

# Instituto Politécnico Nacional

Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Sección de Estudios de Posgrado e Investigación

APLICACIÓN DEL DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA  
AL ESTABLECIMIENTO DEL COSTO POR EL SOPORTE DE VOLTAJE EN  
UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CON DESPACHO CENTRALIZADO

## **TESIS**

Que para obtener el grado de:  
Maestro en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Eléctrica

Sergio Baruch Barragán Gómez

México, D.F.

mayo 2004



# INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

## COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

### ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 12 del mes de Septiembre. del 2003 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

**“APLICACIÓN DEL DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA REACTIVA AL ESTABLECIMIENTO DEL COSTO POR EL SOPORTE DE VOLTAJE EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA CON DESPACHO CENTRALIZADO”**

Presentada por el alumno:

**BARRAGAN**

Apellido paterno

**GOMEZ**

materno

**SERGIO BARUCH**

nombre(s)

Con registro: 

0	0	1	1	8	7
---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

**MAESTRO EN CIENCIAS**

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

#### LA COMISION REVISORA

Director de tesis

DR. JAIME ROBLES GARCIA

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

DR. JOSE H. TOVAR HERNANDEZ

M. EN C. MIGUEL ANGEL AVILA

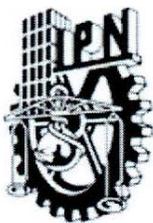
M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

M. EN C. JESUS REYES GARCIA

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA





# INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

## CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 10 del mes febrero del año 2004, el que suscribe Sergio Baruch Barragán Gómez alumno del Programa de Maestría en Ciencias Ingeniería Eléctrica con número de registro 001187, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Jaime Robles García y cede los derechos del trabajo titulado: Aplicación del Despacho Óptimo de Potencia Reactiva al Establecimiento del Costo por el Soporte de Voltaje en un Sistema Eléctrico con Despacho Centralizado, 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. Éste puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones: [jarobles@ipn.mx](mailto:jarobles@ipn.mx), [sbarragan@ipn.mx](mailto:sbarragan@ipn.mx).

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

  
Sergio Baruch Barragán Gómez.

### **A mis Padres.**

Con amor y respeto dedico este trabajo, por su apoyo, comprensión, por todos los sacrificios hechos para garantizar mi educación y por hacer de mí la persona que soy. Aunque estoy consiente que este trabajo es muy poco para retribuir todos los esfuerzos realizados por ustedes.

### **A mi Hermano.**

Por su apoyo, respeto, por todo lo que ha realizado por mis padres y por la paciencia que me ha tenido.

QUIERO EXPRESAR MI AGRADECIMIENTO:

AL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL POR PERMITIR MI FORMACIÓN PROFESIONAL Y POR TODOS LOS CONOCIMIENTOS QUE ME HA BRINDADO.

AL DR. JAIME ROBLES GARCÍA POR SU CONFIANZA Y APOYO RECIBIDO PARA REALIZAR ESTE TRABAJO.

A TODOS LOS PROFESORES DE LA SECCIÓN QUE FUERON PARTE DE MI FORMACIÓN ACADÉMICA Y A LOS MIEMBROS DEL JURADO: DR. RICARDO O. MOTA PALOMINO, M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER, DR. JOSÉ HORACIO TOVAR HERNÁNDEZ, M. EN C. MIGUEL ÁNGEL ÁVILA ROSALES Y M. EN C. JESÚS REYES GARCÍA, POR TODOS SUS COMENTARIOS HECHOS PARA MEJORAR ESTE TRABAJO.

A MI FAMILIA, AMIGOS Y COMPAÑEROS, PRINCIPALMENTE AQUELLOS QUE ME HAN APOYADO Y ESCUCHADO EN UN MOMENTO ESPECÍFICO.

AL CONACYT Y AL PIFI, POR SU APOYO ECONÓMICO RECIBIDO DURANTE MIS ESTUDIOS DE MAESTRÍA.

S.Baruch

# CONTENIDO

RESUMEN	<i>xiii</i>
ABSTRACT	<i>xiv</i>
ÍNDICE DE FIGURAS	<i>xv</i>
ÍNDICE DE TABLAS	<i>xvii</i>
GLOSARIO DE TÉRMINOS	<i>xvii</i>
ABREVIATURAS	<i>xix</i>

## CAPÍTULO UNO

PRESENTACIÓN	<b>1</b>
1.1 Objetivo.	3
1.2 Justificación.	3
1.3 Estado del arte.	3
1.4 Aportación.	5
1.5 Estructura.	6

## CAPÍTULO DOS

SERVICIOS AUXILIARES	<b>7</b>
2.1 Estructuras de las empresas eléctricas.	9
2.2 Operador independiente del sistema.	11
2.3 Esquemas de mercado.	12
2.3.1 Modelo Pool.	12
2.3.2 Contratos bilaterales.	12
2.3.3 Modelo híbrido.	13
2.4 Despacho Económico.	14
2.5 Antecedentes de la industria eléctrica nacional.	15
2.6 Servicios auxiliares.	17
2.7 Obtención de servicios auxiliares.	21
2.8 Soporte de potencia reactiva.	23
2.9 Determinación del costo por el soporte de voltaje.	26
2.10 Costo total del servicio.	26
2.10.1 Costo fijo del generador síncrono.	27
2.10.2 Costo variable del generador síncrono.	28
2.10.2.1 Generador síncrono, operación fuera de sus condiciones nominales.	28
2.10.2.2 Generador síncrono, costo por pérdida de oportunidad.	29

## CAPÍTULO TRES

PLANTEAMIENTO DEL DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA	<b>31</b>
3.1 Problemas de optimización.	33
3.2 Problemas de optimización en los sistemas eléctricos.	34
3.3 Despacho de potencia reactiva ( <i>DPR</i> ).	35
3.4 Control de potencia reactiva.	36
3.5 Problemas restringidos.	37
3.6 Funciones de penalización.	38
3.7 Método del gradiente.	39
3.8 Aplicación del método del gradiente al <i>DPR</i> .	41
3.9 Planteamiento del problema de <i>DPR</i> .	43
3.9.1 Función objetivo.	43
3.9.2 Restricciones de igualdad.	43
3.9.3 Restricciones de desigualdad.	44
3.9.4 Consideración de las restricciones de desigualdad.	44
3.9.5 Definición de variables.	45
3.10 Diagrama de flujo de generalizado.	46

## CAPÍTULO CUATRO

SIMULACIONES	<b>49</b>
4.1 Sistema de cinco nodos.	51
4.1.1 Variación del costo de operación de potencia activa de los generadores, manteniendo constante la demanda de potencia activa y potencia reactiva del sistema.	51
4.1.1.1 Caso uno, costos de operación de potencia activa iguales $C_1(P_{g_1}) = C_2(P_{g_2})$ .	51
4.1.1.2 Caso dos, costos de operación de potencia activa diferentes $C_1(P_{g_1}) > C_2(P_{g_2})$ .	53
4.1.1.3 Caso tres, costos de operación de potencia activa diferentes $C_1(P_{g_1}) < C_2(P_{g_2})$ .	55
4.1.2 Variación de la demanda de potencia activa y potencia reactiva del sistema, con costos de operación iguales.	57
4.2 Sistema de treinta nodos.	65
4.2.1 Caso uno, costos de operación de potencia activa diferentes $C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j})$ .	65
4.2.2 Caso dos, incremento en la demanda del sistema con costos de operación de potencia activa diferentes $C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j})$ .	69
4.3 Conclusiones.	73
4.4 Trabajos futuros.	74

REFERENCIAS	<b>75</b>
APÉNDICE A	<b>79</b>
A.1 Máquina síncrona.	79
A.2 Curva de capacidad.	80
A.3 Generación de potencia reactiva.	80
APÉNDICE B	<b>85</b>
B.1 Sistema de cinco nodos.	85
B.2 Sistema de treinta nodos.	86
B.3 Determinación del costo por el soporte de voltaje, ejemplo.	89
B.3.1 Sistema de cinco nodos, sección 4.1.2.	89
B.3.2 Sistema de treinta nodos, sección 4.2.1.	91
APÉNDICE C	<b>95</b>
C.1 Archivos de datos.	95
C.1.1 Sistema de cinco nodos.	95
C.1.2 Sistema de treinta nodos.	96
C.1.3 Descripción del archivo de datos.	98
C.2 Código del programa desarrollado.	100

## RESUMEN

Los cambios en las estructuras de los sistemas eléctricos de esquemas verticales a esquemas horizontales ha provocado que los sistemas estén formados por cuatro segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Bajo este esquema el operador del sistema es el encargado de administrar y operar de manera económica y segura al sistema. Una de las tareas principales de esta organización junto con la red de transmisión es la de realizar el movimiento de potencia desde los centros de generación hasta los puntos de consumo, no obstante para poder llevar a cabo esta actividad se necesita un conjunto de servicios auxiliares.

En un esquema horizontal, el soporte de voltaje por parte de los generadores es considerado como un servicio auxiliar, el cual, es necesario para la operación del sistema. Si bien la compensación de potencia reactiva en un sistema eléctrico se debe realizar de manera local a través de compensación en derivación, compensadores estáticos, condensadores síncronos y transformadores con cambiador en derivación bajo carga, debido a que el transmitir flujos de potencia reactiva desde los generadores provoca un incremento en las pérdidas del sistema de transmisión; sin embargo aunque la función principal de los generadores síncronos es la producción de potencia activa, de manera implícita éstos generan potencia reactiva bajo ciertas condiciones de operación. Por lo tanto existe la necesidad de determinar un costo por el soporte de voltaje de los generadores, ya que esta acción es considerada como un servicio auxiliar y es retribuida de manera independiente.

En este trabajo, se utiliza el método del gradiente para solucionar el despacho de potencia reactiva y determinar el costo por el soporte de voltaje de cada generador participante en el sistema. El despacho de potencia reactiva está sujeto a restricciones de igualdad que representan las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva de cada nodo y a restricciones de desigualdad que corresponden a los límites en los perfiles de voltaje de todos los nodos del sistema. Las restricciones de igualdad se consideran dentro del problema de optimización con el método de los multiplicadores de Lagrange y las restricciones de desigualdad a partir de funciones de penalización cuadráticas.

El costo total por el soporte de voltaje de cada generador está formado por un costo fijo y un costo variable. El costo fijo se calcula a partir del factor de recuperación anual del capital invertido en el generador. El costo variable depende de las condiciones de operación y del costo por pérdida de oportunidad del generador. Para determinar el costo total por el soporte de voltaje de los generadores, se considera que el mercado de potencia activa ya ha sido resuelto con anterioridad a través de un despacho económico de potencia activa.

Los sistemas utilizados para la evaluación del programa desarrollado son: el sistema de 5 nodos [53] y el sistema de 30 nodos de la IEEE [57].

## ABSTRACT

The changes in the structures of the electric systems of vertical schemes to horizontal schemes have caused that systems be formed by four segments: generation, transmission, distribution and commercialization. Under this scheme the system operator is the one in charge of economic and secure administration and operation from of the system. One of the main tasks of this organization together with the transmission net is achieving the movement of power from the generation centers until the consumption points, however in order to make this activity possible, a group of auxiliary services is needed.

In a horizontal scheme, the voltage support of the generators is considered as an auxiliary service, which is necessary for the operation of the system. Although compensation of reactive power should be achieved in a local way through shunt compensation, static compensators, synchronous condensers and transformers with under load tap changer, because transmitting reactive power flow from generators causes an increment in the transmission system losses, however although the main function of the synchronous generators is the production of active power, in an implicit way these generate reactive power under certain operation conditions. Therefore the need of determining a cost for the voltage support of the generators exists, since this action is considered as an auxiliary service and it is rewarded in an independent way.

In this work, the gradient method is used to solve the reactive power dispatch and determine the cost for voltage support of each participant generator in the system. The reactive power dispatch it is subject to equality restrictions that represent the balance equations of active and reactive power of each node and to inequality restrictions that correspond to limits in the voltage profiles of all the system nodes. The equality restrictions are considered with the Lagrange multipliers method and the inequality restrictions with quadratic penalty functions.

The total cost for voltage support of each generator is formed by a fixed and a variable cost. The fixed cost is calculated from the annual recovery factor of the capital invested in the generator. The variable cost depends on the operation conditions and of the cost for loss of opportunity of the generator. To determine the total cost for the voltage support of generators, it is considered that the market of active power has already been solved previously through an economic dispatch of active power.

The systems used for the evaluation of the developed program are: a 5 nodes system [53] and the IEEE 30 nodes system [57].

## ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	<i>Empresas eléctricas integradas verticalmente.</i>	10
2.2	<i>Empresas eléctricas integradas horizontalmente.</i>	11
2.3	<i>Modelo Pool.</i>	13
2.4	<i>Contratos bilaterales.</i>	13
2.5	<i>Modelo híbrido.</i>	13
2.6	<i>Capacidad del sistema eléctrico nacional, junio 2003.</i>	16
2.7	<i>Comportamiento de la potencia reactiva en función de la potencia activa transmitida para diferentes longitudes de línea.</i>	24
2.8	<i>Relación de potencias generadas y el ángulo del factor de potencia.</i>	29
3.1	<i>Puntos extremos de una función univariable.</i>	33
3.2	<i>Dirección de búsqueda del método del gradiente.</i>	39
3.3	<i>Secuencia de resultados del método del gradiente.</i>	40
3.4	<i>Función de penalización para las magnitudes de voltaje.</i>	45
3.5	<i>Diagrama de flujo generalizado para el DPR y el costo por el soporte de voltaje de los generadores.</i>	46
4.1	<i>Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos, caso uno.</i>	52
4.2	<i>Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos, caso uno.</i>	52
4.3	<i>Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos, caso uno.</i>	52
4.4	<i>Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos, caso uno.</i>	52
4.5	<i>Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos, caso dos.</i>	54
4.6	<i>Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos, caso dos.</i>	54
4.7	<i>Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos, caso dos.</i>	54
4.8	<i>Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos, caso dos.</i>	54
4.9	<i>Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos, caso tres.</i>	56
4.10	<i>Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos, caso tres.</i>	56
4.11	<i>Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos, caso tres.</i>	56
4.12	<i>Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos, caso tres.</i>	56
4.13	<i>Variación de la carga del sistema de cinco nodos.</i>	58
4.14	<i>Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos.</i>	59
4.15	<i>Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos.</i>	59
4.16	<i>Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos.</i>	59
4.17	<i>Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos.</i>	59
4.18	<i>Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia activa del generador del nodo 1 del sistema de cinco nodos.</i>	60
4.19	<i>Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia reactiva del generador del nodo 1 del sistema de cinco nodos.</i>	60
4.20	<i>Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia activa del generador del nodo 2 del sistema de cinco nodos.</i>	60
4.21	<i>Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia reactiva del generador del nodo 2 del sistema de cinco nodos.</i>	60
4.22	<i>Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje del generador 1 del sistema de cinco nodos.</i>	61
4.23	<i>Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje del generador 2 del sistema de cinco nodos.</i>	61

4.24	<i>Costo por el soporte de voltaje del generador 1 y del generador 2 del sistema de cinco nodos.</i>	61
4.25	<i>Costo por el soporte de voltaje de los generadores y costo total de operación del sistema de cinco nodos.</i>	61
4.26	<i>Magnitudes de voltaje de los nodos 1-10, del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	65
4.27	<i>Magnitudes de voltaje de los nodos 11-20, del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	65
4.28	<i>Magnitudes de voltaje de los nodos 21-30, del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	66
4.29	<i>Generación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	66
4.30	<i>Generación de potencia reactiva del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	66
4.31	<i>Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	66
4.32	<i>Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje de los generadores del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	68
4.33	<i>Costo por el soporte de voltaje de los generadores y costo de operación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso uno.</i>	68
4.34	<i>Magnitudes de voltaje de los nodos 1-10, del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	69
4.35	<i>Magnitudes de voltaje de los nodos 11-20, del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	69
4.36	<i>Magnitudes de voltaje de los nodos 21-30, del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	70
4.37	<i>Generación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	70
4.38	<i>Generación de potencia reactiva del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	70
4.39	<i>Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	70
4.40	<i>Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje de los generadores del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	72
4.41	<i>Costo por el soporte de voltaje de los generadores y costo de operación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso dos.</i>	72
A.1	<i>Máquina síncrona, manteniendo su generación de potencia activa constante.</i>	80
A.2	<i>Curva de capacidad de un generador síncrono 635 MVA, 24 kV, factor de potencia 0.9.</i>	82
A.3	<i>Curva de capacidad, incremento de potencia activa.</i>	82
A.4	<i>Curva de capacidad, potencia activa constante.</i>	83
A.5	<i>Curva de capacidad, reducción de potencia activa.</i>	83
B.1	<i>Sistema de cinco nodos.</i>	85
B.2	<i>Sistema de treinta nodos.</i>	86

## ÍNDICE DE TABLAS

2.1	<i>Funciones básicas de las empresas eléctricas.</i>	9
2.2	<i>Servicios auxiliares obligatorios para los clientes de la red de transmisión.</i>	21
3.1	<i>Problemas de optimización en los sistemas eléctricos.</i>	34
4.1	<i>Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos, caso uno</i> $C_1(P_{g_1}) = C_2(P_{g_2})$ .	51
4.2	<i>Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos, caso dos</i> $C_1(P_{g_1}) > C_2(P_{g_2})$ .	53
4.3	<i>Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos, caso tres</i> $C_1(P_{g_1}) < C_2(P_{g_2})$ .	55
4.4	<i>Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos.</i>	62
4.5	<i>Solución del DPR y costos del sistema de treinta nodos, caso uno</i> $C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j})$ .	67
4.6	<i>Solución del DPR y costos del sistema de treinta nodos, caso dos</i> $C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j})$ .	71
B.1	<i>Límites de operación, sistema de cinco nodos.</i>	85
B.2	<i>Costos de operación de potencia activa, sistema de cinco nodos.</i>	85
B.3	<i>Datos de la red, sistema de cinco nodos.</i>	86
B.4	<i>Costos de los generadores [18], sistema de cinco nodos.</i>	86
B.5	<i>Límites de operación, sistema de treinta nodos.</i>	87
B.6	<i>Costos de operación de potencia activa, sistema de treinta nodos.</i>	87
B.7	<i>Datos de la red, sistema de treinta nodos.</i>	88
B.8	<i>Costos de los generadores, sistema de treinta nodos.</i>	88

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

$C_i(P_{g_i})$ :	<i>Costos de generación de potencia activa de la unidad <math>i</math>.</i>
$a$ :	<i>Coeficiente de la curva de entra-salida del generador.</i>
$b$ :	<i>Coeficiente de la curva de entra-salida del generador.</i>
$c$ :	<i>Coeficiente de la curva de entra-salida del generador.</i>
$P_{g_i}$ :	<i>Potencia activa generada por la unidad <math>i</math>.</i>
$P_D$ :	<i>Potencia activa demandada del sistema.</i>
$P_{g_i, \min}$ :	<i>Límite mínimo para la generación de potencia activa de la unidad <math>i</math>.</i>
$P_{g_i, \max}$ :	<i>Límite máximo para la generación de potencia activa de la unidad <math>i</math>.</i>
$ng$ :	<i>Número de generadores.</i>
$E_S$ :	<i>Magnitud de voltaje en el nodo de envío.</i>
$P_S$ :	<i>Potencia activa en el nodo de envío.</i>
$Q_S$ :	<i>Potencia reactiva en el nodo de envío.</i>
$E_R$ :	<i>Magnitud de voltaje en el nodo de recepción.</i>
$P_R$ :	<i>Potencia activa en el nodo de recepción.</i>

$Q_R$ :	<i>Potencia reactiva en el nodo de recepción.</i>
$P_0$ :	<i>Potencia natural de la línea.</i>
$P_l$ :	<i>Pérdidas de potencia activa en la línea de transmisión.</i>
$Q_l$ :	<i>Pérdidas de potencia reactiva en la línea de transmisión.</i>
$R$ :	<i>Resistencia en serie de la línea de transmisión.</i>
$X$ :	<i>Reactancia inductiva de la línea de transmisión.</i>
$I$ :	<i>Corriente a través de la línea de transmisión.</i>
$C_t$ :	<i>Costo total del servicio.</i>
$C_f$ :	<i>Costo fijo del generador.</i>
$C_v$ :	<i>Costo variable del generador.</i>
$\sigma_{g_i}$ :	<i>Factor de recuperación del capital del generador <math>i</math>.</i>
$I_{g_i}$ :	<i>Capital invertido en el generador <math>i</math>.</i>
$i_{g_i}$ :	<i>Interés anual del generador <math>i</math>.</i>
$n_{g_i}$ :	<i>Vida útil del generador <math>i</math>.</i>
$C_{f_{g_i}}$ :	<i>Costo fijo del generador <math>i</math>.</i>
$\theta_{g_i}$ :	<i>Ángulo del factor de potencia del generador <math>i</math>.</i>
$Q_{g_i}$ :	<i>Potencia reactiva generada por la unidad <math>i</math>.</i>
$S_{g_i}$ :	<i>Potencia aparente del generador <math>i</math>.</i>
$Cv'_{g_i}$ :	<i>Costo variable del generador <math>i</math>, por operar fuera de sus condiciones nominales.</i>
$\tau_{g_i}$ :	<i>Relación de potencias generadas.</i>
$Cv''_{g_i}$ :	<i>Costo variable del generador <math>i</math>, por pérdida de oportunidad.</i>
$P_g$ :	<i>Punto de generación de potencia activa del generador.</i>
$\lambda_e$ :	<i>Costo de cada MW/hr.</i>
$(Q_b - Q_a)$ :	<i>Incremento en la generación de potencia reactiva del generador.</i>
$f(x)$ :	<i>Función objetivo.</i>
$g(x)$ :	<i>Restricciones de igualdad.</i>
$h(x)$ :	<i>Restricciones de desigualdad.</i>
$m$ :	<i>Número de restricciones de igualdad.</i>
$ne$ :	<i>Número de restricciones de desigualdad.</i>
$P_k$ :	<i>Pérdidas de potencia activa en el sistema transmisión.</i>
$v_i$ :	<i>Magnitud de voltaje del nodo <math>i</math>.</i>
$v_{i,\min}$ :	<i>Límite mínimo para la magnitud de voltaje del nodo <math>i</math>.</i>
$v_{i,\max}$ :	<i>Límite máximo para la magnitud de voltaje del nodo <math>i</math>.</i>
$\delta_{ij}$ :	<i>Diferencia angular entre el nodo <math>i</math> y el nodo <math>j</math>.</i>
$g_{ij}$ :	<i>Conductancia de la línea de transmisión entre los nodos <math>i - j</math>.</i>
$nl$ :	<i>Conjunto de líneas de transmisión.</i>
$P_{D_i}$ :	<i>Potencia activa demanda en el nodo <math>i</math>.</i>
$P_S$ :	<i>Potencia activa inyectada por el nodo compensador.</i>
$P_{cte.}$ :	<i>Generación y demanda de potencia activa sin cambio en el sistema.</i>

$P_k$ :	<i>Pérdidas de potencia activa en el sistema transmisión.</i>
$nc$ :	<i>Conjunto de nodos de carga.</i>
$L$ :	<i>Función de Lagrange.</i>
$\lambda$ :	<i>Multiplicadores de Lagrange.</i>
$n$ :	<i>Número de variables independientes.</i>
$H$ :	<i>Función de penalización en función de las restricciones de desigualdad <math>h</math>.</i>
$r$ :	<i>Factor de penalización.</i>
$\nabla f(x)$ :	<i>Gradiente de la función <math>f(x)</math>.</i>
$y_{ij}$ :	<i>Admitancia del elemento <math>i</math>-<math>j</math>.</i>
$\theta_{ij}$ :	<i>Ángulo de la admitancia del elemento <math>i</math>-<math>j</math>.</i>
$G_{ii}$ :	<i>Suma de conductancias conectadas al nodo <math>i</math>.</i>
$B_{ii}$ :	<i>Suma de susceptancias conectadas al nodo <math>i</math>.</i>
$\alpha$ :	<i>Longitud de paso para el método del gradiente.</i>
$nn$ :	<i>Número de nodos.</i>
$u$ :	<i>Vector de variables de control del despacho de potencia reactiva.</i>
$S_{g_i}$ :	<i>Potencia aparente generada por la unidad <math>i</math>.</i>
$V_i$ :	<i>Voltaje en terminales del generador <math>i</math>.</i>
$I_a$ :	<i>Corriente de armadura.</i>

## ABREVIATURAS

<b>OIS:</b>	<i>Operador Independiente del Sistema.</i>
<b>FPO:</b>	<i>Flujos de Potencia Óptimos.</i>
<b>Cogen:</b>	<i>Compañías de generación.</i>
<b>Cotrans:</b>	<i>Compañías de transmisión.</i>
<b>Codis:</b>	<i>Compañías de distribución.</i>
<b>PX:</b>	<i>Power Exchange.</i>
<b>Coes/Cores:</b>	<i>Compañías de servicio de energía minorista.</i>
<b>CFE:</b>	<i>Comisión Federal de Electricidad.</i>
<b>MEM:</b>	<i>Mercado Eléctrico Mayorista.</i>
<b>OED:</b>	<i>Organismo Encargado del Despacho.</i>
<b>NEM:</b>	<i>National Electricity Market.</i>
<b>NEMMCO:</b>	<i>National Electricity Market Management Company.</i>
<b>SIC:</b>	<i>Sistema Interconectado Central.</i>
<b>CDEC:</b>	<i>Centro de Despacho Económico de Carga.</i>
<b>CAISO:</b>	<i>California Independent System Operator.</i>
<b>PJM:</b>	<i>Pennsylvania, Maryland and New Jersey.</i>
<b>NGC:</b>	<i>National Grid Company.</i>
<b>DPR:</b>	<i>Despacho de Potencia Reactiva.</i>
<b>KKT:</b>	<i>Karush-Kuhn-Tucker.</i>

---

# CAPÍTULO UNO

## PRESENTACIÓN

Las estructuras de los sistemas eléctricos han estado cambiando de esquemas verticales a esquemas horizontales. El incremento en la demanda y el cambio de estructura provoca que los sistemas eléctricos operen cerca de sus límites técnicos. Un esquema horizontal está formado por cuatro segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Únicamente en la generación y comercialización se establece un ambiente de competencia y las áreas de transmisión y distribución permanecen bajo un monopolio.

En un sistema eléctrico independientemente de su esquema, el operador del sistema es un elemento fundamental para su funcionamiento, bajo una estructura horizontal el operador independiente del sistema (*OIS*), es el responsable de administrar, operar de manera económica y segura al sistema, esta organización junto con la red de transmisión se encargan del movimiento de potencia activa desde los puntos de generación hasta los centros de consumo. Pero mientras que el movimiento de potencia activa es considerado como una tarea primaria para el *OIS*, esta actividad involucra un conjunto de servicios auxiliares (*SA*), el término auxiliar no quiere decir que sean de importancia secundaria [1] ya que han sido reconocidos como parte fundamental para la operación del sistema; una de las obligaciones del *OIS* es la de identificar los servicios necesarios para el movimiento de potencia activa.

Este trabajo está orientado al servicio de soporte de potencia reactiva de los generadores, basado en la minimización de las pérdidas del sistema de transmisión y considerando que el costo en el que incurren los generadores que contribuyen con este servicio, está formado por un costo fijo basado en la recuperación anual del capital invertido en el generador y un costo variable dependiente de las condiciones de operación y del costo por pérdida de oportunidad. Asumiendo que el punto de operación de potencia activa para los generadores participantes en el sistema ya ha sido resuelto con anterioridad.

## 1.1 Objetivo.

Establecer un costo por el soporte de voltaje de los generadores participantes en el sistema y determinar su contribución de potencia reactiva, aplicando el método del gradiente para solucionar el despacho óptimo de potencia reactiva, considerando restricciones de igualdad que corresponden a las ecuaciones de balance de potencia de cada nodo y restricciones de desigualdad para los límites en los perfiles de voltaje del sistema.

## 1.2 Justificación.

Los cambios estructurales que han estado sufriendo las compañías eléctricas que operan bajo un esquema regulado en varios países, principalmente tienen el objetivo de crear competencia a nivel generación; sin embargo estos cambios motivan la separación de los generadores y la red de transmisión, provocando la creación de un conjunto de servicios para la operación del sistema, uno de estos servicios corresponde al soporte de voltaje de los generadores. La potencia reactiva debido al flujo de potencia activa es inevitable, el establecer los costos y los elementos que la aportan es necesario para mantener la seguridad y economía del sistema. En este trabajo se determina la contribución de potencia reactiva de los generadores y su costo por el soporte de voltaje, utilizando un despacho óptimo de potencia reactiva.

## 1.3 Estado del arte.

Se han desarrollado modelos para determinar el costo por el soporte de voltaje con la creación de mercados de potencia reactiva. En 1998 en Inglaterra y Wales se creó este tipo de estructura y está fundamentada en dos componentes de pago uno por capacidad y otro por utilización; bajo este esquema el pago por utilización es la componente dominante [2]. En [3,4,5,6] consideran que este costo se debe determinar en un mercado de potencia reactiva, definiendo la capacidad y la utilización como los elementos de pago, en [3,5] la componente de pago por utilización se determina con la medición de la generación de potencia reactiva de cada máquina y [4,6] establece que cada generador debe proporcionar al OIS una función cuadrática que represente el costo de generación de potencia reactiva, para que él determine el punto de operación de cada máquina con la solución de un problema de optimización sujeto a restricciones del sistema; sin embargo no definen la manera de como obtener la función cuadrática de cada generador.

*Kankar Bhattacharya* no establece dos componentes para determinar el costo por el soporte de voltaje y se basa en recibir ofertas de reactivos de todos los generadores del sistema, definiendo el pago para cada generador con una curva de producción de potencia reactiva formada por tres zonas: en la primera parte los generadores no reciben ninguna remuneración por que considera que la potencia reactiva generada es

empleada por los servicios propios de la planta, en la segunda zona se tiene un costo constante en función de la potencia reactiva generada y la última región es un cargo variable y sólo se aplica cuando las máquinas reducen su producción de potencia activa para incrementar su generación de potencia reactiva [7].

El análisis del costo de la potencia reactiva motivó el uso y en algunos casos la modificación del modelo de flujos de potencia óptimos (*FPO*), estos cambios han sido orientados hacia la importancia del costo marginal de la potencia reactiva, ya que las investigaciones realizadas establecen que proporciona información tanto a los usuarios así como a los operadores del sistema.

Los trabajos basados en *FPO*, que minimizan los costos de generación de potencia activa son [8,9]. *Maxwell Muchayi* opina que el precio spot puede marcar una estructura económica para el servicio por el soporte de voltaje y es útil para la definición de tarifas de porteo. El autor determina este precio a partir *FPO* y precisa que para el caso de la potencia reactiva los clientes hacen un pago justo de la cantidad de reactivos consumidos, en lugar del uso de penalizaciones por bajo factor de potencia y concluye que la variación del factor de potencia de las cargas tiene muy poco efecto en el precio de la potencia activa, pero un peso específico para el de la potencia reactiva [9].

En [10] se modifica el planteamiento clásico de *FPO* y combina los problemas de planeación y costo de la potencia reactiva en una sola estructura para recuperar el costo de instalación de capacitores y con un análisis de costo beneficio propone su colocación. La función objetivo utilizada en este trabajo está formada por el costo de generación de potencia activa y el costo de instalación de los capacitores. Otro trabajo basado en un análisis de costo beneficio y *FPO* es propuesto en [11], en donde el soporte de voltaje por parte de los elementos del sistema es evaluado calculando la sensibilidad de las pérdidas del sistema de transmisión con respecto al soporte de potencia reactiva.

*Y. Dai* estudia la variación del precio spot de la potencia reactiva cambiando la función objetivo, el factor de potencia de la carga y los límites de voltaje del sistema. En su trabajo minimiza el costo de inversión de los capacitores, el costo de generación de potencia activa y reactiva de cada máquina. El autor concluye que el precio marginal de la potencia reactiva puede ser despreciado cuando el sistema no se encuentre en su demanda máxima [12,13].

*V. Leonardo Paucar* presenta una formulación para el precio de la potencia activa y reactiva. Su propuesta la realiza analizando de manera independiente cada caso. Para la potencia activa minimiza el costo de producción, tomando en cuenta restricciones en los generadores y en las líneas de transmisión. En el caso de la potencia reactiva también minimiza el costo de producción y las pérdidas del sistema de transmisión considerando límites en los perfiles de voltaje y en la generación de potencia reactiva, los dos problemas están sujetos a las restricciones de igualdad del sistema [14].

También se han establecido estructuras de pago sin la creación de un mercado de potencia reactiva, [15] propone que el precio de las unidades de generación esté formado por un costo fijo y un costo variable, la parte fija se determina en base a la recuperación anual de la inversión del generador, de donde se desglosa la parte proporcional por la generación de potencia reactiva con el triángulo de potencia bajo condiciones nominales, la parte variable la determina con el costo de operación del

generador y con la remuneración del costo por la pérdida de oportunidad; [16] desarrolla una metodología para asignar el costo por el servicio de control de voltaje y potencia reactiva, especifica que los dispositivos que proporcionan el control de voltaje son equipos controlables y no controlables. Utiliza el método de sensibilidades lineales para asignar el costo por regulación de voltaje y el método de estampilla postal para el costo por el servicio de reserva rodante de potencia reactiva.

En [17] el costo por el servicio está integrado por un costo fijo y un costo variable, la parte fija del servicio de regulación de voltaje también se determina con el uso de sensibilidades lineales, para la reserva rodante de potencia reactiva su costo es definido con la identificación de áreas reactivas en el sistema y los beneficiarios del servicio con el método de estampilla postal tomado como referencia la potencia activa de carga. La parte variable la establecen con el costo de oportunidad de los generadores sincronizados y el costo de arranque de las unidades que pueden ser sincronizadas.

También existen trabajos que plantean la manera de como adquirir el servicio de soporte de voltaje y la evaluación de la compensación local de potencia reactiva en los sistemas de distribución.

En [18] define que hay dos alternativas que pueden ser adoptadas para conseguir este servicio: una de ellas es que los participantes del sistema lo proporcionen y la otra es la creación de un medio ambiente comercial. Propone que para superar el problema de localización hay que dar incentivos a generadores cercanos a los centros de demanda para que participen completamente con el servicio y estimular la corrección del factor de potencia en las redes de distribución.

*Shangyou Hao* plantea que la manera de que el OIS determine los requerimientos de potencia reactiva en ciertas áreas del sistema sea calculando una constante, la cual muestra el impacto en las pérdidas de potencia reactiva debido a cambios en la demanda del sistema, cuando esta constante alcanza valores elevados el autor lo considera como un indicativo de la necesidad de potencia reactiva en el área [19].

En [20] evalúa los resultados de la compensación local en una red de distribución, establece que se logra un mejor perfil de voltaje instalando capacitores en varios nodos de la red, en lugar de colocar una capacidad equivalente de reactivos en un nodo cercano o frontera al sistema de transmisión; por lo tanto concluye que se deben distribuir fuentes de potencia reactiva a través de las compañías de transmisión y distribución para realizar la compensación de potencia reactiva de manera local.

## **1.4 Aportación.**

Se desarrolló una herramienta computacional en el programa FORTRAN 90, para solucionar el despacho de potencia reactiva utilizando el método del gradiente y establecer un costo por el soporte de voltaje de los generadores.

## **1.5 Estructura.**

El trabajo contiene cuatro capítulos. En el capítulo uno se presenta el objetivo, justificación, estado del arte y aportación del trabajo.

En el segundo capítulo se hace una breve descripción de la integración de los sistemas eléctricos después de los cambios estructurales, el conjunto de servicios auxiliares que han sido reconocidos y la situación de la industria eléctrica del país; en la última sección de este capítulo se muestra la manera en la que se determina el costo por el soporte de voltaje de los generadores participantes en el sistema.

El capítulo tres presenta el planteamiento general de los problemas de optimización así como su aplicación en los sistemas eléctricos, se describe la función objetivo utilizada en el despacho de potencia reactiva, el tipo de restricciones consideradas, los objetivos de la coordinación de las fuentes de potencia reactiva y el método de solución utilizado en este trabajo.

En el cuarto y último capítulo son evaluados dos sistemas de prueba para determinar el costo por el soporte de voltaje de los generadores, se realizan varios casos considerando diferentes costos de operación de potencia activa de los generadores participantes y se presenta las conclusiones y trabajos futuros del trabajo.

Se anexan tres apéndices que están formados por la curva de capacidad del generador síncrono, datos y condiciones iniciales de los sistemas de prueba y el código del programa desarrollado.

---

# CAPÍTULO DOS

## SERVICIOS AUXILIARES

Por más de cien años las empresas eléctricas se mantuvieron operando bajo una estructura regulada. Con el interés en los recursos energéticos, desde los años 70's se inicio la búsqueda por mejorar el uso de estos recursos.

Los primeros cambios en la regulación y estructuración de los sistemas eléctricos se inicio en América Latina, Chile en 1982 fue el primer país en comenzar con estas modificaciones y algunos países de la misma región también cambiaron sus estructuras de manera gradual [21]. Las razones de estas reformas varían de un lugar a otro, sin embargo se establece que en el proceso de transformación lo importante no es introducir presión competitiva sino mejorar la eficiencia en los procesos y en la toma de decisiones [22].

El operador del sistema ha sido un elemento fundamental desde el inicio de los sistemas eléctricos, aún bajo un esquema horizontal juega un papel muy importante en su mantenimiento y desarrollo. Una de las tareas que realiza esta entidad después de la descentralización, es el movimiento de potencia activa desde los centros de generación a los sitios de consumo, lo que involucra un conjunto de SA necesarios para llevar acabo esta actividad. Los SA reconocidos como obligatorios para la operación del sistema son: operación de reservas, soporte de voltaje, seguimiento de carga, pérdidas en el sistema de transmisión y desequilibrio de energía.

En este capítulo se trata de manera generalizada el esquema en el que se han desarrollado las empresas eléctricas, así como la definición e implicación que tienen los SA no sólo en el movimiento de potencia activa sino también en la seguridad del sistema.

## 2.1 Estructura de las empresas eléctricas.

El esquema inicial de las compañías eléctricas, fue a través de inversiones privadas o el estado tomo posesión e iniciativa de las inversiones para la evolución de estas empresas, este tipo de organización permaneció por más de cien años y aún hasta la fecha algunos sistemas continúan operando con esta estructura [1]. Con esta disposición, las empresas han sido especificadas como compañías eléctricas integradas verticalmente (tradicional) y realizan principalmente tres funciones en el sistema eléctrico: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, *tabla 2.1*.

Bajo una estructura vertical, las empresas tienen concedido un monopolio absoluto por parte del estado o gobierno local, el cual les garantiza todos los derechos para producir y vender energía eléctrica en un territorio o área determinada [1].

La exclusividad sobre un territorio en específico implica que estas compañías tienen la obligación de servir a todos los clientes que soliciten el servicio y tiene el compromiso de realizar en conjunto las tres actividades, sin embargo también se encarga de comercializar la energía. La operación y planeación del sistema se llevan a cabo por entidades dependientes a la misma compañía eléctrica, el precio de la energía es asignado y regulado generalmente por organismos relacionados con el estado [1,21], la *figura 2.1* muestra el esquema de una empresa eléctrica integrada verticalmente.

A inicios de los años 80's, algunas naciones cambiaron la estructura de sus empresas eléctricas [1]. Las razones por las cuales se inicio este proceso varía de un lugar a otro, algunos argumentos orientados hacia la justificación de estas reformas son: (i) principalmente que la competencia podría ser la mejor manera para animar la inversión y el funcionamiento en las compañías eléctricas [1], (ii) la existencia de crisis, manejos ineficientes y pérdidas de fuentes de inversión y (iii) en América Latina las modificaciones han sido principalmente por decisiones políticas y económicas [21].

*Tabla 2.1. Funciones básicas de las empresas eléctricas.*

Función	Descripción
Generación	Producción de potencia eléctrica a partir de la conversión de alguna fuente de energía.
Transmisión	Transportación de la potencia eléctrica desde los centros de generación, regularmente de grandes distancias.
Distribución	Entrega local a los consumidores, que provoca la separación de los volúmenes de potencia eléctrica.

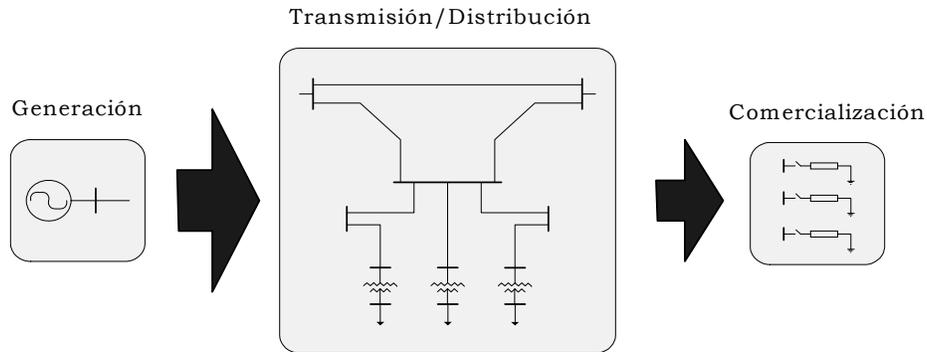


Figura 2.1. Empresas eléctricas integradas verticalmente.

Las nuevas estructuras están constituidas principalmente por cuatro segmentos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Aunque en ocasiones se puede considerar a los bloques de transmisión y distribución como un solo segmento [23].

En cada uno de los segmentos existen compañías independientes que tienen el mismo objetivo, ya sea en el sentido comercial o en el de servicio; las cuatro compañías formadas después de estos cambios son [1, 24, 25]:

*Compañías de generación (Cogen):* constituidas por unidades de generación, producen potencia eléctrica y pueden venderla en su sitio o transportarla a través de las líneas de transmisión, los objetivos de estas compañías son: cumplir con sus contratos establecidos, ofrecer un atractivo precio para los consumidores en el sistema y asegurar la recuperación de los costos en los que incurren las empresas por la producción de energía, así como obtener una parte razonable de utilidades para las compañías.

*Compañías de transmisión (Cotrans):* realizan el movimiento de potencia activa desde los lugares de generación a los centros de consumo, fijando un costo por su servicio.

*Compañías de distribución (Codis):* son propietarios y operan el sistema de distribución, están encargados de entregar la energía de manera local y sus ingresos los obtienen de un cargo por el uso de la red.

*Compañías de servicio de energía minorista (Coes y/o Cores):* están encargadas de obtener su energía al menor costo para poder abastecer la demanda de sus clientes, en algunas estructuras también pueden brindar otro tipo de servicio.

Sólo en dos de los cuatro segmentos se desarrollan condiciones de competencia. El primero es en la generación, que está formado por varias compañías, no se permite un monopolio y debe existir competitividad entre varias empresas independientes, estas empresas tienen en común un objetivo en el sentido comercial, ellas se mantienen en este ambiente en base a sus ingresos generados por las ventas de energía.

El segundo lugar en donde se presenta un ambiente competitivo es en la comercialización, estas empresas compran energía directamente a los generadores, el movimiento de potencia se lleva a cabo por la renta de un espacio en el sistema de transmisión y distribución. En los segmentos de transmisión y distribución se mantiene un monopolio franco y regulado, en donde pueden existir compañías de manera regional o local, las cuales prestarán sus servicios en un territorio asignado.

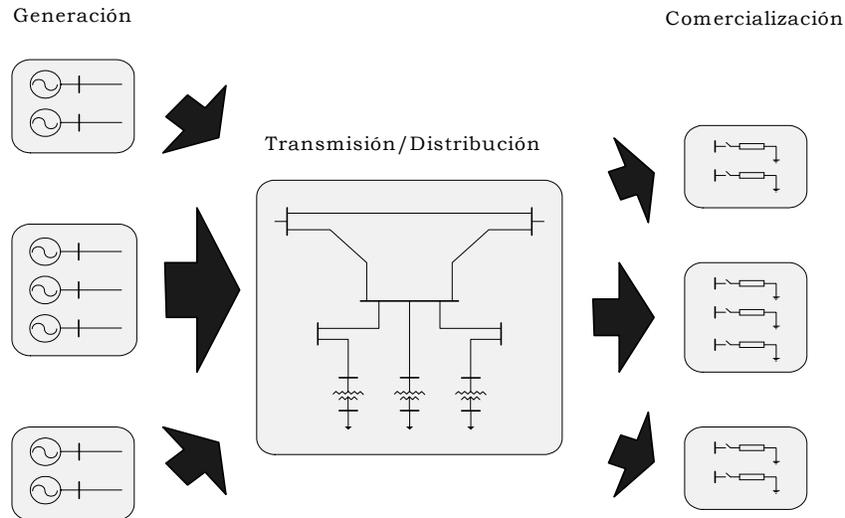


Figura 2.2. Empresas eléctricas integradas horizontalmente.

Existen dos razones por la que permanece el monopolio en estos segmentos, una es por motivos económicos y otra es que debe de existir un acceso abierto en ambos sistemas, es decir la red de transmisión y distribución pueden ser usados por cualquier participante del sistema que los solicite y no sólo por una empresa [1].

La figura 2.2 muestra un esquema de un sistema eléctrico reestructurado formado principalmente por cuatro segmentos. Este tipo de estructura también es conocido como esquema horizontal.

Con los cambios en las estructuras, el sistema queda constituido de manera general por cuatro compañías (*Cogen, Cotrans, Codis y Cores/Coes*) [1,24,25]. La organización de estos segmentos para el funcionamiento del sistema es realizada por una sola entidad, que se crea de manera indirecta, ya que con las estructuras de integración vertical esta función la realizan organismos dependientes a las mismas empresas eléctricas. Después de la reestructuración estas organizaciones son independientes y son denominados como *OIS*.

## 2.2 Operador independiente del sistema.

El *OIS* es un organismo autónomo producto de la reestructuración, él no participa de manera directa con los integrantes en el mercado ni sigue intereses comerciales en el sistema. Principalmente adquiere el papel de coordinador central y tiene como objetivo mantener un sistema seguro y confiable. Asume la responsabilidad de coordinar a las empresas de generación, las compañías de transmisión-distribución y a las empresas comercializadoras. El *OIS* maneja el sistema de transmisión regulando que todos los participantes reciban un trato equitativo [1]. Con el compromiso de operar la red de transmisión, el *OIS* debe conocer y tomar acciones correctivas para minimizar el impacto de un disturbio [26]. Esta organización no posee ninguna unidad de generación, sin embargo tiene la obligación de garantizar la capacidad de generación de las máquinas sincronizadas, para poder participar en el balanceo o equilibrio del mercado y asegurar reservas de potencia para mantener la confiabilidad del sistema.

## **2.3 Esquemas de mercado.**

Con los cambios en las estructuras de las empresas eléctricas, los participantes del mercado compradores y vendedores de energía eléctrica desean obtener el máximo beneficio en sus transacciones de compra y venta, buscando en todo momento cumplir lo mejor posible los compromisos adquiridos. Para el consumidor es de gran importancia conocer la cantidad de potencia que debe comprar para suministrar los requerimientos de sus usuarios, sin embargo el vendedor siempre tiene como objetivo central, asegurar la venta de su energía en los mejores términos posibles [1]. Los medios y la manera en la que se realiza la comercialización para ofertar y llevar a cabo las ventas de energía, es una de las principales decisiones a tomar y efectuar después de la reestructuración; de manera general los tres modelos de mercado propuestos son: pool, contratos bilaterales y modelo híbrido.

### **2.3.1 Modelo Pool.**

El pool está constituido por un *OIS*, en este tipo de estructura sólo hay un comprador que adquiere la potencia necesaria para satisfacer la demanda, normalmente el operador del pool es el responsable llevar a cabo el despacho económico de las unidades participantes [1].

Todas las compañías realizan ofertas que están constituidas por su capacidad disponible y su precio. Aunque las unidades más eficientes ofrecen al pool un precio bajo, el precio de la energía en este tipo de modelo es determinado por el último generador despachado para alcanzar la demanda. Los precios en el modelo pool pueden ser muy volátiles ya que la carga y disponibilidad de las fuentes varía constantemente [24]. En este esquema se tiene un sólo comprador y normalmente todos los participantes pagan el mismo precio por la energía. La *figura 2.3* muestra esta estructura.

### **2.3.2 Contratos bilaterales.**

En este tipo de esquema están involucrados consumidores y compañías de generación, los consumidores de manera individual o en grupo, consiguen acuerdos bilaterales con los generadores. Tanto compradores y vendedores pueden hacer un trato o acordar los precios de la energía bajo las condiciones en las que ellos pacten. Los contratos pueden ser administrados por el *OIS* o llevarse a cabo fuera de él; sin embargo se les puede exigir que den a conocer públicamente algunos o todos los detalles de la transacción [1]. Algunos clientes pueden tener contratos con más de un proveedor para cubrirse de que un generador no cumpla con sus acuerdos. Las desigualdades entre las transacciones las puede manejar físicamente el *OIS* a través de contratos con otros generadores capaces de cubrir las necesidades a corto plazo [24,25]. Bajo estos contratos el generador suministra energía a un precio acordado a un comprador, al mismo tiempo ambos se protegen de la volatilidad de los precios de la energía. La principal diferencia de este esquema con el modelo pool, es que *OIS* no tienen que agrupar toda la generación disponible para determinar el precio y el despacho de las unidades [24].

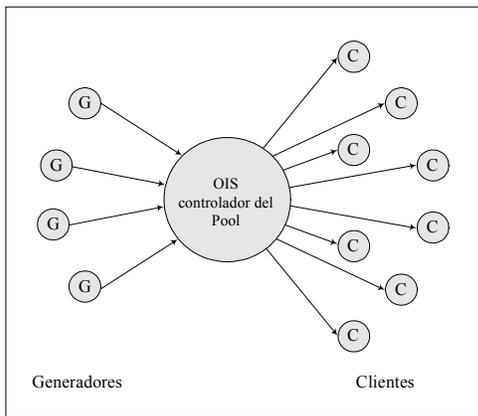


Figura 2.3. Modelo Pool.

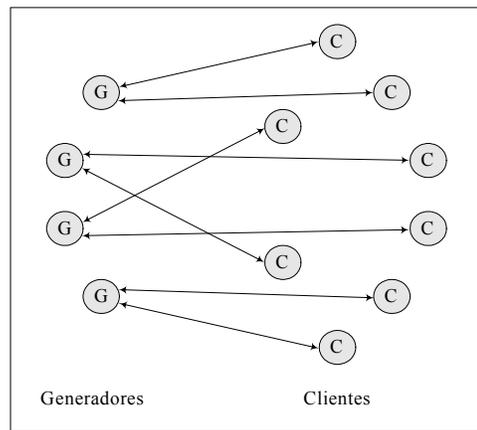


Figura 2.4. Contratos bilaterales.

Con esta estructura los compradores conocen a sus proveedores y normalmente en el mercado no existe un precio homogéneo para todos los participantes. La figura 2.4 muestra este tipo de esquema.

### 2.3.3 Modelo híbrido.

Este modelo se ha desarrollado de las dos estructuras anteriores y es definido como híbrido, en él se permite que las compañías de generación realicen contratos a largo plazo con cualquier cliente y el pool está disponible para los participantes que no quieran adquirir compromisos a través de los contratos bilaterales [25]. Este tipo de estructura se aplicó en el mercado de California, en donde existe otra entidad llamada *Power Exchange (PX)*, en ella los compradores introducen sus necesidades y el precio que están dispuestos a pagar, sin embargo también los vendedores proporcionan información sobre la capacidad disponible y el precio que ellos esperan recibir [1]. En la figura 2.5 se muestra este modelo.

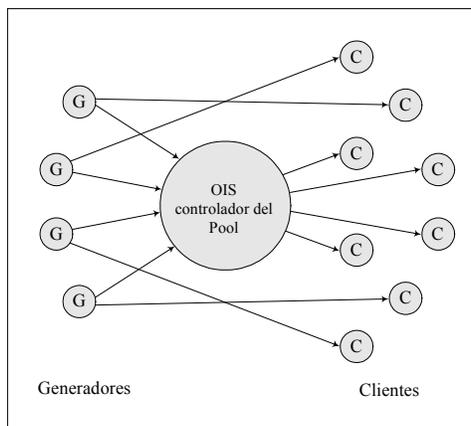


Figura 2.5. Modelo híbrido.

## 2.4 Despacho económico.

El problema de despacho económico consiste en minimizar el costo de generación de potencia activa de  $N$  unidades de generación térmicas. Este costo se representa por una curva de entra-salida, la entrada es el costo del combustible y la salida la potencia activa generada de cada unidad. Normalmente la curva es aproximada a un polinomio cuadrático:

$$C_i(P_{g_i}) = a + bP_{g_i} + cP_{g_i}^2 \quad (2.1)$$

donde  $P_{G_i}$  es la potencia activa generada y  $a, b, c$  son coeficientes constantes del polinomio. La función objetivo utilizada para el despacho económico es la sumatoria de las curvas de entra-salida de las unidades [27]:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i=1}^{ng} C_i(P_{g_i}) \\ \text{s.a} \quad & P_D - \sum_{i=1}^{ng} P_{g_i} = 0 \\ & P_{g_i,\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i,\max} \end{aligned} \quad (2.2)$$

donde:  $C_i(P_{g_i})$ : Costo de generación de potencia activa de la unidad  $i$ .  
 $P_{g_i}$ : Potencia activa generada por la unidad  $i$ .  
 $P_D$ : Potencia activa demandada del sistema.  
 $P_{g_i,\min}$ : Límite mínimo para la generación de potencia activa de la unidad  $i$ .  
 $P_{g_i,\max}$ : Límite máximo para la generación de potencia activa de la unidad  $i$ .  
 $ng$ : Número de generadores.

El estado de operación de un sistema eléctrico varía en respuesta a las fluctuaciones de la demanda y frecuencia. El principal objetivo técnico en la operación en tiempo real del sistema, es suministrar la potencia necesaria para las variaciones de la demanda de los consumidores usando las fuentes de generación disponible del sistema, de tal manera que [28]:

1. Los costos de operación del sistema incluyendo las pérdidas de la red de transmisión sean mínimos.
2. El precio que los consumidores paguen por la potencia esté sujeto a regulaciones gubernamentales, de tal manera que los costos totales de la potencia generada estimada sean cubiertos con un margen de ganancia adecuado.

3. Hay suficiente potencia disponible en el sistema para suministrar la demanda actual pronosticada en base a estadísticas de años anteriores más un margen de reservas para cubrir las desviaciones actuales de la carga y afrontar la salida de algún elemento.
4. La calidad de la potencia debe ser adecuada para satisfacer al consumidor, es decir, el voltaje y la frecuencia estén dentro de un rango establecido.
5. El sistema sea seguro, es decir, minimizar salidas.

En un sistema eléctrico regulado el despacho económico es usado para seguir las variaciones de la demanda en tiempo real. El despacho económico se desarrolla en periodos de cinco a treinta minutos y se programa la generación de las plantas en servicio para seguir la tendencia de la carga; sin embargo el coordinador del sistema también debe proyectar que unidades deben ser operadas en los periodos subsecuentes. Para lograr esta función se usa la asignación de unidades, en donde deben considerarse restricciones como almacenamientos de agua para plantas hidroeléctricas y el tiempo para reiniciar la operación de unidades térmicas ya que pueden tardar de una a diez horas [27,28].

La naturaleza competitiva de un sistema eléctrico desregulado ha sido hasta ahora, a través de la creación de mercados eléctricos en donde se compra y vende potencia. Sólo los desbalances resultados del mercado son tratados en línea, típicamente en respuesta a las desviaciones de la frecuencia. Los dos diferentes mecanismos de mercado son:

1. Mercado eléctrico primario en donde se proporcionan la demanda pronosticada.
2. Mercado para el control de la frecuencia en donde se asegura que ésta permanezca dentro de sus límites operativos.

Las funciones de asignación de unidades y despacho económico en un sistema eléctrico desregulado pueden lograrse a través de varias estructuras de mercados eléctricos primarios [28].

## **2.5 Antecedentes de la industria eléctrica nacional [29].**

Antes de la década de los 90's, se percibía a la industria eléctrica como un monopolio natural, de tal forma que la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica se lleva a cabo por una empresa verticalmente integrada.

En 1937 en México sólo tres empresas ofrecían el servicio de energía eléctrica al 38% de la población. Estas empresas se dedicaban principalmente a los mercados urbanos, sin contemplar en sus planes de expansión a las poblaciones rurales. Debido a esto en ese mismo año se creó la Comisión Federal de Electricidad (*CFE*) que su primera tarea fue construir plantas de generación para satisfacer la demanda existente y en 1938 se promulgó la Ley de la Industria Eléctrica, esta ley excluía la posibilidad de inversión extranjera, reducía los plazos para concesiones de generación y distribución.

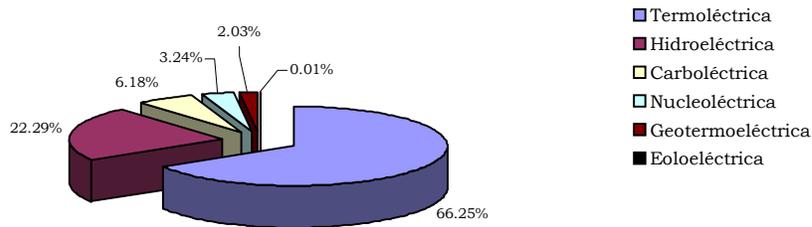


Figura 2.6. Capacidad del Sistema Eléctrico Nacional, junio 2003.

Durante ese año, la empresa tenía 64 kW de capacidad y durante los ocho años posteriores alcanzó los 45 mil 594 kW. Esta situación motivó al presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica en septiembre de 1960.

Actualmente, la capacidad instalada en el país es de 42067.88 MW [29] de los cuales el 66.25% corresponde a generación termoeléctrica, 22.29% a hidroeléctrica, 6.18% a centrales carboeléctricas, 2.03% a geotermoeeléctricas, 3.24% a nucleoeeléctricas y 0.01% a eoloeléctrica, figura 2.6.

En México, desde 1992 se ha permitido la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica, sin embargo, en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica también se introducen conceptos relacionados con la operación del sistema eléctrico nacional. Con respecto a la generación de energía eléctrica se define [30,31]:

*Autoabastecimiento:* energía eléctrica destinada a satisfacer necesidades propias, con excedentes a disposición de CFE.

*Cogeneración:* energía eléctrica generada utilizando excedentes de energía térmica o combustibles producidos en otros procesos industriales. Los excedentes de energía eléctrica se pueden a disposición de la CFE, o se exportan.

*Pequeña producción:* proyectos cuya capacidad no exceda 30 MW y con la totalidad de su producción para su venta a CFE o para la exportación. O bien, proyectos con capacidad de hasta 1 MW, con el total de la producción destinada a satisfacer pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio.

*Producción independiente:* generación con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a la exportación o a su venta a CFE estando ésta legalmente obligada a celebrar convenios con los permisionarios.

*Importación-exportación:* importación para usos propios. Exportación de energía procedente de cogeneración, pequeña producción y producción independiente.

*Servicios de transmisión:* los particulares podrán construir las líneas de transmisión que necesiten, o bien solicitar el servicio a CFE.

En base a lo establecido por la Ley existen operando 235 permisos otorgados vigentes [29] bajo las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, productor independiente, importación y exportación de energía. La capacidad instalada por los productores externos es de 19443.17 MW que corresponde aproximadamente al 35% de la capacidad instalada total [29,32].

Dentro de este marco legal, en el despacho y operación del sistema eléctrico nacional se debe considerar [31]:

*Planeación de la operación a corto plazo:* la CFE debe llevar a cabo una estimación de la producción de energía eléctrica que despachará de cada productor externo para cada uno de los subsecuentes tres meses. Dichas predicciones serán vinculadas a los permisionarios al inicio de cada mes.

*Predespacho:* la CFE debe realizar un plan detallado de la operación de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional, un día antes de la operación. Los pormenores del día siguiente para cada productor externo serán comunicados a los permisionarios a más tardar a las tres de la tarde.

*Despacho económico en tiempo real:* el nivel de generación de las unidades sincronizadas.

*Acceso al sistema de transmisión:* CFE puede brindar el servicio de transmisión a los permisionarios que lo soliciten, proporcionando, operando y manteniendo el sistema de transmisión que se utilice para las transacciones de importación, exportación o autoabastecimiento con generación y demanda balanceada pero localizadas en diferentes puntos del sistema.

El objetivo de la operación del sistema eléctrico nacional en el contexto del nuevo marco legal del Servicio Público de Energía Eléctrica no sólo seguirá siendo la operación segura y económica del sistema, ofreciendo un servicio de calidad; sino que además se cuidará a los nuevos elementos que intervienen productivamente y se obtengan los beneficios potenciales que ofrecen las disposiciones de la Ley, sin eliminar las ventajas de la coordinación centralizada, sin embargo, es importante notar que el buen funcionamiento de la industria dependerá en gran medida de la buena voluntad de los participantes [31].

## **2.6 Servicios auxiliares.**

En un sistema eléctrico, independientemente que esté bajo un esquema vertical u horizontal, son necesarios un conjunto de servicios y actividades para su operación. En empresas integradas verticalmente, el operador del sistema coordina las fuentes necesarias para suministrar estos servicios y la remuneración de éstos son una parte indistinguible de los ingresos totales. Bajo un sistema descentralizado, los servicios son tratados como un artículo independiente de la producción de energía y el responsable de identificar y adquirir cada uno de los servicios es el OIS [1,3].

El nombre y la descripción de estos servicios varía, en algunos lugares son denominados como auxiliares, complementarios o conexos y son definidos como: *los servicios auxiliares son aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores. Estos servicios comprenden acciones que afectan a la transacción (programación y despacho de servicios) y los servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema durante una transacción (seguimiento de carga y soporte de energía reactiva)* [33].

El número de servicios auxiliares identificados varía desde seis hasta casi treinta. A continuación se describe 24 servicios especificados por [33,34]:

1. *Control del sistema*: este servicio programa las unidades de generación, fuentes de transmisión y las transacciones antes de realizarse. También se considera como parte de este servicio el monitoreo de la red de transmisión y algunas unidades de generación en línea para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda.
2. *Servicio administrativo*: es la facturación y servicios relacionados con el suministro de energía.
3. *Respaldo automático de suministro*: involucra la programación de los servicios de capacidad y energía requerida, para reemplazar la capacidad de recursos existentes.
4. *Desprendimiento automático de carga*: este servicio proporciona mecanismos de control y despacho de cargas, para la recuperación del sistema ante reducciones bruscas en la generación o incrementos rápidos en la demanda.
5. *Programación dinámica*: es la medición de la producción de un generador así como otros parámetros que son críticos para el control de sistema, normalmente se realiza cada dos u ocho segundos, la señal medida es enviada a los centros de control.
6. *Desbalance de energía*: considera el uso de generación para igualar cualquier diferencia de las transacciones programadas y las actuales.
7. *Regulación de frecuencia*: incluye el uso de unidades generadoras en línea que están equipadas con gobernadores y controles automáticos de generación, que pueden cambiar su generación rápidamente para rastrear en cada momento las fluctuaciones de carga o generación. Con el objetivo de mantener la frecuencia y minimizar las diferencias entre los flujos de potencia programados y los actuales.
8. *Despacho de generación*: el servicio proporciona algoritmos para que minuto a minuto se despache los recursos de generación para abastecer la demanda.
9. *Programación de generación*: programa los recursos de generación para el suministro de la demanda.

10. *Seguimiento de carga:* utiliza equipos de generación en línea para rastrear los cambios de la carga entre horas. A diferencia de las fluctuaciones de minutos que normalmente no está relacionada con los clientes.
11. *Regulación de carga:* lo constituyen algoritmos de control que permiten cambios horarios en la generación para ajustarse a variaciones en la carga.
12. *Soporte de potencia reactiva y control de voltaje:* este servicio incluye el suministro de potencia reactiva de las fuentes de generación, para la operación del sistema de transmisión, considerando la capacidad de ajustar en forma continúa el voltaje de la red de transmisión, en respuesta a modificaciones en el sistema.
13. *Medición de servicios:* monitoreo de la capacidad y suministro de energía.
14. *Reserva rodante:* usa equipo de generación que está en línea y sincronizado que puede incrementar su producción inmediatamente, en respuesta a alteraciones en la frecuencia y estar disponible en diez minutos para corregir el desbalance entre la carga y la generación provocado por la salida de una máquina o línea. Este servicio es proporcionado por cualquier generador conectado a la red y eléctricamente cercano al área de control y que las limitaciones de la red transmisión eviten la importación de esta potencia.
15. *Reservas suplemental:* es el uso de equipo de generación e interrupción de carga para corregir el desequilibrio entre la carga y la generación, provocado por salidas de generadores o líneas. La reserva suplemental difiere de la rodante, sólo en que la suplemental no necesita responder inmediatamente a las salidas de elementos en el sistema. El servicio lo suministra cualquier generador que esté eléctricamente cerca del área de control y que las limitaciones del sistema de transmisión no eviten la importación de esta potencia.
16. *Reservas de respaldo:* los clientes compran este servicio para protegerse contra salidas de unidades de generación que abastecen su energía o contra las pérdidas en la red de transmisión. El soporte de respaldo es proporcionado por cualquier generador que este eléctricamente cerca del sistema de control y no exista ningún problema para importar esta potencia. A diferencia de las reservas suplemental y rodante, que son servicios que el sistema requiere por confiabilidad, el soporte de respaldo es un servicio comercial que puede apoyar individualmente a cada transacción.
17. *Planificación de reservas:* es la capacidad total necesaria para proveer en forma segura las reservas en períodos largos de tiempo.
18. *Suministro local de reactivos:* incluye el suministro de fuentes locales de potencia reactiva en los puntos de carga del sistema de transmisión, con el objetivo de asegurar un nivel de voltaje apropiado.
19. *Calidad de servicios:* son los equipos y servicios para la eliminación de armónicas e incrementar la confiabilidad en el suministro local.

20. *Compensación de pérdidas de potencia activa:* es el equipo de generación para compensar las pérdidas en el sistema de transmisión.
21. *Arranque en negro:* es habilidad de unidades de generación para iniciar su operación sin soporte del sistema eléctrico. Esta capacidad es coordinada por el operador y es esencial cuando se presenta interrupciones grandes y aislamientos en el sistema; estas unidades arrancan y generar potencia para que otras unidades inicien su operación. Este servicio tal como el control de voltaje depende de su localización, aunque pueden limitar a otros participantes a proveer el servicio.
22. *Programación estática:* este servicio incluye algoritmos de control para establecer programaciones específicas hora a hora para la transmisión de potencia.
23. *Despacho de transmisión:* despacha minuto a minuto, el sistema de transmisión.
24. *Estabilidad de la red:* es el uso de equipos en unidades de generación (estabilizadores) o en el sistema de transmisión (Transmisión en Corriente Directa y Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna). Este servicio tal como el soporte de potencia reactiva y el arranque en negro, depende de su ubicación.

Estos son algunos servicios auxiliares identificados y relacionados con la seguridad, confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. Los encargados de suministrarlos pueden ser generadores, proveedores del sistema de transmisión, el OIS y compañías de distribución, sin embargo cada servicio puede ser proporcionado por más de una sola entidad. Una característica entre ellos es el tiempo de disponibilidad de cada uno, ya que puede variar desde segundos hasta semanas.

También existe correlación directa entre ellos, es decir, algunos están disponibles una vez que otros son suministrados aunque esto no se generaliza para todos. Por ejemplo el soporte local de potencia reactiva tiene relación directa con el soporte de potencia reactiva de los generadores, la regulación de carga con la regulación de frecuencia, la compensación de pérdidas con el desbalance de energía, la programación estática con la programación dinámica [29].

En la *tabla 2.2* se muestra que servicios auxiliares son suministrados directamente por el operador del sistema, sin embargo la *FERC* (Federal Energy Regulatory Comisión) especifica que ciertos servicios pueden ser adquiridos de manera independiente por los involucrados en la transacción, por medio de un tercer participante o también existe la opción de ser proporcionados directamente a través de sus propios recursos.

Tabla 2.2. Servicios auxiliares obligatorios para los clientes de la red de transmisión [33].

Servicio	Descripción	Tiempo
<b>Servicios que el operador del sistema ofrece y el cliente está obligado a adquirir</b>		
Control del sistema.	Planeación de la generación y las transacciones antes de que se realicen y control de algunos generadores en línea para mantener el equilibrio en el sistema.	Seg. → hr.
Soporte de potencia reactiva y control de voltaje de fuentes de generación.	El inyectar o absorber potencia reactiva de los generadores para mantener los voltajes del sistema de transmisión dentro de sus rangos requeridos.	Seg.
<b>Servicios que el operador del sistema ofrece pero el cliente lo puede adquirir de él, de un tercer participante o proporcionarlo él mismo</b>		
Regulación.	Uso del gobernador y control automático de generación para mantener minuto a minuto el equilibrio entre la generación y la carga.	min.
Reserva rodante.	Reducción en la capacidad de generación que está sincronizada, para responder inmediatamente para corregir los desequilibrios entre la generación y la carga, provocados por las salidas de generadores y líneas de transmisión; debe estar disponible en 10 minutos.	Seg. < 10 min.
Reserva suplemental.	Provisión en la capacidad de generación para corregir los desequilibrios entre generación y carga, causados por la salida de un elemento de generación o transmisión.	10 min.
Desbalance de energía.	El uso de la generación para corregir cada hora las desigualdades entre las transacciones actuales y las programadas entre los proveedores y sus clientes.	Cada hora
<b>Servicios que el operador del sistema no ofrece</b>		
Seguimiento de carga.	El uso de la generación para determinar las variaciones diarias de carga.	hrs.
Reservas de respaldo.	Capacidad de generación que puede estar disponible en una hora para ser usada como respaldo en las reservas de operación y con propósitos comerciales.	30 → 60 min.
Pérdidas de potencia activa.	El uso de generación para compensar las pérdidas del sistema de transmisión.	Cada hora
Programación dinámica.	Medición en línea para transferir algunos o todos los generadores de una área de control a otra.	Seg.
Arranque en negro.	La habilidad de una unidad de generación para iniciar su operación sin la asistencia del sistema y ayudar a otras unidades en su arranque.	Con interrupciones
Estabilidad de la red.	El uso de equipo especial para mantener la seguridad en el sistema de transmisión.	Ciclos

## 2.7 Obtención de servicios auxiliares [34].

El tipo y la oferta de servicios auxiliares varía de un lugar a otro, existe un conjunto de servicios que han sido definidos como necesarios para el sistema. A continuación se describe brevemente los organismos encargados de adquirir y administrar estos servicios en los mercados eléctricos de Argentina, Australia, Chile, Estados Unidos (California, Pennsylvania, Maryland y New Jersey) e Inglaterra.

*Argentina*; este sistema está formado por la red de transmisión, un centro de operación y despacho, clientes de generación, instalaciones de distribución y consumidores finales; que son administrados por *CAMMESA* (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima). El mercado eléctrico argentino *MEM* (Mercado Eléctrico Mayorista) está conformado por tres sectores: a término, corto plazo y sistemas de estabilización. Los servicios auxiliares en este mercado son ofrecidos principalmente por los generadores, los cuales deben poner a disposición del *OED* (Organismo Encargado del Despacho) toda la información técnica referente al generador, especialmente para conocer los sistemas de control de las unidades. Los servicios ofrecidos son: control de frecuencia primaria, control de frecuencia secundaria, control de voltaje y despacho de potencia reactiva.

*Australia*; el mercado australiano *NEM* (National Electricity Market) es operado por *NEMMCO* (National Electricity Market Management Company) y define a los servicios auxiliares como necesarios para poder alcanzar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Por lo tanto la responsabilidad de adquirirlos recae en el operador del sistema, quien tiene que pagar los servicios y él cobrar por su adquisición y administración a los usuarios. Su obtención se hace a través de contratos bilaterales con duración de uno a tres años con los proveedores. Los servicios auxiliares pueden ser abastecidos por cualquier participante del mercado eléctrico. En este sistema se ofrecen los siguientes servicios: control de frecuencia, control de voltaje, control de estabilidad, control de carga en la red y arranque del sistema.

*Chile*; la red eléctrica de este país está formada principalmente por siete sistemas, el más grande es el *SIC* (Sistema Interconectado Central). La carga del sistema se clasifica en pequeños clientes y grandes consumidores. Con el objetivo de operar al mínimo costo, los generadores crearon el centro *CDEC* (Centro de Despacho Económico de Carga) que tiene las funciones de planificar la operación del sistema a corto, mediano y largo plazo, calcular los costos marginales y coordinar los mantenimientos de las unidades de generación. El suministro de servicios auxiliares corresponde a un conjunto de decisiones hechas por *CDEC*, en este sistema se ofrecen principalmente cuatro tipos de servicios: potencia reactiva, control de frecuencia, margen de operación y el arranque en negro.

*Estados Unidos*; la *FERC* define a los servicios de regulación, reservas rodantes, reservas no rodantes, reemplazo de reservas, soporte de potencia reactiva y arranque en negro como necesarios para la operación del sistema. En California se formó el *PX* (Power Exchange) y el *CAISO* (California Independent System Operator) ambos son independientes entre sí, la función del primero es la de facilitar la comercialización de energía y la del *CAISO* la de mantener la seguridad del sistema. En el sistema de *PJM* sólo hay una entidad que desempeña las funciones de *PX-ISO*; en estos sistemas existen mercados de servicios auxiliares que se manejan de manera paralela al mercado de energía, la administración y tipo de servicios auxiliares se apega a lo establecido por la *FERC* y en cada uno de estos sistemas los servicios auxiliares están separados del mercado energético.

*Inglaterra*; la compra y venta de energía eléctrica se lleva a cabo por generadores y distribuidores independientes que transportan la energía por medio de la red de transmisión, que es administrada y propiedad de la *NGC* (National Grid Company). La *NGC* se encarga de proveer los servicios auxiliares que adquiere de los generadores; los servicios requeridos son divididos en: obligatorios (los generadores están obligados a proveer) y comerciales (adicionales por parte de los generadores). Los servicios auxiliares se manejan a través de la *NGC* que establece contratos con los generadores para su suministro y remunerados con un excedente que se cobra a las compañías de distribución.

Los servicios ofrecidos son: potencia reactiva, control de frecuencia, arranque en negro y manejo de reservas. La *NGC* procura conseguirlos de fuentes económicas disponibles, contratar cantidades suficientes y asegurar su suministro.

## **2.8 Soporte de potencia reactiva.**

La potencia reactiva es inevitable para la transferencia de potencia activa en el sistema de transmisión, el flujo de reactivos provoca cambios en los perfiles de voltaje que son muy importantes en el control del sistema eléctrico.

En las empresas eléctricas integradas verticalmente, éstas poseen y operan los recursos de potencia reactiva y el pago de los consumidores por el suministro de potencia reactiva se hace en base a la penalización del factor de potencia de su carga. Bajo circunstancias de desregulación, las obligaciones y derechos de los propietarios de las fuentes de potencia reactiva se vuelve un problema que afecta no sólo a la recuperación de las inversiones en la industria eléctrica, sino también a la seguridad del sistema [35].

El determinar el costo de generación de potencia reactiva no es fácil de obtener por [6]:

1. La propia generación de potencia reactiva.
2. El comportamiento de la potencia reactiva con el sistema de transmisión.
3. El papel que juega el soporte reactivo en la operación del sistema.

El primer punto está relacionado con los diferentes dispositivos de generación de potencia reactiva que hay en el sistema, el segundo se refiere a las pérdidas en la red de transmisión y el último punto se presenta por el acoplamiento entre las magnitudes de voltaje y la potencia reactiva.

La potencia reactiva es un parámetro muy significativo y tiene un enlace directo con las magnitudes de voltaje del sistema. En cada instante debe cumplirse el balance de reactivos entre la generación y la carga, mantener este equilibrio es necesario para proteger y conservar la operación del sistema; ya que un exceso de potencia reactiva implica una elevación en los perfiles de voltaje y un déficit provoca su abatimiento [36].

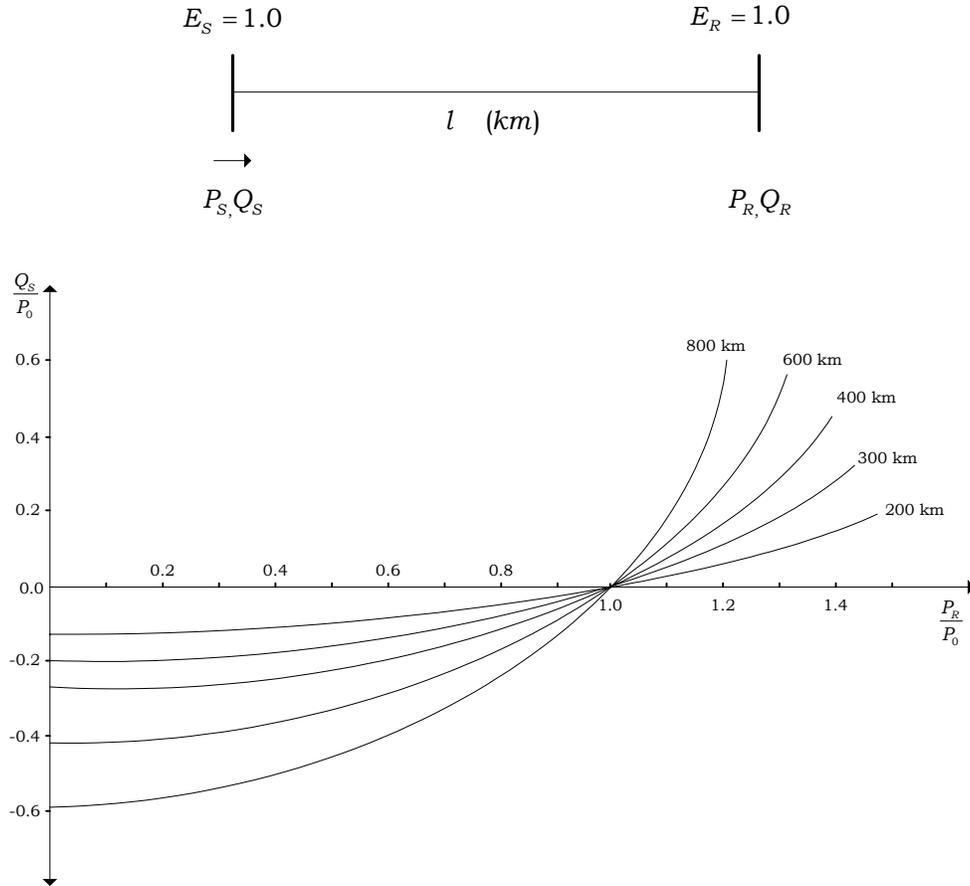


Figura 2.7. Comportamiento de la potencia reactiva en función de la potencia activa transmitida para diferentes longitudes de línea [36].

Los recursos usados para controlar los flujos de potencia reactiva son los generadores, condensadores síncronos, compensadores estáticos, capacitores, reactores y transformadores.

Aunque existe una división entre los dispositivos que son empleados para la regulación de voltaje como los elementos en derivación y transformadores. Los generadores, condensadores y compensadores son considerados como dinámicos y están relacionados no sólo con la regulación de voltaje sino también son necesarios para mantener reservas de potencia reactiva y poder afrontar alguna contingencia en el sistema [36].

La figura 2.7 muestra los requerimientos de potencia reactiva para diferentes longitudes de línea en función de su potencia activa transmitida, tanto la potencia activa y potencia reactiva son normalizadas por la potencia natural de la línea,  $E_S, P_S, Q_S, E_R, P_R$  y  $Q_S$  son las magnitudes de voltaje, potencias activas y potencias reactivas en el nodo de envío y en el nodo de recepción respectivamente.

Las líneas de transmisión pueden ser consideradas como fuentes o cargas de potencia reactiva ya que con una carga ( $P$ ) inferior a su potencia natural ( $P_0$ ) la línea genera potencia reactiva ( $Q$ ) y con una carga superior a  $P_0$  la línea demandara potencia

reactiva del sistema, sólo cuando la línea opera con carga igual a  $P_0$  el perfil de voltaje a lo largo de la línea es constante y el flujo de potencia reactiva es cero, esta condición es considerada óptima en la operación del sistema [36].

La inyección de potencia reactiva también envuelve criterios de selectividad, ya que técnicamente se debe evitar el transporte de potencia reactiva a través de la red de transmisión, en las siguientes ecuaciones [36] se puede observar que un incremento en la potencia reactiva transmitida provoca un aumento en las pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema.

$$\begin{aligned} P_l &= RI^2 = R \frac{P_R^2 + Q_R^2}{E_R^2} \\ Q_l &= XI^2 = X \frac{P_R^2 + Q_R^2}{E_R^2} \end{aligned} \quad (2.3)$$

donde:

- $P_l$  : Pérdidas de potencia activa en la línea de transmisión.
- $Q_l$  : Pérdidas de potencia reactiva en la línea de transmisión.
- $R$  : Resistencia en serie de la línea de transmisión.
- $X$  : Reactancia inductiva de la línea de transmisión.
- $I$  : Corriente a través de la línea de transmisión.
- $P_R$  : Potencia activa en el nodo de recepción.
- $Q_R$  : Potencia reactiva en el nodo de recepción.
- $E_R$  : Magnitud de voltaje en el nodo de recepción.

Por esta razón las fuentes de potencia reactiva se deben distribuir en el sistema y realizar la compensación de reactivos de manera local.

En un sistema desregulado la energía eléctrica y los servicios involucrados son vistos como un artículo por parte de los proveedores, ellos necesitan asegurar los costos en los que se incurren por generar el servicio, así como recuperar una porción correspondiente a utilidades. El soporte de potencia reactiva es manejado como un servicio independiente de la energía eléctrica, sin hacer a un lado su relación existente entre ambas.

En el sistema eléctrico de Chile los responsables de prestar este servicio se dividen entre los productores y consumidores. Las empresas distribuidoras o los clientes finales asumen la responsabilidad de corregir el factor de potencia. Por otro lado la regulación de voltaje está generalmente en manos de los productores. En Argentina los generadores deben enviar al *OED* la curva de capacidad de cada unidad, el *OED* determina los postulantes capaces de ingresar al sistema. Una vez establecida la participación de los generadores ellos deben cumplir con: cada generador se compromete a entregar el 90% del límite de potencia reactiva en cualquier punto de operación, en forma transitoria entrega el 100% de su capacidad durante 20 minutos continuos. Por otro lado el sistema de transmisión pone a disposición del *MEM* todos sus recursos para el control del voltaje [34]. En el estado de California, el *CAISO* puede pedir a un generador producir potencia reactiva y si esta unidad está fuera de sus límites se realiza un pago por el concepto de oportunidad de operación, basado en el

redespacho ordenado [37]. En estos casos el soporte de potencia reactiva y el arranque en negro son servicios que se realizan a partir de contratos anuales con los generadores.

Existe otro tipo de medio para poder adquirir este servicio, el 1° de abril de 1998 en Inglaterra y Wales se estableció el primer mercado de potencia reactiva. El mercado está estructurado en servicios obligatorios y comerciales, en la parte obligatoria se recibe un pago implícito definido como utilización (potencia reactiva generada), en los servicios comerciales los generadores realizan ofertas de potencia reactiva y reciben pagos tanto por capacidad y por utilización, independientemente que perciban remuneraciones por el servicio obligatorio [2].

## 2.9 Determinación del costo por el soporte de voltaje.

El costo total  $C_t$  a corto plazo es la suma de todos los costos en los que se incide durante un proceso productivo [38]. Dentro del costo total existen costos que deben ser cubiertos aunque la producción sea igual a cero, es decir, son independientes de los niveles de producción y son definidos como costos fijos. También hay costos variables  $C_v$  que son dependientes del índice productivo. Por lo tanto los costos totales a corto plazo son la suma de los costos fijos y los variables. Los costos fijos son denominados también como explícitos o directos y están relacionados con los costos de inversión, mantenimiento y administración. Los costos variables identificados como implícitos o indirectos son los costos involucrados alrededor del proceso de producción, así como el conjunto de energéticos necesarios.

## 2.10 Costo total del servicio.

El costo por el soporte de potencia reactiva se determina en base a un costo total, como se mencionó anteriormente está compuesto por dos componentes, una parte fija y otra variable:

$$C_t = C_f + C_v \quad (2.4)$$

donde:

- $C_t$  : Costo total del servicio [\$/hr].
- $C_f$  : Costo fijo del generador.
- $C_v$  : Costo variable del generador.

Este trabajo está orientado hacia la determinación de los costos por el soporte de potencia reactiva de los generadores a partir de un costo fijo y un costo variable. La evaluación de este costo no es fácil ya que las unidades de manera implícita no sólo generan potencia activa.

La parte fija del costo está dirigida a la recuperación de los costos de inversión de los generadores que proporcionan el servicio. El costo variable está relacionado con las condiciones de operación de los generadores y el costo por pérdida de oportunidad.

### 2.10.1 Costo fijo del generador síncrono.

La función principal de los generadores es producir potencia activa, sin embargo también pueden absorben o generar potencia reactiva, esta función en un sistema eléctrico desregulado se reconoce como un servicio auxiliar, por lo tanto el costo fijo de los generadores por suministrar soporte de potencia reactiva se calcula a partir del factor de recuperación del capital, este factor se utiliza para determinar la recuperación anual del capital invertido en el generador, a partir de un interés establecido y un periodo de tiempo [18]:

$$\sigma_{g_i} = I_{g_i} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2.5)$$

donde:  $\sigma_{g_i}$  : Factor de recuperación del capital del generador  $i$ .  
 $I_{g_i}$  : Capital invertido en el generador  $i$ .  
 $i_{g_i}$  : Interés anual del generador  $i$ .  
 $n_{g_i}$  : Vida útil del generador  $i$ .

Por lo tanto el costo fijo por el soporte de potencia reactiva del generador se calcula con la recuperación anual del capital invertido en términos de los MVA generados y usando el triángulo de potencia para obtener la parte proporcional de MVar [15,18]:

$$Cf_{g_i} = \left[ \frac{\sigma_{g_i}}{8760S_{g_i}} \right] \text{sen} \theta_{g_i} Q_{g_i} \quad (2.6)$$

$i \in ng$

donde:  $Cf_{g_i}$  : Costo fijo del generador  $i$ , [\$/hr].  
 $\sigma_{g_i}$  : Recuperación anual del generador  $i$ .  
 $\theta_{g_i}$  : Ángulo del factor de potencia del generador  $i$ .  
 $Q_{g_i}$  : Potencia reactiva del generador  $i$ .  
 $S_{g_i}$  : Potencia aparente del generador  $i$ .  
 $ng$  : Conjunto de nodos de generación.

## 2.10.2 Costo variable del generador síncrono.

El costo variable por el soporte de voltaje de los generadores está formado por dos componentes, un costo variable por operar fuera de sus condiciones nominales y el costo por la pérdida de oportunidad del generador.

### 2.10.2.1 Generador síncrono, operación fuera de sus condiciones nominales.

El costo variable del servicio cuando el generador no opera en sus condiciones nominales se obtiene con la ecuación 2.7, gran parte de éste se calcula de manera equivalente al costo fijo (ecuación 2.6), sin embargo este costo variable está en términos  $\tau_{g_i}$ . La variable  $\tau_{g_i}$  representa la variación del ángulo del factor de potencia con respecto a la potencia activa y reactiva generada, como se puede observar en la *figura 2.8*, se define a  $\tau_{g_i}$  con una función cuadrática, independientemente que el generador opere de manera subexcitado o sobreexcitado. El cálculo de este costo se realiza con la siguiente ecuación [15,18]:

$$Cv'_{g_i} = \left[ \frac{\sigma_{g_i}}{8760S_{g_i}} \right] \text{sen} \theta_{g_i} \tau_{g_i} Q_{g_i} \quad (2.7)$$

$i \in ng$

- donde:
- $Cv'_{g_i}$  : Costo variable del generador  $i$ , por operar fuera de sus condiciones nominales [\$/hr].
  - $\sigma_{g_i}$  : Recuperación anual del generador.
  - $\theta_{g_i}$  : Ángulo del factor de potencia del generador  $i$ .
  - $Q_{g_i}$  : Potencia reactiva del generador  $i$ .
  - $S_{g_i}$  : Potencia aparente nominal del generador  $i$ .
  - $\tau_{g_i}$  : Relación de potencias generadas  $\left| \frac{Q_{g_i}}{P_{g_i}} \right|$ .
  - $ng$  : Conjunto de nodos de generación.

Para definir la función cuadrática de la *figura 2.8*, se considera el valor absoluto de la relación  $\left| \frac{Q_{g_i}}{P_{g_i}} \right|$ , ya que cuando el generador opera de manera subexcitada la potencia reactiva generada y el ángulo del factor de potencia son negativos. El factor de potencia nominal de todos los generadores considerado en este trabajo es de 0.9 atrasado, por lo tanto cuando el  $fp \cong 0.9$  el costo variable  $Cv'_{g_i} \cong 0$ .

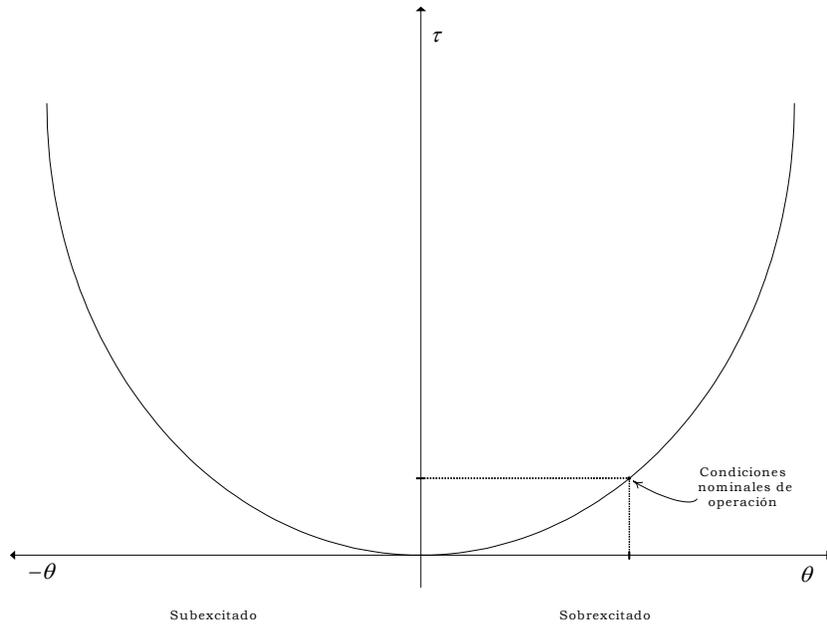


Figura 2.8. Relación de potencias generadas y el ángulo del factor de potencia.

### 2.10.2.2 Generador síncrono, costo por pérdida de oportunidad.

Un generador síncrono es diseñado para producir potencia activa bajo sus condiciones nominales, sin embargo por las características de la curva de capacidad existe un punto en el cual para incrementar la generación de potencia reactiva, es necesario reducir la producción de potencia activa (Apéndice A). Esta acción es definida como costo por pérdida de oportunidad [7]. Este costo representa una compensación por la reducción en la generación de potencia activa, que puede significar el dejar de recibir ingresos por la venta potencia activa en el mercado primario.

En este trabajo el costo por pérdida de oportunidad se expresa como un costo variable del generador; definiendo esta expresión en términos del incremento de potencia reactiva [18]:

$$CV_{g_i}'' = \frac{\lambda_e(P_a - P_b) - [C_i(P_a) - C_i(P_b)]}{(Q_b - Q_a)} \quad (2.8)$$

$i \in ng$

- donde:  $CV_{g_i}''$  : Costo variable del generador  $i$ , por pérdida de oportunidad [\$/hr].  
 $P_a$  : Punto de generación de potencia activa del generador.  
 $(Q_b - Q_a)$  : Incremento en la generación de potencia reactiva del generador.  
 $\lambda_e$  : Costo de cada MW/hr.  
 $C_i(\bullet)$  : Costo de operación.  
 $ng$  : Conjunto de nodos de generación.

---

# CAPÍTULO TRES

## PLANTEAMIENTO DEL DESPACHO DE POTENCIA REACTIVA

En 1962 Carpentier fue el primero en presentar la formulación con programación no lineal para el despacho económico.

El problema de despacho económico es considerado como la base en el desarrollo de flujos de potencia óptimos (*FPO*), algunos problemas que han sido planteados con *FPO* son la minimización de pérdidas del sistema de transmisión, costos de inversión y tiempo de restauración en el suministro de energía.

Los cambios en las estructuras de las empresas eléctricas han incrementado el uso de *FPO*, debido a la necesidad de calcular un costo apropiado para cada participante en el mercado sin dejar de considerar la seguridad del sistema [39,40].

En el desarrollo de este capítulo se presenta el planteamiento para el despacho de potencia reactiva, en donde, la función objetivo y restricciones son no lineales. La solución del problema se realiza con el método del gradiente (descendente acelerado), en el cual la función objetivo y restricciones se agrupan en una sola función, las restricciones de igualdad son incorporadas a esta nueva función utilizando el método de los multiplicadores de Lagrange y las restricciones de desigualdad son consideradas con funciones de penalización cuadráticas; por lo que el problema original es llevado a un problema no restringido.

### 3.1 Problemas de optimización.

Un problema de optimización es un modelo matemático en donde se desea minimizar o maximizar una función, es decir, minimizar: costos, pérdidas de energía, suma de errores, etc. o maximizar ganancias, calidad, eficiencia, etc. [41]. La *figura 3.1* ilustra los puntos extremos (máximos y mínimos) de una función univariable  $f(x)$  en el intervalo  $a \leq x \leq b$ . La condición necesaria que deben cumplir los puntos extremos es que la primera derivada de la función sea igual a cero [42].

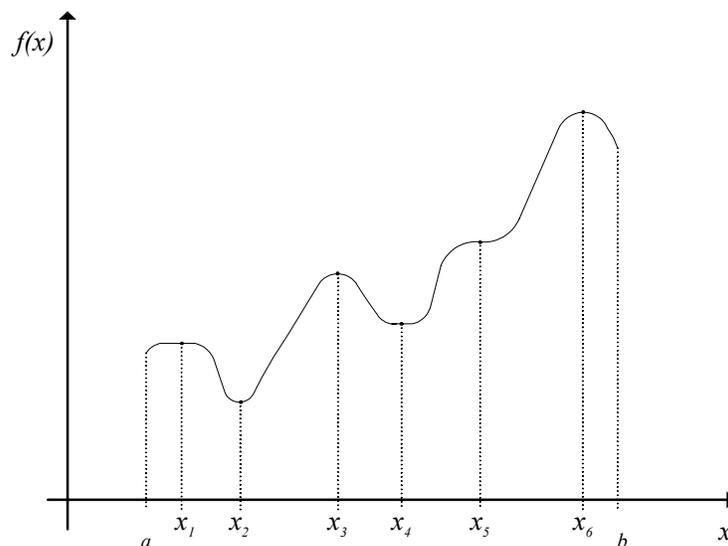
El máximo global o absoluto de la función (*figura 3.1*) es  $f(x_6)$  ya que  $f(x_6) = \max\{f(x_1), f(x_3), f(x_6)\}$ , mientras que  $f(x_1)$  y  $f(x_3)$  son máximos locales o relativos. Si bien  $x_1$  es un máximo, este punto es definido como débil, porque implica un número infinito de máximos alternativos,  $f(x_1) \leq f(x_1 + h)$  donde  $h$  son pequeños cambios dentro de la vecindad de  $x_1$ . El mínimo global de la función es  $f(x_2)$  y el mínimo local es  $f(x_4)$ . También existen puntos que no son extremos (máximo o mínimo) como  $x_5$ , sin embargo su derivada también es cero, estos puntos son definidos como puntos de inflexión [42].

El planteamiento general de un problema de optimización restringido es [42,43]:

$$\begin{aligned} \min. \quad & f(x) \\ \text{s.a} \quad & g(x) = 0 \\ & h(x) \leq 0 \end{aligned} \tag{3.1}$$

donde:

- $f(x)$ : Función objetivo.
- $g(x)$ : Restricciones de igualdad.
- $h(x)$ : Restricciones de desigualdad.



*Figura 3.1. Puntos extremos de una función univariable.*

### 3.2 Problemas de optimización en los sistemas eléctricos.

La estructura matemática de las técnicas de optimización permite modelar problemas de planeación, diseño, operación, control y medición de los sistemas eléctricos. El problema de *FPO* fue definido a principios de los años 60's, el cual es un planteamiento muy general en el que se busca optimizar una función objetivo mientras se calcula un escenario óptimo de las variables del problema a partir de un punto de operación específico de potencia demandada, satisfaciendo restricciones de igualdad que representan las ecuaciones de balance de cada nodo y restricciones de desigualdad para los límites de operación y seguridad del sistema, en la *tabla 3.1* se describen algunas aplicaciones de *FPO* [39,41,44].

Existen varias técnicas de optimización que han sido aplicadas para resolver problemas de *FPO*, estas se clasifican en:

- Programación no lineal.
- Programación cuadrática.
- Soluciones basadas en el método de Newton.
- Programación lineal.
- Métodos de punto interior.
- Versiones híbridas de programación lineal y entera.

Las técnicas de optimización pueden ser aplicadas fuera de línea y son muy útiles para el personal que planea u opera el sistema como guía en la toma de decisiones, también existen aplicaciones en línea lo que implica la selección de métodos de optimización que garanticen una solución factible dentro de un intervalo de tiempo [40].

En *FPO* se pueden tener problemas de divergencia debido a escenarios no factibles, sin embargo para tratar estos problemas se aplican restricciones suaves a los límites que están ligados con la solución no factible, otra dificultad en el sentido de complejidad es el trato de variables continuas y discretas del sistema [40].

*Tabla 3.1. Problemas de optimización en los sistemas eléctricos [45].*

<b>Problema</b>	<b>Función objetivo</b>	<b>Restricciones</b>
Despacho económico de generación.	Costo del combustible del generador. Precio ofrecido por el generador.	Reserva de generación. Límites en la red de transmisión. Límites de operación en los generadores.
Planeación de la red.	Costos de inversión y generación, incluyendo las pérdidas de energía.	Derechos de vía. Niveles de generación y demanda.
Configuración de la desconexión en la red de distribución.	Pérdidas de energía. Tiempo de restauración en el suministro.	Límites de voltaje. Disponibilidad de control. Límites de flujos de potencia.
Estimación de estado del sistema.	Minimizar el error.	Ecuaciones de flujos de la red y de medición.
Contratos de energía.	Máxima ganancia con el mínimo de riesgo.	Disponibilidad de ofertas. Necesidad de cubrir las ventas.

### 3.3 Despacho de potencia reactiva (DPR).

Normalmente el término despacho es orientado al despacho de potencia activa, no obstante *DPR* también tiene trascendencia económica y se considera como importante para la operación del sistema. La razón por la que el *DPR* ocupa un papel secundario, es por las políticas sobre la compensación reactiva, aún con la aplicación de este tipo de acciones hay que coordinar los controles o dispositivos cuyo comportamiento está relacionado directamente con los reactivos [46,47,48]. El planteamiento del *DPR* como un problema de optimización es el siguiente:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x) \\ \text{s.a} \quad & g_i(x) = 0 \quad i = 1, \dots, m \\ & h_j(x) \leq 0 \quad j = 1, \dots, ne \end{aligned} \quad (3.2)$$

donde:

- $x$ : Vector de variables de estado y control.
- $f(x)$ : Pérdidas de potencia activa del sistema de transmisión.
- $g_i(x)$ : Ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva.
- $h_j(x)$ : Límites en las variables de estado y control.
- $m$ : Número de restricciones de igualdad.
- $ne$ : Número de restricciones de desigualdad.

La función objetivo definida para el *DPR* es:

$$\begin{aligned} \min \quad & f_Q = \sum_{k \in nl} P_k(V, \delta) \\ & = \sum_{\substack{k \in nl \\ k=(i,j)}} g_k(v_i^2 + v_j^2 - 2v_i v_j \cos \delta_{ij}) \end{aligned} \quad (3.3)$$

donde:

- $P_k$ : Pérdidas de potencia activa en el sistema transmisión.
- $v_i$ : Magnitud de voltaje en el nodo  $i$ .
- $\delta_{ij}$ : Diferencia angular entre el nodo  $i$  y el nodo  $j$ .
- $g_{ij}$ : Conductancia de la línea de transmisión entre los nodos  $i - j$ .
- $nl$ : Conjunto de líneas de transmisión.

Considerando un sistema de  $n$ -nodos del que se conoce su configuración, características de las unidades térmicas, la demanda del sistema y asumiendo que la potencia activa de los generadores permanece constante, excepto la del nodo compensador.

Se determinan las variables que afectan la generación y los flujos de potencia reactiva para minimizar la función objetivo, mientras se mantienen las variables dentro de sus límites [27].

Como la potencia activa programada permanece constante, [27,44,49] plantean que la minimización de las pérdidas de la red de transmisión es equivalente a minimizar la inyección de potencia activa del nodo compensador, por lo tanto la función objetivo (ecuación 3.3) también se puede definir de la siguiente manera:

$$\min f_Q \Leftrightarrow \min P_S(V, \delta) \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} \min \sum_{k \in nl} P_k(V, \delta) &= \sum_{k \in ng} P_{g_i} - \sum_{k \in nc} P_{D_i} \\ &= P_S(V, \delta) - P_{cte.} \end{aligned} \quad (3.5)$$

donde:

- $P_{g_i}$  : Potencia activa generada en el nodo  $i$ .
- $P_{D_i}$  : Potencia activa demanda en el nodo  $i$ .
- $P_S$  : Potencia activa inyectada por el nodo compensador.
- $P_{cte.}$  : Generación y demanda de potencia activa sin cambio en el sistema.
- $P_k$  : Pérdidas de potencia activa en el sistema transmisión.
- $ng$  : Conjunto de nodos de generación.
- $nc$  : Conjunto de nodos de carga.
- $nl$  : Conjunto de líneas de transmisión.

### 3.4 Control de potencia reactiva.

El manejo de la potencia reactiva puede ser definido como el control de voltajes de generación, ajustes de controles en derivación de transformadores, compensación, bancos de reactores y capacitores en derivación conmutables, además de la localización de nuevos bancos de reactores y capacitores en derivación de manera que se consiga la reducción de pérdidas y/o el control de voltaje [50].

El manejo de potencia reactiva, bajo condiciones de estado estacionario y dinámico del sistema, puede subdividirse en las siguientes categorías [50]:

1. Planeación de potencia reactiva.
2. Planeación de la operación del sistema.
3. Despacho y control de potencia reactiva.

La planeación de la potencia reactiva está relacionada con la instalación o remoción de equipo de potencia reactiva en un sistema de potencia. Está dirigida a mejorar las condiciones del sistema y tiene un alcance de varios meses a años en el futuro.

La planeación de la operación del sistema tiene que ver con el mejoramiento de las prácticas de utilización del equipo de potencia reactiva existente. Esta planeación se realiza para analizar el sistema y poder predecir las condiciones de este en pocos días o hasta un año.

El despacho y control de la potencia reactiva determina la operación del equipo existente, segundos u horas antes de su ejecución.

En la operación de un sistema eléctrico de potencia, el control de voltaje y potencia reactiva debe satisfacer los siguientes objetivos [36,47]:

1. El voltaje en terminales de todos equipos en el sistema debe estar dentro de sus límites. Tanto el equipo de las empresas eléctricas y el equipo de los consumidores están diseñados para operar en cierto régimen de voltaje. La operación prolongada del equipo a voltajes fuera de su rango de operación, puede afectar su desempeño y daño en ellos.
2. Las pérdidas  $RI^2$  y  $XI^2$  se reducen, con la minimización de los flujos de potencia reactiva. El decremento en las pérdidas del sistema también se refleja en la reducción de los costos de operación de generación.
3. La capacidad de transferencia de potencia activa en el sistema de transmisión aumenta por la reducción del flujo de potencia reactiva, por lo tanto la disponibilidad para las transacciones es mayor, especialmente si se pueden realizar sin la compra o uso de más equipo.

### 3.5 Problemas restringidos.

La solución de problemas no lineales sujetos a restricciones de igualdad se puede realizar a través del método de los multiplicadores de Lagrange, considerando un problema de  $n$  variables independientes sujeto a  $m$  restricciones de igualdad [42,51]:

$$\begin{aligned} \min. \quad & f(x) \\ \text{s.a} \quad & g_i(x) = 0 \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (3.6)$$

donde  $f : U \subset R^n \rightarrow R$  y  $g : U \subset R^n \rightarrow R$ , definiendo la función de Lagrange, que es equivalente a la función (3.6) de  $n$  variables:

$$\begin{aligned} L(x_1, \dots, x_n, \lambda_1, \dots, \lambda_m) &= f(x) + \lambda_1 g_1(x) + \dots + \lambda_m g_m(x) \\ &= f(x) + \sum_{j=1}^m \lambda_j g_j(x) \end{aligned} \quad (3.7)$$

donde:

- $f(x)$ : Función objetivo.
- $g(x)$ : Restricciones de igualdad.
- $L$ : Función de Lagrange de  $n + m$  variables.
- $\lambda$ : Variables asociadas con cada una de las restricciones  $g$ , conocidas como multiplicadores de Lagrange.
- $m$ : Número de restricciones de igualdad.
- $n$ : Número de variables independientes.

Las condiciones para un extremo de la función de Lagrange que también cumple con la solución del problema original (3.6) son:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x_i} &= \frac{\partial f}{\partial x_i} + \sum_{j=1}^m \lambda_j \frac{\partial g_j}{\partial x_i} = 0 \quad i = 1, \dots, n \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_j} &= g_j(x) = 0 \quad j = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (3.8)$$

donde el número de ecuaciones de (3.8) son  $n+m$ , la solución de estas ecuaciones proporciona a  $x^*$  y  $\lambda^*$ , el vector  $x^*$  corresponde un punto extremo restringido de  $f$  mientras que  $\lambda^*$  suministra información de la sensibilidad de la función objetivo a cambios en el vector independiente de  $g$  [42,52].

Para poder considerar límites de operación del sistema, es necesario hacer uso de restricciones de desigualdad, estas restricciones pueden ser tratadas de dos maneras: con funciones de penalización y con las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (*KKT*). Las funciones de penalización tienen la ventaja de ser simples en su implementación pero presentan problemas en su exactitud y las condiciones *KKT* sucede lo contrario ya que muestran precisión, sin embargo su incorporación no es muy sencilla [40,48].

### 3.6 Funciones de penalización.

Una forma de incluir las restricciones de desigualdad consiste en construir una función, afectada por ciertos pesos variables a fin de aproximarse a la solución:

$$\begin{aligned} \text{min.} \quad & f(x) \\ \text{s.a} \quad & h_i(x) \leq 0 \quad i = 1, \dots, ne \end{aligned} \quad (3.9)$$

donde:  $f(x)$ : Función objetivo.  
 $h(x)$ : Restricciones de desigualdad.  
 $ne$ : Número de restricciones de desigualdad.

Por lo que se convierte en un problema sin restricciones con la construcción de una función de la forma:

$$\phi_k = \phi(x, r_k) = f(x) + r_k \sum_{i=1}^{ne} H_i [h_i(x)] \quad (3.10)$$

donde:

- $f(x)$ : Función objetivo.
- $h(x)$ : Restricciones de desigualdad.
- $H$ : Función de penalización en función de las restricciones de desigualdad  $h$ .
- $r$ : Factor de penalización.
- $ne$ : Número de restricciones de desigualdad.

Si la minimización sin restricciones de la función  $\phi_k$  se repite para una serie de valores sucesivos de los factores de penalización  $r_k$  ( $k = 1, 2, \dots$ ), la solución puede llevar a la convergencia del problema original, ecuación (3.9), a través de una secuencia de aproximaciones desde un punto interior o un punto exterior [42].

### 3.7 Método del gradiente.

El gradiente de una función  $\nabla f(x)$  es la dirección de máximo crecimiento de  $f$  en  $x$ , es decir, no existe otra dirección en la cual  $f$  se incremente más. Por lo tanto  $-\nabla f(x)$  es la dirección de búsqueda si se necesita encontrar un punto mínimo de una función, ya que  $-\nabla f(x)$  es la dirección de máximo decremento de  $f$  en  $x$ . El gradiente varía durante el procedimiento de búsqueda y  $\nabla f(x) \rightarrow 0$  cuando se aproxima a un punto extremo [42].

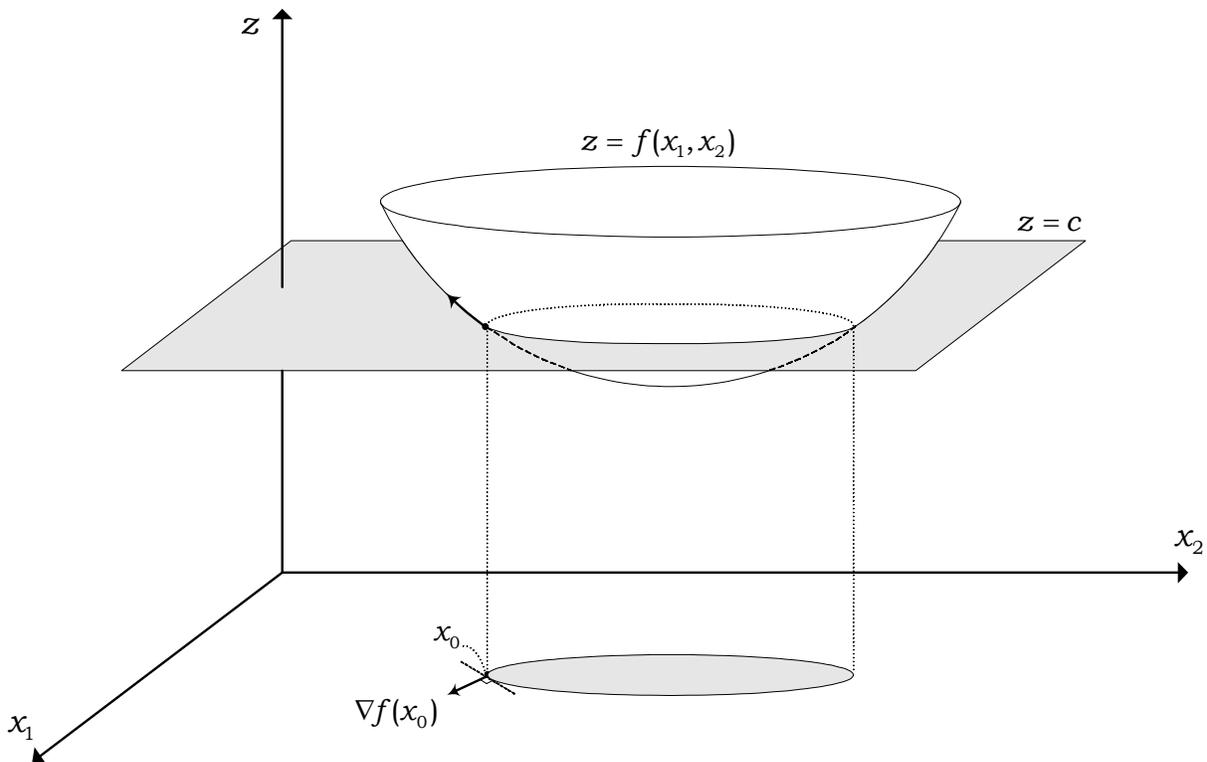


Figura 3.2. Dirección de búsqueda del método del gradiente.

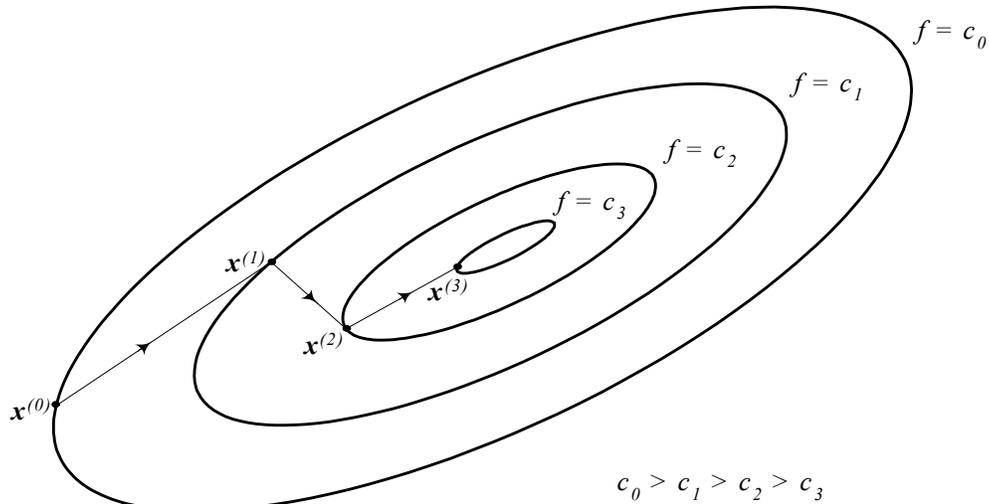


Figura 3.3 Secuencia de resultados del método del gradiente.

El uso de  $-\nabla f(x)$  como dirección para la minimizar una función la realizó Cauchy-Schwarz 1847, este algoritmo es conocido como descendente acelerado y sus etapas principales son: dado un punto  $x^k$ , para calcular el siguiente punto  $x^{k+1}$  es necesario iniciar en  $x^k$  y moverse a través de  $-\alpha \nabla f(x^k)$ , donde  $\alpha$  es la longitud de búsqueda en la cual decrece la función. La figura 3.2 muestra la dirección de búsqueda del método del gradiente.

El método se mueve iterativamente en pasos ortogonales (figura 3.3); si  $\{x^k\}_{k=0}^{\infty}$  es una secuencia de puntos descendentes de una función dada  $f: R^n \rightarrow R$  entonces para cada  $k$  el vector  $x^{k+1} - x^k$  es ortogonal al vector  $x^{k+2} - x^{k+1}$ , además si  $\nabla f(x^k) \neq 0$  entonces  $\nabla f(x^{k+1}) < \nabla f(x^k)$  y si para alguna  $k$  el  $\nabla f(x^k) = 0$  se tienen las condiciones necesarias para definir un punto mínimo, sin embargo directamente no se puede tomar como un criterio de convergencia, ya que en el cálculo numérico difícilmente el gradiente es igual a cero [43].

Existen tres criterios para determinar la convergencia del método: la norma del gradiente, la desigualdad absoluta entre los valores de la función objetivo para dos iteraciones sucesivas y el cálculo de la norma de la diferencia entre dos valores sucesivos, cualquiera de estos criterios puede ser seleccionado como índice de convergencia para este método [42,43].

### 3.8 Aplicación del método del gradiente al DPR.

La función objetivo, las restricciones de igualdad y restricciones desigualdad consideradas para la solución del DPR aplicando el método del gradiente se muestran a continuación:

$$\begin{aligned}
 \text{Min. } P_c(V, \delta) &= v_c^2 G_{CC} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_c v_j y_{Cj} \cos(\delta_c - \delta_j - \theta_{Cj}) \\
 \text{s.a } P_{g_i} - P_{D_i} - \left[ v_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_i v_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right] &= 0 \quad i = 1, \dots, nn \quad i \neq c \\
 Q_{g_i} - Q_{D_i} - \left[ -v_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_i v_j y_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right] &= 0 \quad i = 1, \dots, nn \quad i \notin ng \\
 v_{i,\min} \leq v_i \leq v_{i,\max} & \quad i = 1, \dots, nn
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Para llevar el problema restringido a un problema sin restricciones, esto se realiza a través de la función de Lagrange:

$$\begin{aligned}
 \text{Min. } L(u, x, \lambda, r) &= v_c^2 G_{CC} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_c v_j y_{Cj} \cos(\delta_c - \delta_j - \theta_{Cj}) \\
 &+ \sum_{i=1}^{nn} \lambda_{p_i} \left[ P_{g_i} - P_{D_i} - \left( v_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_i v_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right) \right] \\
 &+ \sum_{i=1}^{nn} \lambda_{q_i} \left[ Q_{g_i} - Q_{D_i} - \left( -v_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_i v_j y_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \right) \right] \\
 &+ \sum_{i=1}^{nn} r_i (v_{i,\min} - v_i) \\
 &+ \sum_{i=1}^{nn} r_i (v_i - v_{i,\max})
 \end{aligned} \tag{3.12}$$

Los elementos  $r_i(v_{i,\min} - v_i)$  ó  $r_i(v_i - v_{i,\max})$  únicamente se incluyen en la función de Lagrange cuando una de las restricciones de desigualdad ha sido violada.

El gradiente de la función de Lagrange con respecto a cada una de las variables es el siguiente:

$$\nabla L = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial z_i} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial L}{\partial v_n} & \frac{\partial L}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial L}{\partial \theta_n} & \frac{\partial L}{\partial \lambda_{p_1}} & \dots & \frac{\partial L}{\partial \lambda_{p_n}} & \frac{\partial L}{\partial \lambda_{q_1}} & \dots & \frac{\partial L}{\partial \lambda_{q_n}} \end{bmatrix}^T \quad (3.13)$$

donde  $z = [u \ x]^T$ .

Considerando las condiciones necesarias para definir a un punto mínimo [42]:

$$\begin{aligned} \nabla_z L &= \nabla_z L(z^* \ \lambda^*) = 0 \\ \nabla_\lambda L &= \nabla_\lambda L(z^* \ \lambda^*) = 0 \end{aligned} \quad (3.14)$$

Por lo tanto el conjunto de ecuaciones a resolver es [42]:

$$\begin{aligned} \nabla_z L &= \frac{\partial L}{\partial z} = \frac{\partial f}{\partial z} + \lambda \frac{\partial g}{\partial z} = 0 \\ \nabla_\lambda L &= \frac{\partial L}{\partial \lambda} = g = 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

De donde las variables del vector  $z = [u \ x]^T$  y la matriz de derivadas parciales de restricciones de igualdad con resto a cada una de las variables (Jacobiano) se pueden calcular a partir de flujos de potencia convencionales. Las variables  $\lambda = [\lambda_{p_i} \ \lambda_{q_i}]^T$  se obtienen de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{p_1} \\ \vdots \\ \lambda_{p_n} \\ \lambda_{q_1} \\ \vdots \\ \lambda_{q_n} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial v_n} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial v_n} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial v_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial v_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial v_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_c(v, \delta)}{\partial v_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_c(v, \delta)}{\partial v_n} \\ \frac{\partial P_c(v, \delta)}{\partial \theta_1} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_c(v, \delta)}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

La actualización del vector  $z = [u \ x]^T$  se realiza con:

$$z^{k+1} = z^k - \alpha \left[ \frac{\partial L(z^k, \lambda^k)}{\partial z} \right] \quad (3.17)$$

La longitud de paso  $\alpha$  se mantiene constante o puede calcularse en cada iteración formando una función univariable en términos de  $\alpha$  :

$$\varphi(\alpha) = L(z^k - \alpha \nabla L(z^k, \lambda^k)) \quad (3.18)$$

En las simulaciones realizadas en este trabajo  $\alpha$  permanece constante.

### 3.9 Planteamiento del problema de DPR.

#### 3.9.1 Función objetivo.

La función objetivo considerada en este trabajo para el DPR, es la generación de potencia activa del nodo compensador, que está en términos de los voltajes complejos nodales (magnitud y ángulos) y por los parámetros del sistema que permanecen constantes:

$$f(x) = P_s(V, \delta) = v_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_i v_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.19)$$

donde la ecuación (3.19) es equivalente a minimizar las pérdidas de la red de transmisión como se describió en la sección 3.3.

#### 3.9.2 Restricciones de igualdad.

Las restricciones de igualdad son las ecuaciones de flujos de potencia que indican el balance que debe existir en los nodos de un sistema eléctrico, estas ecuaciones dependen de las potencias generadas y demandas, de los voltajes complejos nodales y de los elementos de la matriz de admitancia nodal [53]:

$$P_k = P_{g_k} - P_{D_k} - [v_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_i v_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})] = 0$$

$$Q_k = Q_{g_k} - Q_{D_k} - [-v_i^2 B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{nn} v_i v_j y_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})] = 0$$
(3.20)

### 3.9.3 Restricciones de desigualdad.

Con este tipo de restricciones se logra representar los límites de operación de elementos tal como: generadores, tap de los transformadores con cambiador en derivación bajo carga y ángulo de defasamiento de los transformadores, sin embargo también se pueden incorporar límites en los perfiles de voltaje que no sólo están relacionados con la seguridad del sistema, sino también con la calidad del suministro [54].

En este trabajo las restricciones de desigualdad consideradas son los límites de generación de potencia activa y reactiva de los generadores y las magnitudes de voltaje de todos los nodos del sistema:

$$P_{g_i, \min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i, \max}$$

$$Q_{g_i, \min} \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i, \max}$$

$$v_{i, \min} \leq v_i \leq v_{i, \max}$$
(3.21)

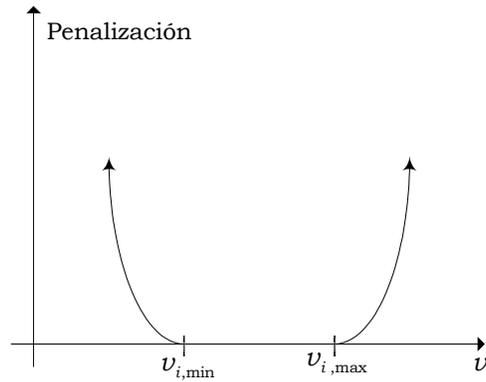
Otra restricción definida como necesaria para mantener la seguridad del sistema está relacionada con los límites de las líneas de transmisión [27,54], sin embargo ésta no es considerada en este trabajo.

### 3.9.4 Consideración de las restricciones de desigualdad.

Existen variables y funciones del sistema eléctrico que deben mantenerse dentro de un rango de operación, generalmente estas restricciones de desigualdad se maneja de dos formas, a través de funciones de penalización y con las condiciones de *KKT*.

Las funciones de penalización son definidas como restricciones suaves debido a que no permiten que la variable restringida se aleje de manera significativa del límite violado y las condiciones de *KKT* es un método utilizado para respetar de manera precisa los límites establecidos y son conocidas como rígidas [48].

En este trabajo se utilizan funciones de penalización para restringir las magnitudes de voltaje, aunque con esta técnica los límites de las variables no se respetan exactamente, pero tampoco se desvían considerablemente del límite violado.



$$\text{Función de penalización } H_i = \begin{cases} r(v_{i,\min} - v_i)^2, & v_i < v_{i,\min} \\ 0, & v_{i,\min} \leq v_i \leq v_{i,\max} \\ r(v_i - v_{i,\max})^2, & v_i > v_{i,\max} \end{cases}$$

Figura 3.4. Función de penalización para las magnitudes de voltaje.

En el *DPR* la generación de potencia activa permanece constante excepto la del nodo compensador, por lo que los límites de generación de potencia activa son considerados en el despacho económico definido en el capítulo anterior. La generación de potencia reactiva permanece dentro de sus límites, a través de realizar un cambio en el tipo de nodo como lo proponen [48,55,56], es decir, pasar de un nodo de generación a un nodo carga y reducir la generación de potencia activa.

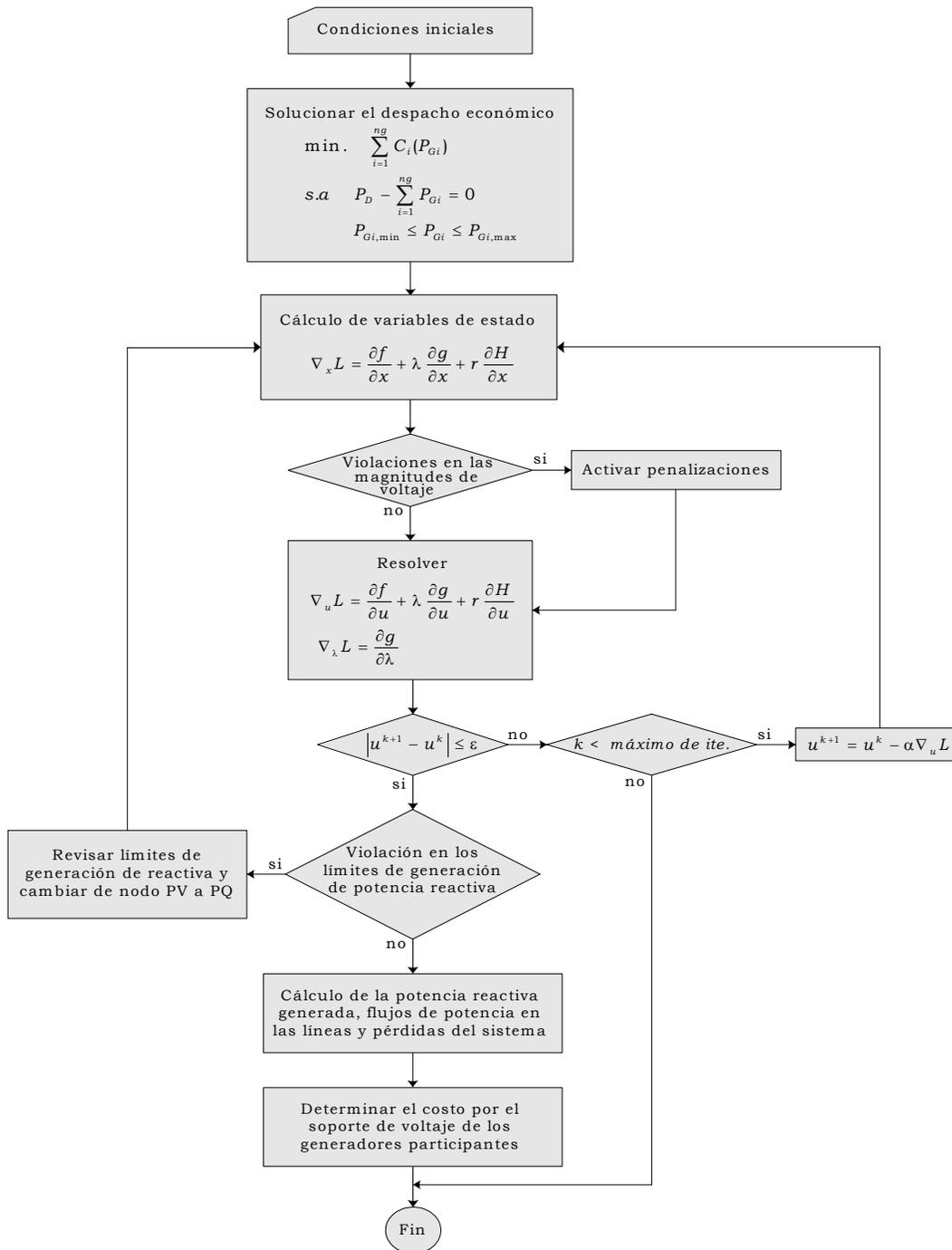
En la *figura 3.4* se observa el tipo de penalización utilizada para las magnitudes de voltaje, el valor de la penalización es pequeño cuando la variable está cerca de su límite inferior o superior y se incrementa rápidamente cuando se separa de los límites establecidos [27].

### 3.9.5 Definición de variables.

En el planteamiento de *FPO* se han clasificado tres tipos de variables: estado, control y fijas [27,48,49], las variables de control son las que pueden ser manipuladas arbitrariamente dentro de sus límites para lograr el valor esperado en la función objetivo, generalmente estas variables son: la generación de potencia activa, magnitudes de voltaje en los nodos de generación, tap de los transformadores con cambiador en derivación bajo carga, ángulos de los transformadores defasadores y compensación en derivación. Las variables de estado son los voltajes complejos nodales, excepto el del nodo compensador y las variables fijas son las potencias activa y reactiva demandadas que permanecen constantes durante el proceso. En este trabajo se consideran como variables de control todas las magnitudes de voltaje de los nodos de generación y las variables de estado son las magnitudes voltaje de los nodos de carga y el ángulo de fase de todos los nodos [48,49].

### 3.10 Diagrama de flujo generalizado.

En la *figura 3.5* se presenta el diagrama de flujo generalizado para determinar el *DPR* y el costo por el soporte de potencia reactiva de los generadores.



*Figura 3.5. Diagrama de flujo generalizado para el DPR y el costo por el soporte de voltaje de los generadores.*

El código del programa se detalla en el *Apéndice C*, pero los siguientes doce pasos describen de manera general el programa desarrollado en este trabajo.

- Paso 1. Inicio del programa.
  - i.* Condiciones iniciales de los voltajes complejos nodales (magnitud y ángulo), potencia activa y reactiva demanda.
  - ii.* Datos de la red y formación de la matriz de admitancia nodal.
- Paso 2. Solución del despacho económico.
- Paso 3. Cálculo de las variables de estado.
- Paso 4. Revisar si hay violaciones en las magnitudes de voltaje.
  - i.* Si existen, activar la penalización e ir al paso 5.
  - ii.* No existen, ir al paso 5.
- Paso 5. Cálculo de los multiplicadores de Lagrange asociados con las restricciones de igualdad y los incrementos correspondientes a las variables de control.
- Paso 6. Revisar el criterio de convergencia,  $|z^{k+1} - z^k| \leq \varepsilon$ .
  - i.* Si es menor, ir al paso 8.
  - ii.* No es menor, ir al paso 7.
- Paso 7. Revisar el número de iteraciones,  $k$  es menor al número máximo de iteraciones.
  - i.* Si es menor, actualizar  $u^{k+1} = u^k - \alpha \nabla_u L$ , ir al paso 3.
  - ii.* No es menor, ir al paso 12.
- Paso 8. Revisar límites de generación de potencia reactiva.
  - i.* Si hay violaciones, ir al paso 9.
  - ii.* No hay violaciones, ir al paso 10.
- Paso 9. Revisar límites de generación de potencia reactiva y cambiar de nodo PV a nodo PQ y regresar al paso 3.
- Paso 10. Cálculo de la potencia reactiva generada, flujos de potencia en las líneas y pérdidas del sistema.
- Paso 11. Determinar el costo por el soporte de potencia reactiva de los generadores.
- Paso 12. Fin del programa.

---

# CAPÍTULO CUATRO

## SIMULACIONES

En este capítulo se aplica el despacho de potencia reactiva y se determina el costo por el soporte de voltaje de los generadores, considerando que el mercado de potencia activa ya ha sido definido con anterioridad.

Se muestran los resultados de las simulaciones realizadas en un sistema de cinco nodos [53] y en un sistema de treinta nodos [57]. Los sistemas están sujetos a restricciones de igualdad que corresponden a las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva de cada nodo y a restricciones de desigualdad para los perfiles de voltaje y límites de generación de potencia activa y reactiva.

En las simulaciones de los dos sistemas, se varía la potencia demanda y el costo de operación de cada generador, para definir el mercado de potencia activa.

Se presentan varias evaluaciones de ambos sistemas, con el objetivo de observar el comportamiento del despacho de potencia reactiva y del costo por el soporte de voltaje de los generadores.

En la parte final del capítulo se exponen las conclusiones y los trabajos futuros, tomado en cuenta las simulaciones realizadas y lo desarrollado en este trabajo.

## 4.1 Sistema de cinco nodos.

El sistema está formado por cinco nodos, dos generadores y siete líneas. A continuación se presentan los resultados de tres diferentes casos; el punto de operación de potencia activa de cada generador se obtiene a partir de un despacho económico. Los datos de este sistema se detallan en el *Apéndice B*.

### 4.1.1 Variación del costo de operación de potencia activa de los generadores, manteniendo constante la demanda de potencia activa y potencia reactiva del sistema.

#### 4.1.1.1 Caso uno, costos de operación de potencia activa iguales, $C_1(P_{g_1}) = C_2(P_{g_2})$ .

##### Condiciones.

La demanda de potencia activa y potencia reactiva del sistema se muestra en la *tabla 4.1*. El costo de operación de potencia activa es el mismo para cada uno de los generadores.

##### Resultados.

En la *tabla 4.1* se muestran las magnitudes de voltaje, ángulos, potencia activa y potencia reactiva generadas, costo de operación, costo por el soporte de voltaje, costo marginal y las pérdidas en el sistema, después de aplicar el despacho de potencia reactiva.

En la *figura 4.1* se observan las magnitudes de voltaje de todos los nodos del sistema. Las magnitudes de voltaje de los nodos de generación (1 y 2) son definidas como variables de control en el problema, asimismo los voltajes en estos nodos son superiores al de los tres nodos de carga, sin embargo su comportamiento es similar al de los nodos de generación.

La potencia activa generada se gráfica en la *figura 4.2*, debido a que las dos máquinas tienen el mismo costo de operación, ambas son despachadas con la misma cantidad de carga, pero como el generador del nodo 1 es el nodo compensador, éste suministra aproximadamente 3 MW más que corresponden a las pérdidas de potencia activa del sistema. La generación de potencia reactiva de cada generador se muestra en la *figura 4.3*, el generador 1 trabaja de manera subexcitada bajo estas condiciones de carga, a diferencia del generador 2 que suministra gran parte de la potencia reactiva del sistema.

*Tabla 4.1. Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos, caso uno  $C_1(P_{g_1}) = C_2(P_{g_2})$ .*

Nodo	$V_i$	$\delta_i^\circ$	Carga		Generación		Costo			Pérdidas del sistema	
			$P_{di}$ MW	$Q_{di}$ MVar	$P_{gi}$ MW	$Q_{gi}$ MVar	Operación \$/hr	Reactiva \$/hr	Marginal \$/MW hr	MW	MVar
1	1.1000	0.0	0.0	0.0	85.669	-9.076	198.9815	1.5087	2.61981	3.16	-24.41
2	1.0939	-1.535	20.0	10.0	82.500	24.810	190.4986	13.2594			
3	1.0711	-3.823	45.0	15.0							
4	1.0708	-4.072	40.0	5.0							
5	1.0660	-4.673	60.0	10.0							
			165.0	40.0	168.169		389.480	14.7618			

En la *figura 4.4* se presentan las pérdidas de potencia activa y potencia reactiva del sistema. Tanto las pérdidas de potencia activa y reactiva tienden a decrecer, sin embargo las pérdidas de potencia reactiva se reducen de manera significativa.

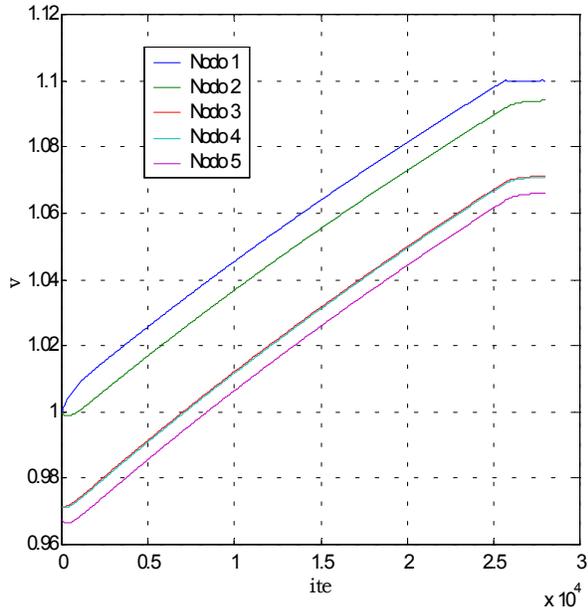


Figura 4.1. Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos, caso uno.

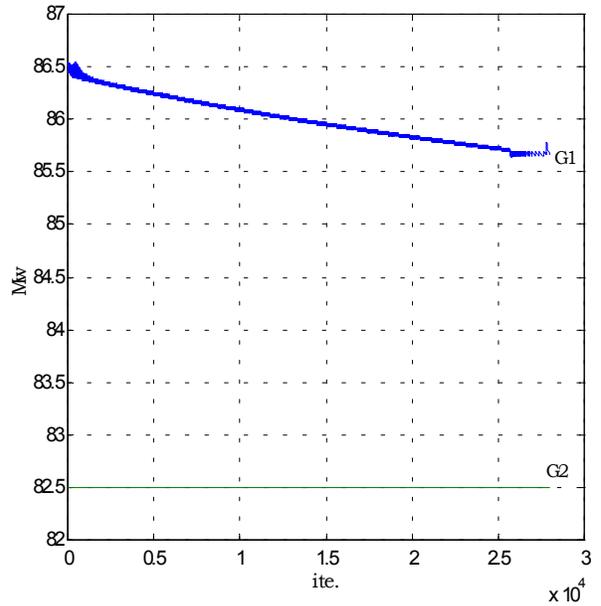


Figura 4.2. Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos, caso uno.

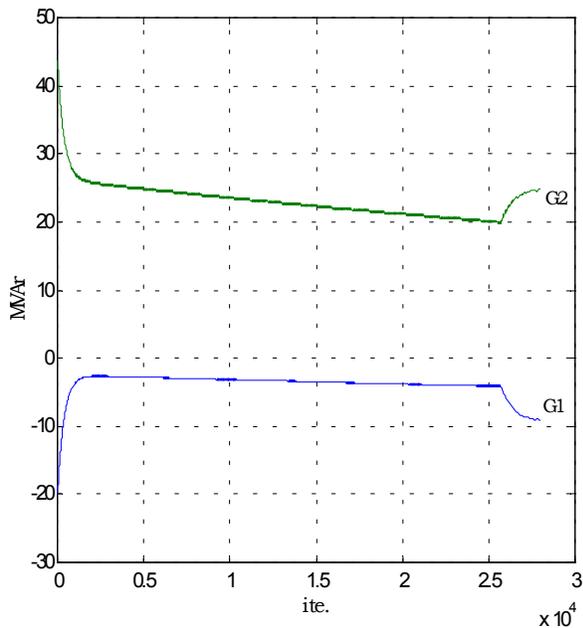


Figura 4.3. Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos, caso uno.

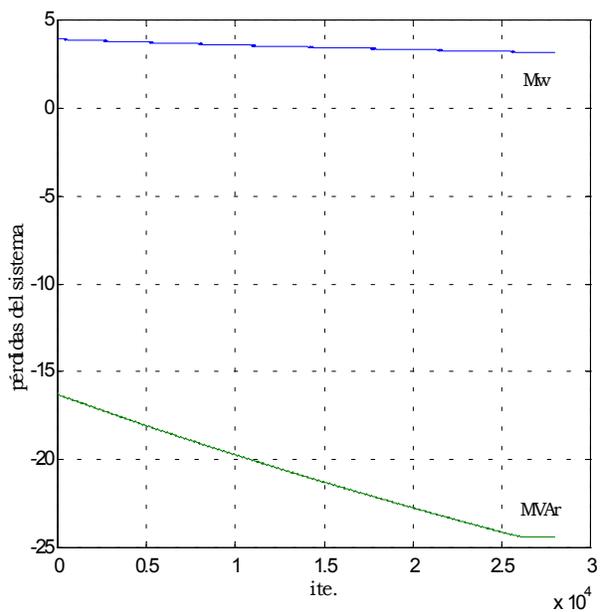


Figura 4.4. Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos, caso uno.

#### 4.1.1.2 Caso dos, costos de operación de potencia activa diferentes, $C_1(P_{g_1}) > C_2(P_{g_2})$ .

##### Condiciones.

La demanda del sistema es la misma a la del caso anterior, la variante en esta evaluación es el costo de producción de potencia activa, ya que el costo de la máquina uno es mayor al costo del generador dos.

##### Resultados.

La *tabla 4.2* muestra el valor de las variables después de aplicar el despacho de potencia reactiva.

Si bien hay un incremento en las magnitudes de voltaje, su comportamiento es similar al del caso anterior, *figura 4.5*.

A diferencia del primer caso en donde los generadores fueron despachados de manera equitativa, en este caso se puede observar que el generador del nodo uno (costo mayor) opera cerca de su límite inferior, sin embargo esta máquina nuevamente provee aproximadamente 3 MW correspondientes a las pérdidas del sistema, *figura 4.6*.

Aunque hay cambios en la generación de potencia activa en las dos máquinas, la generación de potencia reactiva no sufre grandes cambios, ya que las variables de control asociadas a estas variables tampoco cambian de manera significativa, *figura 4.7*.

Con la reducción de la generación de potencia activa de la máquina uno, también se presenta un decremento en las pérdidas tanto de potencia activa y reactiva del sistema (0.261 MW, -0.904 MVar), *figura 4.8*.

*Tabla 4.2. Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos, caso dos  $C_1(P_{g_1}) > C_2(P_{g_2})$ .*

Nodo	$V_i$	$\delta_i^\circ$	Carga		Generación		Costo			Pérdidas del sistema	
			$P_{d_i}$ MW	$Q_{d_i}$ MVar	$P_{g_i}$ MW	$Q_{g_i}$ MVar	Operación \$/hr	Reactiva \$/hr	Marginal \$/MW hr	MW	MVar
1	1.1000	0.0	0.0	0.0	68.7795	-9.3432	170.9788	2.3812	2.74289	2.93	-25.31
2	1.0964	-1.128	20.0	10.0	99.1434	24.0225	235.0255	8.4674			
3	1.0731	-3.512	45.0	15.0							
4	1.0729	-3.739	40.0	5.0							
5	1.0684	-4.280	60.0	10.0							
			165.0	40.0	167.922		406.00	10.8486			

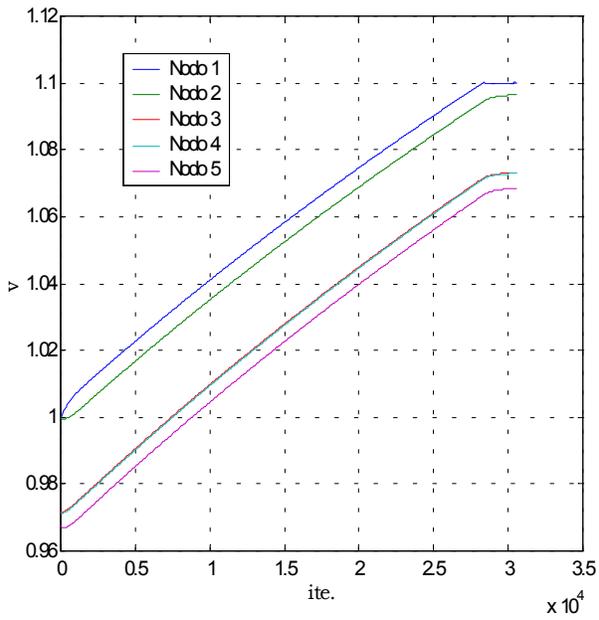


Figura 4.5. Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos, caso dos.

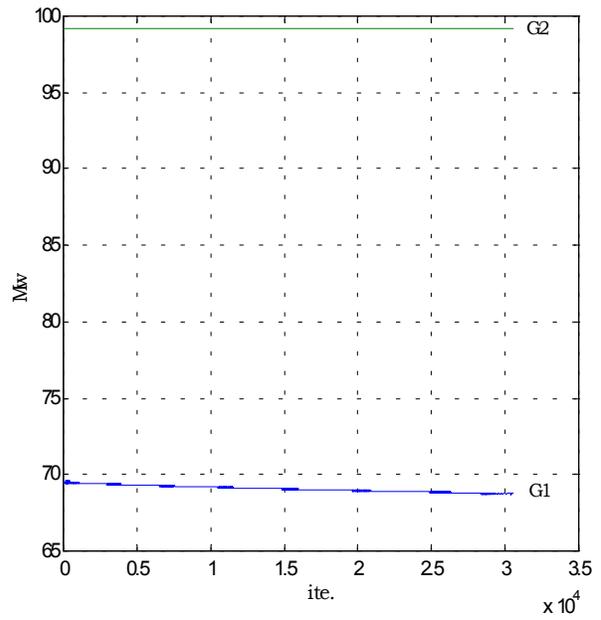


Figura 4.6. Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos, caso dos.

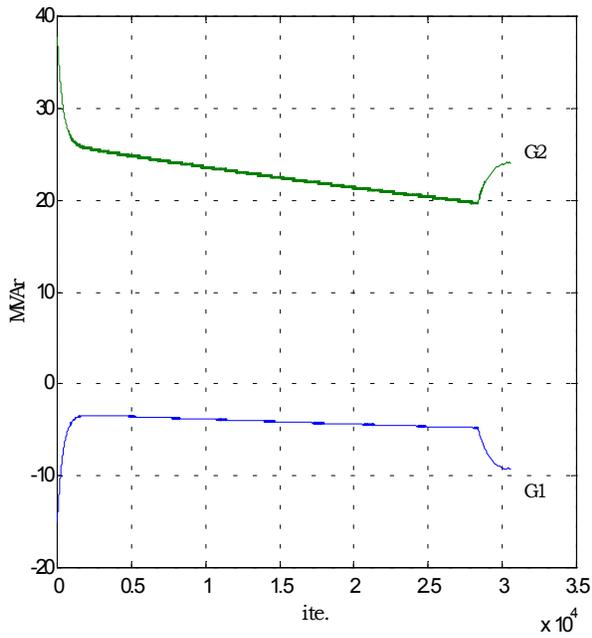


Figura 4.7. Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos, caso dos.

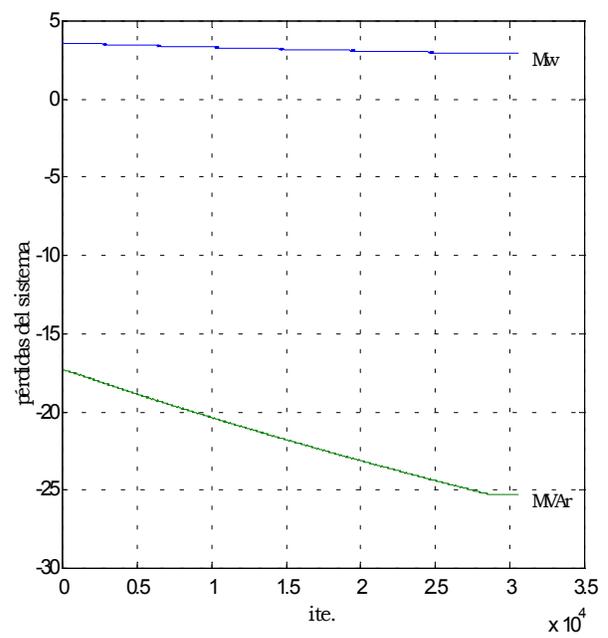


Figura 4.8. Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos, caso dos.

### 4.1.1.3 Caso tres, costos de operación de potencia activa diferentes, $C_1(P_{g_1}) < C_2(P_{g_2})$ .

#### Condiciones.

La demanda del sistema es la misma a la de los dos casos anteriores. El costo de operación de potencia activa del generador dos es mayor que el costo del generador uno, *tabla 4.3*.

#### Resultados.

En la *tabla 4.3* se muestra el valor de las variables después de aplicar el despacho de potencia reactiva.

El voltaje del nodo 1 permanece con el mismo comportamiento, sin embargo el resto de las magnitudes decrecen a diferencia de los dos casos anteriores, *figura 4.9*.

Con la solución del despacho de potencia activa se determina que el generador del nodo 2 operé cerca de su límite inferior y el generador del nodo 1 proporcione gran parte de la potencia para satisfacer a la demanda, así como las pérdidas del sistema que son aproximadamente de 3.5 MW, *figura 4.10*.

En la *figura 4.11* se muestra la producción de potencia reactiva de los dos generadores, en donde, la generación de potencia reactiva en el nodo 2 se incrementa en respuesta a la variación en las magnitudes de voltaje.

Debido a la solución del despacho económico de potencia activa, las pérdidas de potencia activa se incrementan a diferencia de los dos casos anteriores, *figura 4.12*.

En los tres casos anteriores aunque no hubo cambios en la demanda del sistema, las pérdidas de potencia activa en cada uno de los casos variaron, esto fue debido a la solución del despacho de potencia activa de los generadores.

La producción de potencia reactiva de los generadores no presenta cambios significativos, sin embargo el generador del nodo 2 suministra gran parte de la potencia reactiva del sistema y también este generador tiene el mayor costo por el soporte de voltaje.

*Tabla 4.3. Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos, caso tres  $C_1(P_{g_1}) < C_2(P_{g_2})$ .*

Nodo	$V_i$	$\delta_i^\circ$	Carga		Generación		Costo			Pérdidas del sistema	
			$P_{di}$ MW	$Q_{di}$ MVar	$P_{gi}$ MW	$Q_{gi}$ MVar	Operación \$/hr	Reactiva \$/hr	Marginal \$/MW hr	MW	MVar
1	1.1000	0.0	0.0	0.0	102.653	-8.7850	244.8234	0.9712	2.7355	3.51	-23.28
2	1.0915	-1.947	20.0	10.0	65.8634	30.4967	162.7937	31.746			
3	1.0692	-4.137	45.0	15.0							
4	1.0688	-4.409	40.0	5.0							
5	1.0637	-5.069	60.0	10.0							
			165.0	40.0	168.516		407.617	32.717			

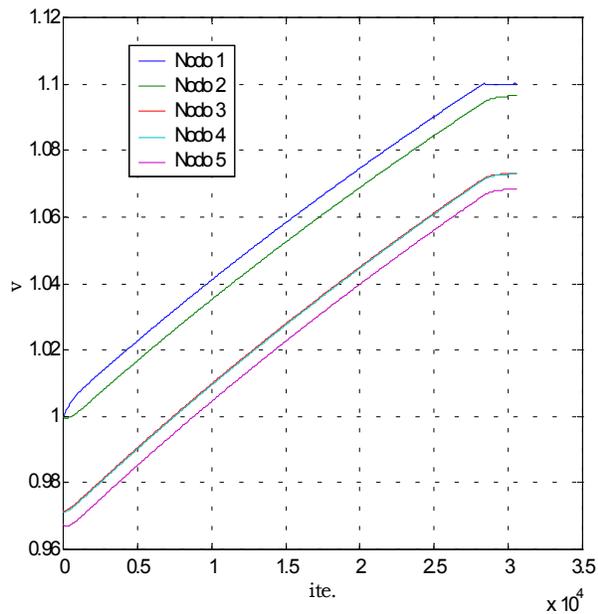


Figura 4.9. Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos, caso tres.

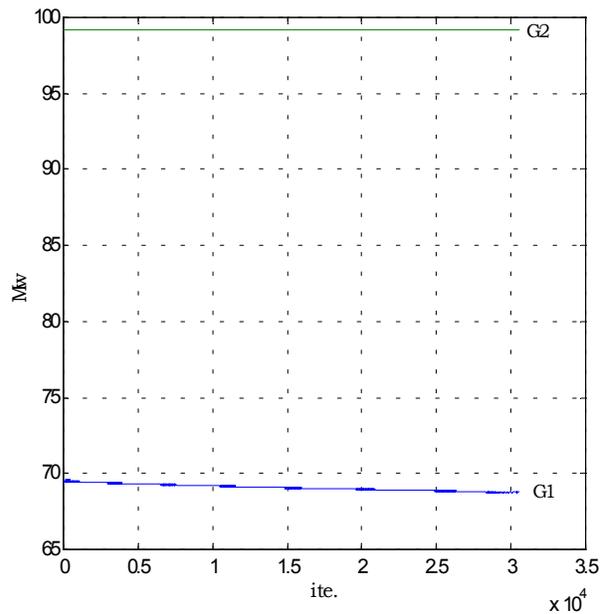


Figura 4.10. Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos, caso tres.

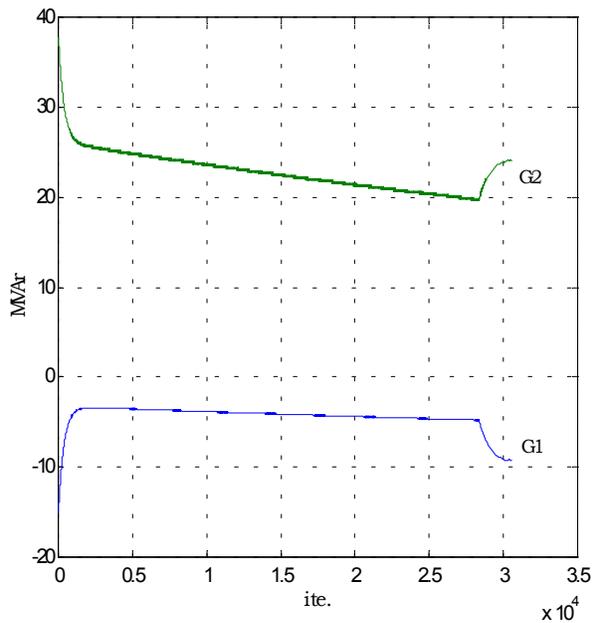


Figura 4.11. Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos, caso tres.

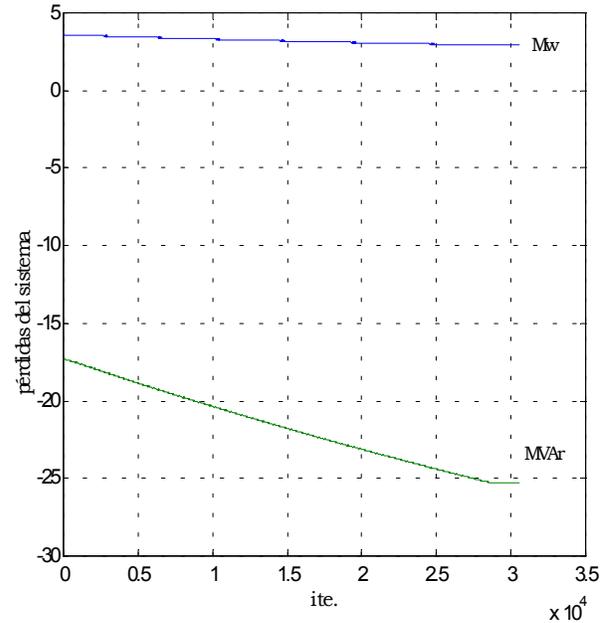


Figura 4.12. Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos, caso tres.

#### 4.1.2 Variación de la demanda de potencia activa y potencia reactiva del sistema, con costos de operación iguales.

##### Condiciones.

En este caso se varía la demanda de potencia activa y reactiva de todo el sistema manteniendo un factor de potencia constante de 0.9, *figura 4.13*. El cambio en la demanda para cada escenario se muestra en la *tabla 4.4*, así como los resultados obtenidos después de aplicar el despacho de potencia reactiva.

En la solución del despacho económico de potencia activa se considera que los generadores tienen el mismo costo de operación.

##### Resultados.

En la *figura 4.14* se muestra la magnitud de voltaje de todos los nodos del sistema. Los voltajes en los nodos de generación (1 y 2) sólo tienen variaciones en los puntos de máxima demanda del sistema y la magnitud de voltaje en los nodos de carga decrecen progresivamente con el incremento en la demanda del sistema.

Las pérdidas de potencia activa y reactiva se muestran en la *figura 4.15*, éstas aumentan conforme se incrementa la demanda de potencia activa y reactiva del sistema.

La solución del despacho de potencia activa proporciona de manera equitativa la carga del sistema, *figura 4.16*, sin embargo el generador del nodo 1 produce mayor cantidad de potencia activa que corresponde a las pérdidas de potencia activa del sistema. En la gráfica se puede observar, que en los dos puntos máximos de demanda, la producción de potencia activa del generador del nodo 2 decrece, esto se debe a que bajo estas condiciones de demanda, este generador tiene que reducir su inyección de potencia activa en el sistema para incrementar su generación de potencia reactiva.

En la *figura 4.17* se presenta el comportamiento de la generación de potencia reactiva, en donde la inyección de potencia reactiva del generador del nodo 2 se incrementa de la misma manera que la demanda del sistema. La generación de potencia reactiva de la máquina del nodo 1 se mantiene constante, únicamente en los puntos máximos de demanda su producción de potencia activa se incrementa.

El menor perfil de voltaje del sistema se presenta en el nodo 5, se realizan cuatro gráficas que exponen el comportamiento de la magnitud de voltaje de este nodo, con respecto a la generación de potencia activa y potencia reactiva de los dos generadores del sistema.

En la *figura 4.18* se muestra que la magnitud de voltaje del nodo 5 decrece y la inyección de potencia activa del generador del nodo 1 aumenta con el incremento de la demanda en este nodo; en la gráfica también se puede observar que en los dos puntos máximos de demanda, el voltaje y la generación de potencia activa aceleran su depreciación e incremento, respectivamente, esto es debido a la demanda del sistema y a la reducción de potencia activa del generador del nodo 2.

La *figura 4.19* presenta la magnitud de voltaje del nodo 5 y la inyección de potencia reactiva del generador del nodo 1, se puede notar que la generación de potencia activa se incrementa en los puntos de máxima demanda.

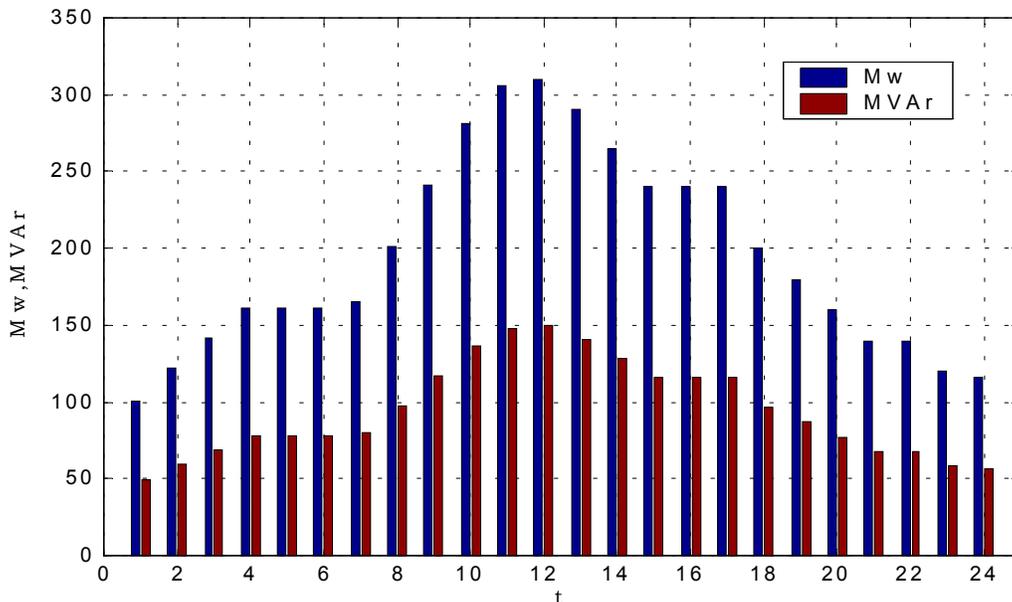
Las *figuras 4.20* y *4.21* muestran el comportamiento de la magnitud de voltaje del nodo 5, la generación de potencia activa y potencia reactiva del generador 2. En las gráficas se puede observar que la generación de potencia activa y potencia reactiva tienen un incremento continuo durante la variación de la demanda, sin embargo la potencia activa en el punto de máxima demanda presenta un decremento en su generación, esto se debe a que bajo estas condiciones de carga, este generador tiene que incrementar su generación de potencia reactiva.

En la *figura 4.22* se muestra los costos por el soporte de voltaje del generador del nodo 1, en donde, el costo fijo para todas las condiciones de carga es mayor que el costo por operar fuera de sus condiciones nominales. El costo por pérdida de oportunidad de este generador es igual a cero.

La *figura 4.23* presenta los costos por el soporte de voltaje del generador del nodo 2. Sólo en los puntos máximos de demanda el costo por operar fuera de sus condiciones nominales es mayor al costo fijo. También bajo estas condiciones de carga, este generador tiene que reducir su producción de potencia activa, por lo tanto obtiene un costo por pérdida de oportunidad.

En la *figura 4.24* se muestran los costos totales por el soporte de voltaje de los dos generadores. Durante toda la variación de la demanda del sistema, ambos generadores tienen un costo por el soporte de voltaje, sin embargo el costo del generador del nodo 1 es muy bajo.

El costo total de operación del sistema y el costo total de los dos generadores por el soporte de voltaje se observan en la *figura 4.25*. El costo por el soporte de voltaje está formado principalmente por el costo del generador del nodo 2. En la gráfica también se puede notar que durante toda la variación de la demanda el costo de operación del sistema es muy superior al costo por el soporte de voltaje y sólo en la demanda máxima el costo total por el soporte de voltaje llega a ser aproximadamente la tercera parte del costo total de operación del sistema.



*Figura 4.13. Variación de la carga del sistema de cinco nodos.*

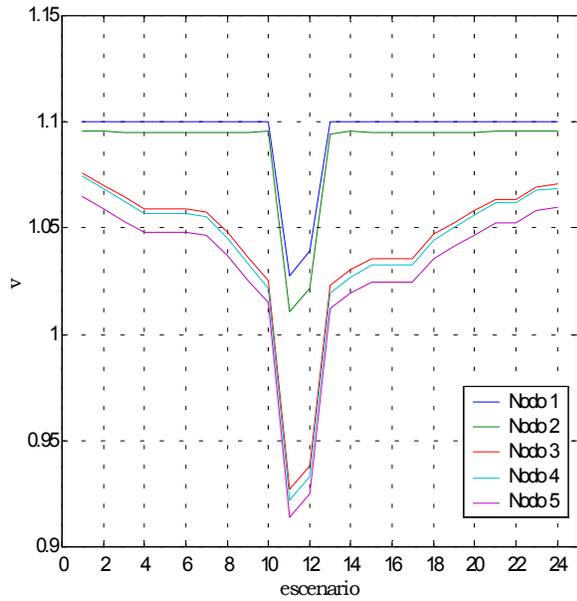


Figura 4.14. Magnitudes de voltaje del sistema de cinco nodos.

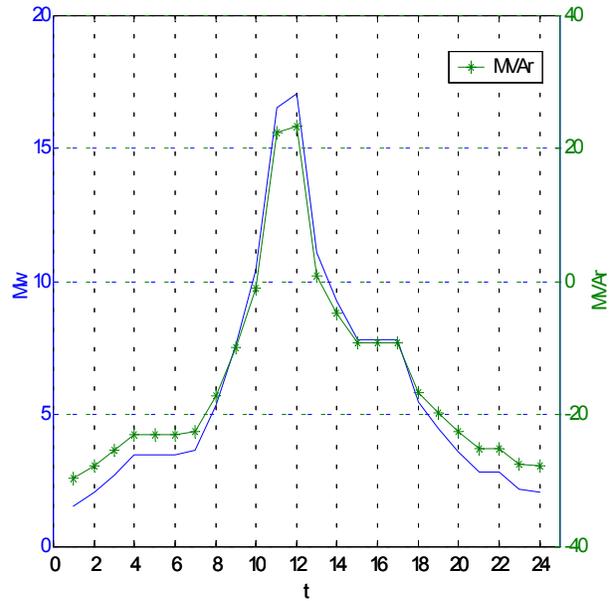


Figura 4.15. Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de cinco nodos.

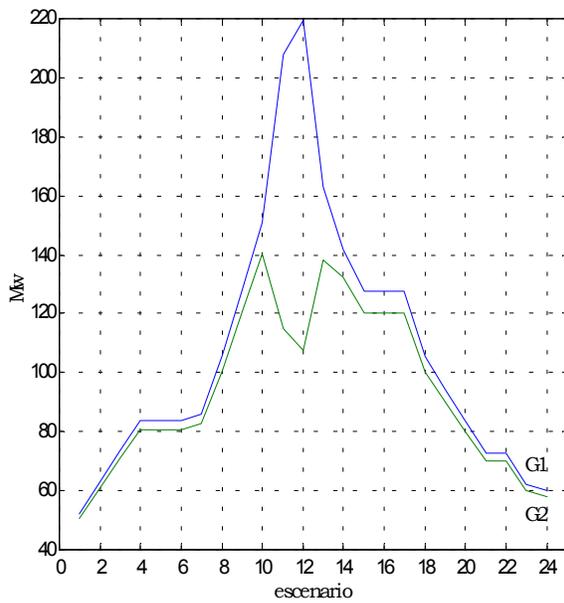


Figura 4.16. Generación de potencia activa del sistema de cinco nodos.

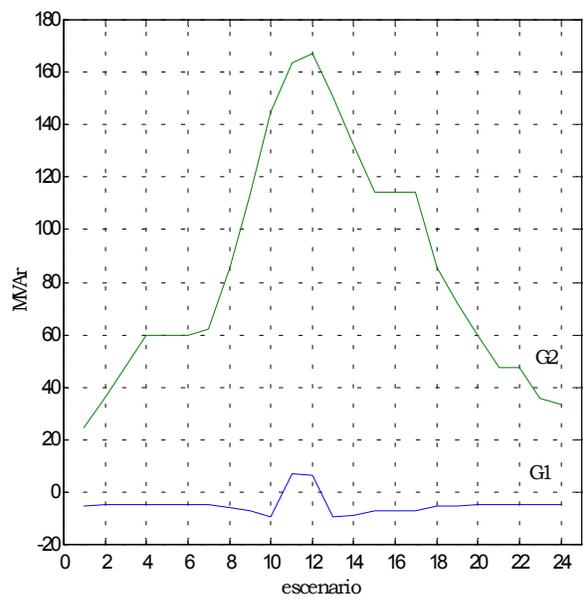


Figura 4.17. Generación de potencia reactiva del sistema de cinco nodos.

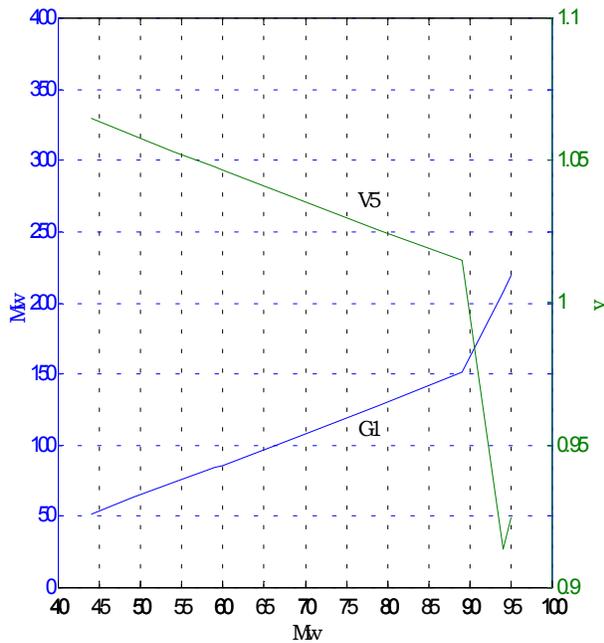


Figura 4.18. Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia activa del generador del nodo 1 del sistema de cinco nodos.

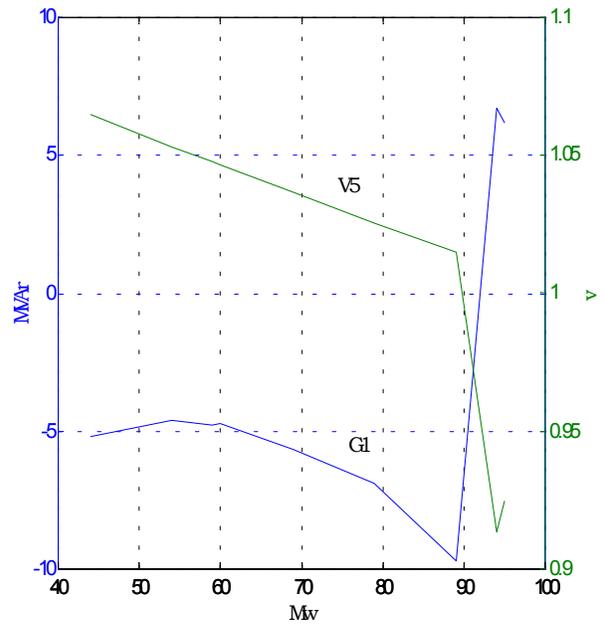


Figura 4.19. Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia reactiva del generador del nodo 1 del sistema de cinco nodos.

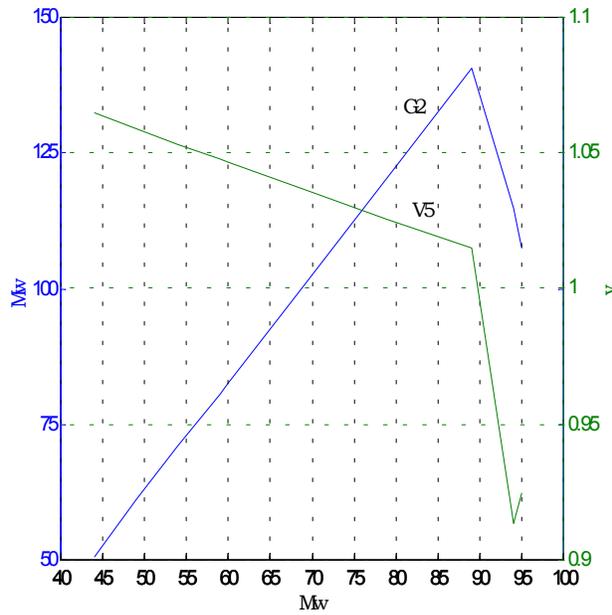


Figura 4.20. Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia activa del generador del nodo 2 del sistema de cinco nodos.

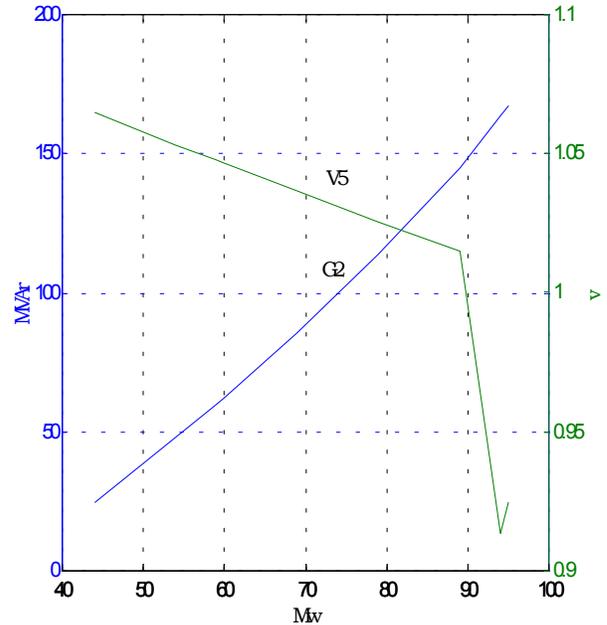


Figura 4.21. Magnitud de voltaje del nodo 5 y generación de potencia reactiva del generador del nodo 2 del sistema de cinco nodos.

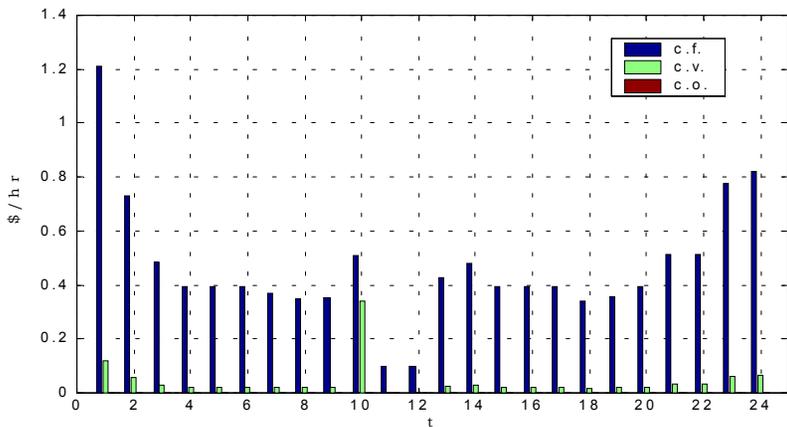


Figura 4.22. Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje del generador 1 del sistema de cinco nodos.

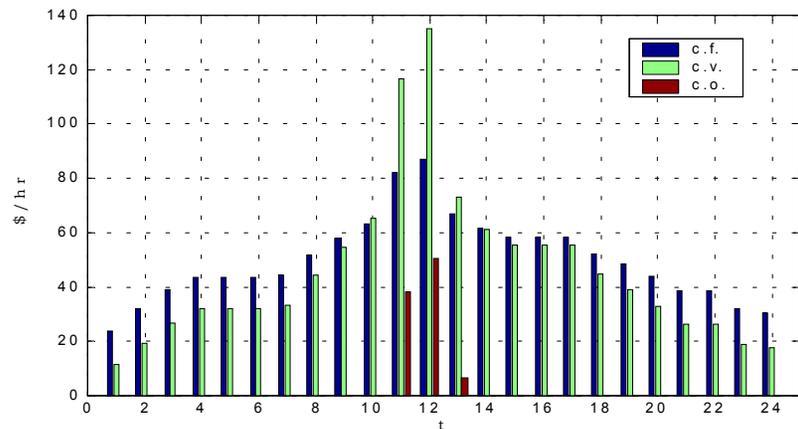


Figura 4.23. Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje del generador 2 del sistema de cinco nodos.

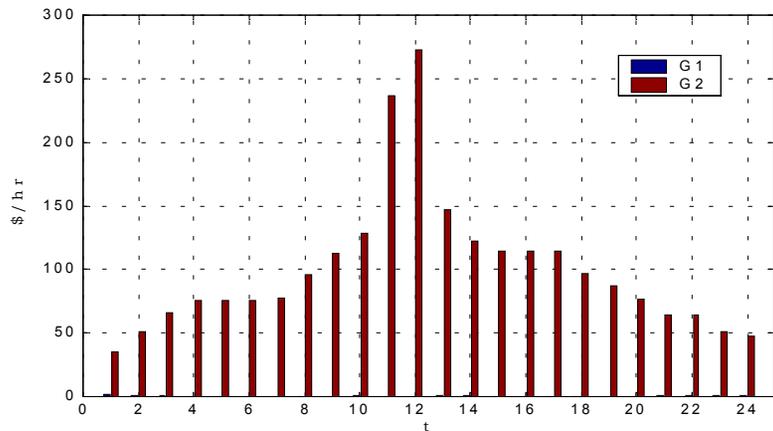


Figura 4.24. Costo por el soporte de voltaje del generador 1 y del generador 2 del sistema de cinco nodos.

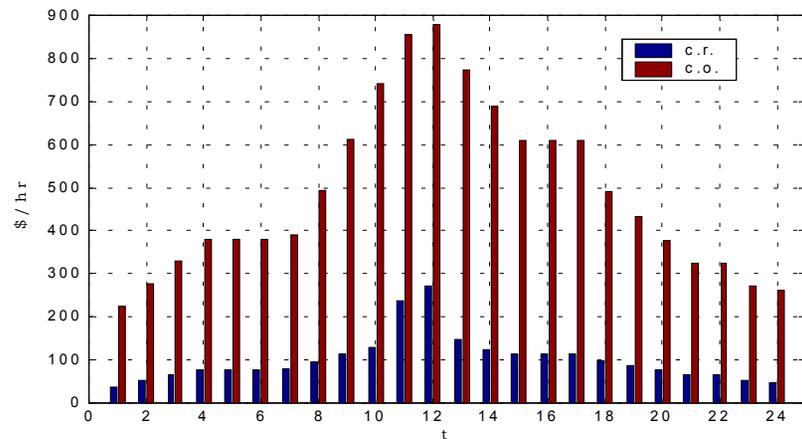


Figura 4.25. Costo por el soporte de voltaje de los generadores y costo total de operación del sistema de cinco nodos.

En la siguiente tabla se muestra la variación de la carga en cada nodo del sistema, el costo de operación del sistema, el costo por el soporte de voltaje de los generadores y el estado del sistema después de aplicar el DPR.

Tabla 4.4. Solución del DPR y costos del sistema de cinco nodos.

Escenario	Nodo	$V_i$	$\delta_i^\circ$	Demanda		Generación		Costo			Pérdidas del sistema	
				$Pd_i$	$Qd_i$	$Pg_i$	$Qg_i$	Operación	Reactiva	Marginal	MW	MVAr
				MW	MVAr	MW	MVAr	\$/hr	\$/hr	\$/MW hr		
1	1	1.10000	0.0000	0.0	0.0	51.97391	-5.18204	114.0776	1.33	2.37899	1.42	-29.602
	2	1.09608	-0.9062	4.0	1.937	50.49999	24.65966	110.5634	35.2			
	3	1.07586	-2.2894	29.0	14.04							
	4	1.07447	-2.4242	24.0	11.62							
	5	1.06476	-2.9243	44.0	21.30							
					101.0	48.912	102.4739		224.641	36.53		
2	1	1.10000	0.0000	0.0	0.0	63.07113	-4.87785	141.05960	0.787	2.45790	2.06	-27.720
	2	1.09552	-1.1197	10.0	4.824	61.00000	36.31342	135.95380	51.30598			
	3	1.07023	-2.7140	34.0	16.465							
	4	1.06855	-2.8754	29.0	14.044							
	5	1.05907	-3.3920	49.0	23.730							
					122.0	59.080	124.071		277.013	52.09298		
3	1	1.10000	0.0000	0.0	0.0	73.73255	-4.62900	167.85190	0.513	2.53140	2.72	-25.554
	2	1.09505	-1.3235	15.0	7.264	71.00063	47.90651	160.90530	65.78057			
	3	1.06459	-3.1344	39.0	18.88							
	4	1.06262	-3.3223	34.0	16.46							
	5	1.05335	-3.8538	54.0	26.15							
					142.0	68.76	144.733		328.757	66.2935		
4-6	1	1.10004	0.0000	0.0	0.0	83.96845	-4.75712	194.377	0.416	2.60406	3.45	-23.119
	2	1.09485	-1.5204	19.0	9.201	80.49999	59.59925	185.300	75.73776			
	3	1.05909	-3.5519	44.0	21.30							
	4	1.05684	-3.7662	39.0	18.88							
	5	1.04782	-4.3113	59.0	28.57							
					161.0	77.96	164.468		379.678	76.1537		
7	1	1.10009	0.0000	0.0	0.0	86.09836	-4.72575	199.9952	0.389	2.61860	3.41	-22.597
	2	1.09478	-1.5614	20.0	9.685	82.50000	62.05939	190.5234	77.8286			
	3	1.05796	-3.6369	45.0	21.79							
	4	1.05565	-3.8567	40.0	19.371							
	5	1.04667	-4.4049	60.0	29.057							
					165.0	79.9	168.598		390.519	78.2176		
8	1	1.10013	0.0000	0.0	0.0	105.7743	-5.63943	253.5044	0.367	2.75370	5.23	-17.223
	2	1.09472	-1.9525	29.0	14.044	100.5004	85.74633	238.8772	95.9576			
	3	1.04800	-4.4235	54.0	26.151							
	4	1.04520	-4.6940	49.0	23.730							
	5	1.03676	-5.2709	69.0	33.415							
					201.0	97.340	206.275		492.382	96.3246		

9	1	1.10010	0.0000	0.0	0.0	128.0854	-6.88507	317.6927	0.373	2.90280	7.63	-9.927
	2	1.09480	-2.4013	39.0	18.88	120.5000	113.7061	295.4509	112.5224			
	3	1.03665	-5.3200	64.0	30.99							
	4	1.03331	-5.6494	59.0	28.57							
	5	1.02552	-6.2592	79.0	38.25							
				241.0	116.71	248.585		613.144	112.8954			
10	1	1.10007	0.0000	0.0	0.0	150.9104	-9.73076	387.223	0.542	3.05283	10.44	-1.170
	2	1.09577	-2.8758	49.0	23.730	140.5006	144.6920	355.027	128.4107			
	3	1.02561	-6.2448	74.0	35.830							
	4	1.02177	-6.6358	69.0	33.41							
	5	1.01481	-7.2796	89.0	43.10							
				281.0	136.084	291.411		742.251	128.9527			
11	1	1.02734	0.0000	0.0	0.0	207.7236	6.74042	577.2562	0.1334	3.14731	16.54	22.395
	2	1.01072	-4.7503	59.0	28.572	114.8199	163.8265	279.0782	236.9449			
	3	0.92739	-8.7255	79.0	38.25							
	4	0.92230	-9.2982	74.0	35.28							
	5	0.91372	-10.267	94.0	45.52							
				306.0	148.19	322.543	170.567	856.334	237.044			
12	1	1.03898	0.00000	0.0	0.0	219.498	6.16405	619.6720	0.09952	3.1619	17.05	23.297
	2	1.02151	-4.9648	60.0	29.057	107.5532	167.2502	258.4852	276.6413			
	3	0.93834	-8.8333	80.0	38.74							
	4	0.93324	-9.4144	75.0	36.32							
	5	0.92474	-10.402	95.0	46.00							
				310.0	150.12	327.052	173.414	878.157	276.7408			
13	1	1.10014	0.0000	00	0.0	163.0412	-9.63655	425.7667	0.453	3.08903	11.07	0.871
	2	1.09462	-3.1629	55.0	26.63	138.0475	150.9199	347.5593	146.5049			
	3	1.02342	-6.5228	75.0	36.32							
	4	1.01947	-6.9340	70.0	33.90							
	5	1.01245	-7.6166	90.0	43.58							
				290.0	140.44	301.089	141.283	773.326	146.9579			
14	1	1.10014	0.0000	0.0	0.0	141.7222	-8.86178	358.7640	0.509	2.994	8.95	-4.884
	2	1.09556	-2.6862	45.0	21.79	132.2500	132.2831	330.8359	122.6096			
	3	1.03024	-5.8723	70.0	33.90							
	4	1.02661	-6.2384	65.0	31.47							
	5	1.01933	-6.8685	85.0	41.16							
				265.0	128.33	274.222		689.600	123.1186			
15-17	1	1.10006	0.0000	0.0	0.0	127.798	-7.26566	316.8448	0.419	2.90023	7.71	-9.354
	2	1.09525	-2.3864	35.0	16.95	120.000	114.1539	294.0000	113.9332			
	3	1.03587	-5.3641	65.0	31.47							
	4	1.03249	-5.6959	60.0	29.05							
	5	1.02483	-6.2999	80.0	38.74							
				240.0	116.22	247.799		610.845	114.3522			

18	1	1.10005	0.0000	0.0	0.0	105.4498	-5.5664	252.5983	0.360	2.750066	5.46	-16.735
	2	1.09492	-1.9334	25.0	12.107	100.000	85.71376	237.5000	96.67561			
	3	1.04703	-4.4645	55.0	26.630							
	4	1.04419	-4.7373	50.0	24.210							
	5	1.03584	-5.3083	70.0	33.90							
				200.0	96.857	205.450		490.098	97.03561			
19	1	1.10004	0.0000	0.0	0.0	94.47356	-5.09952	222.4168	0.376	2.67583	4.48	-19.905
	2	1.09499	-1.7152	20.0	9.685	90.000	72.3556	210.375	87.0477			
	3	1.05265	-4.0248	50.0	24.21							
	4	1.05008	-4.2691	45.0	21.79							
	5	1.04144	-4.8242	65.0	31.47							
				180.0	87.17	184.474		432.792	119.5537			
20	1	1.10000	0.0000	0.0	0.0	60.0362	-4.92106	133.5889	0.415	2.43475	3.6	-22.724
	2	1.09508	-1.5003	15.0	2.264	80.00	33.28955	128.6169	76.6218			
	3	1.05819	-3.5907	45.0	21.79							
	4	1.05589	-3.8971	40.0	19.37							
	5	1.04697	-4.3465	60.0	29.05							
				160.0	77.48	163.58		262.206	77.0368			
21-22	1	1.10000	0.0000	0.0	0.0	72.8225	-4.71545	165.5317	0.546	2.5252	2.82	-25.246
	2	1.09543	-1.2915	10.0	4.824	70.000	47.32771	158.3750	64.6298			
	3	1.06383	-3.1633	40.0	19.37							
	4	1.06183	-3.3526	35.0	16.95							
	5	1.05267	-3.8766	55.0	26.63							
				140.0	67.79	142.823		323.907	65.1758			
23	1	1.10001	0.0000	0.0	0.0	62.16832	-4.95426	138.8300	0.873	2.45009	2.15	-27.458
	2	1.09593	-1.0878	5.0	2.412	59.99927	35.60673	133.4982	50.9875			
	3	1.06952	-2.7426	35.0	16.95							
	4	1.06781	-2.9053	30.0	14.52							
	5	1.05843	-3.4143	50.0	24.21							
				120.0	58.11	122.168		272.328	51.8605			
24	1	1.10000	0.0000	0.0	0.0	60.0362	-4.92106	133.5889	0.888	2.43475	2.02	-27.857
	2	1.09597	-1.0464	4.0	1.937	58.0007	33.28955	128.6169	47.93661			
	3	1.07060	-2.6585	34.0	16.46							
	4	1.06894	-2.8159	29.0	14.04							
	5	1.05951	-3.3219	49.0	23.73							
				116.0	56.17	118.037		262.206	48.82461			

## 4.2 Sistema de treinta nodos

Este sistema está formado por 30 nodos, 6 generadores y 41 ramas. A continuación se muestran los resultados de dos casos realizados en este sistema.

La generación de potencia activa de cada generador se determina con un despacho económico. Los datos de este sistema se detallan en el *Apéndice B*.

### 4.2.1 Caso uno, costos de operación de potencia activa diferentes

$$C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j}).$$

#### Condiciones.

La demanda de potencia activa y potencia reactiva del sistema se muestra en la *tabla 4.5*, los costos de operación de potencia activa de cada generador son diferentes, sólo los generadores de los nodos 11 y 13 tienen el mismo costo.

#### Resultados.

En la *tabla 4.6* se presentan el resultado después de aplicar el despacho de potencia reactiva y el costo determinado por el soporte de voltaje de los generadores.

Los voltajes de todos los nodos del sistema se pueden observar en las *figuras 4.26*, *4.27* y *4.28*, los mejores perfiles de voltaje se logran en los nodos de generación (nodos: 1, 2, 5, 8, 11 y 13).

En la *figura 4.29* se muestra la generación de potencia activa de cada máquina, la generación de las máquinas de los nodos 8, 11 y 13, son despachas en su límite inferior. En este sistema el nodo compensador es el generador del nodo 1, éste suministrar las pérdidas y gran parte de la demanda de potencia activa del sistema.

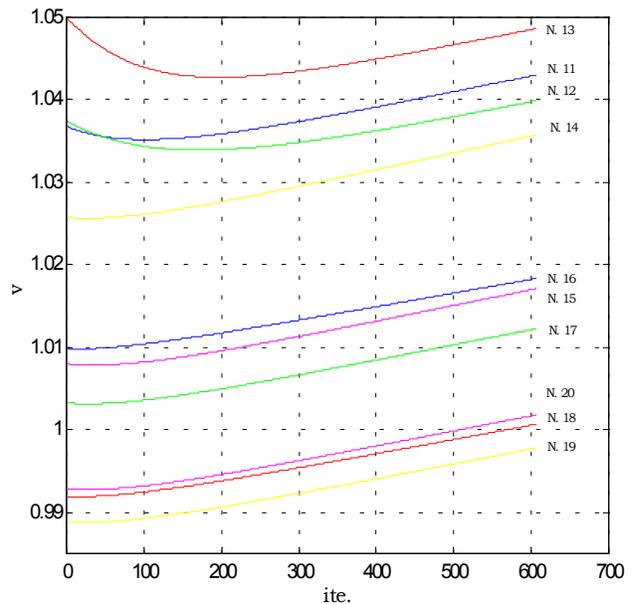
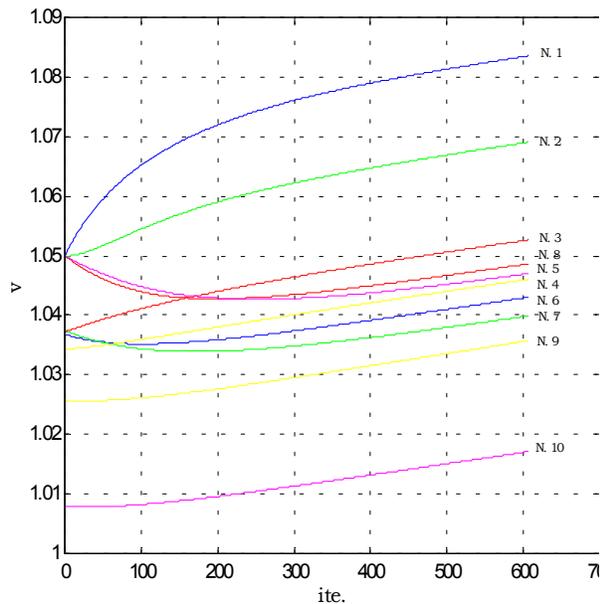


Figura 4.26. Magnitudes de voltaje de los nodos 1-10, del sistema de treinta nodos, caso uno. Figura 4.27. Magnitudes de voltaje de los nodos 11-20, del sistema de treinta nodos, caso uno.

La generación de potencia reactiva se observa en la *figura 4.30*, bajo estas condiciones de carga los seis generadores proporcionan potencia reactiva al sistema.

Las pérdidas del sistema decrecen, *figura 4.31*, sin embargo las pérdidas de potencia reactiva son superiores a las de la potencia activa.

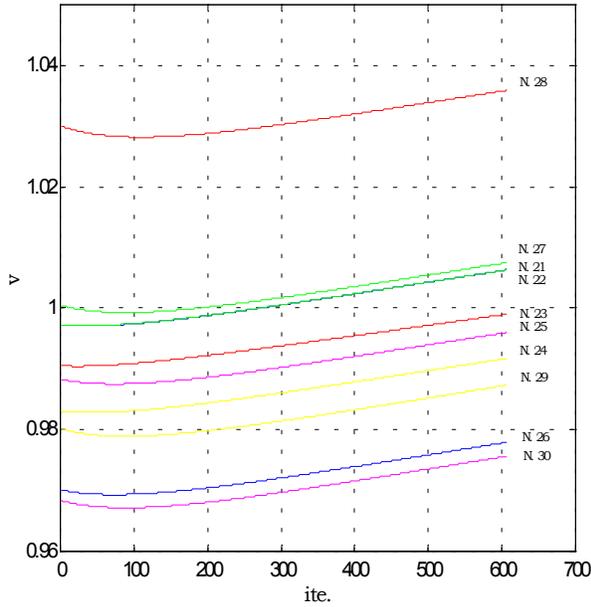


Figura 4.28. Magnitudes de voltaje de los nodos 21-30, del sistema de treinta nodos, caso uno.

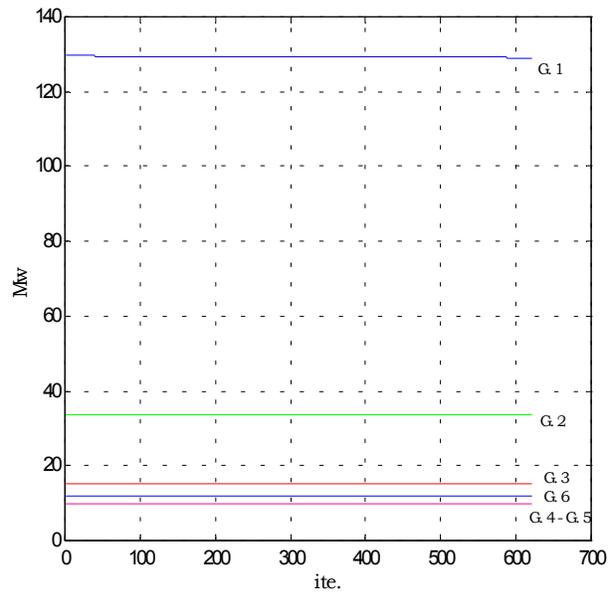


Figura 4.29. Generación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso uno.

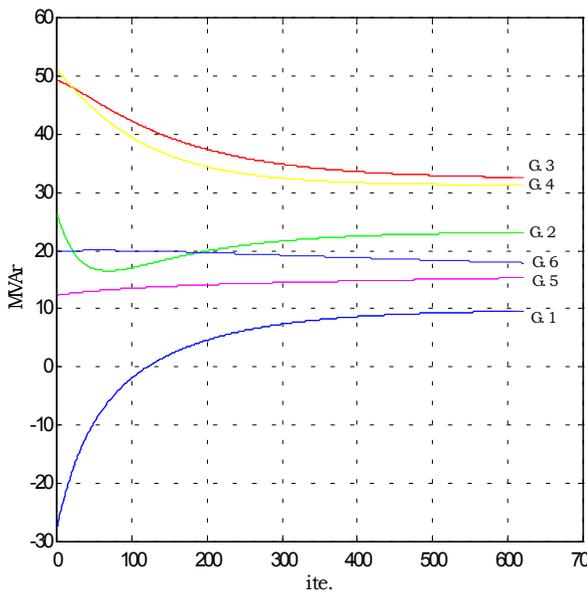


Figura 4.30. Generación de potencia reactiva del sistema de treinta nodos, caso uno.

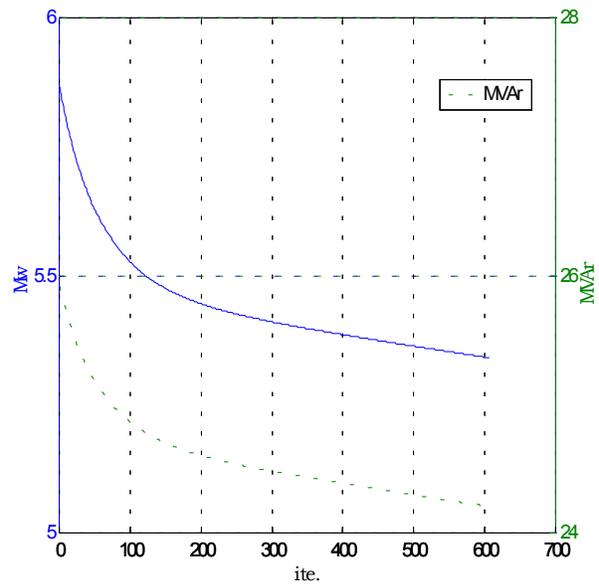


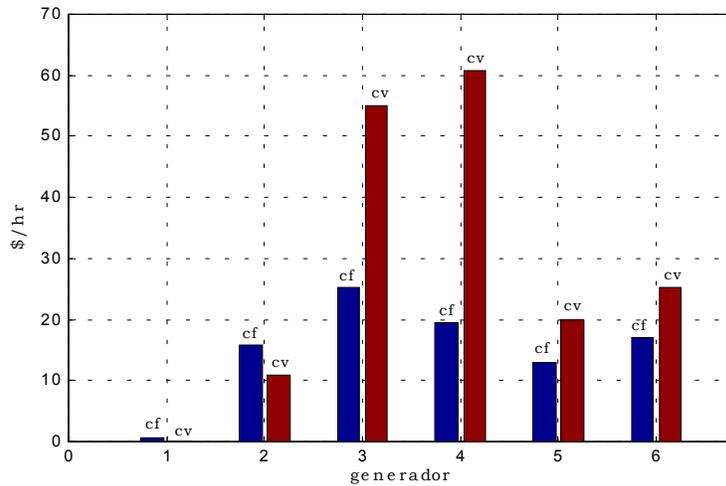
Figura 4.31. Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de treinta nodos, caso uno.

Tabla 4.5 Solución del DPR y costos del sistema de treinta nodos, caso uno  $C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j})$ .

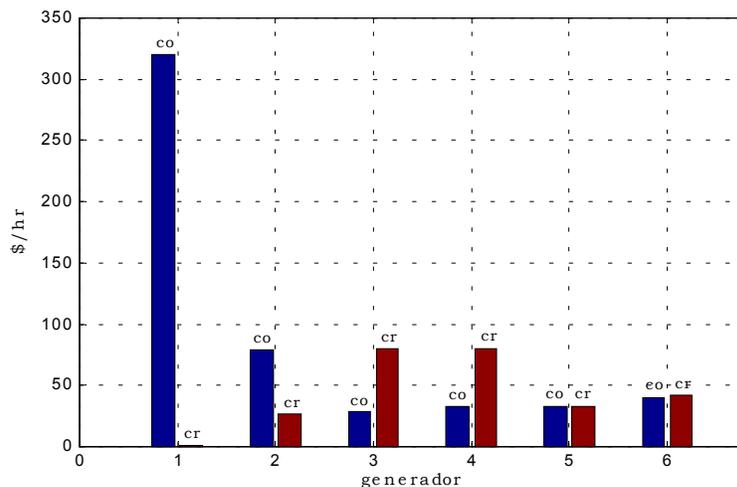
Nodo	$V_i$	$\delta_i^\circ$	Demanda		Generación		Costo			Pérdidas	
			$Pd_i$ MW	$Qd_i$ MVAr	$Pg_i$ MW	$Qg_i$ MVAr	Operación \$/hr	Reactiva \$/hr	Marginal \$/MW hr	MW	MVAr
1	1.08381	0.0	0.0	0.0	129.106	9.597	320.7191	0.7262	2.91562	5.337	24.194
2	1.06932	-2.3759	11.7	6.84	33.627	23.099	78.6358	26.58891			
3	1.05293	-4.0121	2.4	1.20							
4	1.04632	-4.8122	8.6	1.60							
5	1.04723	-6.2816	54.2	27.10	15.004	32.558	29.0758	80.34045			
6	1.04328	-5.5132	0.0	0.0							
7	1.04015	-6.0941	12.8	6.11							
8	1.04889	-5.7693	15.0	15.0	10.000	31.200	33.334	80.36553			
9	1.03602	-7.5719	0.0	0.0							
10	1.01738	-9.2863	5.8	2.0							
11	1.06576	-6.4925	0.0	0.0	10.000	15.328	32.50	32.75605			
12	1.03187	-8.8826	11.2	7.5							
13	1.05547	-7.9988	0.0	0.0	12.000	17.885	39.60	42.21678			
14	1.01611	-9.7739	6.2	1.6							
15	1.01120	-9.8127	8.2	2.5							
16	1.01859	-9.3357	3.5	1.8							
17	1.01252	-9.5121	9.0	5.8							
18	1.00092	-10.360	3.2	0.9							
19	0.99804	-10.483	9.5	3.4							
20	1.00208	-10.243	2.2	0.7							
21	1.00661	-9.7196	12.5	8.0							
22	1.00662	-9.7159	0.0	0.0							
23	0.99929	-10.114	3.2	1.6							
24	0.99201	-10.150	8.7	6.7							
25	0.99629	-10.093	0.0	0.0							
26	0.97822	-10.531	3.5	2.3							
27	1.00779	-9.7778	0.0	0.0							
28	1.03615	-5.9386	0.0	0.0							
29	0.98761	-11.046	2.4	0.9							
30	0.97595	-11.958	10.6	1.9							
			204.4	105.474	209.738		533.865	262.942	2.91562		

La *figura 4.32* presenta el costo fijo (*cf*) y el costo variable (*cv*) del soporte de voltaje de los generadores del sistema. Los dos generadores (nodos 5 y 8) con mayor producción de potencia reactiva, su costo por el soporte de voltaje también es superior que el resto de los generadores.

En la *figura 4.33* se muestra el costo por el soporte de voltaje (*cr*) y el costo de operación de potencia activa (*co*) de todos los generadores. Se puede notar que el *co* no siempre es superior al *cr*.



*Figura 4.32. Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje de los generadores del sistema de treinta nodos, caso uno.*



*Figura 4.33. Costo por el soporte de voltaje de los generadores y costo de operación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso uno.*

#### 4.2.2 Caso dos, incremento en la demanda del sistema con costos de operación de potencia activa diferentes $C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j})$ .

##### Condiciones.

Se incrementa la demanda de potencia activa y reactiva del sistema, *tabla 4.6*. Los costos de operación de potencia activa de cada generador son diferentes, sólo los generadores de los nodos 11 y 13 tienen el mismo costo.

##### Resultados.

Las magnitudes de voltaje tienen el mismo comportamiento al caso anterior, *figuras 4.34, 4.35 y 4.36*, los voltajes de los nodos de generación 1 y 11 alcanzan su límite superior.

En la *figura 4.37* se observa la generación de potencia activa de todos los generadores, gran parte de la demanda de potencia activa es suministrada por las mismas máquinas y los generadores de los nodos 11 y 13 son despachados en su límite inferior. La producción de potencia reactiva de todos los generadores excepto el compensador se incrementa bajo estas condiciones de carga, *figura 4.38*.

Las pérdidas de potencia activa y potencia reactiva se incrementan, *figura 4.38*, sin embargo tienen el mismo comportamiento al caso anterior.

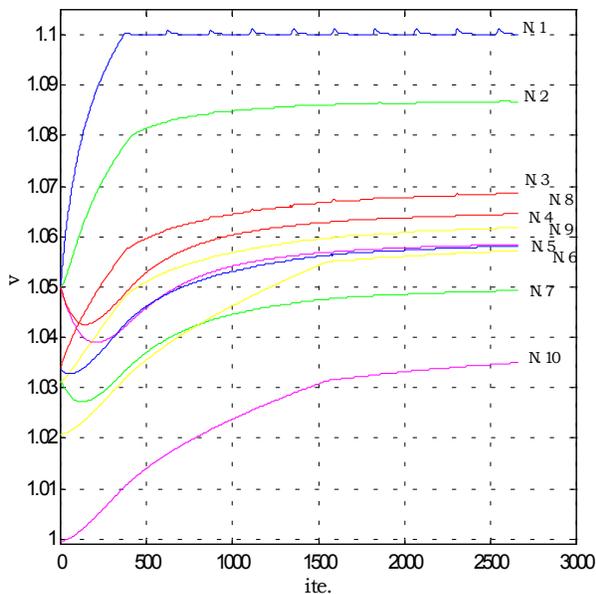


Figura 4.34. Magnitudes de voltaje de los nodos 1-10, del sistema de treinta nodos, caso dos.

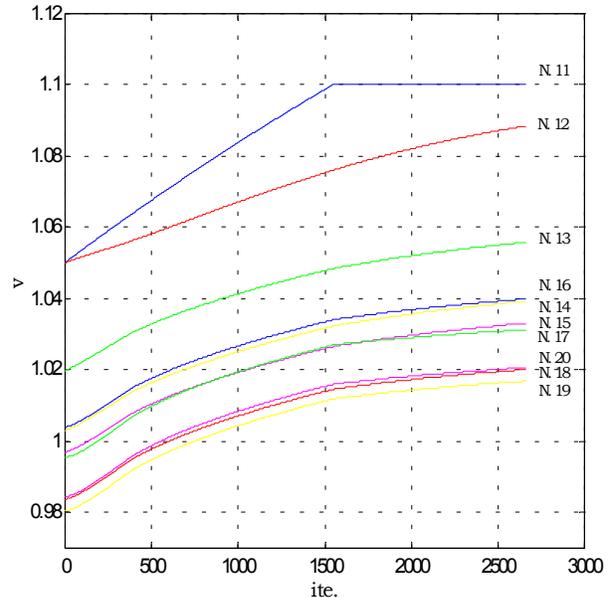


Figura 4.35. Magnitudes de voltaje de los nodos 11-20, del sistema de treinta nodos, caso dos.

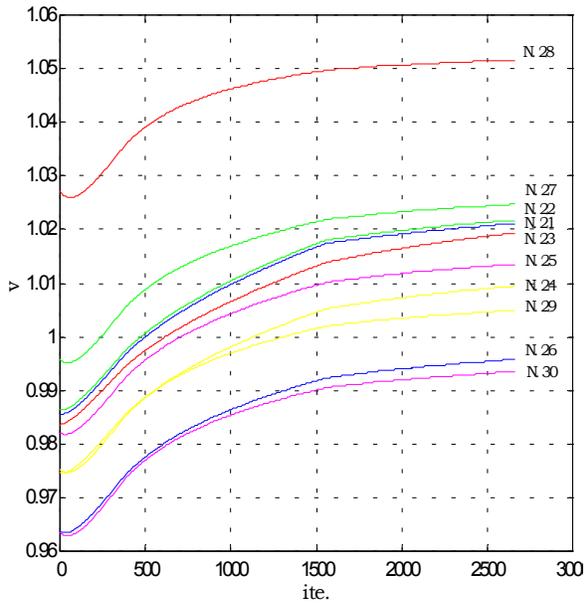


Figura 4.36. Magnitudes de voltaje de los nodos 21-30, del sistema de treinta nodos, caso dos.

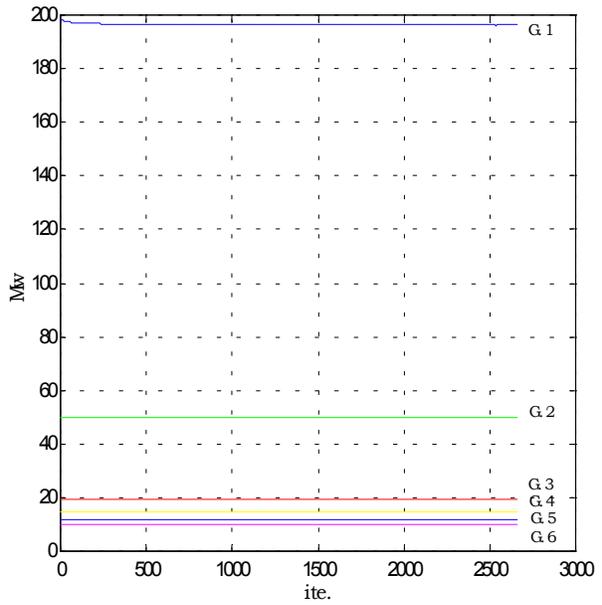


Figura 4.37. Generación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso dos.

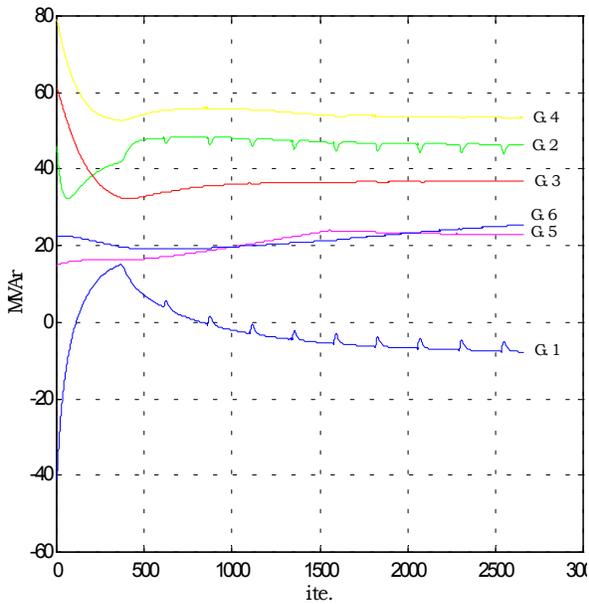


Figura 4.38. Generación de potencia reactiva del sistema de treinta nodos, caso dos.

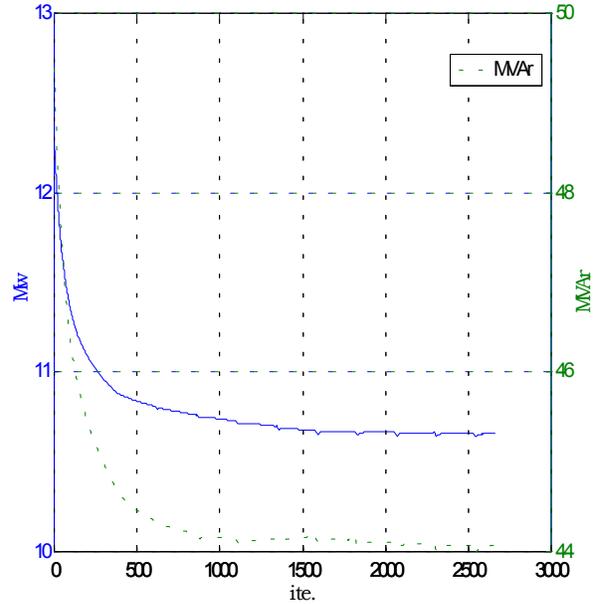


Figura 4.39. Pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de treinta nodos, caso dos.

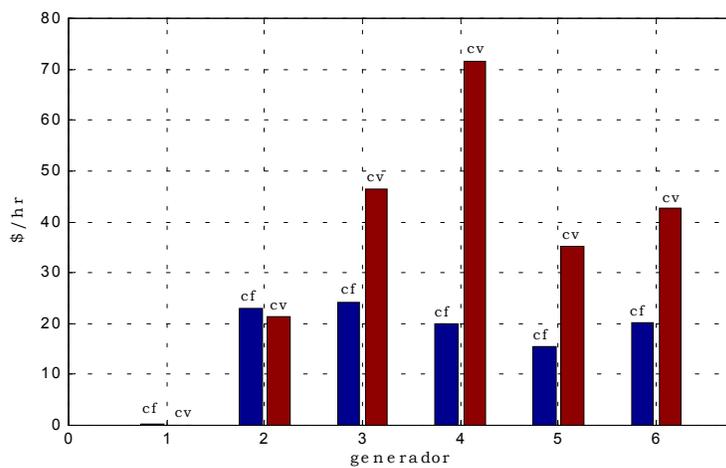
Tabla 4.6. Solución del DPR y costos del sistema de treinta nodos, caso dos  $C_i(P_{g_i}) \neq C_j(P_{g_j})$ .

Nodo	$V_i$	$\delta_i^\circ$	Demanda		Generación		Costo			Pérdidas	
			$Pd_i$ MW	$Qd_i$ MVar	$Pg_i$ MW	$Qg_i$ MVar	Operación \$/hr	Reactiva \$/hr	Marginal \$/MW hr	MW	MVar
1	1.10015	0.0	0.0	0.0	196.3511	-7.6916	537.2789	0.19570	3.39801	10.659	44.064
2	1.08676	-3.7571	22.7	13.70	49.5906	46.3739	129.8202	44.3845			
3	1.06849	-5.7166	2.4	1.20							
4	1.06174	-6.8895	8.6	1.60							
5	1.05843	-10.4033	95.2	20.00	19.1722	36.8468	42.1456	70.6547			
6	1.05816	-8.07835	0.0	0.0							
7	1.04936	-9.51404	23.8	11.9							
8	1.06452	-8.61479	32.0	31.0	14.9456	53.523	50.4363	91.4120			
9	1.05718	-10.247	0.0	0.0							
10	1.03498	-11.9968	5.8	2.0							
11	1.10002	-9.2229	0.0	0.0	10.000	22.7455	32.50	50.59295			
12	1.05583	-11.3608	12.2	8.5							
13	1.08847	-10.5232	0.0	0.0	12.000	25.4721	39.60	62.82038			
14	1.03927	-12.2493	6.2	1.6							
15	1.03308	-12.2977	8.2	2.5							
16	1.03990	-11.8952	3.5	1.8							
17	1.03127	-12.1694	9.0	5.8							
18	1.02013	-12.8586	3.2	1.9							
19	1.01687	-13.033	9.5	3.4							
20	1.02061	-12.8321	2.2	0.7							
21	1.02106	-12.5171	18.5	12.2							
22	1.02172	-12.4871	0.0	0.0							
23	1.01932	-12.6620	3.2	1.6							
24	1.00942	-12.8008	8.7	6.7							
25	1.01350	-12.6601	0.0	0.0							
26	0.99575	-13.0830	3.5	2.3							
27	1.02469	-12.3034	0.0	0.0							
28	1.05163	-8.51592	0.0	0.0							
29	1.00489	-13.529	2.4	0.9							
30	0.99343	-14.410	10.6	1.9							
			291.4	133.2	302.059		831.78	320.06	3.39801		

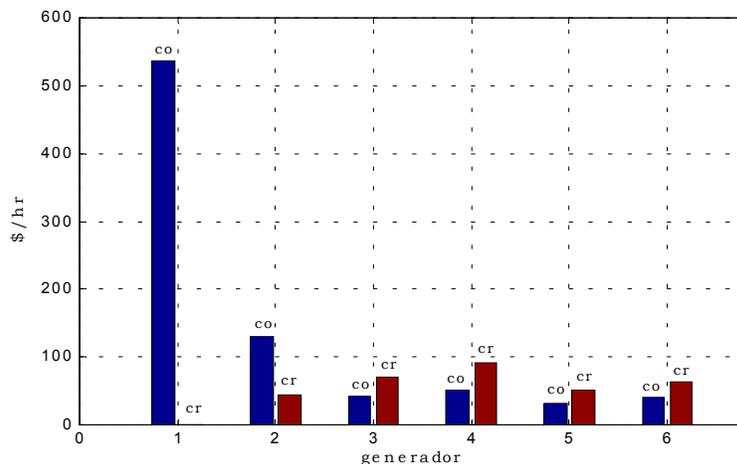
En la *figura 4.40* se muestra el costo fijo (*cf*) y el costo variable (*cv*) para cada uno de los generadores, a diferencia del caso anterior, el mayor costo por el soporte de voltaje no se presenta en los generadores de los nodos 4 y 5.

La *figura 4.41* presenta el costo por el soporte de voltaje (*cr*) y el costo de operación de potencia activa (*co*), se puede notar que en cuatro generadores el *cr* es superior al *co*.

En los dos casos anteriores se observa que los generadores de los nodos 1 y 2 producen gran parte de la potencia activa demandada del sistema y sólo en estos generadores el *co* es superior al *cr*.



*Figura 4.40. Costo fijo y costo variable por el soporte de voltaje de los generadores del sistema de treinta nodos, caso dos.*



*Figura 4.41. Costo por el soporte de voltaje de los generadores y costo de operación de potencia activa del sistema de treinta nodos, caso dos.*

### 4.3 Conclusiones.

- En este trabajo se utilizó el método del gradiente para la solución del despacho de potencia reactiva, este método no presentó problemas de convergencia en los dos sistemas de prueba evaluados, sin embargo el método tiene la característica de ser lento y el número de iteraciones en la convergencia de los dos sistemas es considerable.
- En el proceso de optimización del programa se utiliza una longitud de paso constante  $\alpha$ , por lo que para reducir el número de iteraciones es necesario calcular en cada iteración esta longitud.
- El conjunto de variables de control utilizadas en este trabajo mostró su efecto en la reducción de las pérdidas de potencia activa del sistema, no obstante se pueden mejorar las soluciones considerando también como variables de control el tap de los transformadores con cambiador en derivación bajo carga y los compensadores ajustables en derivación para minimizar los flujos de potencia reactiva a través del sistema.
- Con las funciones de penalización empleadas en este trabajo, no se violaron considerablemente ninguna de las restricciones de desigualdad, pero se presentaron oscilaciones en las variables de control cuando éstas alcanzaron su límite superior, por lo tanto es necesario desarrollar en este programa la capacidad de incorporar restricciones suaves o rígidas para tratar este tipo de restricciones.
- Aunque existen funciones para el costo de generación de potencia reactiva [6,12,13,14], se deben definir funciones que representen el costo de generación de potencia reactiva en términos de sus condiciones nominales de operación del generador.
- El costo por el soporte de voltaje de los generadores es determinado únicamente considerando el costo de inversión del generador y de manera independiente del programa de despacho de potencia reactiva, sin embargo el costo por el soporte de voltaje llega a ser equivalente o superior al costo de operación de potencia activa en algunos generadores.
- Una parte del costo variable por el soporte de voltaje está siendo establecido con la variable  $\tau_{g_i}$  (figura 2.8), pero se debe analizar el definir este costo tomando en cuenta las pérdidas de potencia activa en las que inciden los generadores para diferentes valores de producción de potencia reactiva.
- Con el planteamiento en este trabajo para determinar el costo por el soporte de voltaje de los generadores, éste depende de la generación de potencia reactiva pero principalmente de las condiciones de operación de cada generador.

- Si bien se tienen soluciones óptimas en el despacho de potencia reactiva, para determinar el costo por el soporte de voltaje se deben garantizar soluciones globales para calcular un costo absoluto de este servicio.
- Al definir el mercado primario a través de un despacho económico tiene implicación en el costo por el soporte de voltaje, ya que con diferentes costos de operación, la producción de potencia activa de cada generador es diferente, provocando un incremento o decremento en las pérdidas del sistema que tienen efecto en la generación de potencia reactiva y en el costo por el soporte de voltaje de los generadores.
- Para no incrementar las pérdidas e incidir en otro tipo de costos es muy importante la coordinación de las fuentes de potencia reactiva, ya que bajo un esquema horizontal, las pérdidas de potencia activa en el sistema de transmisión son consideradas también como un servicio auxiliar.

#### **4.4 Trabajos futuros.**

- Aplicar otro método de programación matemática para comparar las soluciones obtenidas.
- Considerar en el programa de despacho de potencia reactiva, límites en los flujos de potencia en las líneas de transmisión y límites en los perfiles de voltaje antes y después de una contingencia, para evaluar los requerimientos de potencia reactiva y el costo por el soporte de voltaje de los generadores.
- Utilizar como función objetivo la maximización de reservas de potencia reactiva para analizar el costo por el soporte de voltaje de los generadores.
- Determinar bajo otro esquema el mercado de potencia activa y analizar el costo por el soporte de voltaje considerando no solo generadores termoelectrónicos.
- Definir una función objetivo dependiente del costo por el soporte de voltaje y de la potencia reactiva generada.
- Evaluar el costo de los generadores que son sincronizados al sistema exclusivamente para ofrecer el soporte de voltaje.

---

# REFERENCIAS

- [1] Lorrin Philipson, H. Lee Willis, *“Understanding Electric Utilities and De-Regulation”*, Marcel Dekker, Inc, 1999.
- [2] A. M. Chebbo and D. J. Coates, *“Reactive Power Market and Reactive Plant Control in England and Wales”*, GIGRE London Symposium 1999.
- [3] Julián Barquín and Tomás Gómez San Román, *“Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures”*, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May. 2000.
- [4] N. H. Dandachi and M. J. Rawlins, *“OPF for Reactive Pricing Studies on the NGC System”*, Power Industry Compute Application Conference, 1995. Conference Proceeding, IEEE, pages 11-17, May 1995.
- [5] Syed Ahmed and Goran Strbac, *“A method for Simulation and Analysis of Reactive Power Market”*, Power Industry Computer Applications. IEEE, International Conference, pages 337-342, May 1999.
- [6] S. M. Villamizar Rueda and K. C. Almeida, *“Optimal Power Flow Solutions under Variable Load Conditions: Reactive Power Cost Modeling”*, Power Industry Compute Applications, 2001. Innovative Computing for Power Electric Energy Meets the Market, IEEE Power Engineering Society International Conference, pages 300-305, May 2001.
- [7] Kankar Bhattacharya and Jin Zhong, *“Reactive Power as an Ancillary Service”*, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 16, No. 2, May. 2001.
- [8] Martin L. Baughman and Shams N. Siddiqi, *“Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results”*, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, No. 1, February 1991.
- [9] Maxwell Muchayi and El-Hawary M. E., *“A Summary of Algorithms in Reactive Power Pricing”*, Electrical and Computer Engineering, 1995. IEEE Canadian Conference, pages 692-690 Vol. 2, September 1995.
- [10] D. Chattopadhyay and K. Bhattacharya, *“Optimal Reactive Power Planning and Its Spot – Pricing: An Integrated Approach”*, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 4, November 1995.
- [11] James A. Momoh and Jizhong Zhu, *“A New Approach to Var Pricing and Control the Competitive Environment”*, System Sciences. IEEE Proceedings of the Thirty-First Hawaii International Conference, pages 104-111, Vol. 3, January 1998.
- [12] Y. Dai and Y. X. Ni, *“Analysis of Reactive Power Pricing under Deregulation”*, Power Engineering Society Summer Meet 2000 IEEE, pages 2162-2167, Vol. 4, July 2000.
- [13] Y. Dai and Y. X. Ni, *“A Study of Reactive Power Marginal Price in Electricity Market”*, Elsevier, Electric Power Systems Research, 2001.

- [14] V. Leonardo Paucar and Marcos J. Rider, “Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Costs”, Power Engineering, LESCOPE 2001 IEEE, Large Engineering Systems Conference, pages 7-11, July 2001.
- [15] John W. Lamount and Jian Fu, “Cost Analysis of Reactive Power Support”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 14, No. 3, November 1999.
- [16] Miguel Jiménez Guzmán, “Metodología Básica para la Asignación de Costos del Servicio de Control de Voltaje y Potencia Reactiva en Mercados Eléctricos Desregulados”, Instituto Tecnológico de Morelia, Tesis de Maestría, Morelia Michoacán, Agosto 1999.
- [17] José Horacio Tovar Hernández y Gustavo Carlos Tequitlalpa Gómez, “Metodología para la Asignación de Cargos por el Servicio de Regulación de Voltaje y Reservas de Potencia Reactiva”, IEEE Reunión de Verano RVP- AI/02, Julio 2002.
- [18] Edson Luiz da Silva and Jonathan J. Hedgecock, “Practical Cost – Based Approach for the Voltage Ancillary Service”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 16, No. 4, November 2001.
- [19] Shangyou Hao and Alex Papalexopoulos, “Reactive Power Pricing and Management”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- [20] Chungshih Hsu and Mo-Shing Chen, “Reactive Power Planning and Operating in the Deregulation Power Utilities”, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Proceeding DRPT International Conference, pages 72-77, April 2000.
- [21] H. Rudnick and J. Zolezzi, “Electric Sector Deregulation and Restructuring in Latin America: Lessons to be Learnt and Possible Ways Forward”, , Generation, Transmission and Distribution, IEE, Proceedings, pages 180-184, Vol. 148, March 2001.
- [22] F. Aboytes, “Mercados Eléctricos Competitivos, parte I”, IEEE Reunión de Verano RVP- AI/00, Julio 2000.
- [23] H. Rudnick and N. de Franco, “Latin American Deregulation Processes”, IEEE Power Engineering Review, pages 10-10, Vol. 18, December 1998.
- [24] Office of Economic and Demographic Research the Florida Legislature, “Potential Fiscal Impact of Electric Utility Deregulation on Florida’s Public Education Capital Outlay (PECO) Program”, December 1998.
- [25] Robert A. Durham and Marcus O. Durham, “Electric Re-Regulation Impact”, IEEE Industry Applications Magazine, pages 47-56, Vol. 5 September/October 1999.
- [26] Terje Gjengedal and Jan Ove Gjerde, “Ancillary Services in Deregulated Power Systems; What are they; Who need them and Who pays”, IEEE Power System Technology, 1998. Proceedings POWERCON ’98. International Conference, pages 704-709, Vol. 1, August 1998.
- [27] A. J. Word, B. Wollenberg, “Power Generation Operation and Control”, John Willey & Sons, Inc., 1984.
- [28] Marija Llic, John Zaborszky, “Dynamics and Control of Large Electric Power Systems”, Wiley-Interscience Publication, 2000.
- [29] Comisión Federal de Electricidad, México 2003. <http://www.cfe.gob.mx>
- [30] Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Diario Oficial de la Federación de 31 de Mayo de 1993.

- [31] R. Ríos Zapalapa, A. Inda Ruíz, *“Impactos de la Participación Privada en la Operación de la Industria Eléctrica Nacional”*, IEEE Reunión de Verano RVP- SIS-08, Julio 1994.
- [32] Comisión Reguladora de Energía, México 2003. <http://www.cre.gob.mx>
- [33] Federal Energy Regulatory Commission 1996, *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, Final Rule*, Docket Nos. RM95-8-000 and RM94-7-001, Order No. 888, Washington, DC, April 24.
- [34] Páginas www :  
<http://www.nemmco.com.au>  
<http://www.cammesa.com.ar>  
<http://www.mercadoelectriconet.com.ar>  
<http://www.2ing.puc.cl>  
<http://www.cei.cl>  
<http://www.caiso.com>  
<http://www.ngc.com>
- [35] Julián Barquín and David Soler, *“On the Cost of the Reactive Power Generation and Voltage Support Service”*, IEEE Bulk Power System Dynamics and Control IV, Santorini, Greece 1999.
- [36] P. Kundur, *“Power System Stability and Control”*, McGraw-Hill, Inc. , 1994.
- [37] Afzal S. Siddiqui, Chris Marnay and Mark Khavkin, *“Spot Pricing of Electricity and Ancillary Services in a Competitive California Market”*, Proceedings of the 34<sup>th</sup> Hawaii International Conference, pages 813-821, January 2001.
- [38] Roger D. Blair and Lawrence W. Kenny, *“Microeconomics”*, John Wiley & Sons, 1987.
- [39] K. Y. Lee, Y. M. Park, and J. L. Ortiz, *“A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch”*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 5, May 1985.
- [40] G. T. Heydt, *“Computer Analysis Methods for Power Systems”*, Macmillan Publishing, 1986.
- [41] Malcolm R. Irving and Young-Hau Song, *“Optimization Techniques for Electrical Power Systems, part 1”*, Power Engineering Journal, October 2000.
- [42] Singiresu S. Rao, *“Engineering Optimization: Theory and Practice”*, John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [43] Edwin P. Chong, *“An Introduction to Optimization”*, John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [44] Q. H. Wu and J. T. Ma, *“Power System Optimal Reactive power Dispatch Using Evolutionary Programming”*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [45] J. A. Momoh, M.E. El-Hawary and Ramababu Adapa, *“A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, part 1”*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February 1999.
- [46] V. H. Quintana and M. Santos-Nieto, *“Reactive-Power Dispatch by Successive Quadratic Programming”*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 4, No. 3, September 1989.
- [47] T. J. E. Miller, *“Reactive Power Control in Electric Systems”*, John Wiley & Sons, Inc., 1982.

- [48] Hermann W. Dommel and William F. Tinney, “*Optimal Power Flow Solutions*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, No. 10, October 1968.
- [49] Yasou Ohba, “*Optimum Load Flow*”, Energy Systems Research Center, University of Texas at Arlington, 1976.
- [50] Gerardo Manriquez Hurtado, “*Solución del Problema de Despacho de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos de Potencia mediante el Método de Newton*”, Instituto Tecnológico de Morelia, Tesis de Maestría, Morelia Michoacán, Diciembre 1999.
- [51] Tom M. Apostol, “*Mathematical Analysis*”, Addison-Wesley Publishing Co., Inc., 1960.
- [52] A. Santos Jr. and G. R. M da Costa, “*Optimal-Power-Flow Solution by Newton’s Method Applied to and Augmented Lagrangian Function*”, IEE Proceeding Generation Transmission Distribution, Vol. 142, No. 1, January 1995.
- [53] Glenn W. Stagg and Ahmed H. El-Abiad, “*Computer Methods in Power System Analysis*”, McGraw-Hill, Inc., 1968.
- [54] J. A. Momoh, R. J. Koessler, M. S. Bond, B. Stott, D. Sun, A. Papalexopoulos and P. Ristanovic, “*Challenges to Optimal Power Flow*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997.
- [55] C. A. Gross, “*Power System Analysis*”, John Wiley & Sons, Inc., 1979.
- [56] José Horacio Tovar Hernández, “*Investigación de la Aplicación del Método de Newton a la Solución de Estudios de Flujos de Potencia*”, Instituto Politécnico Nacional, Tesis de Maestría, México D.F., 1989.
- [57] IEEE 30-Bus System. Power Systems Test Case Archive. University of Washington, Seattle. <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>
- [58] I. J. Nagrath and D. P. Kothsri, “*Electric Machines*”, McGraw-Hill, Inc., 1990.
- [59] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., “*Análisis de Sistemas de Potencia*”, Mc Graw Hill 1996.

---

# APÉNDICE A

## A.1 Máquina síncrona.

Si una máquina es conectada a un bus-infinito su velocidad y voltaje en terminales permanecen constante. Sin embargo existen, dos variables controlables, que son la corriente de campo  $I_f$  y el par mecánico en la flecha. La variación de la corriente de campo (control de excitación) se requiere para suministrar o absorber potencia reactiva. Si el generador entrega potencia de manera que exista un ángulo  $\delta$  entre  $V_t$  y  $I_a$ . La potencia compleja entregada por el generador está dada por la ecuación A.1. Donde se observa que  $Q$  es positiva para factores de potencia atrasados ya que el ángulo es numéricamente positivo. Conforme se varía la corriente de campo el voltaje generado  $E_f$  cambia proporcionalmente y si se conserva  $|I_a|\cos\theta$  constante, está condición es conocida como excitación nominal. Se dice que la máquina está sobreexcitada o subexcitada cuando  $|E_i|\cos\delta > |E_t|$  o  $|E_i|\sin\delta > |E_t|$  respectivamente [1]. La excitación del generador controla únicamente el factor de potencia sin afectar el flujo de potencia activa. De la figura A.1 se observa que al reducir la excitación se incrementa el ángulo  $\delta$  [58, 59].

$$S_{g_i} = P_{g_i} + jQ_{g_i} = V_t I_a^* = |V_t| |I_a| (\cos\theta + j\sin\theta) \quad \text{A.1}$$

donde:

- $S_{g_i}$  : Potencia aparente generada por la unidad  $i$ .
- $P_{g_i}$  : Potencia activa generada por la unidad  $i$ .
- $Q_{g_i}$  : Potencia reactiva generada por la unidad  $i$ .
- $V_t$  : Voltaje en terminales del generador  $i$ .
- $I_a$  : Corriente de armadura.
- $\theta$  : Ángulo del factor de potencia.

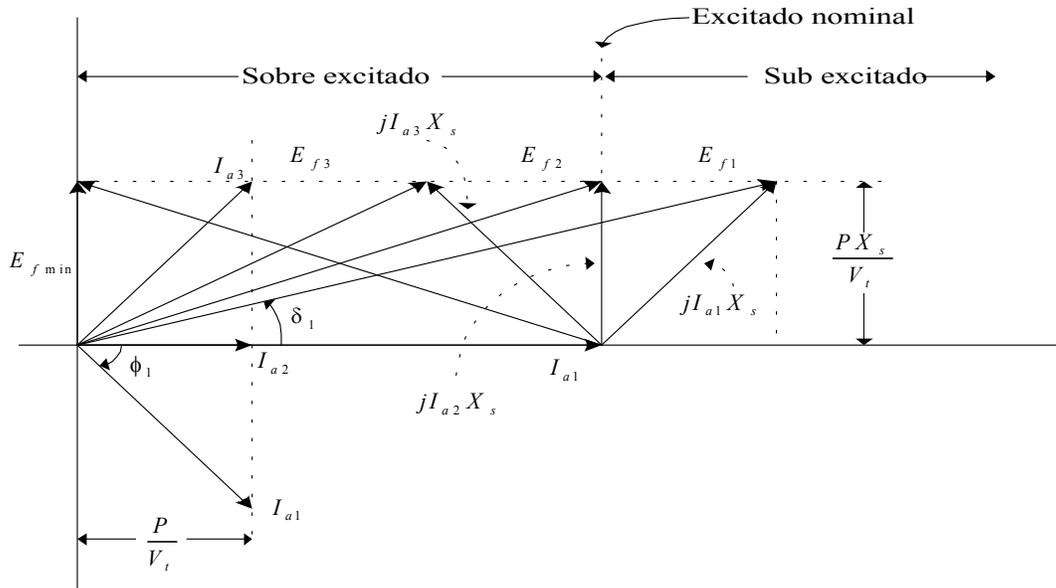


Figura A.1. Máquina síncrona, manteniendo su generación de potencia activa constante.

## A.2 Curva de capacidad.

Generalmente llamada diagrama de capacidad de carga o carta de operación de la máquina, muestra todas las condiciones de operación normal de los generadores de rotor cilíndrico conectados a un bus-infinito, *figura A.2*. Los límites de operación se pueden alcanzar cuando se opera a la máxima temperatura permitida en algún elemento del generador. La elevación de temperatura depende de las pérdidas en el hierro y en los devanados. Las pérdidas en el hierro son prácticamente constantes, por lo que el límite de temperatura y en consecuencia los límites de capacidad dependen de las pérdidas en los devanados del generador [59]:

## A.3 Generación de potencia reactiva.

La producción de potencia reactiva de un generador se puede obtener a partir de tres condiciones operativas de la máquina [58, 59]:

1. Incremento de potencia activa, la generación de potencia reactiva se puede lograr con el incremento de la potencia activa, este incremento se consigue con la variación de la fuente de energía mecánica del generador, la *figura A.3* muestra este comportamiento, manejando las condiciones operativas del generador sobre un factor de potencia nominal o también se obtiene realizándolo

fuera de las condiciones nominales tanto para un factor de potencia atrasado o adelantado.

2. Potencia activa constante, la generación de la potencia reactiva se puede aumentar si la demanda de potencia activa permanece constante en la *figura A.4* se observa que el generador suministrar más potencia reactiva sólo con la variación de la corriente de excitación del generador hasta alcanzar los límites de la corriente de campo, este incremento está acompañado con la variación del factor de potencia de la máquina. En la *figura A.4* se observa que sin estar en el punto *S* (condiciones nominales), el generador puede operar con factor de potencia nominal y únicamente variando la corriente de excitación se lograr pasar del punto *A- A'- A''*, hasta alcanzar el límite de generación de la corriente de excitación.
3. Reducción de potencia activa, cuando el punto de operación de la máquina se encuentra en el límite de la corriente de excitación es necesario disminuir la generación de potencia activa para incrementar el suministro de potencia reactiva de la máquina. En la *figura A.5* se puede observa que operando en el punto *S* y si es necesario generar más potencia reactiva se debe reducir la generación de potencia activa para lograr cambiar el punto de operación de la máquina del punto *B-B'*, moviéndose sobre el límite de la corriente de excitación del generador.

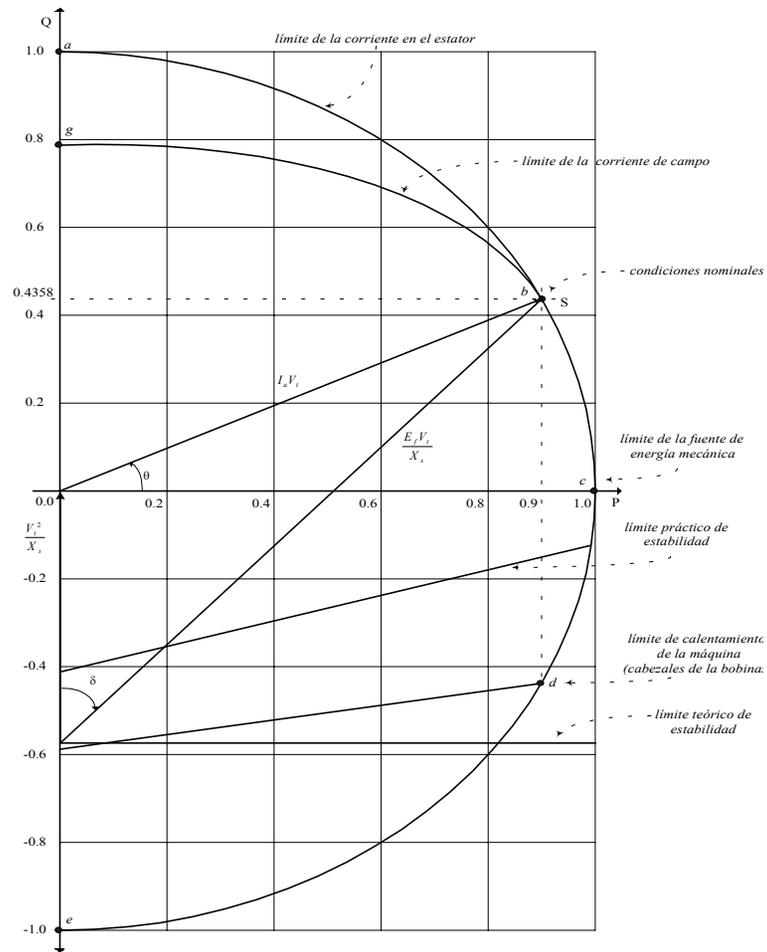


Figura A.2. Curva de capacidad de un generador síncrono 635 MVA, 24 kV, factor de potencia 0.9.

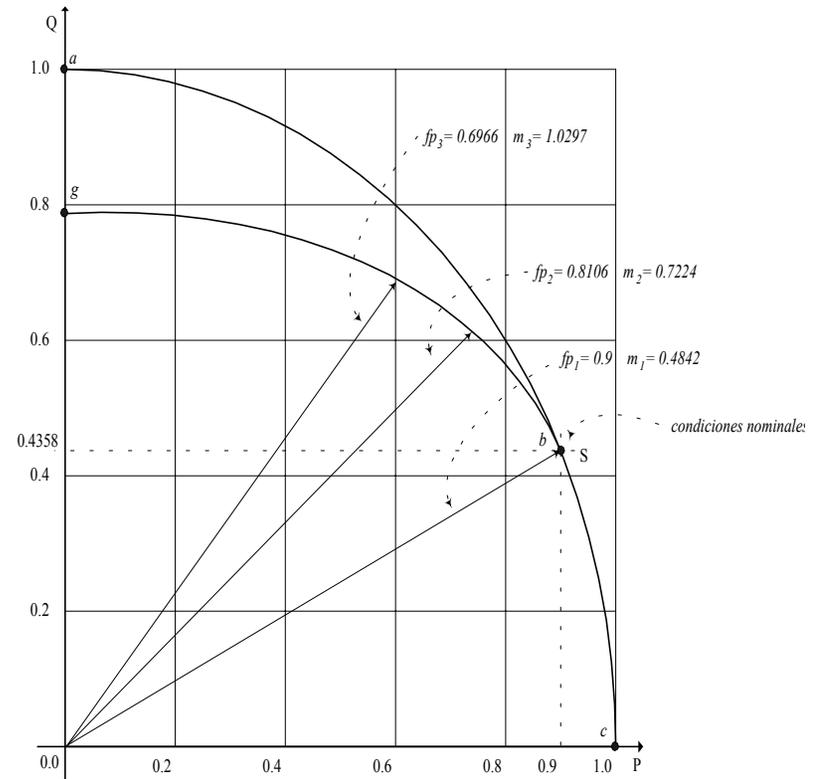


Figura A.3. Curva de capacidad, incremento de potencia activa.

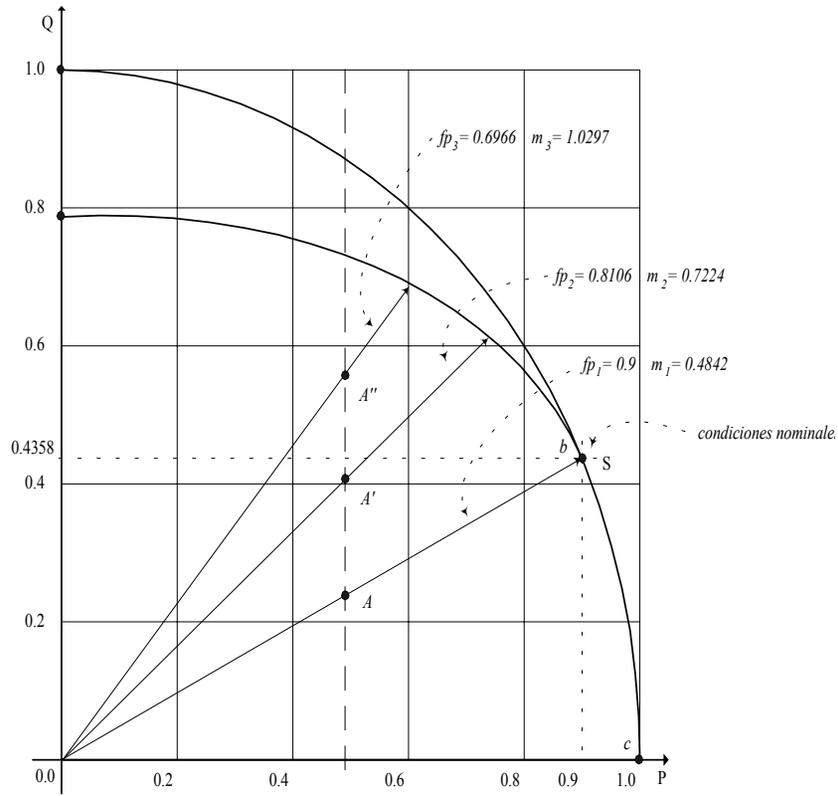


Figura A.4. Curva de capacidad, potencia activa constante.

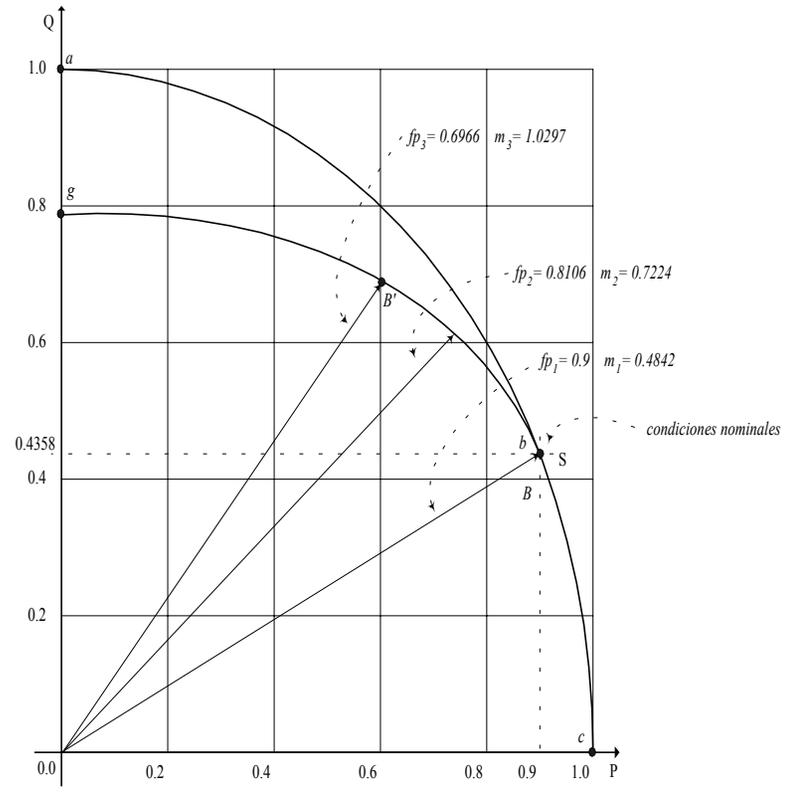


Figura A.5. Curva de capacidad, reducción de potencia activa.

# APÉNDICE B

## B.1 Sistema de cinco nodos [53].

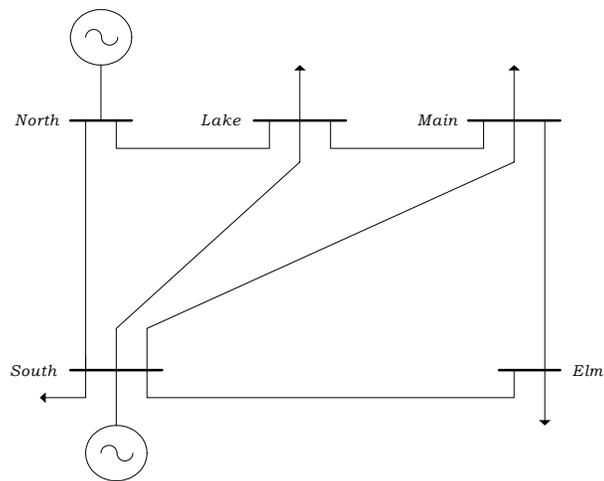


Figura B.1. Sistema de cinco nodos.

Tabla B.1. Límites de operación, sistema de cinco nodos.

Nodo		Voltaje		Generación			
				MW		MVar	
		$V_{i,\min}$	$V_{i,\max}$	$P_{i,\min}$	$P_{i,\max}$	$Q_{i,\min}$	$Q_{i,\max}$
1	North	0.90	1.1	50.0	250.0	-20.0	121.07
2	South	0.90	1.1	50.0	200.0	-20.0	96.86
3	Lake	0.90	1.1				
4	Main	0.90	1.1				
5	Elm	0.90	1.1				

Tabla B.2. Costos de operación de potencia activa, sistema de cinco nodos.

Caso	Generador	$C_i(P_{gi})$		
		$a$	$b$	$c$
1	1	0	2	0.00375
	2	0	2	0.00375
2	1	0	2.2	0.004125
	2	0	2	0.00375
3	1	0	2	0.00375
	2	0	2.2	0.004125

Tabla B.3. Datos de la red, sistema de cinco nodos.

$i$	$j$	$Z_{ij}$	$y_{ij}'/2$
1	2	$0.02 + j0.06$	$0.0 + j0.030$
1	3	$0.08 + j0.24$	$0.0 + j0.025$
2	3	$0.06 + j0.18$	$0.0 + j0.020$
2	4	$0.06 + j0.18$	$0.0 + j0.020$
2	5	$0.04 + j0.12$	$0.0 + j0.015$
3	4	$0.01 + j0.03$	$0.0 + j0.010$
4	5	$0.08 + j0.24$	$0.0 + j0.025$

Tabla B.4. Costos de los generadores [18], sistema de cinco nodos.

Generador	Datos		
	Inversión \$US	Vida útil años	Interés %
1	10,150,000	30	10
2	10,150,000	30	10

## B.2 Sistema de treinta nodos [57].

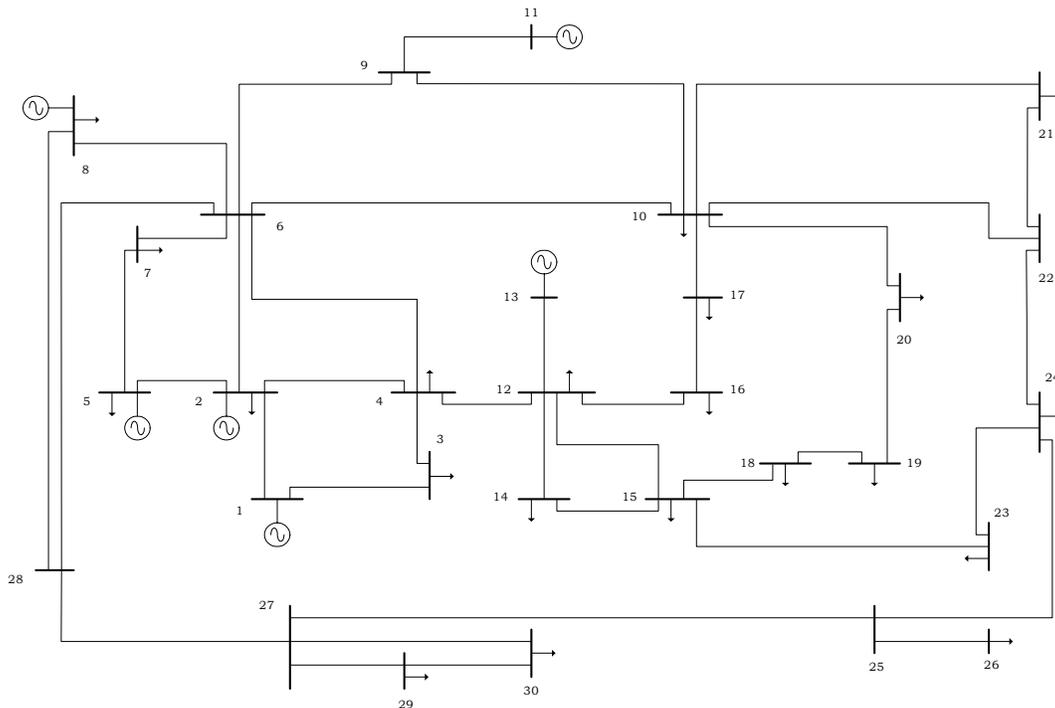


Figura B.2. Sistema de treinta nodos.

Tabla B.5. Límites de operación, sistema de treinta nodos.

Nodo	Voltaje		Generación			
			MW		MVar	
	$V_{i,min}$	$V_{i,max}$	$P_{i,min}$	$P_{i,max}$	$Q_{i,min}$	$Q_{i,max}$
1	0.90	1.1	50.0	200.0	-20.0	200.0
2	0.90	1.1	20.0	80.0	-20.0	100.0
3	0.90	1.1	15.0	50.0	-15.0	80.0
4	0.90	1.1	10.0	35.0	-15.0	60.0
5	0.90	1.1	10.0	30.0	-10.0	50.0
6	0.90	1.1	12.0	40.0	-15.0	60.0
7	0.90	1.1				
8	0.90	1.1				
9	0.90	1.1				
10	0.90	1.1				
11	0.90	1.1				
12	0.90	1.1				
13	0.90	1.1				
14	0.90	1.1				
15	0.90	1.1				
16	0.90	1.1				
17	0.90	1.1				
18	0.90	1.1				
19	0.90	1.1				
20	0.90	1.1				
21	0.90	1.1				
22	0.90	1.1				
23	0.90	1.1				
24	0.90	1.1				
25	0.90	1.1				
26	0.90	1.1				
27	0.90	1.1				
28	0.90	1.1				
29	0.90	1.1				
30	0.90	1.1				

Tabla B.6. Costos de operación de potencia activa, sistema de treinta nodos.

Generador	$C_i(P_{gi})$		
	$a$	$b$	$c$
1	0	2	0.00375
2	0	1.75	0.01750
3	0	1	0.06250
4	0	3.25	0.00834
5	0	3	0.02500
6	0	3	0.02500

Tabla B.7. Datos de la red, sistema de treinta nodos.

$i$	$j$	$Z_{ij}$
1	2	0.0192+j0.0575
1	3	0.0452+j0.1852
2	4	0.0570+j0.1737
3	4	0.0132+j0.0379
2	5	0.0472+j0.1983
2	6	0.0581+j0.1763
4	6	0.0119+j0.0414
5	7	0.0460+j0.1160
6	7	0.0267+j0.0820
6	8	0.0120+j0.0420
6	9	0.0000+j0.2080
6	10	0.0000+j0.5560
9	11	0.0000+j0.2080
9	10	0.0000+j0.1100
4	12	0.0000+j0.2560
12	13	0.0000+j0.1400
12	14	0.1231+j0.2559
12	15	0.0662+j0.1304
12	16	0.0945+j0.1987
14	15	0.2210+j0.1997
16	17	0.0824+j0.1932
15	18	0.1070+j0.2185
18	19	0.0639+j0.1292
19	20	0.0340+j0.0680
10	20	0.0936+j0.2090
10	17	0.0300+j0.0800
10	21	0.0324+j0.0845
10	22	0.0727+j0.1499
21	22	0.0116+j0.0236
15	23	0.1000+j0.2020
22	24	0.1150+j0.1790
23	24	0.1320+j0.2700
24	25	0.1885+j0.3292
25	26	0.2544+j0.3800
25	27	0.1093+j0.2087
28	27	0.0000+j0.3960
27	29	0.2198+j0.4153
27	30	0.3202+j0.6027
29	30	0.2399+j0.4533
8	28	0.6360+j0.2000
6	28	0.0169+j0.0599

Tabla B.8. Costos de los generadores, sistema de treinta nodos.

Generador	Datos		
	Inversión \$US	Vida útil años	Interés %
1	10,150,000	30	10
2	4,060,000	30	10
3	2,537,000	30	10
4	1,776,250	30	10
5	1,522,500	30	10
6	2,030,000	30	10

### B.3 Determinación del costo por el soporte de voltaje, ejemplo.

A continuación se describen la manera de determinar el costo por el soporte de voltaje de los generadores, para los casos de la sección 4.1.2 y sección 4.2.1.

#### B.3.1 Sistema de cinco nodos, sección 4.1.2, escenario 12.

##### Generador 1:

Factor de recuperación del capital, datos de la *tabla B.4*.

$$\sigma_{g_1} = I_{g_1} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (10,150,000.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 1,076,705.879 \text{ \$US/año}$$

Costo fijo, a partir de la potencia aparente generada ( $S_{g_1} = \sqrt{P_{g_1}^2 + Q_{g_1}^2}$ ), el ángulo del factor de potencia de operación ( $\theta_{g_1} = \cos^{-1} \left[ \frac{P_{g_1}}{S_{g_1}} \right]$ ) y la potencia reactiva generada ( $Q_{g_1}$ ).

$$Cf_{g_1} = \left[ \frac{\sigma_{g_1}}{8760S_{g_1}} \right] \text{sen} \theta_{g_1} Q_{g_1} = \left[ \frac{1,076,705.879}{(8760)(219.5845)} \right] \text{sen}(1.608^\circ)(6.164) =$$

$$= 0.09681 \text{ \$US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales donde

$$\tau_{g_1} = \tan \theta_{g_1} = \frac{Q_{g_1}}{P_{g_1}}.$$

$$Cv'_{g_1} = \left[ \frac{\sigma_{g_1}}{8760S_{g_1}} \right] \text{sen} \theta_{g_1} \tau_{g_1} Q_{g_1} = (0.09681)(0.02808) = 0.0027186 \text{ \$US/hr}$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad donde:  $\lambda_e$  costo de cada  $MW/hr$ ,  $S_a = P_a + jQ_a$  despacho de potencia activa y potencia reactiva y  $S_b = P_b + jQ_b$  potencia activa y reactiva generada después de la reducción de potencia activa.

$$Cv''_{g_1} = \frac{\lambda_e(P_a - P_b) - [C_i(P_{g_a}) - C_i(P_{g_b})]}{(Q_b - Q_a)} = 0.0$$

$$\text{Costo total, } Ct_{g_1} = Cf_{g_1} + Cv'_{g_1} + Cv''_{g_1}.$$

$$Ct_{g_1} = 0.099528 \quad \$\text{US/hr}$$

### Generador 2:

Factor de recuperación del capital *tabla B.4.*

$$\sigma_{g_2} = I_{g_2} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (10,150,000.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 1,076,705.879 \quad \$\text{US/año}$$

Costo fijo.

$$Cf_{g_2} = \left[ \frac{\sigma_{g_2}}{8760S_{g_2}} \right] \text{sen} \theta_{g_2} Q_{g_2} = \left[ \frac{1,076,705.879}{(8760)(198.8474)} \right] \text{sen}(57.2562^\circ)(167.2502) =$$

$$= 86.9533 \quad \$\text{US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales.

$$Cv'_{g_2} = \left[ \frac{\sigma_{g_2}}{8760S_{g_2}} \right] \text{sen} \theta_{g_2} \tau_{g_2} Q_{g_2} = (86.9533)(1.555) = 135.212 \quad \$\text{US/hr}$$

$$S_a = 155.0 + j141.0321 \rightarrow S_b = 107.55 + j167.2502$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad.

$$Cv''_{g_2} = \frac{\lambda_e(P_a - P_b) - [C_i(P_{g_a}) - C_i(P_{g_b})]}{(Q_b - Q_a)} = \frac{3.1619(155.0 - 107.55) - (400 - 258.4852)}{(167.2502 - 141.0989)} =$$

$$= 0.325 \quad \$ / MVA \text{r hr } (167.2502) = 54.476 \quad \$\text{US/hr}$$

Costo total.

$$Ct_{g_2} = 276.6413 \quad \$\text{US/hr}$$

### B.3.2 Sistema de treinta nodos, sección 4.2.1.

#### Generador 1:

Factor de recuperación del capital, *tabla B.8.*

$$\sigma_{g_1} = I_{g_1} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (10,150,000.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 1,076,705.879 \quad \text{\$US/año}$$

Costo fijo.

$$Cf_{g_1} = \left[ \frac{\sigma_{g_1}}{8760S_{g_1}} \right] \text{sen} \theta_{g_1} Q_{g_1} = \left[ \frac{1,076,705.879}{(8760)(129.4622)} \right] \text{sen}(4.251^\circ)(9.597) =$$

$$= 0.6760 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales.

$$Cv'_{g_1} = \left[ \frac{\sigma_{g_1}}{8760S_{g_1}} \right] \text{sen} \theta_{g_1} \tau_{g_1} Q_{g_1} = (0.6760)(0.07433) = 0.05024 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad.

$$Cv''_{g_1} = 0.0$$

Costo total.

$$Ct_{g_1} = 0.7262 \quad \text{\$US/hr}$$

#### Generador 2:

Factor de recuperación del capital, *tabla B.8.*

$$\sigma_{g_2} = I_{g_2} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (4,060,000.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 430,682.323 \quad \text{\$US/año}$$

Costo fijo.

$$Cf_{g_2} = \left[ \frac{\sigma_{g_2}}{8760S_{g_2}} \right] \text{sen} \theta_{g_2} Q_{g_2} = \left[ \frac{430,682.3234}{(8760)(40.7963)} \right] \text{sen}(34.4858^\circ)(23.099) =$$

$$= 15.7614 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales.

$$Cv'_{g_2} = \left[ \frac{\sigma_{g_2}}{8760S_{g_2}} \right] \text{sen} \theta_{g_2} \tau_{g_2} Q_{g_2} = (15.7614)(0.6869) = 10.8265 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad.

$$Cv''_{g_2} = 0.0$$

Costo total.

$$Ct_{g_2} = 26.5879 \quad \text{\$US/hr}$$

### Generador 3:

Factor de recuperación del capital, *tabla B.8*.

$$\sigma_{g_3} = I_{g_3} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (2,537,500.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 269,176.452 \quad \text{\$US/año}$$

Costo fijo.

$$Cf_{g_3} = \left[ \frac{\sigma_{g_3}}{8760S_{g_3}} \right] \text{sen} \theta_{g_3} Q_{g_3} = \left[ \frac{269,176.4521}{(8760)(35.8488)} \right] \text{sen}(65.2578^\circ)(32.558) =$$

$$= 25.345 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales.

$$Cv'_{g_3} = \left[ \frac{\sigma_{g_3}}{8760S_{g_3}} \right] \text{sen} \theta_{g_3} \tau_{g_3} Q_{g_3} = (25.345)(2.1699) = 54.9961 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad.

$$Cv''_{g_3} = 0.0$$

Costo total.

$$Ct_{g_3} = 80.341 \text{ \$US/hr}$$

#### Generador 4:

Factor de recuperación del capital, *tabla B.8.*

$$\sigma_{g_4} = I_{g_4} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (1,776,250.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 188,423.51 \text{ \$US/año}$$

Costo fijo.

$$Cf_{g_4} = \left[ \frac{\sigma_{g_4}}{8760S_{g_4}} \right] \text{sen} \theta_{g_4} Q_{g_4} = \left[ \frac{188,424.51}{(8760)(32.7633)} \right] \text{sen}(72.22^\circ)(31.2) = 19.5044 \text{ \$US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales.

$$Cv'_{g_4} = \left[ \frac{\sigma_{g_4}}{8760S_{g_4}} \right] \text{sen} \theta_{g_4} \tau_{g_4} Q_{g_4} = (19.504)(3.118) = 60.822 \text{ \$US/hr}$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad.

$$Cv''_{g_4} = 0.0$$

Costo total.

$$Ct_{g_4} = 80.326 \text{ \$US/hr}$$

#### Generador 5:

Factor de recuperación del capital, *tabla B.8.*

$$\sigma_{g_5} = I_{g_5} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (1,522,500.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 161,505.87 \text{ \$US/año}$$

Costo fijo.

$$Cf_{g_5} = \left[ \frac{\sigma_{g_5}}{8760S_{g_5}} \right] \text{sen} \theta_{g_5} Q_{g_5} = \left[ \frac{161,505.871}{(8760)(18.301)} \right] \text{sen}(56.879^\circ)(15.32) = 12.9324 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales.

$$Cv'_{g_5} = \left[ \frac{\sigma_{g_5}}{8760S_{g_5}} \right] \text{sen} \theta_{g_5} \tau_{g_5} Q_{g_5} = (12.9324)(3.118) = 19.822 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad.

$$Cv''_{g_5} = 0.0$$

Costo total.

$$Ct_{g_5} = 32.755 \quad \text{\$US/hr}$$

### **Generador 6:**

Factor de recuperación del capital, *tabla B.8.*

$$\sigma_{g_6} = I_{g_6} \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = (2,030,000.00) \left[ \frac{0.1(1+0.1)^{30}}{(1+0.1)^{30} - 1} \right] = 215,341.161 \quad \text{\$US/año}$$

Costo fijo.

$$Cf_{g_6} = \left[ \frac{\sigma_{g_6}}{8760S_{g_6}} \right] \text{sen} \theta_{g_6} Q_{g_6} = \left[ \frac{215,341.161}{(8760)(21.5377)} \right] \text{sen}(56.1402^\circ)(17.88) = 16.9512 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales.

$$Cv'_{g_6} = \left[ \frac{\sigma_{g_6}}{8760S_{g_6}} \right] \text{sen} \theta_{g_6} \tau_{g_6} Q_{g_6} = (16.9512)(1.4904) = 25.264 \quad \text{\$US/hr}$$

Costo variable, por pérdida de oportunidad.

$$Cv''_{g_6} = 0.0$$

Costo total.

$$Ct_{g_6} = 42.215 \quad \text{\$US/hr}$$

---

# APÉNDICE C

## C.1 Archivos de datos.

### C.1.1 Sistema de cinco nodos [53].

[Stagg]

Parámetros del sistema

5	2	7	100	100	10000	0.0001	0.00001	0.0001
---	---	---	-----	-----	-------	--------	---------	--------

Datos de los nodos

1	1	(1.0,0.0)	(0.9,1.1)	(0.000,0.000)	1	0	0
2	2	(1.0,0.0)	(0.9,1.1)	(60.0,29.057)	1	1	0
3	3	(1.0,0.0)	(0.9,1.1)	(80.0,38.740)	0	1	1
4	3	(1.0,0.0)	(0.9,1.1)	(75.0,36.320)	0	1	1
5	3	(1.0,0.0)	(0.9,1.1)	(95.0,36.320)	0	1	1

Datos de los generadores

1	(0.0,0.0)	1.01	0.0	2.0	0.00375	277.77	(50.0,250)	(-20,121.071)	(0.0,1.7241)	1.0	0
2	(0.0,0.0)	1.01	0.0	2.0	0.00375	222.22	(50.0,200)	(-20,96.860)	(0.0,1.7241)	1.0	0

Datos de la red

1	2	(0.02,0.06)	(0.0,0.030)
1	3	(0.08,0.24)	(0.0,0.025)
2	3	(0.06,0.18)	(0.0,0.020)
2	4	(0.06,0.18)	(0.0,0.020)
2	5	(0.04,0.12)	(0.0,0.015)
3	4	(0.01,0.03)	(0.0,0.010)
4	5	(0.08,0.24)	(0.0,0.025)

Datos de costos

10	30	10150000
10	30	10150000

## C.1.2 Sistema de treinta nodos [57].

[IEEE]

Parámetros del sistema

30            6            41            100            100            10000            0.0001            0.00001            0.0001

Datos de los nodos

1	1	(1.05,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	1	0	0
2	2	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(22.7,13.7)	1	1	0
3	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(2.40,1.20)	0	1	1
4	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(8.60,1.60)	0	1	1
5	3	(1.05,0.0)	(0.9,1.1)	(95.2,20.0)	1	1	0
6	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	0	1	1
7	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(23.8,11.9)	0	1	1
8	3	(1.05,0.0)	(0.9,1.1)	(32.0,31.0)	1	1	0
9	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	0	1	1
10	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(5.80,2.00)	0	1	1
11	3	(1.05,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	1	1	0
12	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(12.20,8.5)	0	1	1
13	2	(1.05,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	1	1	1
14	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(6.20,1.60)	0	1	1
15	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(8.20,2.50)	0	1	1
16	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(3.50,1.80)	0	1	1
17	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(9.00,5.80)	0	1	1
18	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(3.20,1.90)	0	1	1
19	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(9,50,3.40)	0	1	1
20	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(2.20,0.70)	0	1	1
21	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(18.5,12.2)	0	1	1
22	2	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	0	1	1
23	2	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(3.20,1.60)	0	1	1
24	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(8.70,6.70)	0	1	1
25	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	0	1	1
26	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(3.50,2.30)	0	1	1
27	2	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	0	1	1
28	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(0.00,0.00)	0	1	1
29	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(2.40,0.90)	0	1	1
30	3	(1.00,0.0)	(0.9,1.1)	(10.6,1.90)	0	1	1

Datos de los generadores

1	(0.0,0.0)	1.1	0.0	2.0	0.00375	200.0	(50.0,200.0)	(-20.0,200.0)	(0.0,1.7241)	1.0	0
2	(80.0,0.0)	1.1	0.0	1.75	0.01750	200.0	(20.0,80.0)	(-20.0,100.0)	(0.0,1.7241)	1.0	0
3	(50.0,0.0)	1.1	0.0	1.0	0.06250	200.0	(15.0,50.0)	(-15.0,80.0)	(0.0,1.7241)	1.0	0
4	(35.0,0.0)	1.1	0.0	3.25	0.00834	200.0	(10.0,35.0)	(-15.0,60.0)	(0.0,1.7241)	1.0	0
5	(80.0,0.0)	1.1	0.0	3.0	0.02500	200.0	(10.0,30.0)	(-10.0,50.0)	(0.0,1.7241)	1.0	0
6	(80.0,0.0)	1.1	0.0	3.0	0.02500	200.0	(12.0,40.0)	(-15.0,60.0)	(0.0,1.7241)	1.0	0

Datos de la red

1	2	(0.0192,0.0575)	(0.0,0.0)
1	3	(0.0452,0.1852)	(0.0,0.0)
2	4	(0.0570,0.1737)	(0.0,0.0)
3	4	(0.0132,0.0379)	(0.0,0.0)
2	5	(0.0472,0.1983)	(0.0,0.0)
2	6	(0.0581,0.1763)	(0.0,0.0)
4	6	(0.0119,0.0414)	(0.0,0.0)
5	7	(0.0460,0.1160)	(0.0,0.0)
6	7	(0.0267,0.0820)	(0.0,0.0)
6	8	(0.0120,0.0420)	(0.0,0.0)
6	9	(0.0000,0.2080)	(0.0,0.0)
6	10	(0.0000,0.5560)	(0.0,0.0)
9	11	(0.0000,0.2080)	(0.0,0.0)
9	10	(0.0000,0.1100)	(0.0,0.0)
4	12	(0.0000,0.2560)	(0.0,0.0)
12	13	(0.0000,0.1400)	(0.0,0.0)
12	14	(0.1231,0.2559)	(0.0,0.0)
12	15	(0.0662,0.1304)	(0.0,0.0)
12	16	(0.0945,0.1987)	(0.0,0.0)
14	15	(0.2210,0.1997)	(0.0,0.0)
16	17	(0.0824,0.1932)	(0.0,0.0)
15	18	(0.1070,0.2185)	(0.0,0.0)
18	19	(0.0639,0.1292)	(0.0,0.0)
19	20	(0.0340,0.0680)	(0.0,0.0)
10	20	(0.0936,0.2090)	(0.0,0.0)
10	17	(0.0300,0.0800)	(0.0,0.0)
10	21	(0.0324,0.0845)	(0.0,0.0)
10	22	(0.0727,0.1499)	(0.0,0.0)
21	22	(0.0116,0.2020)	(0.0,0.0)
15	23	(0.1000,0.2020)	(0.0,0.0)
22	24	(0.1150,0.1790)	(0.0,0.0)
23	24	(0.1320,0.2700)	(0.0,0.0)
24	25	(0.1885,0.3292)	(0.0,0.0)
25	26	(0.2544,0.3800)	(0.0,0.0)
25	27	(0.1093,0.2087)	(0.0,0.0)
28	27	(0.0000,0.3960)	(0.0,0.0)
27	29	(0.2198,0.4153)	(0.0,0.0)
27	30	(0.3202,0.6027)	(0.0,0.0)
29	30	(0.2198,0.4153)	(0.0,0.0)
8	28	(0.6360,0.2000)	(0.0,0.0)
6	28	(0.0169,0.0599)	(0.0,0.0)

Datos de costos

10	30	10150000
10	30	4060000
10	30	2537500
10	30	1776250
10	30	1522500
10	30	203000

### C.1.3 Descripción del archivo de datos.

[STAGG]      Nombre del sistema

**Parámetros del sistema**

NN NG NLT PB ITEPF ITEMGRA ERROR EP ALPHA

NN: Número de nodos.  
 NG: Número de generadores.  
 NLT: Número de líneas de transmisión.  
 PB: Potencia base.  
 ITEPF: Máximo de iteraciones de flujos de potencia convencionales.  
 ITEGRA: Máximo de iteraciones de flujos de potencia óptimos.  
 TOL: Error para flujos de potencia convencionales.  
 EPS: Error para flujos de potencia óptimos.  
 ALPHA: Longitud de paso.

**Datos de los nodos**

NODO TIPO (V,a) (V<sub>min</sub>,V<sub>max</sub>) (P<sub>D</sub>,Q<sub>D</sub>) SWGE SWVEA SWVEM  
 . . . . .  
 . . . . .  
 . . . . .  
 NODO TIPO (V,a) (V<sub>min</sub>,V<sub>max</sub>) (P<sub>D</sub>,Q<sub>D</sub>) SWGE SWVEA SWVEM

NODO: Número de nodo.  
 TIPO: Tipo de nodo, (1 = compen., 2 = generador y 3 = carga).  
 (V,a): Condiciones iniciales de magnitud y ángulo.  
 (V<sub>min</sub>,V<sub>max</sub>): Límites de voltaje para cada nodo.  
 (P<sub>D</sub>,Q<sub>D</sub>): Potencia activa y reactiva demanda en cada nodo.  
 SWGE: Identificador para nodos con generación.  
 SWVEA: Identificador para variables de estado/control, ángulos.  
 SWVEM: Identificador para variables de estado/control, voltajes.

**Datos de los generadores**

NODOG (P<sub>G</sub>,Q<sub>G</sub>) VESP AP BP CP SMAX (P<sub>min</sub>,P<sub>max</sub>) (Q<sub>min</sub>,Q<sub>max</sub>) (0.0,X<sub>s</sub>) COST SWDES  
 . . . . .  
 . . . . .  
 NODOG (P<sub>G</sub>

NODOG: Número de generador.  
 SGEN: Potencia activa y reactiva generada.  
 VESP: Magnitud de voltaje programado.  
 AP: Coeficientes *a* de la curva cuadrática del costo de operación de potencia activa.  
 BP: Coeficientes *b* de la curva cuadrática del costo de operación de potencia activa.  
 CP: Coeficientes *c* de la curva cuadrática del costo de operación de potencia activa.  
 SMAX: Potencia aparente nominal.  
 (P<sub>min</sub>, P<sub>max</sub>): Límites de generación de potencia activa.  
 (Q<sub>min</sub>, Q<sub>max</sub>): Límites de generación de potencia reactiva.  
 (0.0, X<sub>s</sub>): Reactancia síncrona del generador.  
 COST: Costo del combustible.  
 SWDES: Identificador de generadores despachables.

**Datos de la red**  
**NODOE NODOR (r, x) (0.0, Y<sub>ij</sub>/2)**  
 · · · ·  
 · · · ·  
**NODOE NODOR (r, x) (0.0, Y<sub>ij</sub>/2)**

NODOE: Nodo de envío de la línea.  
 NODOR: Nodo de recepción de la línea.  
 (r,x): Resistencia y reactancia en serie de la línea.  
 (0.0, Y<sub>ij</sub>/2): Admitancia en derivación.

**Datos de costos**  
**INTERESG AOSG INVERG**  
 · · ·  
 · · ·  
**INTERESG AOSG INVERG**

INTERESG: Interés anual.  
 AOSG: Vida útil del generador.  
 INVERG: Capital invertido en el generador.



```

        if(itepf.le.itempf)then ! iteraciones de FP
            goto 101          ! repite calculo de FP
        else
            write(*,*)'*****'
            write(*,*)'Se excedio el número máximo de iteraciones de flujos'
            write(*,*)'*****'
        end if
300  call grasgenPQ () ! s. generación de potencia activa
    call grasfunpenv() ! s. activación de penalizaciones
    call grasCx  () ! s. f.o. con respecto a v.e.
    call graslan  () ! s. multiplicadores de L
    call grasCu  () ! s. f.o. con respecto a v.c.
    call grasGu  () ! s. g(x,u)=0 con respecto a v.c.
    call grasgradv () ! s. gradiente de L con respecto v.c.
    if(abs(maxgra).le.eps)then
        if(cambios.eq.0)then
            call grasapertura() ! límites
            call grask100 ()
            if(k100.eq.90)then
                goto 90
            else
                if(k100.eq.101.)then
                    goto 101
                else
                    goto 1000
                end if
            end if
        end if
    end if
    else
        call grasactua () ! s. actualización de las v.c.
        if(itegra.le.itemgra)then
            bg = bg + 1
            goto 101      ! s. calcular FP
        else
            write(*,*)'*****'
            write(*,*)'Se excedio el número máximo de iteraciones'
            write(*,*)'*****'
            goto 2001
        end if
    end if!f: subrutinas, principal

!i: subrutinas, costos
1000  call grasgenPQ  (!generación de potencia reactiva
    call grasflu  (!flujos en las líneas
    call grascosope(!costo de operación
    call grascostos(!costo reactivo
    call grasimpre() !impresión de resultados
    write(*,*)
    write(*,*)'-----'
    write(*,*)'Se creo el archivo de salida sin problemas'
    write(*,*)'El despacho de potencia reactiva ha finalizado satisfactoriamente'
    write(*,*)'-----'
;f: subrutinas, costos

2001 end program gradiente

module gramarr      !!      dimensión de los arreglos

!i: variable s. grasdat1
character name*10      ! nombre del sistema*
!f: variable s. grasdat1

!i: arreglos s. grasdat2
integer, dimension(:), allocatable :: nodo, tipo
complex, dimension(:), allocatable :: v, vlim, sd
complex, dimension(:), allocatable :: zgground
integer, dimension(:), allocatable :: swge, swvem, swvea
integer, dimension(:), allocatable :: nodog
complex, dimension(:), allocatable :: sgen
real, dimension(:), allocatable :: vesp
real, dimension(:), allocatable :: ap, bp, cp

```

```

real, dimension(:), allocatable :: smax
complex, dimension(:), allocatable :: plim, qlim
real, dimension(:), allocatable :: cost
integer, dimension(:), allocatable :: swdes
integer, dimension(:), allocatable :: nodoe, nodor
complex, dimension(:), allocatable :: zaux, ycaraux
!f: arreglos s. grasdat2

!i: arreglos s. grasybus
complex, dimension(:, :), allocatable :: z, ycarga
complex, dimension(:, :), allocatable :: ybus, ybuspo
!f: arreglos s. grasybus

!i: arreglos s. graspendie
real, dimension(:), allocatable :: pendiente, grados
!f: arreglos s. graspendie

!i: arreglos s. grasmodelo
complex, dimension(:), allocatable :: sg
real, dimension(:), allocatable :: costdes
real, dimension(:), allocatable :: ad, bd, cd, sgdes
complex, dimension(:), allocatable :: plimdes
real, dimension(:), allocatable :: xlbaux, xubaux
real, dimension(:), allocatable :: xdesaux
real, dimension(:), allocatable :: costg
real, dimension(:), allocatable :: costog
!f: arreglos s. grasmodelo

!i: máximo cambio
complex, dimension(:), allocatable :: delta, si, sprogra
!f: máximo cambio

!i: jacobiano
real, dimension(:, :), allocatable :: jac
real, dimension(:, :), allocatable :: jacreduc
real, dimension(:, :), allocatable :: jacreducinv
real, dimension(:, :), allocatable :: jacreducinvt
real, dimension(:, :), allocatable :: jac11, jac12
real, dimension(:, :), allocatable :: jac13, jac14
!f: jacobiano

!i: solución de flujos
real, dimension(:), allocatable :: x
real, dimension(:), allocatable :: b
complex, dimension(:), allocatable :: vaux, vauxp
!f: solución de flujos

!i: generación de PQ
real, dimension(:), allocatable :: Qi, Qg
!f: generación de PQ

!i: fun. penalización
integer, dimension(:), allocatable :: pakav, takav
real, dimension(:), allocatable :: penalizacionv
!f: fun. penalización

!i: gradiente
real, dimension(:), allocatable :: Cx
real, dimension(:), allocatable :: Cu
real, dimension(:), allocatable :: lamp, lamq
real, dimension(:), allocatable :: lam
real, dimension(:, :), allocatable :: Gu, Gut, Guaxu
real, dimension(:), allocatable :: newgra, oldgra, change
real, dimension(:), allocatable :: gradient
real, dimension(:), allocatable :: funobj
!f: gradiente

!i: generación de PQ
integer, dimension(:), allocatable :: cambio
integer, dimension(:), allocatable :: vio
integer, dimension(:), allocatable :: baruch, lim
real, dimension(:), allocatable :: angulocar, angulocap

```

```

real, dimension(:), allocatable :: Qmaxn,qmaxp
complex, dimension(:), allocatable :: xs
complex, dimension(:), allocatable :: en
real,dimension(:), allocatable :: Qnew,pn
complex, dimension(:), allocatable :: In
complex, dimension(:), allocatable :: sn
integer, dimension(:), allocatable :: violacion
real, dimension(:), allocatable :: deltaqg
real, dimension(:), allocatable :: poa,pob,copa,copb,qoa,qob,cosv2
!f: generación de PQ

!i: flujos en las líneas
complex, dimension(:), allocatable ::flowlin
complex, dimension(:), allocatable ::losslin
complex, dimension(:), allocatable :: flow
complex, dimension(:,,:), allocatable ::smva
integer, dimension(:), allocatable ::nel,nrl,nolt
!f: flujos en las líneas

!i: costos
real, dimension(:), allocatable :: retornog, inverg, interesg
real, dimension(:), allocatable :: aosg, ratekva, aparente
real, dimension(:), allocatable :: fpn,fp,tetan,teta, ratekvar
real, dimension(:), allocatable :: cosfng,cosfg,cosv1g,cosv2g
real, dimension(:), allocatable :: aparenten
real, dimension(:), allocatable :: QP
real, dimension(:), allocatable :: retornoco, inverco, interesco
real, dimension(:), allocatable :: aosco
real, dimension(:), allocatable :: cosfco,cosvco,costco
real, dimension(:), allocatable :: qno
real, dimension(:), allocatable :: cosope
real, dimension(:), allocatable :: cosrea
!f: costos

!i: gráficas
real, dimension(:,,:), allocatable :: vgraf
real, dimension(:), allocatable :: v1,v2,v3,v4,v5
real, dimension(:), allocatable :: p1,p2,q1,q2
real, dimension(:), allocatable :: lossp,lossq
real, dimension(:), allocatable :: lamp3,lamq3
real, dimension(:), allocatable :: lamp4,lamq4
real, dimension(:), allocatable :: lamp5,lamq5
real, dimension(:), allocatable :: desip,desiq
!f: gráficas

!i: varios
real, dimension(:), allocatable :: penalizacionc
real, dimension(:), allocatable :: penalizacionqmavc
real, dimension(:), allocatable :: penalizacionqmivc
real, dimension(:), allocatable :: scv, scf
real, dimension(:), allocatable :: penalizacionqmave
real, dimension(:), allocatable :: penalizacionqmive
!
real, dimension(:,,:), allocatable :: Qgv
real, dimension(:,,:), allocatable :: Qgve
real, dimension(:,,:), allocatable :: Qgvct
complex, dimension(:), allocatable ::sgenaux
complex, dimension(:), allocatable ::sgenauxv
complex, dimension(:), allocatable ::scvlim
!
integer, dimension(:), allocatable :: swco, swve
integer, dimension(:), allocatable :: swcof,swcov
integer, dimension(:), allocatable ::fne,fnr
integer, dimension(:), allocatable ::pakaq,takaq
integer, dimension(:), allocatable ::pakac,takac
integer, dimension(:), allocatable ::swvioge
integer, dimension(:), allocatable ::swviovo
integer, dimension(:), allocatable ::swvioco
real, dimension(:), allocatable :: swuv, swuc
!f: varios
end module gramarr

```

```

module gramdim      !      variables

!i: variables s. grasdat
integer itepf! contador de flujos convencionales*
integer itegra      ! contador del gradiente *
integer jue
!f: variables s. grasdat

!i: variables s. grasdat1
integer nn          ! no. de nodos
integer ng          ! no. de generadores
integer nlt        ! no. de líneas de transmisión
real pb           ! potencia base del sistema
integer itempf     ! máximo de iteraciones de pf
integer itemgra    ! máximo de iteraciones de opf
real error        ! error para flujos convencionales
real alpha        ! longitud de paso
real eps          ! error para el gradiente
!f: variables s. grasdat1

!i: variables s. grasdime
integer ksl,kpv,kpq ! no. de nodos PV,PQ y slack
integer dj         ! dimensión del jacobiano
integer npq        ! no. de nodos PQ
integer ve         ! variables de estado
integer vc         ! variables de control
integer slack      ! slack
!f: variables s. grasdime

!i: variables s. grasbas
real krad          ! cambio de grados a radianes
!f: variables s. grasbas

!i: variables s. grasybus
integer m, n       ! nodo de env/rec
complex kyb        ! sumatoria de ybus
!f: variables s. grasybus

!i: variables s. grapendi
real kpen          !contador
integer nmu        ! "
!f: variables s. grapendi

!i: variables s. grasasig
real potademdes   ! sumatoria de la PD
integer despacho  ! contador
!f: variables s. grasasig

!i: variables s. grasmodelo
integer k1         !contador
real precio       !costo de c/MW hr
!f: variables s. grasmodelo

!i: variables s. grasdesp
integer ngdes     !generadores desp.
integer k10des,k11des,k12des !contadores
!f: variables s. grasdesp

!i: máximo cambio
real k1max, k2max !
real k3max, k4max !
real k5max, k6max !contadores
integer k10max    !
integer k7max, k8max !
complex deltamax  !máxima desigualdad
complex maxdesigual !
!f: máximo cambio

!i: jacobiano
real kj1, kj2     !contadores
real kj3, kj4     !

```

```

!f: jacobiano

!i: solución de flujos
integer s1          !sol.del jacobiano
integer kk          !contador
!f: solución de flujos

!i: generación de PQ
integer klpq
!f: generación de PQ

!i: gradiente
integer klcx        !
real k2cu           !
integer k1cu        !
integer k1gu,k2gu  !gradiente
integer k3gu,k4gu  !
integer k5gu,k6gu  !
integer k7gu,k8gu,k9gu !
integer ks          !
integer k1lam       !
real maxgra        !
real new,old        !
integer k1ac, k2ac  !
integer k3ac        !
integer kgr4,kgr3  !
!f: gradiente

!i: generación de PQ
integer sb,bg       !
integer lux,sbbg,gbbs !
real k2pq, k3pq    !
integer k4pq        !
integer constante,cambio30 !PQ
integer k13des      !
integer K1G,K2G     !
integer K1G4,K2G4   !
integer KGRA5,KGRA6 !
!f: generación de PQ

!i: flujos
integer kf          !contador
integer kf1,kf2    ! "
integer kldi       ! "
integer kf4         ! "
integer kflu       !
complex persis     !pérdidas del sistema
complex flowslack  !generación del slack
complex kff1,kff2  !
complex lossini,lossinic !"
integer comp       ! compensador
!f: flujos

!i: impresión:
integer ihour, imin, isec !
integer fhour, fmin, fsec !
integer xhour, xmin, xsec !
integer ihour1, imin1, isec1 !impresión
integer ihour2, imin2, isec2 !
integer iday, month, iyear !
real demandap,demandaq !
real generadap,generadaq !
!f: impresión:

!i:costos
real denoreg,numereg !
real denoreco,numereco !
real cosopetot       !
integer k2f           !
integer kgr1, kgr2   !
real k3f,k4f,k5f     !costos
integer k1l           !

```

```

integer iteca                !
real sumn,sumd              !
real auxiliar1,auxiliar2    !
real klvector               !
!f:costos

!i: varios
integer i, j, k, l, s      !contador
integer k2                 !      "
integer k100               !      "
integer reedee,cambios     !      "
integer ite                !iteraciones
integer item               !iteraciones
character(100) char        !caracteres
integer klli               !contador
integer klch               !      "
integer klvol              !      "
integer kil                !      "
integer nsvc               !
integer nc                 !
integer ncf                !
integer ncv                !
!f: varios

end   module   gramdim

subroutine grasdat (! s. archivo de datos
use gramdim
use gramarr
implicit none

character archiv_ent*15
write(*,'(4x,a\)' )'Archivo de datos:'
read(*, '(a)') archiv_ent
open(unit=1,file=archiv_ent)

!!!!!!!!!!!!!!
itepf = 0
itegra = 0
newgra = 0.0
oldgra = 0.0
!!!!!!!!!!!!!!
sb=1
bg=1
vio = 0
iteca = 0
constante = 1
cambios=0
baruch=1
comp = 1
pakav = 0
takav = 0.0
!gbbs=1      !impresión de flujos en la primera iteración (1)
!!!!!!!!!!!!!!

call grasdat1 ()      ! s. lectura de datos*

!i:dimensión de arreglos
allocate(nodo(nn))    !número de nodo
allocate(tipo(nn))    !tipo de nodo
allocate(v(nn))       ! magnitud voltaje y ángulo de c/nodo
allocate(vlim(nn))    ! límites de magnitud voltaje de c/nodo
allocate(sd(nn))      ! potencia activa & reactiva demandada en c/nodo
allocate(zground(nn)) ! admitancia en derivación para c/nodo
allocate(swge(nn))    ! identificador de nodos generadores
allocate(swvem(nn))   ! identificador de magnitudes de voltaje v.e.
allocate(swvea(nn))   ! identificador de ángulos de voltaje v.e.
allocate(nodog(ng))   ! número de generador
allocate(sgen(ng))    ! potencia activa & reactiva de c/generador
allocate(swve(2*nn))  ! identificadores de las variables de estado
allocate(vesp(nn))    ! voltaje esperado

```

```

allocate(ap(ng))      ! coeficiente a del polinomio de c/generador
allocate(bp(ng))      ! coeficiente b del polinomio de c/generador
allocate(cp(ng))      ! coeficiente c del polinomio de c/generador
allocate(smax(ng))    ! potencia aparente máxima de c/generador
allocate(Plim(ng))    ! límites de generación de potencia activa
allocate(Qlim(ng))    ! límites de generación de potencia reactiva
allocate(swdes(ng))   ! identificador para despachar generadores
allocate(nodoe(nlt))  ! nodo de envío
allocate(nodor(nlt))  ! nodo de recepción
allocate(zaux(nlt))   ! aux. para ybus
allocate(ycaraux(nlt)) ! aux. para ybus
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(z(nn,nn))    ! aux. para ybus
allocate(ycarga(nn,nn)) ! aux. para ybus
allocate(ybus(nn,nn)) ! ybus en forma rectangular
allocate(ybuspo(nn,nn)) ! ybus en forma polar en rad.
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(pendiente(nmu))! relación Q/P
allocate(grados(nmu)) ! grados
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(sg(nn))      ! potencia activa & reactiva generada en c/nodo
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(xlbaux(ng))  ! límites inferiores, despacho
allocate(xubaux(ng))  ! límites superiores, despacho
allocate(cost(ng))    ! costo del combustible
allocate(costg(ng))   !
allocate(xdesaux(ng)) ! auxiliar
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(Qi(ng))      ! generación de potencia reactiva
allocate(Qg(ng))      ! "
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(pakav(nn))   !
allocate(takav(nn))   ! penalizaciones
allocate(penalizacionv(nn)) !
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(smva(nn,nn)) !
allocate(nrl(nlt))    !
allocate(nel(nlt))    !
allocate(nolt(nlt))   !
allocate(fnr(2*nlt))  ! flujos en las líneas
allocate(fne(2*nlt))  !
allocate(flowlin(2*nlt))!
allocate(flow(nlt))   !
allocate(losslin(nlt)) !
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
!f:dimensionamiento de los arreglos

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(swco(nn))    ! identificadores nodos PQ compensados
allocate(scf(nn))     ! potencia reactiva fija compensada en c/nodo
allocate(scv(nn))     ! potencia reactiva variable compensada en c/nodo
allocate(sgenaux(ng)) ! potencia activa & reactiva de c/generador
allocate(sgenauxv(ng)) ! potencia activa & reactiva de c/generador
allocate(scvlm(nn))   ! límites de la compensación variable
allocate(Qgv(ng,ng))  ! límites de la compensación variable
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(retornog(ng)) !
allocate(inverg(ng))   !
allocate(interseg(ng)) !
allocate(aosg(ng))     !
allocate(ratekva(ng))  !
allocate(aparente(ng)) !
allocate(fpn(ng))      !
allocate(fp(ng))       !
allocate(tetan(ng))    !
allocate(teta(ng))     !
allocate(ratekvar(ng)) !
allocate(cosope(ng))   !
allocate(cosrea(ng))   !
allocate(retornoco(comp))!
allocate(inverco(comp)) ! COSTOS

```

```

allocate(interesco(comp))!
allocate(aosco(comp))   !
allocate(cosfco(comp))  !
allocate(cosvco(comp))  !
allocate(costco(comp))  !
allocate(cosfg(ng))     !
allocate(cosfng(ng))    !
allocate(cosvlg(ng))    !
allocate(cosv2g(ng))    !
allocate(aparenten(ng)) !
allocate(QP(ng))        !
allocate(qno(ng))       !
allocate(cosv2(ng))     !
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(v1(itemgra))
allocate(v2(itemgra))
allocate(v3(itemgra))
allocate(v4(itemgra))
allocate(v5(itemgra))
allocate(p1(itemgra))
allocate(p2(itemgra))
allocate(q1(itemgra))
allocate(q2(itemgra))
allocate(lossp(itemgra))
allocate(lossq(itemgra))
allocate(lamp3(itemgra))
allocate(lamq3(itemgra))
allocate(lamp4(itemgra))
allocate(lamq4(itemgra))
allocate(lamp5(itemgra))
allocate(lamq5(itemgra))
allocate(desip(itemgra))
allocate(desiq(itemgra))
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

call grasdat2 ()      ! s. lectura de datos

close(unit=1)

call grasdime ()      ! s. calculo de dimensiones

jue = kpv+kssl+npq

!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(jac(2*nn,2*nn)) ! jacobiano completo
allocate(jacred(ve,ve))  ! jacobiano reducido
allocate(jacreducin(ve,ve)) ! inversa del jacobiano reducido
allocate(jacreducinv(ve,ve)) ! inversa trans. del jacobiano reducido
allocate(jac11(nn,nn))   ! submatrices del jac11
allocate(jac12(nn,nn))   ! submatrices del jac12
allocate(jac13(nn,nn))   ! submatrices del jac13
allocate(jac14(nn,nn))   ! submatrices del jac14
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(delta(nn))      ! cambios en c/nodo
allocate(si(nn))        ! potencia activa & reactiva de c/nodo
allocate(sprogra(nn))    ! potencia activa & reactiva programada en c/nodo
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(vaux(nn))      ! magnitud voltaje y ángulo de c/nodo
allocate(vauxp(nn))     ! magnitud voltaje y ángulo de c/nodo
allocate(b(ve))         ! Ax="b"
allocate(x(ve))         ! incremetos para fp
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(Cx(ve))        ! función objetivo con respecto a v.e.
allocate(Guaxu(ve,npq)) ! restricciones de = con respecto a v.c.
allocate(lam(ve))       ! multiplicadores de Lagrange
allocate(Cu(vc))        ! función objetivo con respecto a v.c.
allocate(Gu(ve,vc))     ! restricciones de = con respecto a v.c.
allocate(gradient(vc))  ! gradiente de las v.c.
allocate(Gut(vc,ve))    ! restricciones de = con respecto a v.c.
allocate(lamp(nn))      ! m. de lagrange
allocate(lamq(nn))      ! " " "
allocate(newgra(vc))    ! cambios en el gradiente

```

```

allocate(oldgra(vc))          ! cambios en el gradiente
allocate(change(vc))         ! cambios en el gradiente
allocate(funobj(itemgra)) ! función objetivo
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(baruch(nn))         !
allocate(lim(nn))           !
allocate(angulocar(nn))     !
allocate(angulocap(nn))     !
allocate(Qmaxn(nn))         !
allocate(Qmaxp(nn))         !
allocate(xs(nn))            !
allocate(en(nn))            !
allocate(Qnew(nn))          !
allocate(pn(nn))            !Generación de PQ
allocate(sn(nn))            !
allocate(in(nn))            !
allocate(violacion(nn))     !
allocate(poa(ng))           !
allocate(pob(ng))           !
allocate(copa(ng))          !
allocate(copb(ng))          !
allocate(qoa(ng))           !
allocate(qob(ng))           !
allocate(deltaqq(ng))       !
allocate(cambio(nn))        !
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate(swcof(nn))          !
allocate(swcov(nn))          !
allocate(pakaq(vc))         !
allocate(takaq(vc))         !
allocate(pakac(nn))         !
allocate(takac(nn))         !
allocate(penalizacionc(nn)) !
allocate(penalizacionqmavc(vc)) !
allocate(penalizacionqmivc(vc)) !
allocate(penalizacionqmave(ve)) !Varios
allocate(penalizacionqmive(ve)) !
allocate(Qgve(ng,ve))       !
allocate(Qgvvet(ve,ng))     !
allocate(swvioge(nn))       !
allocate(swviovo(nn))       !
allocate(swvioco(nn))       !
allocate(vio(nn))           !
allocate(swuc(nn))           !
allocate(swuv(nn))          !
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
return
end

```

**subroutine grasdat1()! s. lectura de datos**

```

use grandim
use gramarr
implicit none

!i:lectura de datos primera parte
read(1,*)name
read(1,*)char
read(1,*)nn,ng,nlt,pb,itempf,itemgra,error,eps,alpha
!f:lectura de datos primera parte
return
end

```

**subroutine grasdat2() ! s. lectura de datos**

```

use grandim
use gramarr
!i:lectura de datos segunda parte
read(1,*)char
do i=1,nn

```

```

        read(1,*)nodo(i),tipo(i),v(i),vlim(i),sd(i),swge(i),swvea(i),swvem(i)
end do

read(1,*)char
do i=1,ng
    read(1,*)nodog(i),sgen(i),vesp(i),ap(i),bp(i),cp(i),smax(i),plim(i),qlim(i)
    ,cost(i),swdes(i)
end do

read(1,*)char
do i=1,nlt
    read(1,*)nodoe(i),nodor(i),zaux(i),ycaraux(i)
end do

read(1,*)char
do i=1,ng
    read(1,*)interesg(i),aosg(i),inverg(i)
end do
!f:lectura de datos segunda parte
return
end

```

### **subroutine grasdime ( )      ! s. calculo de dimensiones**

```

use grandim
use gramarr
implicit none

!i:calculo del no. de nodos PV,PQ y salck
ksl = 0
kpv = 0
kpq = 0
do i=1,nn
    if(tipo(i).eq.1)then
        ksl = ksl + 1
        slack = i
    else
        if(tipo(i).eq.2)then
            kpv = kpv + 1
        else
            if(tipo(i).eq.3)then
                kpq = kpq + 1
            else
                write(*,*)'-----'
                write(*,*)'Error al declarar el tipo de nodo, en el archivo
                de datos'
                write(*,*)'-----'
                stop
            end if
        end if
    end if
end do
!f:calculo del no. de nodos PV,PQ y salck

!i:calculo de variables de edo.,control y dimensiones del jacobiano
dj = 2*nn
npq = nn - kpv - ksl
do i=1, 2*nn
    if(i.le.nn)then
        swve(i) = swvea(i)
    else
        swve(i) = swvem(i-nn)
    end if
end do
ve = 0
vc = 0
do i=1, 2*nn
    if(i.eq.slack)then
    else
        if(swve(i).eq.0)then
            vc = vc + 1
        end if
    end if
end do

```

```

                else
                    ve = ve + 1
                end if
            end if
        end do
!f:calculo de variables de edo.,control y dimensiones del jacobiano
return
end

```

**subroutine grasbas(!s.base del sistema**

```

use gramdim
use gramarr
implicit none
real const, pi
external const

pi = const('pi')
!i:potencia demandada y compensada
do i=1,nn
    sd(i) = sd(i)/pb
end do
!f:potencia demandada y compensada

!i: potencia generada y aparente
do i=1,ng
    sgen(i) = sgen(i)/pb
    smax(i) = smax(i)/pb
    plim(i) = plim(i)/pb
    qlim(i) = qlim(i)/pb
end do
!f:potencia generada y aparente

!i:cambio de grados a radianes
do i=1,nn
    krad = (aimag(v(i)) * Pi)/180
    v(i) = cmplx(real(v(i)),krad)
end do
!f:cambio de grados a radianes
return
end

```

**subroutine grasybus (!s.formación de ybus**

```

use gramdim
use gramarr
implicit none
real CARG

!i:matriz z aux.
z(i,j) = (0.0,0.0)
ycarga(i,j) = (0.0,0.0)

do i=1,nlt
    m = nodoe(i)
    n = nodor(i)
    z(m,n) = zaux(i)
    z(n,m) = z(m,n)
    ycarga(m,n) = ycaraux(i)
    ycarga(n,m) = ycarga(m,n)
end do
!f:matriz z aux.
zground=0.0
do i=1, nn
    do j=1, nn
        zground(i)=ycarga(i,j)+zground(i)
    end do
end do
!i:matriz ybus
do i=1,nn
    do j=1,nn
        if(i.eq.j)then

```

```

        kyb = (0.0,0.0)
        do k=1,nn
            if(z(i,k).eq.(0.0,0.0))then
                else
                    ybus(i,j) = (1/z(i,k)) + kyb
                    kyb = ybus(i,j)
                end if
            end do
            if(zground(i).eq.(0.0,0.0))then
                ybus(i,j) = ybus(i,j)
            else
                ybus(i,j) = ybus(i,j) + (zground(i))
            end if
        else
            if(z(i,j).eq.(0.0,0.0))then
                else
                    ybus(i,j) = -(1/z(i,j))
                end if
            end if
        end do
    end do
!f:matriz ybus

!i:matriz ybus polar
do i=1,nn
    do j=1,nn
        ybuspo(i,j) = cmplx(abs(ybus(i,j)),CARG(ybus(i,j)))
    end do
end do
!f:matriz ybus polar
return
end

```

#### **subroutine grasasig(!s.máquinas despachables**

```

use gramdim
use gramarr
implicit none

!i:asignación de potencias
potademdes = sum(real(sd))
potademdes = potademdes*pb
do i=1, ng
    if(i.eq.slack)then
        despacho = 1
    else
        if(swdes(i).eq.0)then
            despacho = despacho + 1
            potademdes = potademdes
        else
            potademdes = potademdes - (real(sgen(i))*pb)
        end if
    end if
end do
!f:asignación de potencias
return
end

```

#### **subroutine grasmodelo (!s. despacho económico**

```

use gramdim
use gramarr
implicit none

!i:asignación de potencia
if(despacho.eq.1)then
    k1 = 1
    do i=1, nn
        if(swge(i).eq.1)then
            sg(i) = sgen(k1)
            k1= k1 + 1
        else

```

```

        end if
    end do
    else
    call grasdesp () ! s. despacho económico
    precio=2*(cp(1))*(real(sgen(1)))*pb
    precio=bp(1)+precio
    write(*,*)'-----'
    write(*,*)'Despacho de potencia activa solucionado'
    write(*,'(1x,a,1x,f5.3,2x,a)')'Costo incremental $US',precio,'[MW/hr]'
    write(*,*)'-----'
end if
!f:asignación de potencia
return
end

```

#### **subroutine grasdesp ()!s.despacho económico**

```

use msimsl
use msimslc
use gramdim
use gramarr
implicit none

real fvalue
external fcn
integer maxitn, me, ndes,md
integer ibtype, iprint, mdes
real, dimension(:), allocatable ::xdes,xguess
real, dimension(:), allocatable ::xlbdes,xubdes,xscale,g
ngdes = despacho

!i:arreglos para uso de la subrutina "nconf"
allocate(g(m)) ! v.r. restricción de igualdad
allocate(xlbdes(ngdes)) ! v.r. límite inferior de x
allocate(xubdes(ngdes)) ! v.r. límite superior de x
allocate(xdes(ngdes)) ! v.r. x despachada
allocate(xscale(ngdes)) ! v.r. -----
allocate(xguess(ngdes)) ! v.r. c.i. de x
allocate(ad(ngdes)) ! v.r. coeficiente a del polinomio de c/generador
allocate(bd(ngdes)) ! v.r. coeficiente b del polinomio de c/generador
allocate(cd(ngdes)) ! v.r. coeficiente c del polinomio de c/generador
allocate(sgdes(ngdes)) ! v.r. potencia aparente
allocate(plimdes(ngdes))! v.r. límites de potencia activa
allocate(costdes(ngdes))! v.r. costo del combustible
!f:arreglos para uso de la subrutina "nconf"

!i:asignación de variables para uso de la subrutina "nconf"
me = 1 !restricciones de igualdad
md = 0 !restricciones de desigualdad
ndes = ngdes !número de variables
ibtype = 0 !tipo de límites
iprint = 1 !tipo de impresión
xscale = 1.0 !-----
maxitn = 100 !máximo de iteraciones
mdes = me + md !restricciones totales
!f:asignación de variables para uso de la subrutina "nconf"

!i:selección de los generadores para a despachar
k10des = 1
do i=1, ng
    if(swdes(i).eq.0)then
        plimdes(k10des) = plim(i)*pb
        ad(k10des)=ap(i)
        bd(k10des)=bp(i)
        cd(k10des)=cp(i)
        xlbdes(k10des) = real(plimdes(i))
        xubdes(k10des) = aimag(plimdes(i))
        sgdes (k10des) = sg(i)*pb
        costdes (k10des) = cost(i)
        k10des = k10des + 1
    else
end if

```

```

end do
!f:selección de los generadores para a despachar

!i:condiciones iniciales
!NOTA: la subrutina de IMSL puede llegar a marcar
!      error al finalizar el programa debido a que
!      diverge la subrutina; por lo que se deben
!      cambiar la condiciones iniciales Xguess(i)
!do i=1, ngdes
!      xguess(i) = xubdes(i)
!end do
do i=1, ngdes
      xguess(i) = 100
end do
!f:condiciones iniciales

!i:subrutina de IMSL, PNL
call nconf (fcn, mdes, me, ndes, xguess, ibtype, xlbdes, xubdes, xscale, iprint,
maxitn, xdes, fvalue)
!f:subrutina de IMSL, PNL

!i:asignación de la sol. a los arreglos "sg,sgdes & sgen"
do i = 1,ngdes
      if(swdes(i).eq.0)then
            sgdes(i) = xdes(i)
            else
            end if
end do
xdesaux = xdes
sgdes = sgdes/pb
plimdes = plimdes/pb
sg = sg
sgen = sgen
k1ldes = 1
k12des = 1
do i=1, nn
      if(swge(i).eq.1)then
            if(swdes(k1ldes).eq.0)then
                  sg(i) = sgdes(k1ldes)
                  k1ldes = k1ldes + 1
            else
                  sg(i) = sgen(k1ldes)
                  k1ldes = k1ldes + 1
            end if
            else
            end if
end do
k13des = 1
do i=1, nn
      if(swge(i).eq.1)then
            sgen(k13des)=cplx(real(sg(i)),aimag(sg(i)))
            k13des = k13des + 1
            else
            end if
end do
!f:asignación de la sol. a los arreglos "sg,sgdes & sgen"
return
end

```

**subroutine fcn (mdes, me, ndes, xdes, active, f, g) !!      función de costo**

```

use gramdim
use gramarr

real      xdes(ng), f, g(*)
integer   mdes,me
logical   active(*)

!i:evaluación de la f.o.
mdes = me
f = 0.0
do i=1, ndes

```

```

        f = costdes(i)*(cd(i)*(xdes(i))**2 + bd(i)*(xdes(i)) + ad(i)) + f
end do
!f: evaluación de la f.o.

!i: evaluación de la restricción
potademdes=potademdes
potagen = sum(xdes)
do i=1,me
    if(active(i)) g(i) = (potagen - potademdes)
end do
!f: evaluación de la restricción

return
end

subroutine grasmx (! s. máximo cambio error para flujos
use gramdim
use gramarr

implicit none

!i:máquinas que no son de volatje controlado
k10max = 1
do i=1, nn
    if(swge(i).eq.1)then
        if(swvem(i).eq.0)then
            k10max = k10max + 1
        else
            sg(i) = cmplx(real(sg(i)),aimag(sgen(k10max)))
            k10max = k10max + 1
        end if
    else
end if
end do
!f:máquinas que no son de volatje controlado

!i:potencias programadas en c/nodo
do i=1, nn
    k1max = 0.0
    k2max = 0.0
    if(swge(i).eq.1)then
        k1max = real(sg(i)) - real(sd(i))
        k2max = aimag(sg(i)) - aimag(sd(i))
        sprogra(i) = cmplx(k1max,k2max)
    else
        k1max = 0.0 - real(sd(i))
        k2max = 0.0 - aimag(sd(i))
        sprogra(i) = cmplx(k1max,k2max)
    end if
end do
!f:potencias programadas en c/nodo

!i:Pi & Qi de c/nodo
10 do i=1, nn
    if(i.eq.slack)then
        else
            k3max = 0.0
            k4max = 0.0
            do j=1, nn
                if(i.eq.j)then
                    k3max = real(v(i))*real(v(i))*real(ybuspo(i,j))
                    *cos(aimag(ybuspo(i,j))) + k3max
                    k4max = - real(v(i))*real(v(i))*real(ybuspo(i,j))
                    *sin(aimag(ybuspo(i,j))) + k4max
                else
                    k3max = real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))
                    *cos(aimag(v(i)) - aimag(v(j)) - aimag(ybuspo(i,j)))+k3max
                    k4max = real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))
                    *sin(aimag(v(i)) - aimag(v(j)) - aimag(ybuspo(i,j)))+k4max
                end if
            end do
        end if
    end do

```

```

        si(i) = cmplx(k3max,k4max)
    end if
end do
!f:Pi & Qi de c/nodo

!i:máximo cambio en las potencias de c/nodo
do i=1, 2*nn
    if(i.le.nn)then
        if(swvea(i).eq.1)then
            delta(i) = cmplx((real(sprogra(i))-real(si(i))),aimag(delta(i)))
        else
            delta(i) = cmplx(0.0,aimag(delta(i)))
        end if
    else
        if(swvem(i-nn).eq.1)then
            delta(i-nn)=cmplx(real(delta(i-nn)),(aimag(sprogra(i-nn))
            -aimag(si(i-nn))))
        else
            delta(i-nn) = cmplx(real(delta(i-nn)),0.0)
        end if
    end if
end do
deltamax = cmplx(0.0,0.0)
k5max = 0.0
k6max = 0.0
do i=1, nn
    if(swvea(i).eq.1)then
        if(abs(abs(real(delta(i))))).ge.abs(real(deltamax)))then
            k5max = real(delta(i))
            k6max = aimag(deltamax)
            deltamax = cmplx(k5max,k6max)
        else
            end if
    end if
end do
k5max = real(deltamax)
k6max = 0.0
do i=1, nn
    if(swvem(i).eq.1)then
        if(abs(abs(aimag(delta(i))))).ge.abs(aimag(deltamax)))then
            k5max = real(deltamax)
            k6max = aimag(delta(i))
            deltamax = cmplx(k5max,k6max)
        else
            end if
    end if
end do
!f:máximo cambio en las potencias de c/nodo
return
end

```

**subroutine grasjac()        !!        jacobiano de ecu.'s de flujos**

```

use grandim
use gramarr
implicit none

!i: submatrices del jacobiano
call grasjac11 ()    !! s. p.activa con respecto a ángulo
call grasjac12 ()    !! s. p.activa con respecto a magnitud
call grasjac13 ()    !! s. p.reactiva con respecto a ángulo
call grasjac14 ()    !! s. p.reactiva con respecto a magnitud
!f: submatrices del jacobiano

!i: jacobiano completo
do i=1, 2*nn
    if(i.le.nn)then
        do j=1, 2*nn
            if(j.le.nn)then
                jac(i,j) = jac11(i,j)
            else

```

```

                jac(i,j) = jac12(i,(j-nn))
            end if
        end do
    else
        do j=1, 2*nn
            if(j.le.nn)then
                jac(i,j) = jac13((i-nn),j)
            else
                jac(i,j) = jac14((i-nn),(j-nn))
            end if
        end do
    end if
end do
!f: jacobiano completo

!i: jacobiano reducido
k1 = 1
k2 = 1
do i=1, 2*nn
    if(swve(i).eq.0)then
        goto 10
    else
        do j=1,dj
            if(swve(j).eq.0)then
                goto 20
            else
                jacreduc(k1,k2) = jac(i,j)
                k2 = k2 + 1
            end if
        20 end do
    end if
    k2 = 1
    k1 = k1 + 1
10 end do
!f: jacobiano reducido
return
end

```

```

subroutine grasjac11()    !!    submatriz j11 del jacobiano
use grandim
use gramarr

implicit none

!i: Jac 11
do i=1, nn
    do j=1, nn
        if(i.eq.j)then
            kj1 = 0.0
            do k=1, nn
                if(k.eq.i)then
                    else
                        kj1=- (real(v(i))*real(v(k))*real(ybuspo(i,k))ç
                            *sin(aimag(v(i))-aimag(v(k))-aimag(ybuspo(i,k))))+kj1
                    end if
            end do
            jac11(i,j) = kj1
        else
            jac11(i,j)=(real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))*sin(aimag(v(i))
                -aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j))) )
        end if
    end do
end do
!f: Jac 11
return
end

```

```

subroutine grasjac12()    !!    submatriz j12 del jacobiano
use grandim
use gramarr

```

```

implicit none

!i: Jac 12
do i=1, nn
  do j=1, nn
    if(i.eq.j)then
      kj2 = 0.0
      do k=1, nn
        if(k.eq.i)then
          else
            kj2=real(v(k))*real(ybuspo(i,k))*cos(aimag(v(i))-
            aimag(v(k))-aimag(ybuspo(i,k)))+kj2
          end if
        end do
        jac12(i,j)=2*real(v(i))*real(ybuspo(i,i))*cos(aimag(ybuspo(i,i)))
        +kj2
      else
        jac12(i,j)=real(v(i))*real(ybuspo(i,j))*cos(aimag(v(i))-aimag(v(j))
        -imag(ybuspo(i,j)))
      end if
    end do
  end do
!f: Jac 12
return
end

```

```

subroutine grasjac13()    !!    submatriz j13 del jacobiano
use grandim
use gramarr
implicit none

!i: Jac 13
do i=1, nn
  do j=1, nn
    if(i.eq.j)then
      kj3 = 0.0
      do k=1, nn
        if(k.eq.i)then
          else
            kj3=real(v(i))*real(v(k))*real(ybuspo(i,k))*cos(aimag(
            v(i))-aimag(v(k))-aimag(ybuspo(i,k)))+kj3
          end if
        end do
        jac13(i,j) = kj3
      else
        jac13(i,j)=- (real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))*
        cos(aimag(v(i))-aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j))))
      end if
    end do
  end do
!fin: Jac 13

return
end

```

```

subroutine grasjac14()    !!    submatriz j14del jacobiano
use grandim
use gramarr
implicit none

!i: Jac 14
do i=1, nn
  do j=1, nn
    if(i.eq.j)then
      kj4 = 0.0
      do k=1, nn
        if(k.eq.i)then
          else
            kj4=real(v(k))*real(ybuspo(i,k))*sin(aimag(v(i))-
            aimag(v(k))-aimag(ybuspo(i,k)))+kj4
          end if
        end do
      end if
    end do
  end do

```

```

                end if
            end do
            jac14(i,j)=-2*real(v(i))*real(ybuspo(i,i))*sin(aimag(ybuspo(i,i)))
            +kj4
            else
            jac14(i,j)=(real(v(i))*real(ybuspo(i,j))*sin(aimag(v(i))-
            aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j))) )
        end if
    end do
end do
!f: Jac 14
return
end

```

**subroutine grassol()        !!        solución del jacobiano**

```

use grandim
use gramarr
implicit none
REAL        CONST,pi

pi = CONST('pi')

!i: formación del vector "b"
kk = 1
do i=1, 2*nn
    if(i.le.nn)then
        if(swvea(i).eq.1)then
            b(kk) = real(delta(i))
            kk = kk + 1
        else
        end if
        else
        if(swvem(i-nn).eq.1)then
            b(kk) = aimag(delta(i-nn))
            kk = kk + 1
        else
        end if
    end if
end do
!f:formación del vector "b"

!!!!!!!!!!!! subrutina de IMSL para calcular X
call LSLRG (ve, jacreduc, ve, b, 1, x)
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
!!!!!!!!!!!! subrutina de IMSL para calcular la inversa
call LINRG(ve, jacreduc, ve, jacreducinv, ve)
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
!i: actualización de v
s1 = 1
do i=1, 2*nn
    if(i.le.nn)then
        if(swvea(i).eq.1)then
            v(i) = cmplx ( real(v(i)), aimag(v(i)) + x(s1) )
            s1 = s1 + 1
        else
        end if
        else
        if(swvem(i-nn).eq.1)then
            v(i-nn) = cmplx ( real(v(i-nn)) + x(s1) , aimag(v(i-nn)) )
            s1 = s1 + 1
        else
        end if
    end if
end do
!f: actualización de v

!i: vector auxiliar de voltajes, forma polar
do i=1,nn
    vauxp(i)=cmplx(real(v(i)), (aimag(v(i))*180)/pi )
end do
!i: vector auxiliar de voltajes, forma polar

```

```

jacreducinv=TRANSPPOSE(jacreducinv)

itepf = itepf + 1

return
end

subroutine grasgenPQ () !! generación de potencia reactiva
use grandim
use gramarr
implicit none

!i: calculo de la generación de PQ de c/generador
klpq = 1
Qg = 0.0
Qi = 0.0
do i=1,nn
    if(swge(i).eq.1)then
        do j=1, nn
            if(i.eq.j)then
                Qi(klpq)=-real(v(i))*real(v(i))*real(ybuspo(i,j))
                *sin(aimag(ybuspo(i,j)))+Qi(klpq)
            else
                Qi(klpq)=real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))*sin(aimag(v
                (i))-aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j)))+Qi(klpq)
            end if
        end do
        Qg(klpq)=aimag(sd(i))+Qi(klpq)
        Qg(klpq)=Qg(klpq)
        klpq = klpq + 1
    else
    end if
end do
!f: calculo de la generación de PQ de c/generador
return
end

subroutine grasfunpenv () !! activación de penalizaciones
use grandim
use gramarr
implicit none

!i: calculo de penalizaciones
do i=1, nn
    if(real(v(i)).ge.real(vlim(i)))then
        if(real(v(i)).le.aimag(vlim(i)))then
            pakav(i) = 0
            swviovo(i) = 0
        else
            pakav(i) = pakav(i) + 1
            swviovo(i) = 1
        end if
    else
        pakav(i) = pakav(i) + 1
        swviovo(i) = 1
    end if
end do
do i=1, nn
    if(pakav(i).ge.1)then
        takav(i) = takav(i) + 5
    else
        takav(i) = 1
    end if
end do
do i=1, nn
    if(real(v(i)).ge.real(vlim(i)))then
        if(real(v(i)).le.aimag(vlim(i)))then
            penalizacionv(i) = 0.0
        else
            penalizacionv(i) = 2*takav(i)*(real(v(i))-aimag(vlim(i))) !maximo
        end if
    end if
end do

```

```

                end if
            else
                penalizacionv(i) = 2*takav(i)*(real(v(i))-real(vlim(i)))      !minimo
            end if
        end do
        !f: calculo de penalizaciones
        return
    end

subroutine grasCx ( )      !! f.o. con respecto a v.e.
    use grandim
    use gramarr
    implicit none

    !i: función objetivo con respecto a las v.e.
    ks = slack
    klcx = 1
    do i=1, 2*nn
        if(i.le.nn)then
            if(i.eq.ks)then
                else
                    Cx(klcx)=real(v(ks))*real(v(i))*real(ybuspo(ks,i))*sin(aimag(v(ks))
                    -aimag(v(i))-aimag(ybuspo(ks,i)))
                    klcx = klcx + 1
                end if
            else
                if((i-nn).eq.ks)then
                    else
                        if(swvem(i-nn).le.0)then
                            else
                                Cx(klcx)=real(v(ks))*real(ybuspo(ks,i-nn))*cos(aimag(v(ks))
                                -aimag(v(i-nn))-aimag(ybuspo(ks,i-nn)))+penalizacionv(i-nn)
                                klcx = klcx + 1
                            end if
                        end if
                    end if
                end if
            end do
        !f: función objetivo con respecto a las v.e.
        return
    end

subroutine graslan ( )      !! multiplicadores de L
    use grandim
    use gramarr
    implicit none

    cx=cx
    !i: calculo de los multiplicadores de L
    lam =- (MATMUL(jacreducinvt,Cx) )
    kllam = 1
    do i=1, nn
        if(i.eq.slack)then
            lamp(i)=0.0
            else
                lamp(i)=lam(kllam)
                kllam=kllam+1
            end if
        end do
        kllam = nn
        do i=1, nn
            if(swvem(i).eq.0)then
                lamq(i)=0.0
                else
                    lamq(i)=lam(kllam)
                    kllam=kllam+1
                end if
            end do
        !f: calculo de los multiplicadores de L
        return
    end

```

```

subroutine grasCu ()      !! f.o. con respecto a las v.c.
use grandim
use gramarr
implicit none

!i: función objetivo con respecto ángulos y voltajes
ks = slack
klcu = 1
do i=1, nn
  if(swvem(i).eq.0)then
    if(i.eq.ks)then
      k2cu = 0.0
      do j=1, nn
        if(i.eq.j)then
          k2cu=2*(real(v(i))*(real(ybuspo(i,i))*cos(aimag(ybus
po(i,i)))+k2cu
          else
            k2cu=real(v(j))*real(ybuspo(i,j))*cos(aimag(v(i))-
aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j)))+k2cu
          end if
        end do
        Cu(klcu) = k2cu
        klcu = klcu + 1
      else
        Cu(klcu)=real(v(ks))*real(ybuspo(ks,i))*cos(aimag(v(ks))-
aimag(v(i)) - aimag(ybuspo(ks,i)))
        klcu = klcu + 1
      end if
    else
      end if
  end do
!f: función objetivo con respecto ángulos y voltajes
return
end

```

```

subroutine grasGu ()      !! g(x,u)=0 con respecto a v.c.
use grandim
use gramarr
implicit none

!i: g(x,u)=0 con respecto ángulos y voltajes
klgu = 1
do i=1, nn
  if(i.eq.slack)then
    else
      k3gu = 1
      do j=1, nn
        if(swvem(j).eq.0)then
          Gu(klgu,k3gu) = - jac12(i,j)
          k3gu = k3gu + 1
        else
          end if
      end do
      klgu = klgu + 1
    end if
  end do
k2gu = nn
do i=1, nn
  if(swvem(i).eq.0)then
    else
      k4gu = 1
      do j=1, nn
        if(swvem(j).eq.0)then
          Gu(k2gu,k4gu) = - jac14(i,j)
          k4gu = k4gu + 1
        else
          end if
      end do
      k2gu = k2gu + 1
    end if
  end do

```

```

!f: g(x,u)=0 con respecto ángulos y voltajes
10 Gut = transpose (Gu)
return
end

subroutine grasgradv ()    !! gradiente de la f. de L con respecto v.c.
use gramdim
use gramarr

implicit none

!i: gradiente con respecto v.c.
gradient = Cu - ( matmul(Gut,lam) )
kgr1 = 1
do i=1, nn
    if(swvem(i).eq.0)then
        gradient(kgr1)=gradient(kgr1) + penalizacionv(i)
        kgr1 = kgr1 + 1
    else
        end if
end do
if(vc.eq.ksl+kpv)then
    else
        kgr2 = (ksl + kpv) + 1
        do i=1,nn
            if(swcov(i).eq.1)then
                gradient(kgr2)=gradient(kgr2) + penalizacionc(i)
                kgr2 = kgr2 + 1
            else
                end if
        end do
    end if
end if
!f: gradiente con respecto v.c.

!i: máximo elemento del gradiente
do i=1,vc
    if(abs(gradient(i)).ge.abs(new))then
        new=gradient(i)
    else
        end if
end do
!f: máximo elemento del gradiente

!i: evaluación de la f.o. en c/iteración
funobj(itegra) = 0.0
ks = slack
do i=1, nn
    if(i.eq.slack)then
        funobj(itegra)=(real(v(ks)))*(real(v(ks)))*(real(ybuspo(ks,ks)))
        *cos(aimag(ybuspo(ks,ks))) + funobj(itegra)
    else
        funobj(itegra)=(real(v(ks)))*(real(v(i)))*(real(ybuspo(ks,i)))
        *cos(aimag(v(ks))-aimag(v(i))-aimag(ybuspo(ks,i))) + funobj(itegra)
    end if
end do
!f: evaluación de la f.o. en c/iteración

!i: error del gradiente
change = newgra - oldgra
maxgra=0.0
do i=1,vc
    if(abs(change(i)).ge.abs(maxgra))then
        maxgra=change(i)
    else
        end if
end do
!f: error del gradiente
kgr3 = 1
do i=1,nn
    if(swvem(i).eq.0)then
        swuv(i) = gradient(kgr3)
    end if
end do

```

```

        kgr3 = kgr3 + 1
        else
            swuv(i) = 0.0
        end if
    end do
end do
if(vc.le.(ksl+kpv))then
    goto 10
else
    kgr4 = (kpv + ksl) + 1
    do i=1, nn
        if(swcov(i).eq.1)then
            swuc(i)=gradient(kgr4)
            kgr4 = kgr4 + 1
        else
            swuc(i)=0.0
        end if
    end do
10 end if
return
end

```

```

subroutine grasapertura() ! límites
use grandim
use gramarr
implicit none

!i: límites
call grasgenPQ      ()      ! generación de potencia reactiva
call grasviola     ()      ! violaciones en la G.PQ
sbbg=0
do k=1,ng
    if(k.eq.slack)then
        sbbg=sbbg+1
    else
        if(vio(k).eq.0)then
            sbbg=sbbg+1
        else
            call grasredes() ! reedespacho
        end if
    end if
end do
!f: límites
return
end

```

```

subroutine grasviola() ! violaciones en la G.PQ
use grandim
use gramarr

implicit none

!i: violación de PQ
deltaqg=0.0
vio=0
do i=1,ng
    if(i.eq.slack)then
    else
        if(qg(i).gt.real(qlim(i)))then
            if(qg(i).lt.aimag(qlim(i)))then
                else
                    deltaqg(i)=qg(i)-aimag(qlim(i))
                    vio(i)=1
                end if
            else
                deltaqg(i)=qg(i)-real(qlim(i))
                vio(i)=-1
            end if
        end if
    end do
!f: violación de PQ

```

```

return
end

```

```

subroutine grasredes()      !      reedespacho
use gramdim
use gramarr
implicit none

xs=cmplx(0.0,1.7241)
!i: reedespacho
k1=1
reedee=0
do i=1, nn
  if(i.eq.slack)then
    k1=k1+1
  else
    if(swge(i).eq.1)then
      if(vio(i).eq.1)then  !!!!!warning
        !!limite superior, fp AT
        sn(i)=cmplx( aimag(plim(i)),aimag(qlim(i)))
        in(i)=sn(i)/v(i)
        in(i)=conjg(in(i))
        en(i)=v(i)+xs(i)*in(i)
        qmaxn(i)=abs(v(i))*abs(en(i))/abs(xs(i))-
        (abs(v(i)))**2/abs(xs(i))
        !!
        sg(i)=cmplx(real(sg(i)),qg(k1))
        angulocar(i)=(real(sg(i))*abs(xs(i)))/(abs(v(i))*abs(en(i)))
        angulocar(i)=asind(angulocar(i))
        qmaxp(i)=((abs(v(i))*abs(en(i)))/abs(xs(i)))
        *cosd(angulocar(i))-(abs(v(i)))**2/abs(xs(i))
        if(aimag(sg(i)).lt.qmaxp(i))then
          qlim(i)=cmplx(real(qlim(i)),qmaxp(i))
          cosv2(i)=0
          !"sobreexcitada"
          write(*,*)
          write(*,*)'-----'
          write(*,*)'Límites violados'
          write(*,*)'Generador sobreexcitado'
          write(*,*)'-----'
          reedee=1
        else
          sg(i)=cmplx(real(sg(i)),aimag(sg(i)))
          poa(k1)=real(sg(i))*pb
          qoa(k1)=qmaxp(i)*pb
          angulocap(i)=(aimag(sg(i))*abs(xs(i)))/(abs(v(i))
          *abs(en(i)))+(abs(v(i))/abs(en(i)))
          angulocap(i)=acosd(angulocap(i))
          pn(i)=((abs(v(i))*abs(en(i)))/abs(xs(i)))
          *sind(angulocap(i))
          pob(k1)=pn(i)*pb
          qob(k1)=aimag(sg(i))*pb
          sgen(k1)=cmplx(pn(i),aimag(sg(i)))
          !!!
          cosv2(i)=1
          swdes(i)=1
          swvem(i)=1
          tipo(i)=3
          vio(i)=0
          itepf=0
          write(*,*)
          write(*,*)'-----'
          write(*,*)'Se realizó un reedespacho de'
          write(*,'(1x,a,1x,i2)')'potencia activa en el
          generador',k1
          write(*,*)'-----'reedee=2
        end if
      end if
    end if
  else
end if
end if
end if

```

```

end do
!f: reedespacho
return
end

```

```

subroutine grask100()      ! limites 2
use gramdim
use gramarr
implicit none

!i: límites 2
k100=0
if(sbbg.eq.ng)then
    !goto 1000
    k100=1000
else
    constante = constante + 1
    if(constante.gt.2)then
        !goto 1000
        k100=1000
    else
        v=cmplx(1.0,0.0)
        itepf=1
        itegra=1
        if(reedee.eq.0)then
            else
                if(reedee.eq.1)then
                    cambios=1
                    gbbs = 1
                    !goto 101
                    k100=101
                else
                    sg=cmplx(0.0,0.0)
                    call grascambio()
                    cambios=1
                    gbbs=1
                    !goto 90
                    k100=90
                end if
            end if
        end if
    end if
end if
!f: límites 2
return
end

```

```

subroutine grascambio ()  !! gradiente de la f. de L con respecto v.c.
use gramdim
use gramarr
implicit none

do i=1,nn
    if(tipo(i).eq.1)then
        ksl = ksl + 1
        slack = i
    else
        if(tipo(i).eq.2)then
            kpj = kpj + 1
        else
            if(tipo(i).eq.3)then
                kpq = kpq + 1
            else
                write(*,*)'Error al declarar el tipo de nodo en el archivo
de datos'
                stop
            end if
        end if
    end if
end do
!i: calculo de variables de edo.,control y dimensiones del jacobiano y hessiano

```

```

npq = nn - kpv - ksl
do i=1, 2*nn
    if(i.le.nn)then
        swve(i) = swvea(i)
        else
            swve(i) = swvem(i-nn)
    end if
end do
ve = 0
vc = 0
do i=1, 2*nn
    if(i.eq.slack)then
        else
            if(swve(i).eq.0)then
                vc = vc + 1
            else
                ve = ve + 1
            end if
        end if
    end do

vc = vc + ncv
!f: calculo de variables de edo., control y dimensiones del jacobiano y hessiano
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
deallocate (jacreduc)
deallocate (jacreducinv)
deallocate (jacreducinvt)
deallocate (b)
deallocate (x)
deallocate (Cx)
deallocate(lam)
deallocate(Guaxu)
deallocate(pakaq)
deallocate(takaq)
deallocate(penalizacionq mavc)
deallocate(penalizacionq mivc)
deallocate(penalizacionq mave)
deallocate(penalizacionq mive)
deallocate(Cu)
deallocate(Gu)
deallocate(gradient)
deallocate(Gut)
deallocate(newgra)
deallocate(oldgra)
deallocate(change)
deallocate(Qgve)
deallocate(Qgvvet)
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
allocate (jacreduc(ve,ve))
allocate (jacreducinv(ve,ve))
allocate (jacreducinvt(ve,ve))
allocate (b(ve))
allocate (x(ve))
allocate (Cx(ve))
allocate(lam(ve))
allocate(Guaxu(ve,npq))
allocate(pakaq(vc))
allocate(takaq(vc))
allocate(penalizacionq mavc(vc))
allocate(penalizacionq mivc(vc))
allocate(penalizacionq mave(ve))
allocate(penalizacionq mive(ve))
allocate(Cu(vc))
allocate(Gu(ve,vc))
allocate(gradient(vc))
allocate(Gut(vc,ve))
allocate(newgra(vc))
allocate(oldgra(vc))
allocate(change(vc))
allocate(Qgve(ng,ve))
allocate(Qgvvet(ve,ng))
!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!

```

```

return
end

```

```

subroutine grasactua ( ) !! actualización de las v.c.

```

```

use grandim
use gramarr
implicit none

!i: actualización de voltajes
klac = 1
do i=1, nn
    if(swvem(i).eq.0)then
        v(i) = cmplx( real(v(i))-(abs(alpha))*(gradient(klac)), aimag(v(i)) )
        klac = klac + 1
    else
        end if
end do
!f: actualización de voltajes
itegra = itegra + 1
return
end

```

```

subroutine grasflu() ! flujos en las líneas

```

```

use grandim
use gramarr

implicit none

!i: flujos en LT
vaux = cmplx(real(v)*cos(aimag(v)),real(v)*sin(aimag(v)) )
kff1=(0.0,0.0)
kff2=(0.0,0.0)
smva=(0.0,0.0)
do i=1,nn
    do j=1,nn
        if(i.eq.j)then
            smva(i,j)=(0.0,0.0)
        else
            kff1=conjg(vaux(i))*(vaux(i)-vaux(j))*(-ybus(i,j))
            kff2=conjg(vaux(i))*vaux(i)*ycarga(i,j)
            smva(i,j)=kff1 +kff2
            smva(i,j)=conjg(smva(i,j))
        end if
    end do
end do
kf=1
do i=1,nn
    do j=1,nn
        if(smva(i,j).eq.0.0)then
            else
                flowlin(kf)=smva(i,j)*pb
                fne(kf)=i
                fnr(kf)=j
                kf = kf + 1
            end if
        end do
    end do
k2f = 1
do i=1, nn
    if(swge(i).eq.1)then
        if(i.eq.slack)then
            k3f = 0.0
            k4f = 0.0
            do j=1, nn
                if(i.eq.j)then
                    k3f=real(v(i))*real(v(i))*real(ybuspo(i,j))
                    *cos(aimag(ybuspo(i,j)))+k3f
                    k4f=-real(v(i))*real(v(i))*real(ybuspo(i,j))
                    *sin(aimag(ybuspo(i,j)))+k4f
                else

```

```

        k3f=real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))*cos(aimag(
        v(i))-aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j)))+k3f
        k4f=real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))*sin(aimag(
        v(i))-aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j)))+k4f
    end if
end do
k3f = real(sd(i)) + k3f
k4f = aimag(sd(i)) + k4f
k3f = k3f*pb
k4f = k4f*pb
sgen(k2f) = cmplx(k3f,k4f)
k2f = k2f + 1
else
if(swvem(i).eq.0)then
    k5f = 0.0
    do j=1, nn
        if(i.eq.j)then
            k5f=-real(v(i))*real(v(i))*real(ybuspo(i,j))
            *sin(aimag(ybuspo(i,j)))+k5f
        else
            k5f=real(v(i))*real(v(j))*real(ybuspo(i,j))
            *sin(aimag(v(i))-aimag(v(j))-aimag(ybuspo(i,j)))
            +k5f
        end if
    end do
    k5f = aimag(sd(i)) + k5f
    k5f = k5f*pb
    sgen(k2f) = cmplx(real(sg(i))*pb,k5f)
    k2f = k2f + 1
else
    sgen(k2f) = cmplx(real(sg(i))*pb,aimag(sg(i))*pb)
    k2f = k2f + 1
end if
end if
else
end if
end do
do i=1,nn
    do j=1,nn
        if(i.eq.slack)then
            flowslack=(smva(i,j)*pb)+flowslack
        else
        end if
    end do
end do
kf4 = 1
do i=1, nn
    do j=i,nn
        if(i.eq.j)then
        else
            if(real(smva(i,j)).gt.0.0)then
                if(real(smva(j,i)).lt.0.0)then
                    flow(kf4) = smva(i,j)*pb
                    nel(kf4) = i
                    nrl(kf4) = j
                    nolt(kf4) = kf4
                    kf4 = kf4 +1
                else
                end if
            else
                if(real(smva(j,i)).gt.0.0)then
                    if(real(smva(i,j)).lt.0.0)then
                        flow(kf4) = smva(j,i)*pb
                        nel(kf4) = j
                        nrl(kf4) = i
                        nolt(kf4) = kf4
                        kf4 = kf4 +1
                    else
                    end if
                end if
            end if
        end if
    end do
end if
end if
end if

```

```

        end if
    end do
end do
kfl = 1
do i=1,nn
    do j=i,nn
        if(smva(i,j).eq.(0.0,0.0))then
            else
                losslin(kfl)=(smva(i,j)+smva(j,i))*pb
                kfl=kfl+1
            end if
        end do
    end do
    losslin=losslin
    persis=(0.0,0.0)
    persis=sum(losslin)
    !f: flujos en LT

return
end

```

```

subroutine grascosope()    !costo de operación
use gramdim
use gramarr
implicit none

!i: c. operación de PA
cosope = 0.0
cosopetot = 0.0
do i=1, ng
    cosope(i)=(ap(i)+bp(i)*real(sgen(i))+cp(i)*real(sgen(i))**2)*cost(i)
end do
do i=1, ng
    cosopetot = cosope(i) + cosopetot
end do
!f: c. operación de PA
return
end

```

```

subroutine grascostos()    !costo reactivo
use gramdim
use gramarr
implicit none

!i: fp, ángulo, corrección, apareante
do i=1, ng
    aparente(i) = sqrt( (real(sgen(i))**2 + (aimag(sgen(i))**2 )
    fp(i) = real(sgen(i))/aparente(i)
    teta(i) = atand( aimag(sgen(i))/real(sgen(i)) )
    QP(i) = abs( aimag(sgen(i))/real(sgen(i)) )
    fpn(i) = 0.9
    tetan(i) = acosd(fpn(i))
end do
!f: fp, ángulo, corrección, apareante

!i: costo fijo del generador
do i=1, ng
    interesg(i)=interesg(i)/100
    denoreg=((1+interesg(i))**aosg(i))-1
    numereg=interesg(i)*((1+interesg(i))**aosg(i))
    retornog(i)=numereg/denoreg
    cosfng(i)=(((retornog(i)*inverg(i))/(aparente(i)*8760))*sind(teta(i)))
    cosvlg(i)=(((retornog(i)*inverg(i))/(aparente(i)*8760))*sind(teta(i)))
    cosfg(i)=abs( cosfng(i)*(aimag(sgen(i))))
end do
!f: costo fijo del generador

!i: costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales
do i=1, ng
    if(teta(i).eq.25.0)then

```

```

                !no hay costo variable, operación nominal
                cosvlg(i) = 0.0
            else
                cosvlg(i) = abs( cosvlg(i)*QP(i)*(aimag(sgen(i))) )
            end if
        end do
        !f: costo variable, operación fuera de sus condiciones nominales

        !i: costos variables, pérdida de oportunidad
        do i=1,ng
            if(cosv2(i).eq.1)then
                copa(i)=ap(i)+bp(i)*poa(i)+cp(i)*poa(i)**2
                copb(i)=ap(i)+bp(i)*pob(i)+cp(i)*pob(i)**2
                cosv2g(i)= precio*(poa(i)-pob(i))
                cosv2g(i)= cosv2g(i) - cost(i)*(copa(i)-copb(i))
                cosv2g(i)= cosv2g(i)/abs(qoa(i)-qob(i))
                cosv2g(i)=cosv2g(i)*aimag(sgen(i))
            else
                cosv2g(i)=0.0
            end if
        end do
        !f: costos variables, pérdida de oportunidad

        !i: costos totales, reactivo del generador
        do i=1, ng
            costg(i) = cosfg(i) + cosvlg(i) + cosv2g(i)
        end do
        !f: costos totales, reactivo del generador
        return
    end

subroutine grasimpre()
    use msimsl
    use grandim
    use gramarr
    implicit none

    call timdy (ihour,imin,isec)
    call tdate (iday,month,iyear)

    demandap = sum(real(sd))
    demandaqa = sum(aimag(sd))

    generadap = sum(real(sgen))
    generadaqa = sum(aimag(sgen))

    open(unit=10,file='C:\S.Baruch\Dprec\exit-files\salidal.dat')

    call timdy (xhour,xmin,xsec)

    write(10,*)
    write(10,*)
    write(10,'(2x,a)')'Archivo de salida'
    write(10,'(2x,a)')'Despacho de potencia reactiva'
    write(10,'(2x,a,1x,i2,a,i2,a,i2,a,i2,a,i2,a,i4,1x,a)') '[' ,xhour,':',xmin,':',xsec, '|',i
    day, '.',month, '.',iyear, ']'
    write(10,*)
    write(10,*)
    write(10,*)
    write(10,'(2x,a,i3,2x,a,2x,a)')'Sistema de',nn,'nodos',name
    write(10,*)
    write(10,'(2x,a,9x,F12.3,11x,a)')'Costo de operación : ',cosopetot,['$/hr]'
    write(10,'(2x,a,3x,2F12.3,4x,a)')'Potencia generada :
    ',generadap,generadaqa,['Mw,Mvar]'
    write(10,'(2x,a,3x,2F12.3,4x,a)')'Potencia demandada :
    ',demandap*pb,demandaqa*pb,['Mw,Mvar]'
    write(10,'(2x,a,1x,2F12.3,4x,a)')'Pérdidas del sistema :
    ',persis,['Mw,Mvar]'write(10,*)
    if(itegra.gt.itemgra)then
        write(10,'(2x,a,1x,i5,1x,a)')'El Programa diverge con',itegra,'iteraciones'
    else

```

```

write(10,'(2x,a,1xi5,1x,a)')'El Programa converge con',itegra,'iteraciones'
end if
write(10,*)
write(10,*)
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,'(2x,a,35x,a)')' |                               Nodos del Sistema | '
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,'(2x,a)')'| |      Generador      |      Voltaje      |      Carga      | '
write(10,'(2x,a)')'| |      Nodo      |====='
write(10,'(2x,a)')'| |      P      Q      |      Mag.      |      Ang.      |      P      Q      | '
write(10,'(2x,a)')'| |      (MW)      (MVar)      |      (p.u)      |      (gra)      |      (MW)      (MVar)      | '
write(10,'(2x,a)')'====='
kil = 0
do i=1,nn
if(swge(i).eq.1)then
kil = kil + 1
if(i.eq.slack)then
write(10,'(2x,a,x,a,I3,3x,a,x,2f10.5,2x,a,1x,2f10.5,2x,a,2x,2f10.5,3x,a)')'| | '*' ,nodo(
i) , '| | ,sgen(kil) , '| | ,vauxp(i) , '| | ,sd(i)*pb , '| '
else
write(10,'(2x,a,2x,I3,3x,a,1x,2f10.5,2x,a,1x,2f10.5,2x,a,2x,2f10.5,3x,a)')'| | ,nodo(i) , '
| | ,sgen(kil) , '| | ,vauxp(i) , '| | ,sd(i)*pb , '| '
end if
else
write(10,'(2x,a,2x,I3,3x,a,4x,a,9x,a,8x,a,1x,2f10.5,2x,a,2x,2f10.5,3x,a)')'| | ,nodo(i) , '
| | , '-' , '-' , '| | ,vauxp(i) , '| | ,sd(i)*pb , '| '
end if
end do
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,'(4x,a)')'* slack'
write(10,*)
write(10,*)
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,'(2x,a)')' |                               Líneas de transmisión | '
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,'(2x,a)')'| Línea |      Nodo      |      Flujos      |      Pérdidas      | '
write(10,'(2x,a)')'| |      E      R      |      P      Q      |      P      Q      | '
write(10,'(2x,a)')'| |      (MW)      (MW)      |      (MW)      (MVar)      | '
write(10,'(2x,a)')'====='
do i=1,nlt
write(10,'(2x,a,1x,I2,2x,a,1x,I2,2x,a,I2,2x,a,2F10.4,2x,a,2F10.4,4x,a)')'| | ,nolt(i) , '| '
,nel(i) , '| | ,nrl(i) , '| | ,flow(i) , '| | ,losslin(i) , '| '
end do
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,*)
write(10,*)
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,'(2x,a)')'| |      Costo      |      Costo      |      Costo reactivo      | '
write(10,'(2x,a)')'| |      Generador      |      de      | | '
incremen. |====='
write(10,'(2x,a)')'| |      operación      |      Cf      |      Cv`      |      Cv``      | '
write(10,'(2x,a)')'| |      [$ /hr]      |      [$/MWhr]      |      [$/hr]      |      [$/hr]      | '
write(10,'(2x,a)')'====='
do i=1,ng
write(10,'(2x,a,4x,i2,5x,a,F10.5,1x,a,F8.5,2x,a,F9.5,1x,a,F9.5,2x,a,F9.5,2x,a)')'| | ,i , '
| | ,cosope(i) , '| | ,precio , '| | ,cosfg(i) , '| | ,cosvlg(i) , '| | ,cosv2g(i) , '| '
end do
write(10,'(2x,a)')'====='
write(10,'(14x,a,f10.5,1x,a,10x,a,12x,f10.5,12x,a)')'| | ,cosopetot , '| | , '| | ,sum(costg) , '| '
write(10,'(2x,a)')'====='
close(unit=10)
return
end

```