es el sistema con la misma topología de red que el analizado en la sección anterior, no obstante, en este caso se tienen 54 unidades de generación que deben ser sometidas al proceso de asignación de unidades en cada fase del programa para culminar con el cálculo de los PML´s del sistema. En este caso se obtuvo los datos de las unidades generadoras y de la demanda horaria del sistema de [111], los datos de la red son los mismos que se utilizaron en la sección anterior y la topología de la red se muestra en la Figura 5.8. Toda la información con respecto a este y el resto de los sistemas de prueba se muestra en el apéndice F.

Los datos que son independientes del sistema pero que son necesarios para que el programa trabaje se muestran a continuación.

*Tabla 5.22 Datos de entrada independientes del sistema para la red de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| | |
|---|---|
| Número de escalones calculados | 10 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando falta generación | 0.001 |
| Valor del ajuste del subgradiente del principio de conservación de la energía cuando sobra generación | 0.0002 |
| Valor del ajuste del subgradiente cuando una línea es violada (magnitud con la que la línea se descongestionará) | 0.3 |
| Convergencia para relajación Lagrangiana sin pérdidas | 0.01 |
| Número de iteraciones máximas totales | 100000 |
| Número de iteraciones máximas para la aproximación de pérdidas | 5 |

Al introducir los datos del sistema al programa, se lleva a cabo la primera etapa de la metodología mediante el modelo de red uninodal, es decir, el modelo donde no se tienen restricciones de transmisión ni pérdidas en el sistema. Por medio de este modelo se obtuvo la siguiente programación de unidades que entraran en operación en cada periodo de tiempo.

*Tabla 5.23 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 27 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 36 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 39 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 40 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 41 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 43 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 44 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 45 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

*Tabla 5.23 Resultado de la asignación de unidades para el modelo uninodal en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

En la Tabla 5.23 se observa la programación de unidades que entrarán en operación para un periodo de 24 horas bajo el modelo uninodal, las centrales que están en servicio durante un periodo de tiempo adoptan el valor "1", las centrales que no lo están, se representan con un "0".

En este modelo se debe obtener la asignación de unidades que entrarán en operación al menor costo posible sin considerar restricciones de red ni pérdidas, por lo tanto, es evidente que las centrales que más tiempo se encuentran en servicio son las unidades más económicas, y las que no lo están, son las centrales más caras.

Como se puede observar en la Tabla 5.23 las centrales más económicas son las unidades 5, 10, 11, 20, 21, 24, 25, 27-29, 39, 40, 43, 44 y 45 ya que nunca salen de servicio en todo el estudio. Las centrales 33, 41, 46 y 49 no son necesarias en debido a su alto costo de operación, sin embargo, en las siguientes fases del programa podrían ser consideradas en la programación de unidades por cuestiones operativas (restricciones de red y/o pérdidas). El resto de las centrales tienen un costo medianamente alto por lo tanto solo entran en operación en ciertos periodos para satisfacer la demanda e inmediatamente al periodo siguiente salen de servicio.

*Tabla 5.24 Líneas sobrecargadas en el modelo uninodal para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| Periodo | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo (MW) | Flujo Max (MW) | Flujo con respecto al límite (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 8 | 30 | -177.3046 | -175 | 101.32 |
| 7 | 8 | 30 | -204.4841 | -175 | 116.85 |
| 8 | 8 | 30 | -209.3668 | -175 | 119.64 |
| 9 | 8 | 30 | -215.2005 | -175 | 122.97 |
| 10 | 8 | 30 | -228.365 | -175 | 130.49 |
| 11 | 8 | 30 | -231.7229 | -175 | 132.41 |

Como puede observarse en la Tabla 5.17 al utilizar la programación de unidades mostrada en la Tabla 5.23 únicamente se sobrecarga la línea conectada entre los nodos 8 y 30 para los periodos 6-11, por lo anterior, es muy probable que la asignación de unidades que entraran en operación considerando restricciones de red sea muy parecida a la obtenida en el modelo uninodal.

El costo total de producción obtenido a través de la ecuación (5.1) para la asignación de unidades del modelo uninodal es de 1, 660,593.4388 dólares, el programa convergió en la iteración 85 y el tiempo de operación del programa para esta fase y total hasta el momento fue de 9.57 segundos.

La brecha de dualidad, o dicho en otras palabras, la relación que existe entre la solución primal y la solución dual (ver ecuación (3.36)), fue de 0.0079 para este sistema. La cantidad exacta que producirá cada central se muestra en el apéndice G.

Tomando como referencia el resultado de la asignación de unidades del modelo uninodal se repite el proceso incorporando las restricciones de red al algoritmo de asignación de unidades y despacho económico (mediante un DC-OPF) obteniendo la siguiente programación de unidades que entrarán en operación.

*Tabla 5.25 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 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 |
| | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

*Tabla 5.25 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 27 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 36 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 39 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 40 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 41 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 43 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 44 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 45 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

En la Tabla 5.25 se puede notar que se adicionaron algunas centrales en ciertos periodos con respecto a la solución obtenida en la fase anterior, esto se debe a las restricciones de transmisión, por ejemplo, las centrales 1-30 se encuentran programadas para entrar en operación en los periodos 8-12 y en la solución de la fase anterior ni siquiera estaban programadas para algunos de esos periodos. La causa de este cambio en la asignación de unidades se debe a la influencia de las variables duales de las líneas en la potencia óptima de generación y puede ser representada de la misma manera que se realizó en la sección anterior, por lo tanto, en la tabla de a continuación se presentan las potencias resultantes de la ecuación (3.19) para el modelo uninodal y las mismas obtenidas con la ecuación (3.43) para el modelo con restricciones de red.

*Tabla 5.26 Potencia óptima obtenida en el proceso de relajación Lagrangiana para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| Unidad | Nodo conectada | Periodo 8 | | Periodo 9 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Potencia resultante de (3.19) en MW (Uninodal) | Potencia resultante de (3.43) en MW (Con restricciones de red) | Potencia resultante de (3.19) en MW (Uninodal) | Potencia resultante de (3.43) en MW (Con restricciones de red) |
| 1 | 4 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 2 | 6 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 3 | 8 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 4 | 10 | 0 | 300 | 0 | 300 |
| 5 | 12 | 279.3763 | 300 | 291.2767 | 300 |
| 6 | 15 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 7 | 18 | 44.685 | 100 | 54.7956 | 100 |
| 8 | 19 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 9 | 24 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 10 | 25 | 279.3763 | 300 | 291.2767 | 300 |
| 11 | 26 | 350 | 350 | 350 | 350 |
| 12 | 27 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 13 | 31 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 14 | 32 | 44.685 | 100 | 54.7956 | 100 |
| 15 | 34 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 16 | 36 | 44.685 | 100 | 54.7956 | 100 |
| 17 | 40 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 18 | 42 | 0 | 30 | 0 | 30 |
| 19 | 46 | 44.685 | 100 | 54.7956 | 25 |
| 20 | 49 | 250 | 250 | 250 | 50 |
| 21 | 54 | 250 | 250 | 250 | 50 |
| 22 | 55 | 44.685 | 100 | 54.7956 | 25 |
| 23 | 56 | 44.685 | 100 | 54.7956 | 25 |
| 24 | 59 | 200 | 200 | 200 | 50 |
| 25 | 61 | 200 | 200 | 200 | 50 |
| 26 | 62 | 44.685 | 100 | 54.7956 | 25 |
| 27 | 65 | 420 | 420 | 420 | 100 |
| 28 | 66 | 420 | 420 | 420 | 100 |
| 29 | 69 | 279.3763 | 300 | 291.2767 | 80 |
| 30 | 70 | 0 | 80 | 40.8506 | 80 |

Como se puede observar en la Tabla 5.26, la potencia óptima obtenida en el proceso de relajación Lagrangiana para ambos periodos en casi todas las centrales se ve afectada en gran manera por las variables duales (derivadas de la línea conectada entre los nodos 7 y 8 sobrecargada en esos periodos). Es por eso que en la asignación de unidades con restricciones de red casi todas las potencias óptimas se encuentran al máximo en el periodo 8. Por otro lado, las variables duales son tan importantes que en el caso del periodo 9 con restricciones de red, las centrales 19-28 se ven afectadas en forma contraria a las centrales del periodo 8, ya que en esta ocasión la potencia óptima para cada una de esas centrales se encuentra a su valor mínimo.

Es muy común que en los periodos con demanda alta se incorporen más centrales de generación, lo anterior se debe a que al existir mayor demanda de energía, los flujos en las líneas incrementan y por lo tanto se sobrecarga un mayor número de líneas en el sistema, por lo tanto, con el objetivo de contrarrestar dichos flujos, se incorporan centrales de generación que alivien esa sobrecarga, en la Figura 5.12 se puede notar que en el periodo 18 se tiene la demanda máxima para este sistema, por lo tanto, las centrales 33, 41, 46 y 49 son necesarias para entrar en servicio desde un punto de vista operativo en ese mismo periodo (ver Tabla 5.25).

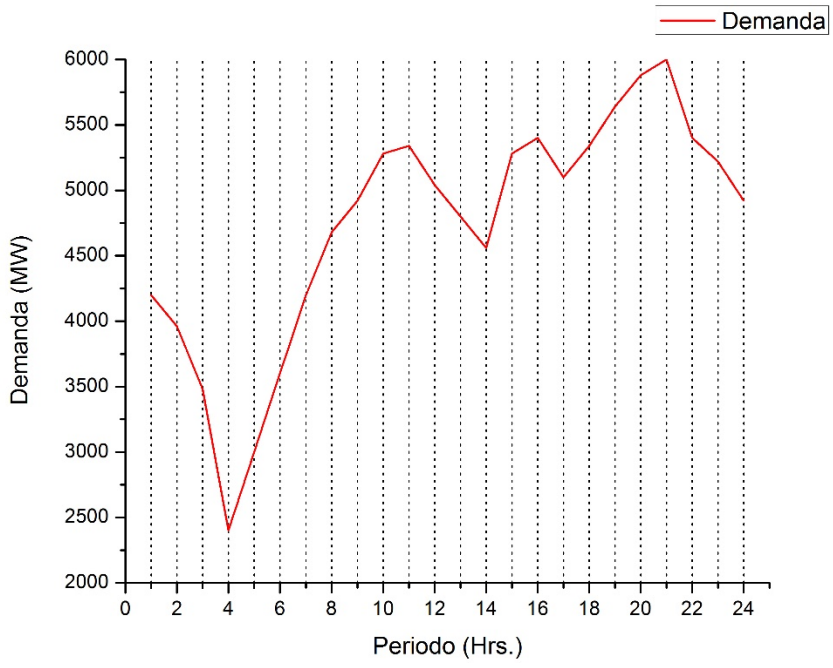


*Figura 5.12 Demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

Bajo el esquema mostrado en la Tabla 5.25 se logró obtener solución sin superar los límites de transmisión de las líneas, no obstante, siempre existirá un costo extra por satisfacer

dichas restricciones, en este caso el costo de producción resultante es de 1, 667,577.5641 dólares, el cual es 6,984 dólares mayor a la solución obtenida en el modelo uninodal y corresponde al 0.42% de incremento en el costo total de producción.

El programa encontró solución para el modelo con restricciones de red en la iteración 108, es decir, 23 iteraciones después de haber encontrado la solución del modelo uninodal, el tiempo de operación del programa entre la fase actual y la fase anterior fue de 5.125 segundos y el tiempo total del programa hasta el momento es de 14.703 segundos. La solución del DC-OPF para todos los periodos de tiempo se muestra en el apéndice G.

A partir de la programación de unidades mostrada en la Tabla 5.25 se procede a calcular las pérdidas producidas por el calentamiento de la red de transmisión en el sistema con los resultados en la fase anterior. Una vez calculados se adicionan a la demanda de manera distribuida en el proceso de asignación de unidades y se añaden mediante una demanda nodal ficticia para el proceso iterativo de DC-OPF. A través de este modelado de pérdidas en ambos procesos se obtuvo la siguiente programación de unidades que entrarán en operación.

*Tabla 5.27 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 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 |
| | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 24 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

*Tabla 5.27 Resultado de la asignación de unidades para el modelo con restricciones de red y pérdidas en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras (continuación).*

| | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| 25 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 27 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 30 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 31 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 33 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 35 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 36 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 37 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 39 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 40 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 41 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 43 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 44 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 45 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 47 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 48 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 52 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 54 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

En la Tabla 5.27 se puede notar algunos cambios en la programación de unidades que entrarán en operación debido a la consideración de pérdidas, por ejemplo, en el periodo 16 ahora se encuentran contempladas para entrar en servicio las centrales 33, 41, 46 y 49. Con la intención de notar la importancia de las pérdidas en el proceso de asignación de unidades se muestra a continuación el valor de las mismas y su porcentaje con respecto a la demanda en cada periodo de tiempo.

*Tabla 5.28 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| Periodo | Demanda real (MW) | Pérdidas (MW) | Demanda real más pérdidas (MW) | % Pérdidas |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 4200 | 188.6933 | 4388.6933 | 4.49 |
| 2 | 3960 | 189.2051 | 4149.2051 | 4.78 |
| 3 | 3480 | 147.0044 | 3627.0044 | 4.22 |
| 4 | 2400 | 102.7203 | 2502.7203 | 4.28 |
| 5 | 3000 | 115.3234 | 3115.3234 | 3.84 |
| 6 | 3600 | 131.2267 | 3731.2267 | 3.65 |

*Tabla 5.28 Pérdidas producidas por calentamiento en el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras (continuación).*

| Periodo | Demanda real (MW) | Pérdidas (MW) | Demanda real más pérdidas (MW) | % Pérdidas |
|---|---|---|---|---|
| 7 | 4200 | 183.2542 | 4383.2542 | 4.36 |
| 8 | 4680 | 244.5541 | 4924.5541 | 5.23 |
| 9 | 4920 | 242.0121 | 5162.0121 | 4.92 |
| 10 | 5280 | 275.6190 | 5555.6190 | 5.22 |
| 11 | 5340 | 183.8364 | 5523.8364 | 3.44 |
| 12 | 5040 | 254.9182 | 5294.9182 | 5.06 |
| 13 | 4800 | 254.5943 | 5054.5943 | 5.30 |
| 14 | 4560 | 215.1268 | 4775.1268 | 4.72 |
| 15 | 5280 | 172.3948 | 5452.3948 | 3.27 |
| 16 | 5400 | 274.0359 | 5674.0359 | 5.07 |
| 17 | 5100 | 261.6433 | 5361.6433 | 5.13 |
| 18 | 5340 | 268.4061 | 5608.4061 | 5.03 |
| 19 | 5640 | 274.4427 | 5914.4427 | 4.87 |
| 20 | 5880 | 241.0328 | 6121.0328 | 4.10 |
| 21 | 6000 | 199.0045 | 6199.0045 | 3.32 |
| 22 | 5400 | 278.0416 | 5678.0416 | 5.15 |
| 23 | 5220 | 273.8991 | 5493.8991 | 5.25 |
| 24 | 4920 | 262.1828 | 5182.1828 | 5.33 |

Los valores de pérdidas por calentamiento mostrados en la Tabla 5.28 representan la cantidad de energía que las centrales de generación deben producir además de la demanda del sistema en cada periodo de tiempo, como se puede observar, este dato puede alcanzar valores muy altos como sucede en el periodo 22, donde alcanzó un valor de 278.04 MW, este valor es imposible de satisfacer por las centrales si no se dispone de suficiente capacidad de transmisión, por lo anterior en algunas ocasiones se debe realizar un ajuste a las centrales que entrarán en servicio al igual que sucedió en el periodo 16 del sistema actual, en el cual se adicionaron 4 centrales para entrar en operación con el objetivo de satisfacer las pérdidas y restricciones de red. El registro más alto de porcentaje de pérdidas con respecto a la demanda del periodo se presentó en la hora 24 con un valor de 5.33% y el registro más bajo se presentó en el periodo 15 con un valor de 3.27%, no obstante, el valor registrado es de 172.39MW, el cual, si no fuera distribuido en las demandas del sistema (proceso de asignación de unidades) o en los nodos del sistema (proceso iterativo despacho con FND) sería difícil de satisfacer por una sola central en un sistema de gran tamaño.

A través de la asignación de unidades mostrada en la Tabla 5.27 se ejecutó el algoritmo de despacho económico iterativo mediante demanda nodal ficticia obteniendo la solución mostrada en el apéndice G. El costo total de producción resultante al incluir las pérdidas fue

de 1, 688,720.7267 dólares, dicho costo comparado con el obtenido en la fase anterior del programa tuvo un incremento de 1.26%, la solución fue encontrada en la iteración 109, es decir, solo 1 iteración después de encontrar la solución del modelo con restricciones de red sin pérdidas.

Con base a la solución del estudio de DC-OPF iterativo con FND, se procede a calcular los precios marginales locales del sistema. A continuación se muestra el promedio del valor de cada componente del PML en cada periodo de tiempo.

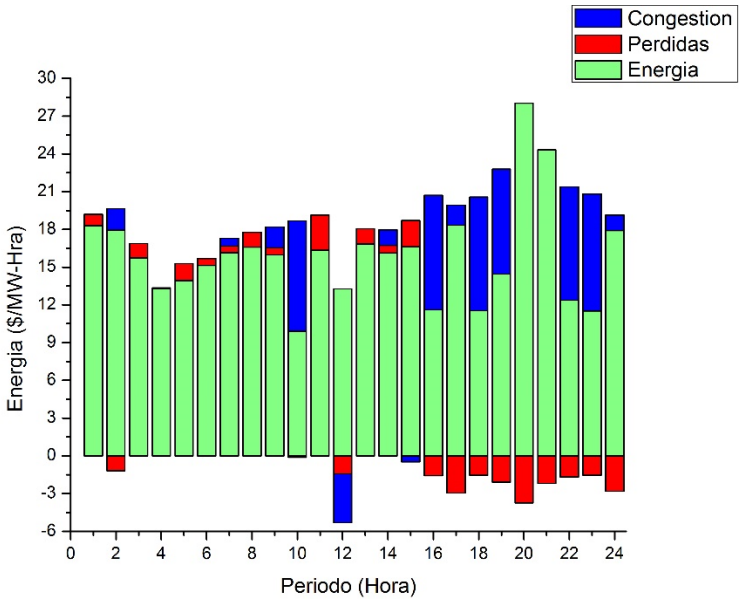


*Figura 5.13 PML´s promedio por cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

En la Figura 5.13 se puede notar que para este sistema de prueba existen valores considerables en la componente de congestión y pérdidas para algunos periodos en todo el estudio, por ejemplo, en los periodos 16-24 la componente de pérdidas influye en el decremento del PML, sin embargo, la componente de congestión tiene un valor considerablemente alto para algunos de esos periodos que influyen en el incremento de los PML´s en promedio. Otros periodos en los que los PML´s se ven notablemente afectados son los periodos 10 y 12, la causa de esto se debe a altos valores en la componente de congestión en sus nodos para esos periodos de tiempo. A pesar de las observaciones mencionadas, el único periodo que resulta realmente perjudicado del promedio de sus componentes es el periodo 12, ya que su promedio del valor del PML se ubica en U$D 7.97/MW-hora. El resto de los periodos los promedios de los PML´s oscilan entre U$D 13.35/MW-hora y U$D 15.67/MW-hora para periodos con poca demanda, U$D 16.32/MW-hora y U$D 19.20/MW-

hora para periodos con demanda media y entre U$D 20.7/MW-hora y U$D 24.28/MW-hora para periodos con alta demanda.

Con este análisis de resultados de los PML´s aún no es suficiente para corroborar la correcta liquidación del mercado, es decir, que se esté pagando a los productores de energía y vendiendo a las empresas responsables de carga la cantidad "justa" por la compra/venta de energía eléctrica. Para poder garantizar lo anterior se debe analizar el promedio de cada periodo con respecto del máximo registrado en el mismo como se muestra a continuación.

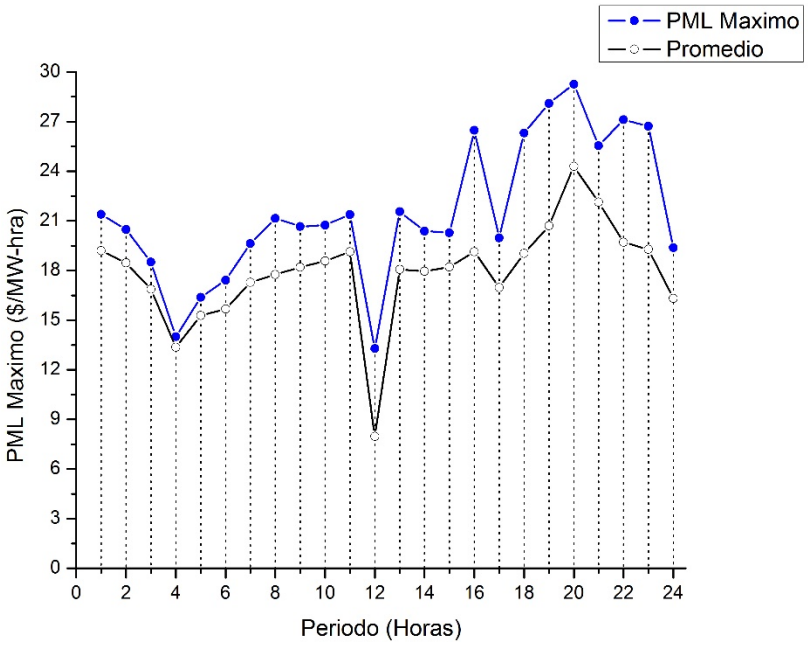


*Figura 5.14 PML Máximo para cada periodo de tiempo para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

En la Figura 5.14 sobresale la diferencia que existe entre el promedio del PML por periodo y el PML máximo registrado en el mismo para las horas 12, 16, 18, 19, 22 y 23. Para poder determinar la causa de estas diferencias basta con auxiliarse de la Figura 5.13, en la cual se puede notar que en los periodos donde se registró la mayor diferencia entre PML promedio y máximo, fueron los que más resultaron afectados por la componente de congestión en promedio para el sistema. Los promedios de la componente de congestión para los periodos 12, 16, 18, 19, 22 y 23 fueron de -3.88, 9.09, 9.04, 8.32, 9 y 9.29 dólares por MW-hora, respectivamente. Es sencillo pensar que debido a los altos valores de las componentes se puede tener una liquidación injusta del mercado, no obstante, como se puede observar en la Figura 5.14 el PML máximo con mayor diferencia con respecto al promedio se registró en el periodo 23 con un valor de U$D 7.44/MW-hora, este valor no es abismal y se puede considerar tolerable para el mercado considerando que el promedio se ubica en U$D

19.27/MW-hora para ese periodo de tiempo. Es muy importante mencionar que estas diferencias entre PML máximo y promedio en algunos casos pueden llegar a tener valores muy altos (por ejemplo varias veces el promedio del PML), es por esto que la discrepancia de U$D 7.44/MW-hora se considera permisible para el mercado.

Los valores de los precios marginales locales, las variables duales, los factores de penalización así como la referencia del sistema en cada periodo de tiempo se muestran en el apéndice G.

El tiempo de operación del programa entre la solución de la fase actual y la solución del modelo anterior fue de 30.812 segundos y el tiempo total del programa fue de 45.515 segundos para este sistema de prueba.

# CAPÍTULO 6

# 6. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente capítulo se unifica el análisis de resultados correspondiente a las simulaciones realizadas en el capítulo anterior, destacando la importancia de cada fase del programa desarrollado así como la relevancia de las variables con las que interactúa y, posteriormente se realizan recomendaciones para el seguimiento de este trabajo por medio de posibles mejoras e implementaciones.

## 6.1 Conclusiones.

Por medio de este trabajo se logró desarrollar la herramienta computacional que simula el modelo de mercado día en adelanto en un sistema eléctrico de potencia, donde los productores de energía presentan sus ofertas al ISO un día previo al día de operación y con base a estas ofertas, el ISO se encarga de informar a los participantes que centrales deben entran en servicio y que cantidad de energía les corresponde producir. La simulación se llevó a cabo a través de la metodología de relajación Lagrangiana aplicada al problema de asignación de unidades considerando restricciones de red y pérdidas.

El programa desarrollado en este trabajo se divide en varias etapas, y con base a su diseño y operación se permite analizar cada una de las mismas de acuerdo a las necesidades del usuario que lo utilice.

Las etapas del programa se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Solución al problema de asignación de unidades a través de un modelo uninodal. Con las unidades asignadas, solucionar un problema de despacho económico.
2. Solución al problema de asignación de unidades considerando restricciones de red. Con las unidades asignadas, solucionar un estudio de DC-OPF.

3. Solución al problema de asignación de unidades mediante un modelo con restricciones de red y pérdidas. Solución de un proceso iterativo de DC-OPF implementando la demanda nodal ficticia en la representación de pérdidas.

Las conclusiones que se presentan en este trabajo, corresponden a cuatro sistemas de prueba del IEEE, de los cuales tres de ellos se encuentran validados en trabajos anteriores. Además, se obtuvieron resultados satisfactorios ya que fueron comparados con los sistemas de prueba validados hasta la actualidad como se aprecia en el apéndice E.

La partición del programa en varias etapas, permite relajar ciertas restricciones en cada una de ellas, lo anterior se implementó de esa manera para llegar a una solución rápida, ya que si se consideraran todas las restricciones y pérdidas por calentamiento desde un principio, el programa converge en mucho más tiempo del que lo hace cuando está particionado.

Otra de las ventajas de la partición del programa es la interpretación de resultados, si bien la función objetivo en cada etapa tiene como prioridad la minimización del costo total de producción, no en todas las ocasiones es posible tomar en cuenta a las centrales económicamente idóneas, esto se debe a la incorporación de los límites en las líneas de transmisión y pérdidas en los algoritmos del problema.

Para la solución al problema de asignación de unidades en cualquiera de las etapas se utiliza una curva incremental continua aproximada a los escalones ofertados por los productores de energía, en el proceso de despacho económico y de DC-OPF se utilizan los escalones ofertados por cada participante del mercado. La demanda en todo el estudio se considera inelástica.

En los distintos sistemas de prueba simulados, la primera aproximación (etapa) a la solución final del problema se lleva a cabo mediante la asignación de unidades económicamente idóneas para entrar en servicio, por lo tanto, si las centrales de generación presentan ofertas económicas, la posibilidad de ser consideradas en el mercado incrementa considerablemente.

En el capítulo 5 de este trabajo es notable que las restricciones de transmisión juegan un papel importante en el mercado día en adelanto, ya que al incorporarse al proceso de asignación de unidades, la programación de las mismas puede ser modificada. Por ejemplo, en algunas ocasiones, ciertas centrales que eran económicamente idóneas en el modelo uninodal, se vuelven no despachables en el modelo con restricciones de red, por otro lado,

centrales que no eran económicamente idóneas en el modelo uninodal, se vuelven despachables por motivos operativos en el modelo con restricciones de red en algunas ocasiones.

Los multiplicadores Lagrangianos (variables duales) en el proceso de asignación de unidades son bastante sensibles, esto quiere decir que dependiendo del valor que se utilice en el ajuste del subgradiente, se modificará en mayor o menor medida las centrales asignadas, por lo anterior, se debe seleccionar cuidadosamente el valor apropiado de acuerdo al sistema utilizado. Si no se sabe qué valor utilizar, basta con iniciar con un valor pequeño de ajuste y si no se encuentra una solución, se debe ir incrementando poco a poco hasta que la solución óptima sea encontrada.

Las pérdidas son indispensables en la programación de unidades y si se llegasen a ignorar, las unidades asignadas para entrar en operación podrían no ser suficientes para satisfacerlas. Por lo tanto, si las pérdidas son incorporadas a la demanda en el proceso de asignación de unidades, indudablemente existirá suficiente generación para satisfacerlas en el proceso iterativo de DC-OPF con demanda nodal ficticia (FND por sus siglas en ingles).

La implementación de un despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia tiene varias ventajas, por ejemplo, bajo la modalidad de FND se evita la enorme desviación del valor en la generación del nodo de referencia, en otras palabras, si se utiliza la FND, el nodo de referencia no debe de satisfacer todas las pérdidas generadas en el sistema, sino por el contrario, las pérdidas se distribuyen en toda la red de transmisión para que puedan ser producidas por distintas centrales de generación. Otra de las ventajas de utilizar esta metodología es la aproximación de las no linealidades generadas por las pérdidas, además, el uso de la FND permite evitar la duplicidad del valor de pérdidas producido al utilizar el factor de penalización.

En los mercados eléctricos es de gran importancia la incorporación de pérdidas y las restricciones de transmisión en términos de liquidación de mercado, ya que si se toman en cuenta en el despacho económico, es posible calcular los precios marginales locales para el día de operación. Por lo anterior, en este trabajo se utilizaron las técnicas necesarias para poder incorporar esos conceptos al proceso de asignación de unidades y de esta forma, erradicar las infactibilidades en el estudio de DC-OPF con FND y así poder calcular los precios marginales locales en todo el sistema.

En caso de resultar precios marginales locales excesivamente altos, se debe realizar de nuevo el estudio modificando el ajuste del subgradiente de los multiplicadores Lagrangianos de los límites de transmisión, esto con el objetivo de contrarrestar la sobrecarga de las líneas de transmisión. Al erradicar la sobrecarga en las líneas, los precios no tienen valores excesivos.

Los tiempos de operación obtenidos a través del programa desarrollado son mejores a los que se venían registrando en trabajos previos como se muestra en el apéndice E. Además, de acuerdo a la dimensión de los sistemas de prueba utilizados, el tiempo de operación del programa es bastante aceptable considerando el esfuerzo que conlleva cada uno de sus procesos.

## 6.2 Aportaciones.

Se desarrolló una herramienta computacional en FORTRAN 90 que soluciona 3 tipos de asignación de unidades y 3 variantes de despacho económico con el objetivo de obtener una programación de unidades final, para realizar el cálculo de los precios marginales locales del sistema.

Para la solución del proceso en todas las fases se utilizó la metodología de relajación Lagrangiana en la asignación de unidades y para el proceso de despacho económico se utilizó programación lineal.

Generalmente en la literatura solo se realizan trabajos de asignación de unidades de generación con modelo uninodal, con modelo de restricciones de transmisión o con modelo de pérdidas, no obstante, siempre vienen separadas las restricciones de red y las pérdidas. En este trabajo se consolidan los tres conceptos en el proceso de asignación de unidades y en el proceso de despacho económico, lo cual, antes no se había implementado.

Se efectuó la técnica para acoplar la metodología de relajación Lagrangiana a las ofertas de los participantes en forma de escalones a través de una aproximación de curva de costo incremental.

Se implementó la técnica para simular los sistemas de prueba validados en trabajos anteriores (curva de segundo orden) bajo un escenario de mercado eléctrico desregulado (curva incremental escalonada). Lo anterior se logró a través de la transformación de la curva de entrada-salida de segundo orden a una aproximación lineal escalonada.

Se desarrolló una técnica para seleccionar el nodo de referencia en un sistema de prueba con base a dos criterios, primero en relación a la generación disponible de las centrales marginales y después se añadió el estado actual de la red a través de la disponibilidad de transmisión, en otras palabras, se seleccionó como segundo criterio la cantidad de potencia que en realidad pueden entregar las centrales en sus límites con base a los límites de transmisión.

Se realizó un programa compatible con múltiples sistemas de prueba y se ramificó la entrada de datos en varias bases de información para que el usuario pueda incorporar los mismos de manera sencilla al programa. También se ramificó la salida de datos en varias carpetas para que el usuario pueda utilizar los datos correspondientes de cada fase del programa y realizar el análisis correspondiente si así se desea.

## 6.3 Recomendaciones.

La problemática de asignación de unidades de generación es un problema difícil de solucionar debido al gran número de restricciones que se utilizan, sin embargo, el programa desarrollado es compatible con cualquier sistema de prueba validado y se propone como recomendaciones para trabajo futuro:

Incorporar el bloque de centrales hidroeléctricas al estudio de asignación de unidades y actualizar la disponibilidad que existe en las líneas de transmisión.

Implementar la co-optimización de la reserva operativa del sistema y estudiar el impacto en los precios marginales locales.

Adicionar las restricciones de rampa por periodo de las unidades de generación.

Utilizar el programa incorporando las transacciones bilaterales a través de inyecciones/ extracciones fijas de energía.

Evolucionar el software de programación a alguno con más rutinas de optimización como por ejemplo CPLEX [113].

# REFERENCIAS


[1] Zhang y Xiao-Ping, Restructured Electric Power Systems, New Jersey, USA: Wiley, 2010.

[2] Secretaría de Energía, DOF-Bases del Mercado Eléctrico, México, 2015.

[3] FERC, «Regional Transmission Organizations,» FERC Stats. & Regs., 2000.

[4] M. Ilic, F. Galiana y L. Fink, POWER SYSTEMS RESTRUCTURING:Engineering and Economics, New York: Springer, 1998.

[5] M. Shahidehpour y M. Marwali, Maintenance scheduling in restructured power systems, USA: Kluwer Academic Publishers, 2000.

[6] Secretaria de Energía, DOF-Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, México, 2016.

[7] Midwest ISO (MISO), «Business Practices Manual: Energy and Operating Reserve Markets,» [En línea]. Disponible: http://www.midwestiso.org.

[8] D. P. Bertsekas, G. S. Lauer, N. R. Sandell y T. A. Posbergh, «Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems,» *IEEE Transactions on Automatic Control,* nº 1, 1983.

[9] K. W. Cheung, «Standard Market Design for ISO New England Wholesale Electricity Market: An Overview,» *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT),* pp. 38-43, 2004.

[10] L. Chen, H. Suzuki, T. Wachi y Y. Shimura, «Components of Nodal Prices for Electric Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 1, pp. 41-49, 2002.

[11] Z. Li y H. Daneshi, «Some Observations on Market Clearing Price and Locational Marginal Price,» *Proceedings of IEEE PES General Meeting,* pp. 2702-2709, 2005.

[12] ISO-New England, «Locational Marginal Price (WEM 101),» 2016.

[13] J. D. Chandley, A Standard Market Design for Regional Transmission Organizations, 2001.

[14] New York ISO (NYISO), «Transmission & Dispatch Operations Manual,» New York, 1999.

[15] California ISO, «Locational Marginal Pricing (LMP): Basics of Nodal Price Calculation.,» California, 2005.

[16] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald y P. Shamsollahi, «Marginal Loss Modeling in LMP Calculation,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 2, pp. 880-888, 2004.

[17] Y. Fu y Z. Li, «Different Models and Properties on LMP Calculations,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting,* 2006.

[18] B. F. Wollenberg y A. J. Wood, Power Generation, Operation and Control 3rd Ed., New Jersey: Wiley, 2014.

[19] DOF, Reforma constitucional en materia energética, México, 2013.

[20] G. B. Sheblé y G. N. Fahd, «Unit commitment Literature Synopsis,» *IEEE Transactions on Power Systems,* pp. 128-135, 1994.

[21] C. Baldwin, K. M. Dale y T. Dittrich, «A Estudy of The economic shut-down of Generating Units in Daily Dispatch,» *AIEE Trans.,* p. 1272, 1959.

[22] R. H. Kerr, J. L. Scheidt, A. J. Fontana y J. K. Wiley, «Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Systems,* pp. 417-421, 1966.

[23] H. H. Happ, C. Johnson, W. J. Wright y G. A. Newman, «Large Scale Hydro-Thermal Unit Commitment-Methods and Results,» *IEEE Transactions on Power Systems,* pp. 1373-1384, 1971.

[24] R. M. Burns y C. A. Gibson, «Optimization of Priority List for a Unit Commitment Program,» *IEEE Summer Meeting,* 1975.

[25] S. K. Tong, S. M. Shahidehpour y Z. Ouyang, «A Heuristic Short-Term Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 3, pp. 1210-1216, 1991.

[26] S. Li y S. H. Shahidehpour, «Promoting the Application of Expert Systems in Short Term Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 1, pp. 287-292, 1993.

[27] G. B. Sheblé, «Solution of the Unit Commitment Problem by the Method of Unit Periods,» *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. V, nº 1, 1990.

[28] P. G. Lowery, «Generating Unit Commitment by Dynamic Programming,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 5, pp. 422-426, 1966.

[29] C. K. Pang, G. B. Sheblé y F. Albuyeh, «Evaluation od Dynamic Programming based Methods and Multiple Area Representation for Thermal Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 3, pp. 1212-1218, 1981.

[30] P. P. J. Van Den Bosch y G. Honderd, «A Solution of the Unit Commitment problem via Decomposition and Dynamic Programming,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 7, pp. 1684-1690, 1985.

[31] Z. Ouyang y S. M. Shahidehpour, «An Intelligent Dynamic Programming for Unit Commitment Application,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 3, pp. 1203-1209, 1991.

[32] Y. Al-kalaani, F. E. Villaseca y F. Renovich Jr., «Storage and Delivery Constrained Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 2, pp. 1059-1066, 1996.

[33] M. R. G. Al-Skakarchi y H. D. H. Al-Hassany, «Short-Term Hydrothermal Power System Unit Commitment: A Comparative Study,» *Electric Machines and Power Systems,* nº 10, pp. 955-969, 2000.

[34] W. L. Snyder, H. D. Powell y J. C. Rayburn, «Dynamic Programming Approach to Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 2, 1987.

[35] A. Ohuchi y I. Kaji, «A branch-and-bound algorithm for start-up and shut-down problem of thermal generating units.,» *Electric Engineering in Japan,* nº 5, pp. 54-61, 1975.

[36] A. I. Cohen y M. Yoshimura, «A Branch-and-Bound Algortihm for Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 2, pp. 444-451, 1983.

[37] H. Sasaki, M. Watanabe y R. Yokoyama, «A Solution Method of Unit Commitment by Artificial Neural Networks,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 3, pp. 974-981, 1992.

[38] Z. J. Liu, F. E. Villaseca y F. Renovich Jr., «Neural Networks for Generation Scheduling un Power Systems,» *International Joint Conference on Neural Networks,* pp. 233-238, 1992.

[39] M. P. Walsh y M. J. O´Malley, «Augmented Hopfield Network for Unit Commitment and Economic Dispatch,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 12, pp. 1765-1774, 1997.

[40] L. L. Garver, «Power Generation Scheduling by Integer Programming - Development of Theory,» *AIEE Transactions,* nº 81, pp. 730-735, 1963.

[41] J. A. Muckstadt y R. C. Wilson, «An Application of Mixed-integer Programming Duality to Scheduling Thermal Generating Systems,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 12, pp. 1968-1977, 1968.

[42] H. Habibollahzadeh y J. A. Bubenko, «Application of Decomposition Techniques to Short-Term Operation Planning of Hydrothermal Power System,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 1, pp. 41-47, 1986.

[43] B. Stott, J. L. Marinho y O. Alsac, «Review of Linear Programming Applied to power System Rescheduling,» *Proceedings of the Power Industry Computer Applications,* pp. 142-155, 1979.

[44] J. G. Waight, J. G. Bose y G. B. Sheblé, «Generation Dispatch with Reserve Margin Constraints Using Linear Programming,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 1, pp. 252-258, 1981.

[45] M. Piekutowski y I. A. Rose, «A Linear Programming Method for Unit Commitment Incorporating Generation Configuration, Reserve and Flow Constraints,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 12, pp. 3510-3516, 1985.

[46] E. Khodaverdian, A. Brameller y R. M. Dunnete, «Semi-Rigorous Thermal Unit Commitment for Large Scale Electrical Power Systems,» *IEEE Proceedings,* nº 4, pp. 157-164, 1986.

[47] M. L. Fisher, «Optimal Solution of Scheduling Problems using Lagrange Multipliers Part I,» *Operations Research,* pp. 1114-1127, 1973.

[48] J. A. Muckstadt y S. A. Koenig, «An Application of Lagrangian Relaxation to Scheduling in Power Generating Systems,» *Operations Research,* pp. 387-403, 1977.

[49] K. Aoki, T. Satoh, M. Itoh, T. Ichimori y K. Masegi, «Unit Commitment in a Large-Scale Power System including Fuel Constrained Thermal and Pumped-Storage Hydro,» *IEEE Transactions On Power Systems,* nº 4, pp. 1077-1084, 1987.

[50] J. F. Bard, «Short-Term Scheduling of Thermal Electric Gnenerators Using Lagrangian Relaxation,» *Operations Research,* nº 5, pp. 756-766, 1988.

[51] S. K. Tong y S. M. Shahidehpour, «Combination of Lagrangian-Relaxation and Linear Programming Approaches for Fuel Constrained Unit Commitment Problems,» *IEE Proceedings,* nº 3, pp. 162-174, 1989.

[52] S. Virmani, K. Imhof y S. Mukhenjee, «Implementation of a Lagrangian Relaxation Based Unit Commitment Problem,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 4, pp. 1373-1379, 1989.

[53] S. K. Tong y S. M. Shahidehpour, «An Innovative Approach to Generation Scheduling In Large-Scale Hydro Thermal Power Systems with Fuel Constrained Units,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 2, pp. 665-673, 1990.

[54] S. Ruzic y N. Rajakovic, «A New Approach for Solving Extended Unit Commitment Problem,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 1, pp. 269-275, 1991.

[55] M. Madrigal Martinez, Optimization Models and Techniques for Implementation and Pricing of Electricity Markets, Waterloo: National Library of Canada, 2000.

[56] B. Stott, J. Jardim y O. Alsaç, «DC Power Flow Revisited,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 3, pp. 1290-1300, 2009.

[57] T. J. Overbye, X. Cheng y Y. Sun, «A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP calculations,» *Proceedings 37th Annual Hawaii International Conference in System Sciences,* pp. 1-9, 2004.

[58] M. Rivier y J. I. Perez-Arriaga, «Computation and Decomposition of Spot Prices for Transmission Pricing,» *Proceedings of 11th Power Systems Conference,* 1993.

[59] T. Orfanogianni y G. Gross, «A General Formulation for LMP Evaluation,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 3, pp. 1163-1173, 2007.

[60] J. B. Cardell, «Marginal Loss Pricing for Hours with Transmission Congestion,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 4, pp. 1466-1474, 2007.

[61] T. Wu, Z. Alaywan y A. D. Papalexopoulos, «Locational Marginal Price Calculations Using the Distributed-Slack Power Flow formulation,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 2, pp. 1188-1190, 2005.

[62] J. E. Price, «Market-Based Price Differentials in Zonal and LMP Market Designs,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 4, pp. 1486-1494, 2007.

[63] F. Li y R. Bo, «DCOPF-based LMP Simulation: Algorithm, Comparison with ACOPF and Sensitivity,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 4, pp. 1475-1485, 2007.

[64] S. Díaz Tello, Herramienta para la planeación de la expansión de la transmisión en ambientes desregulados., México: IPN-SEPI, 2006.

[65] F. Vásquez Ramírez, Asignación de Unidades Generadoras a Corto Plazo en el MercadoEléctrico usando Programación Líneal, México, D.F.: IPN-SEPI, 2006.

[66] J. Gómez Martínez, Modelación de Competencia en Sistemas Hidrotérmicos Aplicando Teoría de Juegos, México, D.F.: IPN-SEPI, 2007.

[67] Learning, National Programme on Technology Enhanced, «NPTEL,» 12 08 2012. [En línea]. Disponible: http://nptel.ac.in/courses/108101005/#. [Último acceso: 16 09 2016].

[68] SENER, PRODESEN, México: SEGOB, 2015.

[69] P. Interconnection, «PJM,» 2006. [En línea]. Disponible: www.pjm.com/planning/downloads/200660410-rtep-sec-5.pdf. [Último acceso: 2015].

[70] M. Shahidehpour, H. Yamin y L. Zuyi, Market Operations in Electric Power Systems, New York, NY: Wiley, 2002.

[71] S. Stoft, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE-Wiley, 2002.

[72] P. Varaiya y F. Wu, MinISO: A Minimal Independent System Operator, Hawaii, 1997.

[73] J. Zhu, Optimization of Power System Operation, New Jersey: Wiley, 2015.

[74] C. Beltran y F. J. Heredia, «Short-Term Hydrothermal Coordination by Augmented Lagrangian Relaxation A New Multiplier Updating,» *Department of Statistics and Operations Research,* vol. VIII, nº 3, pp. 63-76, 1999.

[75] M. Pereira, N. Campodónico y R. Kelman, Long-Term Hydro Scheduling Based on Stochastic Models, Zurich: EPSOM, 1998.

[76] L. Kuntz y F. Müsgens, Modelling Start-Up Costs of Multiple Technologies in Electricity Markets, Germany, 2006.

[77] ISO-New England, «Energy Market Introduction-Introduction to Wholesale Electricity Markets (WEM 101),» 2016.

[78] California Energy Commission, «Economic evaluation of transmission interconnection in a restructured market,» de *Consortium of Electric Reliability Technology Solutions*, 2004.

[79] J. J. Salazar González, Optimización Combinatoria, España, 2001.

[80] G. B. Sheblé, Computational Auction Mechanisms for Restructured Power Industry Operation, New York: Springer, 2002.

[81] S. J. Wang, S. M. Shahidehpour, D. S. Kirschen, S. Mokhtari y G. D. Irisarri, «Short-Term Generation Scheduling With Transmission and Environmental Constraints Using an Augmented Lagrangian Relaxation,» *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. X, nº 3, pp. 1294-1301, 1995.

[82] K. H. Abdul-Rahman, S. M. Shahidehpour, M. Aganagic y S. Mokhtari, «A Practical Resource Scheduling with OPF Constraints,» *IEEE Transactions on Power Systems,* vol. XI, nº 1, pp. 254-259, 1996.

[83] J. Batut y A. Renaud, «Daily Generation Scheduling optimization wih Transmision Constraints: A New Class of Algorithms,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 3, pp. 982-989, 1992.

[84] N. Deeb y S. M. Shahidehpour, «Linear Reactive Power Optimization in a Large Power Network using Decomposition Approach,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 2, pp. 428-438, 1990.

[85] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes y W. F. Tiney, «Optimal Power Flow by Newton´s Approach,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 10, pp. 2864-2880, 1984.

[86] O. Alsac, J. Bright, M. Prais y B. Stott, «Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 3, pp. 697-711, 1990.

[87] R. Mota Palomino, Técnicas Computacionales Eficientes Aplicadas al Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia, México: SEPI ESIMEZ, 1980.

[88] M. Ilic y L. Xie, Engineering IT-Enabled Sustainable Electricity Services, New York: Springer, 2013.

[89] ISO-New England, «Day Ahead Energy Market (WEM 101),» 2016.

[90] M. S. Bazaraa, H. D. Sherali y C. M. Shett, Nonlinear Programming Theory and Algorithms, Canada: Wiley, 2006.

[91] A. R. Bergen y V. Vittal, Power System Analysis, New Jersey: Prentice Hall, 1999.

[92] N. S. Rao, «Optimal Dispatch of a System based on offers and bids-a mixed integer LP formulation.,» *IEEE Transactions on Power Systems,* pp. 274-279, 1999.

[93] E. D. Castronovo, J. M. Campagnolo y R. Salgado, «New versions of interior point methods applied to the optimal power flow problem.,» *Proceedings of IEEE/PES T&D,* 2002.

[94] T. Overbye, X. Cheng y Y. Sun, «A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations,» *Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences,* 2004.

[95] M. Merino Maestre, Técnicas Clásicas de Optimización Parte 1: Programación Lineal y No Lineal, Facultad de Ciencia y Tecnología Departamento de Matemática Aplicada y Estadística e Investigación Operativa.

[96] T. V. Menezes y L. C. P. da Silva, «A Method for Transmission Loss Allocation Based on Sensitivity Theory,» *IEEE Transactions on Power Systems,* 2006.

[97] L. Liu y A. Zobian, «The Importance of Marginal Loss Pricing in an RTO Environment,» *The Electricity Journal,* nº 8, pp. 40-45, 2002.

[98] R. Bo y F. Li, «Comparison of LMP Simulation Using Two DCOPF Algorithms and the ACOPF Algorithm,» *IEEE Transactions on Power Systems,* 2008.

[99] F. Li, «Fully reference-independent LMP decomposition using reference-independent loss factors,» *Electric Power Systems Research,* pp. 1995-2004, 2011.

[100] Y. Zhang y E. Yu, «A Efficient Method for Computing Incremental Transmission Losses Based Upon the Method of DC Power Flow,» *IEEE Transactions on Power Systems,* 2010.

[101] R. Ramanathan, «Fast Economic Dispatch Based on the Penalty Factors from Newton´s Method,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* pp. 1624-1629, 1985.

[102] A. L. Ott, «Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 2, pp. 528-534, 2003.

[103] J. L. M. Ramos, A. G. Exposito, F. J. C. Moron y S. N. Becerra, «On the Use of Loss Penalty Factors for Generation Scheduling,» *Proceedings of IEEE PES Annual Meeting,* pp. 926-931, 2003.

[104] F. Li, J. Pan y H. Chao, «Marginal Loss Calculation in Competitive Spot Market,» *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Deregulation, Restructuring and Power Tchnologies (DRPT),* pp. 205-209, 2004.

[105] A. J. Conejo y J. A. Aguado, «Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power Flow,» *IEEE Transactions on Power Systems,* nº 4, pp. 503-509, 1998.

[106] ISO-New England, «Locational Marginal Pricing (WEM 301),» 2011.

[107] M. Held, P. Wolfe y H. P. Crowder, Validation of subgradient optimization, North Holland, 1973.

[108] IEEE Power System Engineering Comittee, «IEEE Reliability Test System,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,* nº 6, pp. 2047-2054, 1979.

[109] C.-L. Tseng, S. S. Oren, C. S. Cheng, C.-a. Li, A. J. Svoboda y R. B. Johnson, «A transmission-constrained unit commitment method in power system scheduling,» *Decision Support Systems,* nº 24, pp. 297-310, 1999.

[110] H. Mai y S. M. Shahidehpour, «Unit Commitment with Transmission Security and Voltage Constraints,» *IEEE Transactions on Power Systems.,* nº 2, pp. 757-764, 1999.

[111] University of Illinois at Urbana-Champaign, «Information Trust Institute IEEE 118-Bus System,» 2013. [En línea]. Disponible: http://icseg.iti.illinois.edu/ieee-118-bus-system/. [Último acceso: 2016].

[112] PowerWorld Corporation, «Can I have negative marginal prices? What do they mean?,» 2012. [En línea]. Disponible: http://www.powerworld.com/knowledge-base/can-i-have-negative-marginal-prices-what-do-they-mean. [Último acceso: 2016].

[113] AMPL, «AMPL Streamlined Modeling for Real Optimization,» AMPL Optimization inc., 2016. [En línea]. Disponible: http://ampl.com/products/solvers/solvers-we-sell/cplex/.

# APÉNDICE A

## Obtención de curva de costo incremental a través de dos puntos

Generalmente en los mercados eléctricos con modelo de costos los productores de energía eléctrica presentan sus ofertas al ISO en forma de escalones, es decir, tienen que justificar el costo de la energía con base a su curva de costo incremental, por lo tanto, se oferta en el mercado la cantidad de energía y el costo generado por producirla, desde un enfoque de económico, a mayor energía producida, mayor será el costo de producción de esa central generadora.

El programa desarrollado en este trabajo se desempeña con base a la derivada (costo incremental) de la curva entrada-salida de las centrales generadoras la cual es una recta continua con pendiente positiva, sin embargo, las ofertas que presentan los productores en el mercado contienen discontinuidades entre un escalón y otro, es por eso que se debe transformar los escalones a una línea de costo incremental continua. Lo anterior se realiza mediante un proceso matemático.

Las ofertas que presentan los participantes tienen la composición mostrada en la Figura A.1:

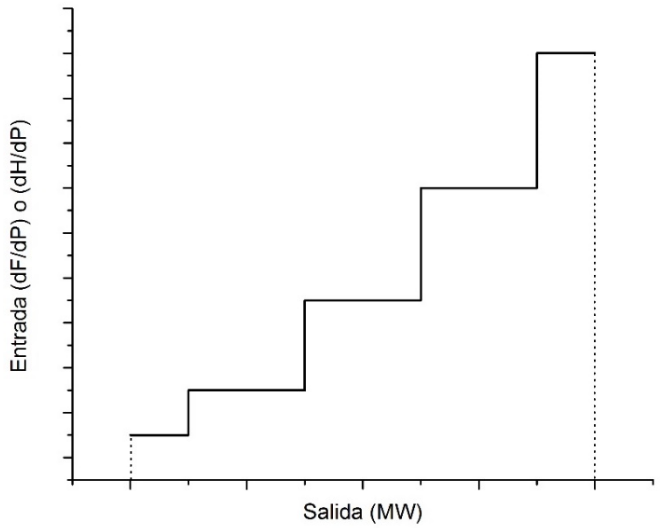


*Figura A.1 Ofertas por parte de los participantes del mercado.*

Por lo tanto el objetivo es llegar a la aproximación marcada con color azul en la Figura A.2:

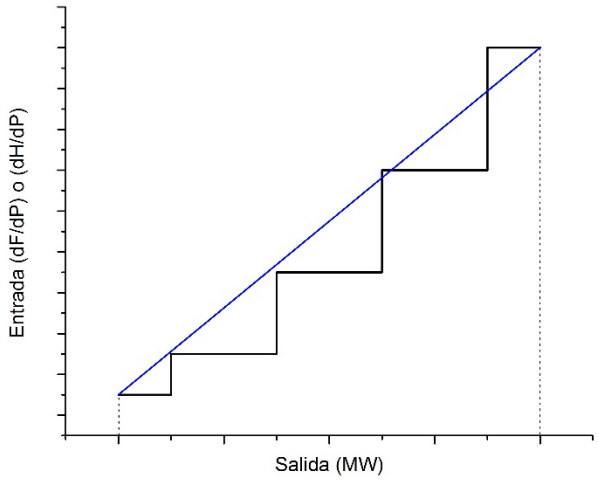


*Figura A.2 Aproximación de las ofertas por medio de una curva de costo incremental*

Para lograr llegar la función marcada en color azul de la figura superior, se inicia con la ecuación de la recta que pasa por dos puntos esto es:

$$\frac{x-x_1}{x_2-x_1}=\frac{y-y_1}{y_2-y_1} \tag{A.1}$$

Por lo tanto supóngase que se tienen los puntos de la curva de costo incremental presentados en el mercado por parte de un productor de energía eléctrica. Una vez obtenidos, se selecciona el punto de la central operando a potencia mínima ( $x_1$ y $y_1$ ) y también se selecciona el punto de la central operando a potencia máxima ( $x_2$ y $y_2$ ), suponiendo que estos puntos tienen los siguientes valores:

*Tabla A.1 Valores de ejemplo de los escalones de una central generadora.*

| *Potencia mínima* | *Potencia máxima* |
|---|---|
| $x_1$ *=100 MW* | $x_2$ *=600 MW* |
| $y_1$ *=9.044 $/MW-hr* | $y_2$ *= 14.664 $/MW-hora* |

Se sustituyen estos valores en la ecuación (A.1), luego se despeja a $y$, entonces al final se obtiene una función de primer grado como se muestra a continuación:

$$y = 0.01124x + 7.92 \tag{A.2}$$

La función obtenida en la ecuación (A.2) es la función de costo incremental del productor de energía eléctrica y es idónea para el proceso de asignación de unidades a través de la relajación Lagrangiana, el procedimiento mostrado en este apéndice es válido únicamente para un mercado eléctrico basado en costos, en el cual los participantes deben presentar escalones de oferta de energía y en donde estos escalones no deben tener valor de pendiente negativa en ningún momento como se realiza actualmente en el mercado mexicano [2].

# APÉNDICE B

## Diagramas de flujo

A continuación se presentan los diagramas de flujo correspondientes a los procesos presentados en este trabajo.

El primer proceso que se muestra en la Figura B.1 es el correspondiente a la metodología de relajación Lagrangiana aplicada al problema de asignación de unidades.

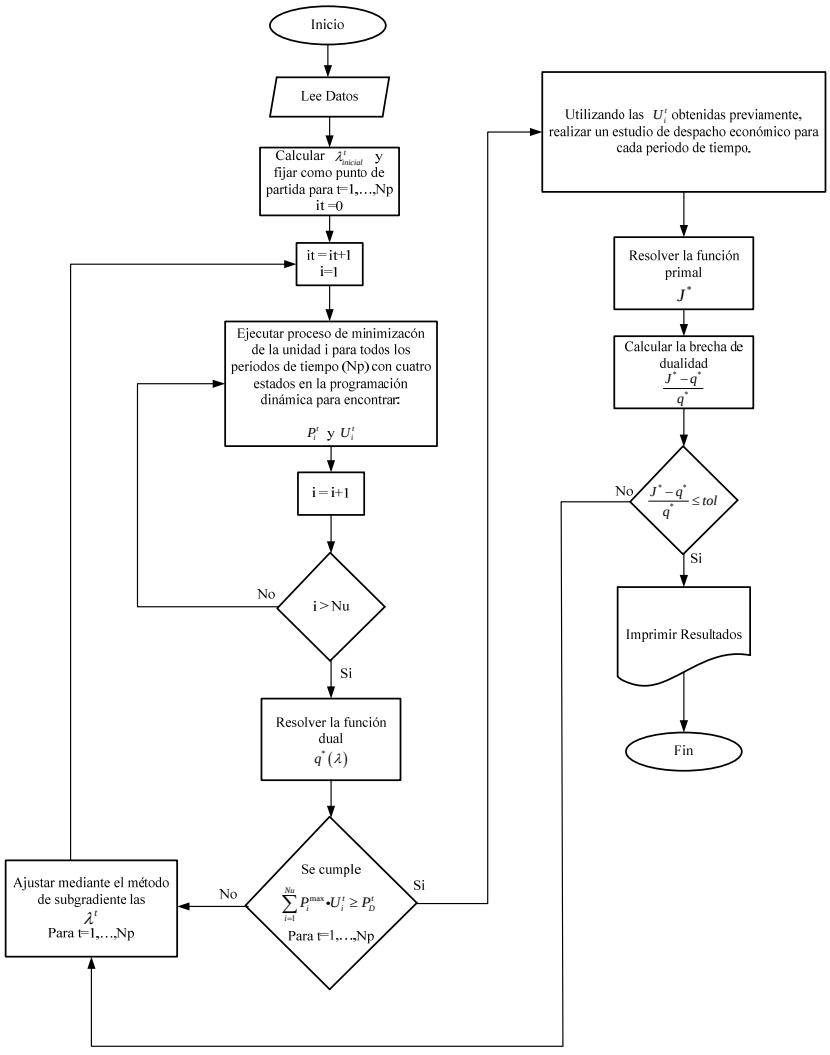


*Figura B.1 Diagrama de flujo del proceso de relajación Lagrangiana aplicada al problema de asignación de unidades.*

Para entender de manera conceptual todos los bloques del diagrama de flujo se recomienda revisar la sección 3.3.1 de este trabajo.

El siguiente proceso que se presenta es la metodología de relajación Lagrangiana aplicada al problema de asignación de unidades pero considerando restricciones de red, por lo tanto se debe ejecutar un DC-OPF como se muestra en la Figura B.2.

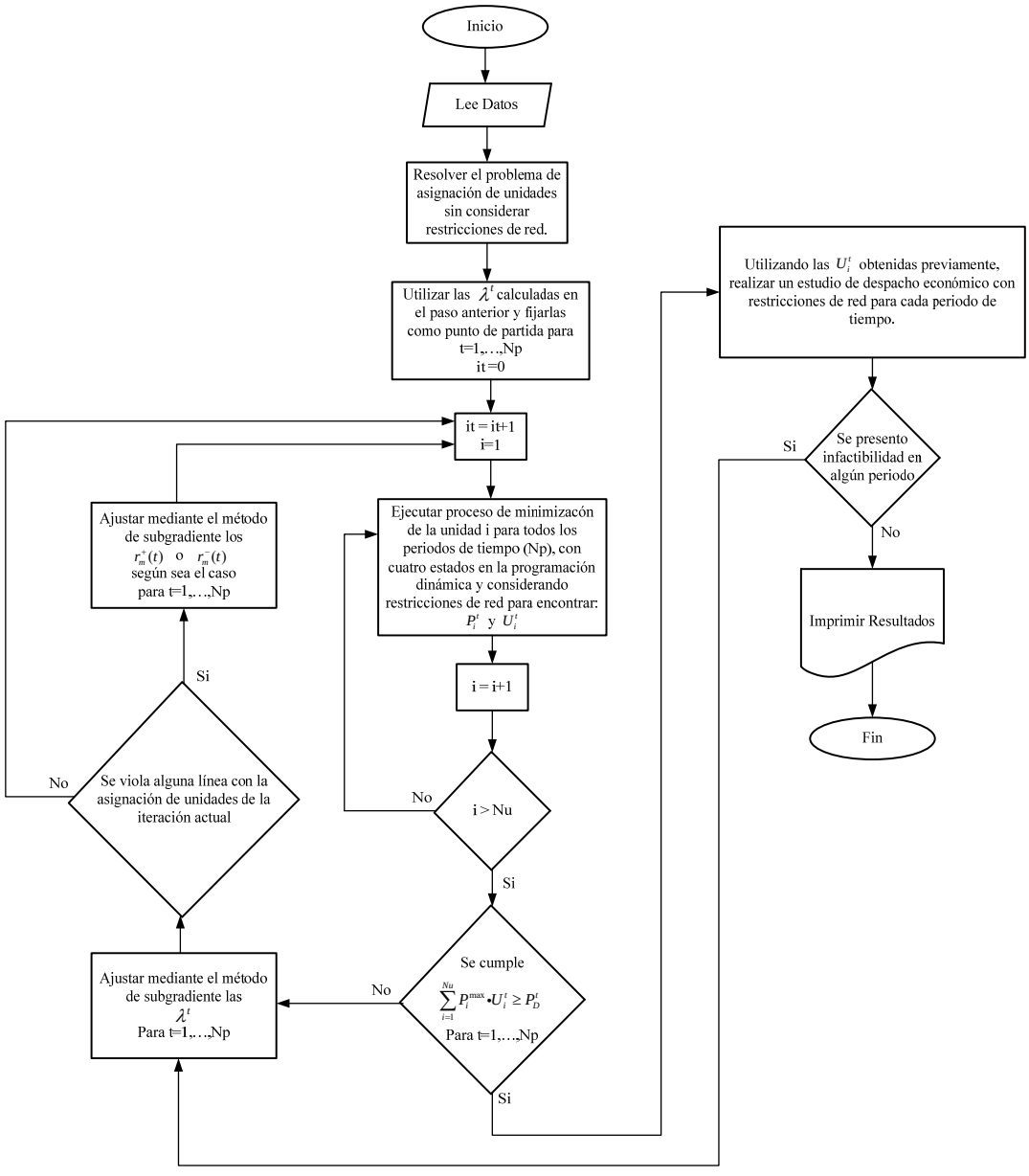


*Figura B.2 Diagrama de flujo del proceso de relajación Lagrangiana aplicada al problema de asignación de unidades con restricciones de red.*

Para comprender a detalle todos los bloques del diagrama se recomienda revisar la sección 3.3.2 de este trabajo.

Otro de los procesos importantes en el trabajo es la aplicación del despacho económico iterativo a través de la demanda nodal ficticia para el modelado de pérdidas, la tolerancia del estudio está en función del cambio de generación entre una etapa u otra como se puede mostrar en la Figura B.3.

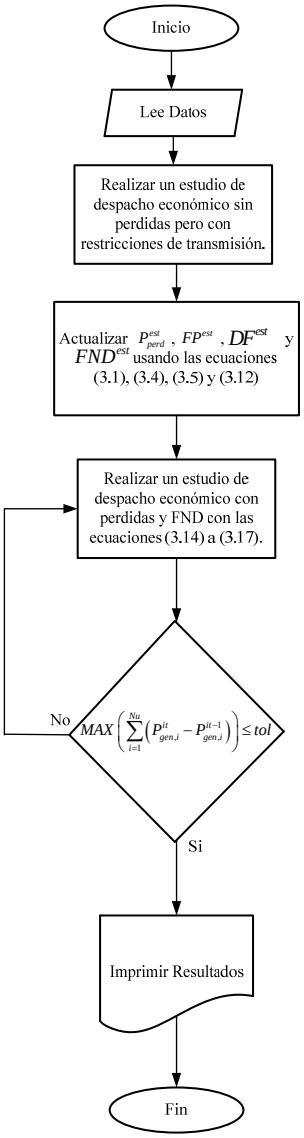


*Figura B.3 Diagrama de flujo del despacho económico iterativo utilizando el concepto de demanda nodal ficticia.*

En la sección 4.4 de este trabajo se muestran todos los detalles conceptuales acerca del diagrama de flujo mostrado en la Figura B.3.

En la figura de a continuación se muestra el proceso de asignación de unidades mediante relajación Lagrangiana contemplando pérdidas y utilizando el estudio de DC-OPF con FND.

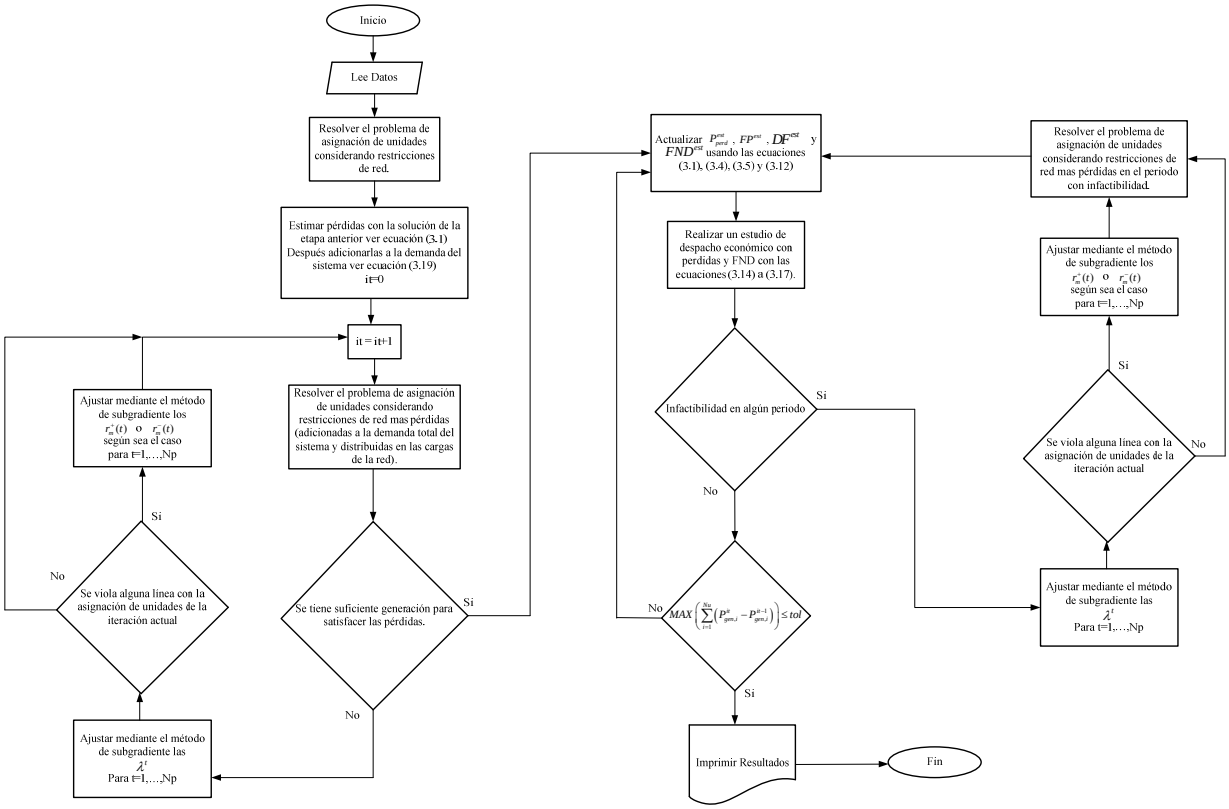


*Figura B.4 Diagrama de flujo del proceso de relajación Lagrangiana aplicada al problema de asignación de unidades con restricciones de red contemplando pérdidas y demanda nodal ficticia.*

Todos los detalles de cada uno de los bloques del diagrama de flujo mostrado en la Figura B.4 se muestran en la sección 4.7 de este trabajo.

Uno de los aspectos importantes en los mercado eléctricos es la selección del nodo slack, sin embargo, si el número de unidades marginales es grande entonces es difícil seleccionar de manera correcta el indicado, por lo anterior, en la Figura B.5 se muestra una metodología propuesta para una correcta selección del nodo slack.

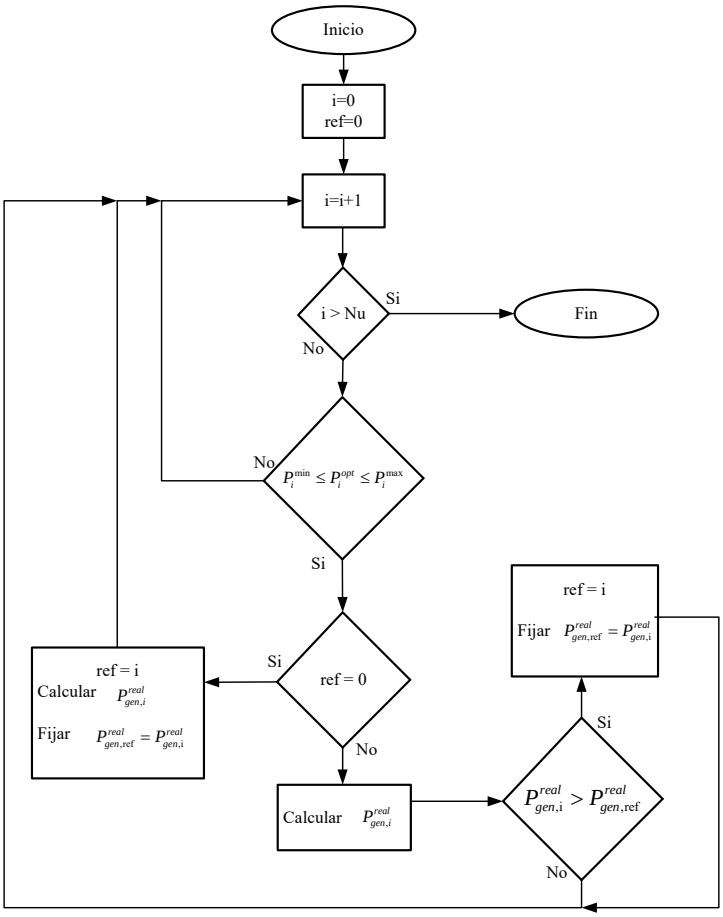


*Figura B.5 Diagrama de flujo del proceso de selección del nodo slack para un periodo de tiempo.*

La información necesaria para la comprensión de cada bloque del diagrama de flujo de la Figura B.5 se encuentra en la sección 4.6.2 de este trabajo.

# APÉNDICE C

## Cálculo de coeficientes de sensitividad

Los coeficientes de sensitividad son indispensables en estudios donde se utilice programación lineal, ya que estos mismos proporcionan la relación que existe en una variable del sistema (por ejemplo el flujo de una línea de transmisión) cuando se presenta un cambio en alguna otra variable (como puede ser la potencia de generación de una central).

En este trabajo se utiliza el modelo lineal de la red a través de un estudio de flujos óptimos de corriente directa, el cual utiliza los coeficientes de sensitividad de las líneas con respecto a los cambios en las inyecciones de los generadores para calcular el flujo de potencia que pasa a través de las líneas en el sistema.

Primero que nada es importante recordar que en un estudio de flujos de corriente directa se relaciona la inyección de potencia real ( $P$ ) a los ángulos de voltajes nodales ( $\delta$ ) omitiendo las resistencias en las líneas y suponiendo que las magnitudes de las tensiones nodales son de 1 por unidad. Por lo tanto la matriz resultante tiene la siguiente forma.

$$P = B \bullet \delta \tag{C.1}$$

Donde:

$P$ = Vector de potencias nodales del sistema de dimensión nx1.

$B$ = Matriz de susceptancias del sistema de dimensión nxn.

$\delta$ = Vector de ángulos nodales de dimensión nx1.

N= número de nodos en el sistema.

Para realizar el análisis de sensitividad se debe elegir una referencia, en este caso se selecciona un nodo slack (compensador) y después se comienza a calcular los elementos fuera de la diagonal de la matriz de susceptancias $B$ del sistema se calculan como:

$$B_{i,j} = -\frac{1}{X_{i,j}} \quad cuando \quad \begin{matrix} i \neq ref \\ j \neq ref \end{matrix}$$

$$B_{i,j} = 0 \quad cuando \quad \begin{matrix} i = ref \\ o \\ j = ref \end{matrix} \tag{C.2}$$

Los elementos de la diagonal de la matriz de susceptancias se calculan de la siguiente manera.

$$B_{i,i} = -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} B_{i,j} \quad cuando \quad i \neq ref$$

$$B_{i,i} = 0 \quad cuando \quad i = ref \tag{C.3}$$

Por lo tanto la matriz de susceptancias $B$ es una matriz singular y suponiendo que se tienen n número de nodos, se tendrán n-1 ecuaciones linealmente independientes.

Ahora, reescribiendo la ecuación (C.1) de la siguiente forma:

$$\delta = A \bullet P \tag{C.4}$$

Donde:

$A$ = Matriz inversa de B modificada.

Por lo tanto $A$ va a ser la inversa de la submatríz de $B$ sin contemplar el nodo de referencia (n-1 x n-1) más una fila y una columna de ceros correspondientes al nodo de referencia. El flujo en la línea m está dado por la siguiente ecuación:

$$F_m = F_{i,j} = \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{i,j}} \tag{C.5}$$

Entonces si se utiliza $a_i$ y $a_j$ representando la i-ésima y k-ésima filas de $A$, entonces el coeficiente de sensitividad de la línea m (que va del nodo i al nodo j) con respecto a cualquier nodo del sistema está dado por:

$$k_{m,\text{nodo}} = k_{i,j-nodo} = \frac{a_{i,nodo} - a_{\text{j},nodo}}{X_{i,j}} \tag{C.6}$$

Y finalmente el flujo de potencia a través de la línea de transmisión se calculara por medio de la siguiente ecuación.

$$F_m = \sum_{nodo=1}^{Nnodos} k_{m,nodo} \bullet P_{nodo} \tag{C.7}$$

# APÉNDICE D

## Datos de entrada y salida en el programa de Asignación de Unidades Térmicas de Generación considerando Pérdidas y Restricciones de Red en un Mercado Eléctrico Desregulado

En esta sección se presenta el contenido de los archivos de entrada necesarios para que el programa desarrollado en este trabajo se pueda ejecutar. Además, se muestra el conjunto de los archivos de salida que el programa despliega cuando encuentra la solución final.

### Datos de entrada.

El programa requiere todos los datos de los generadores, de la red de transmisión, los periodos de tiempo, las cargas en el sistema, la demanda total en cada periodo de tiempo, el criterio de convergencia (aplica solo para etapa 1) y el número de iteraciones máximas del proceso general y los subprocesos (por ejemplo el despacho económico iterativo en las etapas 3 y 4).

En la Tabla D.1 se muestran los archivos de datos y el contenido que requiere el programa para trabajar.

*Tabla D.1 Datos de entrada del programa desarrollado.*

| **Archivo de Datos** | **Contenido** |
|---|---|
| Generadores | Número de periodos.<br>Número de generadores.<br>Curva de entrada-salida.<br>Costo de arranque fijo o variable.<br>Límites de generación.<br>Tiempo mínimo de arranque.<br>Tiempo mínimo de paro.<br>Nodo conectado. |

*Tabla D.1 Datos de entrada del programa desarrollado (continuación).*

| **Archivo de Datos** | **Contenido** |
|---|---|
| Cargas | Número de cargas.<br>Porcentaje de la demanda total de cada carga.<br>Nodo conectado.<br>Demanda total por periodo. |
| Red | Número de líneas.<br>Impedancias de las líneas.<br>Nodo de envío y recepción.<br>Límites de transmisión. |
| Convergencia | Valor de ajuste del subgradiente del multiplicador Lagrangiano de la ecuación del balance de potencia.<br>Valor de ajuste del subgradiente del multiplicador Lagrangiano de los límites superior e inferior de las líneas de transmisión.<br>Número de iteraciones máximas para la aproximación de pérdidas través de la FND.<br>Número de iteraciones máximas del proceso en general. |
| Escalones | Número de escalones utilizados en la aproximación de la curva entrada-salida. |

Como se puede observar en la Tabla D.1 se requieren de 5 archivos de datos para ejecutar el programa, dentro de estos archivos de datos existe un gran número de parámetros que deben ser registrados por el programa. Esto podría llevar a la conclusión de que el tiempo de operación del programa es bastante considerable, sin embargo, gracias a las implementaciones realizadas para relajar el problema, se logra resolver el problema en segundos para sistemas pequeños, y en menos de dos minutos para sistemas relativamente extensos como se muestra en el capítulo de simulaciones.

## Archivos de resultados del programa.

El programa despliega los resultados obtenidos por medio de 3 conjuntos de archivos. El primer conjunto incluye la programación de unidades, los resultados de despacho económico de las centrales asignadas, los flujos en las líneas con base a este despacho y el tiempo de operación hasta ese momento. El segundo conjunto incluye los mismos datos de resultados que el conjunto anterior, sin embargo, en este conjunto se despliega la programación y despacho (con restricciones) de generadores respetando los flujos en las líneas (la programación de unidades en operación puede cambiar del conjunto 1). Y finalmente en el tercer y último conjunto de archivos, se incluyen los resultados de la asignación de unidades con pérdidas en el sistema, despacho económico iterativo con FND, flujos en las líneas, pérdidas en la red de transmisión, precios marginales locales (PML) de todo el sistema y tiempo de operación total y por etapa.

A continuación en la Tabla D.2 se muestra los tipos de resultados que despliega el programa desarrollado:

*Tabla D.2 Conjunto de Archivos de Salida del programa desarrollado.*

| **Conjunto de archivos de salida** | **Contenido** |
|---|---|
| Conjunto 1 | Solución primal (Costo total de producción).<br>Solución dual.<br>Convergencia obtenida.<br>Unidades asignadas.<br>Potencia despachada por unidad.<br>Flujos en las líneas.<br>Flujo con respecto al límite en las líneas.<br>Tiempo de operación del programa. |
| Conjunto 2 | Costo total de producción.<br>Unidades asignadas.<br>Potencia despachada por unidad.<br>Flujos en las líneas.<br>Flujo con respecto al límite en las líneas.<br>Tiempo de operación del programa. |

*Tabla D.2 Conjunto de Archivos de Salida del programa desarrollado (continuación).*

| **Conjunto de archivos de salida** | **Contenido** |
|---|---|
| Conjunto 3 | Costo total de producción.<br>Unidades asignadas.<br>Potencia despachada por unidad.<br>Flujos en las líneas.<br>Flujo con respecto al límite en las líneas.<br>Pérdidas en la red de transmisión.<br>Coeficientes de sensitividad en la red.<br>Factores de penalización.<br>Unidad marginal.<br>PML´s.<br>Tiempo de operación del programa. |

Es de gran importancia mencionar que en los resultados mostrados en la Tabla D.2 son para todos los periodos de tiempo de estudio, es decir, al final se obtienen los PML´s en cada periodo de tiempo para todos los nodos del sistema. El proceso realizado se asemeja a la metodología utilizada en los ISO´s para calcular los PML´s en el mercado día en adelanto incluyendo nuestro país, la única diferencia es que en este algoritmo no se co-optimizan las reservas del sistema.

# APÉNDICE E

## Validación del estudio de asignación de unidades

El problema de asignación de unidades es un problema muy complejo de resolver debido a su gran dimensión de espacio de solución, es por esto que el hecho de encontrar una solución factible, no significa que se haya encontrado la solución óptima del problema, sin embargo, analizando el costo total de producción es posible determinar si la solución es aceptable o no.

Tomando en cuenta lo anterior, se plantea el comparar el programa desarrollado en esta tesis por medio de sistemas de prueba previamente validados en otros trabajos.

Es muy importante mencionar que los trabajos anteriores no contemplan el modelado de pérdidas en sus algoritmos, por lo tanto, solo se comparará hasta la asignación de unidades contemplando restricciones de red.

Otro punto a considerar es que de acuerdo a los datos publicados en los trabajos anteriores se realiza la comparación, por ejemplo, en los dos primeros trabajos a comparar solo se publica el costo total de producción mientras que en el último se publica la asignación de unidades resultante adicionada al costo total de producción.

El primer sistema de prueba que se comparó fue el sistema IEEE de 24 nodos con 26 unidades generadoras, para una mejor ilustración de los resultados se incorporaran estos mismos en una tabla que se muestra a continuación.

*Tabla E.1 Comparación del sistema IEEE de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| Dato a comparar. | Resultados publicados en [81]. | Resultados obtenidos a través del programa desarrollado en este trabajo. |
|---|---|---|
| Costo total de producción sin restricciones de transmisión. | U$D 843,629.18 | U$D 740,200.39 |
| Costo total de producción con restricciones de transmisión. | U$D 877,126.39 | U$D 741,164.30 |
| Tiempo total de operación. | No especificado. | 1.25 segundos |

Como se puede observar en la Tabla E.1 el algoritmo desarrollado en este trabajo funciona de forma mucho más económica que el utilizado en [81], el ahorro obtenido a través del algoritmo presentado en este trabajo tiene un valor de 103,429 dólares en el modelo uninodal, en el modelo con restricciones de red se tiene un ahorro de 135,962 dólares el cual representa el 15.50% del costo total de producción para ese modelo presentado en [81].

Desgraciadamente no es posible tener punto de comparación en cuanto a las unidades que se programaron para entrar en servicio ni el tiempo de operación del algoritmo utilizado en [81] debido a la falta de publicación de estos datos por parte de los autores.

El segundo sistema de prueba utilizado para comparar el algoritmo utilizado en este trabajo es el sistema IEEE de 24 nodos con 32 unidades generadoras obtenido de [109], al igual que el primer sistema, los autores solo publican el costo total de producción derivado de una programación de unidades que no presentan en el trabajo, sin embargo, es suficiente para comparar los resultados. La comparación de resultados se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla E.2 Comparación del sistema IEEE de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| Dato a comparar. | Resultados publicados en [109]. | Resultados obtenidos a través del programa desarrollado en este trabajo. |
|---|---|---|
| Costo total de producción sin restricciones de transmisión. | U$D 898,683.00 | U$D 902,990.92 |
| Costo total de producción con restricciones de transmisión. | U$D 900,206.00 | U$D 902,995.95 |
| Tiempo total de operación. | 19.86 segundos | 0.6 segundos |

Como se puede observar en la Tabla E.2 los resultados obtenidos en la metodología propuesta son muy parecidos a los publicados por los autores en [109], no obstante, los resultados publicados en [109] son ligeramente mejores económicamente hablando (diferencia de U$D 2,789) que los obtenidos en el programa desarrollado en este trabajo. Un aspecto importante a considerar es el tiempo de operación entre las dos metodologías el cual es bastante considerable ya que la metodología propuesta en este trabajo encuentra solución 19.26 segundos más rápido que el algoritmo propuesto en [109].

Para poder realizar un análisis más completo sería conveniente conocer la programación de unidades que entraran en operación de acuerdo al costo total de producción publicado por los autores en [109], desafortunadamente los autores no comparten esta información y no es posible ampliar el análisis para este sistema de prueba.

El tercer y último sistema de prueba es de mayor dimensión a los dos anteriores, y a diferencia de sus predecesores, los autores que publicaron el trabajo comparten la asignación de unidades resultante del costo de producción publicado, lo que permitiría ampliar el análisis de comparación con la metodología presentada en esta tesis. El trabajo que se utilizará como medida de comparación es el sistema IEEE de 118 nodos con 36 unidades de generación publicado en [110]. La comparación del tiempo de operación y de los costos totales de producción se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla E.3 Comparación del sistema IEEE de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Dato a comparar. | Resultados publicados en. [110] | Resultados obtenidos a través del programa desarrollado en este trabajo. |
|---|---|---|
| Costo total de producción sin restricciones de transmisión. | U$D 1,312,930.80 | U$D 1,298,317.05 |
| Costo total de producción con restricciones de transmisión. | U$D 1,325,000.10 | U$D 1,316,686.26 |
| Tiempo total de operación. | 129 segundos | 22.62 segundos |

En la Tabla E.3 se puede notar que los costos totales de producción obtenidos a través de la metodología propuesta en este trabajo son menores a los presentados en [110]. Otro aspecto a considerar es que el tiempo total de operación es bastante menor mediante la metodología utilizada en este trabajo a la propuesta en [110].

Para poder culminar el análisis es conveniente comparar la programación de unidades que entrarán en operación en ambas metodologías, primero se presenta la asignación de unidades correspondiente a los resultados mostrados en [110] a través de la siguiente tabla.

*Tabla E.4 Resultados de la asignación de unidades del sistema IEEE de 118 nodos con 36 unidades generadoras validados en artículo.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 9 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

*Tabla E.5 Resultados de la asignación de unidades del sistema IEEE de 118 nodos con 36 unidades generadoras validados en artículo (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 13 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 14 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 16 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 30 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 31 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 32 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 33 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 34 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 35 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 36 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Los resultados de la asignación de unidades obtenida en la metodología propuesta en este trabajo es la siguiente:

*Tabla E.6 Resultados de la asignación de unidades del sistema IEEE de 118 nodos con 36 unidades generadoras obtenidos en la metodología propuesta.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 9 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 10 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 11 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 12 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 13 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 14 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| | 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |

*Tabla E.7 Resultados de la asignación de unidades del sistema IEEE de 118 nodos con 36 unidades generadoras obtenidos en la metodología propuesta (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Unidades de Generación | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 20 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 21 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 25 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| | 27 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 29 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 30 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 31 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 32 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 33 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 34 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 35 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | 36 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Como se puede observar en la Tabla E.4 y en la Tabla E.5 la asignación de unidades obtenida en ambos trabajos es parecida, sin embargo, la diferencia más notable surge en la adición de las centrales caras en [110], ya que utilizaron las centrales 1, 4 y 7 en seis periodos diferentes y sacaron de operación a una central barata como lo es la central 31 en 5 periodos, por el contrario en la asignación de unidades obtenida mediante la metodología propuesta se utilizó la central 1 únicamente en cinco periodos y la central 31 siempre estuvo dentro de operación en el estudio. Derivado de lo anterior se puede notar directamente por qué el costo total de producción es menor bajo la metodología propuesta en este trabajo, en otras palabras, el hecho de utilizar centrales que no son necesarias para satisfacer la demanda bajo las restricciones de transmisión podrían generar costos de operación innecesarios como sucedió en [110].

De esta manera se culmina con la comparación de los resultados obtenidos en la metodología propuesta en este trabajo con otros datos validados previamente, por lo tanto, la solución que deriva del programa desarrollado se considera aceptable y validada por diversos trabajos publicados con anterioridad.

# APÉNDICE F

## Datos de los sistemas de prueba utilizados

A continuación se muestran los datos de los diferentes sistemas de prueba utilizados en este trabajo. Todos los datos económicos ($) están representados en dólares.

### *SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 24 NODOS CON 26 UNIDADES GENERADORAS.*

Datos de los generadores.

*Tabla F.1 Datos de los generadores para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficientes de costo de arranque variable. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW$^2$) | b ($k$/MW) | c ($k$) | | | | $\alpha$ ($) | $\beta$ ($) | $\tau$ (h) |
| 1 | 15 | 12 | 2.4 | 24.3891 | 25.5472 | 0.02533 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 1 |
| 2 | 15 | 12 | 2.4 | 24.411 | 25.6753 | 0.02649 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 1 |
| 3 | 15 | 12 | 2.4 | 24.6382 | 25.8027 | 0.02801 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 1 |
| 4 | 15 | 12 | 2.4 | 24.7605 | 25.9318 | 0.02842 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 1 |
| 5 | 15 | 12 | 2.4 | 24.8882 | 26.0611 | 0.02855 | 0 | 0 | -1 | 0 | 0 | 1 |
| 6 | 1 | 20 | 4 | 117.7551 | 37.551 | 0.01199 | 0 | 0 | -1 | 20 | 20 | 2 |
| 7 | 1 | 20 | 4 | 118.1083 | 37.6637 | 0.01261 | 0 | 0 | -1 | 20 | 20 | 2 |
| 8 | 2 | 20 | 4 | 118.4576 | 37.777 | 0.01359 | 0 | 0 | -1 | 20 | 20 | 2 |
| 9 | 2 | 20 | 4 | 118.8206 | 37.8896 | 0.01433 | 0 | 0 | -1 | 20 | 20 | 2 |
| 10 | 1 | 76 | 15.2 | 81.1364 | 13.1372 | 0.00876 | 3 | 2 | 3 | 50 | 50 | 3 |
| 11 | 1 | 76 | 15.2 | 81.298 | 13.3538 | 0.00895 | 3 | 2 | 3 | 50 | 50 | 3 |
| 12 | 2 | 76 | 15.2 | 81.4641 | 13.3805 | 0.0091 | 3 | 2 | 3 | 50 | 50 | 3 |
| 13 | 2 | 76 | 15.2 | 81.6259 | 13.4073 | 0.00932 | 3 | 2 | 3 | 50 | 50 | 3 |
| 14 | 7 | 100 | 25 | 217.8952 | 18 | 0.00623 | 4 | 2 | -3 | 70 | 70 | 4 |
| 15 | 7 | 100 | 25 | 218.335 | 18.1 | 0.00612 | 4 | 2 | -3 | 70 | 70 | 4 |

*Tabla F.1 Datos de los generadores para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras (continuación).*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficientes de costo de arranque variable. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW$^2$) | b ($k$/MW) | c ($k$) | | | | $\alpha$ ($) | $\beta$ ($) | $\tau$ (h) |
| 16 | 7 | 100 | 25 | 218.7752 | 18.2 | 0.00598 | 4 | 2 | -3 | 70 | 70 | 4 |
| 17 | 15 | 155 | 54.25 | 142.7348 | 10.694 | 0.00463 | 5 | 3 | 5 | 150 | 150 | 6 |
| 18 | 16 | 155 | 54.25 | 143.0288 | 10.7154 | 0.00473 | 5 | 3 | 5 | 150 | 150 | 6 |
| 19 | 23 | 155 | 54.25 | 143.3179 | 10.7367 | 0.00481 | 5 | 3 | 5 | 150 | 150 | 6 |
| 20 | 23 | 155 | 54.25 | 143.5972 | 10.7583 | 0.00487 | 5 | 3 | 5 | 150 | 150 | 6 |
| 21 | 13 | 197 | 68.95 | 259.131 | 23 | 0.00259 | 5 | 4 | -4 | 200 | 200 | 8 |
| 22 | 13 | 197 | 68.95 | 259.649 | 23.1 | 0.0026 | 5 | 4 | -4 | 200 | 200 | 8 |
| 23 | 13 | 197 | 68.95 | 260.176 | 23.2 | 0.00263 | 5 | 4 | -4 | 200 | 200 | 8 |
| 24 | 23 | 350 | 140 | 177.0575 | 10.8616 | 0.00153 | 8 | 5 | 10 | 300 | 200 | 8 |
| 25 | 18 | 400 | 100 | 310.0021 | 7.4921 | 0.00194 | 8 | 5 | 10 | 500 | 500 | 10 |
| 26 | 21 | 400 | 100 | 311.9102 | 7.5031 | 0.00195 | 8 | 5 | 10 | 500 | 500 | 10 |

Datos de las cargas distribuidas a través en el sistema.

*Tabla F.2 Datos de las cargas para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| Número de carga | Nodo conectada | Porcentaje de la demanda total. |
|---|---|---|
| 1 | 1 | 3.8 |
| 2 | 2 | 3.4 |
| 3 | 3 | 6.3 |
| 4 | 4 | 2.6 |
| 5 | 5 | 2.5 |
| 6 | 6 | 4.8 |
| 7 | 7 | 4.4 |
| 8 | 8 | 6 |
| 9 | 9 | 6.1 |
| 10 | 10 | 6.8 |
| 11 | 13 | 9.3 |
| 12 | 14 | 6.8 |
| 13 | 15 | 11.1 |
| 14 | 16 | 3.5 |
| 15 | 18 | 11.7 |
| 16 | 19 | 6.4 |

*Tabla F.2 Datos de las cargas para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras (continuación).*

| Número de carga | Nodo conectada | Porcentaje de la demanda total. |
|---|---|---|
| 17 | 20 | 4.5 |
| | Total= | 100 |

Datos de la demanda horaria para un estudio de 24 horas.

*Tabla F.3 Datos de la demanda horaria para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| Periodo | Demanda (MW) |
|---|---|
| 1 | 2223 |
| 2 | 2052 |
| 3 | 1938 |
| 4 | 1881 |
| 5 | 1824 |
| 6 | 1825.5 |
| 7 | 1881 |
| 8 | 1995 |
| 9 | 2280 |
| 10 | 2508 |
| 11 | 2565 |
| 12 | 2593.5 |
| 13 | 2565 |
| 14 | 2508 |
| 15 | 2479.5 |
| 16 | 2479.5 |
| 17 | 2593.5 |
| 18 | 2850 |
| 19 | 2821.5 |
| 20 | 2764.5 |
| 21 | 2679 |
| 22 | 2622 |
| 23 | 2479.5 |
| 24 | 2308.5 |

## Datos de las líneas.

*Tabla F.4 Datos de las líneas para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

| Número de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Impedancia (P. U. 100 MVA Base) | | | Límite superior (MW) | Límite inferior (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Resistencia | Reactancia | B/2 | | |
| 1 | 1 | 2 | 0.0026 | 0.0139 | 0.2306 | 175 | -175 |
| 2 | 1 | 3 | 0.0546 | 0.2112 | 0.0286 | 175 | -175 |
| 3 | 1 | 5 | 0.0218 | 0.0845 | 0.0115 | 175 | -175 |
| 4 | 2 | 4 | 0.0328 | 0.1267 | 0.0171 | 175 | -175 |
| 5 | 2 | 6 | 0.0497 | 0.192 | 0.026 | 175 | -175 |
| 6 | 3 | 9 | 0.0308 | 0.119 | 0.0161 | 175 | -175 |
| 7 | 3 | 24 | 0.0023 | 0.0839 | 0 | 400 | -400 |
| 8 | 4 | 9 | 0.0268 | 0.1037 | 0.0141 | 175 | -175 |
| 9 | 5 | 10 | 0.0228 | 0.0883 | 0.012 | 175 | -175 |
| 10 | 6 | 10 | 0.0139 | 0.0605 | 1.2295 | 175 | -175 |
| 11 | 7 | 8 | 0.0159 | 0.0614 | 0.0083 | 175 | -175 |
| 12 | 8 | 9 | 0.0427 | 0.1651 | 0.0224 | 175 | -175 |
| 13 | 8 | 10 | 0.0427 | 0.1651 | 0.0224 | 175 | -175 |
| 14 | 9 | 11 | 0.0023 | 0.0839 | 0 | 400 | -400 |
| 15 | 9 | 12 | 0.0023 | 0.0839 | 0 | 400 | -400 |
| 16 | 10 | 11 | 0.0023 | 0.0839 | 0 | 400 | -400 |
| 17 | 10 | 12 | 0.0023 | 0.0839 | 0 | 400 | -400 |
| 18 | 11 | 13 | 0.0061 | 0.0476 | 0.0499 | 500 | -500 |
| 19 | 11 | 14 | 0.0054 | 0.0418 | 0.0439 | 500 | -500 |
| 20 | 12 | 13 | 0.0061 | 0.0476 | 0.0499 | 500 | -500 |
| 21 | 12 | 23 | 0.0124 | 0.0966 | 0.1015 | 500 | -500 |
| 22 | 13 | 23 | 0.0111 | 0.0865 | 0.0909 | 500 | -500 |
| 23 | 14 | 16 | 0.005 | 0.0389 | 0.0409 | 500 | -500 |
| 24 | 15 | 16 | 0.0022 | 0.0173 | 0.0182 | 500 | -500 |
| 25 | 15 | 21 | 0.0032 | 0.0245 | 0.103 | 500 | -500 |
| 26 | 15 | 24 | 0.0067 | 0.0519 | 0.0545 | 500 | -500 |
| 27 | 16 | 17 | 0.0033 | 0.0259 | 0.0272 | 500 | -500 |
| 28 | 16 | 19 | 0.003 | 0.0231 | 0.0243 | 500 | -500 |
| 29 | 17 | 18 | 0.0018 | 0.0144 | 0.0152 | 500 | -500 |
| 30 | 17 | 22 | 0.0135 | 0.1053 | 0.1106 | 500 | -500 |
| 31 | 18 | 21 | 0.0016 | 0.013 | 0.0545 | 500 | -500 |
| 32 | 19 | 20 | 0.0026 | 0.0198 | 0.0833 | 500 | -500 |
| 33 | 20 | 23 | 0.0014 | 0.0108 | 0.0455 | 500 | -500 |
| 34 | 21 | 22 | 0.0087 | 0.0678 | 0.0712 | 500 | -500 |

## *SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 24 NODOS CON 32 UNIDADES GENERADORAS.*

Para este sistema de prueba la topología de red, los datos de la distribución de las cargas y la demanda horaria es idéntica al sistema anterior, como consecuencia de esto solo se presentan los datos de los generadores.

Datos de los generadores.

*Tabla F.5 Datos de los generadores para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficiente de costo de arranque fijo. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW^2$) | b (k$/MW) | c (k$) | | | | |
| 1 | 15 | 12 | 3 | 21.145 | 16.193 | 0.09553 | 2 | 2 | 4 | 30 |
| 2 | 15 | 12 | 3 | 21.145 | 16.193 | 0.09553 | 2 | 2 | -9 | 30 |
| 3 | 15 | 12 | 3 | 21.145 | 16.193 | 0.09553 | 2 | 2 | 4 | 30 |
| 4 | 15 | 12 | 3 | 21.145 | 16.193 | 0.09553 | 2 | 2 | 3 | 30 |
| 5 | 15 | 12 | 3 | 21.145 | 16.193 | 0.09553 | 2 | 2 | 4 | 30 |
| 6 | 1 | 20 | 4 | 63.999 | 20 | 0.000001 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 7 | 1 | 20 | 4 | 63.999 | 20 | 0.000001 | 1 | 1 | 2 | 40 |
| 8 | 2 | 20 | 4 | 63.999 | 20 | 0.000001 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 9 | 2 | 20 | 4 | 63.999 | 20 | 0.000001 | 1 | 1 | 2 | 40 |
| 10 | 1 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | 3 | 45 |
| 11 | 1 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |
| 12 | 2 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | 10 | 45 |
| 13 | 2 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |
| 14 | 7 | 100 | 15 | 199.124 | 12.468 | 0.01532 | 10 | 10 | 10 | 110 |
| 15 | 7 | 100 | 15 | 199.124 | 12.468 | 0.01532 | 10 | 10 | 10 | 110 |
| 16 | 7 | 100 | 15 | 199.124 | 12.468 | 0.01532 | 10 | 10 | 10 | 110 |
| 17 | 15 | 155 | 20 | 275.606 | 12.36 | 0.0089 | 12 | 12 | -20 | 100 |
| 18 | 16 | 155 | 20 | 275.606 | 12.36 | 0.0089 | 12 | 12 | 5 | 100 |
| 19 | 23 | 155 | 20 | 275.606 | 12.36 | 0.0089 | 12 | 12 | 5 | 100 |
| 20 | 23 | 155 | 20 | 275.606 | 12.36 | 0.0089 | 12 | 12 | 3 | 100 |
| 21 | 13 | 197 | 20 | 209.546 | 13.928 | 0.00209 | 12 | 12 | 12 | 100 |

*Tabla F.5 Datos de los generadores para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras (continuación).*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficiente de costo de arranque fijo. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a (k$/MW2) | b (k$/MW) | c (k$) | | | | |
| 22 | 13 | 197 | 20 | 209.546 | 13.928 | 0.00209 | 12 | 12 | 12 | 100 |
| 23 | 13 | 197 | 20 | 209.546 | 13.928 | 0.00209 | 12 | 12 | 12 | 100 |
| 24 | 23 | 350 | 35 | 517.669 | 11.892 | 0.00522 | 24 | 24 | 11 | 250 |
| 25 | 18 | 400 | 40 | 577.537 | 14.253 | 0.00074 | 48 | 48 | 100 | 440 |
| 26 | 21 | 400 | 40 | 577.537 | 14.253 | 0.00074 | 48 | 48 | 100 | 440 |
| 27 | 22 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |
| 28 | 22 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |
| 29 | 22 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |
| 30 | 22 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |
| 31 | 22 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |
| 32 | 22 | 76 | 10 | 133.919 | 16.193 | 0.01508 | 6 | 6 | -2 | 45 |

## *SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 118 NODOS CON 36 UNIDADES GENERADORAS.*

Datos de los generadores

*Tabla F.6 Datos de los generadores para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficiente de costo de arranque fijo. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW^2$) | b (k$/MW) | c (k$) | | | | |
| 1 | 31 | 12 | 2.4 | 24.3891 | 25.5472 | 0.02533 | 1 | 1 | -1 | 0 |
| 2 | 46 | 20 | 4 | 118.9083 | 37.9637 | 0.01561 | 1 | 1 | -1 | 30 |
| 3 | 46 | 20 | 4 | 118.4576 | 37.777 | 0.01359 | 1 | 1 | -1 | 30 |
| 4 | 103 | 20 | 4 | 118.9083 | 37.9637 | 0.01161 | 1 | 1 | -1 | 30 |

*Tabla F.6 Datos de los generadores para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficiente de costo de arranque fijo. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW^2$) | b ($k$/MW) | c ($k$) | | | | |
| 5 | 87 | 20 | 4 | 119.4576 | 38.777 | 0.01059 | 1 | 1 | -1 | 30 |
| 6 | 31 | 20 | 4 | 117.7551 | 37.551 | 0.01199 | 1 | 1 | -1 | 30 |
| 7 | 111 | 20 | 4 | 118.1083 | 37.6637 | 0.01261 | 1 | 1 | -1 | 30 |
| 8 | 12 | 76 | 15.2 | 81.8259 | 13.5073 | 0.00962 | 3 | 2 | 3 | 80 |
| 9 | 12 | 76 | 15.2 | 81.1364 | 13.3272 | 0.00876 | 3 | 2 | 3 | 80 |
| 10 | 69 | 76 | 15.2 | 81.298 | 13.3538 | 0.00895 | 3 | 2 | 3 | 80 |
| 11 | 54 | 76 | 15.2 | 81.6259 | 13.4073 | 0.00932 | 3 | 2 | 3 | 80 |
| 12 | 25 | 100 | 25 | 217.8952 | 18 | 0.00623 | 4 | 2 | 5 | 100 |
| 13 | 26 | 100 | 25 | 219.7752 | 18.6 | 0.00599 | 4 | 2 | 5 | 100 |
| 14 | 65 | 100 | 25 | 218.335 | 18.1 | 0.00612 | 4 | 2 | 5 | 100 |
| 15 | 66 | 100 | 25 | 216.7752 | 18.28 | 0.00588 | 4 | 2 | -3 | 100 |
| 16 | 100 | 100 | 25 | 218.7752 | 18.2 | 0.00598 | 4 | 2 | -3 | 100 |
| 17 | 111 | 100 | 25 | 216.7752 | 17.28 | 0.00578 | 4 | 2 | -3 | 100 |
| 18 | 103 | 100 | 25 | 218.7752 | 19.2 | 0.00698 | 4 | 2 | -3 | 100 |
| 19 | 10 | 155 | 54.25 | 143.0288 | 10.7154 | 0.00473 | 5 | 3 | 5 | 200 |
| 20 | 49 | 155 | 54.25 | 143.3179 | 10.7367 | 0.00481 | 5 | 3 | 5 | 200 |
| 21 | 49 | 155 | 54.25 | 143.5972 | 10.7583 | 0.00481 | 5 | 3 | 5 | 200 |
| 22 | 25 | 197 | 68.95 | 259.131 | 23 | 0.00259 | 5 | 4 | -4 | 300 |
| 23 | 59 | 197 | 68.95 | 259.649 | 23.1 | 0.0026 | 5 | 4 | -4 | 300 |
| 24 | 61 | 197 | 68.95 | 260.176 | 23.2 | 0.00263 | 5 | 4 | -4 | 300 |
| 25 | 80 | 197 | 68.95 | 260.576 | 23.4 | 0.00264 | 5 | 4 | -4 | 300 |
| 26 | 89 | 197 | 68.95 | 261.176 | 23.5 | 0.00267 | 5 | 4 | -4 | 300 |
| 27 | 69 | 197 | 68.95 | 260.076 | 23.04 | 0.00261 | 5 | 4 | -4 | 300 |
| 28 | 11 | 350 | 140 | 176.0575 | 10.8416 | 0.0015 | 8 | 5 | 10 | 500 |
| 29 | 49 | 350 | 140 | 177.0575 | 10.8616 | 0.00153 | 8 | 5 | 10 | 500 |
| 30 | 49 | 350 | 140 | 176.0575 | 10.6616 | 0.00143 | 8 | 5 | 10 | 500 |
| 31 | 89 | 350 | 140 | 177.9575 | 10.9616 | 0.00163 | 8 | 5 | 10 | 500 |
| 32 | 65 | 400 | 100 | 310.0021 | 7.4921 | 0.00194 | 8 | 5 | 10 | 800 |
| 33 | 66 | 400 | 100 | 311.9102 | 7.5031 | 0.00195 | 8 | 5 | 10 | 800 |
| 34 | 69 | 400 | 100 | 312.9102 | 7.5121 | 0.00196 | 8 | 5 | 10 | 800 |
| 35 | 80 | 400 | 100 | 314.9102 | 7.5321 | 0.00197 | 8 | 5 | 10 | 800 |
| 36 | 89 | 400 | 100 | 313.9102 | 7.6121 | 0.00199 | 8 | 5 | 10 | 800 |

Datos de las cargas distribuidas a través en el sistema.

*Tabla F.7 Datos de las cargas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Número de carga | Nodo conectada | Porcentaje de la demanda total. |
|---|---|---|
| 1 | 1 | 1.45 |
| 2 | 2 | 0.57 |
| 3 | 3 | 1.11 |
| 4 | 4 | 0.85 |
| 5 | 6 | 1.48 |
| 6 | 7 | 0.54 |
| 7 | 11 | 1.99 |
| 8 | 12 | 1.34 |
| 9 | 13 | 0.97 |
| 10 | 14 | 0.4 |
| 11 | 15 | 2.56 |
| 12 | 16 | 0.71 |
| 13 | 17 | 0.31 |
| 14 | 18 | 1.71 |
| 15 | 19 | 1.28 |
| 16 | 20 | 0.51 |
| 17 | 21 | 0.4 |
| 18 | 22 | 0.28 |
| 19 | 23 | 0.2 |
| 20 | 27 | 1.76 |
| 21 | 28 | 0.48 |
| 22 | 29 | 0.68 |
| 23 | 31 | 1.22 |
| 24 | 32 | 1.68 |
| 25 | 33 | 0.65 |
| 26 | 34 | 1.68 |
| 27 | 35 | 0.94 |
| 28 | 36 | 0.88 |
| 29 | 39 | 0.72 |
| 30 | 40 | 0.54 |
| 31 | 41 | 0.99 |
| 32 | 42 | 0.99 |
| 33 | 43 | 0.48 |
| 34 | 44 | 0.43 |
| 35 | 45 | 1.42 |
| 36 | 46 | 0.75 |
| 37 | 47 | 0.91 |

*Tabla F.7 Datos de las cargas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de carga | Nodo conectada | Porcentaje de la demanda total. |
|---|---|---|
| 38 | 48 | 0.54 |
| 39 | 49 | 2.33 |
| 40 | 50 | 0.46 |
| 41 | 51 | 0.46 |
| 42 | 52 | 0.48 |
| 43 | 53 | 0.62 |
| 44 | 54 | 3.03 |
| 45 | 55 | 1.69 |
| 46 | 56 | 2.25 |
| 47 | 57 | 0.32 |
| 48 | 58 | 0.32 |
| 49 | 59 | 7.42 |
| 50 | 60 | 2.09 |
| 51 | 62 | 2.06 |
| 52 | 66 | 1.04 |
| 53 | 67 | 0.75 |
| 54 | 70 | 1.77 |
| 55 | 74 | 1.82 |
| 56 | 75 | 1.26 |
| 57 | 76 | 1.82 |
| 58 | 77 | 1.63 |
| 59 | 78 | 1.9 |
| 60 | 79 | 1.04 |
| 61 | 80 | 3.48 |
| 62 | 82 | 1.45 |
| 63 | 83 | 0.54 |
| 64 | 84 | 0.29 |
| 65 | 85 | 0.64 |
| 66 | 86 | 0.56 |
| 67 | 88 | 1.29 |
| 68 | 90 | 2.09 |
| 69 | 92 | 1.74 |
| 70 | 93 | 0.32 |
| 71 | 94 | 0.8 |
| 72 | 95 | 1.13 |
| 73 | 96 | 1.02 |
| 74 | 97 | 0.4 |
| 75 | 98 | 0.91 |
| 76 | 100 | 0.99 |

*Tabla F.7 Datos de las cargas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de carga | Nodo conectada | Porcentaje de la demanda total. |
|---|---|---|
| 77 | 101 | 0.59 |
| 78 | 102 | 0.13 |
| 79 | 103 | 0.62 |
| 80 | 104 | 1.02 |
| 81 | 105 | 0.83 |
| 82 | 106 | 1.15 |
| 83 | 107 | 0.75 |
| 84 | 108 | 0.05 |
| 85 | 109 | 0.21 |
| 86 | 110 | 1.04 |
| 87 | 112 | 0.67 |
| 88 | 114 | 0.23 |
| 89 | 115 | 0.63 |
| 90 | 117 | 0.57 |
| 91 | 118 | 0.88 |
| | Total= | 100 |

Datos de la demanda horaria para un estudio de 24 horas.

*Tabla F.8 Datos de la demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Periodo | Demanda (MW) |
|---|---|
| 1 | 4242 |
| 2 | 3916 |
| 3 | 3698 |
| 4 | 3589 |
| 5 | 3481 |
| 6 | 3484 |
| 7 | 3589 |
| 8 | 3807 |
| 9 | 4351 |
| 10 | 4786 |
| 11 | 4895 |
| 12 | 4950 |
| 13 | 4895 |
| 14 | 4786 |
| 15 | 4732 |
| 16 | 4732 |
| 17 | 4950 |

*Tabla F.8 Datos de la demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Periodo | Demanda (MW) |
|---|---|
| 18 | 5438 |
| 19 | 5385 |
| 20 | 5276 |
| 21 | 5112 |
| 22 | 5003 |
| 23 | 4732 |
| 24 | 4406 |

Datos de las líneas.

*Tabla F.9 Datos de las líneas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

| Número de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Impedancia (P. U. 100 MVA Base) | | | Límite superior (MW) | Límite inferior (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Resistencia | Reactancia | B/2 | | |
| 1 | 1 | 2 | 0.0303 | 0.0999 | 0.0127 | 175 | -175 |
| 2 | 1 | 3 | 0.0129 | 0.0424 | 0.0054 | 175 | -175 |
| 3 | 4 | 5 | 0.0018 | 0.008 | 0.001 | 500 | -500 |
| 4 | 3 | 5 | 0.0241 | 0.108 | 0.0142 | 175 | -175 |
| 5 | 5 | 6 | 0.0119 | 0.054 | 0.0071 | 175 | -175 |
| 6 | 6 | 7 | 0.0046 | 0.0208 | 0.0027 | 175 | -175 |
| 7 | 8 | 9 | 0.0024 | 0.0305 | 0.581 | 500 | -500 |
| 8 | 8 | 5 | 0 | 0.0267 | 0 | 500 | -500 |
| 9 | 9 | 10 | 0.0026 | 0.0322 | 0.615 | 500 | -500 |
| 10 | 4 | 11 | 0.0209 | 0.0688 | 0.0087 | 175 | -175 |
| 11 | 5 | 11 | 0.0203 | 0.0682 | 0.0087 | 175 | -175 |
| 12 | 11 | 12 | 0.006 | 0.0196 | 0.0025 | 175 | -175 |
| 13 | 2 | 12 | 0.0187 | 0.0616 | 0.0079 | 175 | -175 |
| 14 | 3 | 12 | 0.0484 | 0.16 | 0.0203 | 175 | -175 |
| 15 | 7 | 12 | 0.0086 | 0.034 | 0.0044 | 175 | -175 |
| 16 | 11 | 13 | 0.0223 | 0.0731 | 0.0094 | 175 | -175 |
| 17 | 12 | 14 | 0.0215 | 0.0707 | 0.0091 | 175 | -175 |
| 18 | 13 | 15 | 0.0744 | 0.2444 | 0.0313 | 175 | -175 |
| 19 | 14 | 15 | 0.0595 | 0.195 | 0.0251 | 175 | -175 |
| 20 | 12 | 16 | 0.0212 | 0.0834 | 0.0107 | 175 | -175 |
| 21 | 15 | 17 | 0.0132 | 0.0437 | 0.0222 | 500 | -500 |
| 22 | 16 | 17 | 0.0454 | 0.1801 | 0.0233 | 175 | -175 |
| 23 | 17 | 18 | 0.0123 | 0.0505 | 0.0065 | 175 | -175 |

*Tabla F.9 Datos de las líneas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Impedancia (P. U. 100 MVA Base) | | | Límite superior (MW) | Límite inferior (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Resistencia | Reactancia | B/2 | | |
| 24 | 18 | 19 | 0.0112 | 0.0493 | 0.0057 | 175 | -175 |
| 25 | 19 | 20 | 0.0252 | 0.117 | 0.0149 | 175 | -175 |
| 26 | 15 | 19 | 0.012 | 0.0394 | 0.005 | 175 | -175 |
| 27 | 20 | 21 | 0.0183 | 0.0849 | 0.0108 | 175 | -175 |
| 28 | 21 | 22 | 0.0209 | 0.097 | 0.0123 | 175 | -175 |
| 29 | 22 | 23 | 0.0342 | 0.159 | 0.0202 | 175 | -175 |
| 30 | 23 | 24 | 0.0135 | 0.0492 | 0.0249 | 175 | -175 |
| 31 | 23 | 25 | 0.0156 | 0.08 | 0.0432 | 500 | -500 |
| 32 | 26 | 25 | 0 | 0.0382 | 0 | 500 | -500 |
| 33 | 25 | 27 | 0.0318 | 0.163 | 0.0882 | 500 | -500 |
| 34 | 27 | 28 | 0.0191 | 0.0855 | 0.0108 | 175 | -175 |
| 35 | 28 | 29 | 0.0237 | 0.0943 | 0.0119 | 175 | -175 |
| 36 | 30 | 17 | 0 | 0.0388 | 0 | 500 | -500 |
| 37 | 8 | 30 | 0.0043 | 0.0504 | 0.257 | 175 | -175 |
| 38 | 26 | 30 | 0.008 | 0.086 | 0.454 | 500 | -500 |
| 39 | 17 | 31 | 0.0474 | 0.1563 | 0.02 | 175 | -175 |
| 40 | 29 | 31 | 0.0108 | 0.0331 | 0.0041 | 175 | -175 |
| 41 | 23 | 32 | 0.0317 | 0.1153 | 0.0586 | 140 | -140 |
| 42 | 31 | 32 | 0.0298 | 0.0985 | 0.0126 | 175 | -175 |
| 43 | 27 | 32 | 0.0229 | 0.0755 | 0.0096 | 175 | -175 |
| 44 | 15 | 33 | 0.038 | 0.1244 | 0.016 | 175 | -175 |
| 45 | 19 | 34 | 0.0752 | 0.247 | 0.0316 | 175 | -175 |
| 46 | 35 | 36 | 0.0022 | 0.0102 | 0.0013 | 175 | -175 |
| 47 | 35 | 37 | 0.011 | 0.0497 | 0.0066 | 175 | -175 |
| 48 | 33 | 37 | 0.0415 | 0.142 | 0.0183 | 175 | -175 |
| 49 | 34 | 36 | 0.0087 | 0.0268 | 0.0028 | 175 | -175 |
| 50 | 34 | 37 | 0.0026 | 0.0094 | 0.0049 | 500 | -500 |
| 51 | 38 | 37 | 0 | 0.0375 | 0 | 500 | -500 |
| 52 | 37 | 39 | 0.0321 | 0.106 | 0.0135 | 175 | -175 |
| 53 | 37 | 40 | 0.0593 | 0.168 | 0.021 | 175 | -175 |
| 54 | 30 | 38 | 0.0046 | 0.054 | 0.211 | 175 | -175 |
| 55 | 39 | 40 | 0.0184 | 0.0605 | 0.0078 | 175 | -175 |
| 56 | 40 | 41 | 0.0145 | 0.0487 | 0.0061 | 175 | -175 |
| 57 | 40 | 42 | 0.0555 | 0.183 | 0.0233 | 175 | -175 |
| 58 | 41 | 42 | 0.041 | 0.135 | 0.0172 | 175 | -175 |
| 59 | 43 | 44 | 0.0608 | 0.2454 | 0.0303 | 175 | -175 |

*Tabla F.9 Datos de las líneas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Impedancia (P. U. 100 MVA Base) | | | Límite superior (MW) | Límite inferior (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Resistencia | Reactancia | B/2 | | |
| 60 | 34 | 43 | 0.0413 | 0.1681 | 0.0211 | 175 | -175 |
| 61 | 44 | 45 | 0.0224 | 0.0901 | 0.0112 | 175 | -175 |
| 62 | 45 | 46 | 0.04 | 0.1356 | 0.0166 | 175 | -175 |
| 63 | 46 | 47 | 0.038 | 0.127 | 0.0158 | 175 | -175 |
| 64 | 46 | 48 | 0.0601 | 0.189 | 0.0236 | 175 | -175 |
| 65 | 47 | 49 | 0.0191 | 0.0625 | 0.008 | 175 | -175 |
| 66 | 42 | 49 | 0.0358 | 0.1615 | 0.0215 | 350 | -350 |
| 67 | 45 | 49 | 0.0684 | 0.186 | 0.0222 | 175 | -175 |
| 68 | 48 | 49 | 0.0179 | 0.0505 | 0.0063 | 175 | -175 |
| 69 | 49 | 50 | 0.0267 | 0.0752 | 0.0094 | 175 | -175 |
| 70 | 49 | 51 | 0.0486 | 0.137 | 0.0171 | 175 | -175 |
| 71 | 51 | 52 | 0.0203 | 0.0588 | 0.007 | 175 | -175 |
| 72 | 52 | 53 | 0.0405 | 0.1635 | 0.0203 | 175 | -175 |
| 73 | 53 | 54 | 0.0263 | 0.122 | 0.0155 | 175 | -175 |
| 74 | 49 | 54 | 0.0397 | 0.145 | 0.0183 | 350 | -350 |
| 75 | 54 | 55 | 0.0169 | 0.0707 | 0.0101 | 175 | -175 |
| 76 | 54 | 56 | 0.0027 | 0.0095 | 0.0037 | 175 | -175 |
| 77 | 55 | 56 | 0.0049 | 0.0151 | 0.0019 | 175 | -175 |
| 78 | 56 | 57 | 0.0343 | 0.0966 | 0.0121 | 175 | -175 |
| 79 | 50 | 57 | 0.0474 | 0.134 | 0.0166 | 175 | -175 |
| 80 | 56 | 58 | 0.0343 | 0.0966 | 0.0121 | 175 | -175 |
| 81 | 51 | 58 | 0.0255 | 0.0719 | 0.0089 | 175 | -175 |
| 82 | 54 | 59 | 0.0503 | 0.2293 | 0.0299 | 175 | -175 |
| 83 | 56 | 59 | 0.0407 | 0.1224 | 0.0138 | 350 | -350 |
| 84 | 55 | 59 | 0.0474 | 0.2158 | 0.0282 | 175 | -175 |
| 85 | 59 | 60 | 0.0317 | 0.145 | 0.0188 | 175 | -175 |
| 86 | 59 | 61 | 0.0328 | 0.15 | 0.0194 | 175 | -175 |
| 87 | 60 | 61 | 0.0026 | 0.0135 | 0.0073 | 500 | -500 |
| 88 | 60 | 62 | 0.0123 | 0.0561 | 0.0073 | 175 | -175 |
| 89 | 61 | 62 | 0.0082 | 0.0376 | 0.0049 | 175 | -175 |
| 90 | 63 | 59 | 0 | 0.0386 | 0 | 500 | -500 |
| 91 | 63 | 64 | 0.0017 | 0.02 | 0.108 | 500 | -500 |
| 92 | 64 | 61 | 0 | 0.0268 | 0 | 500 | -500 |
| 93 | 38 | 65 | 0.009 | 0.0986 | 0.523 | 500 | -500 |
| 94 | 64 | 65 | 0.0027 | 0.0302 | 0.19 | 500 | -500 |

*Tabla F.9 Datos de las líneas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Impedancia (P. U. 100 MVA Base) | | | Límite superior (MW) | Límite inferior (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Resistencia | Reactancia | B/2 | | |
| 95 | 49 | 66 | 0.009 | 0.046 | 0.0062 | 1000 | -1000 |
| 96 | 62 | 66 | 0.0482 | 0.218 | 0.0289 | 175 | -175 |
| 97 | 62 | 67 | 0.0258 | 0.117 | 0.0155 | 175 | -175 |
| 98 | 65 | 66 | 0 | 0.037 | 0 | 500 | -500 |
| 99 | 66 | 67 | 0.0224 | 0.1015 | 0.0134 | 175 | -175 |
| 100 | 65 | 68 | 0.0014 | 0.016 | 0.319 | 500 | -500 |
| 101 | 47 | 69 | 0.0844 | 0.2778 | 0.0355 | 175 | -175 |
| 102 | 49 | 69 | 0.0985 | 0.324 | 0.0414 | 175 | -175 |
| 103 | 68 | 69 | 0 | 0.037 | 0 | 500 | -500 |
| 104 | 69 | 70 | 0.03 | 0.127 | 0.061 | 500 | -500 |
| 105 | 24 | 70 | 0.0022 | 0.4115 | 0.051 | 175 | -175 |
| 106 | 70 | 71 | 0.0088 | 0.0355 | 0.0044 | 175 | -175 |
| 107 | 24 | 72 | 0.0488 | 0.196 | 0.0244 | 175 | -175 |
| 108 | 71 | 72 | 0.0446 | 0.18 | 0.0222 | 175 | -175 |
| 109 | 71 | 73 | 0.0087 | 0.0454 | 0.0059 | 175 | -175 |
| 110 | 70 | 74 | 0.0401 | 0.1323 | 0.0168 | 175 | -175 |
| 111 | 70 | 75 | 0.0428 | 0.141 | 0.018 | 175 | -175 |
| 112 | 69 | 75 | 0.0405 | 0.122 | 0.062 | 500 | -500 |
| 113 | 74 | 75 | 0.0123 | 0.0406 | 0.0052 | 175 | -175 |
| 114 | 76 | 77 | 0.0444 | 0.148 | 0.0184 | 175 | -175 |
| 115 | 69 | 77 | 0.0309 | 0.101 | 0.0519 | 175 | -175 |
| 116 | 75 | 77 | 0.0601 | 0.1999 | 0.0249 | 175 | -175 |
| 117 | 77 | 78 | 0.0038 | 0.0124 | 0.0063 | 175 | -175 |
| 118 | 78 | 79 | 0.0055 | 0.0244 | 0.0032 | 175 | -175 |
| 119 | 77 | 80 | 0.0108 | 0.0332 | 0.0077 | 1000 | -1000 |
| 120 | 79 | 80 | 0.0156 | 0.0704 | 0.0093 | 175 | -175 |
| 121 | 68 | 81 | 0.0018 | 0.0202 | 0.404 | 500 | -500 |
| 122 | 81 | 80 | 0 | 0.037 | 0 | 500 | -500 |
| 123 | 77 | 82 | 0.0298 | 0.0853 | 0.0409 | 200 | -200 |
| 124 | 82 | 83 | 0.0112 | 0.0366 | 0.019 | 200 | -200 |
| 125 | 83 | 84 | 0.0625 | 0.132 | 0.0129 | 175 | -175 |
| 126 | 83 | 85 | 0.043 | 0.148 | 0.0174 | 175 | -175 |
| 127 | 84 | 85 | 0.0302 | 0.0641 | 0.0062 | 175 | -175 |
| 128 | 85 | 86 | 0.035 | 0.123 | 0.0138 | 500 | -500 |
| 129 | 86 | 87 | 0.0283 | 0.2074 | 0.0223 | 500 | -500 |
| 130 | 85 | 88 | 0.02 | 0.102 | 0.0138 | 175 | -175 |

*Tabla F.9 Datos de las líneas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Impedancia (P. U. 100 MVA Base) | | | Límite superior (MW) | Límite inferior (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Resistencia | Reactancia | B/2 | | |
| 131 | 85 | 89 | 0.0239 | 0.173 | 0.0235 | 175 | -175 |
| 132 | 88 | 89 | 0.0139 | 0.0712 | 0.0097 | 500 | -500 |
| 133 | 89 | 90 | 0.0163 | 0.0651 | 0.0176 | 1000 | -1000 |
| 134 | 90 | 91 | 0.0254 | 0.0836 | 0.0107 | 175 | -175 |
| 135 | 89 | 92 | 0.0079 | 0.0383 | 0.0118 | 1000 | -1000 |
| 136 | 91 | 92 | 0.0387 | 0.1272 | 0.0163 | 175 | -175 |
| 137 | 92 | 93 | 0.0258 | 0.0848 | 0.0109 | 175 | -175 |
| 138 | 92 | 94 | 0.0481 | 0.158 | 0.0203 | 175 | -175 |
| 139 | 93 | 94 | 0.0223 | 0.0732 | 0.0094 | 175 | -175 |
| 140 | 94 | 95 | 0.0132 | 0.0434 | 0.0055 | 175 | -175 |
| 141 | 80 | 96 | 0.0356 | 0.182 | 0.0247 | 175 | -175 |
| 142 | 82 | 96 | 0.0162 | 0.053 | 0.0272 | 175 | -175 |
| 143 | 94 | 96 | 0.0269 | 0.0869 | 0.0115 | 175 | -175 |
| 144 | 80 | 97 | 0.0183 | 0.0934 | 0.0127 | 175 | -175 |
| 145 | 80 | 98 | 0.0238 | 0.108 | 0.0143 | 175 | -175 |
| 146 | 80 | 99 | 0.0454 | 0.206 | 0.0273 | 200 | -200 |
| 147 | 92 | 100 | 0.0648 | 0.295 | 0.0236 | 175 | -175 |
| 148 | 94 | 100 | 0.0178 | 0.058 | 0.0302 | 175 | -175 |
| 149 | 95 | 96 | 0.0171 | 0.0547 | 0.0074 | 175 | -175 |
| 150 | 96 | 97 | 0.0173 | 0.0885 | 0.012 | 175 | -175 |
| 151 | 98 | 100 | 0.0397 | 0.179 | 0.0238 | 175 | -175 |
| 152 | 99 | 100 | 0.018 | 0.0813 | 0.0108 | 175 | -175 |
| 153 | 100 | 101 | 0.0277 | 0.1262 | 0.0164 | 175 | -175 |
| 154 | 92 | 102 | 0.0123 | 0.0559 | 0.0073 | 175 | -175 |
| 155 | 101 | 102 | 0.0246 | 0.112 | 0.0147 | 175 | -175 |
| 156 | 100 | 103 | 0.016 | 0.0525 | 0.0268 | 500 | -500 |
| 157 | 100 | 104 | 0.0451 | 0.204 | 0.027 | 175 | -175 |
| 158 | 103 | 104 | 0.0466 | 0.1584 | 0.0203 | 175 | -175 |
| 159 | 103 | 105 | 0.0535 | 0.1625 | 0.0204 | 175 | -175 |
| 160 | 100 | 106 | 0.0605 | 0.229 | 0.031 | 175 | -175 |
| 161 | 104 | 105 | 0.0099 | 0.0378 | 0.0049 | 175 | -175 |
| 162 | 105 | 106 | 0.014 | 0.0547 | 0.0072 | 175 | -175 |
| 163 | 105 | 107 | 0.053 | 0.183 | 0.0236 | 175 | -175 |
| 164 | 105 | 108 | 0.0261 | 0.0703 | 0.0092 | 175 | -175 |
| 165 | 106 | 107 | 0.053 | 0.183 | 0.0236 | 175 | -175 |
| 166 | 108 | 109 | 0.0105 | 0.0288 | 0.0038 | 175 | -175 |

*Tabla F.9 Datos de las líneas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras (continuación).*

| Número de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Impedancia (P. U. 100 MVA Base) | | | Límite superior (MW) | Límite inferior (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Resistencia | Reactancia | B/2 | | |
| 167 | 103 | 110 | 0.0391 | 0.1813 | 0.0231 | 175 | -175 |
| 168 | 109 | 110 | 0.0278 | 0.0762 | 0.0101 | 175 | -175 |
| 169 | 110 | 111 | 0.022 | 0.0755 | 0.01 | 175 | -175 |
| 170 | 110 | 112 | 0.0247 | 0.064 | 0.031 | 175 | -175 |
| 171 | 17 | 113 | 0.0091 | 0.0301 | 0.0038 | 175 | -175 |
| 172 | 32 | 113 | 0.0615 | 0.203 | 0.0259 | 500 | -500 |
| 173 | 32 | 114 | 0.0135 | 0.0612 | 0.0081 | 175 | -175 |
| 174 | 27 | 115 | 0.0164 | 0.0741 | 0.0099 | 175 | -175 |
| 175 | 114 | 115 | 0.0023 | 0.0104 | 0.0014 | 175 | -175 |
| 176 | 68 | 116 | 0.0003 | 0.0041 | 0.082 | 500 | -500 |
| 177 | 12 | 117 | 0.0329 | 0.14 | 0.0179 | 175 | -175 |
| 178 | 75 | 118 | 0.0145 | 0.0481 | 0.006 | 175 | -175 |
| 179 | 76 | 118 | 0.0164 | 0.0544 | 0.0068 | 175 | -175 |

## *SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 118 NODOS CON 54 UNIDADES GENERADORAS.*

Para este sistema de prueba únicamente se presentan los datos de las unidades generadoras y la demanda horaria debido a que la red de transmisión y las cargas distribuidas en la misma son idénticas a las presentadas en el sistema anterior.

Datos de los generadores.

*Tabla F.10 Datos de los generadores para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficiente de costo de arranque fijo. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW^2$) | b ($k$/MW) | c ($k$) | | | | |
| 1 | 4 | 30 | 5 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |

*Tabla F.10 Datos de los generadores para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras (continuación).*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficiente de costo de arranque fijo. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW^2$) | b ($k$/MW) | c ($k$) | | | | |
| 2 | 6 | 30 | 5 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 3 | 8 | 30 | 5 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 4 | 10 | 300 | 150 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 8 | 440 |
| 5 | 12 | 300 | 100 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 8 | 110 |
| 6 | 15 | 30 | 10 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 7 | 18 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 8 | 19 | 30 | 5 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 9 | 24 | 30 | 5 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 10 | 25 | 300 | 100 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 8 | 100 |
| 11 | 26 | 350 | 100 | 32.96 | 10.76 | 0.003 | 8 | 8 | 8 | 100 |
| 12 | 27 | 30 | 8 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 13 | 31 | 30 | 8 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 14 | 32 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 15 | 34 | 30 | 8 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 16 | 36 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 17 | 40 | 30 | 8 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 18 | 42 | 30 | 8 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 19 | 46 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 59 |
| 20 | 49 | 250 | 50 | 28 | 12.3299 | 0.0024 | 8 | 8 | 8 | 100 |
| 21 | 54 | 250 | 50 | 28 | 12.3299 | 0.0024 | 8 | 8 | 8 | 100 |
| 22 | 55 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 23 | 56 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 24 | 59 | 200 | 50 | 39 | 13.29 | 0.0044 | 8 | 8 | 10 | 100 |
| 25 | 61 | 200 | 50 | 39 | 13.29 | 0.0044 | 8 | 8 | 10 | 100 |
| 26 | 62 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 27 | 65 | 420 | 100 | 64.16 | 8.3391 | 0.01059 | 10 | 10 | 10 | 250 |
| 28 | 66 | 420 | 100 | 64.16 | 8.3391 | 0.01059 | 10 | 10 | 10 | 250 |
| 29 | 69 | 300 | 80 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 10 | 100 |
| 30 | 70 | 80 | 30 | 74.33 | 15.4708 | 0.04592 | 4 | 4 | 4 | 45 |
| 31 | 72 | 30 | 10 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 32 | 73 | 30 | 5 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 33 | 74 | 20 | 5 | 17.95 | 37.6968 | 0.0283 | 1 | 1 | 1 | 30 |

*Tabla F.10 Datos de los generadores para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras (continuación).*

| Número de Unidad | Nodo conectado | Potencia Máxima (MW) | Potencia Mínima (MW) | Coeficientes de curva entrada-salida | | | Min ON (h) | Min OFF (h) | Condición Inicial (h) | Coeficiente de costo de arranque fijo. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | a ($k$/MW^2$) | b ($k$/MW) | c ($k$) | | | | |
| 34 | 76 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 35 | 77 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 36 | 80 | 300 | 150 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 10 | 440 |
| 37 | 82 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 38 | 85 | 30 | 10 | 31.67 | 26.2438 | 0.06966 | 1 | 1 | 1 | 40 |
| 39 | 87 | 300 | 100 | 32.96 | 10.76 | 0.003 | 8 | 8 | 10 | 440 |
| 40 | 89 | 200 | 50 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 10 | 400 |
| 41 | 90 | 20 | 8 | 17.95 | 37.6968 | 0.0283 | 1 | 1 | 1 | 30 |
| 42 | 91 | 50 | 20 | 58.81 | 22.9423 | 0.00977 | 1 | 1 | 1 | 45 |
| 43 | 92 | 300 | 100 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 8 | 100 |
| 44 | 99 | 300 | 100 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 8 | 100 |
| 45 | 100 | 300 | 100 | 6.78 | 12.8875 | 0.01087 | 8 | 8 | 8 | 110 |
| 46 | 103 | 20 | 8 | 17.95 | 37.6968 | 0.0283 | 1 | 1 | 1 | 30 |
| 47 | 104 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 48 | 105 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 49 | 107 | 20 | 8 | 17.95 | 37.6968 | 0.0283 | 1 | 1 | 1 | 30 |
| 50 | 110 | 50 | 25 | 58.81 | 22.9423 | 0.00977 | 2 | 2 | 2 | 45 |
| 51 | 111 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 52 | 112 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 53 | 113 | 100 | 25 | 10.15 | 17.82 | 0.0128 | 5 | 5 | 5 | 50 |
| 54 | 116 | 50 | 25 | 58.81 | 22.9423 | 0.00977 | 2 | 2 | 2 | 45 |

Datos de la demanda horaria para un estudio de 24 horas.

*Tabla F.11 Datos de la demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

| Periodo | Demanda (MW) |
|---|---|
| 1 | 4200 |
| 2 | 3960 |
| 3 | 3480 |
| 4 | 2400 |
| 5 | 3000 |

*Tabla F.11 Datos de la demanda horaria para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras (continuación).*

| Periodo | Demanda (MW) |
|---|---|
| 6 | 3600 |
| 7 | 4200 |
| 8 | 4680 |
| 9 | 4920 |
| 10 | 5280 |
| 11 | 5340 |
| 12 | 5040 |
| 13 | 4800 |
| 14 | 4560 |
| 15 | 5280 |
| 16 | 5400 |
| 17 | 5100 |
| 18 | 5340 |
| 19 | 5640 |
| 20 | 5880 |
| 21 | 6000 |
| 22 | 5400 |
| 23 | 5220 |
| 24 | 4920 |

# APÉNDICE G

## Resultados del Programa

En este apéndice se muestra los resultados completos obtenidos en cada fase del programa desarrollado en este trabajo. Para las etapas del modelo uninodal y del modelo con restricciones de red se presenta los resultados de despacho de cada generador para cada periodo de tiempo. Para la etapa con modelado de pérdidas se presenta los resultados del despacho de las maquinas, los factores de penalización, las variables duales significativas de las líneas correspondientes así como los precios marginales locales mínimos y máximos para cada periodo de tiempo.

### *Sistema IEEE de 24 nodos con 26 unidades generadoras.*

El resultado del despacho económico para el modelo uninodal se muestra en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.1 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 1.*

| | | **Periodos de tiempo** | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **4** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **9** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **10** | 76.00 | 69.92 | 39.52 | 15.40 | 15.20 | 15.20 | 39.52 | 69.92 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **11** | 76.00 | 57.76 | 27.36 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 27.36 | 51.72 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **12** | 76.00 | 52.64 | 27.36 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 22.84 | 51.68 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **13** | 76.00 | 51.68 | 23.76 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 21.28 | 51.68 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **14** | 77.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 73.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **15** | 71.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 70.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 62.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |

*Tabla G.1 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 17 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 18 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 19 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 148.20 | 149.70 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 134.00 | 191.00 | 120.17 |
| | 22 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 99.33 |
| | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 24 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 25 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 26 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

*Tabla G.2 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 9 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 11 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 12 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 13 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 14 | 100.00 | 100.00 | 92.50 | 92.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 85.00 |
| | 15 | 100.00 | 100.00 | 90.10 | 90.10 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 77.50 |
| | 16 | 100.00 | 96.10 | 85.00 | 85.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 72.00 |
| | 17 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 18 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 19 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |

*Tabla G.2 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación** | **21** | 107.37 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 120.17 | 182.04 | 171.39 | 197.00 | 172.03 | 145.78 | 105.50 | 0.00 |
| | **22** | 83.64 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 99.33 | 158.59 | 145.78 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **23** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 132.98 | 130.33 | 193.50 | 132.98 | 102.22 | 0.00 | 0.00 |
| | **24** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **25** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **26** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

Los resultados del despacho económico para el modelo con restricciones de red se muestran a través de las siguientes dos tablas.

*Tabla G.3 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **4** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **9** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **10** | 76.00 | 69.92 | 39.52 | 15.40 | 15.20 | 15.20 | 39.52 | 69.92 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **11** | 76.00 | 57.76 | 27.36 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 27.36 | 51.72 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **12** | 76.00 | 52.64 | 27.36 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 22.84 | 51.68 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **13** | 76.00 | 51.68 | 23.76 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 21.28 | 51.68 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **14** | 77.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 73.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **15** | 71.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 70.00 | 92.85 | 95.36 | 96.61 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 62.50 | 92.50 | 92.50 | 92.50 |
| | **17** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **18** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **19** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **20** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 148.20 | 149.70 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **21** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 148.65 | 108.58 | 123.02 |
| | **22** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 94.56 | 107.37 |
| | **23** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.3 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **24** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **25** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **26** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

*Tabla G.4 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **4** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **9** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **10** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **11** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **12** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **13** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **14** | 100.00 | 100.00 | 92.50 | 92.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 85.00 |
| | **15** | 95.36 | 92.85 | 90.10 | 90.10 | 96.61 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 97.87 | 92.50 | 77.50 |
| | **16** | 92.50 | 92.50 | 85.00 | 85.00 | 92.50 | 100.00 | 99.15 | 96.64 | 92.88 | 92.50 | 91.60 | 72.00 |
| | **17** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **18** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **19** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **20** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **21** | 108.58 | 79.70 | 68.95 | 68.95 | 123.02 | 174.84 | 171.39 | 153.52 | 179.15 | 150.27 | 121.40 | 0.00 |
| | **22** | 94.56 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 107.37 | 158.59 | 145.78 | 132.98 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **23** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 132.98 | 131.18 | 107.37 | 132.98 | 107.37 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.4 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación | 24 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 25 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 26 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

Los resultados del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia se muestran en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.5 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 9 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 76.00 | 76.00 | 51.68 | 39.52 | 38.50 | 39.52 | 51.68 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 11 | 76.00 | 69.86 | 39.52 | 25.76 | 21.28 | 21.71 | 39.52 | 68.84 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 12 | 76.00 | 63.84 | 37.71 | 21.28 | 21.28 | 21.28 | 36.51 | 63.84 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 13 | 76.00 | 63.84 | 33.44 | 21.28 | 21.28 | 21.28 | 33.44 | 63.84 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 14 | 92.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 85.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | 15 | 90.26 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 77.50 | 95.29 | 97.79 | 99.05 |
| | 16 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 75.99 | 92.50 | 92.50 | 92.50 |
| | 17 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 18 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 19 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 178.52 | 125.22 | 139.52 |
| | 22 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 107.37 | 120.17 |

*Tabla G.5 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 24 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 25 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 26 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

*Tabla G.6 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 9 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 11 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 12 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 13 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 14 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 92.50 |
| | 15 | 97.79 | 95.29 | 92.89 | 92.89 | 99.05 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 94.03 | 89.66 |
| | 16 | 92.50 | 92.50 | 92.50 | 92.50 | 92.50 | 100.00 | 100.00 | 99.07 | 95.31 | 92.80 | 92.50 | 85.00 |
| | 17 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 18 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 19 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 125.22 | 96.76 | 82.01 | 82.01 | 139.52 | 184.20 | 184.20 | 158.59 | 195.52 | 166.67 | 151.56 | 0.00 |
| | 22 | 107.37 | 81.76 | 68.95 | 68.95 | 120.17 | 166.64 | 158.59 | 144.59 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 145.78 | 137.03 | 120.17 | 145.78 | 120.17 | 0.00 | 0.00 |
| | 24 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |

*Tabla G.6 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 26 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| MW | 25 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 26 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

En la tabla de a continuación se muestran los resultados correspondientes a los factores de penalización. Con fines prácticos solo se presentan los valores máximos y mínimos de los factores de penalización en cada periodo de tiempo junto con el valor promedio y la referencia del sistema.

*Tabla G.7 Factores de penalización para el sistema de 24 nodos con 26 unidades de generación.*

| Periodo | Factor de penalización Máximo | | Factor de penalización Mínimo | | Promedio Sistema | Referencia del Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Valor | Nodo | Valor | | |
| 1 | 8 | 1.0266 | 21 | 0.9320 | 0.9790 | 7 |
| 2 | 7 | 1.1041 | 21 | 0.9381 | 0.9959 | 2 |
| 3 | 7 | 1.0696 | 21 | 0.9066 | 0.9698 | 2 |
| 4 | 7 | 1.0540 | 21 | 0.8926 | 0.9584 | 1 |
| 5 | 7 | 1.1784 | 21 | 0.9786 | 1.0481 | 23 |
| 6 | 7 | 1.1785 | 21 | 0.9786 | 1.0481 | 23 |
| 7 | 7 | 1.1069 | 21 | 0.9056 | 0.9724 | 2 |
| 8 | 7 | 1.1417 | 21 | 0.9372 | 0.9986 | 2 |
| 9 | 6 | 1.0654 | 21 | 0.9734 | 1.0166 | 7 |
| 10 | 6 | 1.0393 | 7 | 0.9475 | 0.9894 | 13 |
| 11 | 6 | 1.0430 | 7 | 0.9515 | 0.9931 | 13 |
| 12 | 6 | 1.0448 | 7 | 0.9535 | 0.9949 | 13 |
| 13 | 6 | 1.0430 | 7 | 0.9515 | 0.9931 | 13 |
| 14 | 6 | 1.0393 | 7 | 0.9475 | 0.9894 | 13 |
| 15 | 6 | 1.0920 | 7 | 1.0000 | 1.0421 | 7 |
| 16 | 6 | 1.0920 | 7 | 1.0000 | 1.0421 | 7 |
| 17 | 6 | 1.0448 | 7 | 0.9535 | 0.9949 | 13 |
| 18 | 6 | 1.0609 | 7 | 0.9731 | 1.0108 | 13 |
| 19 | 6 | 1.0595 | 7 | 0.9707 | 1.0098 | 13 |
| 20 | 6 | 1.0557 | 7 | 0.9654 | 1.0060 | 13 |
| 21 | 6 | 1.0503 | 7 | 0.9594 | 1.0004 | 13 |
| 22 | 6 | 1.0466 | 7 | 0.9555 | 0.9967 | 13 |
| 23 | 6 | 1.0375 | 7 | 0.9455 | 0.9876 | 13 |
| 24 | 6 | 1.0853 | 21 | 0.9944 | 1.0356 | 7 |

A continuación se muestran los resultados de las líneas que registraron un valor diferente de cero en las variables duales con sus respectivos periodos de tiempo.

*Tabla G.8 Variables duales significativas para el sistema de 24 nodos con 26 unidades de generación.*

| Periodo | Numero de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo de potencia actual | Flujo máximo | Variable dual |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 10 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.3869 |
| 11 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.22951 |
| 12 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.33982 |
| 13 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.22951 |
| 14 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.00981 |
| 15 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.12807 |
| 16 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.12807 |
| 17 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.33982 |
| 20 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.65016 |
| 21 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.6632 |
| 22 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.44076 |
| 23 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -3.214 |

Los valores mínimos y máximos de los precios marginales locales en cada periodo de tiempo se muestran a continuación, adicionado a lo anterior se agrega la columna del valor promedio de los PML´s del sistema.

*Tabla G.9 PML´s máximo, mínimo y promedio para el sistema de 24 nodos con 26 unidades de generación.*

| Periodo | PML Máximo | | | | | PML Mínimo | | | | | Promedio PML Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Componentes | | | PML Max | Nodo | Componentes | | | PML Min | |
| | | Energía | Pérdidas | Congestión | | | Energía | Pérdidas | Congestión | | |
| 1 | 8 | 19.186 | 0.510 | 0.000 | 19.696 | 21 | 19.186 | -1.305 | 0.000 | 17.882 | 18.784 |
| 2 | 7 | 14.567 | 1.516 | 0.000 | 16.083 | 21 | 14.567 | -0.902 | 0.000 | 13.666 | 14.507 |
| 3 | 7 | 14.044 | 0.977 | 0.000 | 15.021 | 21 | 14.044 | -1.311 | 0.000 | 12.733 | 13.620 |
| 4 | 7 | 13.789 | 0.745 | 0.000 | 14.534 | 21 | 13.789 | -1.481 | 0.000 | 12.309 | 13.215 |
| 5 | 7 | 12.666 | 2.260 | 0.000 | 14.926 | 21 | 12.666 | -0.271 | 0.000 | 12.395 | 13.252 |
| 6 | 7 | 12.683 | 2.263 | 0.000 | 14.946 | 21 | 12.683 | -0.272 | 0.000 | 12.411 | 13.257 |
| 7 | 7 | 14.044 | 1.502 | 0.000 | 15.547 | 21 | 14.044 | -1.326 | 0.000 | 12.719 | 13.657 |
| 8 | 7 | 14.567 | 2.064 | 0.000 | 16.631 | 21 | 14.567 | -0.915 | 0.000 | 13.653 | 14.548 |
| 9 | 6 | 19.082 | 1.247 | 0.000 | 20.329 | 21 | 19.082 | -0.507 | 0.000 | 18.575 | 19.398 |
| 10 | 6 | 23.921 | 0.941 | 0.000 | 24.862 | 7 | 23.921 | -1.256 | -3.387 | 19.278 | 23.527 |
| 11 | 6 | 23.656 | 1.017 | 0.000 | 24.672 | 7 | 23.656 | -1.148 | -3.230 | 19.278 | 23.357 |
| 12 | 6 | 23.722 | 1.063 | 0.000 | 24.785 | 7 | 23.722 | -1.104 | -3.340 | 19.278 | 23.462 |

*Tabla G.9 PML´s máximo, mínimo y promedio para el sistema de 24 nodos con 26 unidades de generación (continuación).*

| Periodo | PML Máximo | | | | | PML Mínimo | | | | | Promedio PML Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Componentes | | | PML Max | Nodo | Componentes | | | PML Min | |
| | | Energía | Pérdidas | Congestión | | | Energía | Pérdidas | Congestión | | |
| 13 | 6 | 23.656 | 1.017 | 0.000 | 24.672 | 7 | 23.656 | -1.148 | -3.230 | 19.278 | 23.357 |
| 14 | 6 | 23.523 | 0.925 | 0.000 | 24.448 | 7 | 23.523 | -1.235 | -3.010 | 19.278 | 23.149 |
| 15 | 6 | 19.278 | 1.774 | 3.128 | 24.180 | 7 | 19.278 | 0.000 | 0.000 | 19.278 | 23.045 |
| 16 | 6 | 19.278 | 1.774 | 3.128 | 24.180 | 7 | 19.278 | 0.000 | 0.000 | 19.278 | 23.045 |
| 17 | 6 | 23.722 | 1.063 | 0.000 | 24.785 | 7 | 23.722 | -1.104 | -3.340 | 19.278 | 23.462 |
| 18 | 6 | 23.958 | 1.459 | 0.000 | 25.417 | 7 | 23.958 | -0.644 | 0.000 | 23.314 | 24.216 |
| 19 | 6 | 23.933 | 1.424 | 0.000 | 25.357 | 7 | 23.933 | -0.702 | 0.000 | 23.231 | 24.168 |
| 20 | 6 | 23.825 | 1.328 | 0.000 | 25.153 | 7 | 23.825 | -0.823 | -3.650 | 19.351 | 23.815 |
| 21 | 6 | 23.987 | 1.206 | 0.000 | 25.193 | 7 | 23.987 | -0.973 | -3.663 | 19.351 | 23.845 |
| 22 | 6 | 23.855 | 1.112 | 0.000 | 24.967 | 7 | 23.855 | -1.063 | -3.441 | 19.351 | 23.634 |
| 23 | 6 | 23.788 | 0.893 | 0.000 | 24.681 | 7 | 23.788 | -1.296 | -3.214 | 19.278 | 23.359 |
| 24 | 6 | 19.186 | 1.637 | 0.000 | 20.823 | 21 | 19.186 | -0.107 | 0.000 | 19.079 | 19.870 |

## *Sistema IEEE de 24 nodos con 32 unidades generadoras.*

Los resultados del despacho económico del modelo uninodal se muestran en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.10 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 4.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 9 | 4.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.10 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 12 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 13 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 14 | 74.50 | 74.50 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 74.50 | 74.50 | 83.00 | 83.00 | 83.00 |
| | 15 | 74.50 | 74.50 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 74.50 | 74.50 | 83.00 | 83.00 | 89.50 |
| | 16 | 74.50 | 74.50 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 74.50 | 74.50 | 83.00 | 83.00 | 91.50 |
| | 17 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 141.50 | 155.00 | 155.00 |
| | 18 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 141.50 | 155.00 | 155.00 |
| | 19 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 143.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 138.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 179.30 | 179.30 | 161.60 | 152.30 | 143.90 | 143.90 | 152.30 | 161.60 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 22 | 179.30 | 179.30 | 161.60 | 161.60 | 143.90 | 143.90 | 161.60 | 161.60 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 23 | 190.40 | 179.30 | 161.60 | 161.60 | 143.90 | 143.90 | 161.60 | 168.80 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 24 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 287.00 | 287.00 | 305.00 | 318.50 |
| | 25 | 328.00 | 267.10 | 256.00 | 220.00 | 220.00 | 220.00 | 220.00 | 256.00 | 328.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 26 | 328.00 | 256.00 | 231.70 | 220.00 | 206.80 | 208.30 | 220.00 | 256.00 | 328.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 27 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 29 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 32 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.11 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 9 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |

*Tabla G.11 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 12 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 18.00 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 13 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 23.20 | 16.60 | 13.50 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 14 | 83.00 | 83.00 | 74.50 | 74.50 | 83.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 83.00 | 83.00 | 74.50 | 74.50 |
| | 15 | 83.00 | 83.00 | 78.00 | 78.00 | 89.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 83.00 | 83.00 | 74.50 | 74.50 |
| | 16 | 83.00 | 83.00 | 83.00 | 83.00 | 91.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 83.50 | 83.00 | 74.50 | 74.50 |
| | 17 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 128.00 |
| | 18 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 143.50 | 141.50 | 140.00 |
| | 19 | 155.00 | 143.00 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 141.50 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 141.50 |
| | 21 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 22 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 23 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 24 | 305.00 | 287.00 | 287.00 | 287.00 | 318.50 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 318.50 | 287.00 | 287.00 | 287.00 |
| | 25 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 364.00 | 328.00 |
| | 26 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 348.00 | 328.00 |
| | 27 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 29 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 15.90 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 32 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |

Los resultados del despacho económico para el modelo con restricciones de red se muestran a través de las siguientes dos tablas.

*Tabla G.12 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 4.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.12 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 9 | 4.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 12 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 13 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 14 | 74.50 | 74.50 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 74.50 | 74.50 | 83.00 | 83.00 | 89.50 |
| | 15 | 74.50 | 74.50 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 74.50 | 74.50 | 83.00 | 83.00 | 91.50 |
| | 16 | 74.50 | 74.50 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 66.00 | 74.50 | 74.50 | 83.00 | 83.00 | 83.00 |
| | 17 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 141.50 | 155.00 | 155.00 |
| | 18 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 141.50 | 155.00 | 155.00 |
| | 19 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 143.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 128.00 | 138.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 179.30 | 179.30 | 161.60 | 152.30 | 143.90 | 143.90 | 152.30 | 161.60 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 22 | 179.30 | 179.30 | 161.60 | 161.60 | 143.90 | 143.90 | 161.60 | 161.60 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 23 | 190.40 | 179.30 | 161.60 | 161.60 | 143.90 | 143.90 | 161.60 | 168.80 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 24 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 287.00 | 287.00 | 305.00 | 318.50 |
| | 25 | 328.00 | 267.10 | 256.00 | 220.00 | 220.00 | 220.00 | 220.00 | 256.00 | 328.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 26 | 328.00 | 256.00 | 231.70 | 220.00 | 206.80 | 208.30 | 220.00 | 256.00 | 328.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 27 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 29 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 32 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.13 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.13 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 9 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 12 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 10.15 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 13 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 14 | 83.00 | 83.00 | 74.50 | 74.50 | 89.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 83.00 | 83.00 | 74.50 | 74.50 |
| | 15 | 83.00 | 83.00 | 78.00 | 78.00 | 91.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 83.00 | 83.00 | 74.50 | 74.50 |
| | 16 | 83.00 | 83.00 | 83.00 | 83.00 | 83.00 | 100.00 | 99.15 | 96.64 | 83.50 | 83.00 | 74.50 | 74.50 |
| | 17 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 128.00 |
| | 18 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 143.50 | 141.50 | 141.50 |
| | 19 | 155.00 | 143.00 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 140.00 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 141.50 |
| | 21 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 22 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 23 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 24 | 305.00 | 287.00 | 287.00 | 287.00 | 318.50 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 318.50 | 287.00 | 287.00 | 287.00 |
| | 25 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 364.00 | 328.00 |
| | 26 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 348.00 | 328.00 |
| | 27 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 29 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 18.00 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 23.20 | 16.60 | 10.26 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | 32 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 16.60 | 16.60 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |

Los resultados del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia se muestran en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.14 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.14 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 4.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 9 | 4.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 11 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 12 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 13 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 14 | 74.50 | 49.00 | 85.88 | 40.50 | 83.00 | 83.00 | 40.50 | 66.00 | 83.00 | 91.50 | 91.50 | 91.50 |
| | 15 | 74.50 | 49.00 | 91.50 | 40.50 | 89.27 | 83.00 | 40.50 | 66.00 | 83.00 | 91.50 | 91.50 | 97.61 |
| | 16 | 74.50 | 49.00 | 83.00 | 40.50 | 83.00 | 89.34 | 40.50 | 66.00 | 83.00 | 91.50 | 91.50 | 91.50 |
| | 17 | 141.50 | 141.50 | 128.00 | 141.50 | 128.00 | 128.00 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 18 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 128.00 | 128.00 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 19 | 128.00 | 114.50 | 128.00 | 114.50 | 128.00 | 128.00 | 114.50 | 114.50 | 128.00 | 141.50 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 128.00 | 114.50 | 128.00 | 114.50 | 128.00 | 128.00 | 114.50 | 114.50 | 128.00 | 148.11 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 197.00 | 144.36 | 197.00 | 108.50 | 197.00 | 197.00 | 108.50 | 179.30 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 22 | 197.00 | 161.60 | 197.00 | 108.50 | 197.00 | 197.00 | 108.50 | 179.30 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 23 | 197.00 | 161.60 | 197.00 | 108.50 | 197.00 | 197.00 | 108.50 | 179.30 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | 24 | 255.50 | 255.50 | 255.50 | 224.00 | 287.00 | 287.00 | 224.00 | 255.50 | 255.50 | 287.00 | 326.41 | 350.00 |
| | 25 | 326.91 | 364.00 | 167.74 | 364.00 | 97.87 | 99.44 | 364.00 | 262.56 | 353.12 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 26 | 292.00 | 328.00 | 148.00 | 344.83 | 76.00 | 76.00 | 344.83 | 256.00 | 328.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 27 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 28 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 29 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 32 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.15 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 3.00 | 3.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.15 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 24 nodos con 32 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **9** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **10** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 36.40 | 29.80 | 29.80 | 23.20 | 16.60 | 10.00 | 0.00 |
| | **11** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 36.40 | 29.80 | 29.80 | 23.20 | 16.60 | 10.00 | 0.00 |
| | **12** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 38.93 | 31.80 | 29.80 | 23.20 | 16.60 | 10.00 | 0.00 |
| | **13** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 43.00 | 36.40 | 29.80 | 23.20 | 16.60 | 10.00 | 0.00 |
| | **14** | 91.50 | 91.50 | 83.00 | 83.00 | 91.50 | 100.00 | 100.00 | 91.50 | 83.00 | 91.50 | 91.50 | 83.00 |
| | **15** | 91.50 | 91.50 | 85.91 | 85.91 | 97.61 | 100.00 | 100.00 | 91.50 | 83.00 | 91.50 | 91.50 | 83.00 |
| | **16** | 91.50 | 91.50 | 83.00 | 83.00 | 91.50 | 100.00 | 100.00 | 91.50 | 83.00 | 91.50 | 91.50 | 83.00 |
| | **17** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **18** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 |
| | **19** | 155.00 | 141.50 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 134.32 | 128.00 |
| | **20** | 155.00 | 148.11 | 141.50 | 141.50 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 141.50 | 128.00 | 128.00 |
| | **21** | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | **22** | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | **23** | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 197.00 |
| | **24** | 326.41 | 287.00 | 287.00 | 287.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 340.86 | 306.23 | 287.00 | 287.00 | 255.50 |
| | **25** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 364.00 | 364.00 |
| | **26** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 391.02 | 328.00 | 332.85 |
| | **27** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | **28** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | **29** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | **30** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | **31** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |
| | **32** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 |

En la tabla de a continuación se muestran los resultados correspondientes a los factores de penalización. Con fines prácticos solo se presentan los valores máximos y mínimos de los factores de penalización en cada periodo de tiempo junto con el valor promedio y la referencia del sistema.

*Tabla G.16 Factores de penalización para el sistema de 24 nodos con 32 unidades de generación.*

| Periodo | Factor de penalización Máximo | | Factor de penalización Mínimo | | Promedio Sistema | Referencia del Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Valor | Nodo | Valor | | |
| 1 | 2 | 1.1124 | 23 | 1.0000 | 1.0420 | 23 |
| 2 | 2 | 1.1096 | 7 | 0.9680 | 1.0410 | 23 |
| 3 | 2 | 1.1224 | 21 | 1.0000 | 1.0540 | 21 |
| 4 | 2 | 1.0675 | 7 | 0.9258 | 1.0062 | 18 |
| 5 | 2 | 1.1273 | 21 | 1.0000 | 1.0611 | 21 |
| 6 | 2 | 1.1273 | 21 | 1.0000 | 1.0610 | 21 |
| 7 | 2 | 1.0675 | 7 | 0.9258 | 1.0062 | 18 |
| 8 | 2 | 1.1067 | 7 | 0.9953 | 1.0392 | 23 |
| 9 | 2 | 1.1210 | 23 | 1.0000 | 1.0428 | 23 |
| 10 | 2 | 1.1360 | 23 | 1.0000 | 1.0486 | 23 |
| 11 | 2 | 1.1396 | 7 | 1.0000 | 1.0496 | 7 |
| 12 | 2 | 1.1437 | 7 | 1.0000 | 1.0526 | 7 |
| 13 | 2 | 1.1396 | 7 | 1.0000 | 1.0496 | 7 |
| 14 | 2 | 1.1360 | 23 | 1.0000 | 1.0486 | 23 |
| 15 | 2 | 1.1327 | 21 | 0.9979 | 1.0462 | 23 |
| 16 | 2 | 1.1327 | 21 | 0.9979 | 1.0462 | 23 |
| 17 | 2 | 1.1437 | 7 | 1.0000 | 1.0526 | 7 |
| 18 | 2 | 1.1041 | 22 | 1.0000 | 1.0457 | 22 |
| 19 | 2 | 1.1118 | 22 | 1.0000 | 1.0471 | 22 |
| 20 | 2 | 1.1134 | 22 | 1.0000 | 1.0475 | 22 |
| 21 | 2 | 1.1250 | 7 | 1.0000 | 1.0491 | 7 |
| 22 | 2 | 1.1189 | 22 | 0.9927 | 1.0450 | 23 |
| 23 | 2 | 1.1205 | 22 | 0.9951 | 1.0454 | 23 |
| 24 | 2 | 1.1241 | 23 | 1.0000 | 1.0450 | 23 |

A continuación se muestran los resultados de las líneas que registraron un valor diferente de cero en las variables duales con sus respectivos periodos de tiempo.

*Tabla G.17 Variables duales significativas para el sistema de 24 nodos con 32 unidades de generación.*

| Periodo | Numero de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo de potencia actual | Flujo máximo | Variable dual |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -0.62165 |
| 5 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -0.84896 |
| 6 | 11 | 7 | 8 | 175 | 175 | -0.84921 |

Los valores mínimos y máximos de los precios marginales locales en cada periodo de tiempo se muestran a continuación, adicionado a lo anterior se agrega la columna del valor promedio de los PML´s del sistema.

*Tabla G.18 PML´s máximo, mínimo y promedio para el sistema de 24 nodos con 32 unidades de generación.*

| Periodo | PML Máximo | | | | | PML Mínimo | | | | | Promedio PML Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Componentes | | | PML Max | Nodo | Componentes | | | PML Min | |
| | | Energía | Pérdidas | Congestión | | | Energía | Pérdidas | Congestión | | |
| 1 | 2 | 14.584 | 1.639 | 0.000 | 16.223 | 23 | 14.584 | 0.000 | 0.000 | 14.584 | 15.195 |
| 2 | 2 | 14.419 | 1.581 | 0.000 | 16.000 | 7 | 14.419 | -0.461 | 0.000 | 13.958 | 15.011 |
| 3 | 2 | 14.477 | 1.772 | 0.000 | 16.249 | 21 | 14.477 | 0.000 | 0.000 | 14.477 | 15.233 |
| 4 | 2 | 14.781 | 0.997 | 0.000 | 15.778 | 7 | 14.781 | -1.097 | 0.000 | 13.684 | 14.872 |
| 5 | 2 | 14.377 | 1.831 | 0.000 | 16.208 | 21 | 14.377 | 0.000 | 0.000 | 14.377 | 14.924 |
| 6 | 2 | 14.377 | 1.831 | 0.000 | 16.208 | 21 | 14.377 | 0.000 | 0.000 | 14.377 | 14.924 |
| 7 | 2 | 14.781 | 0.997 | 0.000 | 15.778 | 7 | 14.781 | -1.097 | 0.000 | 13.684 | 14.872 |
| 8 | 2 | 14.459 | 1.542 | 0.000 | 16.002 | 7 | 14.459 | -0.069 | 0.000 | 14.391 | 15.026 |
| 9 | 2 | 14.722 | 1.782 | 0.000 | 16.503 | 23 | 14.722 | 0.000 | 0.000 | 14.722 | 15.352 |
| 10 | 2 | 14.998 | 2.040 | 0.000 | 17.038 | 23 | 14.998 | 0.000 | 0.000 | 14.998 | 15.728 |
| 11 | 2 | 15.368 | 2.146 | 0.000 | 17.514 | 7 | 15.368 | 0.000 | 0.000 | 15.368 | 16.134 |
| 12 | 2 | 15.402 | 2.213 | 0.000 | 17.614 | 7 | 15.402 | 0.000 | 0.000 | 15.402 | 16.168 |
| 13 | 2 | 15.368 | 2.146 | 0.000 | 17.514 | 7 | 15.368 | 0.000 | 0.000 | 15.368 | 16.134 |
| 14 | 2 | 14.998 | 2.040 | 0.000 | 17.038 | 23 | 14.998 | 0.000 | 0.000 | 14.998 | 15.728 |
| 15 | 2 | 14.913 | 1.980 | 0.000 | 16.893 | 21 | 14.913 | -0.031 | 0.000 | 14.882 | 15.602 |
| 16 | 2 | 14.913 | 1.980 | 0.000 | 16.893 | 21 | 14.913 | -0.031 | 0.000 | 14.882 | 15.602 |
| 17 | 2 | 15.402 | 2.213 | 0.000 | 17.614 | 7 | 15.402 | 0.000 | 0.000 | 15.402 | 16.168 |
| 18 | 2 | 15.751 | 1.640 | 0.000 | 17.390 | 22 | 15.751 | 0.000 | 0.000 | 15.751 | 16.388 |
| 19 | 2 | 15.462 | 1.729 | 0.000 | 17.191 | 22 | 15.462 | 0.000 | 0.000 | 15.462 | 16.169 |
| 20 | 2 | 15.325 | 1.737 | 0.000 | 17.062 | 22 | 15.325 | 0.000 | 0.000 | 15.325 | 16.070 |
| 21 | 2 | 14.966 | 1.870 | 0.000 | 16.836 | 7 | 14.966 | 0.000 | 0.000 | 14.966 | 15.779 |
| 22 | 2 | 14.877 | 1.769 | 0.000 | 16.646 | 22 | 14.877 | -0.109 | 0.000 | 14.769 | 15.607 |
| 23 | 2 | 14.758 | 1.778 | 0.000 | 16.536 | 22 | 14.758 | -0.072 | 0.000 | 14.686 | 15.428 |
| 24 | 2 | 14.708 | 1.825 | 0.000 | 16.534 | 23 | 14.708 | 0.000 | 0.000 | 14.708 | 15.371 |

## *Sistema IEEE de 118 nodos con 36 unidades generadoras.*

Los resultados del despacho económico del modelo uninodal se muestran en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.19 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **4** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 71.60 | 15.20 | 15.20 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 15.20 | 15.20 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **9** | 76.00 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 0.00 | 0.00 | 15.20 | 15.20 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **10** | 76.00 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 0.00 | 0.00 | 15.20 | 15.20 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **11** | 76.00 | 15.20 | 15.20 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 15.20 | 15.20 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **12** | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 82.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **13** | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 85.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **14** | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **15** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **17** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **18** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32.00 | 57.05 | 100.00 |
| | **19** | 155.00 | 155.00 | 124.78 | 114.70 | 104.63 | 104.63 | 114.70 | 134.85 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **20** | 155.00 | 155.00 | 114.70 | 114.70 | 104.63 | 104.63 | 104.63 | 128.58 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **21** | 155.00 | 145.20 | 114.70 | 104.63 | 104.63 | 104.63 | 104.63 | 124.78 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **22** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 81.00 |
| | **23** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **24** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **25** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **26** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **27** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **28** | 350.00 | 350.00 | 338.03 | 308.00 | 287.00 | 288.13 | 308.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **29** | 350.00 | 350.00 | 329.00 | 308.00 | 287.00 | 287.00 | 301.25 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |

*Tabla G.19 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación | 30 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 31 | 350.00 | 350.00 | 266.00 | 258.58 | 243.13 | 245.00 | 245.00 | 308.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 32 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 33 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 34 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 35 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 36 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

*Tabla G.20 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 9 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 10 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 11 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 12 | 100.00 | 100.00 | 92.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 70.00 |
| | 13 | 100.00 | 55.00 | 47.50 | 70.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 70.00 | 0.00 |
| | 14 | 100.00 | 92.50 | 91.55 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 67.00 |
| | 15 | 100.00 | 85.00 | 77.50 | 93.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 93.00 | 0.00 |
| | 16 | 100.00 | 90.55 | 85.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 0.00 |
| | 17 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | 18 | 57.05 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 96.10 | 0.00 | 0.00 |
| | 19 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 22 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 197.00 | 173.22 | 141.05 | 81.76 | 68.95 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.20 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **24** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 175.00 | 158.59 | 120.17 | 68.95 | 68.95 | 0.00 | 0.00 |
| | **25** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **26** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **27** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 81.00 | 197.00 | 184.20 | 145.78 | 92.30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **28** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **29** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **30** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **31** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **32** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **33** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **34** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **35** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **36** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

Los resultados del despacho económico para el modelo con restricciones de red se muestran a través de las siguientes dos tablas.

*Tabla G.21 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **4** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 76.00 | 57.76 | 29.71 | 21.28 | 15.20 | 15.20 | 21.28 | 45.37 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **9** | 76.00 | 72.45 | 45.60 | 30.93 | 21.23 | 21.69 | 30.93 | 57.76 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **10** | 76.00 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **11** | 60.08 | 15.20 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 15.20 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **12** | 36.52 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 64.86 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **13** | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 55.00 | 70.00 | 100.00 |

*Tabla G.21 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 14 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 92.50 | 100.00 | 100.00 |
| | 15 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 85.00 | 93.10 | 100.00 |
| | 16 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 90.55 | 100.00 | 100.00 |
| | 17 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 67.14 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | 18 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 43.10 |
| | 19 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 155.00 | 124.78 | 104.63 | 94.55 | 84.48 | 84.48 | 94.55 | 114.70 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 155.00 | 114.70 | 94.87 | 94.55 | 84.48 | 84.48 | 94.55 | 104.63 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 22 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 68.95 |
| | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 24 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 25 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 27 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 |
| | 28 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 346.24 | 334.43 | 334.77 | 346.24 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 29 | 350.00 | 331.91 | 287.00 | 257.25 | 238.99 | 241.19 | 257.25 | 308.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 30 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 329.00 | 329.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 31 | 350.00 | 329.00 | 266.00 | 224.00 | 203.00 | 203.00 | 224.00 | 291.14 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 32 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 33 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 34 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 35 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 36 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

*Tabla G.22 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 2.81 | 2.40 | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.22 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **8** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| **9** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| **10** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 51.13 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| **11** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 27.36 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| **12** | 100.00 | 92.50 | 85.00 | 70.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 85.00 | 72.32 |
| **13** | 70.00 | 44.32 | 36.88 | 52.81 | 75.86 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 32.59 | 32.50 |
| **14** | 100.00 | 77.50 | 62.50 | 25.00 | 32.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 59.32 | 0.00 | 0.00 | 25.00 |
| **15** | 93.10 | 69.78 | 55.00 | 25.00 | 25.00 | 100.00 | 100.00 | 93.88 | 47.50 | 100.00 | 55.00 | 0.00 |
| **16** | 100.00 | 70.00 | 60.72 | 25.00 | 31.54 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 77.50 | 100.00 | 58.56 | 25.00 |
| **17** | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 25.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 82.18 |
| **18** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 32.50 | 25.00 | 100.00 | 25.00 | 0.00 |
| **19** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| **20** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| **21** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| **22** | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 175.04 | 160.73 | 133.47 | 88.93 | 83.30 | 68.95 | 0.00 |
| **23** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 94.56 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **24** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **25** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 0.00 |
| **26** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **27** | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 89.74 | 77.07 | 68.95 | 68.95 | 81.76 | 68.95 | 0.00 |
| **28** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| **29** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| **30** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| **31** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| **32** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| **33** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| **34** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| **35** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| **36** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

Los resultados del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia se muestran en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.23 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 2.40 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **4** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 76.00 | 76.00 | 75.22 | 33.44 | 21.28 | 21.28 | 33.44 | 71.60 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **9** | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 51.68 | 32.32 | 32.40 | 51.68 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **10** | 76.00 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 15.20 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **11** | 76.00 | 51.68 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 45.60 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | **12** | 100.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **13** | 100.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **14** | 83.31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **15** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 95.81 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **17** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **18** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **19** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **20** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 144.93 | 114.70 | 114.70 | 144.93 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **21** | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 137.83 | 114.70 | 114.70 | 137.83 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | **22** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 142.20 | 185.07 | 197.00 |
| | **23** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **24** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **25** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **26** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **27** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 92.79 |
| | **28** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **29** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 324.03 | 326.79 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **30** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **31** | 350.00 | 331.29 | 161.00 | 140.00 | 140.00 | 140.00 | 140.00 | 245.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **32** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **33** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **34** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | **35** | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

*Tabla G.23 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| MW | 36 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

*Tabla G.24 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 12.00 | 12.00 | 12.00 | 0.00 | 0.00 | 2.40 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.44 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 8 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 9 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 10 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 11 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 | 76.00 |
| | 12 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | 13 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | 14 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 25.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 0.00 | 0.00 | 69.88 |
| | 15 | 100.00 | 100.00 | 75.23 | 25.00 | 86.60 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 92.50 | 0.00 |
| | 16 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 39.97 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 85.00 |
| | 17 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | 18 | 100.00 | 100.00 | 85.00 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 93.02 | 0.00 |
| | 19 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 20 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 21 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 | 155.00 |
| | 22 | 185.07 | 84.28 | 68.95 | 68.95 | 75.67 | 197.00 | 197.00 | 197.00 | 157.39 | 197.00 | 68.95 | 0.00 |
| | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 197.00 | 197.00 | 149.43 | 68.95 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 24 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 138.40 | 128.23 | 68.95 | 68.95 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 25 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 94.56 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 123.86 | 68.95 | 0.00 |
| | 26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 27 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 94.56 | 68.95 | 68.95 | 68.95 | 120.17 | 68.95 | 0.00 |
| | 28 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 29 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |

*Tabla G.24 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 36 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 30 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 31 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 32 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 33 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 34 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 35 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |
| | 36 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 | 400.00 |

En la tabla de a continuación se muestran los resultados correspondientes a los factores de penalización. Con fines prácticos solo se presentan los valores máximos y mínimos de los factores de penalización en cada periodo de tiempo junto con el valor promedio y la referencia del sistema.

*Tabla G.25 Factores de penalización para el sistema de 118 nodos con 36 unidades de generación.*

| Periodo | Factor de penalización Máximo | | Factor de penalización Mínimo | | Promedio Sistema | Referencia del Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Valor | Nodo | Valor | | |
| 1 | 29 | 1.0793 | 89 | 0.7919 | 0.9621 | 25 |
| 2 | 28 | 1.2864 | 89 | 0.9508 | 1.1468 | 49 |
| 3 | 28 | 1.2702 | 89 | 0.9078 | 1.1267 | 49 |
| 4 | 28 | 1.2574 | 89 | 0.8886 | 1.1147 | 49 |
| 5 | 28 | 1.2452 | 89 | 0.9087 | 1.1111 | 49 |
| 6 | 28 | 1.2450 | 89 | 0.9046 | 1.1101 | 49 |
| 7 | 28 | 1.2574 | 89 | 0.8886 | 1.1147 | 49 |
| 8 | 28 | 1.2834 | 89 | 0.9340 | 1.1399 | 49 |
| 9 | 29 | 1.0813 | 89 | 0.7219 | 0.9344 | 25 |
| 10 | 29 | 1.0991 | 89 | 0.7460 | 0.9558 | 26 |
| 11 | 29 | 1.1037 | 89 | 0.7621 | 0.9653 | 26 |
| 12 | 29 | 1.1989 | 89 | 0.8625 | 1.0633 | 103 |
| 13 | 29 | 1.1037 | 89 | 0.7621 | 0.9653 | 26 |
| 14 | 29 | 1.0981 | 89 | 0.7400 | 0.9491 | 25 |
| 15 | 29 | 1.0939 | 89 | 0.7327 | 0.9417 | 25 |
| 16 | 29 | 1.0939 | 89 | 0.7245 | 0.9438 | 25 |
| 17 | 29 | 1.2203 | 89 | 0.8380 | 1.0634 | 100 |
| 18 | 29 | 1.1897 | 89 | 0.8120 | 1.0350 | 59 |
| 19 | 29 | 1.2595 | 89 | 0.8826 | 1.1041 | 69 |
| 20 | 29 | 1.2223 | 89 | 0.8439 | 1.0707 | 103 |

*Tabla G.25 Factores de penalización para el sistema de 118 nodos con 36 unidades de generación (continuación).*

| Periodo | Factor de penalización Máximo | | Factor de penalización Mínimo | | Promedio Sistema | Referencia del Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Valor | Nodo | Valor | | |
| 21 | 29 | 1.1082 | 89 | 0.7119 | 0.9472 | 25 |
| 22 | 29 | 1.2345 | 89 | 0.8863 | 1.0938 | 69 |
| 23 | 29 | 1.0964 | 89 | 0.7429 | 0.9515 | 25 |
| 24 | 29 | 1.0835 | 89 | 0.7298 | 0.9367 | 26 |

A continuación se muestran los resultados de las líneas que registraron un valor diferente de cero en las variables duales con sus respectivos periodos de tiempo.

*Tabla G.26 Variables duales significativas para el sistema de 118 nodos con 36 unidades de generación.*

| Periodo | Numero de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo de potencia actual | Flujo máximo | Variable dual |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 5 | 12 | 11 | 12 | 175 | 175 | -0.29447 |
| 6 | 12 | 11 | 12 | 175 | 175 | -0.30034 |
| 17 | 54 | 30 | 38 | -175 | -175 | -1.07754 |
| 18 | 54 | 30 | 38 | -175 | -175 | -17.49961 |

Los valores mínimos y máximos de los precios marginales locales en cada periodo de tiempo se muestran a continuación, adicionado a lo anterior se agrega la columna del valor promedio de los PML´s del sistema.

*Tabla G.27 PML´s máximo, mínimo y promedio para el sistema de 118 nodos con 36 unidades de generación.*

| Periodo | PML Máximo | | | | | PML Mínimo | | | | | Promedio PML Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Componentes | | | PML Max | Nodo | Componentes | | | PML Min | |
| | | Energía | Pérdidas | Congestión | | | Energía | Pérdidas | Congestión | | |
| 1 | 29 | 21.659 | 1.717 | 0.000 | 23.375 | 89 | 21.659 | -4.507 | 0.000 | 17.152 | 20.838 |
| 2 | 28 | 12.693 | 3.636 | 0.000 | 16.329 | 89 | 12.693 | -0.625 | 0.000 | 12.068 | 14.557 |
| 3 | 28 | 12.668 | 3.423 | 0.000 | 16.091 | 89 | 12.668 | -1.168 | 0.000 | 11.500 | 14.273 |
| 4 | 28 | 12.104 | 3.115 | 0.000 | 15.220 | 89 | 12.104 | -1.349 | 0.000 | 10.755 | 13.492 |
| 5 | 28 | 11.836 | 2.903 | 0.004 | 14.743 | 89 | 11.836 | -1.081 | 0.000 | 10.756 | 13.154 |
| 6 | 28 | 11.836 | 2.900 | 0.004 | 14.741 | 89 | 11.836 | -1.129 | 0.000 | 10.708 | 13.144 |
| 7 | 28 | 12.104 | 3.115 | 0.000 | 15.220 | 89 | 12.104 | -1.349 | 0.000 | 10.755 | 13.492 |
| 8 | 28 | 12.606 | 3.572 | 0.000 | 16.178 | 89 | 12.606 | -0.832 | 0.000 | 11.774 | 14.370 |
| 9 | 29 | 22.203 | 1.805 | 0.000 | 24.008 | 89 | 22.203 | -6.174 | 0.000 | 16.029 | 20.747 |
| 10 | 29 | 23.784 | 2.357 | 0.000 | 26.141 | 89 | 23.784 | -6.041 | 0.000 | 17.744 | 22.732 |

*Tabla G.27 PML´s máximo, mínimo y promedio para el sistema de 118 nodos con 36 unidades de generación (continuación).*

| Periodo | PML Máximo | | | | | PML Mínimo | | | | | Promedio PML Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Componentes | | | PML Max | Nodo | Componentes | | | PML Min | |
| | | Energía | Pérdidas | Congestión | | | Energía | Pérdidas | Congestión | | |
| 11 | 29 | 24.077 | 2.497 | 0.000 | 26.574 | 89 | 24.077 | -5.729 | 0.000 | 18.348 | 23.243 |
| 12 | 29 | 24.137 | 4.801 | 0.000 | 28.938 | 89 | 24.137 | -3.319 | 0.000 | 20.818 | 25.664 |
| 13 | 29 | 24.077 | 2.497 | 0.000 | 26.574 | 89 | 24.077 | -5.729 | 0.000 | 18.348 | 23.243 |
| 14 | 29 | 23.457 | 2.302 | 0.000 | 25.759 | 89 | 23.457 | -6.099 | 0.000 | 17.358 | 22.264 |
| 15 | 29 | 22.950 | 2.155 | 0.000 | 25.105 | 89 | 22.950 | -6.135 | 0.000 | 16.815 | 21.612 |
| 16 | 29 | 20.794 | 1.953 | 0.000 | 22.747 | 89 | 20.794 | -5.728 | 0.000 | 15.066 | 19.626 |
| 17 | 29 | 20.408 | 4.495 | -0.498 | 24.405 | 89 | 20.408 | -3.307 | -0.001 | 17.100 | 21.545 |
| 18 | 38 | 24.631 | 1.938 | 2.194 | 28.763 | 30 | 24.631 | 2.726 | -10.985 | 16.372 | 22.392 |
| 19 | 29 | 22.944 | 5.954 | 0.000 | 28.898 | 89 | 22.944 | -2.693 | 0.000 | 20.251 | 25.333 |
| 20 | 29 | 22.757 | 5.058 | 0.000 | 27.815 | 89 | 22.757 | -3.553 | 0.000 | 19.204 | 24.367 |
| 21 | 29 | 23.788 | 2.574 | 0.000 | 26.362 | 89 | 23.788 | -6.853 | 0.000 | 16.936 | 22.532 |
| 22 | 29 | 23.652 | 5.547 | 0.000 | 29.199 | 89 | 23.652 | -2.689 | 0.000 | 20.964 | 25.870 |
| 23 | 29 | 22.798 | 2.197 | 0.000 | 24.995 | 89 | 22.798 | -5.862 | 0.000 | 16.936 | 21.693 |
| 24 | 29 | 21.822 | 1.823 | 0.000 | 23.644 | 89 | 21.822 | -5.897 | 0.000 | 15.925 | 20.440 |

### *Sistema IEEE de 118 nodos con 54 unidades generadoras.*

Los resultados del despacho económico del modelo uninodal se muestran en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.28 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 195.00 | 180.00 | 150.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 300.00 |
| | 5 | 200.00 | 180.00 | 140.00 | 100.00 | 120.00 | 180.00 | 203.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 0.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.28 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 9 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 200.00 | 180.00 | 140.00 | 100.00 | 120.00 | 180.00 | 220.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | 11 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 12 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 13 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 14 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 0.00 |
| | 15 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 16 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 0.00 |
| | 17 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 18 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 19 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 0.00 |
| | 20 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | 21 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | 22 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 0.00 |
| | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 0.00 |
| | 24 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 50.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | 25 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 50.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | 26 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 34.50 | 40.00 | 57.50 | 62.50 | 0.00 |
| | 27 | 420.00 | 388.00 | 356.00 | 260.00 | 324.00 | 388.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | 28 | 420.00 | 388.00 | 356.00 | 260.00 | 324.00 | 388.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | 29 | 212.00 | 189.00 | 124.00 | 80.00 | 102.00 | 189.00 | 212.00 | 278.00 | 278.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | 30 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 40.00 | 40.00 | 40.00 | 50.00 |
| | 31 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 32 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 33 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 34 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 40.00 | 62.50 | 62.50 | 0.00 |
| | 35 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 44.50 | 62.50 | 62.50 | 0.00 |
| | 36 | 203.00 | 180.00 | 150.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 300.00 |
| | 37 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 47.50 | 62.50 | 62.50 | 0.00 |
| | 38 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 39 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | 40 | 200.00 | 185.00 | 125.00 | 50.00 | 110.00 | 185.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | 41 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 42 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 43 | 200.00 | 180.00 | 140.00 | 100.00 | 120.00 | 180.00 | 200.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |

*Tabla G.28 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 44 | 200.00 | 180.00 | 129.00 | 100.00 | 120.00 | 180.00 | 200.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | 45 | 200.00 | 180.00 | 120.00 | 100.00 | 110.00 | 180.00 | 200.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | 46 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 47 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 0.00 |
| | 48 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 57.50 | 0.00 |
| | 49 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 50 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 51 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 55.00 | 0.00 |
| | 52 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 55.00 | 0.00 |
| | 53 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 55.00 | 0.00 |
| | 54 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.29 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
| Potencia producida por unidad de generación (MW) | 1 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 17.50 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 2 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 17.50 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 3 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 17.50 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 4 | 270.00 | 255.00 | 300.00 | 300.00 | 255.00 | 270.00 | 285.00 | 300.00 | 300.00 | 270.00 | 270.00 | 255.00 |
| | 5 | 280.00 | 240.00 | 300.00 | 300.00 | 260.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | 6 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 18.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 7 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | 8 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 18.50 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 9 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 20.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 10 | 280.00 | 240.00 | 300.00 | 300.00 | 260.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | 11 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | 12 | 0.00 | 0.00 | 9.20 | 19.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 13 | 0.00 | 0.00 | 10.20 | 19.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 14 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | 15 | 0.00 | 0.00 | 10.20 | 19.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 16 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | 17 | 0.00 | 0.00 | 10.20 | 19.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 18 | 0.00 | 0.00 | 10.20 | 19.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | 19 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 52.00 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | 20 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | 21 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | 22 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 29.00 | 40.00 | 55.00 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | 23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |

*Tabla G.29 Resultado del despacho económico para el modelo uninodal del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **24** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **25** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **26** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 57.50 | 67.50 | 40.00 | 34.50 | 25.00 |
| | **27** | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **28** | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **29** | 278.00 | 256.00 | 300.00 | 300.00 | 256.00 | 278.00 | 278.00 | 300.00 | 300.00 | 278.00 | 278.00 | 256.00 |
| | **30** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 35.00 | 35.00 | 40.00 | 40.00 | 45.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **31** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 18.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **32** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 20.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **33** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **34** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 70.00 | 40.00 | 40.00 | 25.00 |
| | **35** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 32.50 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 70.00 | 40.00 | 40.00 | 25.00 |
| | **36** | 270.00 | 255.00 | 300.00 | 300.00 | 255.00 | 270.00 | 285.00 | 300.00 | 300.00 | 270.00 | 270.00 | 244.00 |
| | **37** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 55.00 | 62.50 | 70.00 | 40.00 | 40.00 | 25.00 |
| | **38** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 18.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **39** | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | **40** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **41** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **42** | 0.00 | 0.00 | 50.00 | 50.00 | 0.00 | 20.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **43** | 280.00 | 244.00 | 300.00 | 300.00 | 260.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **44** | 280.00 | 240.00 | 300.00 | 300.00 | 260.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **45** | 272.00 | 240.00 | 300.00 | 300.00 | 260.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 272.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **46** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **47** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **48** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 39.50 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **49** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **50** | 0.00 | 0.00 | 50.00 | 50.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **51** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **52** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **53** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **54** | 0.00 | 0.00 | 50.00 | 50.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Los resultados del despacho económico para el modelo con restricciones de red se muestran a través de las siguientes dos tablas.

*Tabla G.30 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **3** | 203.00 | 180.00 | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 195.00 | 225.00 | 255.00 | 255.00 | 225.00 |
| | **4** | 200.00 | 180.00 | 140.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 160.00 | 200.00 | 220.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **9** | 200.00 | 180.00 | 140.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 160.00 | 200.00 | 220.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **10** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **11** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **12** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **13** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **14** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **15** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **17** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **18** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **19** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 134.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | **20** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 130.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | **21** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 31.50 | 32.50 | 25.00 |
| | **22** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 |
| | **23** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 50.00 | 116.00 | 185.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **24** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 50.00 | 125.00 | 185.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **25** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 |
| | **26** | 420.00 | 388.00 | 356.00 | 228.00 | 292.00 | 324.00 | 386.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **27** | 420.00 | 388.00 | 356.00 | 228.00 | 292.00 | 306.00 | 388.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **28** | 212.00 | 189.00 | 124.00 | 80.00 | 80.00 | 80.00 | 146.00 | 190.00 | 212.00 | 256.00 | 256.00 | 234.00 |
| | **29** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 35.00 | 35.00 | 30.00 |
| | **30** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| | **31** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **32** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **33** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 |
| | **34** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 |
| | **35** | 195.00 | 180.00 | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 195.00 | 218.00 | 255.00 | 255.00 | 225.00 |

*Tabla G.30 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **36** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 |
| | **37** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| | **38** | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | **39** | 200.00 | 185.00 | 125.00 | 50.00 | 65.00 | 95.00 | 155.00 | 185.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **40** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **41** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 |
| | **42** | 200.00 | 180.00 | 140.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 160.00 | 190.00 | 220.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **43** | 200.00 | 180.00 | 129.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 160.00 | 180.00 | 220.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **44** | 200.00 | 180.00 | 120.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 160.00 | 180.00 | 220.00 | 260.00 | 260.00 | 231.00 |
| | **45** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **46** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **47** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **48** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **49** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **50** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **51** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 31.50 | 25.00 |
| | **52** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **53** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **54** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.31 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 213.00 | 195.00 | 255.00 | 270.00 | 240.00 | 255.00 | 285.00 | 300.00 | 300.00 | 270.00 | 270.00 | 255.00 |
| | **4** | 220.00 | 190.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **9** | 220.00 | 200.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **10** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **11** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.31 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **12** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **13** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **14** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **15** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **17** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **18** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 55.00 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **19** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | **20** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | **21** | 25.00 | 25.00 | 31.50 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 52.00 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **22** | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 55.00 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **23** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **24** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **25** | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 55.00 | 57.50 | 62.50 | 40.00 | 34.50 | 25.00 |
| | **26** | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **27** | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **28** | 212.00 | 190.00 | 256.00 | 277.50 | 255.00 | 256.00 | 278.00 | 300.00 | 300.00 | 278.00 | 278.00 | 256.00 |
| | **29** | 30.00 | 30.00 | 35.00 | 35.00 | 30.00 | 35.00 | 40.00 | 40.00 | 45.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **30** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **31** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **32** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **33** | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 55.00 | 62.50 | 67.50 | 40.00 | 40.00 | 25.00 |
| | **34** | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 55.00 | 62.50 | 70.00 | 40.00 | 40.00 | 25.00 |
| | **35** | 210.00 | 195.00 | 255.00 | 270.00 | 240.00 | 255.00 | 285.00 | 300.00 | 300.00 | 270.00 | 270.00 | 244.00 |
| | **36** | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 32.50 | 25.00 | 32.50 | 55.00 | 62.50 | 70.00 | 40.00 | 40.00 | 25.00 |
| | **37** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **38** | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | **39** | 200.00 | 185.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **40** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **41** | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **42** | 220.00 | 180.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **43** | 220.00 | 180.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 280.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **44** | 220.00 | 180.00 | 260.00 | 260.00 | 240.00 | 260.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 272.00 | 260.00 | 240.00 |
| | **45** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **46** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 25.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |

*Tabla G.31 Resultado del despacho económico para el modelo con restricciones de red del sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **47** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 25.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **48** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **49** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **50** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 25.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **51** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 25.00 | 47.50 | 55.00 | 70.00 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **52** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 25.00 | 25.00 | 47.50 | 55.00 | 62.50 | 40.00 | 32.50 | 25.00 |
| | **53** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **54** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Los resultados del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia se muestran en las siguientes dos tablas.

*Tabla G.32 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 1.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **3** | 300.00 | 235.69 | 225.00 | 150.00 | 150.00 | 165.00 | 255.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 150.00 |
| | **4** | 300.00 | 300.00 | 240.00 | 100.00 | 140.00 | 200.00 | 296.48 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| | **6** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 47.50 | 100.00 | 85.00 | 100.00 | 100.00 | 70.00 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **9** | 300.00 | 269.33 | 180.00 | 100.00 | 100.00 | 140.00 | 220.00 | 280.00 | 260.00 | 300.00 | 300.00 | 254.96 |
| | **10** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **11** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **12** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **13** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 40.00 | 100.00 | 85.00 | 92.50 | 100.00 | 70.00 |
| | **14** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **15** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 70.00 | 55.00 | 77.50 | 100.00 | 100.00 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **17** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 |
| | **18** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 62.50 | 77.50 | 77.50 |
| | **19** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 215.15 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |

*Tabla G.32 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 1 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **20** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | **21** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 70.00 | 70.00 |
| | **22** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 100.00 | 70.00 | 62.56 |
| | **23** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 50.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **24** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 50.00 | 185.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **25** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 43.22 | 47.50 |
| | **26** | 420.00 | 420.00 | 388.00 | 228.00 | 296.14 | 324.00 | 388.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **27** | 420.00 | 420.00 | 356.00 | 228.00 | 292.00 | 324.00 | 388.00 | 420.00 | 396.92 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **28** | 256.00 | 234.00 | 168.00 | 80.00 | 102.00 | 121.83 | 146.00 | 208.63 | 146.00 | 250.33 | 256.00 | 256.00 |
| | **29** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 30.00 | 30.00 | 30.00 | 35.00 | 30.00 | 40.00 | 45.00 | 40.00 |
| | **30** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| | **31** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 | 5.00 |
| | **32** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **33** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 74.20 | 47.50 | 70.00 | 70.00 |
| | **34** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 77.50 | 25.00 | 32.50 | 46.50 |
| | **35** | 255.00 | 225.00 | 152.26 | 150.00 | 150.00 | 150.00 | 195.00 | 165.00 | 255.00 | 226.26 | 255.00 | 255.00 |
| | **36** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **37** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 |
| | **38** | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 224.71 | 100.00 | 100.00 |
| | **39** | 116.54 | 86.88 | 65.00 | 50.00 | 50.00 | 50.00 | 65.00 | 50.00 | 110.00 | 125.00 | 140.00 | 120.50 |
| | **40** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **41** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 |
| | **42** | 140.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 120.00 | 140.00 | 160.00 | 120.00 |
| | **43** | 160.00 | 140.00 | 120.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 110.93 | 100.00 | 140.00 | 140.00 | 160.00 | 140.00 |
| | **44** | 200.00 | 160.00 | 140.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 120.00 | 100.00 | 160.00 | 160.00 | 180.00 | 160.00 |
| | **45** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **46** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **47** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **48** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **49** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **50** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **51** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **52** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 32.50 | 85.00 | 70.00 | 85.00 | 100.00 | 47.50 |
| | **53** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **54** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*Tabla G.33 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 2.*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **1** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **2** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **3** | 300.00 | 285.00 | 300.00 | 300.00 | 255.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 255.00 |
| | **4** | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 240.81 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 227.07 |
| | **5** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **6** | 100.00 | 70.00 | 100.00 | 25.00 | 70.00 | 25.00 | 25.00 | 100.00 | 100.00 | 25.00 | 25.00 | 62.50 |
| | **7** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **8** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **9** | 300.00 | 250.43 | 280.00 | 300.00 | 220.00 | 280.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 226.36 |
| | **10** | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 | 350.00 |
| | **11** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **12** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **13** | 100.00 | 70.00 | 100.00 | 77.50 | 68.98 | 77.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 85.00 | 70.00 |
| | **14** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **15** | 85.00 | 47.50 | 92.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 |
| | **16** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **17** | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **18** | 40.00 | 25.00 | 70.00 | 98.13 | 92.21 | 92.50 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 92.50 |
| | **19** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | **20** | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 | 250.00 |
| | **21** | 32.50 | 25.00 | 70.00 | 85.00 | 77.50 | 85.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 92.50 | 85.00 |
| | **22** | 25.00 | 25.00 | 70.00 | 85.00 | 77.50 | 83.47 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 86.66 | 80.22 |
| | **23** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **24** | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 | 200.00 |
| | **25** | 25.00 | 25.00 | 47.50 | 62.50 | 55.00 | 55.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 85.00 | 62.50 | 55.00 |
| | **26** | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **27** | 420.00 | 388.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 | 420.00 |
| | **28** | 212.00 | 146.00 | 256.00 | 278.00 | 234.00 | 278.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 278.00 | 234.00 |
| | **29** | 40.00 | 30.00 | 45.00 | 50.00 | 45.00 | 45.00 | 65.00 | 80.00 | 80.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **30** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **31** | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 5.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **32** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **33** | 39.53 | 55.00 | 71.74 | 77.50 | 100.00 | 70.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 92.50 | 77.50 | 100.00 |
| | **34** | 25.00 | 47.50 | 40.00 | 40.00 | 85.00 | 40.00 | 92.50 | 100.00 | 100.00 | 55.63 | 47.50 | 85.00 |
| | **35** | 180.00 | 240.00 | 255.00 | 255.00 | 285.00 | 255.00 | 300.00 | 300.00 | 300.00 | 285.00 | 270.00 | 285.00 |

*Tabla G.33 Resultado del despacho económico iterativo con demanda nodal ficticia para el sistema de 118 nodos con 54 unidades generadoras parte 2 (continuación).*

| | | Periodos de tiempo | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **13** | **14** | **15** | **16** | **17** | **18** | **19** | **20** | **21** | **22** | **23** | **24** |
| **Potencia producida por unidad de generación (MW)** | **36** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 40.00 | 100.00 | 98.86 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **37** | 0.00 | 0.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 10.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **38** | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 156.36 | 100.00 | 140.00 | 136.85 | 100.00 | 100.00 | 176.04 | 183.08 | 100.00 |
| | **39** | 50.00 | 102.40 | 155.00 | 140.00 | 95.00 | 137.06 | 170.00 | 200.00 | 200.00 | 155.00 | 140.00 | 95.00 |
| | **40** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **41** | 20.00 | 0.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 20.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **42** | 100.00 | 120.00 | 160.00 | 140.00 | 100.00 | 140.00 | 180.00 | 220.00 | 240.00 | 160.00 | 140.00 | 110.10 |
| | **43** | 100.00 | 140.00 | 160.43 | 160.00 | 125.19 | 160.00 | 189.58 | 240.00 | 240.00 | 160.00 | 160.00 | 120.00 |
| | **44** | 100.00 | 140.00 | 200.00 | 160.00 | 140.00 | 160.00 | 200.00 | 260.00 | 280.00 | 180.00 | 160.00 | 140.00 |
| | **45** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **46** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 32.50 | 77.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **47** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 34.71 | 85.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **48** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **49** | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **50** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 47.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **51** | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 62.50 | 25.00 | 25.00 | 25.00 |
| | **52** | 100.00 | 62.50 | 92.50 | 25.00 | 40.00 | 25.00 | 100.00 | 100.00 | 100.00 | 55.00 | 32.50 | 40.00 |
| | **53** | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 25.00 | 25.00 | 25.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| | **54** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

En la tabla de a continuación se muestran los resultados correspondientes a los factores de penalización. Con fines prácticos solo se presentan los valores máximos y mínimos de los factores de penalización en cada periodo de tiempo junto con el valor promedio y la referencia del sistema.

*Tabla G.34 Factores de penalización para el sistema de 118 nodos con 54 unidades de generación.*

| **Periodo** | **Factor de penalización Máximo** | | **Factor de penalización Mínimo** | | **Promedio Sistema** | **Referencia del Sistema** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Valor | Nodo | Valor | | |
| 1 | 29 | 1.1696 | 87 | 0.4690 | 1.0497 | 80 |
| 2 | 1 | 1.0691 | 87 | 0.3348 | 0.9335 | 10 |
| 3 | 1 | 1.1768 | 87 | 0.5246 | 1.0723 | 100 |
| 4 | 1 | 1.0549 | 87 | 0.5003 | 1.0059 | 65 |
| 5 | 1 | 1.1763 | 87 | 0.5979 | 1.0981 | 89 |
| 6 | 1 | 1.1516 | 87 | 0.4940 | 1.0362 | 66 |

*Tabla G.34 Factores de penalización para el sistema de 118 nodos con 54 unidades de generación.*

| Periodo | Factor de penalización Máximo | | Factor de penalización Mínimo | | Promedio Sistema | Referencia del Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Valor | Nodo | Valor | | |
| 7 | 1 | 1.1948 | 87 | 0.4311 | 1.0333 | 69 |
| 8 | 1 | 1.2752 | 87 | 0.4197 | 1.0704 | 80 |
| 9 | 1 | 1.2337 | 87 | 0.3923 | 1.0351 | 69 |
| 10 | 1 | 1.2074 | 87 | 0.3328 | 0.9880 | 55 |
| 11 | 1 | 1.3076 | 87 | 0.6465 | 1.1698 | 112 |
| 12 | 1 | 1.0889 | 87 | 0.2426 | 0.8928 | 10 |
| 13 | 1 | 1.2806 | 87 | 0.4176 | 1.0727 | 80 |
| 14 | 1 | 1.2194 | 87 | 0.4144 | 1.0359 | 69 |
| 15 | 1 | 1.2496 | 87 | 0.6166 | 1.1251 | 111 |
| 16 | 1 | 1.0746 | 87 | 0.2099 | 0.8640 | 18 |
| 17 | 1 | 1.0376 | 87 | 0.1842 | 0.8385 | 12 |
| 18 | 1 | 1.0730 | 87 | 0.2138 | 0.8658 | 18 |
| 19 | 1 | 1.0563 | 87 | 0.2145 | 0.8558 | 18 |
| 20 | 1 | 1.0440 | 87 | 0.2629 | 0.8665 | 18 |
| 21 | 1 | 1.0504 | 87 | 0.3607 | 0.9098 | 18 |
| 22 | 1 | 1.0701 | 87 | 0.2143 | 0.8650 | 18 |
| 23 | 1 | 1.0741 | 87 | 0.2150 | 0.8662 | 18 |
| 24 | 1 | 1.0369 | 87 | 0.1908 | 0.8427 | 12 |

A continuación se muestran los resultados de las líneas que registraron un valor diferente de cero en las variables duales con sus respectivos periodos de tiempo.

*Tabla G.35 Variables duales significativas para el sistema de 118 nodos con 54 unidades de generación.*

| Periodo | Numero de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo de potencia actual | Flujo máximo | Variable dual |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 37 | 8 | 30 | 175 | 175 | -1.83996 |
| 2 | 54 | 30 | 38 | 175 | 175 | -1.26507 |
| 7 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -3.40468 |
| 9 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -9.33853 |
| 10 | 77 | 55 | 56 | 175 | 175 | -13.18181 |
| 10 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -0.48623 |
| 12 | 9 | 9 | 10 | -500 | -500 | -5.30943 |
| 12 | 54 | 30 | 38 | 175 | 175 | -3.05574 |
| 12 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -1.59632 |
| 14 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -6.98919 |
| 15 | 169 | 110 | 111 | -175 | -175 | -0.49103 |
| 16 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.2826 |

*Tabla G.35 Variables duales significativas para el sistema de 118 nodos con 54 unidades de generación (continuación).*

| Periodo | Numero de línea | Nodo de envío | Nodo de recepción | Flujo de potencia actual | Flujo máximo | Variable dual |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 17 | 12 | 11 | 12 | -175 | -175 | -2.17994 |
| 17 | 54 | 30 | 38 | 175 | 175 | -5.37775 |
| 17 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -5.72743 |
| 18 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.15854 |
| 19 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -19.47561 |
| 22 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.07037 |
| 23 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.75015 |
| 24 | 12 | 11 | 12 | -175 | -175 | -3.07031 |
| 24 | 54 | 30 | 38 | 175 | 175 | -5.47671 |
| 24 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -4.87539 |
| 12 | 9 | 9 | 10 | -500 | -500 | -5.30943 |
| 12 | 54 | 30 | 38 | 175 | 175 | -3.05574 |
| 12 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -1.59632 |
| 14 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -6.98919 |
| 15 | 169 | 110 | 111 | -175 | -175 | -0.49103 |
| 16 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.2826 |
| 17 | 12 | 11 | 12 | -175 | -175 | -2.17994 |
| 17 | 54 | 30 | 38 | 175 | 175 | -5.37775 |
| 17 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -5.72743 |
| 18 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.15854 |
| 19 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -19.47561 |
| 22 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.07037 |
| 23 | 24 | 18 | 19 | 175 | 175 | -21.75015 |
| 24 | 12 | 11 | 12 | -175 | -175 | -3.07031 |
| 24 | 54 | 30 | 38 | 175 | 175 | -5.47671 |
| 24 | 115 | 69 | 77 | 175 | 175 | -4.87539 |

Los valores mínimos y máximos de los precios marginales locales en cada periodo de tiempo se muestran a continuación, adicionado a lo anterior se agrega la columna del valor promedio de los PML´s del sistema.

*Tabla G.36 PML´s máximo, mínimo y promedio para el sistema de 118 nodos con 54 unidades de generación.*

| Periodo | PML Máximo | | | | | PML Mínimo | | | | | Promedio PML Sistema |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nodo | Componentes | | | PML Max | Nodo | Componentes | | | PML Min | |
| | | Energía | Pérdidas | Congestión | | | Energía | Pérdidas | Congestión | | |
| 1 | 29 | 18.292 | 3.102 | 0.000 | 21.394 | 87 | 18.292 | -9.713 | 0.000 | 8.579 | 19.200 |
| 2 | 29 | 17.944 | 1.135 | 1.391 | 20.470 | 87 | 17.944 | -11.936 | 2.042 | 8.050 | 18.459 |
| 3 | 1 | 15.733 | 2.782 | 0.000 | 18.514 | 87 | 15.733 | -7.480 | 0.000 | 8.253 | 16.871 |
| 4 | 1 | 13.277 | 0.729 | 0.000 | 14.006 | 87 | 13.277 | -6.635 | 0.000 | 6.642 | 13.355 |
| 5 | 1 | 13.919 | 2.453 | 0.000 | 16.373 | 87 | 13.919 | -5.597 | 0.000 | 8.323 | 15.284 |
| 6 | 1 | 15.124 | 2.293 | 0.000 | 17.418 | 87 | 15.124 | -7.653 | 0.000 | 7.472 | 15.672 |
| 7 | 1 | 16.143 | 3.145 | 0.344 | 19.632 | 87 | 16.143 | -9.184 | 1.235 | 8.194 | 17.286 |
| 8 | 1 | 16.588 | 4.565 | 0.000 | 21.153 | 87 | 16.588 | -9.626 | 0.000 | 6.963 | 17.757 |
| 9 | 1 | 15.979 | 3.735 | 0.944 | 20.658 | 87 | 15.979 | -9.710 | 3.389 | 9.658 | 18.201 |
| 10 | 1 | 9.908 | 2.055 | 8.782 | 20.745 | 55 | 9.908 | 0.000 | 0.000 | 9.908 | 18.574 |
| 11 | 1 | 16.354 | 5.030 | 0.000 | 21.384 | 87 | 16.354 | -5.781 | 0.000 | 10.573 | 19.130 |
| 12 | 10 | 13.284 | 0.000 | 0.000 | 13.284 | 87 | 13.284 | -10.061 | -3.201 | 0.022 | 7.972 |
| 13 | 1 | 16.837 | 4.724 | 0.000 | 21.561 | 87 | 16.837 | -9.806 | 0.000 | 7.031 | 18.061 |
| 14 | 1 | 16.137 | 3.540 | 0.707 | 20.384 | 87 | 16.137 | -9.450 | 2.536 | 9.223 | 17.959 |
| 15 | 1 | 16.622 | 4.149 | -0.491 | 20.280 | 87 | 16.622 | -6.372 | -0.491 | 9.759 | 18.214 |
| 16 | 19 | 11.616 | 0.216 | 14.647 | 26.480 | 18 | 11.616 | 0.000 | 0.000 | 11.616 | 19.135 |
| 17 | 38 | 18.325 | -1.122 | 2.764 | 19.967 | 87 | 18.325 | -14.950 | 3.409 | 6.784 | 16.973 |
| 18 | 19 | 11.535 | 0.212 | 14.562 | 26.309 | 18 | 11.535 | 0.000 | 0.000 | 11.535 | 19.033 |
| 19 | 19 | 14.459 | 0.236 | 13.404 | 28.098 | 87 | 14.459 | -11.358 | 8.439 | 11.540 | 20.701 |
| 20 | 1 | 28.028 | 1.233 | 0.000 | 29.261 | 87 | 28.028 | -20.661 | 0.000 | 7.368 | 24.287 |
| 21 | 1 | 24.319 | 1.226 | 0.000 | 25.545 | 87 | 24.319 | -15.547 | 0.000 | 8.772 | 22.124 |
| 22 | 19 | 12.369 | 0.249 | 14.501 | 27.120 | 87 | 12.369 | -9.719 | 9.130 | 11.780 | 19.708 |
| 23 | 19 | 11.517 | 0.233 | 14.969 | 26.720 | 18 | 11.517 | 0.000 | 0.000 | 11.517 | 19.275 |
| 24 | 38 | 17.890 | -0.994 | 2.484 | 19.380 | 87 | 17.890 | -14.477 | 2.894 | 6.307 | 16.321 |

# APÉNDICE H

## Código fuente del programa realizado

En este apéndice se procederá a presentar el programa desarrollado en las simulaciones de esta tesis, el lenguaje de programación utilizado es FORTRAN 90 a través del compilador Microsoft Developer Studio.

***Programa principal.***

```
program UC
        use mdata
        use MSIMSL
        implicit none
        im=(0,1)
        time0=cpsec()
        !**************LEE DATOS DEL PROGRAMA************************
        call datain
        call portada
        call readdata

        !********SE OBTIENEN FACTORES DE DISTRIBUCION CON LOS DATOS DE LA RED*********
        call pfdc_static

        !**************INICIALIZA TODAS LAS VARIABLES DEL PROGRAMA******************
        call init
        loadr=load
        qloadr=qload
        loadppr=loadpp
        qloadppr=qloadpp

        !*************COMIENZA PROGRAMA PRINCIPAL DE ASIGNACION DE UNIDADES*****************

        do
        it=it+1
        call commitment
        qoptv(it)=qopt

                if(edorsced .EQ. 0)then
                call ed
                call gap
                else
                !*******REALIZA DESPACHO CON RESTRICCIONES Y ESTIMA PERDIDAS DE ESE MISMO DESPACHO*******
                        if(edorsced .EQ. 1)then
                        call sced
                        call lossaprox

                        else

                        call scedit

                                                        !SI NO HAY SUFUCIENTE GENERACION PARA DEMANDA+PERDIDAS HABRA UN
400000000, SINO, CALCULA EL DESPACHO ITERATIVO CON PERDIDAS
                                                        if(jopt .NE. 400000000)then
                                                        call scedloss
                                                                if(jopt .EQ. 400000000)then

                                                                        do
                                                                        call specialcase
                                                                                if(ll .EQ. 0)then
                                                                                call scedit
                                                                                call scedloss
                                                                                exit
                                                                                end if
                                                                        end do
```

```
                                        end if
                                    end if

                        end if
                end if

                joptv(it)=jopt

                if(edorsced .EQ. 2)then

                        if(jopt .NE. 400000000)then
                        call lmp
                        call printdata3
                        exit
                        end if

                end if

                if(it .EQ. itmax)then
                write(*,*) 'No se encontro solucion en el numero maximo de iteraciones'
                exit
                end if


                call adjust_lambda
        end do

    pause


    end program UC
```

## *Subrutina de selección de conjunto de datos a utilizar con base al sistema deseado.*

```
subroutine datain
        use mdata
        implicit none

        !1 = IEEE 24 NODOS 26 UNIDADES GENERADORAS
        !2 = IEEE 24 NODOS 32 UNIDADES GENERADORAS
        !3 = GENERICO 31 NODOS 16 UNIDADES GENERADORAS
        !4 = IEEE 118 NODOS 36 UNIDADES GENERADORAS
        !5 = IEEE 118 NODOS 54 UNIDADES GENERADORAS
        !6 = IEEE 118 NODOS PRUEBA 36 UNIDADES GENERADORAS


        i=1

        if(i .EQ. 1)then
        open(unit=1,file='IEEE24\datos generadores.txt')
        open(unit=11,file='IEEE24\convergencia.txt')
        open(unit=111,file='IEEE24\datos cargas.txt')
        open(unit=1111,file='IEEE24\datos red.txt')
        open(unit=11111,file='IEEE24\escalones.txt')
        open(unit=11112,file='IEEE24\costos fijos.txt')
        open(unit=2,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 1\RES GENERADORES.txt')
        open(unit=22,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 1\RES LINEAS.txt')
        open(unit=3,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 2\RES GENERADORES.txt')
        open(unit=33,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 2\RES LINEAS.txt')
        open(unit=4,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 3\RES GENERADORES.txt')
        open(unit=44,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 3\RES LINEAS.txt')
        open(unit=444,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 3\RES FACTORES DE ENTREGA Y DISTRIBUCION.txt')
        open(unit=4444,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 3\RES PERDIDAS.txt')
        open(unit=4445,file='IEEE24\RESULTADOS\FASE 3\RES PML.txt')
        open(unit=1234,file='IEEE24\RESULTADOS\DATA_IN.txt')
        end if

        if(i .EQ. 2)then
        open(unit=1,file='IEEE24_32U\datos generadores.txt')
        open(unit=11,file='IEEE24_32U\convergencia.txt')
        open(unit=111,file='IEEE24_32U\datos cargas.txt')
        open(unit=1111,file='IEEE24_32U\datos red.txt')
        open(unit=11111,file='IEEE24_32U\escalones.txt')
```

```
open(unit=11112,file='IEEE24_32U\costos fijos.txt')
open(unit=2,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 1\RES GENERADORES.txt')
open(unit=22,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 1\RES LINEAS.txt')
open(unit=3,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 2\RES GENERADORES.txt')
open(unit=33,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 2\RES LINEAS.txt')
open(unit=4,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 3\RES GENERADORES.txt')
open(unit=44,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 3\RES LINEAS.txt')
open(unit=444,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 3\RES FACTORES DE ENTREGA Y DISTRIBUCION.txt')
open(unit=4444,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 3\RES PERDIDAS.txt')
open(unit=4445,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\FASE 3\RES PML.txt')
open(unit=1234,file='IEEE24_32U\RESULTADOS\DATA_IN.txt')
end if

if(i .EQ. 3)then
open(unit=1,file='H31\datos generadores.txt')
open(unit=11,file='H31\convergencia.txt')
open(unit=111,file='H31\datos cargas.txt')
open(unit=1111,file='H31\datos red.txt')
open(unit=11111,file='H31\escalones.txt')
open(unit=11112,file='H31\costos fijos.txt')
open(unit=2,file='H31\RESULTADOS\FASE 1\RES GENERADORES.txt')
open(unit=22,file='H31\RESULTADOS\FASE 1\RES LINEAS.txt')
open(unit=3,file='H31\RESULTADOS\FASE 2\RES GENERADORES.txt')
open(unit=33,file='H31\RESULTADOS\FASE 2\RES LINEAS.txt')
open(unit=4,file='H31\RESULTADOS\FASE 3\RES GENERADORES.txt')
open(unit=44,file='H31\RESULTADOS\FASE 3\RES LINEAS.txt')
open(unit=444,file='H31\RESULTADOS\FASE 3\RES FACTORES DE ENTREGA Y DISTRIBUCION.txt')
open(unit=4444,file='H31\RESULTADOS\FASE 3\RES PERDIDAS.txt')
open(unit=4445,file='H31\RESULTADOS\FASE 3\RES PML.txt')
open(unit=1234,file='H31\RESULTADOS\DATA_IN.txt')
end if

if(i .EQ. 4)then
open(unit=1,file='IEEE118\datos generadores.txt')
open(unit=11,file='IEEE118\convergencia.txt')
open(unit=111,file='IEEE118\datos cargas.txt')
open(unit=1111,file='IEEE118\datos red.txt')
open(unit=11111,file='IEEE118\escalones.txt')
open(unit=11112,file='IEEE118\costos fijos.txt')
open(unit=2,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 1\RES GENERADORES.txt')
open(unit=22,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 1\RES LINEAS.txt')
open(unit=3,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 2\RES GENERADORES.txt')
open(unit=33,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 2\RES LINEAS.txt')
open(unit=4,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 3\RES GENERADORES.txt')
open(unit=44,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 3\RES LINEAS.txt')
open(unit=444,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 3\RES FACTORES DE ENTREGA Y DISTRIBUCION.txt')
open(unit=4444,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 3\RES PERDIDAS.txt')
open(unit=4445,file='IEEE118\RESULTADOS\FASE 3\RES PML.txt')
open(unit=1234,file='IEEE118\RESULTADOS\DATA_IN.txt')
end if

if(i .EQ. 5)then
open(unit=1,file='IEEE118_54U\datos generadores.txt')
open(unit=11,file='IEEE118_54U\convergencia.txt')
open(unit=111,file='IEEE118_54U\datos cargas.txt')
open(unit=1111,file='IEEE118_54U\datos red.txt')
open(unit=11111,file='IEEE118_54U\escalones.txt')
open(unit=11112,file='IEEE118_54U\costos fijos.txt')
open(unit=2,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 1\RES GENERADORES.txt')
open(unit=22,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 1\RES LINEAS.txt')
open(unit=3,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 2\RES GENERADORES.txt')
open(unit=33,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 2\RES LINEAS.txt')
open(unit=4,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 3\RES GENERADORES.txt')
open(unit=44,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 3\RES LINEAS.txt')
open(unit=444,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 3\RES FACTORES DE ENTREGA Y DISTRIBUCION.txt')
open(unit=4444,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 3\RES PERDIDAS.txt')
open(unit=4445,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\FASE 3\RES PML.txt')
open(unit=1234,file='IEEE118_54U\RESULTADOS\DATA_IN.txt')
end if

if(i .EQ. 6)then
open(unit=1,file='IEEE118PRUEBA\datos generadores.txt')
open(unit=11,file='IEEE118PRUEBA\convergencia.txt')
open(unit=111,file='IEEE118PRUEBA\datos cargas.txt')
open(unit=1111,file='IEEE118PRUEBA\datos red.txt')
open(unit=11111,file='IEEE118PRUEBA\escalones.txt')
open(unit=11112,file='IEEE118PRUEBA\costos fijos.txt')
open(unit=2,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 1\RES GENERADORES.txt')
open(unit=22,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 1\RES LINEAS.txt')
open(unit=3,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 2\RES GENERADORES.txt')
open(unit=33,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 2\RES LINEAS.txt')
open(unit=4,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 3\RES GENERADORES.txt')
```

```
open(unit=44,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 3\RES LINEAS.txt')
open(unit=444,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 3\RES FACTORES DE ENTREGA Y DISTRIBUCION.txt')
open(unit=4444,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 3\RES PERDIDAS.txt')
open(unit=4445,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\FASE 3\RES PML.txt')
open(unit=1234,file='IEEE118PRUEBA\RESULTADOS\DATA_IN.txt')
end if
end subroutine datain
```

***Subrutina correspondiente a la lectura de datos e impresión de estos mismos en un archivo de salida.***

```
subroutine readdata
use mdata
implicit none

!****************************************************************LEE DATOS GENERADORES*****************************************************************
!LEE NUMERO DE UNIDADES
read(1,*) nu
!LEE NUMERO DE PERIODOS
read(1,*) np

allocate(hrcurve(nu,3),upmin(nu),upmax(nu),uqmin(nu),uqmax(nu),sucost(np,nu),onmin(nu),offmin(nu),lambda(np),p(np,nu),u(np,nu),fhrcurve(np,nu),nuon(np),load(np),lambdaed(np),ladj(np),onoff(nu,2),&

gened(np),initcond(nu,5),sucoef(nu,3),aug(np,3),pprev(np,nu),lambdapu(nu,2),bgen(nu),slack(np),lambdasc(np),fhrcurvesc(np,nu),pgened(np,nu),tloss(np),gslack(np),loadr(np),qloadr(np),dfload(np),&
pgenant(nu),cfijo(nu))

!LEE BUS EN EL CUAL ESTA CONECTADO EL GENERADOR
!bgen(i)

!LEE CURVA ENTRADA SALIDA GENERADOR
!hrcurve(i,j)

!LEE LIMITES SUPERIORES E INFERIORES POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA
!upmin(i),upmax(i)
!uqmin(i),uqmax(i)

!LEE COEFICIENTES DE COSTO DE ARRANQUE
!sucoef(i,j)

!LEE TIEMPOS MINIMOS DE ARRANQUE Y PARO DE LA CENTRAL


!onmin(i),offmin(i)

!LEE CONDICIONES INICIALES DEL GENERADOR (HORAS DENTRO DE OPERACION, HORAS FUERA DE OPERACION)
!initcond(i,1)
!initcond(i,2)

do i=1,nu
read(1,*) bgen(i)
    do j=1,3
    read(1,*) hrcurve(i,j)
    end do
read(1,*) upmin(i),upmax(i)
read(1,*) uqmin(i),uqmax(i)
    do j=1,3
    read(1,*) sucoef(i,j)
    end do
read(1,*) onmin(i),offmin(i)
read(1,*) initcond(i,1)
    if(initcond(i,1) .NE. 0)then
    initcond(i,3)=1
    else
    initcond(i,3)=0
    end if
read(1,*) initcond(i,2)
    if(initcond(i,2) .NE. 0)then
```

```
                    initcond(i,3)=0
                    end if

        end do


        !************************************************************LEE                                          DATOS
CONVERGENCIA*******************************************************************
        !LEE EL VALOR DEL AJUSTE DEL SUBGRADIENTE DEL PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA CUANDO FALTA
GENERACION
        read(11,*) subgcoeup
        !LEE EL VALOR DEL AJUSTE DEL SUBGRADIENTE DEL PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA CUANDO SOBRA
GENERACION
        read(11,*) subgcoedown
        !LEE EL VALOR DEL AJUSTE DEL SUBGRADIENTE CUANDO UNA LINEA ES VIOLADA (MAGNITUD CON LA QUE LA
LINEA SE DESCONGESTIONARA)
        read(11,*) subgline
        !LEE CONVERGENCIA PARA RELAJACION LAGRANGEANA SIN PERDIDAS
        read(11,*) convp
        !LEE CONVERGENCIA PARA DESPACHO ECONOMICO SIN PERDIDAS POR LAMBDA-ITERACIONN MODIFICADO (YA NO
SE USO)
        read(11,*) convped
        !LEE NUMERO DE ITERACIONES MAXIMA TOTALES (RELAJACION LAGRANGEANA CON DESPACHO SIN
PERDIDAS+RELAJACION LAGRANGEANA CON DESPACHO MAS PERDIDAS)
        read(11,*) itmax
        !LEE CONVERGENCIA PARA EL PROCESO ITERATIVO DE DESPACHO CON PERDIDAS Y DEMANDA FICTICIA NODAL
        read(11,*) convloss
        !LEE CONVERGENCIA PARA LA RELAJACION LAGRANGEANA CON PERDIDAS Y SCED CON PERDIDAS
        read(11,*) convres
        !LEE EL NUMERO DE ITERACIONES MAXIMAS PARA LA APROXIMACION DE PERDIDAS
        read(11,*) itlossmax


        allocate(joptv(itmax),qoptv(itmax))
        !***************************************************************LEE                                       DATOS
CARGAS*********************************************************************
        !LEE NUMERO DE CARGAS
        read(111,*) nload

        allocate(bload(nload),loadpp(np,nload),loadperc(nload),qload(np),qloadpp(np,nload),loadppr(np,nload),qloadppr(np,nload))

        !LEE BUS EN EL CUAL ESTA CONECTADA LA CARGA
        !bload(i)
        !LEE PORCENTAJE DE CARGA CON RESPECTO A LA CARGA TOTAL
        !loadperc(i)

        do i=1,nload
        read(111,*) bload(i)
        read(111,*) loadperc(i)
        end do

        !LEE CARGA TOTAL POR PERIODO
        do i=1,np
        read(111,*) load(i)
        end do

        !LEE CARGA TOTAL REACTIVA POR PERIODO
        do i=1,np
        read(111,*)     qload(i)
        end do
        !*****************************************************************LEE                                     DATOS
RED************************************************************************
        !LEE NUMERO DE NODOS
        read(1111,*) nnodes
        !LEE NUMERO DE LINEAS
        read(1111,*) nlines

        allocate(zenre(nlines,2), zline(nlines,2),zlim(nlines,2))

        !LEE NODO DE ENVIO, NODO DE RECEPCION, IMPEDANCIA DE LA LINEA Y ADMITANCIA EN DERIVACION.
        do i=1,nlines
                    do j=1,2
                    read(1111,*) zenre(i,j)
                    end do
                    do j=1,2
                    read(1111,*) zline(i,j)
                    end do
                    do j=1,2
                    read(1111,*) zlim(i,j)
                    end do
        end do
```

```
                                        allocate(ybus(nnodes,nnodes),b(nnodes-1,nnodes-1),binv(nnodes-1,nnodes-
1),baux(nnodes,nnodes),pnod(nnodes),angnod(nnodes),pnodap(np,nnodes),angnodap(np,nnodes),a(nnodes,nnodes),&

        kdistap((nlines*np),nnodes),kdist(nlines,nnodes),dcp(nlines*2),lineup(np,nlines),linedown(np,nlines),pkl(np,nu),lineadj(np,nlines),limtran(np,2),ybusang(nnodes,nnodes
),&
                                        qmaxnod(nnodes),qminnod(nnodes),flowl(nlines*2),vrec(nnodes),bbb(nnodes-1,nnodes-1),bbinv(nnodes-1,nnodes-
1),gsfac(nlines,nnodes),dpdpi(nnodes),efnd(nnodes),flow(np,nlines),&

        pnodant(nnodes),incrloss(np,nnodes),linedual(np,nlines),pml(np,nnodes),gsfacall(np,nlines,nnodes),losscomp(np,nnodes),congcomp(np,nnodes),efndall(np,nnodes))

                                        !***********************************************LEE NUMERO DE ESCALONES POR UNIDAD
GENERADORA*****************************************************************
                                        read(11111,*) slopes

                                        allocate(pslopes(nu,slopes),s(nu,slopes),slopev(nu))

                                        !***********************************************LEE COSTO DE ARRANQUE FIJO (SE COLOCA 0 SI NO EXISTEN) POR
UNIDAD GENERADORA*****************************
                                        read(11112,*) cfijos
                                        if(cfijos .EQ. 1)then
                                                do i=1,nu
                                                read(11112,*) cfijo(i)
                                                end do
                                        else
                                        cfijo=0
                                        end if


                        !IMPRIME DATOS EN UN ARCHIVO DE TEXTO PARA VERIFICAR QUE SE INTRODUJERON DE MANERA CORRECTA

                        write(1234,'(A)')
('*************************************************************************************************************')
                        write(1234,'(A)')       ('*********************************DATOS DE ENTRADA INGRESADOS POR EL
USUARIO**********************************')
                        write(1234,'(A)')
('*************************************************************************************************************')

                        write(1234,'(/,A,I3)') ('NUMERO DE UNIDADES='),nu
                        write(1234,'(/,A,I3)') ('NUMERO DE PERIODOS='),np
                        write(1234,'(/,A,I3)') ('NUMERO DE ESCALONES CALCULADOS='),slopes


                        write(1234,'(//,A)')
('***********************************************GENERADORES*********************************************************')
                        write(1234,'(2X,A,6X,A,6X,A,5X,A,16X,A,15X,A,2X,A,6X,A,2X,A)')  ('NUMERO'),('BUS'),('PMAX'),('PMIN'),('COEFICIENTES'),('Min ON'),('Min
OFF'),('IC ON'),('IC OFF')
                        write(1234,'(A,2X,A,24X,A,12X,A,12X,A,/)') ('DE UNIDAD'),('CONECTADO'),('a'),('b'),('c')

                        write(1234,'(2X,I3,8X,I3,4X,F8.3,X,F8.3,3X,F10.4,4x,F8.4,4x,F7.5,7X,I3,5X,I3,10X,I3,4X,I3)')
(i,bgen(i),upmax(i),upmin(i),hrcurve(i,1),hrcurve(i,2),hrcurve(i,3),onmin(i),offmin(i),&
                        initcond(i,1),initcond(i,2),i=1,nu)

                        write(1234,'(//,12X,A,6X,A,28X,A)') ('NUMERO'),('BUS'),('COSTOS DE ARRANQUE')
                        write(1234,'(10X,A,2X,A,10X,A,12X,A,12X,A,12X,A,/)') ('DE UNIDAD'),('CONECTADO'),('S-a'),('S-b'),('S-c'),('FIJO')
                        write(1234,'(12X,I3,8X,I3,11X,F10.4,4X,F10.4,4X,F10.4,8X,F8.3)') (i,bgen(i),sucoef(i,1),sucoef(i,2),sucoef(i,3),cfijo(i),i=1,nu)



                        write(1234,'(//,A)')                                    ('***********************************************DATOS
CARGAS*****************************************************')
                        write(1234,'(/,A,I3)') ('NUMERO DE CARGAS='),nload

                        write(1234,'(//,27X,A,18X,A,17X,A)') ('NUMERO'),('BUS'),('PORCENTAJE DE')
                        write(1234,'(26X,A,14X,A,13X,A,/)') ('DE CARGA'),('CONECTADA'),('LA DEMANDA TOTAL')
                        write(1234,'(27X,I3,20X,I3,20X,F6.2)') (i,bload(i),loadperc(i),i=1,nload)
                        auxdp=0
                        do i=1,nload
                        auxdp=auxdp+loadperc(i)
                        end do
                        write(1234,'(/,27X,A,41X,F6.2)') ('TOTAL'),auxdp

                        write(1234,'(//,37X,A,18X,A,/)') ('PERIODO'),('DEMANDA TOTAL')
                        write(1234,'(38X,I3,23X,F8.2)') (i,load(i),i=1,np)


                        write(1234,'(//,A)')                                    ('***********************************************DATOS
RED*****************************************************')
                        write(1234,'(/,A,I3)') ('NUMERO DE NODOS='),nnodes
                        write(1234,'(/,A,I3)') ('NUMERO DE LINEAS='),nlines
                        write(1234,'(//,2X,A,6X,A,6X,A,19X,A,19X,A,6X,A)')  ('NUMERO'),('NODO DE'),('NODO DE'),('IMPEDANCIA'),('LIMITE SUPERIOR'),('LIMITE
INFERIOR')
                        write(1234,'(1X,A,6X,A,6X,A,14X,A)') ('DE LINEA'),('ENVIO'),('RECEPCION'),('(P.U. 100 MVA BASE)')
```

```
                write(1234,'(39X,A,7X,A,7X,A,/)') ('RESISTENCIA'),('REACTANCIA'),('B/2')
                write(1234,'(2X,I3,10X,I3,10X,I3,10X,F6.4,11X,F6.4,8X,F7.4,7X,F8.3,12X,F9.3)')
(i,zenre(i,1),zenre(i,2),REAL(zline(i,1)),IMAG(zline(i,1)),IMAG(zline(i,2)),zlim(i,1),zlim(i,2),i=1,nlines)


                write(1234,'(//,A)')
('*********************************************CONVERGENCIA*************************************************')
                write(1234,'(/,A,F8.5)') ('VALOR DEL AJUSTE DEL SUBGRADIENTE DEL PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA CUANDO FALTA
GENERACION='),subgcoeup
                write(1234,'(/,A,F8.5)') ('VALOR DEL AJUSTE DEL SUBGRADIENTE DEL PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA CUANDO SOBRA
GENERACION='),subgcoedown
                write(1234,'(/,A,40X,F8.5,/,A)') ('VALOR DEL AJUSTE DEL SUBGRADIENTE CUANDO UNA LINEA ES VIOLADA='),subgline,('(MAGNITUD
CON LA QUE LA LINEA SE DESCONGESTIONARA)')
                write(1234,'(/,A,30X,F8.5)') ('CONVERGENCIA PARA RELAJACION LAGRANGEANA SIN PERDIDAS (UNINODAL FASE 1)='),convp
                write(1234,'(/,A,7X,F8.5)') ('CONVERGENCIA PARA DESPACHO ECONOMICO SIN PERDIDAS POR LAMBDA-ITERACIONN MODIFICADO
(NO SE USA)='),convped
                write(1234,'(/,A,6X,I6,/,A)') ('NUMERO DE ITERACIONES MAXIMA TOTALES (RELAJACION LAGRANGEANA CON DESPACHO SIN
PERDIDAS+RELAJACION='),itmax,('LAGRANGEANA CON DESPACHO MAS PERDIDAS)')
                write(1234,'(/,A,1X,F8.5)') ('CONVERGENCIA PARA EL PROCESO ITERATIVO DE DESPACHO CON PERDIDAS Y DEMANDA FICTICIA
NODAL (NO SE USA)='),convloss
                write(1234,'(/,A,13X,F8.5)') ('CONVERGENCIA PARA LA RELAJACION LAGRANGEANA CON PERDIDAS Y SCED CON PERDIDAS (NO SE
USA)='),convres
                write(1234,'(/,A,44X,I3)') ('NUMERO DE ITERACIONES MAXIMAS PARA LA APROXIMACION DE PERDIDAS='),itlossmax

                close(unit=1234)

        end subroutine readdata
```

***Subrutina correspondiente al cálculo de los coeficientes de sensitividad en la red que serán utilizados únicamente en el proceso de asignación de unidades.***

```
        subroutine pfdc_static

                use mdata
                implicit none



                aux=(nnodes-1)+(((nnodes-1)*(nnodes-2))/2)
                allocate(w(aux),iw(nnodes-1))


                !*****************************************CALCULO DE LA MATRIZ DE SUCEPTANCIAS
COMPLETA************************************************************
                baux=0
                !ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL
                do i=1,nlines
                        baux(zenre(i,1),zenre(i,2))=(-1/(IMAG(zline(i,1))))
                        baux(zenre(i,2),zenre(i,1))=baux(zenre(i,1),zenre(i,2))
                end do

                !ELEMENTOS DENTRO DE LA DIAGONAL PRINCIPAL SIN COSIDERAR ADMITANCIAS EN DERIVACION
                do i=1,nnodes
                        do j=1,nlines
                        if((zenre(j,1) .EQ. i) .OR. (zenre(j,2) .EQ. i))then
                        baux(i,i)=baux(i,i)+(1/(IMAG(zline(j,1))))
                        end if
                        end do
                end do

                !***********************************PROCESO PARA CALCULAR LOS COEFICIENTES DE SENSITIVIDAD DE LA
RED*****************************************
                slack(1)=1

                        !TRANSICION DE LA MATRIZ DE SUCEPTANCIAS COMPLETA A LA MATRIZ B SIN CONSIDERAR EL NODO DE
REFERENCIA
                        b=0
                        do i=1,nnodes
                                do j=1,nnodes

                                        if(i .LT. slack(1))then
                                                if(j .LT. slack(1))then
                                                b(i,j)=baux(i,j)
                                                else
                                                        if(j .NE. slack(1))then
```

```
                                                                b(i,j-1)=baux(i,j)
                                                                end if
                                                        end if
                                                end if

                                                if(i .GT. slack(1))then
                                                        if(j .LT. slack(1))then
                                                        b(i-1,j)=baux(i,j)
                                                        else
                                                                if(j .NE. slack(1))then
                                                                b(i-1,j-1)=baux(i,j)
                                                                end if
                                                        end if
                                                end if
                                        end do
                                end do

                                !PROCESO DE INVERSION DE LA MATRIZ DE SUCEPTANCIAS B MENOS EL NODO DE REFERENCIA
                                binv=0
                                call DL2NRG (nnodes-1, b, nnodes-1, binv, nnodes-1, w, iw)

                                !ADICION DEL NODO DE REFERENCIA A LA MATRIZ BINV PREVIAMENTE CALCULADA ASIGNANDOLA EN UNA NUEVA
MATRIZ A
                                a=0
                                do i=1,nnodes-1
                                        do j=1,nnodes-1
                                                if(i .LT. slack(1))then
                                                        if(j .LT. slack (1))then
                                                        a(i,j)=binv(i,j)
                                                        else
                                                        a(i,j+1)=binv(i,j)
                                                        end if
                                                end if

                                                if(i .GE. slack(1))then
                                                        if(j .LT. slack(1))then
                                                        a(i+1,j)=binv(i,j)
                                                        else
                                                        a(i+1,j+1)=binv(i,j)
                                                        end if
                                                end if
                                        end do
                                end do

                                !*****************************************CALCULO DE LOS COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD DE LA
RED***********************************************
                                kdist=0
                                do i=1,nlines
                                        do j=1,nnodes
                                        kdist(i,j)=((a(zenre(i,1),j)-a(zenre(i,2),j))/IMAG(zline(i,1)))
                                        end do
                                end do


        end subroutine pfdc_static
```

***Subrutina correspondiente a la inicialización de variables a utilizar y también se calculan los escalones de aproximación para cada unidad generadora que serán utilizados en los procesos de despacho económico a través de programación lineal.***

```
        subroutine init
                        use mdata
                        implicit none


                        !******************INICIALIZACION DE MATRICES Y VECTORES*****************************
                        edorsced=0
                        lambda=1
                        it=0
                        joptv=0
                        qoptv=0


                        !***********INICIALIZACION DE CARGAS EN CADA NODO DE ACUERDO A LA CARGA TOTAL DEL SISTEMA***************
                        do i=1,np
```

```
                    do j=1,nload
                    loadpp(i,j)=(load(i)*(loadperc(j)/100))
                    end do
                end do

                do i=1,np
                    do j=1,nload
                    qloadpp(i,j)=(qload(i)*(loadperc(j)/100))
                    end do
                end do

                !**********INICIALIZACION DE MULTIPLICADORES LAGRANGIANOS DE LAS RESTRICCIONES DE TRANSIMISION*************

                lineup=0
                linedown=0

                !*****************************************CALCULO DE ESCALONES DE LA APROXIMACION DE LA CURVA ENTRADA SALIDA
DE CADA GENERADOR*****************************************
                !CALCULA EL NIVEL DE POTENCIA DE ACUERDO AL ESCALON QUE CORRESPONDA
                pslopes=0
                do i=1,nu
                    do j=1,slopes
                    pslopes(i,j)=(((upmax(i)-upmin(i))/slopes)*j)+upmin(i)
                    end do
                end do

                !CALCULA EL COSTO POR PRODUCIR EL NIVEL DE POTENCIA DE ACUERO AL ESCALON EN QUE SE UBIQUE (SOLO PARA CURVAS
DE ENTRADA SALIDA CUADRATICAS)
                s=0
                do i=1,nu
                    do j=1,slopes
                        if(j .GT. 1)then
                        s(i,j)=(hrcurve(i,1)+(hrcurve(i,2)*pslopes(i,j))+(hrcurve(i,3)*pslopes(i,j)*pslopes(i,j))-
(hrcurve(i,1)+(hrcurve(i,2)*pslopes(i,j-1))+(hrcurve(i,3)*pslopes(i,j-1)*pslopes(i,j-1))))/&
                                (pslopes(i,j)-pslopes(i,j-1))
                        else
                        s(i,j)=(hrcurve(i,1)+(hrcurve(i,2)*pslopes(i,j))+(hrcurve(i,3)*pslopes(i,j)*pslopes(i,j))-
(hrcurve(i,1)+(hrcurve(i,2)*upmin(i))+(hrcurve(i,3)*upmin(i)*upmin(i))))/&
                        (pslopes(i,j)-upmin(i))
                        end if
                    end do
                end do

                !CALCULA EL VALOR POR ESCALON EN CADA UNIDAD GENERADORA PARA POSTERIORMENTE USARLO EN LOS LIMITES DE LAS
VARIABLES DEL PROGRAMA
                slopev=0
                do i=1,nu
                slopev(i)=((upmax(i)-upmin(i))/slopes)
                end do

                end subroutine init
```

***Subrutina correspondiente al proceso de asignación de unidades, es decir, la minimización de cada central en todo el periodo de estudio y cálculo de solución dual.***

```
        subroutine commitment
                use mdata
                implicit none

                    !**********************CALCULA LOS COSTOS MARGINALES MINIMOS Y MAXIMOS DE TODAS LAS CENTRALES (1a
ITERACION)**********************************
                    if(it .EQ. 1)then
                        do i=1,nu
                            lambdapu(i,1)=hrcurve(i,2)+(2*hrcurve(i,3)*upmin(i))
                            lambdapu(i,2)=hrcurve(i,2)+(2*hrcurve(i,3)*upmax(i))
                        end do

                        !************SE OBTIENEN LOS COSTOS INCREMENTALES MINIMOS (lb) Y MAXIMOS RESPECTIVAMENTE
(lc) [VALIDO SOLO PRIMERA ITERACION]************
                        la=0
                        lb=0
                        lc=0
                        do i=1,nu
                            if(i .EQ. 1)then
                                if(lambdapu(i,1)-lambdapu(i+1,1) .LT. 0)then
                                lb=lambdapu(i,1)
```

```
                                        else
                                        lb=lambdapu(i+1,1)
                                        end if
                                else
                                        if(i .GT.2)then
                                                if(lb-lambdapu(i,1) .LT. 0)then
                                                lb=lb
                                                else
                                                lb=lambdapu(i,1)
                                                end if
                                        end if
                                end if

                        end do

                        do i=1,nu
                                if(i .EQ. 1)then
                                        if(lambdapu(i,2)-lambdapu(i+1,2) .GT. 0)then
                                        lc=lambdapu(i,2)
                                        else
                                        lc=lambdapu(i+1,2)
                                        end if
                                else
                                        if(i .GT.2)then
                                                if(lc-lambdapu(i,2) .GT. 0)then
                                                lc=lc
                                                else
                                                lc=lambdapu(i,2)
                                                end if
                                        end if

                                end if
                        end do

                        !*******PARA LA PRIMERA ITERACION SE BUSCA EMPEZAR EN UN COSTO INCREMENTAL JUSTO A LA MITAD ENTRE LA MAQUINA MAS CARA Y LA MAS BARATA*********


                                la=((lc-lb)/2)
                                do i=1,np
                                        lambda(i)=lb+la
                                end do
                end if


                        !********CALCULA LA POTENCIA DEL GENERADOR CON BASE AL PRECIO MARGINAL PROPUESTO O CALCULADO A PARTIR DE LA SEGUNDA ITERACION (VER WOLLENBERG 4.14)************
        p=0
                do i=1,np
                        do j=1,nu
                                do k=1,nlines
                                p(i,j)=p(i,j)-((lineup(i,k)-linedown(i,k))*kdist(k,bgen(j)))
                                end do
                        p(i,j)=((p(i,j)+lambda(i)-hrcurve(j,2))/(2*hrcurve(j,3)))
                        end do
        end do


                        !*************CONDICIONAMIENTO CON BASE A LA POTENCIA OBTENIDA EN EL PASO ANTERIOR (SI ES QUE SE VIOLA ALGUN LIMITE) (VER WOLLENBERG 4.14A-4.14C)****************
                do i=1,np
                        do j=1,nu
                                if(p(i,j).LT.upmin(j))then
                                p(i,j)=upmin(j)
                                end if
                                if(p(i,j).GT.upmax(j))then
                                p(i,j)=upmax(j)
                                end if
                        end do
                end do


                        !*****************************************CONDICIONAMIENTO CON BASE A LA POTENCIA OBTENIDA EN EL PASO ANTERIOR**************************************************
                do i=1,np
                        do j=1,nu
                                if(p(i,j).LT.upmin(j))then
                                p(i,j)=upmin(j)
                                end if
                                if(p(i,j).GT.upmax(j))then
                                p(i,j)=upmax(j)
                                end if
```

```
                    end do
                end do


                !************SE HACE EL COTEJO PARA SABER SI LA MAQUINA ES VIABLE PARA ENCENDER O NO MEDIANTE UNA
FUNCION DE MINIMIZACION (VER WOLLENBERG 4.15)*****************
                !***************ESTO SUJETO A LOS TIEMPOS MINIMOS DE ARRANQUE Y PARO DE LA MAQUINA (VER SHORT-TERM
TRANSMISION SCHEDULING 4 CONSTRAINT 1995)*******************
                !**PROGRAMACION DINAMICA**
                fhrcurve=0
                nuon=0
                u=0
                sucost=0

                do i=1,nu
                    do j=1,2
                    onoff(i,j)=initcond(i,j)
                    end do
                end do

                do i=1,np
                    do j=1,nu
                    fhrcurve(i,j)=hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*p(i,j))+(hrcurve(j,3)*p(i,j)*p(i,j))
                        if((fhrcurve(i,j)-(lambda(i)*p(i,j))) .LT. 0)then
                        u(i,j)=1
                            if(i .GT. 1)then
                                if(((onoff(j,2)-offmin(j))*(u(i,j)-u(i-1,j))) .LT. 0)then
                                u(i,j)=0
                                onoff(j,2)=onoff(j,2)+1
                                onoff(j,1)=0
                                else
                                u(i,j)=1
                                nuon(i)=nuon(i)+1
                                onoff(j,1)=onoff(j,1)+1
                                sucost(i,j)=u(i,j)*(1-u(i-1,j))*(sucoef(j,1)+(sucoef(j,2)*(1-EXP(-
onoff(j,2)/sucoef(j,3)))))
                                onoff(j,2)=0
                                end if
                            else
                                if(((onoff(j,2)-offmin(j))*(u(i,j)-initcond(j,3))) .LT. 0)then
                                u(i,j)=0
                                onoff(j,2)=onoff(j,2)+1
                                onoff(j,1)=0
                                else
                                u(i,j)=1
                                nuon(i)=nuon(i)+1
                                onoff(j,1)=onoff(j,1)+1
                                onoff(j,2)=0
                                end if
                            end if
                        else
                        u(i,j)=0
                            if(i .GT. 1)then
                                if(((onoff(j,1)-onmin(j))*(u(i-1,j)-u(i,j))) .LT. 0)then
                                u(i,j)=1
                                nuon(i)=nuon(i)+1
                                onoff(j,1)=onoff(j,1)+1
                                sucost(i,j)=u(i,j)*(1-u(i-1,j))*(sucoef(j,1)+(sucoef(j,2)*(1-EXP(-
onoff(j,2)/sucoef(j,3)))))
                                onoff(j,2)=0
                                else
                                u(i,j)=0
                                onoff(j,2)=onoff(j,2)+1
                                onoff(j,1)=0
                                end if
                            else

                                if(((onoff(j,1)-onmin(j))*(u(i-1,j)-initcond(j,3))) .LT. 0)then
                                u(i,j)=1
                                nuon(i)=nuon(i)+1
                                onoff(j,1)=onoff(j,1)+1
                                onoff(j,2)=0
                                else
                                u(i,j)=0
                                onoff(j,2)=onoff(j,2)+1
                                onoff(j,1)=0
                                end if
                            end if
                        end if
                    end do
                end do
```

```
!*************************************************COSTO DE ARRANQUE PARA EL PERIODO 1*****************************************************
do j=1,nu
        sucost(1,j)=u(1,j)*(1-initcond(j,3))*(sucoef(j,1)+(sucoef(j,2)*(1-EXP(-initcond(j,2)/sucoef(j,3)))))
end do

!*******************MULTIPLICA LA POTENCIA DE GENERACION POR SU ESTADO DE ASIGNACION (DENTRO O FUERA DE OPERACION)*********************
do i=1,np
        do j=1,nu
        p(i,j)=p(i,j)*u(i,j)
        end do
end do

!AUGMENTED LAGRANGIAN VARIABLES 1,2 AND 3
if(it .EQ. 1)then
pprev=0
end if

aug=0
do i=1 ,np
        do j=1, nu
        aug(i,1)=aug(i,1)+p(i,j)
        aug(i,2)=aug(i,2)+pprev(i,j)
        aug(i,3)=aug(i,3)+((p(i,j)-pprev(i,j))*(p(i,j)-pprev(i,j)))
        end do
end do



!*********************************CALCULO DEL FLUJO DE POTENCIA DE DC EN LAS LINEAS DE TRANSMISION*****************************************

lineadj=0
do i=1,np
        do j=1,nlines
                do k=1,nu
                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)+((p(i,k)*u(i,k))*kdist(j,bgen(k)))
                end do
                do k=1,nload
                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)-((loadpp(i,k))*kdist(j,bload(k)))
                end do
                if(lineadj(i,j) .GT. zlim(j,1))then
                lineadj(i,j)=zlim(j,1)
                end if
                if(lineadj(i,j) .LT. zlim(j,2))then
                lineadj(i,j)=zlim(j,2)
                end if
        end do
end do

!*************************************VALORES DE LAS PENALIZACIONES A LAS LINEAS DE TRANSMISION***********************************
limtran=0
do i=1,np
        do j=1,nlines
        limtran(i,1)=limtran(i,1)+(lineup(i,j)*(zlim(j,1)-lineadj(i,j)))
        limtran(i,2)=limtran(i,2)+(linedown(i,j)*(lineadj(i,j)-zlim(j,2)))
        end do
end do

!*************************************CAMBIA COSTOS VARIABLES POR COSTOS FIJOS SI ES QUE EXISTEN*********************************

if(cfijos .EQ. 1)then
        do k=1,np
                do i=1,nu
                        if(sucost(k,i) .NE. 0)then
                        sucost(k,i)=cfijo(i)
                        end if
                end do
        end do
end if
```

```
                !*****************RESOLVER LA VARIABLE Q CON LOS VECTORES U Y P OBTENIDOS PREVIAMENTE* (VER WOLENBERG 4.8)*******************
                !****************SE INCLUYO LOS COSTOS DE ARRANQUE EN LA PROGRAMACION DINAMICA PARA TODOS LOS PERIODOS N+1*******************
                !*********************************SOLUCION DE QOPT (UNIT COMMITMENT LAGRANGIAN RELAXION)****************************************
                qopt=0
                do i=1,np
                qopt=qopt+(lambda(i)*load(i))
                        do j=1,nu
                        if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                        qopt=qopt+(fhrcurve(i,j)*u(i,j))-(lambda(i)*p(i,j)*u(i,j))+(sucost(i,j)*u(i,j))
                        else
                        qopt=qopt+(fhrcurve(i,j)*u(i,j))-(lambda(i)*p(i,j)*u(i,j))
                        end if
                        end do
                end do

        end subroutine commitment
```

***Subrutina correspondiente al proceso de ajuste de los multiplicadores Lagrangianos por medio del subgradiente.***

```
        subroutine adjust_lambda
                        use mdata
                        implicit none

                !************************ACTUALIZA LOS MULTIPLICADORES DE LAGRANGE DEL PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA*****************************************
                ladj=0
                do i=1,np
                ladj(i)=load(i)
                        do j=1,nu
                        ladj(i)=ladj(i)-(p(i,j)*u(i,j))
                        end do
                end do

                do i=1,np
                        if(ladj(i) .GT. 0)then
                        lambda(i)=lambda(i)+(ladj(i)*subgcoeup)
                        else
                        lambda(i)=lambda(i)+(ladj(i)*subgcoedown)
                        end if
                end do


                !****************************************CALCULO DEL FLUJO DE POTENCIA DE DC EN LAS LINEAS DE TRANSMISION************************************************
                lineadj=0
                do i=1,np
                        do j=1,nlines
                                do k=1,nu
                                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)+((p(i,k)*u(i,k))*kdist(j,bgen(k)))
                                end do
                                do k=1,nload
                                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)-((loadpp(i,k))*kdist(j,bload(k)))
                                end do
                        end do
                end do


                !************************************ACTUALIZA MULTIPLICADORES DE LAGRANGE DE LAS RESTRICCIONES DE TRANSMISION*******************************************
                if(edorsced .NE. 0)then
                        do i=1,np
                                do j=1,nlines
                                        if(lineadj(i,j) .GT. 0)then
                                                if(lineadj(i,j) .GT. zlim(j,1))then
                                                lineup(i,j)=lineup(i,j)+((lineadj(i,j)-zlim(j,1))*subgline)
                                                else
                                                        if((lineup(i,j) .LT. zlim(j,1)) .AND. (lineup(i,j) .NE. 0))then
                                                        end if
                                                end if
                                        end if
```

```
                                                    if(lineadj(i,j) .LT. 0)then
                                                        if(lineadj(i,j) .LT. zlim(j,2))then
                                                        linedown(i,j)=linedown(i,j)+((zlim(j,2)-lineadj(i,j))*subgline)
                                                        else
                                                            if((lineup(i,j) .GT. zlim(j,2)) .AND. (linedown(i,j) .NE. 0))then
                                                            end if
                                                        end if
                                                    end if
                                                end do
                                            end do
                                        end if

    end subroutine adjust_lambda
```

## *Subrutina correspondiente al proceso del proceso de solución del despacho económico a través de programación lineal sin restricciones de red.*

```
                    subroutine ed
                    use mdata
                    implicit none
    !*********************************************GLOSARIO DE SUBRUTINA*************************************************************************
    !aa = matriz de coeficientes de restricciones
    !bbu = vector superior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
    !bbl = vector inferior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
    !cc = vector de coeficientes de las variables en la funcion objetivo
    !dsol = solucion de las variables duales del problema de optimizacion
    !irtype = vector indicador del tipo de restriccion (0=igualdad, 3=desigualdad).
    !lda = dimension de la matriz aa (igual al numero de restricciones)
    !m = number of constraints
    !nvar = number of variables
    !obj = valor de la funcion objetivo valuada en sus valores optimos.
    !parameter (m=2, nvar=2, lda=m)
    !pload = vector de potencias demandadas en todos los nodos del sistema (se obtiene del loadpp solo que coloca las cargas en los nodos correspondientes)
    !xlb = limite inferior de la variable x
    !xub = limite superior de la variable x
    !xsol = solucion primal de las variables del problema de optimizacion

                                integer lda, m, nvar
                                integer, allocatable :: irtype(:)
                                double precision obj
                                double precision, allocatable :: aa(:,:), cc(:), dsol(:), xlb(:), xsol(:), xub(:),pload(:),bbu(:),bbl(:)

                                !************************************VERIFICADOR DE SUFICIENCIA DE POTENCIA GENERADA PARA REALIZAR EL DESPACHO**********************************************
                                ll=0
                                do i=1,np
                                    !SE AGREGAN LAS CENTRALES ASIGNADAS EN EL UNIT COMMITMENT
                                    maxgened=0
                                    nued=0
                                    nued=nuon(i)
                                        do j=1,nu
                                            if(u(i,j) .EQ. 1)then
                                            maxgened=maxgened+upmax(j)
                                            end if
                                        end do
                                    !SI NO SE TIENE NINGUNA CENTRAL ASIGNADA SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                                    if(nued .EQ. 0)then
                                    ll=1
                                    exit
                                    end if
                                    !SI NO SE TIENE SUFICIENTE GENERACION PARA SATISFACER LA DEMANDA SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                                    if(maxgened .LT. load(i))then
                                    ll=1
                                    exit
                                    end if
                                end do


    !*********************************SI LA GENERACION ES INSUFICIENTE PARA LA DEMANDA SE EVITA REALIZAR EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO CON RESTRICCIONES**************************************
    if(ll .EQ. 1)then
    jopt=400000000
```

```
else

                m=nu+1
                lda=m
                nvar=(slopes*nu)+nu

                allocate (aa(lda,nvar), cc(nvar), dsol(m), xlb(nvar), xsol(nvar), xub(nvar),irtype(m),pload(nnodes), bbu(m), bbl(m))

        ll=0
        pgened=0
        jopt=0
        !*************************************************************COMIENZA PROCESO DE ED PARA TODOS LOS PERIODOS*****************************************************************************
        do k=1,np

                !*************************************LLENA MATRIZ DE LIMITES DE LAS VARIABLES (XLB Y XUB)*****************************************************
                !LLENA VECTORES DE LIMITES SUPERIORES E INFERIORES DE LAS VARIABLES
                xub=0
                xlb=0
                aux=1

                do i=1,(nu*slopes)
                        if(i .gt. (slopes*aux))then
                        aux=aux+1
                        end if

                        if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                        xub(i)=slopev(aux)
                        end if
                end do

                !LLENA PARTE DE VARIABLES DE HOLGURA DE LAS CENTRALES GENERADORAS (PMAX DE LAS CENTRALES), RANGO DE PTOTAL (PMAX Y PMIN)
                aux=1
                do i=(nu*slopes)+1,(nu*slopes)+nu
                        if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                        xub(i)=upmax(aux)
                        xlb(i)=upmin(aux)
                        end if
                aux=aux+1
                end do

                !*****************************************LLENA MATRIZ DE COEFICIENTES DE LAS RESTRICCIONES (A)*****************************************************
                !LLENA MATRIZ DE RESTRICCIONES PARA SUMATORIAS DE POTENCIA DE GENERACION ASI COMO LLENA FILA DE RESTRICCION DE PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
                aa=0
                do i=0,nu-1
                        do j=((i*slopes)+1),((i*slopes)+slopes)
                        aa(i+1,j)=1
                        end do
                        aa(i+1,((slopes*nu)+(i+1)))=-1
                        aa(nu+1,((slopes*nu)+(i+1)))=1
                end do


                !*************************************LLENA MATRIZ DE DESIGUALDADES DE LAS RESTRICCIONES (B)*****************************************************
                !LLENA PARTE DE VECTOR DE POTENCIAS POR UNIDAD GENERADORA Y PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA

                bbl=0
                bbu=0
                do i=1,nu+1
                        if(i .le. nu)then
                                if(u(k,i) .EQ. 1)then
                                bbu(i)=-upmin(i)
                                else
                                bbu(i)=0
                                end if
                        else
                        bbu(i)=load(k)
                        end if
                end do

                bbl=bbu


                !*************************************************LLENA MATRIZ DE COEFICIENTES EN LA FUNCION OBJETIVO (C)*****************************************************
                cc=0
```

```
                                l=1
                                aux=0
                                do i=1,(slopes*nu)
                                aux=aux+1
                                        if(i .GT. (slopes*l))then
                                        l=l+1
                                        aux=1
                                        end if
                                cc(i)=s(l,aux)
                                end do

                                !*************************************************************LLENA VECTOR IRTYPE (TIPO DE
RESTRICCION)*************************************************************
                                irtype=0
                                do i=1,nu+1
                                irtype(i)=0
                                end do


                                !*************************SUBRUTINA DE IMSL QUE SOLUCIONA UN PROBLEMA DE OPTIMIZACION LINEAL CON
RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD (SIMPLEX REVISADO)************************
                                obj=0
                                call ddlprs (m, nvar, aa, lda, bbl, bbu, cc, irtype, xlb, xub, obj, xsol, dsol)

                                !*****************************************SI EL VALOR DE LA FUNCION OBJETIVO ES NULO ENVIA UN AVISO AL
USUARIO*****************************************
                                if(obj .EQ. 0)then
                                        do i=1,nu
                                        pgened(k,i)=0
                                        end do
                                write(*,*) 'SOLUCION NO FACTIBLE EN EL PERIODO',k,'  ITERACION  ',it
                                ll=1
                                exit
                                else
                                !SE OBTIENE LA POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL EN EL PERIODO K
                                        do i=1,nu
                                                do j=1,nvar
                                                        if((j .le. (i*slopes)) .and. (j .gt. ((i*slopes)-slopes)))then
                                                        pgened(k,i)=pgened(k,i)+xsol(j)
                                                        end if
                                                end do
                                        pgened(k,i)=pgened(k,i)+(upmin(i)*u(k,i))
                                        end do

                                !SE OBTIENE EL COSTO INCREMENTAL DEL SISTEMA PARA EL PERIODO K
                                lambdasc(k)=0
                                lambdasc(k)=dsol(nu+1)

                                end if

                        end do
                        !*************************************************************************TERMINA PROCESO DE ED PARA TODOS LOS
PERIODOS*************************************************************************


                                if(ll .EQ. 0)then

                                        do k=1,np
                                                !OBTIENE POTENCIAS NODALES CON LA GENERACION ESTABLECIDA
                                                pnod=0
                                                do i=1,nu
                                                pnod(bgen(i))=pnod(bgen(i))+pgened(k,i)
                                                end do
                                                do i=1,nload
                                                pnod(bload(i))=pnod(bload(i))-loadppr(k,i)
                                                end do

                                                !TRANSFORMA POTENCIAS EN PU
                                                pnod=pnod/100

                                                !CALCULA LAS PERDIDAS POR PERIODO (TESIS TENESSE) F^2*Rline
                                                tloss(k)=0
                                                do i=1,nlines
                                                auxdp=0
                                                        do j=1,nnodes
                                                        auxdp=auxdp+(kdist(i,j)*pnod(j))
                                                        end do
                                                flow(k,i)=auxdp
                                                tloss(k)=tloss(k)+(auxdp*auxdp*REAL(zline(i,1)))

                                                end do
                                                tloss(k)=tloss(k)*100
```

```
                    end do
                else
                jopt=400000000
                end if

                if(jopt .NE. 400000000)then
                !SOLUCION DE JOPT (SCED)
                jopt=0
                    do i=1,np
                        do j=1,nu
                        fhrcurvesc(i,j)=hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*pgened(i,j))+(hrcurve(j,3)*pgened(i,j)*pgened(i,j))
                        if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                        jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))+(sucost(i,j)*u(i,j))
                        else
                        jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))

                        end if
                        end do
                    end do
                !ESCALONES
                jopt=0
                    do i=1,np
                        do j=1,nu
                            if(u(i,j) .EQ. 1)then
                            jopt=jopt+(hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*upmin(j))+(hrcurve(j,3)*upmin(j)*upmin(j)))
                            auxdp=pgened(i,j)-upmin(j)
                                do k=1,slopes
                                    if(pslopes(j,k) .LE. pgened(i,j))then
                                    jopt=jopt+(slopev(j)*s(j,k))
                                    auxdp=auxdp-slopev(j)
                                        if(auxdp .LT. 0)then
                                        auxdp=0
                                        end if

                                    else
                                    jopt=jopt+(auxdp*s(j,k))
                                    auxdp=0

                                    end if
                                end do


                                if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                                jopt=jopt+(sucost(i,j)*u(i,j))
                                end if
                            end if
                        end do
                    end do

                end if


                deallocate(aa, cc, dsol, xlb, xsol, xub,irtype,pload,bbu,bbl)

    end if

            end subroutine ed
```

***Subrutina correspondiente a la comprobación del criterio de convergencia (brecha de dualidad) y agrega las pérdidas a la demanda para encontrar una solución mas rápida.***

```
            subroutine gap
                use mdata
                implicit none

                !************************CRITERIO DE CONVERGENCIA SIN RESTRICCIONES DUALITY GAP (VER WOLLENBERG)*****************************
                conv=0
                if(qopt .NE. 0)then
                conv=((jopt-qopt)/qopt)
                end if

                !************SI SE ALCANZA LA CONVERGENCIA SIN RESTRICCIONES SE PROCEDE A IMPRIMIR LOS DATOS DE LA SOLUCION*************
                if(ABS(conv) .LT. convp)then
                edorsced=1
```

```
                call printdata
                !*****************************INCORPORA PÉRDIDAS A LA DEMANDA PRONOSTICADA EN CADA PERIODO*******************************
                        do i=1,np
                        load(i)=load(i)+tloss(i)
                        end do
                qoptv=qopt
                        do i=1,np
                                do j=1,nload
                                loadpp(i,j)=(load(i)*(loadperc(j)/100))
                                end do
                        end do
                                jopt=400000000
                else
                        if((ABS(conv) .LT. .04) .AND. (jopt .NE. 400000000))then
                        write(*,*) 'Iteracion=',it,' Brecha de Dualidad SIN restricciones=',ABS(conv)
                        end if
                end if


        end subroutine gap
```

## *Subrutina correspondiente a la solución del despacho económico con restricciones de red a través de programación lineal.*

```
 subroutine sced
        use mdata
        implicit none
        !********SUBRUTINA QUE REALIZA EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO CON LIMITES EN LAS LINEAS UTILIZANDO COMO VARIABLES LAS POTENCIAS GENERADAS
        !********Y COMO RESTRICCIONES LAS POTENCIAS NODALES MULTIPLICADAS POR EL FACTOR DE DISTRIBUCION DE LA LINEA.

    !*********************************************GLOSARIO DE SUBRUTINA*********************************************************************
    !aa = matriz de coeficientes de restricciones
    !bbu = vector superior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
    !bbl = vector inferior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
    !cc = vector de coeficientes de las variables en la funcion objetivo
    !dsol = solucion de las variables duales del problema de optimizacion
    !irtype = vector indicador del tipo de restriccion (0=igualdad, 3=desigualdad).
    !lda = dimension de la matriz aa (igual al numero de restricciones)
    !m = number of constraints
    !nvar = number of variables
    !obj = valor de la funcion objetivo valuada en sus valores optimos.
    !parameter (m=2, nvar=2, lda=m)
    !pload = vector de potencias demandadas en todos los nodos del sistema (se obtiene del loadpp solo que coloca las cargas en los nodos correspondientes)
    !xlb = limite inferior de la variable x
    !xub = limite superior de la variable x
    !xsol = solucion primal de las variables del problema de optimizacion


                integer lda, m, nvar
                integer, allocatable :: irtype(:)
                double precision obj
                double precision, allocatable :: aa(:,:), cc(:), dsol(:), xlb(:), xsol(:), xub(:),pload(:),bbu(:),bbl(:)

                !*****************************************VERIFICADOR DE SUFICIENCIA DE POTENCIA GENERADA PARA REALIZAR EL DESPACHO*****************************************************
                ll=0
                do i=1,np
                        !SE AGREGAN LAS CENTRALES ASIGNADAS EN EL UNIT COMMITMENT
                        maxgened=0
                        nued=0
                        nued=nuon(i)
                                do j=1,nu
                                        if(u(i,j) .EQ. 1)then
                                        maxgened=maxgened+upmax(j)
                                        end if
                                end do
                        !SI NO SE TIENE NINGUNA CENTRAL ASIGNADA SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                        if(nued .EQ. 0)then
                        ll=1
                        exit
```

```
                                        end if
                                        !SI NO SE TIENE SUFICIENTE GENERACION PARA SATISFACER LA DEMANDA MAS PERDIDAS (ESTIMADAS)
SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                                        if(maxgened .LT. load(i))then
                                        ll=1
                                        exit
                                        end if
                                end do


        !***********************************SI LA GENERACION ES INSUFICIENTE PARA LA DEMANDA SE EVITA REALIZAR EL PROCESO DE DESPACHO
ECONOMICO CON RESTRICCIONES***************************************
        if(ll .EQ. 1)then
        jopt=400000000
        else


                                m=nu+1+nlines
                                lda=m
                                nvar=(slopes*nu)+nu

                                allocate (aa(lda,nvar), cc(nvar), dsol(m), xlb(nvar), xsol(nvar), xub(nvar),irtype(m),pload(nnodes), bbu(m), bbl(m))

                        ll=0
                        pgened=0
                        jopt=0
                        !*****************************************************************COMIENZA PROCESO DE SCED PARA TODOS LOS
PERIODOS*****************************************************************************
                        do k=1,np

                        !EN ESTE CASO LOS FACTORES DE DISTRIBUCION SON INDIFERENTES DEBIDO A QUE NO SE ESTA REALIZANDO CAMBIO DE SLACK
EN CADA PERIODO
                        gsfac=kdist


                !*************************************************************VARIABLES*****************************************************************
***********!
                                !LLENA VECTORES DE LIMITES SUPERIORES E INFERIORES DE LAS VARIABLES
                                xub=0
                                xlb=0
                                aux=1
                                do i=1,(nu*slopes)
                                        if(i .gt. (slopes*aux))then
                                        aux=aux+1
                                        end if

                                        if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                                        xub(i)=slopev(aux)
                                        end if
                                end do

                                !LLENA PARTE DE VARIABLES DE HOLGURA DE LAS CENTRALES GENERADORAS (PMAX DE LAS CENTRALES), RANGO
DE PTOTAL (P DEBE ESTAR ENTRE PMAX Y PMIN)
                                aux=1
                                do i=(nu*slopes)+1,(nu*slopes)+nu
                                        if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                                        xub(i)=upmax(aux)
                                        xlb(i)=upmin(aux)
                                        end if
                                aux=aux+1
                                end do


                !*************************************************************RESTRICCIONES*****************************************************************
***************!
                                !LLENA MATRIZ DE RESTRICCIONES PARA SUMATORIAS DE POTENCIA DE GENERACION ASI COMO LLENA FILA DE
RESTRICCION DE PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
                                aa=0
                                do i=0,nu-1
                                        do j=((i*slopes)+1),((i*slopes)+slopes)
                                        aa(i+1,j)=1
                                        end do
                                        aa(i+1,((slopes*nu)+(i+1)))=-1
                                        aa(nu+1,((slopes*nu)+(i+1)))=1
                                end do

                                !LLENA LA PARTE DE LA MATRIZ A EN CUANTO AL LIMITE DE POTENCIA DE TRANSMISION EN CADA LINEA CON
FACTORES DE DISTRIBUCION (TENESSE)
                                aux=1
                                do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                                        do j=1,nu
                                                !aa(i,(nu*slopes)+j)=kdist(aux,bgen(j))
```

```
                                        aa(i,(nu*slopes)+j)=gsfac(aux,bgen(j))
                                end do
                        aux=aux+1
                        end do

                        !*************************************************************IGUALDADES Y DESIGUALDADES
(B)*****************************************************************************!
                        !LLENA MATRIZ DE DESIGUALDADES DE LAS RESTRICCIONES (B)
                        !LLENA PARTE DE VECTOR DE POTENCIAS POR UNIDAD GENERADORA Y PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA
ENERGIA

                        bbl=0
                        bbu=0
                        do i=1,nu+1
                                if(i .LE. nu)then
                                        if(u(k,i) .EQ. 1)then
                                        bbu(i)=-upmin(i)
                                        else
                                        bbu(i)=0
                                        end if
                                else
                                bbu(i)=loadr(k)
                                end if
                        end do

                        !LLENA VECTORES DE IGUALDADES PARA QUE SEAN IDENTICOS
                        bbl=bbu

                        !LLENA VECTOR CORRESPONDIENTE A LAS POTENCIAS NODALES

                        pload=0
                        do i=1,nnodes
                                do j=1,nload
                                if(i .EQ. bload(j))then
                                pload(i)=pload(i)+loadppr(k,j)
                                end if
                                end do
                        end do

                        aux=1
                        do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                        auxdp=0
                                do j=1,nnodes
                                !auxdp=auxdp+(kdist(aux,j)*pload(j))
                                auxdp=auxdp+(gsfac(aux,j)*pload(j))
                                end do
                        bbu(i)=zlim(aux,1)+auxdp
                        bbl(i)=zlim(aux,2)+auxdp
                        aux=aux+1
                        end do


                !*************************************************************COEFICIENTES*************************************************************
**************!
                        !LLENA MATRIZ DE COEFICIENTES EN LA FUNCION OBJETIVO (C)
                        cc=0
                        l=1
                        aux=0
                        do i=1,(slopes*nu)
                        aux=aux+1
                                if(i .GT. (slopes*l))then
                                l=l+1
                                aux=1
                                end if
                        cc(i)=s(l,aux)
                        end do

                        !*************************************************************TIPO
RESTRICCION*****************************************************************************!
                        !LLENA MATRIZ IRTYPE (TIPO DE RESTRICCION)
                        do i=1,nu+1
                        irtype(i)=0
                        end do

                        do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                        irtype(i)=3
                        end do


                        !**************************SUBRUTINA DE IMSL QUE SOLUCIONA UN PROBLEMA DE OPTIMIZACION LINEAL CON
RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD (SIMPLEX REVISADO)*****************************************
```

```
                    obj=0
                    call ddlprs (m, nvar, aa, lda, bbl, bbu, cc, irtype, xlb, xub, obj, xsol, dsol)

                    !SI NO HAY SOLUCION ENVIA MSJE A LA PANTALLA
                    if(obj .EQ. 0)then
                            do i=1,nu
                            pgened(k,i)=0
                            end do
                    write(*,*) 'SOLUCION NO FACTIBLE EN EL PERIODO',k,'  ITERACION  ',it
                    ll=1
                    exit
                    else
                    !SE OBTIENE LA POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL EN EL PERIODO K
                            do i=1,nu
                                    do j=1,nvar
                                            if((j .le. (i*slopes)) .and. (j .gt. ((i*slopes)-slopes)))then
                                            pgened(k,i)=pgened(k,i)+xsol(j)
                                            end if
                                    end do
                            pgened(k,i)=pgened(k,i)+(upmin(i)*u(k,i))
                            end do

                    !SE OBTIENE EL COSTO INCREMENTAL DEL SISTEMA PARA EL PERIODO K
                    lambdasc(k)=0
                    lambdasc(k)=dsol(nu+1)

                    end if


            end do
            !**************************************************************************TERMINA PROCESO DE SCED PARA TODOS LOS
PERIODOS*****************************************************************************


                    if(ll .EQ. 0)then
                            !write(*,*) '**********************SOLUCION FACTIBLE*****************************'

                            !******************SE OBTIENEN LAS PERDIDAS POR PERIODO, LAS CUALES SERVIRAN PARA
INCORPORARLAS A LA CARGA TOTAL DEL SISTEMA EN EL PROCESO DE ASIGNACION DE UNIDADES**************
                            do k=1,np
                                    !OBTIENE POTENCIAS NODALES CON LA GENERACION ESTABLECIDA
                                    pnod=0
                                    do i=1,nu
                                    pnod(bgen(i))=pnod(bgen(i))+pgened(k,i)
                                    end do
                                    do i=1,nload
                                    pnod(bload(i))=pnod(bload(i))-loadppr(k,i)
                                    end do

                                    !TRANSFORMA POTENCIAS EN PU
                                    pnod=pnod/100

                                    !CALCULA LAS PERDIDAS POR PERIODO (TESIS TENESSE) F^2*Rline
                                    tloss(k)=0
                                    do i=1,nlines
                                    auxdp=0
                                            do j=1,nnodes
                                            auxdp=auxdp+(kdist(i,j)*pnod(j))
                                            end do
                                    tloss(k)=tloss(k)+(auxdp*auxdp*REAL(zline(i,1)))
                                    flow(k,i)=0
                                    flow(k,i)=auxdp
                                    end do
                                    tloss(k)=tloss(k)*100
                            !write(*,*) tloss(k)
                            end do
                    else
                    jopt=400000000
                    end if

                    if(jopt .NE. 400000000)then
                    !SOLUCION DE JOPT (SCED)

                    !POR ESCALONES
                    jopt=0
                            do i=1,np
                                    do j=1,nu
                                            if(u(i,j) .EQ. 1)then
                                            jopt=jopt+(hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*upmin(j))+(hrcurve(j,3)*upmin(j)*upmin(j)))
                                            auxdp=pgened(i,j)-upmin(j)
                                                    do k=1,slopes
                                                            if(pslopes(j,k) .LE. pgened(i,j))then
```

```
jopt=jopt+(slopev(j)*s(j,k))
auxdp=auxdp-slopev(j)
if(auxdp .LT. 0)then
auxdp=0
end if

else
jopt=jopt+(auxdp*s(j,k))
auxdp=0

end if
end do


if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
jopt=jopt+(sucost(i,j)*u(i,j))
end if
end if
end do
end do
end if

deallocate(aa, cc, dsol, xlb, xsol, xub,irtype,pload,bbu,bbl)

end if

end subroutine sced
```

***Subrutina correspondiente al proceso de solución del despacho económico con restricciones de red que además de garantizar una solución factible, comprueba que exista suficiente generación para satisfacer las pérdidas y de no ser así, procede a actualizar el valor de pérdidas en el periodo de tiempo correspondiente..***

```
subroutine scedit
use mdata
implicit none
!********SUBRUTINA QUE REALIZA EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO CON LIMITES EN LAS LINEAS UTILIZANDO COMO VARIABLES LAS POTENCIAS GENERADAS
!********Y COMO RESTRICCIONES LAS POTENCIAS NODALES MULTIPLICADAS POR EL FACTOR DE DISTRIBUCION DE LA LINEA.

!********************************************GLOSARIO DE SUBRUTINA******************************************************************************
!aa = matriz de coeficientes de restricciones
!bbu = vector superior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
!bbl = vector inferior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
!cc = vector de coeficientes de las variables en la funcion objetivo
!dsol = solucion de las variables duales del problema de optimizacion
!irtype = vector indicador del tipo de restriccion (0=igualdad, 3=desigualdad).
!lda = dimension de la matriz aa (igual al numero de restricciones)
!m = number of constraints
!nvar = number of variables
!obj = valor de la funcion objetivo valuada en sus valores optimos.
!parameter (m=2, nvar=2, lda=m)
!pload = vector de potencias demandadas en todos los nodos del sistema (se obtiene del loadpp solo que coloca las cargas en los nodos correspondientes)
!xlb = limite inferior de la variable x
!xub = limite superior de la variable x
!xsol = solucion primal de las variables del problema de optimizacion


integer lda, m, nvar
integer, allocatable :: irtype(:)
double precision obj
double precision, allocatable :: aa(:,:), cc(:), dsol(:), xlb(:), xsol(:), xub(:),pload(:),bbu(:),bbl(:)


!*****************************************VERIFICADOR DE SUFICIENCIA DE POTENCIA GENERADA PARA REALIZAR EL DESPACHO*****************************************************
ll=0
do i=1,np
!SE AGREGAN LAS CENTRALES ASIGNADAS EN EL UNIT COMMITMENT
maxgened=0
nued=0
```

```
                                        nued=nuon(i)
                                                do j=1,nu
                                                        if(u(i,j) .EQ. 1)then
                                                        maxgened=maxgened+upmax(j)
                                                        end if
                                                end do
                                        !SI NO SE TIENE NINGUNA CENTRAL ASIGNADA SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                                        if(nued .EQ. 0)then
                                        ll=1
                                        exit
                                        end if
                                        !SI NO SE TIENE SUFICIENTE GENERACION PARA SATISFACER LA DEMANDA MAS PERDIDAS (ESTIMADAS)
SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                                        if(maxgened .LT. load(i))then
                                        ll=1
                                        exit
                                        end if
                                end do


        !***********************************SI LA GENERACION ES INSUFICIENTE PARA LA DEMANDA SE EVITA REALIZAR EL PROCESO DE DESPACHO
ECONOMICO CON RESTRICCIONES***************************************
        if(ll .EQ. 1)then
        jopt=400000000
        else


                                m=nu+1+nlines
                                lda=m
                                nvar=(slopes*nu)+nu

                                allocate (aa(lda,nvar), cc(nvar), dsol(m), xlb(nvar), xsol(nvar), xub(nvar),irtype(m),pload(nnodes), bbu(m), bbl(m))

                        ll=0
                        pgened=0
                        jopt=0
                        !*****************************************************************COMIENZA PROCESO DE SCED PARA TODOS LOS
PERIODOS*****************************************************************************
                        do k=1,np

                        !EN ESTE CASO LOS FACTORES DE DISTRIBUCION SON INDIFERENTES DEBIDO A QUE NO SE ESTA REALIZANDO CAMBIO DE SLACK
EN CADA PERIODO
                        gsfac=kdist


                !*************************************************************VARIABLES*****************************************************************
***********!
                                !LLENA VECTORES DE LIMITES SUPERIORES E INFERIORES DE LAS VARIABLES
                                xub=0
                                xlb=0
                                aux=1
                                do i=1,(nu*slopes)
                                        if(i .gt. (slopes*aux))then
                                        aux=aux+1
                                        end if

                                        if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                                        xub(i)=slopev(aux)
                                        end if
                                end do

                                !LLENA PARTE DE VARIABLES DE HOLGURA DE LAS CENTRALES GENERADORAS (PMAX DE LAS CENTRALES), RANGO
DE PTOTAL (P DEBE ESTAR ENTRE PMAX Y PMIN)
                                aux=1
                                do i=(nu*slopes)+1,(nu*slopes)+nu
                                        if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                                        xub(i)=upmax(aux)
                                        xlb(i)=upmin(aux)
                                        end if
                                aux=aux+1
                                end do


                !*************************************************************RESTRICCIONES*****************************************************************
***************!
                                !LLENA MATRIZ DE RESTRICCIONES PARA SUMATORIAS DE POTENCIA DE GENERACION ASI COMO LLENA FILA DE
RESTRICCION DE PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
                                aa=0
                                do i=0,nu-1
                                        do j=((i*slopes)+1),((i*slopes)+slopes)
                                        aa(i+1,j)=1
                                        end do
```

```
                    aa(i+1,((slopes*nu)+(i+1)))=-1
                    aa(nu+1,((slopes*nu)+(i+1)))=1
                end do

                !LLENA LA PARTE DE LA MATRIZ A EN CUANTO AL LIMITE DE POTENCIA DE TRANSMISION EN CADA LINEA CON FACTORES DE DISTRIBUCION (TENESSE)
                aux=1
                do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                    do j=1,nu
                        !aa(i,(nu*slopes)+j)=kdist(aux,bgen(j))
                        aa(i,(nu*slopes)+j)=gsfac(aux,bgen(j))
                    end do
                aux=aux+1
                end do

                !*************************************************************IGUALDADES Y DESIGUALDADES (B)*************************************************************************!
                !LLENA MATRIZ DE DESIGUALDADES DE LAS RESTRICCIONES (B)
                !LLENA PARTE DE VECTOR DE POTENCIAS POR UNIDAD GENERADORA Y PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA

                bbl=0
                bbu=0
                do i=1,nu+1
                    if(i .LE. nu)then
                        if(u(k,i) .EQ. 1)then
                        bbu(i)=-upmin(i)
                        else
                        bbu(i)=0
                        end if
                    else
                    bbu(i)=loadr(k)
                    end if
                end do

                !LLENA VECTORES DE IGUALDADES PARA QUE SEAN IDENTICOS
                bbl=bbu

                !LLENA VECTOR CORRESPONDIENTE A LAS POTENCIAS NODALES

                pload=0
                do i=1,nnodes
                    do j=1,nload
                    if(i .EQ. bload(j))then
                    pload(i)=pload(i)+loadppr(k,j)
                    end if
                    end do
                end do

                aux=1
                do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                auxdp=0
                    do j=1,nnodes
                    !auxdp=auxdp+(kdist(aux,j)*pload(j))
                    auxdp=auxdp+(gsfac(aux,j)*pload(j))
                    end do
                bbu(i)=zlim(aux,1)+auxdp
                bbl(i)=zlim(aux,2)+auxdp
                aux=aux+1
                end do


        !*************************************************************COEFICIENTES*************************************************************************!
                !LLENA MATRIZ DE COEFICIENTES EN LA FUNCION OBJETIVO (C)
                cc=0
                l=1
                aux=0
                do i=1,(slopes*nu)
                aux=aux+1
                    if(i .GT. (slopes*l))then
                    l=l+1
                    aux=1
                    end if
                cc(i)=s(l,aux)
                end do

                !*************************************************************TIPO RESTRICCION*************************************************************************!
                !LLENA MATRIZ IRTYPE (TIPO DE RESTRICCION)
                do i=1,nu+1
                irtype(i)=0
```

```
                    end do

                    do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                    irtype(i)=3
                    end do


                    !**************************SUBRUTINA DE IMSL QUE SOLUCIONA UN PROBLEMA DE OPTIMIZACION LINEAL CON
RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD (SIMPLEX REVISADO)****************************************
                    obj=0
                    call ddlprs (m, nvar, aa, lda, bbl, bbu, cc, irtype, xlb, xub, obj, xsol, dsol)

                    !SI NO HAY SOLUCION ENVIA MSJE A LA PANTALLA
                    if(obj .EQ. 0)then
                              do i=1,nu
                              pgened(k,i)=0
                              end do
                    write(*,*) 'SOLUCION NO FACTIBLE EN EL PERIODO',k,'  ITERACION  ',it
                    ll=1
                    exit
                    else
                    !SE OBTIENE LA POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL EN EL PERIODO K
                              do i=1,nu
                                        do j=1,nvar
                                                  if((j .le. (i*slopes)) .and. (j .gt. ((i*slopes)-slopes)))then
                                                  pgened(k,i)=pgened(k,i)+xsol(j)
                                                  end if
                                        end do
                              pgened(k,i)=pgened(k,i)+(upmin(i)*u(k,i))
                              end do

                    !SE OBTIENE EL COSTO INCREMENTAL DEL SISTEMA PARA EL PERIODO K
                    lambdasc(k)=0
                    lambdasc(k)=dsol(nu+1)

                    end if


          end do
          !*************************************************************************TERMINA PROCESO DE SCED PARA TODOS LOS
PERIODOS*****************************************************************************************


                    if(ll .EQ. 0)then
                              !write(*,*) '************************SOLUCION FACTIBLE*****************************'

                              !**************************SE OBTIENEN LAS PERDIDAS POR PERIODO*****************************
                              do k=1,np
                                        !OBTIENE POTENCIAS NODALES CON LA GENERACION ESTABLECIDA
                                        pnod=0
                                        do i=1,nu
                                        pnod(bgen(i))=pnod(bgen(i))+pgened(k,i)
                                        end do
                                        do i=1,nload
                                        pnod(bload(i))=pnod(bload(i))-loadppr(k,i)
                                        end do

                                        !TRANSFORMA POTENCIAS EN PU
                                        pnod=pnod/100

                                        !CALCULA LAS PERDIDAS POR PERIODO (TESIS TENESSE) F^2*Rline
                                        tloss(k)=0
                                        do i=1,nlines
                                        auxdp=0
                                                  do j=1,nnodes
                                                  auxdp=auxdp+(kdist(i,j)*pnod(j))
                                                  end do
                                        tloss(k)=tloss(k)+(auxdp*auxdp*REAL(zline(i,1)))

                                        end do
                                        tloss(k)=tloss(k)*100
                              !write(*,*) tloss(k)
                              end do
                              !*********SI NO HAY GENERACION SUFICIENTE PARA SATISFACER LAS PERDIDAS LA SOLUCION SE
FORZA A SER INFACTIBLE******
                              do k=1,np
                              maxgened=0
                                        do i=1,nu
                                                  if(u(k,i) .EQ. 1)then
                                                  maxgened=maxgened+upmax(i)
                                                  end if
                                        end do
```

```
                    if(maxgened .LT. (loadr(k)+tloss(k)))then
                    write(*,*) 'NO HAY GENERACION SUFICIENTE PARA LAS PERDIDAS EN LA ITERACION',it
                    jopt=400000000
                    exit
                    end if

            end do
        else
        jopt=400000000
        end if

        if(jopt .NE. 400000000)then
        !SOLUCION DE JOPT (SCED)
        jopt=0
            do i=1,np
                    do j=1,nu
                    fhrcurvesc(i,j)=hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*pgened(i,j))+(hrcurve(j,3)*pgened(i,j)*pgened(i,j))
                    if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                    jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))+(sucost(i,j)*u(i,j))
                    else
                    jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))

                    end if
                    end do
            end do

        !ESCALONES
        jopt=0
            do i=1,np
                    do j=1,nu
                            if(u(i,j) .EQ. 1)then
                            jopt=jopt+(hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*upmin(j))+(hrcurve(j,3)*upmin(j)*upmin(j)))
                            auxdp=pgened(i,j)-upmin(j)
                                    do k=1,slopes
                                            if(pslopes(j,k) .LE. pgened(i,j))then
                                            jopt=jopt+(slopev(j)*s(j,k))
                                            auxdp=auxdp-slopev(j)
                                                    if(auxdp .LT. 0)then
                                                    auxdp=0
                                                    end if

                                            else
                                            jopt=jopt+(auxdp*s(j,k))
                                            auxdp=0

                                            end if
                                    end do


                                    if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                                    jopt=jopt+(sucost(i,j)*u(i,j))
                                    end if
                            end if
                    end do
            end do
        end if

        deallocate(aa, cc, dsol, xlb, xsol, xub,irtype,pload,bbu,bbl)

    end if

        end subroutine scedit
```

***Subrutina correspondiente al proceso de solución del despacho económico iterativo a través de la demanda nodal ficticia.***

```
    subroutine scedloss
        use mdata
        implicit none
        !*****SUBTRUTINA QUE REALIZA UN DESPACHO CON PERDIDAS ITERATIVO EN EL CUAL SE INCLUYE LA DEMANDA NODAL
FICTICIA QUE A SU VEZ DISTRIBUYE LAS PERDIDAS EN TODA LA RED

    !*********************************************GLOSARIO                                                    DE
SUBRUTINA*****************************************************************************
    !aa = matriz de coeficientes de restricciones
```

```
!bbu = vector superior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
!bbl = vector inferior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
!cc = vector de coeficientes de las variables en la funcion objetivo
!dsol = solucion de las variables duales del problema de optimizacion
!irtype = vector indicador del tipo de restriccion (0=igualdad, 3=desigualdad).
!lda = dimension de la matriz aa (igual al numero de restricciones)
!m = number of constraints
!nvar = number of variables
!obj = valor de la funcion objetivo valuada en sus valores optimos.
!parameter (m=2, nvar=2, lda=m)
!pload = vector de potencias demandadas en todos los nodos del sistema (se obtiene del loadpp solo que coloca las cargas en los nodos correspondientes)
!xlb = limite inferior de la variable x
!xub = limite superior de la variable x
!xsol = solucion primal de las variables del problema de optimizacion

                integer lda, m, nvar
                integer, allocatable :: irtype(:)
                double precision obj
                double precision, allocatable :: aa(:,:), cc(:), dsol(:), xlb(:), xsol(:), xub(:),pload(:),bbu(:),bbl(:)



                ll=0

                m=nu+1+nlines           !+nnodes
                lda=m
                nvar=(slopes*nu)+nu     !+nnodes

                allocate (aa(lda,nvar), cc(nvar), dsol(m), xlb(nvar), xsol(nvar), xub(nvar),irtype(m),pload(nnodes), bbu(m), bbl(m))

        ll=0
        jopt=0
        incrloss=0
        linedual=0
        !************************************************************COMIENZA PROCESO DE SCED ITERATIVO PARA TODOS LOS PERIODOS*****************************************************************************
        do k=1,np
itloss=1
do

                !******PARA LA PRIMERA ITERACION SE ESTIMAN FLUJOS EN LAS LINEAS *******
                if(itloss .EQ. 1)then
                        !OBTENCION DE POTENCIAS NODALES EN MW
                        pnod=0
                        do i=1,nnodes
                                do j=1,nu
                                        if(bgen(j) .EQ. i)then
                                        pnod(i)=pnod(i)+pgened(k,j)
                                        end if
                                end do
                                do j=1,nload
                                        if(bload(j) .EQ. i)then
                                        pnod(i)=pnod(i)-loadppr(k,j)
                                        end if
                                end do
                        end do

                        !TRANSFORMACION DE POTENCIAS NODALES A PU
                        pnod=(pnod/100)

                        !CALCULA FLUJOS EN LAS LINEAS
                        do i=1,nlines
                        flow(k,i)=0
                                do j=1,nnodes
                                flow(k,i)=flow(k,i)+(kdist(i,j)*pnod(j))
                                end do
                        end do

                end if


                !*******************************************SELECCIONA EL SLACK DEL PERIODO K (2 CRITERIOS)*********************************************
                if(itloss .LE. 1)then
                        slack(k)=0
                        !CRITERIO 1 : CENTRAL QUE NO ESTA EN SUS LIMITES SE TOMA COMO SLACK SI AUN NO SE TIENE NINGUN SLACK DEFINIDO
                        do i=1,nu
                                if((pgened(k,i) .NE. upmin(i)) .AND. (pgened(k,i) .NE. upmax(i)) .AND. (slack(k) .EQ. 0) .AND. (pgened(k,i) .NE. 0))then
```

```
                                        slack(k)=bgen(i)
                                        gslack(k)=0
                                                do j=1,nu
                                                        if((bgen(j) .EQ. slack(k)) .AND. (u(k,j) .EQ. 1))then
                                                        gslack(k)=gslack(k)+upmax(j)
                                                        else
                                                        gslack(k)=gslack(k)+pgened(k,j)
                                                        end if
                                                end do
                                        gslack(k)=gslack(k)-loadr(k)-tloss(k)
                                        auxdp=0
                                        auxdc=0
                                                do j=1,nlines
                                                        if(zenre(j,1) .EQ. bgen(i))then
                                                        auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                                        auxdc=auxdc+zlim(j,1)
                                                        end if

                                                        if(zenre(j,2) .EQ. bgen(i))then
                                                        auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                                        auxdc=auxdc-zlim(j,2)
                                                        end if
                                                end do
                                        auxdc=auxdc-auxdp
                                                if(gslack(k) .GT. auxdc)then
                                                gslack(k)=auxdc
                                                end if
                                        end if

                                        !CRITERIO 2 : DESPUES DE SELECCIONAR UN SLACK VERIFICA SI HAY UN MEJOR CANDIDATO
PARA SER EL NODO DE REFERENCIA (UNIDAD MARGINAL)
                                        !NOTA : EL SEGUNDO CRITERIO VERIFICA QUE SE SE USE LA UNIDAD QUE ESTA DENTRO DE
SUS LIMITES  Y QUE TENGA EL MENOR NUMERO DE LINEAS SATURADAS CONECTADAS A EL.

                                        if((pgened(k,i) .NE. upmax(i)) .AND. (bgen(i) .NE. slack(k)) .AND. (pgened(k,i) .NE. upmin(i)) .AND.
(pgened(k,i) .NE. 0) .AND. (slack(k) .NE. 0))then
                                        lc=0
                                                do j=1,nu
                                                        if((bgen(j) .EQ. bgen(i)) .AND. (u(k,j) .EQ. 1))then
                                                        lc=lc+upmax(j)
                                                        else
                                                        lc=lc+pgened(k,j)
                                                        end if




                                                end do
                                        lc=lc-loadr(k)-tloss(k)

                                                auxdp=0
                                                auxdc=0
                                                do j=1,nlines
                                                        if(zenre(j,1) .EQ. bgen(i))then
                                                        auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                                        auxdc=auxdc+zlim(j,1)
                                                        end if

                                                        if(zenre(j,2) .EQ. bgen(i))then
                                                        auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                                        auxdc=auxdc-zlim(j,2)
                                                        end if
                                                end do
                                        auxdc=auxdc-auxdp

                                                if(lc .GT. auxdc)then
                                                lc=auxdc
                                                end if

                                                if(lc .GT. gslack(k))then
                                                slack(k)=bgen(i)
                                                gslack(k)=lc
                                                end if
                                        end if

                                end do
                        end if

                        !**************************************************OBTIENE FACTORES DE DISTRIBUCION PARA EL PERIODO
K*****************************************************
                        call gsf
```

```
!OBTENCION DE POTENCIAS NODALES EN MW
pnod=0
do i=1,nnodes
        do j=1,nu
                if(bgen(j) .EQ. i)then
                pnod(i)=pnod(i)+pgened(k,j)
                end if
        end do
        do j=1,nload
                if(bload(j) .EQ. i)then
                pnod(i)=pnod(i)-loadppr(k,j)
                end if
        end do
end do

!TRANSFORMACION DE POTENCIAS NODALES A PU
pnod=(pnod/100)
!write(*,'(2x,i3,3x,F12.6)') (i,pnod(i),i=1,nnodes)

!************OBTIENE VALORES FICTICIOS NODALES PARA SIMULAR LA MITAD DE LAS PERDIDAS DE LA LINEA EN CADA NODO AL QUE SE ENCUENTRA CONECTADA PARA LA ITERACION 1***********
if(itloss .EQ. 1)then
efnd=0
        do i=1,nnodes
                do j=1,nlines
                auxdp=0
                        if((zenre(j,1) .EQ. i) .OR. (zenre(j,2) .EQ. i))then
                                do aux=1,nnodes
                                auxdp=auxdp+(gsfac(j,aux)*(pnod(aux)))
                                end do
                        efnd(i)=efnd(i)+((0.5)*(REAL(zline(j,1)))*(auxdp*auxdp))
                        end if
                end do
        end do
auxdp=0
do i=1,nnodes
auxdp=auxdp+(efnd(i)*100)
end do
pnodant=pnod
end if


!************OBTIENE VALORES FICTICIOS NODALES PARA SIMULAR LA MITAD DE LAS PERDIDAS DE LA LINEA EN CADA NODO AL QUE SE ENCUENTRA CONECTADA                PARA LAS ITERACIONES > 1***************
if(itloss .GT. 1)then
        efnd=0
        do i=1,nnodes
                do j=1,nlines
                        if((zenre(j,1) .EQ. i) .OR. (zenre(j,2) .EQ. i))then
                        auxdp=0
                                do aux=1,nnodes
                                auxdp=auxdp+(gsfac(j,aux)*pnodant(aux))
                                end do
                        efnd(i)=efnd(i)+((0.5)*(REAL(zline(j,1)))*(auxdp*auxdp))
                        end if
                end do
        end do
        auxdp=0
        do i=1,nnodes
        auxdp=auxdp+(efnd(i)*100)
        end do
        !write(*,*) 'SUMA',auxdp
end if


!*********************************************INCLUSION DE LAS DEMANDAS FICTICIAS A LAS POTENCIAS NODALES (TENESSE)**************************************************
do i=1,nnodes
pnod(i)=pnod(i)-efnd(i)
end do

!write(*,'(2x,i3,f12.4)') (i,pnod(i)*100,i=1,nnodes)
!pause

!*********************************************CALCULA LAS PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA (VER TESIS DOCTORADO TENESSE)**************************************************
tloss(k)=0
do i=1,nlines
auxdp=0
        do j=1,nnodes
```

```
                    !auxdp=auxdp+(gsfac(i,j)*pnod(j))
                    auxdp=auxdp+(gsfac(i,j)*pnodant(j))
                    end do
            tloss(k)=tloss(k)+(auxdp*auxdp*REAL(zline(i,1)))
            end do
            tloss(k)=tloss(k)*100

            !**********************************************OBTENCION DE PERDIDAS INCREMENTALES TESIS DE TENESSE
(DPloss/DPi)*****************************************************
            dpdpi=0
            do i=1,nnodes
                    do j=1,nlines
                            la=0
                            auxdp=0
                            la=(2*REAL(zline(j,1))*gsfac(j,i))
                            do aux=1,nnodes
                            auxdp=auxdp+(gsfac(j,aux)*pnodant(aux))
                            end do
                            la=la*auxdp
                    dpdpi(i)=dpdpi(i)+la
                    end do
            end do

            !ALMACENA POTENCIA NODAL DE ESTA ITERACION
            pnodant=0
            pnodant=pnod


        !*************************************************************VARIABLES*************************************************************
***********!
            !LLENA VECTORES DE LIMITES SUPERIORES E INFERIORES DE LAS VARIABLES
            xub=0
            xlb=0
            aux=1

            do i=1,(nu*slopes)
                    if(i .gt. (slopes*aux))then
                    aux=aux+1
                    end if

                    if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                    xub(i)=slopev(aux)
                    end if
            end do

            !LLENA PARTE DE VARIABLES DE HOLGURA DE LAS CENTRALES GENERADORAS (PMAX DE LAS CENTRALES), RANGO
DE PTOTAL (PMAX Y PMIN)
            aux=1
            do i=(nu*slopes)+1,(nu*slopes)+nu
                    if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                    xub(i)=upmax(aux)
                    xlb(i)=upmin(aux)
                    end if
            aux=aux+1
            end do


        !*************************************************************RESTRICCIONES*************************************************************
***************!
            !LLENA MATRIZ DE RESTRICCIONES PARA SUMATORIAS DE POTENCIA DE GENERACION ASI COMO LLENA FILA DE
RESTRICCION DE PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
            aa=0
            do i=0,nu-1
                    do j=((i*slopes)+1),((i*slopes)+slopes)
                    aa(i+1,j)=1
                    end do
                    aa(i+1,((slopes*nu)+(i+1)))=-1
                    aa(nu+1,((slopes*nu)+(i+1)))=(1-dpdpi(bgen(i+1)))
            end do

            !LLENA LA PARTE DE LA MATRIZ A EN CUANTO AL LIMITE DE POTENCIA DE TRANSMISION EN CADA LINEA CON
FACTORES DE DISTRIBUCION (TENESSE)
            aux=1
            do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                    do j=1,nu
                            aa(i,(nu*slopes)+j)=gsfac(aux,bgen(j))
                    end do
            aux=aux+1
            end do
```

```
!************************************************************IGUALDADES Y DESIGUALDADES (B)*************************************************************************!

!LLENA PARTE DE VECTOR DE POTENCIAS POR UNIDAD GENERADORA Y PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
bbl=0
bbu=0

!OBTIENE CARGA DEL SISTEMA MULTIPLICADA POR SU FACTOR DE PENALIZACION
dfload(k)=0
do i=1,nload
dfload(k)=dfload(k)+((1-dpdpi(bload(i)))*(loadppr(k,i)))
end do

do i=1,nu+1
        if(i .LE. nu)then
                if(u(k,i) .EQ. 1)then
                bbu(i)=-upmin(i)
                else
                bbu(i)=0
                end if
        else
        bbu(i)=dfload(k)-tloss(k)
        end if
end do

!IGUALA VECTOR INFERIOR Y SUPERIOR ANTES DE LLENAR DESIGUALDADES
bbl=bbu

!LLENA VECTOR CORRESPONDIENTE A LAS DESIGUALDADES DE LAS LINEAS

pload=0
do i=1,nnodes
        do j=1,nload
        if(i .EQ. bload(j))then
        pload(i)=pload(i)+loadppr(k,j)
        end if
        end do
pload(i)=pload(i)+(efnd(i)*100)
end do

aux=1
do i=nu+1+1,nu+1+nlines
auxdp=0
        do j=1,nnodes
        auxdp=auxdp+(gsfac(aux,j)*pload(j))
        end do
bbu(i)=zlim(aux,1)+auxdp
bbl(i)=zlim(aux,2)+auxdp
aux=aux+1
end do

!************************************************************COEFICIENTES**************************************************************************!
!LLENA MATRIZ DE COEFICIENTES EN LA FUNCION OBJETIVO (C)
cc=0
l=1
aux=0
do i=1,(slopes*nu)
aux=aux+1
        if(i .GT. (slopes*l))then
        l=l+1
        aux=1
        end if
cc(i)=s(l,aux)
end do

!************************************************************TIPO RESTRICCION****************************************************************************!
!LLENA MATRIZ IRTYPE (TIPO DE RESTRICCION)
do i=1,nu+1
irtype(i)=0
end do

do i=nu+1+1,nu+1+nlines
irtype(i)=3
end do

!SUBRUTINA DE IMSL QUE SOLUCIONA UN PROBLEMA DE OPTIMIZACION LINEAL CON RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD (SIMPLEX REVISADO)
```

```
obj=0
pgenant=0
do i=1,nu
        if(itloss .GT. 1)then
        pgenant(i)=pgened(k,i)
        end if
pgened(k,i)=0
end do

call ddlprs (m, nvar, aa, lda, bbl, bbu, cc, irtype, xlb, xub, obj, xsol, dsol)


!VERIFICA QUE LA SOLUCION SEA FACTIBLE, DE OTRA MANERA ENVIA UN MSJE A LA PANTALLA INDICANDO EL PERIODO DONDE NO SE TIENE SOLUCION
if(obj .EQ. 0)then
        do i=1,nu
        pgened(k,i)=0
        end do
write(*,*) 'ATENCION, SOLUCION NO FACTIBLE SE DEBEN REALIZAR LOS AJUSTES NECESARIOS'
write(*,*) 'NO FACTIBLE EN EL PERIODO',k,' ITERACION DE PERDIDAS ',itloss
write(*,*) ' ITERACION TOTAL DEL PROGRAMA',it
ll=1
special=k
exit
else
!SE OBTIENE LA POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL EN EL PERIODO K
        do i=1,nu
                do j=1,nvar
                        if((j .le. (i*slopes)) .and. (j .GT. ((i*slopes)-slopes)))then
                        pgened(k,i)=pgened(k,i)+xsol(j)
                        end if
                end do
        pgened(k,i)=pgened(k,i)+(upmin(i)*u(k,i))
        end do

!SE OBTIENE EL COSTO INCREMENTAL DEL SISTEMA PARA EL PERIODO K

lambdasc(k)=dsol(nu+1)

end if


        !ENCUENTRA EL MAXIMO ERROR EN LA GENERACION DE LA ITERACION ACTUAL CON LA ITERACION PASADA
        auxdp=0
        do i=1,nu
                if(i .EQ. 1)then
                auxdp=ABS(pgened(k,i)-pgenant(i))
                else
                        if(ABS(pgened(k,i)-pgenant(i)) .GT. auxdp)then
                        auxdp=ABS(pgened(k,i)-pgenant(i))
                        end if
                end if
        end do



        !CRITERIO DE CONVERGENCIA DEL ESTUDIO
        if((auxdp .LE. convloss) .OR. (itloss .EQ. itlossmax))then
                !AQUI SE ALMACENARAN LOS DPi/DPloss Y LOS MULTIPLICADORES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION
                !ALMACENA PERDIDAS INCREMENTALES NODALES
                do i=1,nnodes
                incrloss(k,i)=dpdpi(i)
                end do

                !ALMACENA VARIABLES DUALES DE LAS LINEAS
                do i=1,nlines
                linedual(k,i)=dsol(nu+1+i)
                end do

                !ALMACENA FACTORES DE DISTRIBUCION
                do i=1,nlines
                        do j=1,nnodes
                        gsfacall(k,i,j)=0
                        gsfacall(k,i,j)=gsfac(i,j)
                        end do
                end do
                !ALMACENA DEMANDA NODAL FICTICIA DEL PERIODO
                do i=1,nnodes
                efndall(k,i)=0
```

```
                                        efndall(k,i)=efnd(i)
                                        end do

                                        !write(*,*) k,auxdp,itloss
                                    exit
                                    else
                                    !write(*,*) 'Iteracion ploss',itloss,'periodo',k,'Conv',auxdp
                                    end if

    itloss=itloss+1
    end do !(END DO INFINITO)

                    !SI EVADE CICLO DE PERDIDAS POR INFACTIBILIDAD DE SOLUCION EVITA REALIZAR EL ESTO DE LOS PERIODOS
                    if(obj .EQ. 0)then
                    exit
                    end if
                    end do
                    !*************************************************************TERMINA PROCESO DE SCED ITERATIVO PARA TODOS LOS
PERIODOS*****************************************************************************

                            if(ll .EQ. 0)then
                                    !write(*,*) '************************SOLUCION FACTIBLE*****************************'

                                    !pause

                                    do k=1,np
                                            !OBTIENE POTENCIAS NODALES CON LA GENERACION ESTABLECIDA
                                            pnod=0
                                            do i=1,nu
                                            pnod(bgen(i))=pnod(bgen(i))+pgened(k,i)
                                            end do
                                            do i=1,nload
                                            pnod(bload(i))=pnod(bload(i))-loadppr(k,i)
                                            end do

                                            !TRANSFORMA POTENCIAS EN PU
                                            pnod=pnod/100

                                            !AGREGA POTENCIA NODAL FICTICIA
                                            do i=1,nnodes
                                            pnod(i)=pnod(i)-efndall(k,i)
                                            end do

                                            !CALCULA FLUJOS EN LAS LINEAS
                                            do i=1,nlines
                                            flow(k,i)=0
                                                    do j=1,nnodes
                                                    flow(k,i)=flow(k,i)+(gsfacall(k,i,j)*pnod(j))
                                                    !flow(k,i)=flow(k,i)+(kdist(i,j)*pnod(j))
                                                    end do
                                            end do
                                    end do



                            else
                            jopt=400000000
                            end if

                            if(jopt .NE. 400000000)then
                            !SOLUCION DE JOPT (SCED)
                            jopt=0
                                    do i=1,np
                                            do j=1,nu
                                            fhrcurvesc(i,j)=hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*pgened(i,j))+(hrcurve(j,3)*pgened(i,j)*pgened(i,j))
                                            if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                                            jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))+(sucost(i,j)*u(i,j))
                                            else
                                            jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))

                                            end if
                                            end do
                                    end do

                            !ESCALONES
                            jopt=0
                                    do i=1,np
                                            do j=1,nu
                                                    if(u(i,j) .EQ. 1)then
                                                    jopt=jopt+(hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*upmin(j))+(hrcurve(j,3)*upmin(j)*upmin(j)))
                                                    auxdp=pgened(i,j)-upmin(j)
```

```
                                                                do k=1,slopes
                                                                        if(pslopes(j,k) .LE. pgened(i,j))then
                                                                        jopt=jopt+(slopev(j)*s(j,k))
                                                                        auxdp=auxdp-slopev(j)
                                                                                if(auxdp .LT. 0)then
                                                                                auxdp=0
                                                                                end if

                                                                        else
                                                                        jopt=jopt+(auxdp*s(j,k))
                                                                        auxdp=0

                                                                        end if
                                                                end do


                                                                if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                                                                jopt=jopt+(sucost(i,j)*u(i,j))
                                                                end if
                                                        end if
                                                end do
                                        end do
                                end if


                                deallocate(aa, cc, dsol, xlb, xsol, xub,irtype,pload,bbu,bbl)


                        end subroutine scedloss
```

***Subrutina correspondiente al cálculo de los coeficientes de sensitividad en cada periodo de tiempo de acuerdo a la referencia que se establezca en el despacho económico iterativo.***

```
        subroutine gsf

                        use mdata
                        implicit none



                        aux=(nnodes-1)+(((nnodes-1)*(nnodes-2))/2)
                        allocate(ww(aux),iww(nnodes-1))


                        !*****************************************PROCESO PARA CALCULAR LOS COEFICIENTES DE SENSITIVIDAD  DE LA RED (GENERATION SHIFT FACTORS)**********************************************

                                !***********TRANSICION DE LA MATRIZ DE SUCEPTANCIAS COMPLETA A LA MATRIZ B SIN CONSIDERAR EL NODO DE REFERENCIA************
                                bbb=0
                                do i=1,nnodes
                                        do j=1,nnodes

                                                if(i .LT. slack(k))then
                                                        if(j .LT. slack (k))then
                                                        bbb(i,j)=baux(i,j)
                                                        else
                                                                if(j .NE. slack(k))then
                                                                bbb(i,j-1)=baux(i,j)
                                                                end if
                                                        end if
                                                end if

                                                if(i .GT. slack(k))then
                                                        if(j .LT. slack (k))then
                                                        bbb(i-1,j)=baux(i,j)
                                                        else
                                                                if(j .NE. slack(k))then
                                                                bbb(i-1,j-1)=baux(i,j)
                                                                end if
                                                        end if
                                                end if
                                        end do
                                end do
```

```
                !*****************PROCESO DE INVERSION DE LA MATRIZ DE SUCEPTANCIAS B MENOS EL NODO DE REFERENCIA*********************
                bbinv=0
                call DL2NRG (nnodes-1, bbb, nnodes-1, bbinv, nnodes-1, ww, iww)

                !*******ADICION DEL NODO DE REFERENCIA A LA MATRIZ BINV PREVIAMENTE CALCULADA ASIGNANDOLA EN UNA NUEVA MATRIZ A******
                a=0
                do i=1,nnodes-1
                        do j=1,nnodes-1
                                if(i .LT. slack(k))then
                                        if(j .LT. slack (k))then
                                        a(i,j)=bbinv(i,j)
                                        else
                                        a(i,j+1)=bbinv(i,j)
                                        end if
                                end if

                                if(i .GE. slack(k))then
                                        if(j .LT. slack (k))then
                                        a(i+1,j)=bbinv(i,j)
                                        else
                                        a(i+1,j+1)=bbinv(i,j)
                                        end if
                                end if
                        end do
                end do

                !*******************************CALCULO DE LOS COEFICIENTES DE SENSIBILIDAD DEL PERIODO ACTUAL*****************************
                gsfac=0
                do i=1,nlines
                        do j=1,nnodes
                        gsfac(i,j)=((a(zenre(i,1),j)-a(zenre(i,2),j))/IMAG(zline(i,1)))
                        end do
                end do


                !**********COMPRUEBA QUE LOS FACTORES DE DISTRIBUCION DE TODAS LAS LINEAS CON RESPECTO A UN NODO SUMEN 1**********
                do j=1,nnodes
                auxdc=0
                        do i=1,nlines

                                if(zenre(i,1) .EQ. j)then
                                auxdc=auxdc+abs(gsfac(i,j))
                                end if
                                if(zenre(i,2) .EQ. j)then
                                auxdc=auxdc+abs(gsfac(i,j))
                                end if

                        end do
                end do



        deallocate(ww,iww)



    end subroutine gsf
```

***Subrutina correspondiente al proceso de solución de un solo periodo a través del ajuste de la asignación de unidades en caso de que se presente infactibilidad en el mismo en el despacho económico iterativo.***

```
subroutine specialcase
        use mdata
        implicit none
        !*****SUBTRUTINA ESPECIAL QUE MODIFICA EL COSTO INCREMENTAL PARA OBTENER UNA SOLUCION FACTIBLE EN
                !EL DESPACHO CON PERDIDAS ITERATIVO EN EL CUAL SE INCLUYE LA DEMANDA NODAL FICTICIA QUE A SU VEZ DISTRIBUYE LAS PERDIDAS EN TODA LA RED
```

```
!*********************************************GLOSARIO DE SUBRUTINA*****************************************************************************
!aa = matriz de coeficientes de restricciones
!bbu = vector superior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
!bbl = vector inferior en las igualdades (balance de potencia, balance nodal, etc) y desigualdades (en donde se de el caso por ejemplo en las lineas de transmision) de las restricciones.
!cc = vector de coeficientes de las variables en la funcion objetivo
!dsol = solucion de las variables duales del problema de optimizacion
!irtype = vector indicador del tipo de restriccion (0=igualdad, 3=desigualdad).
!lda = dimension de la matriz aa (igual al numero de restricciones)
!m = number of constraints
!nvar = number of variables
!obj = valor de la funcion objetivo valuada en sus valores optimos.
!parameter (m=2, nvar=2, lda=m)
!pload = vector de potencias demandadas en todos los nodos del sistema (se obtiene del loadpp solo que coloca las cargas en los nodos correspondientes)
!xlb = limite inferior de la variable x
!xub = limite superior de la variable x
!xsol = solucion primal de las variables del problema de optimizacion

                integer lda, m, nvar
                integer, allocatable :: irtype(:)
                double precision obj
                double precision, allocatable :: aa(:,:), cc(:), dsol(:), xlb(:), xsol(:), xub(:),pload(:),bbu(:),bbl(:)


                !************************ACTUALIZA LOS MULTIPLICADORES DE LAGRANGE DEL PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA*****************************************

                ladj=0
                do i=1,np
                ladj(i)=load(i)
                        do j=1,nu
                        ladj(i)=ladj(i)-(p(i,j)*u(i,j))
                        end do
                end do


                do i=1,np
                        if(ladj(i) .GT. 0)then
                        lambda(i)=lambda(i)+(ladj(i)*0.0001)
                        else
                        lambda(i)=lambda(i)+(ladj(i)*0.00002)
                        end if
                end do

                !*************************************CALCULO DEL FLUJO DE POTENCIA DE DC EN LAS LINEAS DE TRANSMISION*************************************************
                lineadj=0
                do i=1,np
                        do j=1,nlines
                                do k=1,nu
                                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)+((p(i,k)*u(i,k))*kdist(j,bgen(k)))
                                end do
                                do k=1,nload
                                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)-((loadpp(i,k))*kdist(j,bload(k)))
                                end do
                        end do
                end do

                !*************************************CALCULO DEL FLUJO DE POTENCIA DE DC EN LAS LINEAS DE TRANSMISION*************************************************
                lineadj=0
                do i=1,np
                        do j=1,nlines
                                do k=1,nu
                                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)+((p(i,k)*u(i,k))*kdist(j,bgen(k)))
                                end do
                                do k=1,nload
                                lineadj(i,j)=lineadj(i,j)-((loadpp(i,k))*kdist(j,bload(k)))
                                end do
                        end do
                end do


                !*********************************ACTUALIZA MULTIPLICADORES DE LAGRANGE DE LAS RESTRICCIONES DE TRANSMISION*****************************************
                        do i=special,special
                                do j=1,nlines
                                        if(lineadj(i,j) .GT. 0)then
                                                if(lineadj(i,j) .GT. zlim(j,1))then
```

```
                                                            lineup(i,j)=lineup(i,j)+((lineadj(i,j)-zlim(j,1))*subgline)
                                                            end if
                                                end if
                                                if(lineadj(i,j) .LT. 0)then
                                                            if(lineadj(i,j) .LT. zlim(j,2))then
                                                            linedown(i,j)=linedown(i,j)+((zlim(j,2)-lineadj(i,j))*subgline)
                                                            end if
                                                end if
                                    end do
                        end do

      call commitment
      it=it+1
      !*******************************************************SCEDIT PARA EL PERIODO QUE TIENE PROBLEMAS CON LAS PERDIDAS**************************************************************************
                              !*****************************************VERIFICADOR DE SUFICIENCIA DE POTENCIA GENERADA PARA REALIZAR EL DESPACHO***************************************************
                              ll=0
                              do i=1,np
                                          !SE AGREGAN LAS CENTRALES ASIGNADAS EN EL UNIT COMMITMENT
                                          maxgened=0
                                          nued=0
                                          nued=nuon(i)
                                                      do j=1,nu
                                                                  if(u(i,j) .EQ. 1)then
                                                                  maxgened=maxgened+upmax(j)
                                                                  end if
                                                      end do
                                          !SI NO SE TIENE NINGUNA CENTRAL ASIGNADA SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                                          if(nued .EQ. 0)then
                                          ll=1
                                          exit
                                          end if
                                          !SI NO SE TIENE SUFICIENTE GENERACION PARA SATISFACER LA DEMANDA MAS PERDIDAS (ESTIMADAS) SE OMITE EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO
                                          if(maxgened .LT. load(i))then
                                          ll=1
                                          exit
                                          end if
                              end do

                              !***********************************SI LA GENERACION ES INSUFICIENTE PARA LA DEMANDA SE EVITA REALIZAR EL PROCESO DE DESPACHO ECONOMICO CON RESTRICCIONES**************************************
      if(ll .EQ. 1)then
      jopt=400000000
      else


                              m=nu+1+nlines
                              lda=m
                              nvar=(slopes*nu)+nu

                              allocate (aa(lda,nvar), cc(nvar), dsol(m), xlb(nvar), xsol(nvar), xub(nvar),irtype(m),pload(nnodes), bbu(m), bbl(m))

                  ll=0
                  pgened=0
                  jopt=0
                  !*****************************************************************COMIENZA PROCESO DE SCED PARA TODOS LOS PERIODOS*****************************************************************************
                  do k=special,special

                  !EN ESTE CASO LOS FACTORES DE DISTRIBUCION SON INDIFERENTES DEBIDO A QUE NO SE ESTA REALIZANDO CAMBIO DE SLACK EN CADA PERIODO
                  gsfac=kdist


         !***************************************************************VARIABLES*************************************************************************!
                              !LLENA VECTORES DE LIMITES SUPERIORES E INFERIORES DE LAS VARIABLES
                              xub=0
                              xlb=0
                              aux=1
                              do i=1,(nu*slopes)
                                          if(i .gt. (slopes*aux))then
                                          aux=aux+1
                                          end if

                                          if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                                          xub(i)=slopev(aux)
                                          end if
                              end do
```

```
!LLENA PARTE DE VARIABLES DE HOLGURA DE LAS CENTRALES GENERADORAS (PMAX DE LAS CENTRALES), RANGO
DE PTOTAL (P DEBE ESTAR ENTRE PMAX Y PMIN)
aux=1
do i=(nu*slopes)+1,(nu*slopes)+nu
        if(u(k,aux) .EQ. 1)then
        xub(i)=upmax(aux)
        xlb(i)=upmin(aux)
        end if
aux=aux+1
end do


!*************************************************************RESTRICCIONES*************************************************************
***************!
!LLENA MATRIZ DE RESTRICCIONES PARA SUMATORIAS DE POTENCIA DE GENERACION ASI COMO LLENA FILA DE
RESTRICCION DE PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
aa=0
do i=0,nu-1
        do j=((i*slopes)+1),((i*slopes)+slopes)
        aa(i+1,j)=1
        end do
        aa(i+1,((slopes*nu)+(i+1)))=-1
        aa(nu+1,((slopes*nu)+(i+1)))=1
end do

!LLENA LA PARTE DE LA MATRIZ A EN CUANTO AL LIMITE DE POTENCIA DE TRANSMISION EN CADA LINEA CON
FACTORES DE DISTRIBUCION (TENESSE)
aux=1
do i=nu+1+1,nu+1+nlines
        do j=1,nu
                !aa(i,(nu*slopes)+j)=kdist(aux,bgen(j))
                aa(i,(nu*slopes)+j)=gsfac(aux,bgen(j))
        end do
aux=aux+1
end do


!*************************************************************IGUALDADES Y DESIGUALDADES
(B)*************************************************************************!
!LLENA MATRIZ DE DESIGUALDADES DE LAS RESTRICCIONES (B)
!LLENA PARTE DE VECTOR DE POTENCIAS POR UNIDAD GENERADORA Y PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA
ENERGIA

bbl=0
bbu=0
do i=1,nu+1
        if(i .LE. nu)then
                if(u(k,i) .EQ. 1)then
                bbu(i)=-upmin(i)
                else
                bbu(i)=0
                end if
        else
        bbu(i)=loadr(k)
        end if
end do

!LLENA VECTORES DE IGUALDADES PARA QUE SEAN IDENTICOS
bbl=bbu

!LLENA VECTOR CORRESPONDIENTE A LAS POTENCIAS NODALES

pload=0
do i=1,nnodes
        do j=1,nload
        if(i .EQ. bload(j))then
        pload(i)=pload(i)+loadppr(k,j)
        end if
        end do
end do

aux=1
do i=nu+1+1,nu+1+nlines
auxdp=0
        do j=1,nnodes
        !auxdp=auxdp+(kdist(aux,j)*pload(j))
        auxdp=auxdp+(gsfac(aux,j)*pload(j))
        end do
bbu(i)=zlim(aux,1)+auxdp
bbl(i)=zlim(aux,2)+auxdp
aux=aux+1
end do
```

```
	!************************************************************COEFICIENTES************************************************************
**************!
			!LLENA MATRIZ DE COEFICIENTES EN LA FUNCION OBJETIVO (C)
			cc=0
			l=1
			aux=0
			do i=1,(slopes*nu)
			aux=aux+1
				if(i .GT. (slopes*l))then
				l=l+1
				aux=1
				end if
			cc(i)=s(l,aux)
			end do

			!************************************************************TIPO
RESTRICCION****************************************************************************!
			!LLENA MATRIZ IRTYPE (TIPO DE RESTRICCION)
			do i=1,nu+1
			irtype(i)=0
			end do

			do i=nu+1+1,nu+1+nlines
			irtype(i)=3
			end do


			!**************************SUBRUTINA DE IMSL QUE SOLUCIONA UN PROBLEMA DE OPTIMIZACION LINEAL CON
RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD (SIMPLEX REVISADO)****************************************
			obj=0
			call ddlprs (m, nvar, aa, lda, bbl, bbu, cc, irtype, xlb, xub, obj, xsol, dsol)

			!SI NO HAY SOLUCION ENVIA MSJE A LA PANTALLA
			if(obj .EQ. 0)then
				do i=1,nu
				pgened(k,i)=0
				end do
			write(*,*) 'SOLUCION NO FACTIBLE EN EL PERIODO',k,'  ITERACION  ',it
			ll=1
			exit
			else
			!SE OBTIENE LA POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL EN EL PERIODO K
				do i=1,nu
					do j=1,nvar
						if((j .le. (i*slopes)) .and. (j .gt. ((i*slopes)-slopes)))then
						pgened(k,i)=pgened(k,i)+xsol(j)
						end if
					end do
				pgened(k,i)=pgened(k,i)+(upmin(i)*u(k,i))
				end do

			!SE OBTIENE EL COSTO INCREMENTAL DEL SISTEMA PARA EL PERIODO K
			lambdasc(k)=0
			lambdasc(k)=dsol(nu+1)

			end if


		end do
		!********************************************************************TERMINA PROCESO DE SCED PARA EL PERIODO
ESPECIAL*********************************************************************************
			if(ll .EQ. 0)then
				!write(*,*) '*************************SOLUCION FACTIBLE*****************************'

				!**************************SE OBTIENEN LAS PERDIDAS POR PERIODO****************************
				do k=special,special
					!OBTIENE POTENCIAS NODALES CON LA GENERACION ESTABLECIDA
					pnod=0
					do i=1,nu
					pnod(bgen(i))=pnod(bgen(i))+pgened(k,i)
					end do
					do i=1,nload
					pnod(bload(i))=pnod(bload(i))-loadppr(k,i)
					end do

					!TRANSFORMA POTENCIAS EN PU
					pnod=pnod/100

					!CALCULA LAS PERDIDAS POR PERIODO (TESIS TENESSE) F^2*Rline
					tloss(k)=0
```

```
                                        do i=1,nlines
                                        auxdp=0
                                                do j=1,nnodes
                                                auxdp=auxdp+(kdist(i,j)*pnod(j))
                                                end do
                                        tloss(k)=tloss(k)+(auxdp*auxdp*REAL(zline(i,1)))

                                        end do
                                        tloss(k)=tloss(k)*100
                                !write(*,*) tloss(k)
                                end do
                                !*********SI NO HAY GENERACION SUFICIENTE PARA SATISFACER LAS PERDIDAS LA SOLUCION SE
FORZA A SER INFACTIBLE******
                                do k=special,special
                                maxgened=0
                                        do i=1,nu
                                                if(u(k,i) .EQ. 1)then
                                                maxgened=maxgened+upmax(i)
                                                end if
                                        end do

                                        if(maxgened .LT. (loadr(k)+tloss(k)))then
                                        write(*,*) 'NO HAY GENERACION SUFICIENTE PARA LAS PERDIDAS'
                                        jopt=400000000
                                        exit
                                        end if

                                end do
                        else
                        jopt=400000000
                        end if

                        if(jopt .NE. 400000000)then
                        !SOLUCION DE JOPT (SCED)
                        jopt=0
                                do i=special,special
                                        do j=1,nu
                                        fhrcurvesc(i,j)=hrcurve(j,1)+(hrcurve(j,2)*pgened(i,j))+(hrcurve(j,3)*pgened(i,j)*pgened(i,j))
                                        if(((u(i,j)-u(i-1,j)) .EQ. 1) .OR. (i .EQ. 1))then
                                        jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))+(sucost(i,j)*u(i,j))
                                        else
                                        jopt=jopt+(fhrcurvesc(i,j)*u(i,j))

                                        end if
                                        end do
                                end do
                        end if

                        deallocate(aa, cc, dsol, xlb, xsol, xub,irtype,pload,bbu,bbl)

        end if


        !*********************************************************SCEDIT PARA EL PERIODO QUE TIENE PROBLEMAS CON LAS
PERDIDAS*************************************************************************

        if(jopt .EQ. 400000000)then
        else


                        ll=0

                        m=nu+1+nlines           !+nnodes
                        lda=m
                        nvar=(slopes*nu)+nu     !+nnodes

                        allocate (aa(lda,nvar), cc(nvar), dsol(m), xlb(nvar), xsol(nvar), xub(nvar),irtype(m),pload(nnodes), bbu(m), bbl(m))

                ll=0
                jopt=0
                incrloss=0
                linedual=0
                !*************************************************************COMIENZA PROCESO DE SCED ITERATIVO PARA EL PERIODO
ESPECIAL*****************************************************************************
                do k=special,special
        itloss=1
        do

                        !******PARA LA PRIMERA ITERACION SE ESTIMAN FLUJOS EN LAS LINEAS *******
                        if(itloss .EQ. 1)then
                                !OBTENCION DE POTENCIAS NODALES EN MW
                                pnod=0
```

```
                    do i=1,nnodes
                        do j=1,nu
                            if(bgen(j) .EQ. i)then
                            pnod(i)=pnod(i)+pgened(k,j)
                            end if
                        end do
                        do j=1,nload
                            if(bload(j) .EQ. i)then
                            pnod(i)=pnod(i)-loadppr(k,j)
                            end if
                        end do
                    end do

                    !TRANSFORMACION DE POTENCIAS NODALES A PU
                    pnod=(pnod/100)

                    !CALCULA FLUJOS EN LAS LINEAS
                    do i=1,nlines
                    flow(k,i)=0
                        do j=1,nnodes
                        flow(k,i)=flow(k,i)+(kdist(i,j)*pnod(j))
                        end do
                    end do

                end if


                !*****************************************SELECCIONA EL SLACK DEL PERIODO K (2 CRITERIOS)*****************************************
                if(itloss .LE. 1)then
                    slack(k)=0
                    !CRITERIO 1 : CENTRAL QUE NO ESTA EN SUS LIMITES SE TOMA COMO SLACK SI AUN NO SE TIENE NINGUN SLACK DEFINIDO
                    do i=1,nu
                        if((pgened(k,i) .NE. upmin(i)) .AND. (pgened(k,i) .NE. upmax(i)) .AND. (slack(k) .EQ. 0) .AND. (pgened(k,i) .NE. 0))then
                        slack(k)=bgen(i)
                        gslack(k)=0
                            do j=1,nu
                                if((bgen(j) .EQ. slack(k)) .AND. (u(k,j) .EQ. 1))then
                                gslack(k)=gslack(k)+upmax(j)
                                else
                                gslack(k)=gslack(k)+pgened(k,j)
                                end if
                            end do
                        gslack(k)=gslack(k)-loadr(k)-tloss(k)
                        auxdp=0
                        auxdc=0
                            do j=1,nlines
                                if(zenre(j,1) .EQ. bgen(i))then
                                auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                auxdc=auxdc+zlim(j,1)
                                end if

                                if(zenre(j,2) .EQ. bgen(i))then
                                auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                auxdc=auxdc-zlim(j,2)
                                end if
                            end do
                        auxdc=auxdc-auxdp
                            if(gslack(k) .GT. auxdc)then
                            gslack(k)=auxdc
                            end if
                        end if

                        !CRITERIO 2 : DESPUES DE SELECCIONAR UN SLACK VERIFICA SI HAY UN MEJOR CANDIDATO PARA SER EL NODO DE REFERENCIA (UNIDAD MARGINAL)
                        !NOTA : EL SEGUNDO CRITERIO VERIFICA QUE SE SE USE LA UNIDAD QUE ESTA DENTRO DE SUS LIMITES  Y QUE TENGA EL MENOR NUMERO DE LINEAS SATURADAS CONECTADAS A EL.

                        if((pgened(k,i) .NE. upmax(i)) .AND. (bgen(i) .NE. slack(k)) .AND. (pgened(k,i) .NE. upmin(i)) .AND. (pgened(k,i) .NE. 0) .AND. (slack(k) .NE. 0))then
                        lc=0
                            do j=1,nu
                                if((bgen(j) .EQ. bgen(i)) .AND. (u(k,j) .EQ. 1))then
                                lc=lc+upmax(j)
                                else
                                lc=lc+pgened(k,j)
                                end if
```

```
                                        end do
                                lc=lc-loadr(k)-tloss(k)

                                        auxdp=0
                                        auxdc=0
                                        do j=1,nlines
                                                if(zenre(j,1) .EQ. bgen(i))then
                                                auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                                auxdc=auxdc+zlim(j,1)
                                                end if

                                                if(zenre(j,2) .EQ. bgen(i))then
                                                auxdp=auxdp+(ABS(flow(k,j)*100))
                                                auxdc=auxdc-zlim(j,2)
                                                end if
                                        end do
                                auxdc=auxdc-auxdp

                                        if(lc .GT. auxdc)then
                                        lc=auxdc
                                        end if

                                        if(lc .GT. gslack(k))then
                                        slack(k)=bgen(i)
                                        gslack(k)=lc
                                        end if
                                end if

                        end do
                end if

                !***********************************************OBTIENE FACTORES DE DISTRIBUCION PARA EL PERIODO K*****************************************************
                call gsf


                !OBTENCION DE POTENCIAS NODALES EN MW
                pnod=0
                do i=1,nnodes
                        do j=1,nu
                                if(bgen(j) .EQ. i)then
                                pnod(i)=pnod(i)+pgened(k,j)
                                end if
                        end do
                        do j=1,nload
                                if(bload(j) .EQ. i)then
                                pnod(i)=pnod(i)-loadppr(k,j)
                                end if
                        end do
                end do

                !TRANSFORMACION DE POTENCIAS NODALES A PU
                pnod=(pnod/100)
                !write(*,'(2x,i3,3x,F12.6)') (i,pnod(i),i=1,nnodes)

                !***********OBTIENE VALORES FICTICIOS NODALES PARA SIMULAR LA MITAD DE LAS PERDIDAS DE LA LINEA EN CADA NODO AL QUE SE ENCUENTRA CONECTADA PARA LA ITERACION 1***********
                if(itloss .EQ. 1)then
                efnd=0
                        do i=1,nnodes
                                do j=1,nlines
                                auxdp=0
                                        if((zenre(j,1) .EQ. i) .OR. (zenre(j,2) .EQ. i))then
                                                do aux=1,nnodes
                                                auxdp=auxdp+(gsfac(j,aux)*(pnod(aux)))
                                                end do
                                        efnd(i)=efnd(i)+((0.5)*(REAL(zline(j,1)))*(auxdp*auxdp))
                                        end if
                                end do
                        end do
                auxdp=0
                do i=1,nnodes
                auxdp=auxdp+(efnd(i)*100)
                end do
                pnodant=pnod
                end if


                !***********OBTIENE VALORES FICTICIOS NODALES PARA SIMULAR LA MITAD DE LAS PERDIDAS DE LA LINEA EN CADA NODO AL QUE SE ENCUENTRA CONECTADA                PARA LAS ITERACIONES > 1***************
```

```
if(itloss .GT. 1)then
        efnd=0
        do i=1,nnodes
                do j=1,nlines
                        if((zenre(j,1) .EQ. i) .OR. (zenre(j,2) .EQ. i))then
                        auxdp=0
                                do aux=1,nnodes
                                auxdp=auxdp+(gsfac(j,aux)*pnodant(aux))
                                end do
                        efnd(i)=efnd(i)+((0.5)*(REAL(zline(j,1)))*(auxdp*auxdp))
                        end if
                end do
        end do
        auxdp=0
        do i=1,nnodes
        auxdp=auxdp+(efnd(i)*100)
        end do
        !write(*,*) 'SUMA',auxdp
end if


!*********************************************INCLUSION DE LAS DEMANDAS FICTICIAS A LAS POTENCIAS NODALES
(TENESSE)*************************************************
do i=1,nnodes
pnod(i)=pnod(i)-efnd(i)
end do

!write(*,'(2x,i3,f12.4)') (i,pnod(i)*100,i=1,nnodes)
!pause

!*********************************************CALCULA LAS PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA (VER TESIS
DOCTORADO TENESSE)*************************************************
tloss(k)=0
do i=1,nlines
auxdp=0
        do j=1,nnodes
        !auxdp=auxdp+(gsfac(i,j)*pnod(j))
        auxdp=auxdp+(gsfac(i,j)*pnodant(j))
        end do
tloss(k)=tloss(k)+(auxdp*auxdp*REAL(zline(i,1)))
end do
tloss(k)=tloss(k)*100
!write(*,*)'Perdidas totales del sistema en MW', tloss(k),k,itloss
!write(*,*) k,'Slack', slack(k),gslack(k)
!pause


!*************************************************OBTENCION DE PERDIDAS INCREMENTALES TESIS DE TENESSE
(DPloss/DPi)*************************************************
dpdpi=0
do i=1,nnodes
        do j=1,nlines
                la=0
                auxdp=0
                la=(2*REAL(zline(j,1))*gsfac(j,i))
                do aux=1,nnodes
                auxdp=auxdp+(gsfac(j,aux)*pnodant(aux))
                end do
                la=la*auxdp
        dpdpi(i)=dpdpi(i)+la
        end do
end do
!write(*,*) 'PERDIDAS INCREMENTALES POR NODO (dPloss/dPi)'
!write(*,'(2x,i3,3x,F12.6)') (i,dpdpi(i),i=1,nnodes)

!pause

!ALMACENA POTENCIA NODAL DE ESTA ITERACION
pnodant=0
pnodant=pnod


!*************************************************************VARIABLES*************************************************************
***********!
!LLENA VECTORES DE LIMITES SUPERIORES E INFERIORES DE LAS VARIABLES
xub=0
xlb=0
aux=1

do i=1,(nu*slopes)
```

```
                    if(i .gt. (slopes*aux))then
                    aux=aux+1
                    end if

                    if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                    xub(i)=slopev(aux)
                    end if
                end do

                !LLENA PARTE DE VARIABLES DE HOLGURA DE LAS CENTRALES GENERADORAS (PMAX DE LAS CENTRALES), RANGO DE PTOTAL (PMAX Y PMIN)
                aux=1
                do i=(nu*slopes)+1,(nu*slopes)+nu
                    if(u(k,aux) .EQ. 1)then
                    xub(i)=upmax(aux)
                    xlb(i)=upmin(aux)
                    end if
                aux=aux+1
                end do


        !************************************************************RESTRICCIONES*************************************************************!
                !LLENA MATRIZ DE RESTRICCIONES PARA SUMATORIAS DE POTENCIA DE GENERACION ASI COMO LLENA FILA DE RESTRICCION DE PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
                aa=0
                do i=0,nu-1
                    do j=((i*slopes)+1),((i*slopes)+slopes)
                    aa(i+1,j)=1
                    end do
                    aa(i+1,((slopes*nu)+(i+1)))=-1
                    aa(nu+1,((slopes*nu)+(i+1)))=(1-dpdpi(bgen(i+1)))
                end do

                !LLENA LA PARTE DE LA MATRIZ A EN CUANTO AL LIMITE DE POTENCIA DE TRANSMISION EN CADA LINEA CON FACTORES DE DISTRIBUCION (TENESSE)
                aux=1
                do i=nu+1+1,nu+1+nlines
                    do j=1,nu
                        aa(i,(nu*slopes)+j)=gsfac(aux,bgen(j))
                    end do
                aux=aux+1
                end do


                !************************************************************IGUALDADES Y DESIGUALDADES (B)*************************************************************!


                !LLENA PARTE DE VECTOR DE POTENCIAS POR UNIDAD GENERADORA Y PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA
                bbl=0
                bbu=0

                !OBTIENE CARGA DEL SISTEMA MULTIPLICADA POR SU FACTOR DE PENALIZACION
                dfload(k)=0
                do i=1,nload
                dfload(k)=dfload(k)+((1-dpdpi(bload(i)))*(loadppr(k,i)))
                end do

                do i=1,nu+1
                    if(i .LE. nu)then
                        if(u(k,i) .EQ. 1)then
                        bbu(i)=-upmin(i)
                        else
                        bbu(i)=0
                        end if
                    else
                    bbu(i)=dfload(k)-tloss(k)
                    end if
                end do

                !IGUALA VECTOR INFERIOR Y SUPERIOR ANTES DE LLENAR DESIGUALDADES
                bbl=bbu

                !LLENA VECTOR CORRESPONDIENTE A LAS DESIGUALDADES DE LAS LINEAS

                pload=0
                do i=1,nnodes
                    do j=1,nload
                    if(i .EQ. bload(j))then
                    pload(i)=pload(i)+loadppr(k,j)
```

```
                end if
                end do
pload(i)=pload(i)+(efnd(i)*100)
end do

aux=1
do i=nu+1+1,nu+1+nlines
auxdp=0
                do j=1,nnodes
                auxdp=auxdp+(gsfac(aux,j)*pload(j))
                end do
bbu(i)=zlim(aux,1)+auxdp
bbl(i)=zlim(aux,2)+auxdp
aux=aux+1
end do


        !**********************************************************COEFICIENTES************************************************************
**************!
!LLENA MATRIZ DE COEFICIENTES EN LA FUNCION OBJETIVO (C)
cc=0
l=1
aux=0
do i=1,(slopes*nu)
aux=aux+1
                if(i .GT. (slopes*l))then
                l=l+1
                aux=1
                end if
cc(i)=s(l,aux)
end do

!*********************************************************TIPO
RESTRICCION****************************************************************************!
!LLENA MATRIZ IRTYPE (TIPO DE RESTRICCION)
do i=1,nu+1
irtype(i)=0
end do

do i=nu+1+1,nu+1+nlines
irtype(i)=3
end do


!SUBRUTINA DE IMSL QUE SOLUCIONA UN PROBLEMA DE OPTIMIZACION LINEAL CON RESTRICCIONES DE
DESIGUALDAD (SIMPLEX REVISADO)
obj=0
pgenant=0
do i=1,nu
                if(itloss .GT. 1)then
                pgenant(i)=pgened(k,i)
                end if
pgened(k,i)=0
end do

call ddlprs (m, nvar, aa, lda, bbl, bbu, cc, irtype, xlb, xub, obj, xsol, dsol)

!VERIFICA QUE LA SOLUCION SEA FACTIBLE, DE OTRA MANERA ENVIA UN MSJE A LA PANTALLA INDICANDO EL
PERIODO DONDE NO SE TIENE SOLUCION
if(obj .EQ. 0)then
                do i=1,nu
                pgened(k,i)=0
                end do
write(*,*) 'PROCESO ITERATIVO PERDIDAS.',' ITERACION TOTAL',it
write(*,*) 'NO FACTIBLE EN EL PERIODO',k
ll=1
exit
else
!SE OBTIENE LA POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL EN EL PERIODO K
                do i=1,nu
                                do j=1,nvar
                                                if((j .le. (i*slopes)) .and. (j .GT. ((i*slopes)-slopes)))then
                                                pgened(k,i)=pgened(k,i)+xsol(j)
                                                end if
                                end do
                pgened(k,i)=pgened(k,i)+(upmin(i)*u(k,i))
                end do

!SE OBTIENE EL COSTO INCREMENTAL DEL SISTEMA PARA EL PERIODO K

lambdasc(k)=dsol(nu+1)
```

```
                                    end if

                                                !ENCUENTRA EL MAXIMO ERROR EN LA GENERACION DE LA ITERACION ACTUAL CON LA ITERACION
PASADA
                                                auxdp=0
                                                do i=1,nu
                                                            if(i .EQ. 1)then
                                                            auxdp=ABS(pgened(k,i)-pgenant(i))
                                                            else
                                                                        if(ABS(pgened(k,i)-pgenant(i)) .GT. auxdp)then
                                                                        auxdp=ABS(pgened(k,i)-pgenant(i))
                                                                        end if
                                                            end if
                                                end do


                                                !CALCULA FLUJOS EN LAS LINEAS
                                                do i=1,nlines
                                                flow(k,i)=0
                                                            do j=1,nnodes
                                                            flow(k,i)=flow(k,i)+gsfac(i,j)*pnod(j)
                                                            end do
                                                end do

                                                !CRITERIO DE CONVERGENCIA DEL ESTUDIO
                                                if((auxdp .LE. convloss) .OR. (itloss .EQ. 15))then
                                                            !AQUI SE ALMACENARAN LOS DPi/DPloss Y LOS MULTIPLICADORES DE LAS LINEAS DE
TRANSMISION
                                                            !ALMACENA PERDIDAS INCREMENTALES NODALES
                                                            do i=1,nnodes
                                                            incrloss(k,i)=dpdpi(i)
                                                            end do

                                                            !ALMACENA VARIABLES DUALES DE LAS LINEAS
                                                            do i=1,nlines
                                                            linedual(k,i)=dsol(nu+1+i)
                                                            end do

                                                            !ALMACENA FACTORES DE DISTRIBUCION
                                                            do i=1,nlines
                                                                        do j=1,nnodes
                                                                        gsfacall(k,i,j)=0
                                                                        gsfacall(k,i,j)=gsfac(i,j)
                                                                        end do
                                                            end do

                                                            !write(*,*) k,auxdp,itloss
                                                exit
                                                else
                                                !write(*,*) 'Iteracion ploss',itloss,'periodo',k,'Conv',auxdp
                                                end if

        itloss=itloss+1
        end do !(END DO INFINITO)

                                    !SI EVADE CICLO DE PERDIDAS POR INFACTIBILIDAD DE SOLUCION EVITA REALIZAR EL ESTO DE LOS PERIODOS
                                    if(obj .EQ. 0)then
                                    exit
                                    end if
                                    end do
                                    !*****************************************************************TERMINA PROCESO DE SCED ITERATIVO PARA TODOS LOS
PERIODOS*************************************************************************

                                    if(ll .EQ. 0)then
                                                write(*,*) '*************************************************************************************'
                                                write(*,*) '**********SOLUCION ENCONTRADA EN EL PERIODO CON INFACTIBILIDAD***************'
                                                write(*,*) '*************************************************************************************'
                                                !pause
                                    else
                                    jopt=400000000
                                    end if


                                    deallocate(aa, cc, dsol, xlb, xsol, xub,irtype,pload,bbu,bbl)

        end if !END IF DE SCED                  JOPT=40000000

                                    end subroutine specialcase
```

***Subrutina correspondiente al cálculo de los precios marginales locales en todo el sistema.***

```
subroutine lmp

        use mdata
        implicit none

        !*************CORRIGE EL SIGNO DE LA VARIABLE DUAL DEBIDO A QUE LA VIOLACION EN CUALQUIER SENTIDO SIEMPRE REPRESENTARA UNA VARIABLE DUAL NEGATIVA****************
        linedual=ABS(linedual)
        linedual=-linedual

        !********************************OBTIENE COMPONENTE DE PERDIDAS DE CADA NODO EN CADA PERIODO DE TIEMPO*******************************************
        losscomp=0
        do k=1,np
            do i=1,nnodes
            losscomp(k,i)=(-incrloss(k,i))*lambdasc(k)
            end do
        end do

        !*********************************OBTIENE COMPONENTE DE CONGESTION DE CADA NODO EN CADA PERIODO DE TIEMPO****************************************
        congcomp=0
        do k=1,np
            do i=1,nnodes
                do j=1,nlines
                congcomp(k,i)=congcomp(k,i)+(linedual(k,j)*gsfacall(k,j,i))
                end do
            end do
        end do

        !**************************OBTIENE EL PRECIO MARGINAL LOCAR EN CADA NODO DEL SISTEMA PARA CADA PERIODO DE TIEMPO*********************************
        pml=0
        do i=1,np
            do j=1,nnodes
            pml(i,j)=lambdasc(i)+losscomp(i,j)+congcomp(i,j)
            end do
        end do

    end subroutine lmp
```

***Subrutina correspondiente a los archivos de salida creados por el programa en la solución del modelo uninodal.***

```
  subroutine printdata
    use mdata
    use MSIMSL
    implicit none

    time1=cpsec()
    !****************************************************************************EN ARCHIVO DE RESULTADOS*****************************************************************************

  !***************************************************************GENERADORES********************************************************************
    write(2,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION UNINODAL (FASE 1)'
    write(2,*)'Iteracion de obtencion de convergencia',it
    write(2,*)'Solucion dual optima     $',qopt
    write(2,*)'Solucion primal optima   $',jopt
    write(2,'(x,A,2x,F16.8)')'Convergencia obtenida',ABS(conv)
    write(2,*) 'Tiempo de operacion de la primera fase en segundos',time1-time0
    write(2,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',time1-time0

    write(2,'(//,A,/)')('***********************************UNIDADES ASIGNADAS***********************************')
        do i=1,nu
            if(i .EQ. 1)then
            write(2,'(X,(A),30X,(A))') ('Unidades'),('Periodo')
```

```
                                        write(2,'(/,7X,24(I3),/)') (j,j=1,np)
                                        end if
                                write (2,'(2X,(I2),3X,100(I3))') (i),(u(j,i),j=1,np)
                                end do
                                write(2,'(/,7X,24(I3))') (j,j=1,np)

                        write(2,'(//,A)')('****************POTENCIA OBTENIDA EN EL DESPACHO ECONOMICO**********************')
                                        do i=1,np
                                        write(2,'(/,20X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Central'),('Potencia ED'),('Nodo conectado')
                                        write(2,'(22x,I3,15x,I3,15x,F10.4,13x,I3)') (i,j,pgened(i,j),bgen(j),j=1,nu)
                                        end do


                                write(2,'(//,A)') ('******************COSTO INCREMENTAL DESPACHO ECONOMICO (J*)**********************')
                                write(2,'(/,26X,(A),5X,(A))') ('Periodo'),('Costo Marginal ED')
                                write(2,'(27x,I3,11x,F8.4)') (j,lambdasc(j),j=1,np)

                                write(2,'(//,A)')          ('*****************************COSTO INCREMENTAL ASIGNACION DE
UNIDADES**********************************')
                                write(2,'(/,26X,(A),5X,(A))') ('Periodo'),('Costo Marginal UC')
                                write(2,'(27x,I3,11x,F8.4)') (j,lambda(j),j=1,np)

                                write(2,'(//,A)')('*******************************POTENCIA OBTENIDA EN LA ASIGNACION DE UNIDADES
(Q*)**********************************')
                                        do i=1,np
                                        write(2,'(/,20X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Central'),('Potencia UC'),('Nodo')
                                        write(2,'(22x,I3,15x,I3,15x,F10.4,13x,I3)') (i,j,p(i,j),bgen(j),j=1,nu)
                                        end do


        !*****************************************************************LINEAS*************************************************************
***
                        write(22,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION UNINODAL (FASE 1)'
                        write(22,*)'Iteracion de obtencion de convergencia',it
                        write(22,*)'Solucion dual optima     $',qopt
                        write(22,*)'Solucion primal optima   $',jopt
                        write(22,'(x,A,2x,F16.8)')'Convergencia obtenida',ABS(conv)
                        write(22,*) 'Tiempo de operacion de la primera fase en segundos',time1-time0
                        write(22,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',time1-time0

                        write(22,'(//,A,/)')('***********************************FLUJOS EN LAS LINEAS***********************************')
                        do i=1,np
                        write(22,'(/,4X,(A),4X,(A),4X,(A),3X,(A),6X,(A),6X,(A),7X,(A))')  ('Periodo'),('# Linea'),('Nodo de'),('Nodo de'),('Flujo en MW'),('Flujo Max en
MW'),('Flujo con respecto al límite en %')
                        write(22,'(27X,(A),3X,(A))') ('Envio'),('Recepcion')
                        write(22,'(5x,I3,8x,I3,8x,I3,3x,A,x,I3,9x,F10.4,10x,F10.4,15x,F6.2)')                                   (i,j,zenre(j,1),('--
'),zenre(j,2),flow(i,j)*100,zlim(j,1),ABS((flow(i,j)*100)/zlim(j,1))*100,j=1,nlines)
                        end do


                        !*************************************************************************EN
PANTALLA*************************************************************************
                        write(*,'(A)') '*********************************************************************************'
                        write(*,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION UNINODAL (FASE 1)'
                        write(*,*)'Iteracion de obtencion de convergencia',it
                        write(*,*)'Solucion dual optima     $',qopt
                        write(*,*)'Solucion primal optima   $',jopt
                        write(*,'(x,A,2x,F16.8)')'Convergencia obtenida',ABS(conv)
                        write(*,*) 'Tiempo de operacion de la primera fase en segundos',time1-time0
                        write(*,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',time1-time0
                        close (UNIT=2)
                        close (UNIT=22)
                        !pause

        end subroutine printdata
```

***Subrutina correspondiente a los archivos de salida creados por el programa en la solución del modelo con restricciones de red.***

```
subroutine printdata2
                        use mdata
                        use MSIMSL
```

```
implicit none
time2=cpsec()
!****************************************************************************EN ARCHIVO DE RESULTADOS****************************************************************************

!**************************************************************GENERADORES***************************************************************
write(3,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES (FASE 2)'
write(3,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
write(3,*)'Solucion dual optima     $',qopt
write(3,*)'Solucion primal optima   $',jopt
write(3,*) 'Tiempo de operacion de la segunda fase en segundos',time2-time1
write(3,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',time2-time0

write(3,'(//,A,/)')('************************************UNIDADES ASIGNADAS************************************')
        do i=1,nu
                if(i .EQ. 1)then
                write(3,'(X,(A),30X,(A))') ('Unidades'),('Periodo')
                write(3,'(/,7X,24(I3),/)') (j,j=1,np)
                end if
        write (3,'(2X,(I2),3X,24(I3))') (i),(u(j,i),j=1,np)
        end do
        write(3,'(/,7X,24(I3))') (j,j=1,np)


write(3,'(//,A)')('****************POTENCIA OBTENIDA EN EL DESPACHO ECONOMICO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD**********************')
                do i=1,np
                write(3,'(/,20X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Central'),('Potencia SCED'),('Nodo conectado')
                write(3,'(22x,I3,15x,I3,15x,F10.4,13x,I3)') (i,j,pgened(i,j),bgen(j),j=1,nu)
                end do


        write(3,'(//,A)')  ('******************COSTO INCREMENTAL DESPACHO ECONOMICO CON RESTRICCIONES (J*)***********************')
        write(3,'(/,26X,(A),5X,(A))') ('Periodo'),('Costo Marginal SCED')
        write(3,'(27x,I3,11x,F8.4)') (j,lambdasc(j),j=1,np)

        write(3,'(//,A)')       ('*****************************COSTO INCREMENTAL ASIGNACION DE UNIDADES*******************************')
        write(3,'(/,26X,(A),5X,(A))') ('Periodo'),('Costo Marginal UC')
        write(3,'(27x,I3,11x,F8.4)') (j,lambda(j),j=1,np)

        write(3,'(//,A)')('******************************POTENCIA OBTENIDA EN LA ASIGNACION DE UNIDADES (Q*)**********************************')
                do i=1,np
                write(3,'(/,20X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Central'),('Potencia UC'),('Nodo')
                write(3,'(22x,I3,15x,I3,15x,F10.4,13x,I3)') (i,j,p(i,j),bgen(j),j=1,nu)
                end do


!*****************************************************************LINEAS*****************************************************************
write(33,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES (FASE 2)'
write(33,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
write(33,*)'Solucion dual optima     $',qopt
write(33,*)'Solucion primal optima   $',jopt
write(33,*) 'Tiempo de operacion de la segunda fase en segundos',time2-time1
write(33,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',time2-time0

write(33,'(//,A,/)')('************************************FLUJOS EN LAS LINEAS************************************')
do i=1,np
write(33,'(/,4X,(A),4X,(A),4X,(A),3X,(A),6X,(A),6X,(A),7X,(A))') ('Periodo'),('# Linea'),('Nodo de'),('Nodo de'),('Flujo en MW'),('Flujo Max en MW'),('Flujo con respecto al límite en %')
write(33,'(27X,(A),3X,(A))') ('Envio'),('Recepcion')
write(33,'(5x,I3,8x,I3,8x,I3,3x,A,x,I3,9x,F10.4,10x,F10.4,15x,F6.2)') (i,j,zenre(j,1),('--'),zenre(j,2),flow(i,j)*100,zlim(j,1),ABS((flow(i,j)*100)/zlim(j,1))*100,j=1,nlines)
end do


!****************************************************************************EN PANTALLA****************************************************************************
write(*,'(/,A)') '*************************************************************************'
write(*,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES (FASE 2)'
write(*,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
write(*,*)'Solucion dual optima     $',qopt
write(*,*)'Solucion primal optima   $',jopt
write(*,*) 'Tiempo de operacion de la segunda fase en segundos',time2-time1
write(*,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',time2-time0

close (UNIT=3)
close (UNIT=33)
```

```
!pause
end subroutine printdata2
```

***Subrutina correspondiente a los archivos de salida creados por el programa en la solución del modelo con restricciones de red, pérdidas, demanda nodal ficticia y precios marginales locales.***

```
subroutine printdata3
        use mdata
        use MSIMSL
        implicit none

        timet=cpsec()
        !****************************************************************************EN ARCHIVO DE RESULTADOS***************************************************************************

    !*************************************************************GENERADORES********************************************************************
        write(4,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES MAS PERDIDAS (FASE 3)'
        write(4,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
        write(4,*)'Solucion dual optima     $',qopt
        write(4,*)'Solucion primal optima   $',jopt
        write(4,*) 'Tiempo de operacion de la tercera fase en segundos',timet-time2
        write(4,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',timet-time0

        write(4,'(//,A,/)')('**********************************UNIDADES ASIGNADAS**********************************')
            do i=1,nu
                if(i .EQ. 1)then
                write(4,'(X,(A),30X,(A))') ('Unidades'),('Periodo')
                write(4,'(/,7X,24(I3),/)') (j,j=1,np)
                end if
            write (4,'(2X,(I2),3X,24(I3))') (i),(u(j,i),j=1,np)
            end do
            write(4,'(/,7X,24(I3))') (j,j=1,np)


        write(4,'(//,A)')('****************POTENCIA OBTENIDA EN EL DESPACHO ECONOMICO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD MAS PERDIDAS*********************')
                do i=1,np
                write(4,'(/,20X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Central'),('Potencia SCED'),('Nodo conectado')
                write(4,'(22x,I3,15x,I3,15x,F10.4,13x,I3)') (i,j,pgened(i,j),bgen(j),j=1,nu)
                end do


            write(4,'(//,A)') ('*****************COSTO INCREMENTAL DESPACHO ECONOMICO CON RESTRICCIONES MAS PERDIDAS (J*)***********************')
            write(4,'(/,26X,(A),5X,(A))') ('Periodo'),('Costo Marginal SCED')
            write(4,'(27x,I3,11x,F8.4)') (j,lambdasc(j),j=1,np)

            write(4,'(//,A)')        ('*****************************COSTO INCREMENTAL ASIGNACION DE UNIDADES*******************************')
            write(4,'(/,26X,(A),5X,(A))') ('Periodo'),('Costo Marginal UC')
            write(4,'(27x,I3,11x,F8.4)') (j,lambda(j),j=1,np)

            write(4,'(//,A)')('******************************POTENCIA OBTENIDA EN LA ASIGNACION DE UNIDADES (Q*)*********************************')
                do i=1,np
                write(4,'(/,20X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Central'),('Potencia UC'),('Nodo')
                write(4,'(22x,I3,15x,I3,15x,F10.4,13x,I3)') (i,j,p(i,j),bgen(j),j=1,nu)
                end do


    !*****************************************************************LINEAS*****************************************************************
        write(44,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES MAS PERDIDAS (FASE 3)'
        write(44,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
        write(44,*)'Solucion dual optima     $',qopt
        write(44,*)'Solucion primal optima   $',jopt
        write(44,*) 'Tiempo de operacion de la tercera fase en segundos',timet-time2
        write(44,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',timet-time0
```

```
                write(44,'(//,A,/)')('**********FLUJOS EN LAS LINEAS MAS VARIABLE DUAL**********')
                do i=1,np
                write(44,'(/,4X,(A),4X,(A),4X,(A),3X,(A),6X,(A),6X,(A),7X,(A),5X,(A))') ('Periodo'),('# Linea'),('Nodo de'),('Nodo de'),('Flujo en MW'),('Flujo Max en MW'),('Flujo con respecto al límite en %'),('Variable Dual')
                write(44,'(27X,(A),3X,(A))') ('Envio'),('Recepcion')
                write(44,'(5x,I3,8x,I3,8x,I3,3x,A,x,I3,9x,F10.4,10x,F10.4,15x,F6.2,10x,F10.5)') (i,j,zenre(j,1),('--'),zenre(j,2),flow(i,j)*100,zlim(j,1),ABS((flow(i,j)*100)/zlim(j,1))*100,linedual(i,j),j=1,nlines)
                end do

                !**********FACTORES DE ENTREGA Y DISTRIBUCION**********
                write(444,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES MAS PERDIDAS (FASE 3)'
                write(444,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
                write(444,*)'Solucion dual optima    $',qopt
                write(444,*)'Solucion primal optima  $',jopt
                write(444,*) 'Tiempo de operacion de la tercera fase en segundos',timet-time2
                write(444,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',timet-time0

                write(444,'(//,A,/)')('**********FACTORES DE PENALIZACION**********')
                do i=1,np
                write(444,'(/,10X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Nodo'),('Factor de'),('Nodo Referencia')
                write(444,'(43X,(A),10X,(A))') ('Penalizacion'),('(Unidad Marginal)')
                write(444,'(11X,I3,15X,I3,8x,F12.4,19X,I3)') (i,j,1-incrloss(i,j),slack(i),j=1,nnodes)
                end do

                write(444,'(//,A,/)')('**********FACTORES DE DISTRIBUCION**********')
                do k=1,np
                        do i=1,nlines
                write(444,'(/,2X,(A),5X,(A),5X,(A),5X,(A),10X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Linea'),('Nodo de'),('Nodo de'),('Con respecto'),('Factor de')
                write(444,'(24X,(A),7X,(A),10X,(A),14X,(A))') ('Envio'),('Recepcion'),('al nodo'),('Distribucion')
                        write(444,'(3x,I3,8x,I3,8x,I3,5x,A,2x,I3,16x,I3,17x,F10.6)') (k,i,zenre(i,1),('--'),zenre(i,2),j,gsfacall(k,i,j),j=1,nnodes)
                        end do
                end do

                !**********DEMANDA ORIGINAL Y PERDIDAS**********
                write(4444,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES MAS PERDIDAS (FASE 3)'
                write(4444,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
                write(4444,*)'Solucion dual optima    $',qopt
                write(4444,*)'Solucion primal optima  $',jopt
                write(4444,*) 'Tiempo de operacion de la tercera fase en segundos',timet-time2
                write(4444,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',timet-time0

                write(4444,'(//,A,/)')('**********PERDIDAS POR PERIODO**********')
                write(4444,'(/,10X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A),12X,(A))') ('Periodo'),('Demanda Real'),('Perdidas'),('Demanda real + perdidas'),('% Perdidas')
                write(4444,'(33X,(A),18X,(A),22X,(A))') ('(MW)'),('(MW)'),('(MW)')
                write(4444,'(11X,I3,15X,F10.4,11x,F10.4,18X,F10.4,22X,F5.2)') (i,loadr(i),tloss(i),loadr(i)+tloss(i),(tloss(i)/loadr(i))*100,i=1,np)

                !**********PRECIOS MARGINALES LOCALES**********
                write(4445,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES MAS PERDIDAS (FASE 3)'
                write(4445,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
                write(4445,*)'Solucion dual optima    $',qopt
                write(4445,*)'Solucion primal optima  $',jopt
                write(4445,*) 'Tiempo de operacion de la tercera fase en segundos',timet-time2
                write(4445,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',timet-time0

                write(4445,'(//,A,/)')('**********PRECIOS MARGINALES LOCALES**********')
                do i=1,np
                write(4445,'(/,12x,(A),I3,(A))') ('**********Periodo'),i,('**********')
                write(4445,'(44x,(A),I3,/)') ('Nodo Referencia ='),slack(i)
                write(4445,'(9X,A,5X,A,28X,A,30X,A)') ('Periodo'),('Nodo'),('COMPONENTES'),('PML')
                write(4445,'(36X,(A),12X,(A),10X,(A),9X,(A))') ('Energia'),('Perdidas'),('Congestion'),('($/MW)')
                write(4445,'(37X,(A),13X,(A),13X,(A),/)') ('($/MW)'),('($/MW)'),('($/MW)')
                write(4445,'(12X,I2,7X,I3,9X,F10.4,9X,F10.4,9X,F10.4,8X,F10.4)') (i,j,lambdasc(i),losscomp(i,j),congcomp(i,j),pml(i,j),j=1,nnodes)
                end do




                !**********EN PANTALLA**********
                write(*,'(/,A)') '**********'
                write(*,*) 'PARAMETROS DETALLADOS DE SOLUCION CON RESTRICCIONES MAS PERDIDAS (FASE 3)'
                write(*,*)'Iteracion de obtencion de solucion',it
                write(*,*)'Solucion dual optima    $',qopt
                write(*,*)'Solucion primal optima  $',jopt
                write(*,*) 'Tiempo de operacion de la tercera fase en segundos',timet-time2
                write(*,*) 'Tiempo total de operacion en segundos',timet-time0
```

```
                close (UNIT=4)
                close (UNIT=44)
                close (UNIT=444)
                close (UNIT=4444)
                close (UNIT=4445)
                !pause

end subroutine printdata3
```