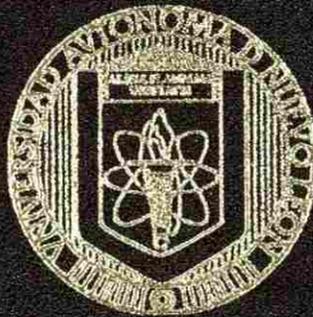


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA
MEDIANTE PROGRAMACION EVOLUTIVA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA
ELECTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

PRESENTA

JULIO ALBERTO HERNANDEZ GALICIA

MONTERREY, N. L.

ENERO 2000

UANI
FINE

DEPARTMENT OF AGRICULTURE
AND FORESTRY
CANTON, MASSACHUSETTS

UANI
FINE

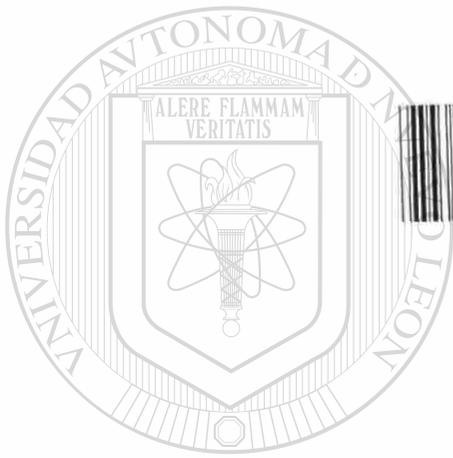
UANI
FINE

UANI
FINE

UANI
FINE

UANI
FINE

UANI
FINE



1020129201

UANL

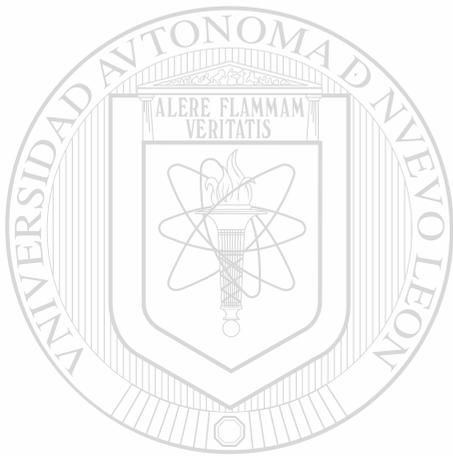
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

TM
Z5853
.M2
FINE
2000
H4

0133-42060



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

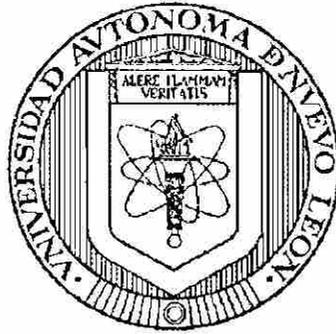
®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



FONDO
TESIS

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA
MEDIANTE PROGRAMACION EVOLUTIVA**

TESIS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

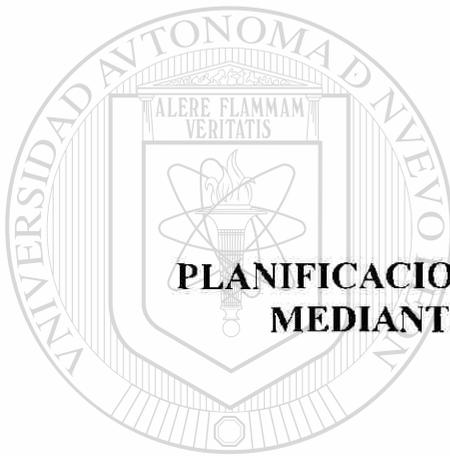
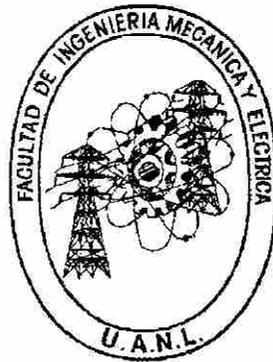
PRESENTA

JULIO ALBERTO HERNANDEZ GALICIA

MONTERREY, N. L.

ENERO 2000

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA
MEDIANTE PROGRAMACION EVOLUTIVA**

TESIS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

PRESENTA

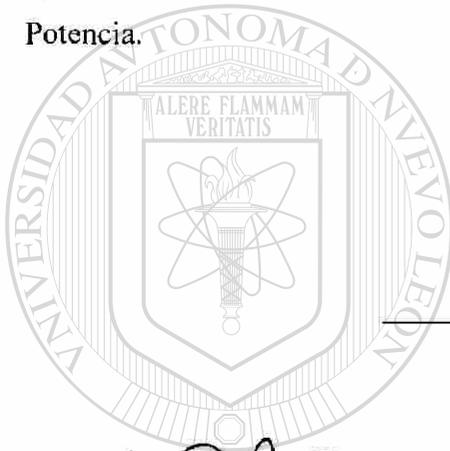
JULIO ALBERTO HERNANDEZ GALICIA

MONTERREY, N. L.

ENERO 2000

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la tesis PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA MEDIANTE PROGRAMACION EVOLUTIVA realizada por el Ing. Julio Alberto Hernández Galicia sea aceptada para su defensa como opción al Grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.



El Comité de Tesis

Asesor
Dr. Salvador Acha Daza

Coasesor
Dr. Florencio Aboytes García

Coasesor
Dr. Rolando Nieva Gómez

Vo. Bo.
M. C. Roberto Villarreal Garza
División de Estudios de Postgrado

Dedicatorias

A mis padres por su apoyo en todas mis decisiones y por estar conmigo en todos los momentos de mi vida.

A Indra Yanira por ser la parte más importante de mí.

A ellos con todo cariño, dedico este trabajo.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



Agradecimientos

A Dios por darme la oportunidad de vivir y concederme salud.

Al Dr. Rolando Nieva Gómez por sugerirme desarrollar este trabajo de tesis, por su asesoría en el desarrollo del mismo y por estar nuevamente apoyándome en mi desarrollo profesional.

Al Dr. Salvador Acha Daza y al Dr. Florencio Aboytes García por sus sugerencias y comentarios en la revisión del presente trabajo de tesis.

A los profesores del Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica por transmitirme sus conocimientos y su experiencia durante mi estancia de postgrado.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca crédito concedida y a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por el apoyo en los pagos de colegiatura.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

A aquellas personas que directa o indirectamente me apoyaron en la realización de este trabajo, especialmente al Dr. Oscar Chacón, L.I. Verónica Díaz, M.C. Eli de la Torre, M.C. José Luis Ceciliano, M.C. Manuel Ruiz, M.C. Eduardo Tovar, M.C. Armando de la Torre, Ing. Mireya Gómez y a quienes hicieron el favor de brindarme palabras de aliento.

RESUMEN

Publicación No. _____

Julio Alberto Hernández Galicia, M. C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2000.

Profesor Asesor: Dr. Salvador Acha Daza

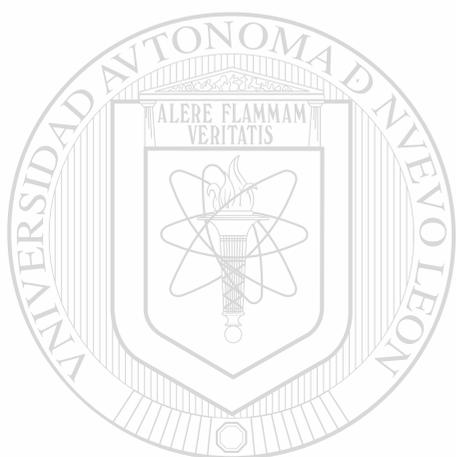
En el presente trabajo de tesis se presenta una investigación que aplica una técnica de optimización basada en la Programación Evolutiva (PE) al problema de la Planificación de la Compensación Reactiva.

La formulación del problema utilizada consiste en minimizar los costos de inversión asociados a la instalación de equipo de compensación, más los costos de operación asociados a las pérdidas activas de transmisión, más una función de penalización que se asocia a las violaciones de las restricciones operativas de voltaje y de ecuaciones de flujos de potencia. El resto de las restricciones operativas que contempla la formulación son los límites de potencia activa y reactiva de los generadores y el número máximo de unidades de compensación a instalarse. La formulación incluye el análisis de contingencias sencillas, tal y como lo sugiere el estándar de planificación del North American Electric Reliability Council (NERC) [26].

El problema que resulta de la formulación es un problema multiobjetivo, no lineal, con variables enteras de decisión, el cual es tratado mediante la técnica de PE que entre sus características principales se encuentra la búsqueda exhaustiva que realiza sobre el óptimo global de problemas con este tipo de naturaleza.

Esta investigación dio como resultado el desarrollo de un programa computacional para la Planificación de la Compensación Reactiva. El programa se probó en un sistema

eléctrico de la red de la Isla del Sur en Nueva Zelandia de 17 nodos y 26 ramas [42] y en un sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE de 24 nodos y 38 ramas [43]. Las pruebas realizadas al programa arrojaron resultados satisfactorios desde los puntos de vista técnico, económico y de eficiencia computacional.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

INDICE

Resumen	v
Indice de Figuras	xi
Indice de Tablas	xii

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

1.1 Planificación de la Compensación de Potencia Reactiva	1
1.2 Antecedentes en el Tratamiento del Problema	3
1.3 Los Algoritmos Evolutivos como Herramienta de Optimización	5
1.4 Objetivo de la Tesis	6
1.5 Estructura de la Tesis	6

Capítulo 2 EL PROBLEMA DEL CONTROL DE VOLTAJE Y LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

2.1 Introducción	8
2.2 Concepto de Potencia Reactiva	8
2.3 Influencia de Elementos Inductivos y Capacitivos en la Potencia Reactiva	10
2.4 La Potencia Reactiva y su Efecto en el Voltaje	11
2.5 Elementos que Intervienen en la Compensación de la Potencia Reactiva	14
2.5.1 Generadores Síncronos	14
2.5.2 Condensadores Síncronos	16
2.5.3 Capacitores en Derivación	17
2.5.4 Capacitores Serie	18
2.5.5 Reactores en Derivación	18
2.5.6 Reactores Serie	19
2.5.7 Compensadores Estáticos de VARs	19
2.5.8 Otros Medios de Compensación Reactiva	20
2.6 Aplicación de los Elementos de Compensación Reactiva	22
2.7 Objetivos de Coordinación de la Compensación Reactiva	26
2.8 Planificación de la Compensación Reactiva	27

INDICE (continuación)

Capítulo 3

FORMULACION DEL MODELO DE PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA

3.1	Introducción	28
3.2	Estándar de Diseño para el Soporte de Voltaje y la Potencia Reactiva	28
3.3	Representación de la Capacidad Disponible Mediante Estados Aleatorios	29
3.4	Determinación de Contingencias Representativas	31
3.5	Selección de Nodos Candidatos para la Instalación de Compensación Reactiva	32
3.6	Horizonte de Planificación	32
3.7	Cambio de Taps en Transformadores	33
3.8	Condiciones de Operación	34
3.9	Restricción Operativa de Voltaje Nodal	35
3.10	Formulación del Modelo de Optimización	35
3.10.1	Nomenclatura	35
3.10.2	Función Objetivo	38
3.10.3	Restricciones Asociadas a Flujos de Potencia	41
3.10.4	Restricciones Asociadas a Límites de Instalación	43
3.10.5	Condiciones de Despacho Económico	43

Capítulo 4

SOLUCION AL PROBLEMA DE LA PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA

4.1	Introducción	44
4.2	El Paradigma Neodarwinista de la Evolución	45
4.3	La Evolución como Mecanismo de Optimización	46
4.4	La Computación Evolutiva	47
4.5	Programación Evolutiva como Método de Solución para el Problema de Planificación de la Compensación Reactiva	51
4.5.1	Iniciación del Problema	54
4.5.2	Población inicial	58
4.5.3	Evaluación de Aptitud	58
4.5.4	Mutación	60
4.5.5	Recombinación	61
4.5.6	Competencia y Selección	62
4.5.7	Prueba de Convergencia	64

INDICE (continuación)

Capítulo 5

EXPERIENCIA COMPUTACIONAL

5.1	Introducción	65
5.2	Planificación de la Compensación Reactiva en la Red de Prueba del Sistema Neozelandés	68
5.2.1	Variación del Coeficiente de Escalamiento de la Mutación	69
5.2.2	Influencia del Número de Generaciones	70
5.2.3	Influencia del Tamaño de la Población	71
5.2.4	Influencia del Número de Individuos de Elite	72
5.2.5	Análisis de la Solución Óptima	73
5.2.6	Análisis de Sensitividad de la Solución Óptima	77
5.3	Planificación de la Compensación Reactiva en el Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE	80
5.3.1	Resultados de instalación de compensadores para demanda máxima	82
5.3.2	Resultados de instalación de compensadores para demanda máxima y limitando la capacidad máxima de reactivos de los generadores	85
5.3.3	Resultados de instalación de compensadores para demanda mínima	87
5.3.4	Resultados de instalación de compensadores para demanda mínima limitando la capacidad mínima de reactivos de los generadores	88
5.3.5	Resultados para demanda máxima teniendo como opción dos tipos de compensadores	91
5.4	Síntesis de Resultados	93

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	Introducción	94
6.2	Conclusiones de la Investigación Realizada	95
6.2.1	Sobre la Formulación	95
6.2.2	Sobre el Método de Solución Utilizado	96
6.2.3	Sobre los Resultados Obtenidos	97
6.3	Aportaciones	99
6.4	Recomendaciones para Trabajos Futuros	100

REFERENCIAS	102
-------------------	-----

Apéndice A

APLICACION EN MATLAB DEL ALGORITMO DE PROGRAMACION

EVOLUTIVA	106
-----------------	-----

Índice de Figuras

2.1	Componentes de la potencia instantánea	10
2.2	Representación de un Sistema Eléctrico Básico	12
2.3	Representación fasorial del voltaje	13
2.4	Representación fasorial del voltaje, P se ha aumentado 1.5 veces	13
2.5	Representación fasorial del voltaje, Q se ha aumentado 1.5 veces	14
3.1	Obtención de la probabilidad de disponibilidad de una unidad generadora	30
4.1	Estructura general de un algoritmo evolutivo	49
4.2	Algoritmo de solución de la planificación de la compensación reactiva	53
4.3	Algoritmo para determinar la capacidad disponible	57
4.4	Diagrama de flujo del proceso de evaluación de aptitud de los individuos	59
4.5	Proceso de creación de descendencia por mutación	61
4.6	Algoritmo del proceso de competencia y selección	64
5.1	Sistema primario reducido de la Isla del Sur de Nueva Zelanda	66
5.2	Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE, de 24 nodos	67
5.3	Influencia del coeficiente de escalación de la mutación	70
5.4	Influencia del número de generaciones en la solución	71
5.5	Influencia del número de individuos en la solución	72
5.6	Comportamiento de la solución para diferentes valores de élite	73
5.7	Perfil de voltajes para las condiciones de referencia y óptima	75
5.8	Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda máxima	84
5.9	Comportamiento de la solución a lo largo de las generaciones, para el caso de demanda máxima	84
5.10	Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda máxima con restricción en la capacidad de compensación de los generadores	86
5.11	Comportamiento de la solución para el caso de demanda máxima con restricciones en la compensación de generadores	86
5.12	Perfil de voltaje nodal para demanda mínima	88
5.13	Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda mínima y con restricción en la capacidad de compensación de generación	90
5.14	Comportamiento de la solución del caso de demanda mínima con restricción en la capacidad de compensación de generación	90
5.15	Comportamiento de la solución del caso de demanda mínima con dos tipos de capacitores como opciones de expansión	92
A.1	Búsqueda del mínimo global sobre una superficie no lineal	110
A.2	Población inicial de individuos sobre las curvas de nivel	110
A.3	La población es atraída por los mínimos de la superficie	111
A.4	La población localiza el mínimo global después de 11 generaciones	111

Índice de Tablas

2.1	Potencia reactiva capacitiva inherente a líneas de transmisión aéreas	21
2.2	Problemas en los SEPs que puedan requerir compensación reactiva	24
2.3	Velocidad relativa de respuesta requerida para el control de diversos fenómenos que se presentan en el SEP	25
2.4	Guía de aplicación de equipo compensador de VARs	26
5.1	Potencia de demanda en los nodos del sistema de prueba	68
5.2	Datos iniciales para el programa de planificación de la compensación reactiva	69
5.3	Resultados de instalación de compensadores	74
5.4	Comparación de resultados de costos (en M\$)	74
5.5	Parámetros nodales resultantes para la condición de referencia	76
5.6	Parámetros nodales resultantes para la solución óptima	76
5.7	Pérdidas de potencia activa y requerimientos reactivos en la red de transmisión resultantes para las condiciones de referencia y óptima	77
5.8	Costo resultante en (M\$) al eliminar un compensador en cada uno de los nodos propuestos	78
5.9	Resultados de instalación y costos (en M\$) al restringir la capacidad máxima de compensación a instalar por nodo a 1.5 p.u.	79
5.10	Resultados de instalación y costos (en M\$) de la prueba que no considera los costos de inversión	79
5.11	Información de compensadores	80
5.12	Información de costos	80
5.13	Nodos candidatos	80
5.14	Información de disponibilidad de generadores	81
5.15	Información de contingencias	81
5.16	Parámetros de programación evolutiva	82
5.17	Información de capacidades y demandas en el sistema	82
5.18	Resultados de instalación de capacitores para la condición de demanda máxima ..	83
5.19	Resultados de costos (en M\$) para la condición de demanda máxima	83
5.20	Resultados de instalación de capacitores para la condición restringida de demanda máxima	85
5.21	Resultados de costos (en M\$) para la condición restringida de demanda máxima ..	85
5.22	Resultados de costos (en M\$) para la condición de demanda mínima	87
5.23	Resultados de instalación de capacitores para la condición de demanda mínima y con restricción en la capacidad de reactivos de los generadores	89
5.24	Resultado de costos (en M\$) para la condición restringida de demanda mínima y con restricción en la capacidad de reactivos de los generadores	89
5.25	Características de los tipos de capacitores utilizados para la prueba	91
5.26	Resultados de instalación para la prueba con dos tipos de capacitores	91
5.27	Resultados de costos (en M\$) para la prueba con dos tipos de capacitores	92

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Planificación de la Compensación de Potencia Reactiva

Uno de los problemas típicos de los sistemas eléctricos de corriente alterna actuales es la optimización de la compensación de la potencia reactiva. La finalidad de la compensación de la potencia reactiva en un sistema eléctrico es evitar desviaciones bruscas de voltaje tanto en condiciones normales como de contingencia, favoreciendo de esta forma el control de voltaje y la seguridad del sistema. En el caso de los Sistemas Eléctricos de Potencia, la compensación de potencia reactiva disminuye la circulación de potencia reactiva a través de la red de transmisión lo cual evita que se presenten caídas de voltaje importantes.

La compensación de la potencia reactiva, además de permitir un control de voltaje más eficiente, favorece la disminución de pérdidas en la red de transmisión debido a la menor circulación de corriente, liberando así la capacidad de los equipos, principalmente de transformadores y conductores.

Existen distintos esquemas para lograr la compensación de potencia reactiva, los cuales presentan diferencias funcionales en su aplicación. Desde el punto de vista de su función, los compensadores reactivos se clasifican en esquemas pasivos, los cuales consisten de susceptancias fijas y los esquemas dinámicos los cuales ajustan de manera continua su aportación de reactivos.

Además de tales diferencias funcionales, existen importantes diferencias de costo. Estas circunstancias hacen que la decisión de instalar algún elemento compensador se justifique después de efectuar un análisis técnico-económico del problema a resolver y que dentro de tales términos se determine cuál es el compensador que realmente conviene. Los

compensadores pasivos son generalmente más económicos, pero su aplicación se ve limitada, por su valor discreto y en bloque, para acciones de control en regímenes de operación en estado estable, en cambio, los compensadores dinámicos son más costosos pero su rango de aplicación se extiende al control de fenómenos dinámicos que suelen requerir de respuestas rápidas en su acción. Por esta razón, la decisión de instalar un compensador dinámico, está avalada por estudios de estabilidad transitoria y de estudios de estabilidad dinámica. El objetivo principal de la decisión es proporcionar un control continuo y de respuesta rápida en aquellas regiones del sistema, que además de ser importantes eléctricamente, estén propensas a experimentar problemas tanto de estabilidad como de colapso de voltaje.

Los aspectos anteriores deben ser considerados en la planificación de la compensación reactiva, cuyo objetivo es determinar una secuencia de decisiones de inversión en equipos de compensación reactiva. Estas decisiones deben determinar la capacidad y el tipo de los esquemas que debe instalarse, así como los lugares donde tiene un mayor impacto eléctrico, y el momento en que deben de entrar en servicio. El alcance de la planificación de la compensación reactiva debe garantizar niveles de voltajes aceptables en todas las regiones del sistema, tanto para las condiciones de carga previstas como para aquellas que por circunstancias no deseadas pudieran llegar a presentarse.

La compensación de potencia reactiva en el sistema debe de ser suficiente para mantener el control del voltaje durante condiciones en que los elementos de transmisión requieren para su operación de una gran cantidad de reactivos, tal y como ocurre durante los periodos de demanda máxima y en contingencias severas como pudiera ser el caso de salidas forzadas de generadores y/o de una línea de transmisión importante. Además, la compensación de potencia reactiva debe ser capaz de resolver los problemas de exceso de reactivos provocados por el efecto capacitivo de las líneas de transmisión durante los periodos de baja demanda. Para lograr estos propósitos resulta necesario considerar las condiciones cambiantes de la demanda, durante el horizonte de estudio, dentro de la formulación del problema.

1.2 Antecedentes en el Tratamiento del Problema

Tradicionalmente los estudios de planificación de compensación reactiva en régimen permanente se han venido realizando mediante una estrategia de prueba y error, la cual está basada en estudios de flujos de potencia tanto de casos base como de contingencias para las diversas condiciones de operación [1, 2]. La estrategia consiste en ubicar nodalmente un número determinado de capacitores y/o inductores con el fin de lograr, que en todas las situaciones, los voltajes en el sistema se mantengan dentro de los márgenes preestablecidos. Entre los inconvenientes que presenta este procedimiento es que debido a la solución múltiple del problema no se garantiza la determinación de la solución más económica, además de requerir un gran esfuerzo computacional y de análisis por el número de situaciones que se tendrían que analizar en el caso de grandes sistemas.

Con el fin de tratar el aspecto económico se han desarrollado diversas formulaciones que incorporan técnicas de optimización, tales como programación no lineal [3], programación lineal [4], programación entera mixta [5] y métodos de descomposición [6, 7]. El problema de optimización que resulta para tales formulaciones, es un problema de programación entera mixta y no lineal. Esta situación representa un reto para los métodos tradicionales de programación matemática, ya que no existen técnicas eficientes para su tratamiento. A fin de adaptar el problema a métodos de optimización tradicionales, en algunas formulaciones se ha recurrido a simplificaciones importantes del problema.

Los métodos de descomposición se destacan por tratar al problema de planificación de la compensación reactiva en toda su extensión, dividiéndolo en dos sub-problemas que son tratados por separado mediante técnicas tradicionales de optimización: (1) El sub-problema de inversión, es representado por un problema de programación lineal entera mixta y, (2) El sub-problema de operación, que corresponde a un problema tradicional de flujos óptimos el cual es resuelto mediante técnicas de programación no lineal. El encontrar la solución a cada sub-problema representa por sí solo un reto de optimización. Estudios previos [17] han mostrado que los métodos de descomposición solo son efectivos para tratar problemas de pequeña y mediana escala.

Otro inconveniente que presentan las formulaciones basadas en técnicas de programación matemática, es que no pueden garantizar la obtención de la solución óptima global de problemas no lineales. Esto se debe a que tales técnicas basan su estrategia de búsqueda del óptimo mediante el paradigma del gradiente, que no distingue diferencias entre el mínimo global, mínimos locales y puntos de silla.

El problema de la planificación de la compensación reactiva se ha empezado a tratar en los últimos tiempos mediante métodos distintos a los de la programación matemática tradicional. Algunos de estos métodos son heurísticos [8] y otros están basados en Inteligencia Artificial, como son sistemas expertos [9], redes neuronales [10], recocido simulado [9,11], algoritmos genéticos [12,13,14] y programación evolutiva [15].

El estado del arte en el tratamiento del problema de la planificación de la compensación reactiva son los métodos de la computación evolutiva (como algoritmos genéticos y programación evolutiva) los cuales aseguran obtener la solución óptima global. Sin embargo, estudios recientes [16] descartan a los algoritmos genéticos como método de solución eficiente para este tipo de problemas. Esta situación puede deberse a que los algoritmos genéticos se especializan en el modelado de procesos adaptivos y no tanto en la de la optimización de funciones reales tal y como se afirma en [18].

Los métodos basados en programación evolutiva parecieran ser la mejor alternativa de solución para el problema de planificación de compensación reactiva, tal y como lo muestran los trabajos reportados en [15] y [16], aunque en tales investigaciones, las formulaciones utilizadas no reflejan la dimensión real del problema al no considerar a las decisiones de instalación de compensadores como variables discretas y excluir la consideración de contingencias. Esta circunstancia motivó al presente trabajo de tesis, en el cual se prueba el alcance de la programación evolutiva como algoritmo de solución del problema de planificación de la compensación reactiva, de cuya formulación se deriva un problema de optimización entero mixto y no lineal, que además considera el análisis de seguridad de primera contingencia.

1.3 Los Algoritmos Evolutivos como Herramienta de Optimización

Los algoritmos que conforman la computación evolutiva basan su funcionamiento en los principios de la evolución natural como mecanismo de optimización. Dichos principios sostienen que el mecanismo evolutivo de las especies e individuos está sustentado en cuatro procesos principales: reproducción, mutación, competencia y selección; resumidos en la frase “sobrevivencia del más apto y fuerte”.

Entre los principales paradigmas de la computación evolutiva se encuentran los algoritmos genéticos introducidos por J. H. Holland en 1962 [19], las estrategias evolutivas desarrolladas por Rechemberg [20] y Schwefel [21] en 1963 y la programación evolutiva por L. Fogel en 1962 [22].

La característica principal de un algoritmo dentro de la computación evolutiva es la población, que representa un conjunto de soluciones potenciales. El tamaño de la población puede variar a lo largo de varias generaciones, pero usualmente permanece sin cambios. Los componentes de la población son denominados organismos o individuos. La estructura de los individuos es determinada a priori y es la misma para toda la población. Con el fin de tener una medida comparativa de las soluciones que compiten, existe un mecanismo derivado del dominio del problema que permite asignar un valor escalar a cada individuo de la población que sea representativo de su calidad como solución; a este valor se le denomina aptitud o desempeño. Es natural que un individuo con mayor aptitud represente una mejor solución a un problema, y que en las condiciones específicas de éste puede representar una solución correcta o inclusive la óptima.

Las cuatro fuerzas principales mencionadas anteriormente como las componentes fundamentales de los principios de la evolución natural (reproducción, mutación, competencia y selección) se utilizan en los algoritmos de la computación evolutiva. Estas componentes toman la forma de una función de aptitud y los operadores de selección, recombinación y mutación. La selección es un operador que escoge preferentemente a los organismos con mayor aptitud de una población. La recombinación es un operador por

medio del cual los individuos de una población intercambian información, mientras que la mutación es el operador que causa cambios aleatorios en los individuos. La función de aptitud es la que asigna un valor de calidad a cada individuo, el valor indica qué tan buena es la solución que este individuo representa con respecto al resto de la población.

A partir de una generación inicial de soluciones candidatas para el proceso, que es iterativo, se producen nuevas generaciones de individuos cada vez mejor adaptados a su medio ambiente. La decisión de cuándo o cómo terminar el algoritmo se realiza por lo general fijando un límite al número de iteraciones, o se termina cuando no existe una mejora significativa de la aptitud de la población (homeóstasis); después de un cierto número de iteraciones.

1.4 Objetivo de la Tesis

El objetivo del presente trabajo de investigación es la formulación y el diseño, así como la programación computacional de un sistema para la planificación de la compensación reactiva en un Sistema Eléctrico de Potencia. El objetivo es minimizar la inversión global de equipos de compensación con el fin de impedir que, tanto en condiciones normales como de contingencia sencilla, en el sistema se presenten desviaciones de los voltajes nodales respecto a los límites operativos preestablecidos, además de favorecer la disminución de pérdidas en la red de transmisión.

El problema resultante de la formulación es un problema de optimización multi-objetivo, no lineal, con variables enteras de decisión, resuelto mediante la técnica de optimización meta-heurística de Programación Evolutiva.

1.5 Estructura de la Tesis

La estructura de esta tesis se presenta en 6 Capítulos y un Apéndice. El objetivo de cada uno de ellos se describe a continuación.

En el Capítulo 1 se presenta una introducción al problema de la planificación de la potencia reactiva y a los algoritmos evolutivos como una herramienta de optimización, así como el objetivo y la estructuración de la tesis.

En el Capítulo 2 se introduce a los temas de la compensación de potencia reactiva y de control de voltaje, partiendo de un análisis básico, hasta exponer los principios que motivaron la realización del presente trabajo de investigación.

En el Capítulo 3 se presenta la formulación matemática empleada para el tratamiento de la planificación de la compensación reactiva, haciendo un recuento de aspectos de planificación importantes y la manera como son incluidos dentro de dicha formulación.

En el Capítulo 4 se presenta a la programación evolutiva como método de solución para el problema de la planificación de la compensación reactiva. En primer lugar se hace una relación histórica tanto de los métodos comunes en el tratamiento del problema, así como de los principios de la computación evolutiva como un mecanismo de optimización. Finalmente se presenta el algoritmo de solución propuesto.

En el Capítulo 5 se presentan las pruebas realizadas con el programa de computadora basado en la formulación y el algoritmo de solución presentados en los Capítulos 3 y 4 respectivamente. Para las pruebas se utilizó un sistema de 17 nodos representativo de una red eléctrica de Nueva Zelanda [42] y un sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE de 24 nodos [43].

En el Capítulo 6 el autor presenta las conclusiones, las aportaciones y las recomendaciones para trabajos futuros de la presente investigación.

En el Apéndice A se muestra un programa en MATLAB que ilustra las habilidades básicas del algoritmo de Programación Evolutiva. En el ejemplo se localiza el mínimo global de una superficie no lineal en \mathbb{R}^3 .

Capítulo 2

EL PROBLEMA DEL CONTROL DE VOLTAJE Y LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

2.1 Introducción

Un objetivo importante en el control de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) es mantener el perfil de voltajes nodales lo más cercano posible a los valores nominales de seguridad preestablecidos en el sistema, tanto en condiciones normales de operación como de contingencia. Si el voltaje excede su valor nominal, los equipos pueden resultar dañados por los esfuerzos eléctricos a los que se ven sometidos. Por el contrario, si el voltaje se encuentra por debajo de un nivel de operación razonable, existe el riesgo de inestabilidad y de colapso de voltaje. Ambas situaciones, altos y bajos voltajes, representan estados de operación riesgosos, por lo que es deseable mantener el perfil de voltaje dentro de un rango de operación predeterminado que conduzca a estados de operación más seguros.

Los flujos de potencia reactiva en la red de transmisión tienen un impacto directo en el comportamiento de los voltajes del sistema; el incremento en los flujos de potencia reactiva provocan degradaciones del perfil de voltaje. Para lograr un control de voltaje adecuado, con perfiles uniformes en todo el sistema, es necesario evitar en lo posible, la circulación de potencia reactiva a través de la red de transmisión. Esto se logra mediante el suministro local de reactivos los cuales son proporcionados o tomados de la red por los equipos de compensación reactiva.

2.2 Concepto de Potencia Reactiva

En los circuitos eléctricos de c. a., la expresión instantánea para la potencia eléctrica puede derivarse del producto de las expresiones instantáneas del voltaje y la corriente:

$$p(t) = v(t) i(t) \quad (2.1)$$

Si $v(t) = V_{max} \text{sen } \omega t$ e $i(t) = I_{max} \text{sen } (\omega t - \phi)$, la expresión de potencia instantánea que resulta es:

$$p(t) = \frac{V_{max} I_{max}}{2} \cos \phi (1 - \cos 2\omega t) - \frac{V_{max} I_{max}}{2} \text{sen } \phi \text{sen } 2\omega t \quad (2.2)$$

Sustituyendo los valores máximos del voltaje y la corriente por sus respectivos valores efectivos (rms), la expresión anterior queda:

$$p(t) = V I \cos \phi (1 - \cos 2\omega t) - V I \text{sen } \phi \text{sen } 2\omega t \quad (2.3)$$

De la ecuación (2.3), la potencia instantánea se descompone en dos términos, el primero de los cuales oscila alrededor del valor promedio [$V I \cos \phi$], con la particularidad que nunca se hace negativo, mientras que el segundo término tiene un valor promedio cero. Los coeficientes de ambos términos son conocidos como potencia real o activa y potencia reactiva respectivamente.

$$P = V I \cos \phi \quad \text{Potencia real o activa} \quad (2.4)$$

$$Q = V I \text{sen } \phi \quad \text{Potencia reactiva} \quad (2.5)$$

En la Figura 2.1 se muestran las componentes de la potencia instantánea, para la condición de $V = 0.8$ p.u., $I = 0.8$ p.u. y $\phi = 45^\circ$. La potencia activa P se define como el valor promedio alrededor del que oscila la componente activa de la potencia instantánea, representa la potencia útil, es decir, aquella que es capaz de producir trabajo, o que se disipa en forma de calor. La potencia reactiva Q se define como el valor pico de la componente reactiva de la potencia instantánea, cuyo valor promedio es cero y que no es capaz de realizar trabajo útil, pero que se desplaza continuamente de generador a la carga y viceversa.

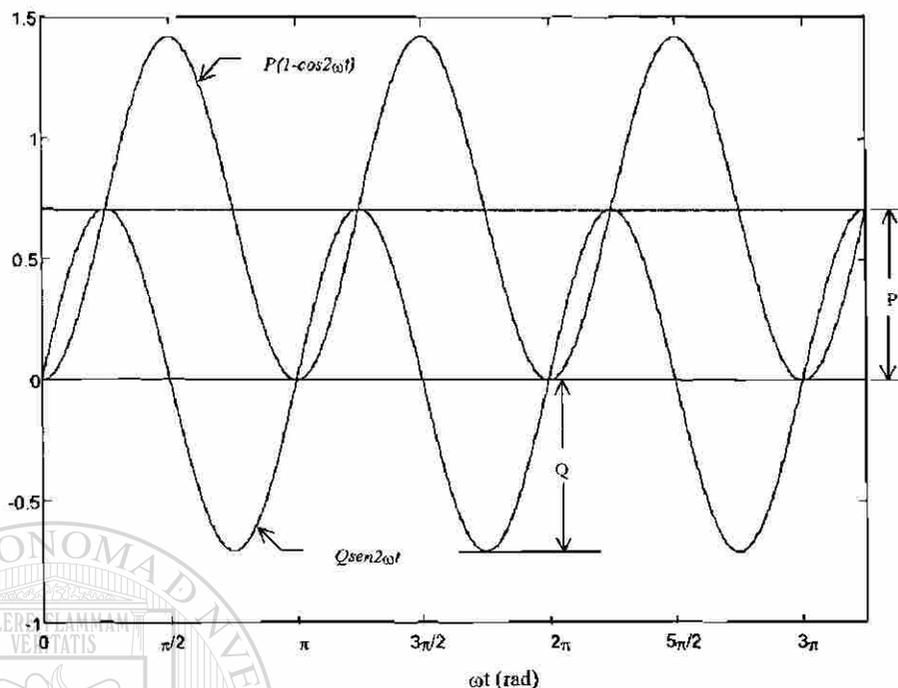


Figura 2.1 Componentes de la potencia instantánea.

2.3 Influencia de Elementos Inductivos y Capacitivos en la Potencia Reactiva

La potencia activa que recibe una carga, es aprovechada por completo para producir trabajo útil y satisfacer las pérdidas reales inherentes en el sistema. En circuitos de corriente alterna (c. a.), la potencia reactiva no puede ser aprovechada para el mismo fin, ya que en este caso, la potencia que la carga recibe del sistema en un intervalo de tiempo, es devuelta en el intervalo siguiente. Este fenómeno de intercambio de potencia entre las cargas y el sistema se encuentra relacionado con los elementos inductivos y capacitivos.

De acuerdo con la Ley de Faraday, la circulación de una corriente eléctrica sobre un elemento inductivo provocará la autoinducción de una fuerza contraelectromotriz (fcem) que se opone al paso de dicha corriente. El efecto de esta autoinducción se manifiesta como un almacenamiento de energía en el campo magnético del inductor. En el caso de los sistemas de corriente alterna, la energía se almacena en el campo magnético de un inductor durante un cuarto ciclo y es devuelta a la red en el cuarto de ciclo siguiente.

Por otra parte, si un voltaje de c. a. se aplica en las terminales de un elemento capacitivo, se provoca un almacenamiento de energía en el campo eléctrico de dicho elemento durante un cuarto de ciclo, y esta energía es devuelta a la red un cuarto de ciclo después. Ambos fenómenos se efectúan en forma cíclica y el efecto integrado es un intercambio neto de energía igual a cero.

Los elementos inductivos y capacitivos son elementos que almacenan de energía con características opuestas [23], es decir, si en un momento dado un elemento entrega energía al sistema el otro la recibe, alternando este comportamiento cada cuarto de ciclo. El intercambio de esta energía, conocida como reactiva, entre el sistema y los elementos inductivos y capacitivos es esencial para el funcionamiento y la transmisión de energía en sistemas de c. a., pero debe ser controlada ya que sus efectos inciden directamente en el voltaje del sistema, tal y como se detalla en el apartado 2.4.

En los sistemas eléctricos reales los elementos y las cargas que lo componen pueden analizarse como una combinación de elementos resistivos, relacionados directamente con el consumo de potencia activa, y los elementos inductivos y capacitivos relacionados con la potencia reactiva.

En las cargas de los sistemas eléctricos reales predominan los elementos de tipo inductivo sobre los capacitivos, y por convención se ha manejado el concepto erróneo de que los elementos inductivos “*consumen*” potencia reactiva y que los elementos capacitivos “*generan*” potencia reactiva, con el fin de hacer un manejo similar al de la potencia activa. Una forma más adecuada en lugar del término “*consumir generar*” potencia reactiva por este tipo de elementos, es el de compensar potencia reactiva.

2.4 La Potencia Reactiva y su Efecto en el Voltaje

Para mostrar la influencia de la potencia reactiva en la magnitud de los voltajes nodales se hará uso del sistema de la Figura 2.2.

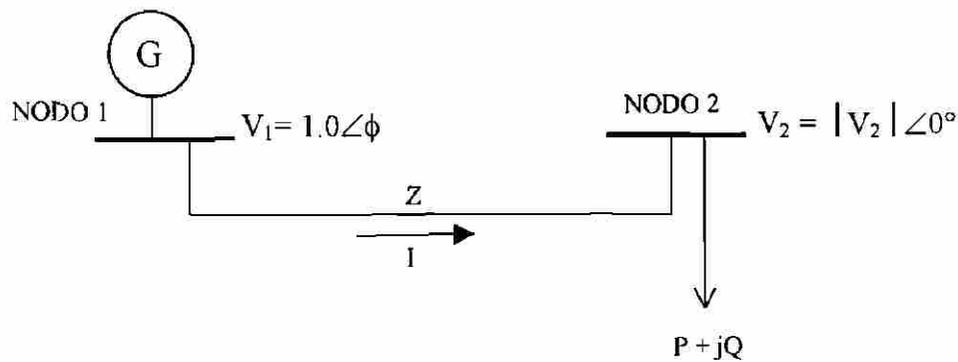


Figura 2.2 Representación de un sistema eléctrico básico.

La potencia se transmite a través de la línea de transmisión desde el Nodo 1 hasta el Nodo 2, en el cual se conecta una carga ($P+jQ$). Considerando al voltaje del Nodo 2 como referencia y la impedancia de la línea puramente inductiva ($Z = jX$), el análisis que resulta es el siguiente: el voltaje en el nodo de generación es igual al voltaje en el nodo de carga más la caída de tensión a lo largo de la línea

$$V_1 = V_2 + IZ \quad (2.6)$$

en donde la corriente en la línea debe satisfacer la siguiente relación:

$$I = \left(\frac{P + jQ}{V_2} \right)^* = \frac{P - jQ}{V_2^*} \quad (2.7) \quad \text{®}$$

el voltaje V_2 se considera como referencia angular, es decir: $V_2 = |V_2| \angle 0^\circ$, resulta:

$$I = \frac{P - jQ}{V_2} \quad (2.8)$$

sustituyendo la expresión para la corriente en la ecuación (2.6) y con $Z = jX$:

$$V_1 = V_2 + \left(\frac{P - jQ}{V_1} \right) jX \quad (2.9)$$

$$V_1 = V_2 + \frac{X}{V_2} Q + j \frac{X}{V_2} P \quad (2.10)$$

Esta última expresión se representa mediante el diagrama fasorial de la Figura 2.3.

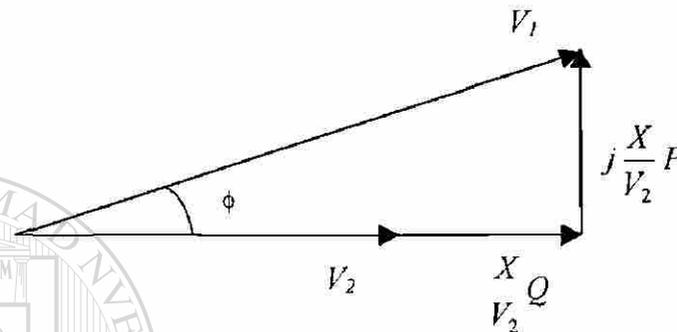


Figura 2.3 Representación fasorial del voltaje.

De la Figura 2.3 se puede observar que las variaciones de la potencia activa de carga P se reflejarán directamente en la fase ϕ del voltaje en el nodo de carga V_2 y de menor manera en su magnitud. Esta situación puede apreciarse comparando los diagramas fasoriales de las Figuras 2.3 y 2.4. La Figura 2.4 representa al sistema de la Figura 2.2, pero con una potencia activa P aumentada 1.5 veces con respecto al de la Figura 2.3.

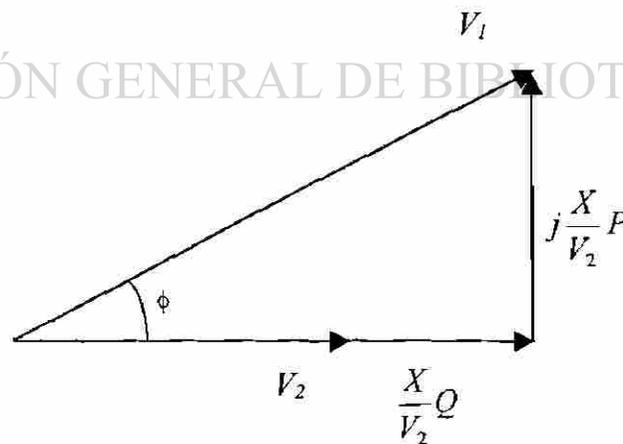


Figura 2.4 Representación fasorial del voltaje, P se ha aumentado 1.5 veces.

Si la potencia reactiva Q sufriera variaciones, estas se reflejaran en mayor medida en la magnitud del voltaje de carga V_2 y de menor manera en el ángulo de fase, tal y como puede apreciarse en la Figura 2.5, la cual muestra el diagrama fasorial que resulta al aumentar la potencia activa P , 1.5 veces con respecto al de la Figura 2.3.

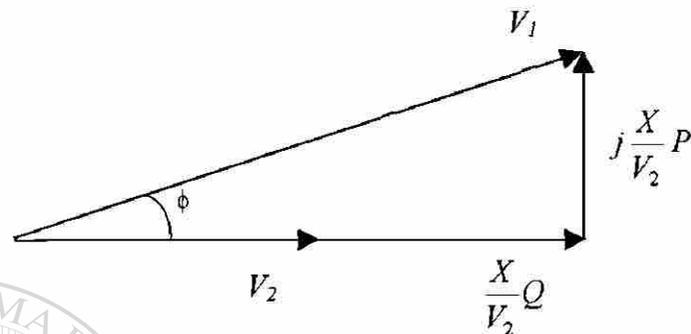


Figura 2.5 Representación fasorial del voltaje, Q se ha aumentado 1.5 veces.

2.5 Elementos que Intervienen en la Compensación de la Potencia Reactiva

La potencia reactiva en un SEP se compensa a través de diferentes elementos tales como generadores síncronos, condensadores síncronos, compensadores estáticos de VARs, líneas de transmisión, transformadores defasadores, etc. En esta sección se describen brevemente los aspectos básicos de cada uno de estos elementos, con el fin de distinguir el papel que juega cada uno de ellos dentro de la planificación y de la operación de la compensación de la potencia reactiva.

2.5.1 Generadores Síncronos

Además de ser la fuente primaria de potencia activa en el SEP, los generadores síncronos son los principales elementos de compensación de potencia reactiva. Los generadores síncronos poseen además la habilidad dinámica de responder relativamente rápido a perturbaciones en el sistema a través del sistema de excitación, con el fin de mantener el voltaje del sistema en niveles adecuados.

El control de la potencia reactiva es desarrollado mediante el ajuste de la excitación en el circuito de campo del generador, lo cual se produce automáticamente para mantener el voltaje en terminales del generador, o el de algún otro nodo vecino, dentro de niveles adecuados. Esta respuesta de control es llevada a cabo en periodos de tiempo muy cortos, dependiendo de las constantes de tiempo de los controles involucrados, lo que favorece la estabilización del voltaje del sistema inmediatamente después que ha acontecido alguna perturbación. La habilidad de los generadores síncronos para compensar potencia reactiva está generalmente delimitada por los límites máximo y mínimo del sistema de excitación.

La mayoría de los requerimientos de compensación de reactivos de un SEP se proporcionan por generadores síncronos, aunque en los últimos años, a medida que los SEP crecen y la demanda de energía eléctrica se incrementa, se ha vuelto una necesidad imperiosa el contar con elementos de compensación reactiva adicionales. Las principales razones que justifican dicha necesidad son:

- (1) Es recomendable no operar el sistema con los recursos de compensación de los generadores agotados, con el fin de permitir la reserva reactiva con la cual poder hacer frente a los requerimientos cambiantes de reactivos a lo largo del día.
- (2) Aunque pueden diseñarse equipos basados en nuevas tecnologías con grandes capacidades de compensación reactiva, por su alto costo, estas tecnologías pueden no ser competitivas para el desempeño económico en el sistema.
- (3) La capacidad que tienen los generadores de controlar los voltajes en los nodos de carga está delimitada por la necesidad de satisfacer los requerimientos de reactivos de las líneas de transmisión, situación que se vuelve más crítica durante los periodos de demanda pico, en especial, en sistemas con redes de transmisión radiales y con generaciones alejadas de los grandes centros de consumo.

Una buena solución operativa y económica, a los problemas anteriormente mencionados, es la instalación de otros medios de compensación cerca de los lugares de demanda.

La decisión de instalación de generadores síncronos está determinada principalmente por los requerimientos de potencia activa en el sistema y no por la necesidad de compensación de potencia reactiva. La compensación de potencia reactiva en el sistema es un problema que por sí mismo requiere ser atendido, por lo cual representa un esfuerzo de planificación adicional.

2.5.2 Condensadores Síncronos

Un condensador síncrono es una máquina síncrona diseñada únicamente para la compensación de potencia reactiva. Como en el caso de un generador síncrono, el condensador síncrono puede contar con un mecanismo de control automático que responda rápidamente a desviaciones del voltaje del sistema. Entre las habilidades del condensador síncrono como elemento de compensación está su capacidad de sobrecarga la cual le permite soportar corrientes con valores por encima del nominal durante períodos de tiempo determinados.

Los condensadores síncronos son típicamente más costosos comparados con otros medios de compensación y su instalación únicamente se justifica si es que se logran aprovechar sus características dinámicas para lograr un control riguroso y continuo del voltaje en aquellas regiones que por su importancia lo requieran. En ocasiones suelen aprovecharse los generadores síncronos de las plantas que han sido retiradas de operación, para ser convertidos en condensadores síncronos; en esta situación el costo asociado a la instalación del condensador síncrono es mínimo

Debido a la inercia de su rotor, el condensador síncrono participa en las oscilaciones electromecánicas del sistema, además de contribuir a las corrientes de falla. Por tener partes

en movimiento, los condensadores síncronos requieren de mayor mantenimiento comparado con otros esquemas de compensación.

2.5.3 Capacitores en Derivación

Los capacitores en derivación representan el elemento de compensación más ampliamente utilizado en los SEP. Este tipo de dispositivos constituyen un medio económico y flexible de soporte de voltaje, en especial, durante períodos de demanda alta. Los bancos de capacitores en derivación están compuestos por combinaciones de capacitores conectados en serie-paralelo, característica que facilita su modulación así como sus posibilidades de expansión, su transporte, su disponibilidad y el mantenimiento. Por no tener partes móviles, los capacitores en derivación son altamente confiables.

Su conexión/desconexión se lleva a cabo a través de interruptores que pueden ser controlados manual o automáticamente. El control automático debe actuar en respuesta a los cambios en el voltaje de la barra a la cual se conecta, por sobrecarga en transformadores que provoquen caídas de voltaje y líneas adjuntas o simplemente en respuesta a los cambios horarios durante del día. En el sistema se deben tomar las medidas pertinentes para prevenir efectos adversos de los impulsos transitorios de sobrecorriente o fenómenos de avalancha asociados con la conexión de los bancos de capacitores.

Los esquemas convencionales de conmutación de capacitores en derivación no son totalmente confiables para responder rápidamente ante disturbios de carácter transitorio, razón por la cual los capacitores en derivación son comparativamente menos efectivos que los condensadores síncronos y los compensadores estáticos de VARs (CEVs) para responder rápidamente a fenómenos de carácter dinámico.

2.5.4 Capacitores Serie

Los capacitores serie actúan como un medio de compensación de la reactancia serie de tipo inductivo de la línea de transmisión. Este esquema mejora el margen de estabilidad ante fenómenos transitorios. Su aplicación en alta y extra alta tensión se limita a líneas largas que necesitan compensar su reactancia, para lograr un incremento en su capacidad de transmisión, y cuando es necesario incrementar los límites de estabilidad transitoria y de estado estable. Los capacitores serie pueden permanecer todo el tiempo conectados a la línea, o bien, pueden ser conectados en varios pasos discretos [1].

La aplicación de los capacitores serie acarrea cierto tipo de problemas inherentes a su operación, por ejemplo, en algunas configuraciones de líneas largas la compensación serie capacitiva puede causar resonancia subsíncrona la cual a su vez puede producir severas fallas en las flechas de generadores y turbinas. Además, los capacitores serie pueden acentuar problemas en relevadores de protección y sobre los perfiles de los voltajes durante fallas.

2.5.5 Reactores en Derivación

Los reactores en derivación se utilizan principalmente como un medio de control en estado estable de los voltajes nodales del sistema durante condiciones de demanda baja cuando los efectos capacitivos de las líneas de transmisión y de los cables son excesivos como para requerir ser compensados por el sistema. Un beneficio adicional, es que pueden ayudar a mitigar los impulsos de voltaje provocados por maniobra de interruptores. Su uso es común en sistemas con cables subterráneos de transmisión de potencia, así como en sistemas con líneas de transmisión de extra alto voltaje.

Por lo regular existen dos maneras de conectar reactores al sistema: (1) Conectados directamente a la línea, y (2) Conectados en las terminales del devanado terciario de un transformador. Los reactores conectados directamente a la línea por lo regular permanecen fijos formando parte de las características de la línea, mientras que los reactores conectados a transformadores terciarios son generalmente desconectables. La conexión/desconexión de

reactores en derivación conectados directamente a la línea de transmisión puede provocar voltajes transitorios de recuperación de características graves motivo por el cual requiere de un estudio detallado en el área de transitorios por maniobra.

2.5.6 Reactores Serie

Una aplicación de los reactores serie es limitar el flujo de potencia en la línea sobre la cual se conectan. Los reactores serie son efectivos en sistemas con circuitos paralelos en los cuales el límite de transmisión de alguno de ellos está restringido por su límite térmico. Al instalar un reactor serie en el circuito restringido se pretende redistribuir el flujo de potencia hacia los circuitos menos cargados y con mayor capacidad de transmisión. Los reactores serie son raramente considerados como elementos de compensación reactiva. En sistemas de muy alto voltaje pueden ayudar a compensar los efectos capacitivos de las líneas de transmisión y de los cables. Una aplicación en sistemas industriales es limitar las corrientes de corto circuito.

2.5.7 Compensadores Estáticos de VARs

Los compensadores estáticos de VARs (CEVs) son elementos de compensación generalmente formados por capacitores y reactores controlados por interruptores de estado sólido. Existen diferentes esquemas de CEVs cuyas características de operación y de diseño difieren entre sí (ver [24], Capítulo 4). En los esquemas de Capacitor Conmutado por Tiristor (CCT), la conexión/desconexión de capacitores se efectúa en forma discreta mediante el control de tiristores en los períodos de conducción. En los esquemas de Reactor Controlado por Tiristor (RCT) la conexión de reactores se realiza en forma controlada variando el ángulo de disparo de los tiristores logrando de esta forma el control continuo de la corriente en el reactor. Existen además configuraciones híbridas que combinan las características de los esquemas CCT y RCT, logrando con ello un control continuo de la compensación capacitiva mediante el control del reactor en la unidad RCT. Las nuevas tecnologías de CEVs, tales como el Compensador Estático Sincrónico (STATCON), no

incorporan en su diseño ni capacitores ni reactores para la compensación de la potencia reactiva [25]. Este esquema está diseñado mediante dispositivos de estado sólido y la potencia reactiva entregada a la línea es de características similares a la entregada por los condensadores síncronos, con la diferencia de que el STATCON no posee inercia mecánica ni constantes de tiempo asociados a su respuesta de control.

Dadas sus características de control rápido y continuo, los CEV's facilitan el control instantáneo de la potencia reactiva ante cambios normales en el sistema y también son efectivos durante disturbios. Los CEV's pueden ser utilizados para realizar funciones de regulación de voltaje en estado estable, sin embargo, debido a su alto costo relativo las aplicaciones de los CEV's se limitan a situaciones donde se requiere un control de respuesta rápida y en regiones eléctricamente sensibles del sistema de potencia. Por su naturaleza de funcionamiento, los CEV's favorecen la aparición de armónicas que pueden producir efectos adversos en el sistema, aunque esta situación se ha venido superando en los últimos años debido a que las nuevas configuraciones de CEV's incorporan mecanismos que permiten reducir la generación de armónicas.

2.5.8 Otros Medios de Compensación Reactiva

Líneas de Transmisión de Alto Voltaje

La capacitancia en derivación de las líneas de transmisión contribuye de gran manera a la potencia reactiva en el sistema eléctrico. La Tabla 2.1 muestra valores típicos de potencia reactiva provocados por el efecto capacitivo de las líneas de transmisión más comunes [6]. Cuando la línea de transmisión se encuentra operando en vacío, la potencia reactiva capacitiva mostrada en la Tabla 2.1 tendrá que ser compensada totalmente por el sistema. A medida que la línea empieza a transmitir potencia, el efecto inductivo de la línea compensará la potencia reactiva provocada por el efecto capacitivo. La potencia natural de la línea (SIL) sirve de referencia para determinar si la línea de transmisión entrega al sistema reactivos capacitivos o inductivos. Si la potencia real transmitida es menor al SIL, entonces

el efecto capacitivo se impondrá al efecto inductivo; caso contrario si la potencia que se transmite es mayor al SIL.

Tabla 2.1 Potencia reactiva capacitiva inherente a líneas de transmisión aéreas.

Nivel de Voltaje (kV)	MVARs por cada 100 Km
230	17
345	50
500	106
765	280

Los cables subterráneos utilizados para la transmisión de potencia eléctrica poseen altos efectos de capacitancia (de 20 a 40 veces más que una línea de transmisión aérea equivalente), por lo que proveen grandes cantidades de potencia reactiva al sistema. Este efecto capacitivo es benéfico cuando se transportan cantidades elevadas de potencia activa. Sin embargo, el efecto capacitivo puede provocar problemas de alto voltaje cuando el cable transporta poca potencia. Esta situación se puede presentar también por líneas de transmisión aéreas de extra alto voltaje durante condiciones de baja demanda.

La adición de nuevas líneas de transmisión puede ayudar al sistema a resolver problemas de bajo voltaje. Sin embargo, por razones económicas la instalación de una nueva línea raramente se justifica para este fin. Su instalación más bien se justifica por la necesidad de transmitir potencia activa.

Operaciones de Maniobra por Medio de Interruptores

En ocasiones algunos cambios en la configuración de la red favorecen el resolver problemas de voltaje en alguna región. Por ejemplo:

- 1) La salida de una línea de transmisión de alto voltaje o de un cable durante condiciones de baja demanda, para eliminar su contribución al efecto capacitivo en el

sistema de transmisión puede ayudar a resolver los problemas de alto voltaje que ocurren en tales circunstancias.

- 2) La apertura o cierre de interruptores para redistribuir los flujos de potencia en la red puede ayudar a redistribuir el flujo de líneas muy cargadas, y por ende, resolver problemas de bajo voltaje.

Tales procedimientos, aunque comunes en la operación de sistemas eléctricos, no representan una solución al problema de la compensación de la potencia reactiva, puesto que estas acciones no favorecen realmente la seguridad del sistema; que es el fin que persigue la compensación de la potencia reactiva.

Transformadores con Cambiadores de Tap Bajo Carga

En el problema de control de voltaje es común cambiar la relación de transformación del transformador (tap) para modificar el voltaje en nodos de carga. El transformador por si mismo no es un compensador de potencia reactiva, sin embargo, el cambio de tap altera la distribución del flujo de potencia reactiva en el sistema, lo que permite obtener un cambio en el perfil de voltaje. El uso apropiado de los cambiadores de tap, en conjunto con otros mecanismos de regulación de reactivos, benefician la operación del sistema ya que permite mantener perfiles adecuados de voltaje durante las diferentes condiciones de demanda.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

2.6 Aplicación de los Elementos de Compensación Reactiva

Las funciones principales de los elementos de compensación reactiva son: controlar los niveles de voltaje, controlar el flujo de potencia reactiva y mejorar la estabilidad del sistema; lo anterior tanto para condiciones de estado estable como para condiciones dinámicas. Estas funciones hacen que la selección del tipo y el tamaño del equipo de compensación dependan de los requerimientos de seguridad y calidad establecidos para el sistema.

El problema más común en la compensación reactiva es el del bajo voltaje en el sistema durante condiciones de máxima demanda. Las dificultades causadas por el bajo voltaje son: baja calidad de servicio, capacidad de transmisión restringida, decremento en los márgenes de estabilidad, riesgo de colapso de voltaje y aumento en las pérdidas de transmisión. Este problema se ha tratado de resolver mediante compensación capacitiva en, o cerca de los nodos que presentan bajos voltajes. Esta compensación se realiza generalmente mediante la instalación de capacitores en derivación. Los capacitores en derivación representan una forma relativamente económica y práctica de resolver este problema, para aquellas situaciones en las que no es necesario un control rápido.

Otras formas de compensación reactiva pueden aplicarse en situaciones de bajo voltaje, pero suelen resultar más costosas y generalmente tienen otro tipo de características que no son requeridas para resolver este tipo de problemas. Por ejemplo, los capacitores serie suelen colocarse en líneas de transmisión con el fin de reducir distancias eléctricas, pero no como elementos de compensación de reactivos, puesto que a ese respecto los capacitores en derivación son más efectivos y tienen ventajas económicas, operativas y de control.

Otro problema común de soporte de reactivos, que ocurre generalmente en sistemas de transmisión de alto voltaje y subterráneos, son los altos voltajes que se presentan durante períodos de baja demanda. En particular, cuando el exceso de reactivos asociado a dichos sistemas no puede ser compensado por las máquinas síncronas conectadas. En estas circunstancias la adición de compensación reactiva por medio de reactores en derivación suele ser una práctica común.

Un estudio que considere las condiciones cambiantes de carga durante el día, para un sistema en particular, puede llegar a recomendar tanto compensación reactiva como capacitiva. Los condensadores síncronos pueden ofrecer ambos tipos de compensaciones e incluso ofrecer un control de voltaje flexible y continuo, si es que las necesidades del sistema así lo requieren. Los condensadores síncronos tienen además la ventaja de tener un buen desempeño durante disturbios en el sistema. La desventaja se refleja en su costo por MVAR, el cual es substancialmente más grande que el de los reactores o capacitores en derivación,

por este motivo la instalación de condensadores síncronos en el sistema debe tener una razón bien fundamentada que permita explotar todos sus atributos.

Para las situaciones hasta aquí presentadas, un análisis de flujos de potencia bastaría para determinar la magnitud y la localización de fuentes de compensación de reactivos para un conjunto limitado de condiciones de operación. En realidad, en los sistemas de potencia existen situaciones en que las variaciones de voltaje se presentan rápidamente por motivo de algún tipo de disturbio específico. En estas circunstancias el control de voltaje que se requiere debe tener una respuesta rápida y precisa, tal y como la presentan los sistemas de compensación estática de VAR's (CEV's). Para estos casos, además de un análisis de flujos de carga se requieren estudios más detallados que incluyan efectos dinámicos que justifiquen la instalación de los CEV's, cuya desventaja es el ser costosos.

La Tabla 2.2 muestra un listado de algunos problemas en los SEP que pueden resolverse mediante elementos de compensación reactiva para condiciones de estado estable o dinámico. Esta clasificación es útil para la evaluación del método utilizado para el análisis del problema, así como para la selección del equipo de compensación necesario.

Tabla 2.2 Problemas en los SEPs que puedan requerir compensación reactiva.

Estado Estable	Estado Dinámico
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo voltaje • Alto voltaje • Variabilidad de voltaje (diario/estacional) • Exceso de flujos de potencia reactiva y/o pérdidas • Estabilidad de estado estable 	<ul style="list-style-type: none"> • Fluctuaciones de carga • Inestabilidad de voltaje • Margen de estabilidad transitoria o dinámica • Inestabilidad debida a resonancia subsíncrona • Oscilaciones de potencia

Para resolver adecuadamente los problemas listados en la Tabla 2.2, se requiere un conocimiento completo de causa a efecto, además de los atributos de los equipos de compensación disponibles. Uno de estos atributos que resulta clave es la velocidad de respuesta, la cual suele ser determinante en la forma de compensación que el sistema

requiere. En especial, los problemas dinámicos requieren un control refinado que opere en cortos periodos de tiempo con el fin de aliviar lo antes posible tales problemas. La Tabla 2.3 lista una serie de fenómenos que se presentan en el SEP y la velocidad relativa de respuesta que se requiere para su control.

Tabla 2.3 Velocidad relativa de respuesta requerida para el control de diversos fenómenos que se presentan en el SEP.

Fenómeno	Velocidad de respuesta Requerida para su control
Regulación diaria de voltaje Respuesta del primo motor Control de voltaje y estabilidad en estado estable Estabilidad transitoria y dinámica Resonancia subsíncrona	Más lenta  Más rápida

La Tabla 2.4 fue tomada de la referencia [6] la cual presenta una “guía de aplicación” elaborada sobre la base del conocimiento del problema, las características de los equipos de compensación y su costo relativo. Esta tabla intenta resumir las soluciones típicas de compensación reactiva a problemas típicos en los SEP. Es de notarse que no existen soluciones únicas para ninguno de los problemas, es por eso que son requeridos rigurosos estudios técnicos y económicos que determinen la solución más conveniente para cualquiera de tales problemas.

Tabla 2.4 Guía de Aplicación de Equipo Compensador de VAR's.

	Problema en el sistema	Compensación de VARs Típica
Estado estable	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo voltaje • Alto voltaje • Variabilidad de voltaje (diaria/estacional) • Exceso de flujo de potencia reactiva inductiva • Estabilidad de estado estable 	Capacitores en derivación Reactores en derivación Capacitores en derivación, reactores, condensadores síncronos Capacitores en derivación Capacitores en derivación, capacitores serie
Estado dinámico	<ul style="list-style-type: none"> • Fluctuaciones de carga • Inestabilidad de voltaje • Inestabilidad transitoria o dinámica • Inestabilidad debida a resonancia subsíncrona • Oscilaciones de potencia 	Condensadores síncronos, CEVs Capacitores en derivación con CEVs o condensadores síncronos Capacitores serie, condensadores síncronos, CEVs CEVs CEVs, condensadores síncronos

2.7 Objetivos de Coordinación de la Compensación Reactiva

La coordinación de la acción de los equipos de compensación reactiva en el SEP es enfrentada en el ámbito de la planificación y la operación del sistema. El objetivo principal es mantener niveles de voltaje adecuados en todo el sistema y mantener suficiente reserva de potencia reactiva para atender la posibilidad de contingencias o cambios rápidos en la demanda de reactivos. También desde el punto de vista económico, es importante coordinar los equipos de compensación reactiva para minimizar los costos de inversión de las instalaciones de tales dispositivos y reducir los costos de operación.

2.8 Planificación de la Compensación Reactiva

Los estudios de planificación de la compensación reactiva se encargan de definir las características, la capacidad y localización de equipos de compensación reactiva necesarios para afrontar los requerimientos de seguridad en el sistema, dentro de un horizonte de tiempo determinado. En la planificación de la compensación reactiva se debe asegurar que en el sistema eléctrico exista la suficiente reserva de potencia reactiva para que ante la presencia de contingencias o pérdida de elementos compensadores, se garantice la seguridad del sistema.

Los estudios de planificación de la compensación reactiva se subdividen en análisis de regímenes de tipo permanente y dinámico. Los análisis de comportamiento dinámico se basan en estudios de fallas, de pérdida súbita de carga o de generación, de sobretensiones y, en condiciones de resonancia. Los análisis de régimen permanente se realizan mediante estudios basados en la formulación de flujos de potencia, que se realizan tanto para casos base como para casos de contingencias para las diversas condiciones de operación. El estudio que interesa resolver en la presente tesis es el de la planificación de la compensación reactiva en régimen permanente.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



Capítulo 3

FORMULACION DEL MODELO DE PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA

3.1 Introducción

En este capítulo se describe la formulación matemática utilizada para plantear el problema de la planificación de la compensación reactiva. En primer lugar se presenta el estándar de diseño que en cuestiones de compensación de potencia reactiva debe cumplir cualquier formulación. Posteriormente se comentan aspectos importantes de planificación y la forma como son tratados en este estudio. En la última parte del capítulo se presenta la formulación usando un modelo matemático de optimización.

3.2 Estándar de Diseño para el Soporte de Voltaje y la Potencia Reactiva

El North American Electric Reliability Council (NERC), dentro de sus estándares de planificación [26] especifica las condiciones mínimas tanto de operación como de diseño tal que se garantice el buen desempeño de los sistemas interconectados, y con tales criterios deben cumplir las compañías eléctricas pertenecientes al NERC.

El estándar de planificación referente al soporte de voltaje y potencia reactiva menciona lo siguiente:

“Los equipos de compensación reactiva deben planearse y distribuirse para asegurar que en todo momento la capacidad disponible en el sistema, resultante después de considerar las unidades en mantenimiento preventivo y correctivo, sea suficiente para mantener el estado de seguridad tanto en condiciones normales como de contingencia sencilla”

En general, el estado de seguridad en el sistema se logra preservar cuando no existen violaciones en los límites operativos de transmisión, de ángulos nodales, de potencia activa y reactiva de los generadores y de voltajes nodales. El estándar de diseño resalta la condición operativa más importante del problema de planificación de la compensación reactiva: Mantener los voltajes nodales del sistema dentro de los límites de seguridad preestablecidos, por lo que las decisiones de inversión que se deban tomar en el sistema deben ir encaminadas a hacer cumplir dicha condición. Una condición operativa adicional, exige que los equipos de compensación se distribuyan de forma tal que las pérdidas activas de transmisión sean mínimas. Otra condición no menos importante es vista desde el punto de vista económico: las inversiones en el sistema deben realizarse al mínimo costo posible.

Las condiciones operativas comentadas anteriormente deben cumplirse tanto en condiciones normales como de contingencia sencilla. Este precepto es conocido comúnmente como “*el criterio de n-1*”. Del estándar de diseño se pueden destacar otros dos puntos importantes a aclarar: La caracterización de la capacidad disponible y la determinación de contingencias. Estos puntos se discuten en los Apartados 3.3 y 3.4, respectivamente.

3.3 Representación de la Capacidad Disponible Mediante Estados Aleatorios

De acuerdo al estándar de diseño del NERC, la planificación de la compensación reactiva se debe efectuar sobre la base de la capacidad que estará disponible una vez que se determinó la capacidad que estará fuera de servicio, debido a salidas forzadas y a mantenimientos programados.

Se pueden generar estados aleatorios de la capacidad de generación para determinar la capacidad disponible en el sistema, a partir de las probabilidades de disponibilidad p_a de las unidades, aunque mediante este procedimiento son muchas las combinaciones de capacidades disponibles que resultarían. Los estados aleatorios resultan de comparar un número aleatorio entre 0 y 1 con distribución de probabilidad uniforme contra las

probabilidades p_d mencionadas. Por ejemplo, si para un generador resulta un número aleatorio $n \geq p_d$, entonces el generador se considerará como no disponible.

La estrategia que se utilizó en la presente formulación es la selección de un solo estado aleatorio de la capacidad de generación, cuya capacidad instalada resultante esté muy cercana a la capacidad media disponible. La capacidad media disponible (CMD) se obtiene a partir de la suma de los productos entre la capacidad máxima C_g de las unidades en el sistema y de su probabilidad de disponibilidad $p_d(g)$:

$$CMD = \sum_{\forall g} C(g) * p_d(g) \quad (3.1)$$

La probabilidad de disponibilidad $p_d(g)$ de un generador g , que está en función de su correspondiente tasa de salida forzada $FOR(g)$ y de su tasa de salida programada por mantenimiento $SOR(g)$, se obtiene a partir del árbol de probabilidad mostrado en la Figura 3.1. Un generador se encontrará disponible si no se encuentra ni en mantenimiento preventivo ni en mantenimiento correctivo. La probabilidad de disponibilidad $p_d(g)$ para un generador g está dada por la ecuación (3.2).

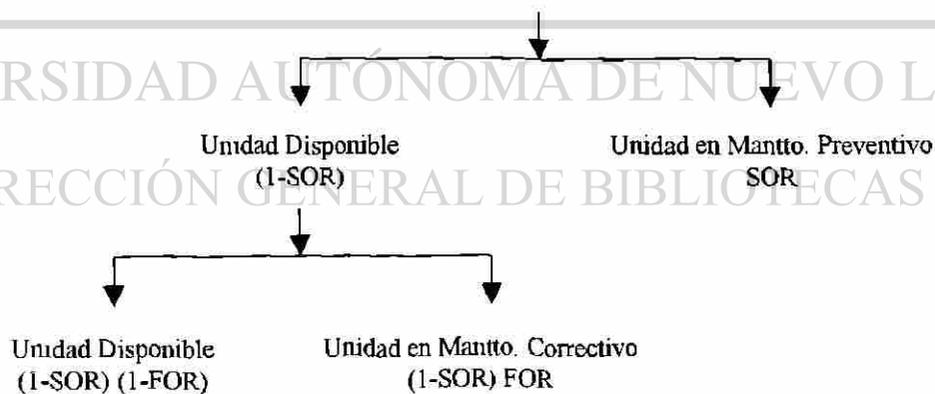


Figura 3.1 Obtención de la probabilidad de disponibilidad de una unidad generadora.

$$p_d(g) = [1 - SOR(g)][1 - FOR(g)] \quad (3.2)$$

Una estrategia más robusta, pero que requeriría de más tiempo de análisis, sería el utilizar un número determinado de estados aleatorios de la capacidad de generación disponible y la obtención de un plan de expansión de la compensación para cada uno de estos estados. En este caso se requiere el análisis de todas las soluciones para que de entre ellas se derive un plan de expansión que sea robusto para todos los estados aleatorios analizados.

3.4 Determinación de Contingencias Representativas

De acuerdo con el estándar de diseño del NERC, la planificación de la compensación reactiva debe ser capaz de preservar la seguridad del sistema ante condiciones de contingencia sencilla. En el presente trabajo de tesis la condición es atendida dentro de la formulación del problema al considerar el impacto en las restricciones operativas de un grupo predefinido de contingencias sencillas (salidas de generadores y ramas), de tal forma que la solución óptima que se obtenga ofrezca resultados satisfactorios para todo este grupo de contingencias.

La inclusión de todas las contingencias sencillas probables en la formulación del modelo de optimización aumentaría drásticamente las dimensiones del problema. La selección de un número pequeño de contingencias, consideradas como las más severas, puede ser suficiente para satisfacer los requerimientos de diseño deseados. Es razonable pensar que las contingencias más severas provocarán índices de seguridad con más riesgo que las contingencias menos severas.

El análisis de contingencias, que se realiza en los estudios de estimación de la seguridad del SEP [27], puede servir para determinar el grupo de contingencias sencillas a considerar en el estudio de planificación de la compensación reactiva. El propósito del análisis de contingencias es identificar aquellas que pueden provocar violaciones a la seguridad en el sistema, en especial, se considera aquellas que se relacionan con el problema de inestabilidad de voltaje. El análisis de contingencias determina índices de seguridad que resultan de analizar todas las contingencias que pueden llegar a presentarse en el sistema.

Las contingencias se ordenan en función de su severidad y las que resultan con los índices más críticos son seleccionadas para determinar con éstas el estado de seguridad que prevalece en el sistema. En el caso de contingencias que involucran la salida de un generador, las potencias activas de los generadores deben ser calculadas nuevamente mediante un procedimiento de despacho económico, de esa forma el déficit de potencia existente en el sistema es compensado óptimamente por todos los generadores del sistema.

3.5 Selección de Nodos Candidatos para la Instalación de Compensación Reactiva

La consideración de todos los nodos del sistema como candidatos para la instalación de equipos de compensación reactiva, además de no ser necesaria, incrementa el costo computacional que requiere el proceso de obtención de la solución óptima del problema. En realidad sólo algunos nodos en el sistema son propensos a experimentar problemas severos de voltaje o de inestabilidad de voltaje, por lo que será suficiente considerar únicamente a tales nodos como candidatos para colocar el equipo de compensación.

En la formulación desarrollada se propone utilizar todos los nodos de carga como candidatos a ser compensados, o bien utilizar algún método de evaluación de estabilidad de voltaje para identificar los nodos candidatos que sean más idóneos. Los métodos de evaluación de estabilidad de voltaje, como los que emplean la descomposición del valor singular [28], los que usan valores y vectores propios [29] o bien formulaciones de flujos óptimos [30], ayudan a identificar a los nodos y/o regiones eléctricas que están propensos a experimentar problemas de estabilidad de voltaje.

3.6 Horizonte de Planificación

La planificación de compensación reactiva en un SEP es un problema típicamente de mediano plazo. De acuerdo con [1, 6], los periodos de planificación comúnmente usados por las compañías del sector eléctrico fluctúa entre los 2 y los 5 años.

Con el fin de simplificar esta formulación, se decidió no manejar subdivisiones dentro del período de planificación a tratar, es decir, se tratará una sola situación que puede ser representativa de un año o de varios años, con la particularidad de que en esta situación la topología fundamental del sistema no cambia. Esta situación no desvirtúa el objetivo principal de la formulación, objeto de la investigación, puesto que incluso algunas compañías sólo se preocupan por determinar los requerimientos de compensación reactiva para un año específico, tal y como se indica en [6].

3.7 Cambio de Taps en Transformadores

Algunos de los transformadores que conforman el sistema de potencia están provistos de cambiadores automáticos de taps, los cuales realizan la función de control sobre el voltaje de alguno de sus nodos terminales con la intención de mantenerlo dentro de los márgenes de operación preestablecidos. Las posiciones de taps son puntos discretos sobre los devanados del transformador que afectan la relación de vueltas, y por consiguiente, su relación de transformación de voltaje. Este mecanismo, según se estableció anteriormente, no se comporta como un equipo compensador de reactivos, sino como un medio de control que redistribuye los flujos de potencia reactiva, con el fin de mantener niveles aceptables de voltajes nodales.

Aun cuando algunos modelos de optimización que tratan el problema de planificación de la compensación reactiva consideran a las posiciones de taps como variables discretas de control, es recomendable considerar fijas las posiciones de taps en su valor nominal, con la finalidad de tener disponible este recurso como una opción de control que sirva para atender las desviaciones en la estimación de la demanda o en la fecha de puesta en servicio de los equipos. Por esta razón, en la presente formulación se consideran posiciones fijas para los taps en todos los transformadores.

3.8 Condiciones de Operación

En la formulación del problema de la planificación de la compensación reactiva es necesario tomar en cuenta las condiciones cambiantes de la demanda a lo largo del día y su efecto en las decisiones de inversión. La modelación adecuada de dichas condiciones influirá en la elección del tipo de elemento compensador requerido para cada condición.

Una opción para reflejar en el estudio las condiciones cambiantes es considerar condiciones representativas de operación dentro de la curva de duración de carga para el período analizado, dichas condiciones se tratarían como una carga constante durante una fracción de la duración del período en estudio. Para la formulación que se presenta en este trabajo de investigación, esta opción representó una desventaja en términos del costo computacional, ya que se requería incluir un mecanismo eficiente de operación de conexión/desconexión para los equipos de compensación en cada situación. Este mecanismo de simulación de la operación debe ser tratado como un procedimiento de optimización cuyo objetivo debe ser el mantener los voltajes en el sistema dentro de límites de seguridad preestablecidos. Con el fin de evitar incluir un segundo algoritmo de optimización que provocara que los tiempos computacionales de ejecución fueran excesivos, se descartó la opción de considerar las condiciones de operación en esta formulación.

Para tratar el problema de elegir adecuadamente los equipos de compensación necesarios para enfrentar las condiciones cambiantes de demanda en el sistema, se decidió utilizar el siguiente criterio: Manejar únicamente las condiciones de demanda máxima y demanda mínima, las cuales son determinantes para la instalación de capacitores y reactores respectivamente, bajo un criterio de decisión basado en penalización de la desviación del voltaje. Este criterio considera que durante las condiciones medias de la demanda los requerimientos de compensación reactiva serán menores.

3.9 Restricción Operativa de Voltaje Nodal

La restricción operativa más importante en la planificación de la compensación reactiva, es la relacionada con el acotamiento de los voltajes nodales dentro de un rango específico que represente un estado de operación aceptable, en términos de la calidad y de la seguridad del sistema. Típicamente, el rango de voltaje utilizado es de 95% - 105%, en por ciento del voltaje nominal; tanto para condiciones normales como de contingencia aunque de acuerdo a lo reportado en [6], algunas compañías permiten un rango más amplio, del 90% - 110%, para el caso de las condiciones de contingencia.

En la presente formulación, esta restricción operativa es considerada por medio de una función de penalización del costo, dentro de la función objetivo del problema. De esta forma, cualquier solución que presente voltajes fuera de los rangos especificados resultará afectada a través de una penalización, la cual es proporcional al cuadrado de la desviación del voltaje.

3.10 Formulación del Modelo de Optimización

3.10.1 Nomenclatura

A continuación se lista la nomenclatura usada para subíndices, conjuntos, variables y constantes en la formulación del problema de optimización.

a) Subíndices

i, j, n	Nodos
q	Ramas
t	Tipos de capacitores o reactores en derivación
c	Contingencias

b) Conjuntos

ϕ	Conjunto de nodos candidato, donde pueden llegar a instalarse equipos de compensación reactiva.
η	Conjunto de contingencias sencillas predeterminadas.
ω	Conjunto de nodos de generación.

c) Variables

a_{nt}	Incremento al número de capacitores y/o inductores del tipo t , que estarán conectados al nodo n (variable entera).
P_{nc}	Potencia activa (MW) inyectada en el nodo n para cada contingencia c .
Q_{nc}	Potencia reactiva (MVAR) inyectada en el nodo n para la contingencia c .
G_{ijc}	Corresponde a la parte real del elemento (i, j) de la matriz Y_{nodal} correspondiente a la contingencia c .
B_{ijc}	Corresponde a la parte imaginaria del elemento (i, j) de la matriz Y_{nodal} correspondiente a la contingencia c .
L_{qc}	Representa las pérdidas de potencia activa (MW) en la transmisión para la rama q , en la contingencia c .
V_{nc}	Voltaje en el nodo n en la contingencia c .
θ_{nc}	Ángulo (rad) del voltaje en el nodo n en la contingencia c .
F_c	Medida de cercanía a la factibilidad de la corrida de flujos de potencia (residuos) para la contingencia c .
e^1_{nc}	Residuo de potencia activa que resulta en el nodo n para la contingencia c , una vez que se intentaron resolver las ecuaciones de flujos.
e^2_{nc}	Residuo de potencia reactiva que resulta en el nodo n para la contingencia c , en las ecuaciones de flujos.

d) Constantes

X_{nt}	Costo de inversión anualizado (\$), expresado en valor presente, en el que se incurre si se requiere tener una unidad de compensación en derivación de tipo t , conectado al nodo n .
α	Costo unitario (\$/MWh), a valor presente, de las pérdidas de potencia activa en la transmisión.
φ	Factor de penalización (\$ p.u. V) asignado a la desviación del voltaje.
γ	Factor de penalización (\$ MVAR) por infactibilidad de la solución de flujos de potencia.
h	Numero de horas en el año que se presenta la condición de demanda analizada.
W_c	Factor de ponderación en p.u. relacionado con la contingencia c .
V_n^{max}	Voltaje máximo permitido en el nodo n .
V_n^{min}	Voltaje mínimo permitido en el nodo n .
Q_n^{max}	Potencia reactiva máxima del generador instalado en el nodo n .
Q_n^{min}	Potencia reactiva mínima del generador instalado en el nodo n .
P_n^{max}	Potencia activa máxima del generador instalado en el nodo n .
P_n^{min}	Potencia activa mínima del generador instalado en el nodo n .
P_n^d	Potencia activa (MW) de demanda en por el nodo n .
Q_n^d	Potencia reactiva (Mvar) de demanda en por el nodo n .
A_{nt}^{max}	Número máximo de unidades de compensación (capacitores y/o reactores) del tipo t a instalar en el nodo n .
A_n, B_n, C_n	Coefficientes de la curva cuadrática de costo de generación del generador instalado en el nodo n .

3.10.2 Función Objetivo

La función a ser minimizada incluye los costos de inversión asociados a las decisiones de instalar capacitores y reactores; más el promedio ponderado de los costos de operación y penalización los cuales se asocian a la condición de demanda y a las contingencias sencillas preestablecidas.

Los costos de operación y penalización incluyen al costo asociado a las pérdidas de potencia activa en la transmisión más una penalización debido a la desviación respecto de los rangos permitidos para los voltajes nodales, más un término de penalización debido a la infactibilidad de la corrida de flujos de potencia.

$$z = \text{Min} \sum_n \sum_t X_{nt} a_{nt} + \sum_c W_c \left[\sum_g h \alpha L_{gc} + \sum_n \varphi V_{nc} - \text{Sat}(V_{nc})^2 + \gamma F_c \right] \quad (3.3)$$

$\forall c \in \eta$

Varios aspectos importantes presentes en la función objetivo que requieren aclaración son los siguientes.

a) Costos de Operación Asociados a las Pérdidas Activas

El coeficiente α corresponde al costo asociado a las pérdidas activas en la transmisión para la condición de demanda analizada. Una forma de asignar un valor a las pérdidas es a través del costo marginal de la energía en $\$/MWh$ para la condición de demanda en cuestión. El producto entre el costo marginal por el número de horas al año en que se presenta la situación de demanda h en cuestión, representa la magnitud del cambio del costo total de operación por cada MW de potencia activa que se logre disminuir (o aumentar) como pérdidas en la transmisión. Las pérdidas de potencia activa en la transmisión están dadas por la ecuación (3.4).

$$L_{qc} = G_{qc} \left[V_{ic}^2 + V_{jc}^2 - 2V_{ic}V_{jc} \cos(\theta_{ic} - \theta_{jc}) \right] \quad i, j = f(q); \quad (3.4)$$

b) Penalización por Desviación de Voltaje

El coeficiente de penalización por desviación de voltaje φ debe ajustarse a un valor lo suficientemente alto, de tal forma que en cualquier momento la violación de la restricción de voltaje se refleje en la función objetivo como una solución desfavorable para el problema. En esta situación, una solución más conveniente se obtendrá a través de la instalación de equipos de compensación que minimicen las desviaciones de voltaje. En las pruebas realizadas en este trabajo de investigación se utilizó un valor para φ (en \$ p.u. V) igual a 3333¹ veces el costo de inversión de la compensación (en \$ p.u. MVar), con el cual se obtuvieron resultados aceptables.

La función de saturación del voltaje: $Sat ()$, presentada en la ecuación (3.3) está definida por (3.5).

$$Sat(V_{nc}) = \begin{cases} V_n^{min} & \text{Si } V_{nc} < V_n^{min} \\ V_{nc} & \text{Si } V_n^{min} < V_{nc} < V_n^{max} \\ V_n^{max} & \text{Si } V_{nc} > V_n^{max} \end{cases} \quad (3.5)$$

c) Penalización por Infactibilidad

En el caso de infactibilidad en la solución para las ecuaciones de flujos de potencia, el valor de los residuos correspondientes será diferente de cero. Este valor se puede usar como una medida de tal infactibilidad, la cual establece la cercanía relativa de una solución infactible respecto a una solución factible. Con base a lo anterior en la función objetivo se penaliza la infactibilidad de las soluciones de flujos en proporción al residuo de mayor valor.

¹ Las unidades de esta constante de proporcionalidad están dadas en p.u.Mvar p.u.V

$$\bar{F}_c = \text{Max} \quad |e_{nc}^1, e_{nc}^2| \quad (3.6)$$

Una solución infactible es una condición desfavorable para el sistema; por lo tanto se debe asignar un valor alto al factor de penalización γ . De esta forma las soluciones con infactibilidades se descartan como una opción viable. Si la solución de flujos de potencia resulta factible, entonces los residuos correspondientes serán aproximadamente cero. En este caso, la penalización por infactibilidad queda sin efecto en la función objetivo. El valor de γ utilizado en las pruebas realizadas en este trabajo de investigación fue de 100,000 veces el costo de inversión de la compensación (en \$ p.u. MVar).

d) Factor de Ponderación de las Contingencias

Cada contingencia tendrá una contribución específica de costo sobre la función objetivo, la cual debe ser evaluada con el fin de reflejar la violación de las restricciones operativas en cualquier situación. En esta formulación, la contribución se representa en la función objetivo como un factor unitario de ponderación, asociado a cada contingencia que afecta a los costos de operación y penalización.

Se pueden utilizar diferentes criterios de decisión para determinar el valor de los factores de ponderación. Un criterio basado en probabilidades asignará a cada factor de ponderación un valor relacionado con la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia. Un criterio *determinista* asignará factores de ponderación de igual valor a cada una de las contingencias a analizar. En este estudio se eligió un criterio que se ajusta a los requerimientos de diseño del NERC el cual exige que en todas las condiciones, incluyendo la contingencia más severa, se respeten las restricciones operativas de voltaje. El resultado de aplicar este criterio a los factores de ponderación es el siguiente:

$$W_c = 1.0; \quad \text{Para la contingencia más crítica.} \quad (3.7)$$

$$W_c = 0.0; \quad \text{Para el resto.} \quad (3.8)$$

La contingencia más crítica es la que resulta con mayor costo de operación y penalización, después de analizar el conjunto η de contingencias predeterminadas.

3.10.3 Restricciones Asociadas a Flujos de Potencia

El análisis de flujos de potencia representa el método tradicional para evaluar la seguridad de los SEP en estado estable. Una vez obtenida la solución de flujos, se verifican los resultados de voltajes nodales, de ángulos nodales, de cargabilidad en las líneas, de potencias activa y reactiva de los generadores, y a partir de los parámetros que han violado límites preestablecidos se determinan los índices de seguridad.

En el caso de infactibilidad de la solución de flujos no se cuenta con resultados, y por tanto no se puede establecer cuantitativamente el estado de seguridad en el sistema. En caso de infactibilidad, tan sólo se establece en términos cualitativos que la situación analizada representa un escenario desfavorable para la seguridad del sistema, la cual podría llegar a evolucionar en un colapso de voltaje o problemas cercanos a esta condición.

Las restricciones operativas en la formulación propuesta se forman por las ecuaciones típicas del problema de flujos de potencia, incluyendo los límites de reactivos de los generadores. Este problema es resuelto mediante el método desacoplado rápido para todas las contingencias y los resultados obtenidos se emplean para evaluar en la función objetivo la aptitud de las soluciones.

$$P_{nc} - P_n^d - V_{nc} \sum_i V_{ic} [G_{mic} \cos(\theta_{nc} - \theta_{ic}) + B_{mic} \sin(\theta_{nc} - \theta_{ic})] = e^1_{nc} \quad (3.9)$$

$$Q_{nc} - Q_n^d - V_{nc} \sum_i V_{ic} [G_{mic} \sin(\theta_{nc} - \theta_{ic}) - B_{mic} \cos(\theta_{nc} - \theta_{ic})] = e^2_{nc} \quad (3.10)$$

$$Q_n^{\min} \leq Q_{nc} \leq Q_n^{\max} \quad (3.11)$$

$$\forall c \in \eta$$

Los valores de G_{ijc} (conductancia) y B_{ijc} (susceptancia) que aparecen en las ecuaciones de flujos, son la parte real e imaginaria respectivamente, del elemento (i, j) correspondiente a la matriz de admitancias Y_{nodal} del sistema que se analiza. Si $i \neq j$, el elemento representa la admitancia de transferencia entre los nodos i, j ; si $i = j$, entonces representa la admitancia propia del nodo i .

Es de notar que los cambios de topología en la red, ocasionados por la salida forzada de alguna de las líneas y/o el incremento al número de capacitores o reactores en algún nodo, modifican el valor de las variables G_{ijc} y B_{ijc} . En el caso de la salida de la línea l que conecta a los nodos $i = a$ y $j = b$, los elementos de la matriz Y_{nodal} que se ven afectados son (a, a) , (b, b) , (a, b) y (b, a) , en la proporción siguiente:

$$\Delta y = \frac{1}{z_l} = (\Delta G + j\Delta B) \quad (3.12)$$

En donde z_l es la impedancia serie de la línea l . Este incremento de admitancia es negativo para los elementos (a, a) y (b, b) , y positivo para los elementos (a, b) y (b, a) . En el caso de un incremento al número de elementos compensadores en el nodo $n = a$, el elemento de la matriz Y_{nodal} que se ve afectado es (a, a) , de la forma:

$$\Delta y = \begin{cases} j \frac{1}{x_{cap}} & (\text{Compensador capacitivo}) \\ -j \frac{1}{x_{ind}} & (\text{Compensador inductivo}) \end{cases} \quad (3.13)$$

en donde x_{cap} y x_{ind} , son los valores de las reactancias del compensador capacitivo e inductivo respectivamente, que se propone instalar en el nodo a .

3.10.4 Restricciones Asociadas a Límites de Instalación

La restricción asociada con el número máximo de instalación de elementos de compensación de cada tipo en los nodos candidatos, es la siguiente:

$$0 \leq a_{nt} \leq A_{nt}^{max} \quad \forall n \in \phi \quad (3.14)$$

3.10.5 Condiciones de Despacho Económico

Para el estudio de flujos de potencia, es necesario determinar a priori las generaciones óptimas de potencia activa (MW) para los nodos de generación o nodos PV ; dichas potencias están asociadas con la condición normal y la condición de contingencia. Lo anterior se logra mediante la ejecución de un programa de despacho económico, que se efectúa como parte del proceso de inicialización del problema de planificación de la compensación reactiva. El programa de despacho económico utilizado cumple con las siguientes condiciones:

$$\text{Min} \sum_{\forall n \in \phi} A_n P_{nc}^2 + B_n P_{nc} + C_n \quad (3.15)$$

$$\text{Sujeto a} \sum P_{nc} - Dem = 0 \quad (3.16)$$

$$P_n^{min} \leq P_{nc} \leq P_n^{max} \quad (3.17)$$

Donde la demanda del sistema Dem es igual a $\sum_{\forall n} P_n^d$. En caso que la restricción de igualdad $\sum P_{nc} - Dem = 0$ no llegara a cumplirse, debido a la salida de un generador de gran capacidad que ocasione un estado resultante con insuficiencia para cubrir la demanda, entonces se provocará corte de carga en los nodos del sistema de acuerdo al siguiente criterio.

$$P_n^d = P_n^d \left[1 - \text{abs} \left(\frac{\sum P_{nc} - Dem}{Dem} \right) \right] \quad (3.18)$$

Capítulo 4

SOLUCION AL PROBLEMA DE LA PLANIFICACION DE LA COMPENSACION REACTIVA

4.1 Introducción

El problema que resulta de la formulación presentada en el Capítulo 3 es un problema de optimización no lineal con variables enteras y continuas. Este tipo de problemas representa un reto para los métodos de programación matemática tradicionales, al no existir técnicas eficientes para su tratamiento, especialmente cuando se manejan sistemas de gran escala. A fin de adaptar el problema a métodos de optimización tradicionales, en algunas formulaciones se ha llegado a recurrir a simplificaciones importantes del problema. Otro inconveniente que presentan los métodos de programación matemática, es que no pueden garantizar la obtención de la solución óptima global de problemas no lineales, esto se debe a que tales métodos basan su estrategia de búsqueda del óptimo mediante el paradigma del gradiente que no distingue diferencias entre el mínimo global, mínimos locales y puntos de silla

Actualmente se han comenzado a utilizar los algoritmos de la Computación Evolutiva para resolver problemas no lineales, por medio de dichos algoritmos se asegura la obtención del mínimo global. Entre los principales paradigmas de la Computación Evolutiva se encuentran los Algoritmos Genéticos, las Estrategias Evolutivas y la Programación Evolutiva. Los algoritmos de la Computación Evolutiva se han utilizado para tratar problemas de las diferentes áreas de los Sistemas Eléctricos de Potencia, tal y como lo demuestra la referencia [31] en donde se muestra una recopilación bibliográfica de 140 artículos técnicos.

En este capítulo se utiliza la técnica de Programación Evolutiva (PE) como método de solución del problema de la planificación de la compensación reactiva. En la primera parte del Capítulo se presentan los principios de la evolución natural los cuales dan sustento al algoritmo de la PE. Posteriormente, se presentan los aspectos generales de la Computación Evolutiva. En la última parte del capítulo se presenta el algoritmo de la PE y su aplicación como método de solución para el problema de optimización presentado en el Capítulo 3.

4.2 El Paradigma Neodarwinista de la Evolución

El 1o de Julio de 1858, el naturalista inglés Charles Darwin presentó ante la *Linnean Society of London* su “Teoría de la Evolución Natural” que a la postre representó el descubrimiento más importante y controversial en la historia de la ciencia biológica. La teoría clásica de la evolución Darwinista que junto con el *seleccionismo* del biólogo alemán August Weismann y la *genética* del monje austriaco Gregor Johann Mendel conforman una serie de argumentos universalmente aceptados que en su conjunto se conocen como el paradigma Neodarwinista de la evolución. Este paradigma, también conocido como Neodarwinismo, fue elaborado entre los años 1920 y 1930 por los genetistas R. A. Fisher, J. B. S. Haldane y Sewall Wright, y consolidado con posterioridad en la década de los años cuarenta.

El paradigma Neodarwinista sostiene que el mecanismo evolutivo de las especies e individuos está sustentado en cuatro procesos principales: reproducción, mutación, competencia y selección, todos frecuentemente resumidos en la frase “sobreviviencia del más apto y fuerte”. La reproducción es un proceso evidente de todo ser vivo. Igualmente evidente es la mutación, la cual se garantiza en cualquier sistema que se reproduce continuamente en un universo positivamente entrópico. La competencia y selección son consecuencias ineludibles de cualquier población que crece en un medio ambiente finito. La evolución es por tanto, el resultado de la interacción de estos cuatro procesos, de naturaleza estocástica, los cuales actúan sobre una población generación tras generación.

4.3 La Evolución como Mecanismo de Optimización

Por medio de computadoras digitales se ha intentado reproducir la esencia de la evolución mediante la abstracción de los cuatro procesos fundamentales. Se ha simulado la evolución de ciertas especies muy simples, reproduciendo en unas cuantas horas de cpu lo que a la naturaleza le ha tomado millones de años desarrollar.

Alan M. Turing (1950) y Stanislaw Ulam (1968) se encuentran entre los científicos más destacados que pensaron en la evolución natural como el mecanismo que hizo posible el desarrollo de cualidades altamente complejas de las especies. Turing es conocido en la historia como pionero en la teoría de las computadoras, argumentaba que *“una conexión obvia entre aprendizaje y evolución debe existir en los mecanismos del conocimiento humano”* [32]. A su vez en los laboratorios de Los Alamos, Ulam modeló en una computadora la velocidad con la cual las mutaciones favorables se esparcen entre los individuos de una población que está sujeta a los mecanismos de sobrevivencia del más fuerte [33].

Hans Bremermann (1962) es considerado como uno de los pioneros en relacionar el concepto de evolución con la optimización, ya que su trabajo estuvo básicamente dirigido al estudio y uso de los principios de evolución natural como mecanismos de optimización (ver [34], pág.70). Bremermann utilizó conceptos de “aptitud”, “selección”, “mutación”, “población” y “genotipo” además de afirmar directamente que *“la evolución biológica es un proceso de optimización”*. Este enunciado da soporte a los métodos que en conjunto se conocen con el nombre de Computación Evolutiva. Si se considera a la evolución natural como un proceso de optimización, debido a que la evolución ha sido capaz de optimizar organismos hasta hacerlos aptos para sobrevivir, entonces y de modelarse ésta adecuadamente, puede emplearse para encontrar la mejor solución de un problema, es decir, la solución óptima.

4.4 La Computación Evolutiva

La computación evolutiva es considerada como un área de la Inteligencia Artificial y entre sus principales paradigmas se encuentran los algoritmos genéticos, las estrategias evolutivas y la programación evolutiva.

Los algoritmos genéticos (*AG*) fueron introducidos por J. H. Holland en 1962 [19], y originalmente propuestos como un modelo general de procesos adaptivos, aunque actualmente gran parte de la aplicación de estos algoritmos cae dentro del dominio de la optimización. Las estrategias evolutivas (*EE*) fueron desarrolladas por los alemanes I. Rechemberg [20] y H. P. Schwefel [21] en 1963, con el objetivo inicial de resolver complicados problemas experimentales de optimización con parámetros discretos y continuos.

La programación evolutiva (*PE*) fue introducida por L. Fogel en 1962 [22], y en principio se utilizó para evolucionar máquinas de estado finito (MEF) pronosticando eventos sobre la base de observaciones previas. Una MEF es una máquina abstracta que transforma una secuencia de símbolos de entrada en una secuencia de símbolos de salida. La transformación depende de un conjunto de estados finitos y un conjunto de reglas de transición. El desempeño de una MEF con respecto a su medio ambiente podría medirse sobre la base de la capacidad de pronóstico de la máquina, es decir, comparando cada símbolo de salida con el siguiente símbolo de salida y midiendo el error del pronóstico por medio de alguna función de costo.

Los primeros intentos por aplicar eficientemente algoritmos evolutivos a problemas prácticos resultaron infructuosos, especialmente por la falta de plataformas computacionales adecuadas (ver [34], pág.103). Fue a partir 1980 que los algoritmos evolutivos comenzaron a experimentar un mayor auge, sobre todo gracias al desarrollo de sistemas de cómputo más eficientes. En la actualidad se llevan a cabo en todo el mundo conferencias relativas al tema y sus aplicaciones potenciales en las distintas áreas de la ciencia.

La característica principal de un algoritmo de computación evolutiva es una población P , que representa un conjunto de soluciones potenciales. El tamaño de la población puede variar a lo largo de varias generaciones, pero por lo general permanece sin cambios. Los componentes de la población son denominados *organismos* o *individuos*. La estructura de los individuos es determinada a priori y es la misma para toda la población. Dicha estructura es dependiente del dominio del problema, lo cual implica que para cada problema se tiene que adecuar una representación apropiada.

Una característica adicional que los problemas deben poseer es una medida comparativa de las soluciones que compiten, por lo cual debe existir un mecanismo derivado del dominio del problema que permita asignar un valor escalar a cada individuo de la población que sea representativo de su calidad como solución; este valor se denomina *aptitud*. Un individuo con mayor aptitud representa una mejor solución a un problema, que en las condiciones específicas de éste puede representar una solución correcta o inclusive la solución óptima. Un individuo con menor aptitud representa, por lo tanto, una solución no óptima.

Los cuatro procesos principales, mencionados en el Apartado 4.3, como los componentes fundamentales de la teoría evolutiva Neodarwinista se utilizan en los algoritmos de la computación evolutiva. Estos procesos se manejan como *función de aptitud* y operadores de *selección*, de *mutación* y *recombinación*. La *selección* es el operador que escoge preferentemente a los individuos con mayor aptitud de una población. La *recombinación* es el operador por el cual los individuos de la población intercambian información, mientras que la *mutación* es el operador que causa cambios aleatorios en los individuos. La *función de aptitud* es la que asigna un valor de calidad a cada individuo, el cual indica qué tan buena es la solución que este individuo representa con respecto al resto de la población.

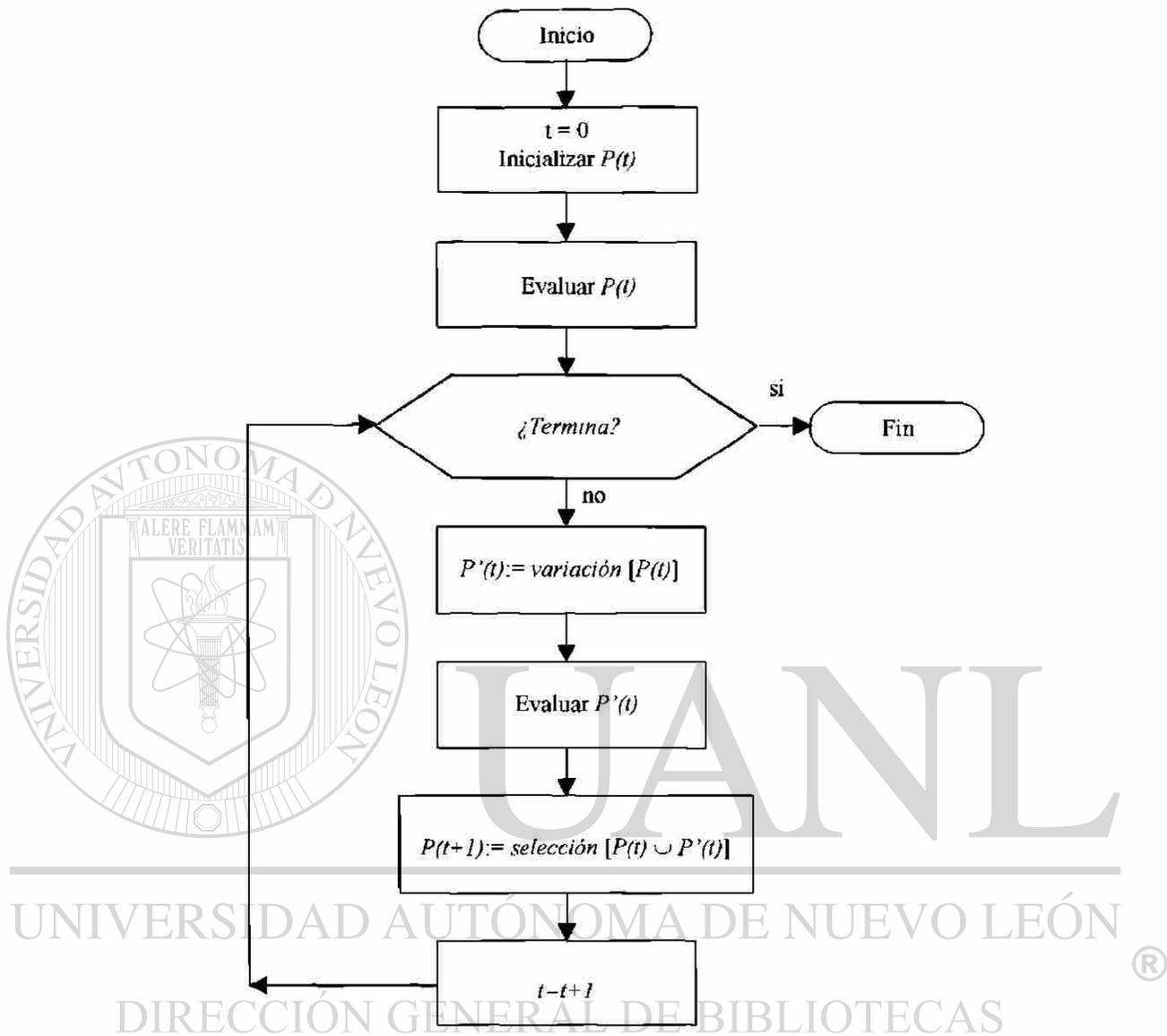


Figura 4.1 Estructura general de un algoritmo evolutivo.

Un ejemplo de un algoritmo evolutivo general basado en la teoría Neodarwinista se muestra en la Figura 4.1. En este algoritmo $P(t)$ representa una población de μ individuos en la generación t . $P'(t)$ representa una población de λ individuos de descendencia, la cual es generada a través de algún operador de variación que podría ser de mutación y/o recombinación de la población $P(t)$. El total de individuos de la actual generación, descendencia $P'(t)$ más padres $P(t)$, son evaluados, y los de mejor calidad se seleccionarán

para determinar la descendencia de la siguiente generación. La calidad de cada individuo se mide a través de la función de aptitud que se estructura a partir de las restricciones técnicas y/o económicas del problema en cuestión. Este procedimiento es iterativo y produce generaciones avanzadas de individuos cada vez mejor adaptados a su medio ambiente. El criterio para detener el procedimiento se realiza por lo general fijando un límite al número de iteraciones, o bien se termina cuando no existe una mejoría significativa de la aptitud de la población (*homeóstasis*), después de un cierto número de iteraciones.

Las diferencias principales entre las distintas variantes de algoritmos evolutivos estriban en los siguientes puntos: (a) la representación de individuos; (b) los operadores de variación; (c) los mecanismos de selección. Por ejemplo en los *AGs*, los individuos de la población son codificaciones binarias de la solución del problema, las cuales representan el conjunto de factores hereditarios constitucionales (*genotipo*) del individuo. En cambio, en las *EE* y la *PE* la población evoluciona a partir de su forma en que responden al medio (*fenotipo*), por lo que los individuos son representaciones directas de las variables que se busca optimizar. Las diferentes representaciones de los individuos hacen que los operadores de variación sean diferentes para cada paradigma. En los *AGs*, la búsqueda progresa por medio de la *recombinación* del material genético de los individuos más aptos mientras que en las *EE* y en la *PE* la búsqueda progresa por medio de la *mutación* de los individuos más aptos. El proceso de *selección* en un algoritmo evolutivo puede llevarse a cabo en forma estocástica o determinista.

Entre las características de los algoritmos evolutivos que los distinguen sobre los métodos convencionales de optimización, se encuentran las siguientes:

1. Los algoritmos evolutivos buscan una población de puntos sobre el espacio de solución factible, y no únicamente un punto solución. La población puede moverse por encima de picos y atravesar valles en la superficie; esta situación le permite encontrar el punto óptimo global. Como el cálculo de cada individuo de la población es independiente de los demás, los algoritmos evolutivos poseen la habilidad inherente del procesamiento en paralelo.

2. Los algoritmos evolutivos utilizan a la función de aptitud como información directamente asociada con la dirección de búsqueda, y no hace uso de derivadas o gradientes. Esta característica permite que los algoritmos evolutivos puedan tratar con funciones no lineales, discontinuas y no diferenciables, tal y como surgen en muchos problemas de optimización reales.
3. Los algoritmos evolutivos usan reglas de transición probabilísticas lo que favorece la obtención de la solución global de funciones extremadamente no lineales.

Las características enumeradas representan ventajas sobre los métodos convencionales de optimización, pero la ventaja más clara, es que con los algoritmos evolutivos es posible encontrar la solución global del problema, siempre que se permita suficiente tiempo de búsqueda, tal y como se demuestra en [35] y [36].

Para conocer más de cerca de la computación evolutiva, se recomienda consultar la referencia [34] que ofrece material muy completo para un buen inicio en el tema. Con el mismo fin pueden consultarse las referencias [37, 38, 39] y [40], las cuales ofrecen una lectura ligera y sucinta.

4.5 Programación Evolutiva como Método de Solución para el Problema de Planificación de la Compensación Reactiva

Como ya se estableció, el problema de planificación de la compensación reactiva se trata en el presente trabajo de tesis mediante la técnica de Programación Evolutiva (PE). El resultado de la investigación fue el desarrollo de un sistema programado en lenguaje FORTRAN. El algoritmo de Programación Evolutiva utilizado para resolver el problema de la planificación de compensación reactiva, se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 4.2.

Los pasos seguidos por el algoritmo de la Figura 4.2, se aplican a cualquier problema que se resuelva con Programación Evolutiva, la diferencia radicar  principalmente en la forma en que deba evaluarse la aptitud de los individuos. La evaluación de la aptitud es particular para cada problema, y se obtiene evaluando cada una de las soluciones candidato en la función objetivo. En términos evolutivos, la evaluación de aptitud pretende establecer una medida de adaptación de los individuos hacia su medio ambiente. En el Apéndice A se muestra un ejemplo en MATLAB que ilustra gráficamente el comportamiento del algoritmo de la PE al determinar el óptimo global de una superficie no lineal en \mathbb{R}^3 .

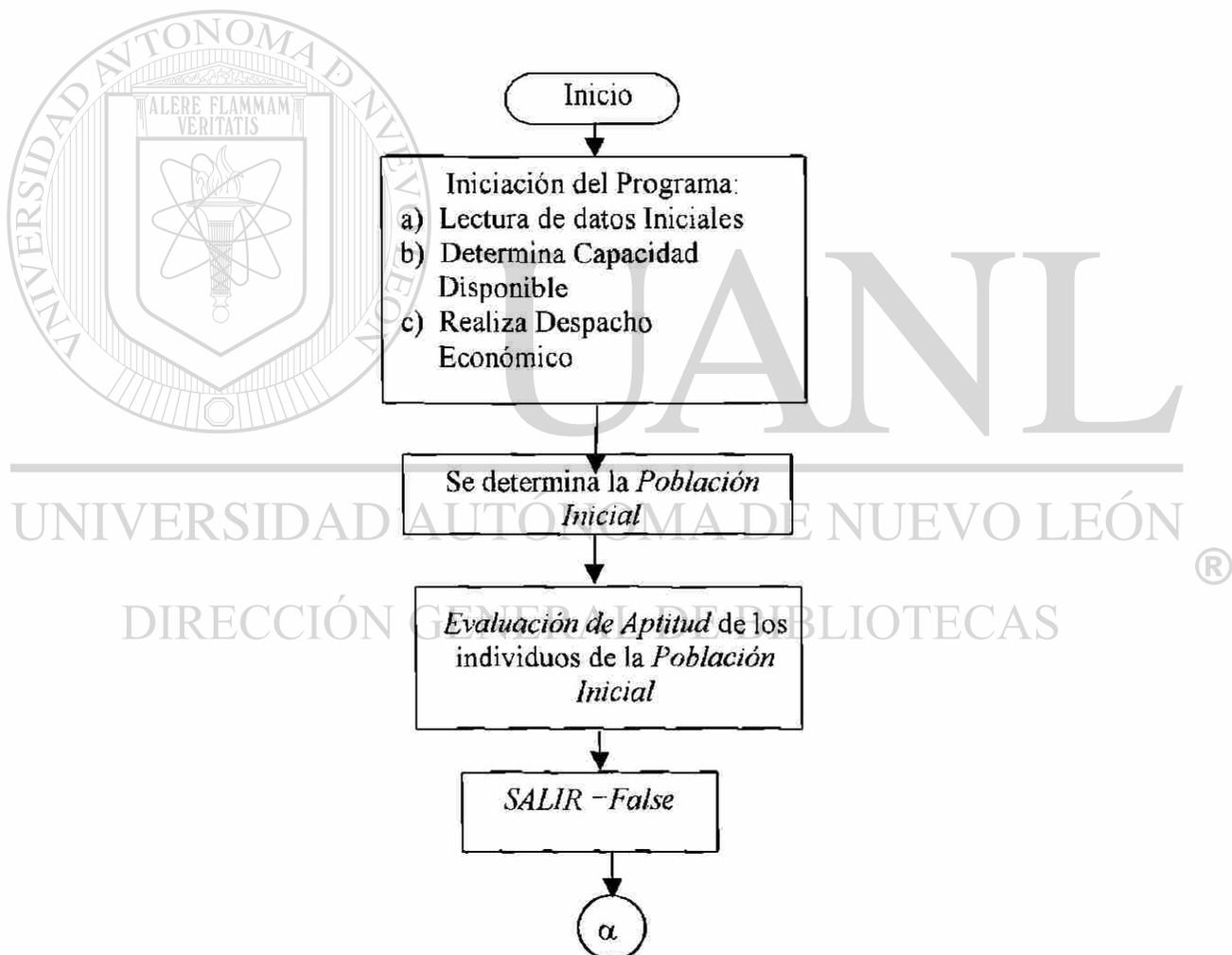


Figura 4.2 Algoritmo de solución de la planificación de la compensación reactiva.

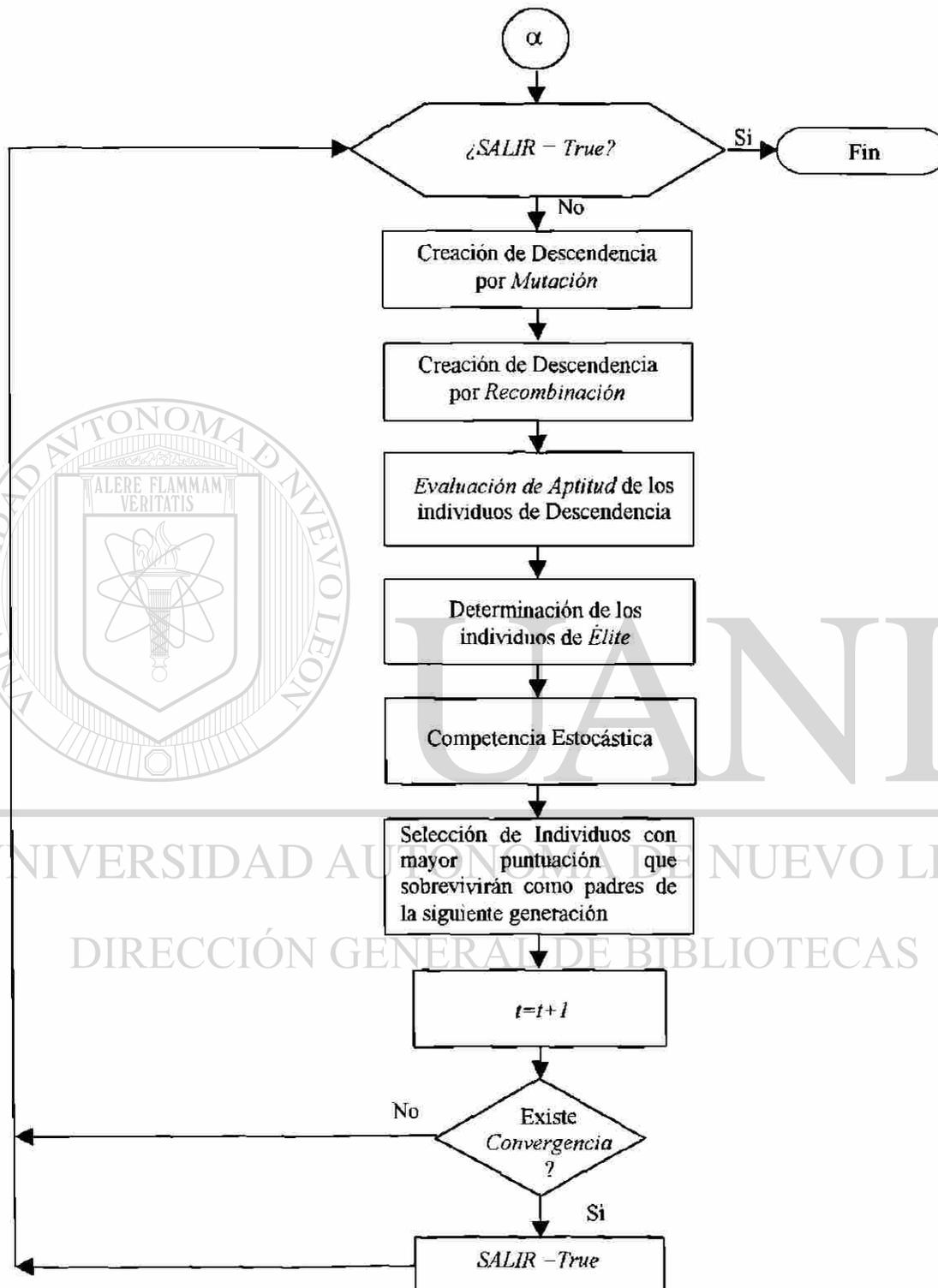


Figura 4.2 Algoritmo de solución de la planificación de la compensación reactiva (continuación).

4.5.1 Iniciación del Problema

Los primeros pasos realizados dentro del algoritmo son la lectura de datos iniciales, la determinación de la capacidad disponible y la obtención de las generaciones activas que corresponden a cada contingencia y a la condición de demanda que se analiza.

Una parte de los datos iniciales que el Sistema para la Planificación de la Compensación Reactiva necesita para el análisis, son los utilizados en los estudios de flujos de potencia. Esta información se debe proporcionar a través de una base de datos en formato ANARED [41], que se utiliza regularmente en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). El resto de los datos iniciales son referentes al problema de planificación reactiva y al algoritmo de programación evolutiva. El total de datos iniciales se lista a continuación:

1) Información de nodos:

- Voltaje de referencia.
- Angulo nodal de referencia.
- Potencias activa y reactiva de demanda y de generación.
- Area y zona a la que pertenece el nodo.
- Tipo de nodo (de generación, de carga o compensador).
- Susceptancia en derivación.
- Límites permitidos de voltaje.

2) Información de ramas:

- Nodos de envío y recepción.
- Tipo de rama (línea de transmisión, transformador con tap fijo o transformador con cambiador de tap bajo carga).
- Area y zona a la que pertenece la rama.
- Número de circuitos.

- Resistencia y reactancia serie.
- Susceptancia en derivación.
- Limite de transmisión por estabilidad.
- Límite térmico de transmisión.
- Límite de transmisión en estado normal.
- Si la rama es un transformador, la posición actual del tap.

3) Información de generadores:

- Curvas de entrada y salida de generación.
- Costo del combustible.
- Límites mínimo y máximo a las potencias activa y reactiva de generación.
- Nodo al que se conecta el generador.

4) Información de compensadores propuestos:

- Tipos de elementos de compensación (capacitores e inductores) y sus capacidades
- Costo de inversión de cada tipo
- Nodos candidatos a instalar compensadores.
- Números máximo y mínimo de compensadores de cada tipo a instalar por nodo candidato.

5) Datos del sistema:

- Disponibilidad de generadores (tasas de salida forzada y semanas programadas de mantenimiento).
- Número y especificación de contingencias de generadores y/o ramas.
- Factor unitario de escalación de la demanda máxima.
- Factor unitario de escalación de la demanda mínima.

6) Costos y factores penalizaciones:

- Costo marginal asociado a las pérdidas activas.
- Factor de penalización de la desviación del voltaje.
- Factor de penalización por infactibilidad.

7) Información del algoritmo de PE:

- Número de padres.
- Número máximo de generaciones.
- Número de individuos de élite.
- Coeficiente de escalamiento de las mutaciones (β) inicial.
- Coeficiente de escalamiento de las mutaciones final.
- Semilla, valor inicial para la generación de números aleatorios.

Las generaciones de potencia activa de las unidades en el sistema deben corresponder con las generaciones óptimas para cada condición en cuestión. Para obtener la solución se utiliza un programa de despacho económico, el cual cumple con la formulación que se presenta en el Apartado 3.10.5.

La capacidad disponible se representa a través de un estado aleatorio de la capacidad de generación el cual se obtiene a partir de los factores de disponibilidad de los generadores. El estado aleatorio representativo de la capacidad de generación disponible es aquel cuya capacidad instalada resultante es aproximadamente igual a la capacidad media disponible, tal y como se presentó en el Apartado 3.3. El algoritmo utilizado para obtener la capacidad disponible mediante la generación de estados aleatorios se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 4.3, en donde N_g , es el número de generadores; $CapIns$ es la capacidad de generación instalada; $CapRes$ es la capacidad resultante para el estado aleatorio en cuestión; CME es la capacidad media efectiva; $disp(g)$ es la disponibilidad del generador g (0 disponible, 1 no disponible); $Cap(g)$ es la capacidad máxima del generador g ; y $pd(g)$ es la probabilidad de disponibilidad del generador g .

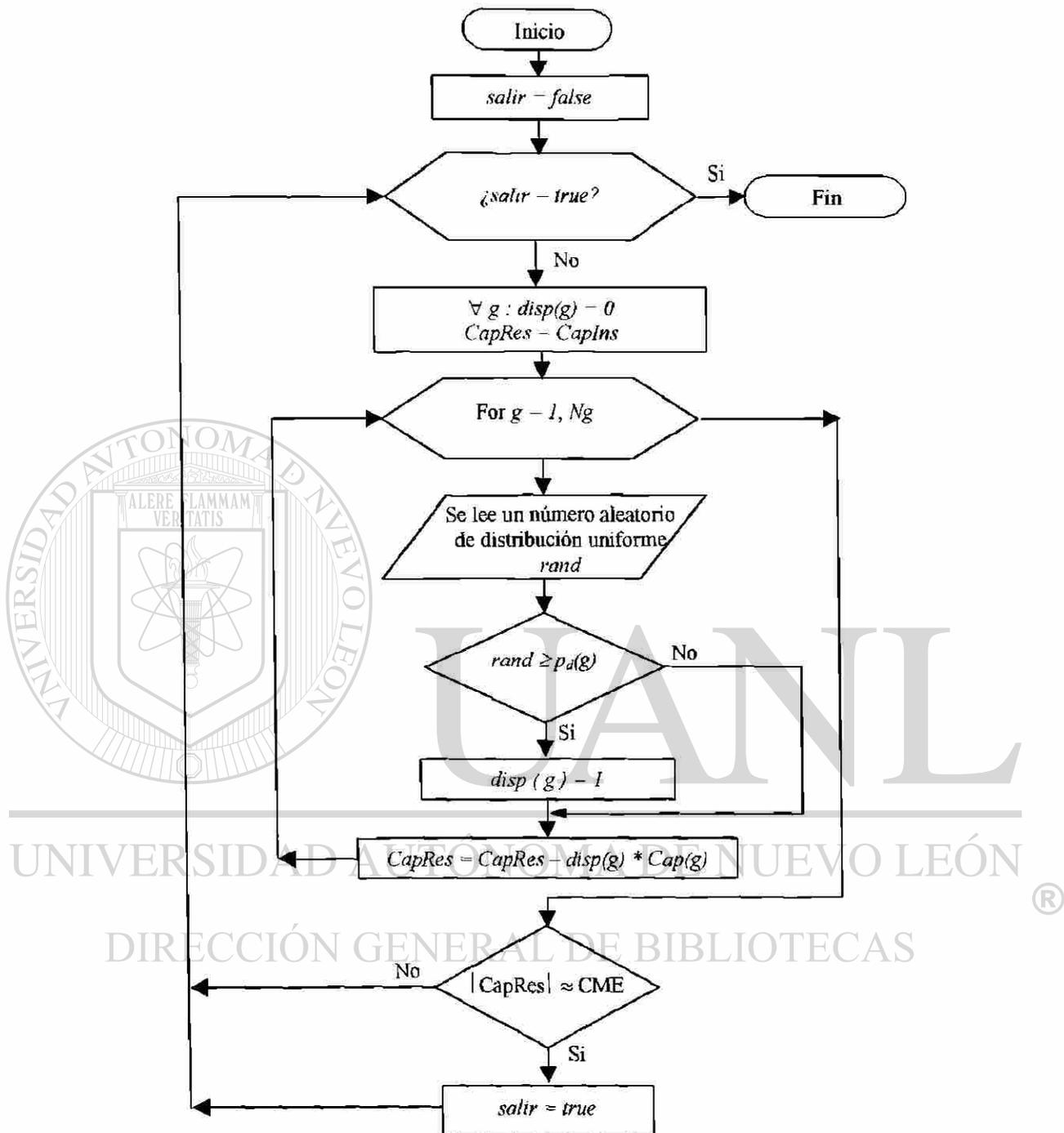


Figura 4.3 Algoritmo para determinar la capacidad disponible.

4.5.2 Población inicial

El primer paso dentro del algoritmo de PE, una vez que se leyeron y acondicionaron los datos iniciales, es la formación la primera población de Np soluciones candidatas $\{\eta_l; l = 1, 2 \dots Np\}$, en donde cada solución candidata individual η_l representa un arreglo de números enteros no negativos $\{a_{ln}\}$, donde cada a_{ln} representa a la variable de decisión del individuo l , la cual está relacionada con el número de elementos compensadores del tipo t a instalarse en el nodo n .

Las soluciones candidatas de la primera población η_l se seleccionan aleatoriamente, a partir de una distribución de probabilidad uniforme que va de 0 hasta el número máximo A_{nt}^{max} de elementos compensadores del tipo t que podrían instalarse en el nodo n . La ecuación (4.1) establece el procedimiento de formación de la población inicial, en donde N es la variable aleatoria asignada al elemento a_{ln} .

$$a_{ln} = \text{Integer} [N (0, A_{nt}^{max})]; \quad l = 1, \dots, Np; \forall t, n \in \phi; \quad (4.1)$$

4.5.3 Evaluación de Aptitud

Otro de los pasos del algoritmo de la PE que se muestra en la Figura 4.2 es la evaluación de aptitud de los Np individuos de la población actual a través de la función de aptitud $z(\eta_l)$, la cual representa una medida de la calidad de adaptación de los individuos en su medio ambiente.

La función de aptitud $z(\eta_l)$ está dada por la función objetivo. La función de aptitud fue presentada en el Apartado 3.10.2, la cual es calculada después de evaluar en un programa de flujos de potencia con la solución que cada individuo propone. El valor resultante z representará la *aptitud* de cada individuo. En este paso se almacenan las aptitudes mínima z_{min} y máxima z_{max} de la generación actual.

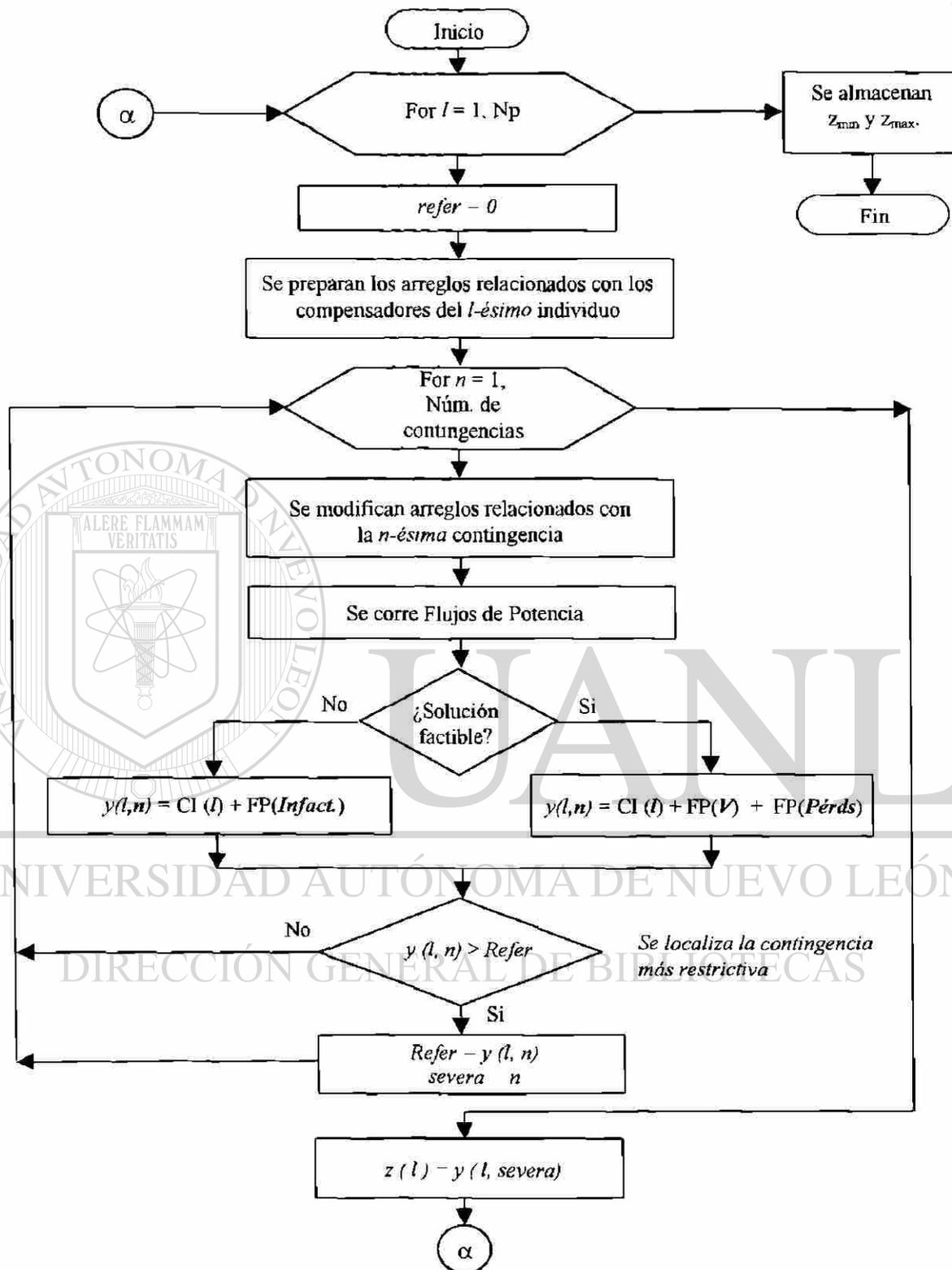


Figura 4.4 Diagrama de flujo del proceso de evaluación de aptitud de los individuos.

El algoritmo de evaluación de aptitud utilizado en este trabajo se describe en el diagrama de flujos de la Figura 4.4, en donde FP es una función de penalización; CI es una función de costo de inversión; $Refer$ representa un valor auxiliar de referencia; $y(l, n)$ es el costo del individuo l en la contingencia n ; $z(l)$ representa al valor de aptitud del individuo l ; y $Severa$ representa la contingencia más severa.

4.5.4 Mutación

El proceso de mutación es el operador más importante para la creación de la descendencia en un algoritmo de la Programación Evolutiva. El proceso de mutación crea un descendiente por cada padre. El descendiente η_i^* se obtiene a partir de producir un cambio aleatorio al individuo η_i de la población actual, mediante la regla establecida por (4.2).

$$a_{int}^* = Integer \left[a_{int} + N \left(0, \sigma_{int}^2 \right) \right] \quad (4.2)$$

donde $N(0, \sigma_{int}^2)$ representa una variable aleatoria con distribución de probabilidad normal, media cero y desviación estándar dada por:

$$\sigma_{int} = \beta \left(\frac{z(\eta_i)}{z_{min}} \right) A_{nt}^{max} \quad (4.3) \quad \text{®}$$

β es un factor de escalamiento positivo cuyo valor decrece uniformemente conforme evoluciona la solución, iniciando con un valor $\beta_{inicial}$ no mayor que 1, hasta un valor β_{final} mayor que 0. Esta circunstancia se aplica debido a que durante las primeras generaciones, es conveniente que las mutaciones presenten mayores movimientos con el fin de favorecer la exploración en toda la región factible y no correr el riesgo de quedar atrapado en un mínimo local durante las primeras generaciones. A medida que la solución lleva un buen tiempo evolucionando, es conveniente reducir los movimientos de las mutaciones, ya que esto permitirá realizar ajustes finos sobre la mejor solución encontrada hasta el momento, de tal forma que aseguren la obtención del mínimo global del problema y no de un punto cercano a

él. Cuando la mutación excede las cotas inferior o superior especificadas, entonces el valor calculado se fija al correspondiente valor del límite. El proceso de mutación se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 4.5.

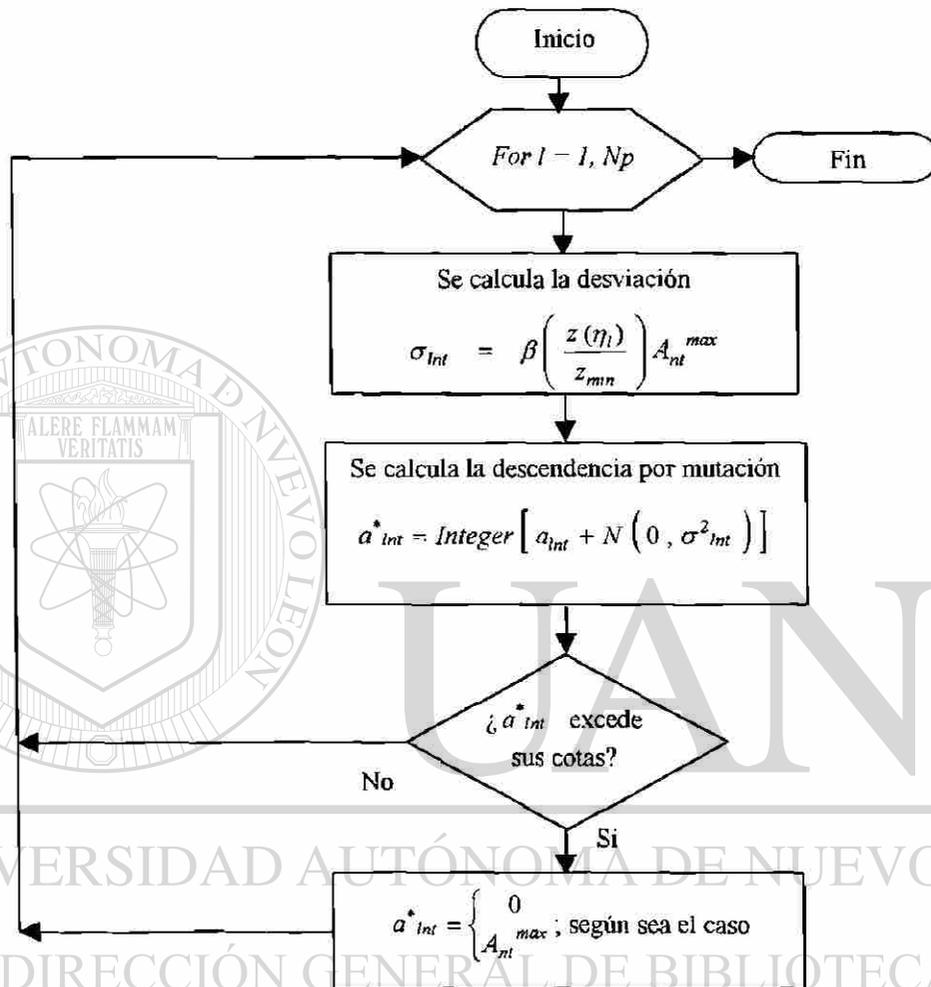


Figura 4.5 Proceso de creación de descendencia por mutación.

4.5.5 Recombinación

Otro proceso del algoritmo de PE que se muestra en la Figura 4.2, es el de recombinación, a través del cual se genera únicamente un individuo de la descendencia. El individuo así formado hereda las características de los individuos padres en proporción al

valor de su aptitud, es decir, un individuo padre de mejor aptitud influirá más en las características del descendiente que uno de menor aptitud. Lo anterior se logra generando al individuo de la descendencia mediante la combinación de la información ponderada de los N_p padres sobrevivientes, de la siguiente manera:

$$a^*_{ni} = \text{Integer} \left[\frac{\sum_{l=1}^{N_p} (z_{max} - z_l) a_{lni}}{N_p z_{max} - \sum_{l=1}^{N_p} z_l} \right] \quad (4.4)$$

A medida que la población tiende hacia la solución global, la aptitud z_l de los individuos podría llegar a ser aproximadamente la misma, en este caso el divisor en (4.4) tenderá a cero. Por este motivo, dentro del código se deben tomar las medidas necesarias con el fin de evitar divisiones entre cero.

Al igual que ocurre en la mutación, si el descendiente excede las cotas inferior o superior especificadas, entonces el valor calculado se trunca al correspondiente valor del límite.

4.5.6 Competencia y Selección

Del total de los $2N_p+1$ individuos de la población actual, es decir los padres más la descendencia obtenida por mutación y recombinación, se selecciona un grupo de N_e individuos de élite con mejor *función de aptitud*, los cuales se mantendrán como padres de la siguiente generación. En el caso en que N_e se elija igual a N_p se asegurará que los mejores individuos de la población actual sobrevivan como padres de la siguiente generación. Esta situación no se recomienda cuando se manejan problemas extremadamente no lineales, ya que se correría el riesgo de que la población quedara atrapada en un mínimo local con pocas posibilidades de abandonarlo. En este caso se recomienda un grupo individuos de élite N_e mucho menor que N_p , y que el grupo de los $2N_p+1-N_e$ individuos restantes compitan estocásticamente entre ellos mismos. Los individuos que formarán parte de la siguiente

generación serán aquellos que resulten con mejor puntuación de dicha competencia. La competencia estocástica aumenta la posibilidad que sobrevivan individuos de baja aptitud, los cuales exploran toda la región factible del problema en búsqueda del mínimo global y evitando que la población quede atrapada en un mínimo local.

Las reglas de la competencia estocástica son las siguientes:

1) El l -ésimo individuo del grupo $2Np+1-Ne$, competirá contra Np individuos seleccionados aleatoriamente del total de la población de padres e hijos.

2) La puntuación del l -ésimo individuo W_l , se calcula a partir de (4.5) y (4.6), en donde el competidor η_m , como ya se comentó, es seleccionado aleatoriamente.

$$W_l = \sum_{m=1}^{Np} w_{lm} \quad (4.5)$$

$$w_{lm} = \begin{cases} 1 & \text{si } z(\eta_l) < z(\eta_m) \\ 0 & \text{De otra manera} \end{cases} \quad (4.6)$$

La siguiente generación de Np individuos padres se seleccionará de entre Ne individuos de élite y los $Np - Ne$ individuos que resulten con mejor puntuación de la competencia estocástica. El valor de z_{min} se actualiza con el mejor valor de aptitud de la nueva generación para posteriormente obtener la siguiente descendencia.

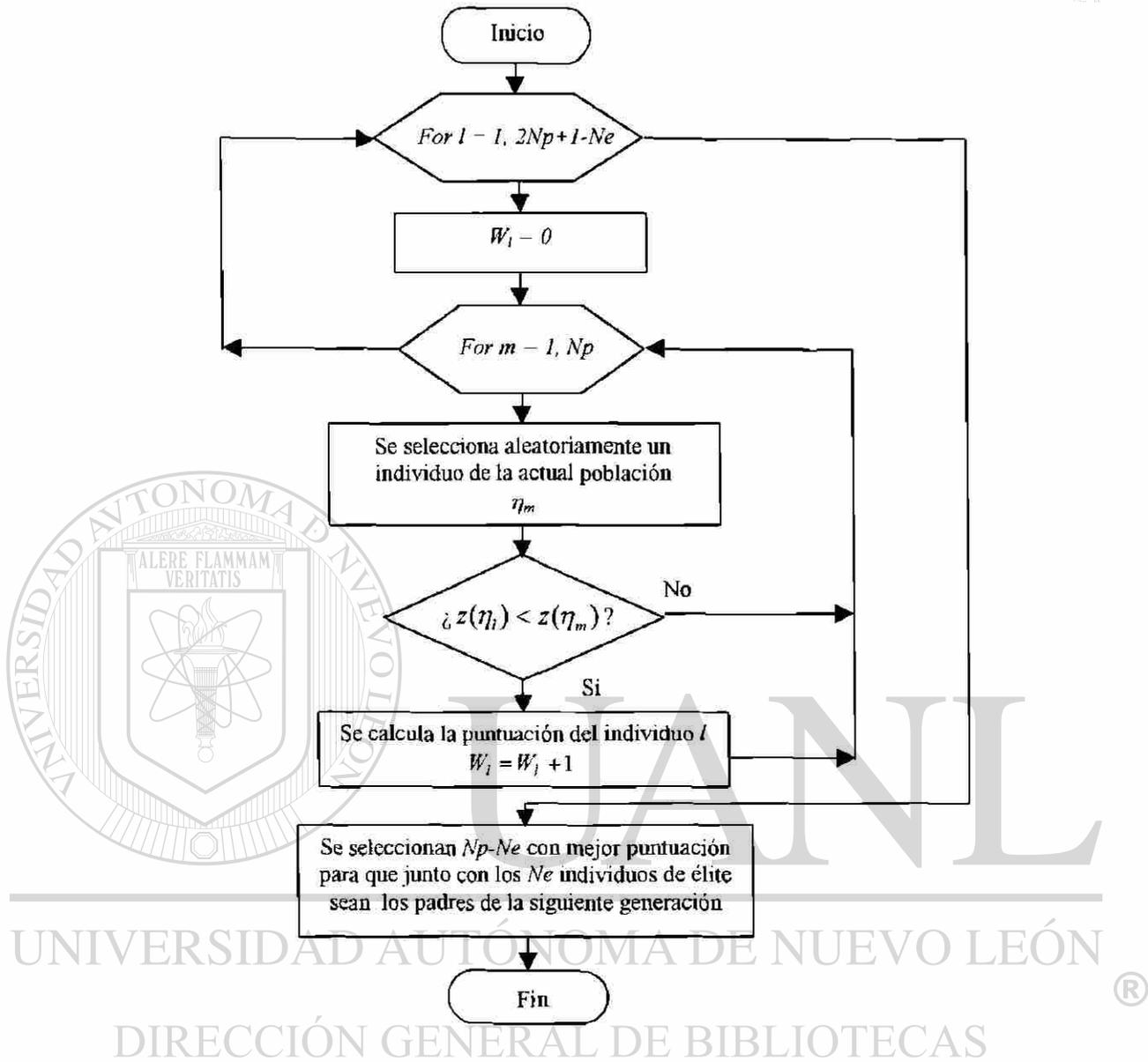


Figura 4.6 Algoritmo del proceso de competencia y selección.

4.5.7 Prueba de Convergencia

El procedimiento iterativo del algoritmo de la Programación Evolutiva se detiene cuando ya no se tiene mejoras significativas en z_{min} , o cuando se ha alcanzado el número máximo de iteraciones. En caso contrario, los procesos de creación de descendencia y de competencia y selección seguirán interactuando hasta que los criterios de terminación del algoritmo se cumplan.

5.1 Introducción

Para analizar las características de la solución de la planificación de la compensación reactiva mediante la técnica de optimización basada en Programación Evolutiva se desarrolló un programa computacional codificado en lenguaje de programación FORTRAN. En este capítulo se describen los resultados de un conjunto de pruebas realizadas con dicho programa. Las pruebas se realizaron en una computadora personal Pentium II a 300 MHz. Los sistemas eléctricos utilizados como referencia para las pruebas son:

(1) Sistema eléctrico de la red de la Isla del Sur en Nueva Zelanda, de 17 nodos y 26 ramas y cuyo diagrama unifilar se muestra en la Figura 5.1 [42]. Este sistema se utilizó en las primeras pruebas, especialmente para lograr la experiencia sobre los parámetros que intervienen en la programación evolutiva.

(2) Sistema de Pruebas de Confiabilidad del IEEE, de 24 nodos y 38 ramas, el cual se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 5.2 [43]. Este sistema se proporciona con suficiente información para los fines del estudio en cuestión, tal como tasas de disponibilidad para unidades de generación, curvas de costo de los generadores, límites de generación, condiciones de demanda horaria de todo un año, etc.

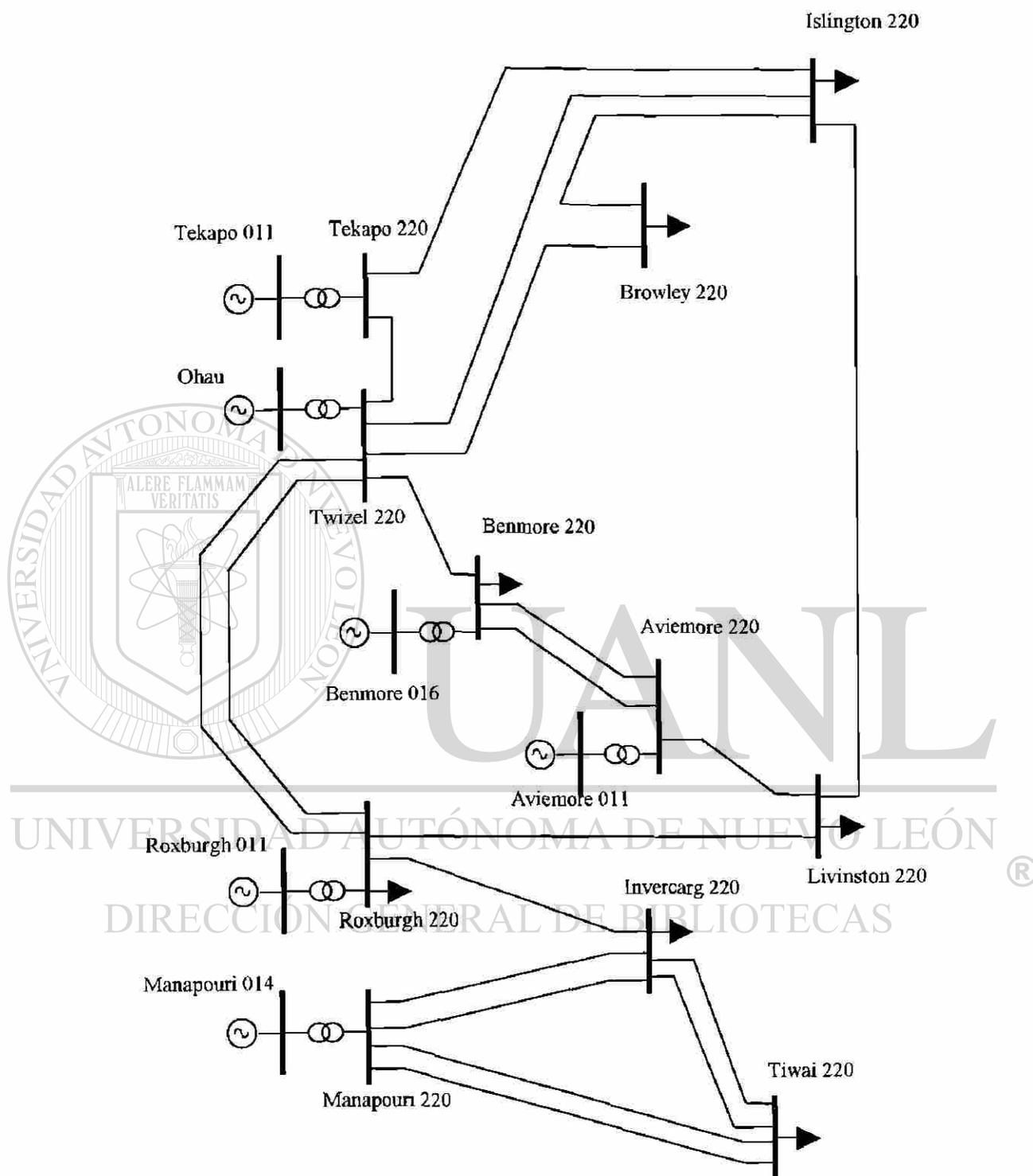


Figura 5.1 Sistema primario reducido de la Isla del Sur de Nueva Zelandia.

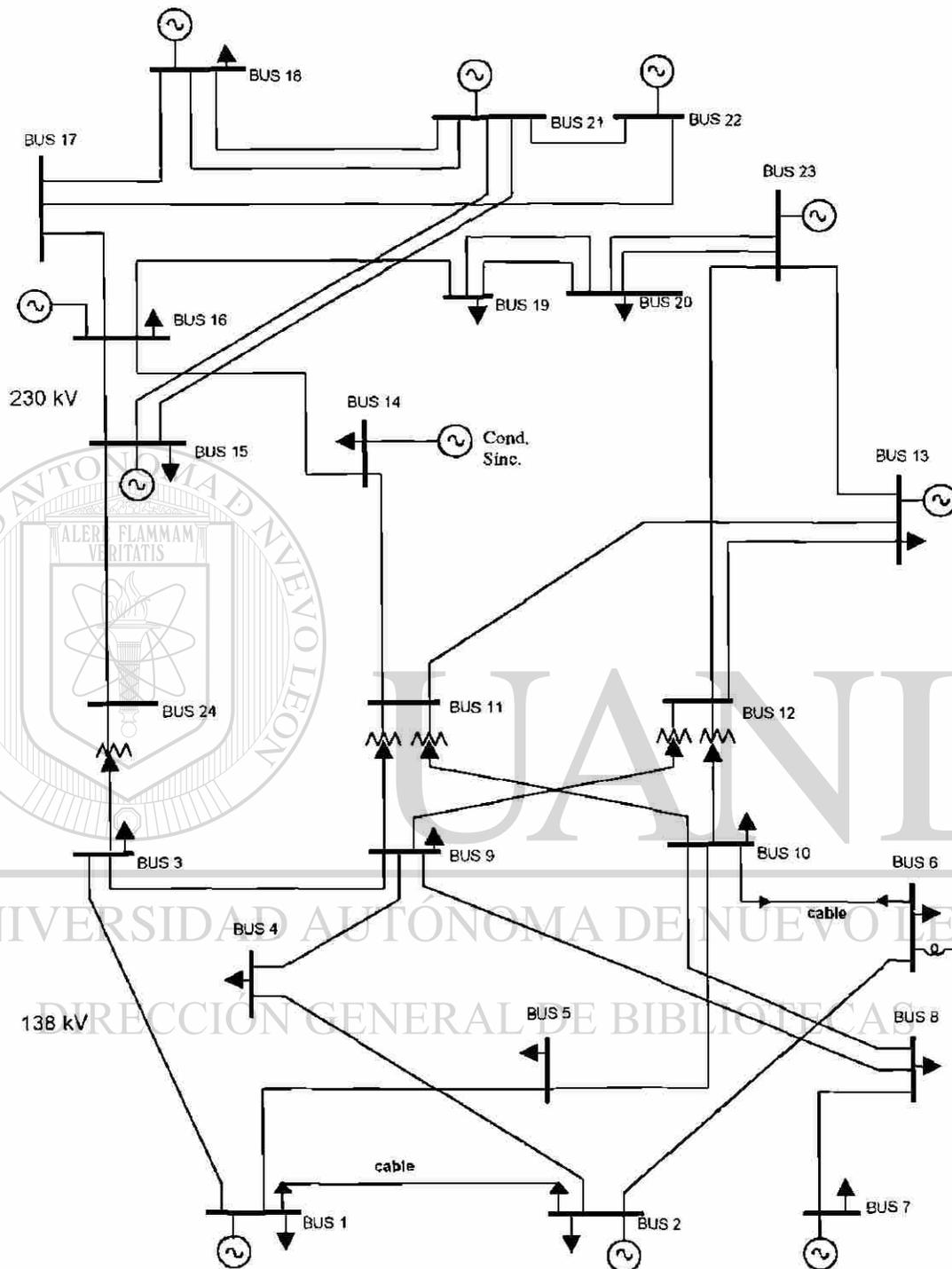


Figura 5.2 Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE, de 24 nodos.

5.2 Planificación de la Compensación Reactiva en la Red de Prueba del Sistema Neozelandés

El sistema de prueba utilizado en este apartado es el sistema representativo de la red eléctrica de la Isla del Sur en Nueva Zelandia, cuyo diagrama unifilar se mostró en la Figura 5.1. Los nodos del sistema se cargaron un 57% con respecto a los datos originales, lo que representa una condición de operación más crítica. La potencia de demanda en los diferentes nodos del sistema se muestra en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Potencia de demanda en los nodos del sistema de prueba.

	Nodo	MW	MVAR
1	Invercarg 220	314	76.5
2	Roxburgh 220	243.4	90
3	Manapouri 220	0	0
4	Manapouri 014	0	0
5	Tiwai 220	665.7	291
6	Roxburgh 11	0	0
7	Benmore 220	785	300
8	Benmore 016	0	0
9	Avimore 220	0	0
10	Avimore 011	0	0
11	Ohau 011	0	0
12	Livingston 220	235.5	90
13	Islington 220	785	450
14	Bromley 220	157	90
15	Tekapo 011	0	0
16	Tekapo 220	0	0
17	Twizel 220	0	0
	Sistema	3185.6	1387.5

El objetivo de estas pruebas iniciales es sensibilizar la calidad de la solución con respecto a los parámetros de Programación Evolutiva, tales como número de padres, número de generaciones, coeficientes de escalamiento de la mutación y número de individuos de élite. Los datos iniciales requeridos por el programa se muestran en la Tabla 5.2, dentro de los cuales no se incluyen contingencias. Los tipos de unidades de compensación para las pruebas se eligieron de baja capacidad con la intención de explotar la habilidad del programa de instalar unidades en diferentes sitios. Los datos de costos son aproximados y la mayoría

de ellos se dan en Millones de dólares (M\$). Información actual sobre capacidades y costos de inversión reales de los equipos de compensación puede obtenerse de la referencia [44].

Tabla 5.2 Datos iniciales para el programa de planificación de la compensación reactiva.

Tipo de compensación	Capacitiva
Capacidad de una unidad de compensación	5 Mvar
Costo del compensador	0.15 M\$ / Unidad
Penalización de la desviación de voltaje	10 000 M\$/p.u. V
Penalización por in factibilidad	1 000 000 M\$
Costo de pérdidas activas de transmisión	25 \$/MWh
Núm. de horas al año que se presenta la condición de demanda	600 hrs.
Núm. Máximo de unidades de compensación	45
Núm. Mínimo de unidades de compensación	0
Número de individuos de élite	1
Nodos candidatos	Todos los nodos de carga
Contingencias	Ninguna

5.2.1 Variación del Coeficiente de Escalamiento de la Mutación

Como objetivo de esta prueba se planteó el observar la influencia del coeficiente de escalamiento de la mutación (β), en las soluciones obtenidas por el programa de planificación de la compensación reactiva. Se considera una población de 20 individuos (padres más descendencia), un máximo de 150 generaciones y los valores predeterminados para β permanecen fijos a lo largo de todas las generaciones. La evolución de la solución que resulta para diferentes valores de β se muestra en las gráficas de la Figura 5.3. En todos los casos los tiempos de ejecución fueron de 1 minuto con 35 segundos.

De los resultados obtenidos se observa que los cambios pequeños en las mutaciones son los más favorables para la rápida convergencia de la solución hacia el óptimo. El problema que se presenta cuando los cambios en las mutaciones son muy grandes, es que la descendencia da saltos bruscos sobre toda la región factible lo que dificulta afinar la mejor solución encontrada, al no poder inspeccionar en sus contornos. Este problema se evita al reducir el escalamiento de las mutaciones, aunque esta situación afecta la habilidad de las

mutaciones de abandonar un mínimo local. Una estrategia más conveniente es utilizar un valor de β que vaya disminuyendo gradualmente conforme evoluciona la solución.

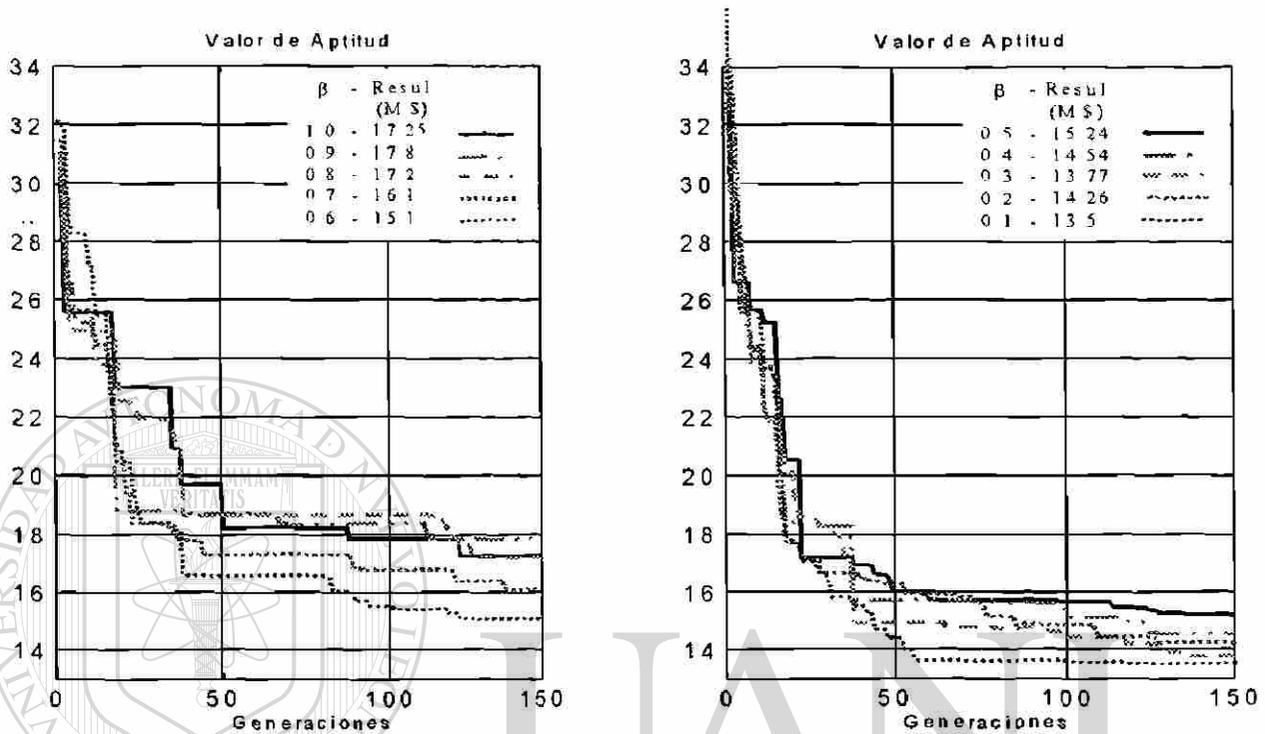


Figura 5.3 Influencia del coeficiente de escalamiento de la mutación.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

5.2.2 Influencia del Número de Generaciones

En esta prueba se intenta evaluar la influencia en la solución del número máximo de generaciones. Para lograr el objetivo, el programa se ajusta para detenerse por iteraciones. Se considera una β con valor fijo igual a 0.35 y una población de 20 individuos (padres más descendencia). Los resultados de esta prueba pueden apreciarse en la Figura 5.4.

De los resultados obtenidos puede observarse que a mayor número de generaciones, mejor es la solución encontrada y mayor el tiempo de ejecución requerido. Después de un cierto número de iteraciones, se observa una lenta mejoría de la solución, lo que puede aprovecharse para sintonizar un número máximo de generaciones que nos de una buena solución sin grandes sacrificios en los tiempos de ejecución. Se observa además, que los

tiempos de ejecución son proporcionales al número de generaciones requeridas, esta circunstancia resulta lógica, ya que el número de problemas de flujos de potencia que se resuelven es igual a Núm. Individuos * Núm. Generaciones * Núm. Contingencias.

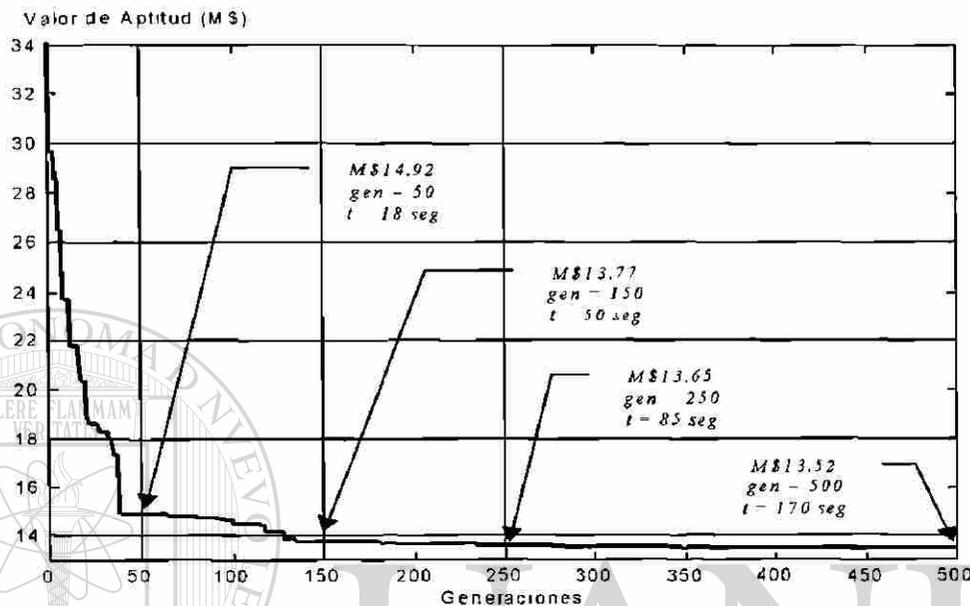


Figura 5.4 Influencia del número de generaciones en la solución.

5.2.3 Influencia del Tamaño de la Población

En esta prueba se intenta evaluar la influencia del tamaño de la población en la solución del programa. El tamaño de la población es igual al número de individuos padres más la descendencia, en este caso el número de generaciones y el factor β se ajustaron a 250 y 0.30 respectivamente. Una parte de los resultados obtenidos se muestran en la Figura 5.5.

De los resultados se observa que el número de individuos influye en la rapidez en que la solución converge a un punto estable. Para un número de generaciones muy grande, la solución para todos los casos coincidirá en un mismo punto solución, el cual es representado por el óptimo global del problema. Bajo esta circunstancia, cualquier caso puede llegar primero a la solución global, aunque entre mayor sea la población mayor será la probabilidad de lograrlo en menos generaciones. Cabe aclarar que el tiempo de procesamiento de cada

generación será mayor entre más grande sea el tamaño de la población, por este motivo se debe establecer un balance entre el tamaño de la población, el número de generaciones y los tiempos de procesamiento, de tal forma que la solución se obtenga eficientemente y con la exactitud requerida.

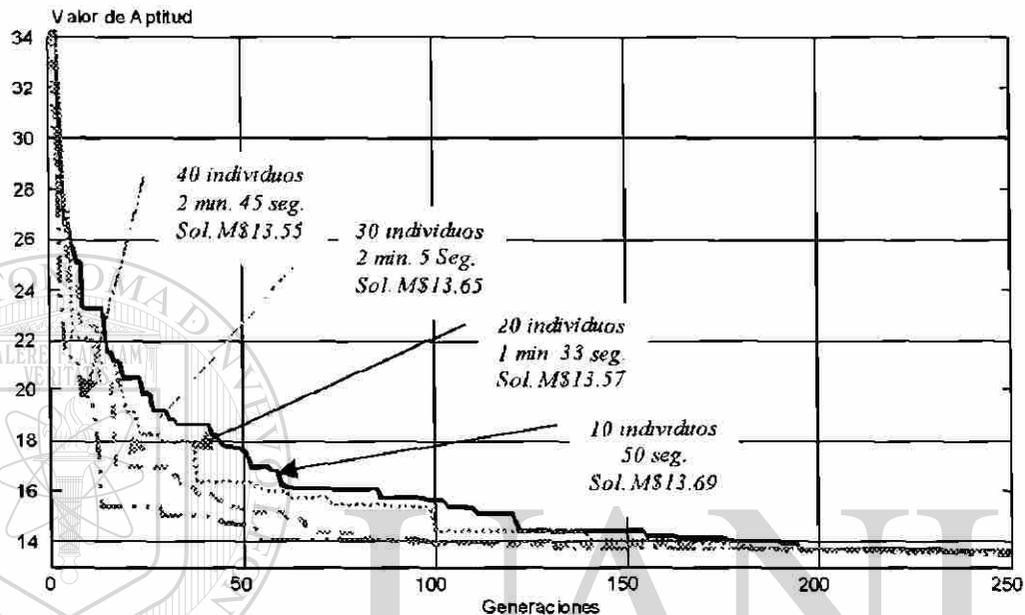


Figura 5.5 Influencia del número de individuos en la solución.

5.2.4 Influencia del Número de Individuos de Elite

En esta prueba se intenta evaluar la influencia del número de individuos que se seleccionan para formar parte del grupo de élite. Como ya se discutió en el Apartado 4.6.5, en el algoritmo de *PE* utilizado se ha definido un proceso de selección de individuos de élite, el cual sirve para asegurar que al menos los N_e mejores individuos de cada generación sobrevivan como padres de la siguiente generación. Los restantes $N_p - N_e$ individuos que sobrevivirán, serán aquellos que resulten con más puntuación de una competencia estocástica. Teóricamente es recomendable elegir valores para N_e cercanos a 1 y alejados de N_p , ya que con esto se disminuyen las posibilidades de que la población quede atrapada en un mínimo local.

Para la prueba se eligen valores de N_e iguales a 1, 5 y 10, una población de 20 individuos (padres más descendencia), un número de generaciones de 750 y un factor de escalamiento de las mutaciones β igual a 0.25. En la Figura 5.6 se pueden observar las características de convergencia de la solución para los diferentes valores de N_e propuestos. En todos los casos los tiempos de ejecución resultaron ser de 2 minutos 20 segundos aproximadamente.

De los resultados se observa que el caso en que N_e es igual a 10 la solución queda atrapada en un mínimo local desde la iteración 224. Para los casos de N_e igual a 1 y 5, se observó un comportamiento de la convergencia de la solución muy similar llegando ambas aproximadamente a la misma solución al final de la simulación.

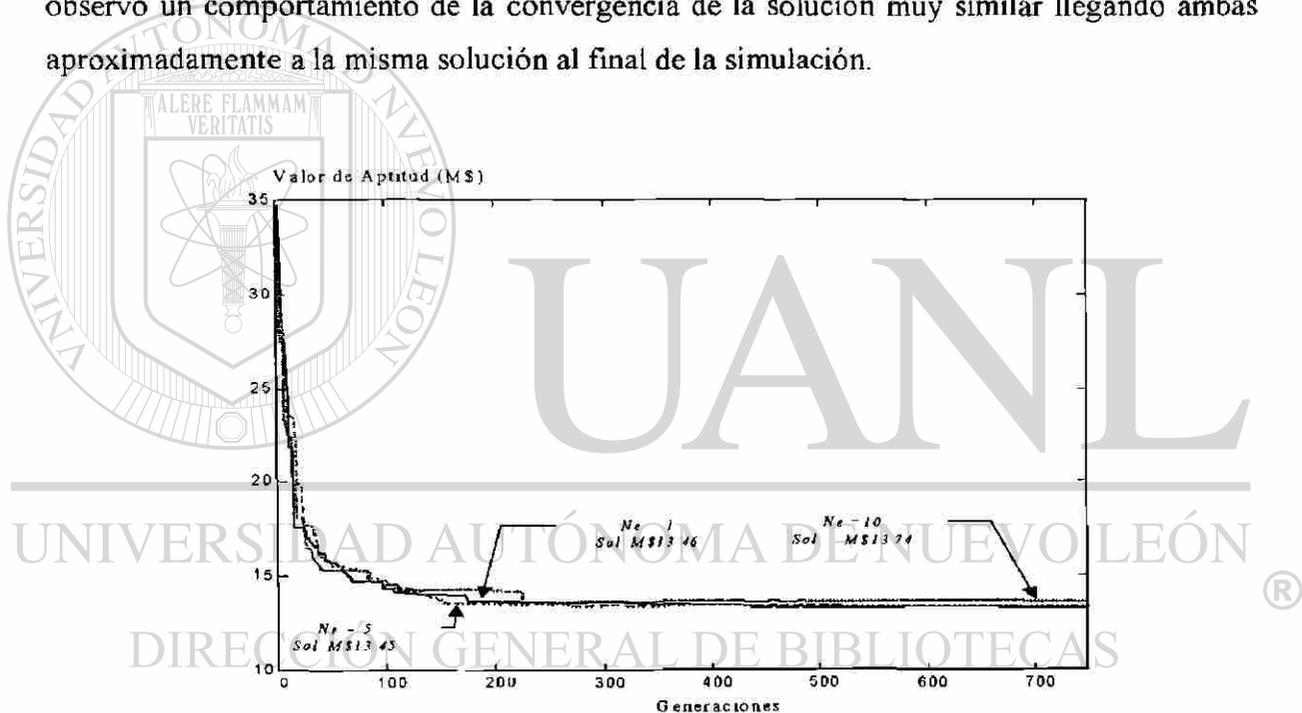


Figura 5.6 Comportamiento de la solución para diferentes valores de élite.

5.2.5 Análisis de la Solución Óptima

La solución considerada como óptima se obtuvo ajustando el número de generaciones a 250, con una población de 20 individuos y con un factor β de 0.25. Los resultados de instalación de compensadores se pueden apreciar en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Resultados de instalación de compensadores.

Nodo	Núm. de Compensadores	Capacidad en p. u.
1	21	1.05
5	42	2.10
12	15	0.75

En la Tabla 5.4 se muestran los resultados de costos para la condición de referencia (sin incremento en la compensación) y para la solución óptima, la cual resulta de la planificación de la compensación reactiva. Se puede observar que en el caso de referencia, el costo total resulta elevado en especial por el alto costo de penalización de la desviación del voltaje. La solución óptima resulta con un costo total inferior puesto que las inversiones de equipos de compensación efectuadas en el sistema lograron aminorar la desviación de los voltajes nodales. El costo total de la solución óptima está influenciado principalmente por los costos de inversión del equipo de compensación y en menor medida por las penalizaciones asignadas a las pérdidas y a las desviaciones de voltaje.

En la Figura 5.7 se muestran los perfiles de voltaje nodal que resultan en las condiciones de referencia y en la solución óptima. En la figura se aprecia que en el caso base, la magnitud de los voltajes en algunos nodos de carga se ven afectados por estar abajo del límite de seguridad de 0.95 p. u. En esta prueba se consideró a todos los generadores sin restricciones de compensación de reactivos, es por eso que los nodos de voltaje controlado conservan su posición de referencia dentro del perfil de voltajes.

Tabla 5.4 Comparación de resultados de costos (en M\$).

Caso de Referencia		Solución Óptima	
Costo de Inversión:	0.0	Costo de Inversión:	11.70
Desviación del Voltaje:	542.9	Desviación del Voltaje:	0.27
Pérdidas Activas:	1.78	Pérdidas Activas:	1.48
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	544.7	Costo de Operación:	1.75
Costo Total	544.7	Costo Total	13.45

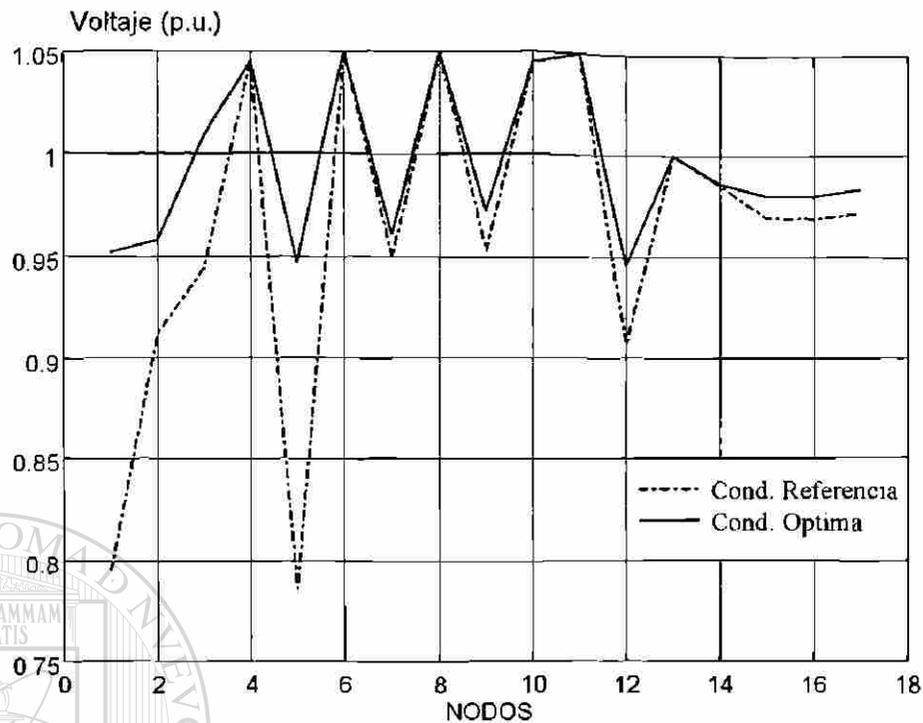


Figura 5.7 Perfil de voltajes para las condiciones de referencia y óptima.

Las Tablas 5.5 y 5.6 muestran algunos parámetros nodales que son el resultado de las condiciones de referencia y óptima respectivamente. Al comparar tales parámetros, se observa una ligera mejoría en la magnitud de las posiciones angulares de todos los nodos, situación que resulta de beneficio marginal para la estabilidad del sistema. La potencia activa generada por el nodo slack es menor, lo cual se debe a que las pérdidas activas en la transmisión se reducen. Se observa además, una reducción en la potencia reactiva compensada por los generadores, lo que directamente se traduce en una menor circulación de reactivos por la red de transmisión y en una mayor reserva de reactivos en los generadores.

En la Tabla 5.7 se muestran las pérdidas activas y los requerimientos de reactivos en cada una de las ramas de la red de transmisión resultantes para las condiciones de referencia y óptima. Se observa que se logra reducir en todas las ramas, tanto las pérdidas activas como los requerimientos de reactivos, que cada rama necesita para realizar la función de transporte de potencia.

Tabla 5.5 Parámetros nodales resultantes para la condición de referencia.

Nodo	Voltaje	Angulo	P gen.	Q gen.	P carga	Q carga
INV220	0.79511	-54.50	0	0	314	76.5
ROX220	0.91198	-19.33	0	0	243.4	90
MAN220	0.94458	-45.01	0	0	0	0
MAN014	1.04500	-39.31	637.1	662.5	0	0
TIW220	0.78583	-56.10	0	0	665.7	291
ROX011	1.05000	0	815.2	456.5	0	0
BEN220	0.94945	-21.95	0	0	785	300
BEN016	1.05000	-10.41	637.1	369	0	0
AVI220	0.95334	-17.86	0	0	0	0
AVI011	1.04500	-1.38	637.1	282.5	0	0
OHAU	1.05000	-13.11	637.1	234.6	0	0
LIV220	0.90673	-24.87	0	0	235.5	90
ISL220	1.00000	-47.55	0	903.7	785	450
BRM220	0.98565	-46.82	0	0	157	90
TEK011	0.96900	-25.80	0	0	0	0
TEK220	0.96900	-25.80	0	0	0	0
TWI220	0.97203	-24.09	0	0	0	0

Tabla 5.6 Parámetros nodales resultantes para la solución óptima.

Nodo	Voltaje	Angulo	P gen.	Q gen.	P carga	Q carga
INV220	0.95139	-44.35	0	0	314	76.5
ROX220	0.95731	-17.83	0	0	243.4	90
MAN220	1.00943	-36.24	0	0	0	0
MAN014	1.04500	-30.78	637.1	238.4	0	0
TIW220	0.94656	-45.47	0	0	665.7	291
ROX011	1.05000	0	785.7	324.7	0	0
BEN220	0.96081	-19.79	0	0	785	300
BEN016	1.05000	-8.36	637.1	331.3	0	0
AVI220	0.97077	-15.88	0	0	0	0
AVI011	1.04500	-0.32	637.1	240.7	0	0
OHAU	1.05000	-10.91	637.1	197.6	0	0
LIV220	0.94236	-22.81	0	0	235.5	90
ISL220	1.00000	-44.73	0	853	785	450
BRM220	0.98659	-44.03	0	0	157	90
TEK011	0.97983	-23.50	0	0	0	0
TEK220	0.97983	-23.50	0	0	0	0
TWI220	0.98337	-21.85	0	0	0	0

Tabla 5.7 Pérdidas de potencia activa y requerimientos reactivos en la red de transmisión resultantes para las condiciones de referencia y óptima.

Nodos		Pérdidas MW	Reactivos ¹ MVAR	Pérdidas MW	Reactivos ² MVAR
Origen	Destino				
3	4	4.64	123.78	2.54	67.76
4	2	15.84	316.74	13.08	261.69
17	11	16.73	133.81	16.14	129.12
9	10	6.67	200.16	6.35	190.64
7	8	5.90	157.35	5.61	149.68
16	15	0.00	0.00	0.00	0.00
1	3	6.75	27.66	3.55	0.48
1	3	6.75	27.66	3.55	0.48
3	5	5.24	30.50	2.84	0.58
3	5	5.24	30.50	2.84	0.58
1	5	1.09	2.97	0.70	-0.11
1	5	1.09	2.97	0.70	-0.11
1	2	22.80	238.64	15.70	157.13
2	17	0.78	-14.46	0.42	-18.90
2	17	0.78	-14.46	0.42	-18.90
2	12	1.52	-8.80	1.38	-10.80
7	17	0.78	-0.58	0.75	-0.97
12	9	11.16	43.49	10.42	40.10
9	7	0.74	7.42	0.70	6.96
9	7	0.74	7.42	0.70	6.96
12	13	13.40	48.56	12.54	42.10
17	16	1.62	6.22	1.55	5.83
16	13	16.10	70.45	15.41	65.83
17	14	14.90	61.15	14.33	56.65
14	13	0.70	-1.42	0.63	-1.77
17	13	16.14	69.22	15.48	64.10
Totales:		178.1	1567.0	148.3	1195.0

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

5.2.6 Análisis de Sensitividad de la Solución Óptima

Con el fin de identificar la robustez o la vulnerabilidad de la solución encontrada, es necesario realizar una serie de pruebas que consideren cambios en alguno de los datos, parámetros o resultados, y de esta forma se determina la sensibilidad de dicha solución. Las pruebas realizadas para cuantificar la calidad de la solución son los siguientes:

¹ Caso de Referencia

² Solución Óptima

- a) Se elimina un elemento compensador por nodo de cada uno de los propuestos.

Los costos que resultan para esta prueba se muestran en la Tabla 5.8. De los resultados se puede observar que en ningún caso el costo total obtenido es menor que el costo total asociado con la solución óptima; aunque la diferencia es pequeña lo que hace suponer la alta sensibilidad de la solución óptima (M\$13.45). Al comparar los resultados de costos se puede asegurar que la solución óptima no presenta una sobre instalación de equipo, ya que al dejar de invertir en alguno de los compensadores propuestos se tiene un aumento en el valor de la desviación de voltaje, y por consiguiente, un aumento en la penalización por desviación de voltaje.

Tabla 5.8 Costo resultante en (M\$) al eliminar un compensador en cada uno de los nodos propuestos.

	Nodo 1	Nodo 5	Nodo 12
Costo de inversión	11.55	11.55	11.55
Costo de operación por pérdidas	1.485	1.486	1.485
Penalización por desviación de Voltaje	0.475	0.488	0.468
Penalización por infactibilidad	0.0	0.0	0.0
Costo Operación + Penalización	1.96	1.974	1.954
Costo Total	13.51	13.523	13.504

- b) Se restringe a 1.5 p. u. la capacidad máxima de compensación a instalar por nodo.

Como este caso representa una situación más restringida se espera que el costo total sea mayor. La diferencia (de M\$0.58) se reparte entre el costo de inversión y la penalización por desviación del voltaje. El número de compensadores instalados difiere por 2 unidades, llegando al límite máximo establecido en dos de los nodos candidatos. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9. Resultados de instalación y costos (en M\$) al restringir la capacidad máxima de compensación a instalar por nodo a 1.5 p.u.

Nodo	Núm. de Compensadores	Capacidad en p. u.	Costo de Inversión:	12.0
1	30	1.5	Desviación de Voltaje:	0.55
3	4	0.2	Pérdidas Activas:	1.49
5	30	1.5	Infactibilidad	0.00
12	16	0.8	Costo de Operación:	2.03

			Costo Total	14.03

c) No se consideran costos de inversión.

En este caso, el programa considera como función objetivo únicamente la minimización de las pérdidas y la desviación del voltaje. En los resultados se observa que es un número grande de compensadores que se instalan. El costo total representa las pérdidas mínimas que se tendrían en caso de que se contara con soporte reactivo en todos los nodos. Es de esperarse, que tanto la potencia reactiva compensada por los generadores, así como la circulación de reactivos en la red se reduzcan. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Resultados de instalación y costos (en M\$) de la prueba que no considera los costos de inversión.

Nodo	Núm. de Compensadores	Capacidad en p. u.	Costo de Inversión:	0.0
1	43	2.15	Desviación de Voltaje:	0.00
2	35	1.75	Pérdidas Activas:	1.26
5	45	2.25	Infactibilidad	0.00
7	35	1.75	Costo de Operación:	1.26
9	30	1.50	-----	
12	22	1.10	Costo Total	1.26
14	32	1.60		
16	9	0.45		
17	39	1.95		

5.3 Planificación de la Compensación Reactiva en el Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE

El sistema de prueba utilizado en este apartado es el Sistema de Prueba de Confiabilidad del IEEE [43], cuyo diagrama unifilar se mostró en la Figura 5.2. Los datos de entrada para el programa de planificación de la compensación reactiva se muestran de las Tablas 5.11 a la 5.17. Para el coeficiente de escalamiento de las mutaciones β presentado en la Tabla 5.16, se considera que su valor disminuye uniformemente desde un valor $\beta_{inicial}$ hasta un valor β_{final} , conforme la solución va evolucionando, los decrementos de β en cada iteración son iguales a $(\beta_{inicial} - \beta_{final}) / (\text{Núm. Máx. de Generaciones})$.

Tabla 5.11 Información de compensadores.

Capacidades en pu MVar a la base de 100 MVA:	Costo de Inversión (M\$/Unidad)	Límite Máximo de Instalación Por Nodo	Límite Mínimo de Instalación Por Nodo
0.05 (Capacitor)	0.15	15	0
-0.05 (Reactor)	0.15	15	0

Tabla 5.12 Información de costos.

Por Pérdidas (\$/MWh):	Por Desviación de Voltaje (M\$/pu V):	Por Inafectibilidad
25	10 000.	1 000 000

Tabla 5.13 Nodos candidatos.

<p>Todos los Nodos de carga:</p> <p>3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 17, 19, 20, 24</p>
--

Tabla 5.14 Información de disponibilidad de generadores.

Generador	Nodo	Tasa de Salida Forzada	Semanas en Mantenimiento Preventivo al Año
Turbogas 12 MW	1	0.10	2
Turbogas 12 MW	1	0.10	2
Carbón 76 MW	1	0.02	3
Carbón 76 MW	1	0.02	3
Turbogas 12 MW	2	0.10	2
Turbogas 12 MW	2	0.10	2
Carbón 76 MW	2	0.02	3
Carbón 76 MW	2	0.02	3
Vapor 100 MW	7	0.04	3
Vapor 100 MW	7	0.04	3
Vapor 100 MW	7	0.04	3
Vapor 197 MW	13	0.05	4
Vapor 197 MW	13	0.05	4
Vapor 197 MW	13	0.05	4
Generador Sincrono	15	0.00	0
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Vapor 12 MW	15	0.02	2
Carbón 155 MW	15	0.04	4
Carbon 155 MW	16	0.04	4
Nuclear 400 MW	18	0.12	6
Nuclear 400 MW	21	0.12	6
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Hidroeléctrica 50 MW	22	0.01	2
Carbón 155 MW	23	0.04	4
Carbón 155 MW	23	0.04	4
Carbón 350 MW	23	0.08	5

Tabla 5.15 Información de contingencias.

Número de Generadores en Contingencia Sencilla:	34 (Todos)
Numero de Ramas en Contingencia Sencilla:	38 (Todas)

Tabla 5.16 Parámetros de programación evolutiva.

Número de Padres	10
Número Máximo de Generaciones	250
Número de Individuos de Élite	4
Beta Inicial	0.35
Beta Final	0.05

Tabla 5.17 Información de capacidades y demandas en el sistema.

Capacidad Instalada:	3450 MW
Capacidad Media Efectiva:	2926 MW
Demanda Máxima: (para la decisión de capacitores)	2900 MW
Demanda Mínima: (para la decisión de reactores)	864 MW
Núm. de horas. al año de la condición de demanda:	600 hrs

5.3.1 Resultados de instalación de compensadores para demanda máxima

En esta prueba se realiza la planificación de la compensación reactiva tomando de referencia la condición de demanda máxima, por lo que el equipo de compensación reactiva a instalar es únicamente de tipo capacitivo.

Los resultados de instalación de capacitores se pueden apreciar en la Tabla 5.18. En La Tabla 5.19 se muestran los costos que resultan para la condición de referencia y para la solución considerada como óptima. En este estudio se consideraron contingencias, por esta razón deberá corresponderle un factor de ponderación de 1.0 a la contingencia que resulte con el costo más alto después de evaluar todas las contingencias. La contingencia de costo más alto será la representativa de cada solución.

En la Figura 5.8 se pueden comparar los perfiles de voltaje nodal para el caso de referencia y de solución óptima. Puede apreciarse una importante mejoría en la magnitud de los voltajes nodales, una vez que se han instalado los equipos de compensación. El comportamiento de la solución a lo largo de todas las generaciones se muestra en la Figura 5.9. El tiempo de ejecución requerido para la prueba fue de aproximadamente 4 minutos 55 segundos.

Tabla 5.18 Resultados de instalación de capacitores para la condición de demanda máxima.

Nodo	# de Unidades	Capacidad en p.u.
3	14	0.70
4	3	0.15
8	6	0.30

Tabla 5.19 Resultados de costos (en M\$) para la condición de demanda máxima.

Condición de Referencia		Solución Óptima	
Costo de Inversión:	0.00	Costo de Inversión:	3.45
Desviación de Voltaje:	114.83	Desviación de Voltaje:	0.00
Pérdidas Activas:	1.59	Pérdidas Activas:	1.81
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	116.42	Costo de Operación:	1.81
Costo Total	116.42	Costo Total	5.26
Contingencia más severa: Salida de la Rama 27		Contingencia más severa: Salida de la Rama 23	

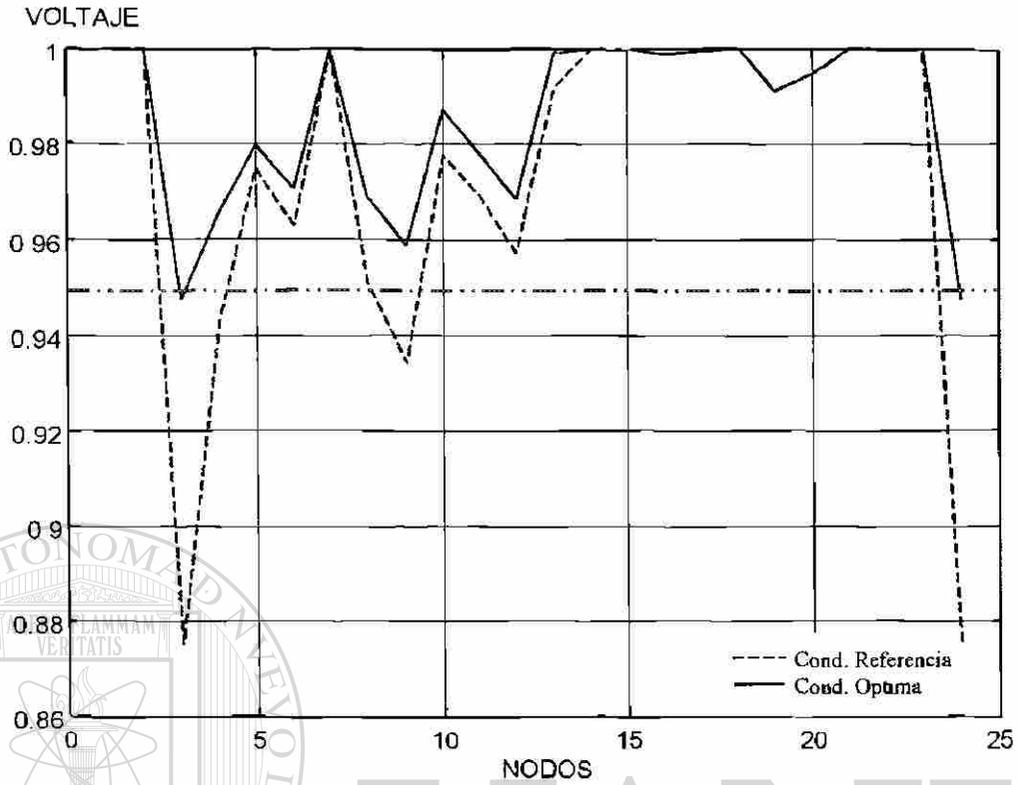


Figura 5.8 Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda máxima.

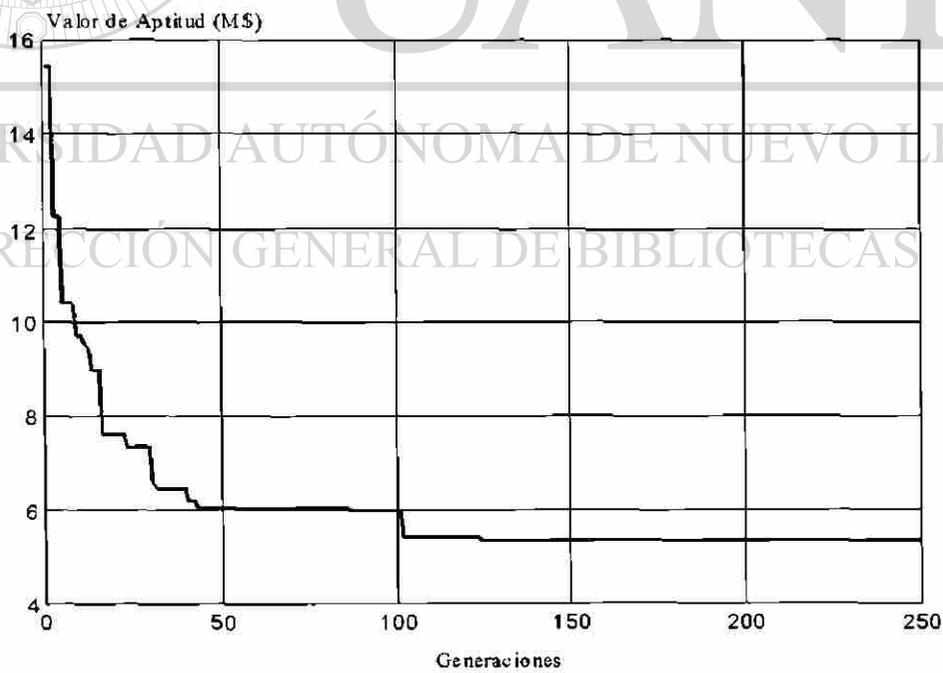


Figura 5.9 Comportamiento de la solución a lo largo de las generaciones, para el caso de demanda máxima.

5.3.2 Resultados de instalación de compensadores para demanda máxima y limitando la capacidad máxima de reactivos de los generadores

Con la intención de degradar un poco más el perfil de voltaje para la condición de referencia, en esta prueba se restringió el límite máximo de compensación reactiva de los generadores a un 70%. Esta situación reduce drásticamente el perfil de voltaje en la condición de referencia, como puede apreciarse en la Figura 5.10. Una vez realizada la planificación de la compensación se observa en la Tabla 5.20 un aumento obvio en el número de capacitores instalados, además de que se corrige el perfil de voltaje nodal a niveles aceptables. Los resultados de costos se muestran en la Tabla 5.21. El comportamiento de convergencia de la solución se muestra en la Figura 5.11. El tiempo de ejecución requerido para la prueba fue de 4 minutos 55 segundos aproximadamente.

Tabla 5.20 Resultados de instalación de capacitores para la condición restringida de demanda máxima.

Nodo	# de Unidades	Capacidad en p.u.
3	14	0.65
4	2	0.10
8	9	0.45
9	4	0.20
24	1	0.05

Tabla 5.21 Resultados de costos (en M\$) para la condición restringida de demanda máxima.

Condición de Referencia		Solución Óptima	
Costo de Inversión:	0.00	Costo de Inversión:	4.50
Desviación de Voltaje:	894.23	Desviación de Voltaje:	0.12
Pérdidas Activas:	1.83	Pérdidas Activas:	1.83
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	896.07	Costo de Operación:	1.95
Costo Total	896.07	Costo Total	6.45
Contingencia mas severa: Salida de la Rama 27		Contingencia más severa: Salida de la Rama 23	

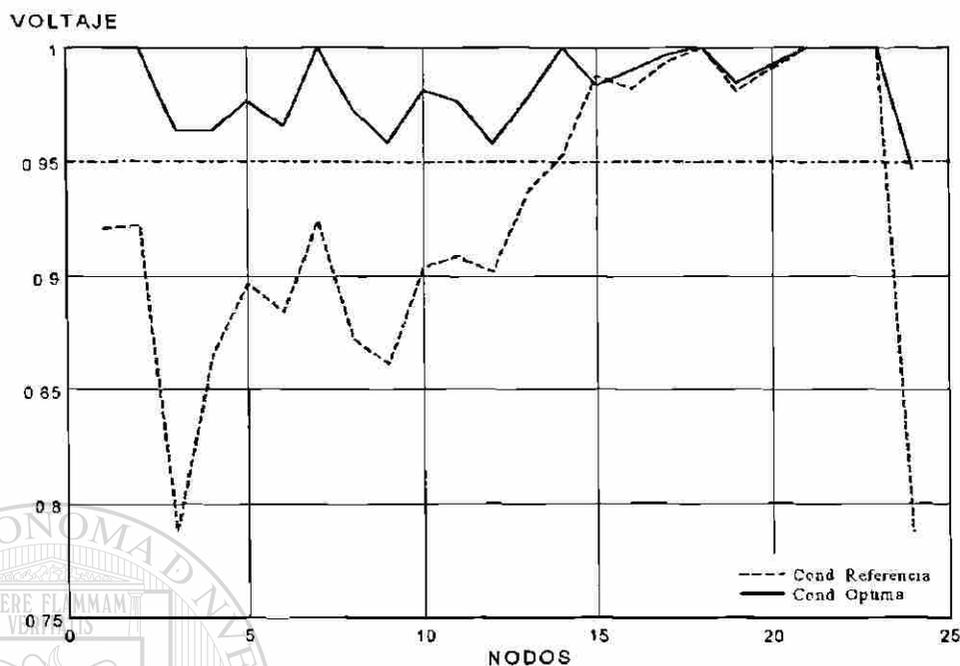


Figura 5.10 Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda máxima con restricción en la capacidad de compensación de los generadores.

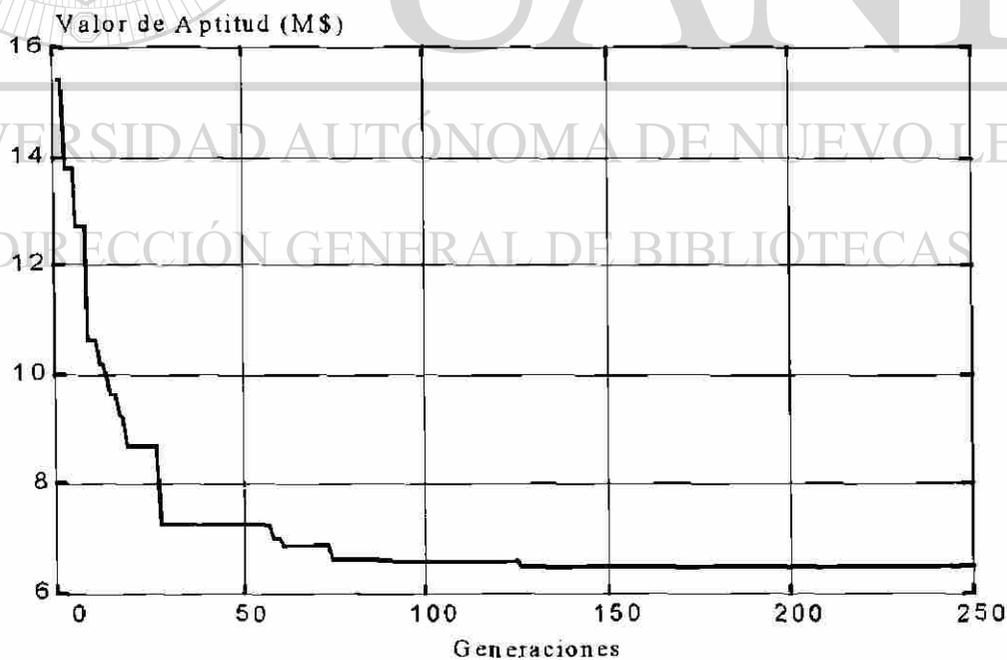


Figura 5.11 Comportamiento de la solución para el caso de demanda máxima con restricciones en la compensación de generadores.

5.3.3 Resultados de instalación de compensadores para demanda mínima

En esta prueba se pretende observar los requerimientos de compensación reactiva durante la condición de demanda mínima. En esta condición, existe un exceso de compensación capacitiva provocada por las líneas de transmisión, por lo que se requiere de la instalación de equipos de compensación inductiva que ayuden a equilibrar el exceso de reactivos en el sistema.

De los resultados del programa de planificación reactiva, se observa que no son requeridos equipos de compensación inductiva. Esto se debe a que la capacidad de compensación de los generadores del sistema es suficiente para lograr el equilibrio de reactivos en el sistema. En la Tabla 5.22 se pueden observar los resultados de costos. En esta tabla se observa que el costo total está formado por una pequeña cantidad debido a la penalización por desviación del voltaje y otra por pérdidas. En la Figura 5.12 se muestra el perfil de voltaje nodal en donde se hace evidente que no se requiere compensación.

Tabla 5.22 Resultados de costos (en MS) para la condición de demanda mínima.

Condición de Referencia		Solución Óptima
Costo de Inversión:	0.00	No se requirió la instalación de compensadores.
Desviación del Voltaje:	0.08	
Pérdidas Activas:	0.11	
Infactibilidad	0.00	
Costo de Operación:	0.20	

Costo Total	0.20	
Contingencia más restrictiva: Salida de la Rama 27		

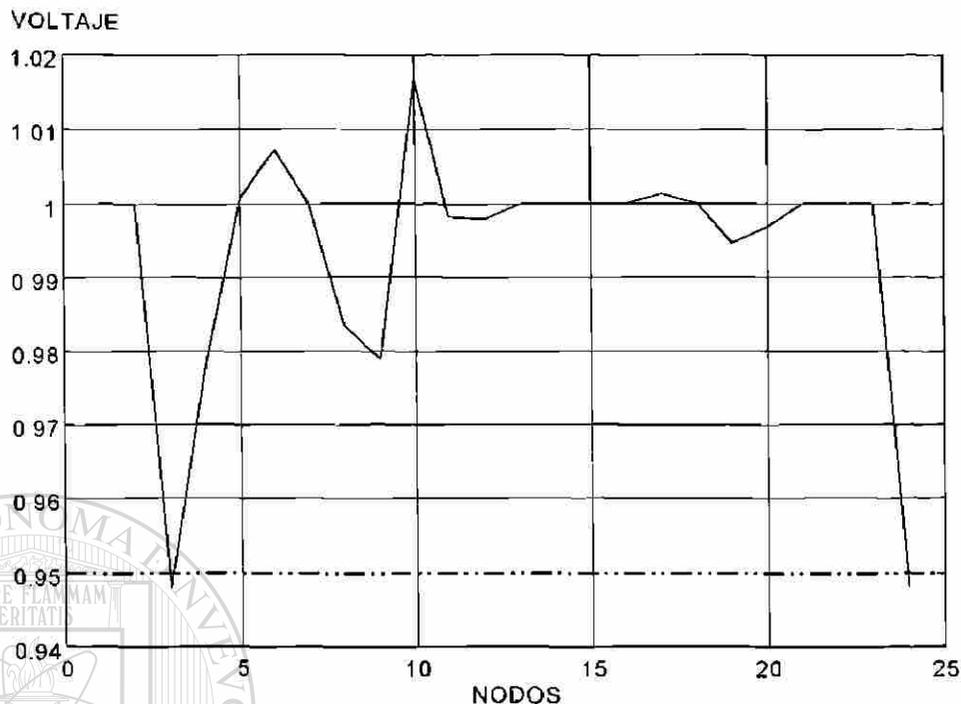


Figura 5.12 Perfil de voltaje nodal para demanda mínima.

5.3.4 Resultados de instalación de compensadores para demanda mínima limitando la capacidad mínima de reactivos de los generadores

El objetivo de este estudio es forzar las condiciones para que el sistema requiera compensación inductiva, esto se logra restringiendo el límite mínimo de compensación reactiva en los generadores. Para lograr el estudio se optó multiplicar por -1.0 al límite mínimo de compensación de los generadores, bloqueando su habilidad de subexcitación. Esta situación resultó ser una condición bastante severa para el sistema por la forma en que se degrada el perfil de voltaje nodal, tal como se puede observar en la Figura 5.13. La instalación de equipos de compensación inductiva ayudó a mantener el perfil de voltaje dentro de los rangos permitidos.

Los resultados de instalación de equipos de compensación inductiva se pueden apreciar en la Tabla 5.23. Los resultados de costos se muestran en la Tabla 5.24. En el caso de referencia los costos de penalización por desviación de voltaje resultan ser muy altos y

con la instalación de equipos de compensación inductiva se logra aminorar tales desviaciones de manera significativa. La característica de convergencia de la solución para esta prueba se muestra en la Figura 5.14. El tiempo de ejecución fue de aproximadamente 6 minutos 25 segundos.

Tabla 5.23 Resultados de instalación de capacitores en demanda mínima con restricción en la capacidad de reactivos de los generadores.

Nodo	# de Unidades	Capacidad en p.u.
5	2	-0.10
6	12	-0.60
9	10	-0.45
10	12	-0.60
12	3	-0.15
19	2	-0.10

Tabla 5.24 Resultado de costos (en M\$) para la condición restringida de demanda mínima con restricción en la capacidad de reactivos de los generadores.

Caso de Referencia		Solución:	
Costo de Inversión:	0.0	Costo de Inversión:	6.15
Desviación del Voltaje:	6589.9	Desviación del Voltaje:	1.31
Pérdidas Activas:	0.43	Pérdidas Activas:	0.10
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	6590.3	Costo de Operación:	1.41
Costo Total	6590.3	Costo Total	7.56
Contingencia mas restrictiva: Salida de la Rama 29		Contingencia más restrictiva: Salida de la Rama 27	

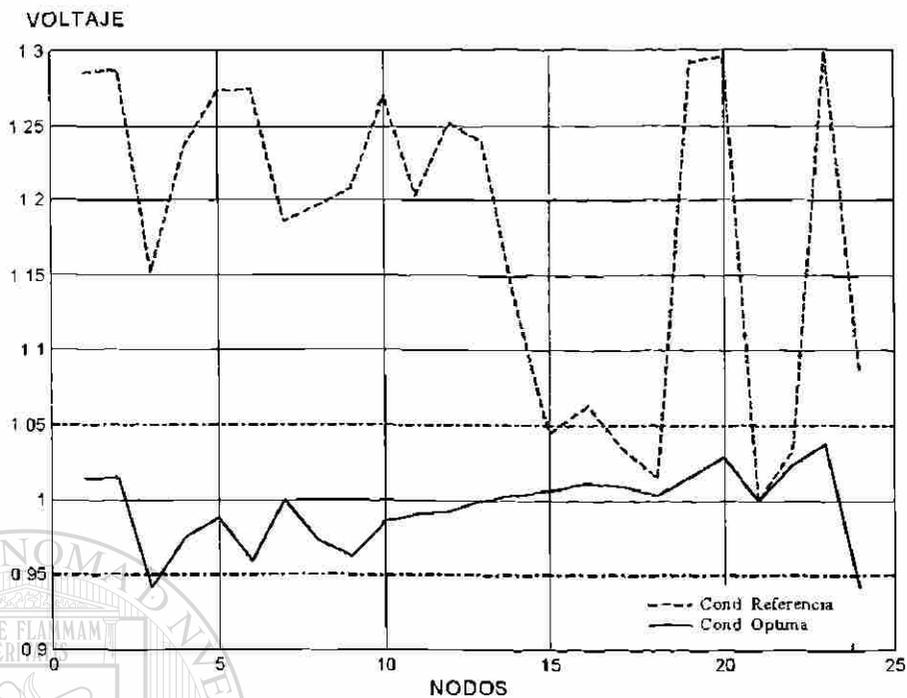


Figura 5.13 Comparación de los perfiles de voltaje nodal para demanda mínima y con restricción en la capacidad de compensación de generación.

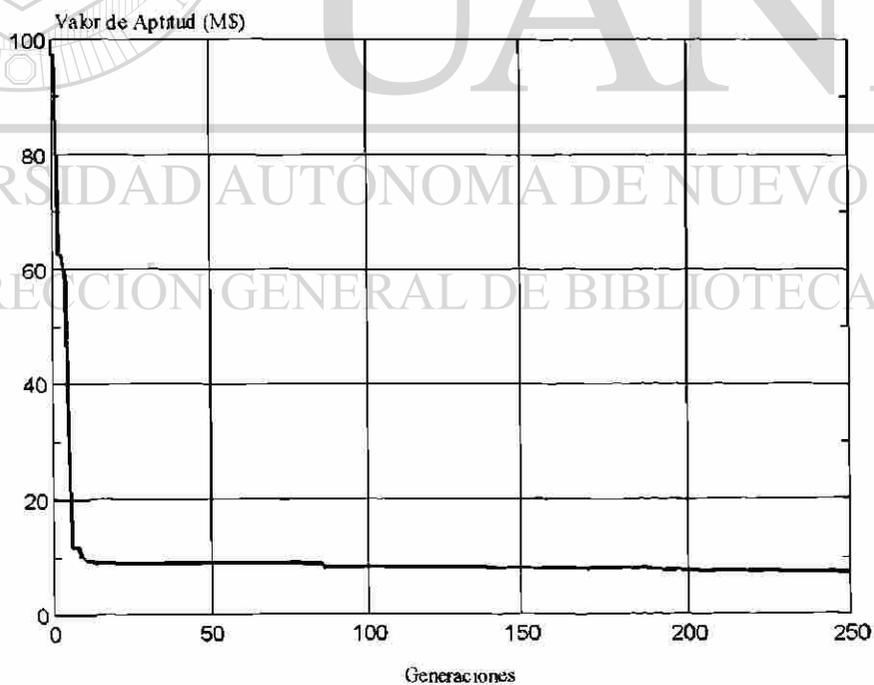


Figura 5.14 Comportamiento de la solución del caso de demanda mínima con restricción en la capacidad de compensación de generación.

5.3.5 Resultados para demanda máxima teniendo como opción dos tipos de compensadores

En esta prueba se realiza la planificación de la compensación reactiva para la condición de demanda máxima y con dos tipos diferentes de capacitores con capacidades de 5 y 10 MVAR y costos de \$150,000 y \$225,000 respectivamente. Por haber más variables de decisión, en esta prueba el número de generaciones se amplía a 750. Los datos de estas unidades se muestran en la Tabla 5.25. El resto de los datos iniciales son los que se muestran en las Tablas 5.11 a la 5.17.

De los resultados de instalación y de costos, mostrados en las Tablas 5.26 y 5.27 respectivamente, se observa que la capacidad de compensación instalada es similar a la que resulta en la prueba del apartado 5.3.1, aunque en esta prueba el costo de inversión es menor por consecuencia de la economía de escala representada por el capacitor de 10 MVAR. El perfil de voltaje para los casos de referencia y óptima resultaron ser iguales a los mostrados en la Figura 5.8. En la característica de convergencia de la solución, mostrada en la Figura 5.15, se observa que el algoritmo obtiene la solución óptima poco antes de llegar a las 600 generaciones. El tiempo de ejecución requerido para las 750 generaciones fue de 14 minutos 50 segundos aproximadamente.

Tabla 5.25 Características de los tipos de capacitores utilizados para la prueba.

Tipos de Capacitores	Núm. Máx. de Unidades a Instalar por Nodo Candidato	Costo de Inversión (M\$)
5 MVAR	5	0.15
10 MVAR	10	0.225

Tabla 5.26 Resultados de instalación para la prueba con dos tipos de capacitores.

Nodo	# de Unidades		Capacidad en p.u.
	5 Mvar	10 Mvar	
3	0	7	0.70
4	1	1	0.15
8	0	3	0.30

Tabla 5.27 Resultados de costos (en M\$) para la prueba con dos tipos de capacitores.

Condición de Referencia		Solución Óptima	
Costo de Inversión:	0.00	Costo de Inversión:	2.63
Desviación de Voltaje:	114.83	Desviación de Voltaje:	0.00
Pérdidas Activas:	1.59	Pérdidas Activas:	1.81
Infactibilidad	0.00	Infactibilidad	0.00
Costo de Operación:	116.42	Costo de Operación:	1.81
Costo Total	116.42	Costo Total	4.43
Contingencia más severa: Salida de la Rama 27		Contingencia más severa: Salida de la Rama 23	

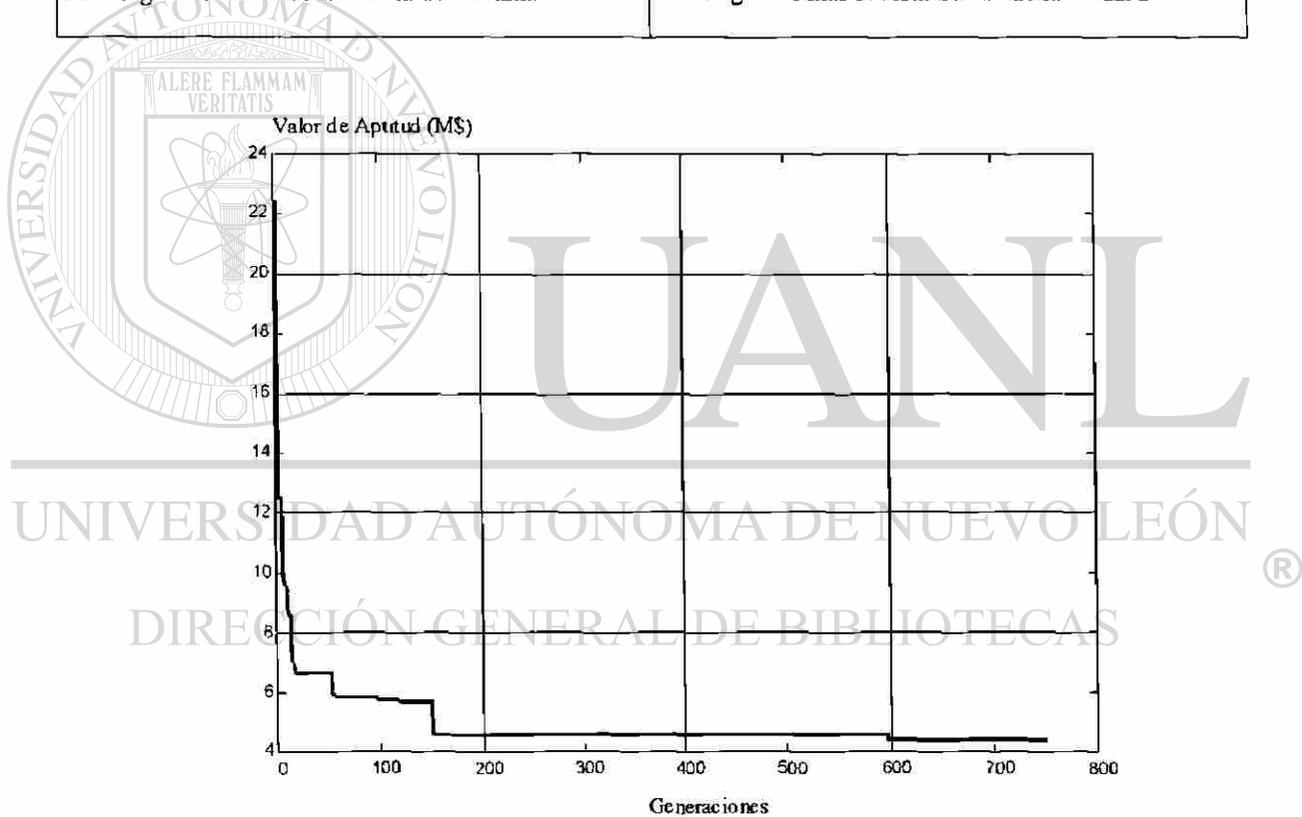


Figura 5.15 Comportamiento de la solución del caso de demanda mínima con dos tipos de capacitores como opciones de expansión.

5.4 Síntesis de Resultados

En este capítulo se presentaron los resultados de un conjunto de pruebas realizadas al programa de computación para la Planificación de la Compensación Reactiva. Las pruebas se realizaron en una computadora personal Pentium II a 300 MHz.

La primer parte de las pruebas se realizaron a un sistema eléctrico representativo de la red de la Isla del Sur en Nueva Zelandia. El objetivo de estas pruebas consistió en determinar los valores idóneos de los parámetros que intervienen en el algoritmo de programación evolutiva. Después de realizadas dichas pruebas se observaron resultados satisfactorios, desde el punto de vista de calidad de la solución y de tiempos de ejecución aceptables, con una población de 20 individuos, un número máximo de generaciones de 250 y un coeficiente de escalamiento de las mutaciones β que varía uniformemente desde 0.35 a 0.1 a lo largo de todas las generaciones.

La segunda parte de las pruebas se realizaron al Sistema de Pruebas de Confiabilidad del IEEE. En estas pruebas se realizó la planificación de capacitores y reactores para diferentes condiciones en el sistema, tomando en cuenta como contingencias probables, las salidas individuales de todos los generadores y ramas del sistema. De los resultados obtenidos se observan mejoras significativas en los perfiles de voltaje nodal una vez instalados los equipos de compensación respectivos.

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Introducción

El objetivo del presente trabajo de investigación fue desarrollar una herramienta de cómputo que permita resolver el problema de la planificación de la compensación reactiva en redes de gran escala. La solución a este problema determina la instalación, al mínimo costo de inversión, de equipos de compensación pasivos con el fin de mantener los voltajes del sistema dentro de límites preestablecidos ante condiciones normales de operación y de contingencias.

El problema es de naturaleza no lineal y con variables enteras de decisión, lo cual da lugar a una forma mixta difícil de resolver, por esto algunas de las formulaciones propuestas para su solución contienen simplificaciones importantes. Por ejemplo, la no linealidad del problema provoca que los métodos de programación matemática convencionales presenten problemas de convergencia hacia el óptimo global del problema.

En esta tesis se investigó la aplicación de un algoritmo de optimización de Programación Evolutiva como método de solución para el problema de compensación de reactivos. Este algoritmo tiene la ventaja de lograr una búsqueda exhaustiva del óptimo global, con la característica adicional de ser menos susceptible a experimentar problemas por las no linealidades o por las discontinuidades en las variables que se manejan.

En este capítulo se presentan las conclusiones del trabajo de investigación, respecto a la relevancia de la formulación y el método de solución empleado, y de los resultados computacionales obtenidos. Se presentan además las aportaciones logradas por el autor y las recomendaciones para trabajos futuros.

6.2 Conclusiones de la Investigación Realizada

6.2.1 Sobre la Formulación

La formulación del problema de planificación de la compensación reactiva utilizada consiste en minimizar una función de costo que incluye: *i*) los costos de inversión de equipos de compensación, *ii*) los costos por pérdidas activas en la transmisión, *iii*) los costos de penalización por desviaciones de voltaje nodal, *iv*) los costos de penalización por infactibilidad de la solución.

Las restricciones consideradas por la formulación son: *i*) las ecuaciones de flujos de potencia, *ii*) los límites de compensación reactiva de los generadores y *iii*) los límites de instalación de unidades de compensación capacitiva/inductiva por nodo.

La formulación incluye el análisis de contingencias sencillas tal y como lo sugiere el estandar de planificación del North American Electric Reliability Council (NERC) [26]. La formulación toma como referencia una condición de demanda en el sistema, por lo que es necesario realizar estudios en cada una de las condiciones de demanda que se consideren determinantes para la instalación de unidades de compensación.

Las restricciones de flujos de potencia representan la característica no lineal del problema. A las decisiones de instalación se les asocian variables de optimización discretas que corresponden al número de unidades de compensación que debieran instalarse. Las variables continuas son representadas por los voltajes nodales, la potencia reactiva de los generadores, los flujos de potencia por las ramas y todos los demás parámetros asociados al problema de flujos de potencia, incluyendo infactibilidades.

Este problema ha sido difícil de resolver con técnicas de programación matemática convencional, especialmente por la complejidad del manejo de variables enteras y funciones no lineales para sistemas grandes. Por esta razón, algunas propuestas de solución anteriormente planteadas por otros autores incurren en simplificaciones de la formulación o

presentan dificultades de convergencia hacia la solución, ya sea por tiempos de ejecución excesivos y/o la convergencia hacia un mínimo local y no hacia el mínimo global.

6.2.2 Sobre el Método de Solución Utilizado

El algoritmo de Programación Evolutiva representa una alternativa viable para el tratamiento de la planificación de la compensación reactiva. Entre las características de la Programación Evolutiva como herramienta de optimización se tiene la posibilidad de obtener el mínimo global del problema. La Programación Evolutiva ha probado en diversas aplicaciones ser menos sensible a problemas no lineales, discontinuos y no diferenciables. Además, como cada individuo (solución) de cada población es independiente entre sí, el algoritmo de solución posee la característica inherente del procesamiento en paralelo.

El tiempo de ejecución depende principalmente de la cantidad de procesamiento requerido por la evaluación de la función de aptitud, dentro de la cual no es necesario procesar información para la identificación de gradientes o de sensibilidades de la solución. En el caso tratado en este proyecto de investigación la evaluación de la aptitud se realizó a través de un estudio de flujos de potencia, basado en el método desacoplado rápido; cuyo tiempo de procesamiento es relativamente rápido.

Como el problema a resolver es de gran escala, se requiere disponer de un programa de flujos eficiente que explote adecuadamente las opciones de dispersidad, reordenamientos de matrices y demás factores importantes para el manejo eficiente de grandes redes eléctricas. Si la herramienta de flujos de potencia se ha validado como eficiente y robusta entonces el programa de planificación de la compensación reactiva también lo será debido al alto grado de dependencia del algoritmo de la Programación Evolutiva con el proceso de evaluación de aptitud.

Una desventaja de la Programación Evolutiva radica en que no existe ningún mecanismo que identifique cuánto tiempo de procesamiento deberá transcurrir para obtener el óptimo global, además de no contar con un criterio confiable para la terminación del

programa. Otra desventaja radica en que la solución puede permanecer oscilando algún tiempo, alrededor del óptimo global antes de converger hacia él. En la sección de recomendaciones para trabajos futuros se presentan soluciones potenciales a estos inconvenientes.

6.2.3 Sobre los Resultados Obtenidos

El sistema eléctrico de la red de la Isla del Sur en Nueva Zelandia [42] sirvió de base para realizar las pruebas iniciales que permitieron obtener experiencia sobre los parámetros que intervienen en la Programación Evolutiva.

El proceso de mutación es el proceso de creación de descendencia y el más importante de la Programación Evolutiva, la cual se produce a través de cambios aleatorios provocados en los individuos de la población. De los resultados obtenidos se observa que los cambios pequeños en la mutación son los más favorables para una rápida convergencia hacia el óptimo. Aun cuando esta situación podría provocar que en un momento dado la población quedara atrapada en un mínimo local. En la literatura [38] se recomienda, para evitar el problema anterior, que el factor de escalamiento de las mutaciones (β) disminuya uniformemente; conforme la solución va evolucionando. Esta situación implica que en las primeras generaciones las mutaciones experimenten cambios grandes que permiten rastrear en toda la región factible. A medida que la solución evoluciona hasta llegar en las inmediaciones del óptimo global, es necesario que las mutaciones experimenten cambios pequeños para afinar la mejor solución encontrada. En las pruebas realizadas se observa que los valores apropiados para el factor β deben caer dentro del rango de 0.35 y 0.05.

El número de generaciones es determinante para la obtención del óptimo global del problema, por lo tanto es recomendable establecer un número grande para el mismo, aunque esta situación afectará directamente los tiempos de ejecución del programa. Para el tratamiento de sistemas grandes es recomendable establecer un balance entre la calidad de la solución deseada y los tiempos de ejecución alcanzados. En las pruebas realizadas se

encontró que 750 generaciones son suficientes para la obtención de una buena solución, considerando hasta dos tipos de compensadores a instalar por nodo.

El tamaño de la población es un parámetro importante para la determinación de la solución global, aunque de los resultados obtenidos se observa que después de un cierto número de generaciones este factor deja de influir. En las pruebas realizadas se observa que con una población de 20 individuos (padres más descendencia) se obtienen resultados aceptables en términos de calidad de la solución y de tiempos de ejecución.

El sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE [43] sirvió de referencia para realizar un estudio de planificación de la compensación reactiva, considerando como contingencias probables las salidas individuales de todos los generadores y ramas del sistema. Para la instalación de capacitores y reactores se utilizó como referencia las condiciones de demanda máxima y mínima respectivamente. Para representar una condición de operación más crítica, en algunas pruebas se restringieron los límites máximo y mínimo de compensación de reactivos en los generadores.

De los resultados obtenidos se observa que en todos los casos analizados, la instalación de equipos de compensación logra mejorar el perfil de voltaje nodal a valores aceptables, además de conseguir una reducción en las pérdidas activas de transmisión. En las condiciones donde se restringe la habilidad de compensación de los generadores, los casos de referencia resultaron con desviaciones de voltaje considerables con respecto a los límites preestablecidos, situación que produce una solución con mayor número de unidades de compensación instaladas. Es en el nodo 3 en donde se instala el mayor número de capacitores propuestos, mientras que la mayor parte de los reactores propuestos se instalan en los nodos 6, 9 y 10

En la mayor parte de los casos analizados se consideró únicamente un tipo de compensador como opción de expansión, sólo para el caso de demanda máxima se efectuó una prueba que consideró dos tipos diferentes de capacitores, de los cuales al de mayor capacidad se le asoció un menor costo unitario de inversión. De los resultados de instalación

se observa que la capacidad de compensación instalada es similar a la capacidad que se instala en el caso que considera un capacitor como opción de expansión, solo que en esta prueba el costo total de inversión es menor como consecuencia de la economía de escala que representa el capacitor de mayor capacidad.

Respecto a las características de convergencia de la solución, se observa que en la mayoría de los casos se obtienen soluciones cercanas a la solución óptima en pocas generaciones, mientras que la localización exacta del óptimo requirió de un mayor número de generaciones, especialmente en el caso que consideró dos tipos diferentes de elementos de compensación.

Los tiempos de ejecución para los casos que consideraron un solo elemento de compensación como opción de expansión resultaron ser de alrededor de 5 minutos. En el caso en que se definieron dos tipos diferentes de elementos de compensación el número de variables discretas se duplica, por tanto la localización exacta del óptimo requirió de un mayor tiempo de procesamiento. En este caso se permitieron 750 generaciones (3 veces más que las requeridas en los casos que consideraron un solo elemento de compensación), resultando un tiempo de ejecución de aproximadamente 15 minutos.

6.3 Aportaciones

De acuerdo con la experiencia lograda por el autor durante la presente investigación, las principales aportaciones del presente trabajo de tesis son:

- 1) El desarrollo de códigos de computadora de un Sistema para la Planificación de la Compensación Reactiva, el cual es versátil desde los puntos de vista de aplicación y de manejo de los parámetros de control involucrados.
- 2) Como aportación original se presenta una formulación del problema de la planificación de la compensación reactiva, que considera variables discretas de decisión, factores de penalización para la desviación de voltaje y para las

infactibilidades en la solución de las ecuaciones de flujos de potencia, además de incluir el análisis de seguridad de primera contingencia.

- 3) Se logró mostrar la factibilidad de utilizar Programación Evolutiva para solucionar el problema de la planificación de la compensación reactiva, considerado dentro del área de la optimización de los SEP como un problema de naturaleza complicada.
- 4) La utilización de un programa de flujos de potencia con base en el método desacoplado rápido como un "evaluador" de la función de aptitud de las soluciones, en lugar de un programa de flujos óptimos como lo hace la mayoría de las formulaciones reportadas en la literatura. Esta circunstancia beneficia la eficiencia del programa desarrollado, sin menoscabar el alcance y la robustez de la formulación.

6.4 Recomendaciones para Trabajos Futuros

Entre las actividades que se recomiendan como una continuación del trabajo de investigación realizado en esta tesis se puede anotar las siguientes extensiones y mejoras al programa de planificación de la compensación reactiva:

- 1) Derivar y probar un criterio más confiable para la terminación del algoritmo, el cual podría ser mediante la cercanía relativa de la solución a una cota inferior. Una cota inferior puede obtenerse a partir de la solución óptima de un problema relajado cuya formulación puede derivarse excluyendo una o varias de las restricciones que resultan de la formulación original del problema.
- 2) Se ha demostrado que el hecho de contar con al menos una buena solución inicial, la convergencia hacia la solución global se acelera [45]. Una solución inicial aceptable puede obtenerse a partir de la solución óptima de un problema relajado, o de alguna otra solución factible cercana a la solución óptima. Una buena solución factible puede obtenerse, por ejemplo, a partir de una interpretación de los resultados de flujos

óptimos relacionados con el costo marginal nodal de potencia reactiva y la cantidad de compensación ficticia de reactivos.

3) Se propone continuar la investigación de procedimientos para obtener individuos de descendencia con mayor aptitud, mediante procesos de mutación que involucren direcciones de búsqueda hacia el mínimo inmediato. Con esta estrategia se disminuye el zigzagueo de la solución con el consiguiente ahorro en tiempos de procesamiento. Este proceso de creación de descendencia es conocido como *mutación correlacionada* y forma parte de investigaciones recientes [37].

4) Experimentar con la Programación Evolutiva en otras áreas de los Sistemas Eléctricos de Potencia que tradicionalmente han resultado difíciles de resolver mediante métodos convencionales, tales como flujos óptimos, despacho de potencia reactiva, planeación de la generación, planeación de la transmisión, etc. Algunas aplicaciones de algoritmos evolutivos en estos campos se citan en [31].

5) Una manera de lograr que el programa de planificación de la compensación reactiva sea más eficiente es tratar que el número de problemas de flujos a resolver sea el mínimo posible. Lo anterior pudiera lograrse a través del Lema de Inversión que permite obtener la solución de un segundo problema de flujos con un mínimo esfuerzo, a partir de la solución obtenida para un primer problema. Este artificio es posible si la diferencia entre el primer y segundo problema es debido a un pequeño cambio en la topología del sistema, situación que se presenta frecuentemente en el caso de las contingencias.

REFERENCIAS

- [1] F. Aboytes, Editor, "*Control de voltaje en sistemas eléctricos de potencia*", Comisión Federal de Electricidad – Universidad Autónoma de Nuevo León, Mayo de 1991.
- [2] René Avila Rosales, "*Localización de potencia reactiva en la planeación de sistemas eléctricos de potencia*" Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Septiembre de 1980.
- [3] R. Billington, S. S. Sachdev, "*Optimum Network VAR Planning by Nonlinear programming*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, pp. 1217-1225, July/August 1973.
- [4] G. T. Heydt, W. M. Grady; "*Optimal Var Siting Using Linear Load Flow Formulation*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, pp. 1214-1222, May 1983.
- [5] K. Aoki, M Fan, A. Nishikori, "*Optimal Var Planning by Approximation Method for Recursive Mixed Integer Linear Planning*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-3, No. 4, pp. 1741-1747, November 1988.
- [6] EPRI Report, "*Optimization of Reactive Volt-Ampere (VAR) Sources in Systems Planning*" EPRI EL-3729, Volume 1, Project 2109-1, Final Report Prepared by Scientific Systems Inc, Cambridge Massachusetts, November 1984.
-
- [7] M. K. Mangoli, K. Y. Lee, Y. M. Park "*Optimal Long-term Reactive Power Planning Using Decomposition Techniques*", Electric Power System Research, Vol. 26, pp.41-52, 1993.
- [8] J. R. S. Mantovani, A.V. García; "*A Heuristic Method for Reactive Power Planning*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, pp. 668-675, February 1996, pp. 68- 74.
- [9] W. S. Jwo, C. W. Liu, C. C. Liu, Y. T. Hsiao, "*Hybrid Expert System and Simulated Annealing Approach to Optimal Reactive Power Planning*" IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol 42, No. 4, July 1995, pp. 381-385.
- [10] N. I. Santoso, O. T. Tan; "*Neural Net Based Real Time Control of Capacitors Installed on Distribution Systems*", IEEE PES Summer Meeting, 89SM 786-3 PWRD, Long Beach, California, 1989.

- [11] Y. T. Hsiao, H. D. Chiang, C. C. Liu, Y. L. Chen "A Computer Package for Optimal Multi-objective VAR Planning in Large Scale Power Systems" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, pp. 668-675, May 1994.
- [12] K. Iba, "Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, pp. 668-675, May 1994.
- [13] K. Y. Lee, X. Bai, Y. M. Park; "Optimization Method for Reactive Power Planning by Using a Modified Simple Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 4, pp. 1843-1849, November, 1995.
- [14] Z. Y. Dong, D. J. Hill, Y. V. Makarov; "Advanced Reactive Power Planning by a Genetic Algorithm", Submitted to 13th Power Systems Computation Conference: PSCC'99, Trondheim, Norway, July 1999.
- [15] L. L. Lai, J. T. Ma, "Application of Evolutionary Programming to Reactive Power Planning. Comparison with Nonlinear Programming Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, pp. 198-206, February 1997.
- [16] K. Y. Lee, F. F. Yang; "Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Evolutionary Strategy, Genetic Algorithm, and Linear Programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, pp. 101-108, February 1998.
- [17] R. A. Gallego, A. Monticelli, R. Romero, "Comparative Studies on Non-convex Optimization Methods for Transmission Network Expansion Planning" Transactions on Power Systems, Volume 13, No. 3, August 1998.
-
- [18] A. Hernández, B. P. Buckles, C. A. Coello, "Estrategias Evolutivas: La versión Alemana del Algoritmo Genético (Parte I)", Revista Soluciones Avanzadas, Año 6, Núm. 62, Octubre de 1998.
- [19] J. H. Holland, "Outline for a logical theory of adaptive systems", Journal of the Association for Computer Machinery, vol. 3, pp. 297-314, 1962.
- [20] I. Rechemberg, "Evolutionsstrategie: Optimierung technischer Systeme nach Prinzipien der biologischen Evolution", Stuttgart, Frommann Holzboog Verlag, 1973.
- [21] H. P. Schwefel, "Evolutionsstrategie und numerische Optimierung Dissertation", Technische Universität Berlin, Germany, May 1975.
- [22] L. J. Fogel, "Autonomus automata", Industrial Research, Vol. 4, pp. 14-19, 1962.

- [23] Florencio Aboytes; “*El Paradigma de la Potencia Reactiva, Parte I: Sistemas Básicos*”, Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México, Julio de 1998, Acapulco Gro.
- [24] T J. E. Miller, “*Reactive Power Control in Electric Systems*”, John Willey and Sons, 1982.
- [25] C. Schauder et. al; “*Operation of ± 100 MVAR TVA STATCOM*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997
- [26] North American Electrical Reliability Council, “*NERC Planning Standards, Measurements, and Guides*”, NERC Engineering Committee’s Planning Standards Subcommittee, September 1997.
- [27] G. C. Ejebe, et al.; “*Methods for Contingency Screening and Ranking for Voltage Stability Analysis of Power Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No. 1, February 1996, pp. 350-356.
- [28] R. Navarro, Y. Cancino; “*Detección de problemas de estabilidad de voltaje mediante la descomposición del valor singular*”, Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México, Julio de 1995, Acapulco Gro.
- [29] B. Gao, G. K. Morrison, P. Kundur; “*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 4, November 1992, pp. 1529 - 1542.
- [30] J. Carpentier, et al.; “*Voltage Collapse Proximity Indicators Computed from an Optimal Power Flow*”, 8th Power System Computing Conference, Helsinki, 1984, pp. 671-678.
- [31] V. Miranda, D. Srinivasan, L.M. Proenca; “*Evolutionary Computation in Power Systems*”, Proceedings of PSCC’96, Dresden, Germany.
- [32] “Turing, Alan Mathison”, *Enciclopedia Microsoft® Encarta® 99*. © 1993-1998 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.
- [33] Ulam, S. M. “*Computers*”, en *Mathematics in the Modern World, Readings from Scientific American*, W. H. Freeman and Company, 1968.
- [34] David B. Fogel, “*Evolutionary Computation: Toward a new philosophy of machine intelligence*”, IEEE Press Ed., Piscataway New Jersey, 1995.
- [35] Z. Michalewicz, “*Genetic Algorithms + Data Structures Evolution Programs*”, Second Edition, Springer Verlag, 1992.

- [36] H. P. Schwefel, "*Evolution and Optimun Seeking*", John Wiley and Sons, 1995.
- [37] T. Bäck, U. Hammel, H. P. Schwefel; "*Evolutionary Computation: Comments on the History and Current State*", IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Vol. 1, No. 1, April 1997, pp. 3-17.
- [38] A. Hernández, B. P. Buckles, C. A. Coello, "*Estrategias Evolutivas: La versión alemana del algoritmo genético (Parte I)*", Revista Soluciones Avanzadas, Año 6, Núm. 62, Octubre de 1998.
- [39] A. Hernández, B. P. Buckles, C. A. Coello, "*Estrategias Evolutivas: La versión alemana del algoritmo genético (Parte II)*", Revista Soluciones Avanzadas, Año 7, Núm. 64, Diciembre de 1998.
- [40] Lawrence J. Fogel, "*A Retrospective View and Outlook on Evolutionary Algorithms*", in Computational Intelligence Theory and Applications, 5th Fuzzy Days, B. Reusch ed, Springer-Verlag, Berlin, 1997.
- [41] P. Pérez Valverde, "*Manual de Operación del Sistema para el Análisis de Redes en Estado Estable ANARED*" Unidad de Análisis de Redes, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca Morelos, Octubre 1991.
- [42] J. Arrillaga, C. P. Arnold, "*Computer Analysis of Power Systems*", John Willey and Sons, 1990.
- [43] IEEE RTS Task Force of APM Subcomitte "*Reliability Test System*", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-98, No. 6, Nov-Dec 1979, p.p. 2047-2054.
-
- [44] Arthur H. Fuldner, "*Upgrading Transmission Capacity for Wholesale Electric Power Trade*", in http://www.eia.doe.gov/cneaf/pubs_html/feat_trans_capacity/w_sale.html, U. S. Energy Information Administration, November 1999.
- [45] J. L. Ceciliano, R. Nieva; "*Transmission Network Planning Using Evolutionary Programming*", 1999 Congress on Evolutionary Computation (CEC99), Washington, D. C., July 1999.

Apéndice A

APLICACIÓN EN MATLAB DEL ALGORITMO DE PROGRAMACIÓN EVOLUTIVA

En este Apéndice se presenta una aplicación en MATLAB del algoritmo de Programación Evolutiva, utilizado como método de solución del problema de la planificación de la compensación reactiva.

El programa presentado encuentra el mínimo global de una superficie no lineal en \mathcal{R}^2 , mediante programación evolutiva, dicha superficie es mostrada en la Figura A.1. El algoritmo utilizado es el mismo que se muestra en la Figura 4.2, excepto por el procedimiento de la creación de descendencia por recombinación. Cada individuo es representado como un punto en el plano xy y la función de aptitud es la ecuación de la superficie. El objetivo es obligar que la población evolucione hacia el mínimo global de la superficie.

La Figura A.2 muestra la posición en el plano xy de los individuos de la población inicial, los cuales fueron seleccionados aleatoriamente. La Figura A.3 muestra cómo en un momento dado, los individuos son atraídos por los mínimos de la superficie. La Figura A.4 muestra cómo después de un cierto número de generaciones, la parte de la población se ha agrupado en los alrededores del mínimo global. Como la competencia entre individuos es estocástica, algunos individuos de baja aptitud lograrán sobrevivir. Esta situación le da al algoritmo la habilidad de seguir rastreando sobre la superficie y así evitar que en un momento dado la población quede atrapada en un mínimo local.

Al programa puede modificarse el valor de los parámetros de control con el fin de apreciar la sensibilidad del algoritmo de PE. Incluso, pueden hacerse extensiones que permitan observar tanto los movimientos de las mutaciones, como de los individuos que sobreviven y los que mueren.

```

=====
%
%
% TITULO:
%
% Programa que determina el minimo global de una función no
% lineal en R3, mediante el algoritmo de Programación
% Evolutiva (PE).
%
% DESCRIPCION DE PARAMETROS DE CONTROL:
%
% ni      .- Número de individuos en la población
% inf     .- Cota inferior de las soluciones
% sup     .- Cota superior de las soluciones
% nmngen  .- Número máximo de generaciones
% beta    .- Factor de escala de mutación
% nelite  .- Número de individuos de elite ( >= 0, <=ni)
% cero    .- Cero real
%
%
% Realizó: Julio A. Hernández Galicia
% Fecha: 24 de Mayo de 1999
=====

```

```

clear all; clc;
hold off;

% CREA Y GRAFICA LA SUPERFICIE
xr = zeros(1,25);
figure(1); clf; %clf;
mesh(z);
title('SUPERFICIE NO LINEAL CON 3 MINIMIZADORES');
pause

% SE INICIALIZAN PARAMETROS DE CONTROL
ni      = 30;
inf     = 1;
sup     = 25;
nmngen  = 30;
beta    = 0.3;
nelite  = 4;
cero    = 0.1;

% SE INICIALIZAN ARREGLOS
zapt = zeros(1, 2*ni);

% DETERMINA LA POBLACION INICIAL
for k = 1 : ni;
    i(k) = round( (sup - 1) * rand + 0.5 );
    j(k) = round( (sup - 1) * rand + 0.5 );
end

% SE EVALUA LA APTITUD DE LA POBLACION INICIAL
for k = 1 : ni;
    zapt(1,k) = peaks(xr(round(i(k)),round(j(k))),yr(round(i(k)),round(j(k))));
end
zmin = min( zapt );
zmax = max( zapt );

% COMIENZA EL PROCESO EVOLUTIVO
for gen = 1 : nmngen;
    gen

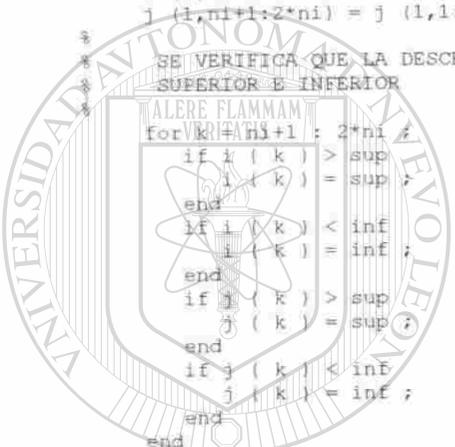
% SE GRAFICAN LOS INDIVIDUOS DE LA GENERACION ACTUAL
% SOBRE LAS CURVAS DE NIVEL
figure(2); clf; %clf;

```

```

contour ( z , 25 );
hold on;
for k = 1 : ni;
    plot ( j ( k ) , i ( k ) , 'w*' );
end
%
aux = num2str ( gen )
title ( 'EVOLUCION DE LA SOLUCION SOBRE CURVAS DE NIVEL' )
text ( 10 , -1.2 , 'Generación = ' )
text ( 15 , -1.2 , aux )
if gen == 1
    pause
end
hold off
%
%   CREACION DE DESCENDENCIA (MUTACION)
%
desvi = beta * ( zapt (1,1:ni) ./ zmin ) .* (sup -inf) ;
desvj = beta * ( zapt (1,1:ni) ./ zmin ) .* (sup -inf) ;
%
i (1,ni+1:2*ni) = i (1,1:ni) + randn * desvi ;
j (1,ni+1:2*ni) = j (1,1:ni) + randn * desvj ;
%
%   SE VERIFICA QUE LA DESCENDENCIA NO REBASE SUS COTAS
%   SUPERIOR E INFERIOR
%
for VR=1:ni+1 : 2*ni ;
    if i ( k ) > sup
        i ( k ) = sup ;
    end
    if i ( k ) < inf
        i ( k ) = inf ;
    end
    if j ( k ) > sup
        j ( k ) = sup ;
    end
    if j ( k ) < inf
        j ( k ) = inf ;
    end
end
%
%   SE EVALUA LA APTITUD DE TODA LA POBLACION
%
for k = 1 : 2*ni;
    Zapt (1,k) = epeaks (xf (round (i (k)) , round (j (k)) ) , yr (round (i (k)) , round
        (j (k))));
end
zmin = min ( zapt ) ;
zmax = max ( zapt ) ;
%
%   SE DETERMINAN LOS INDIVIDUOS QUE COMPONEN LA ELITE
%
ordz = sort (zapt);
for k1 = 1 : 2*ni;
    for k2 = 1 : nelite ;
        if zapt (1,k1) == ordz ( k2 )
            elite (1,k2 ) = k1;
        end
    end
end
%
%   SE REALIZA UNA COMPETENCIA ESTOCASTICA
%
for k = 1 : 2*ni;
    w ( k ) = 0;
end
%
for k1 = 1 : 2*ni;
%
    El k1-ésimo individuo compite con ni miembros de la
    población, elegidos aleatoriamente
%

```



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

SUPERFICIE NO LINEAL CON 3 MINIMIZADORES

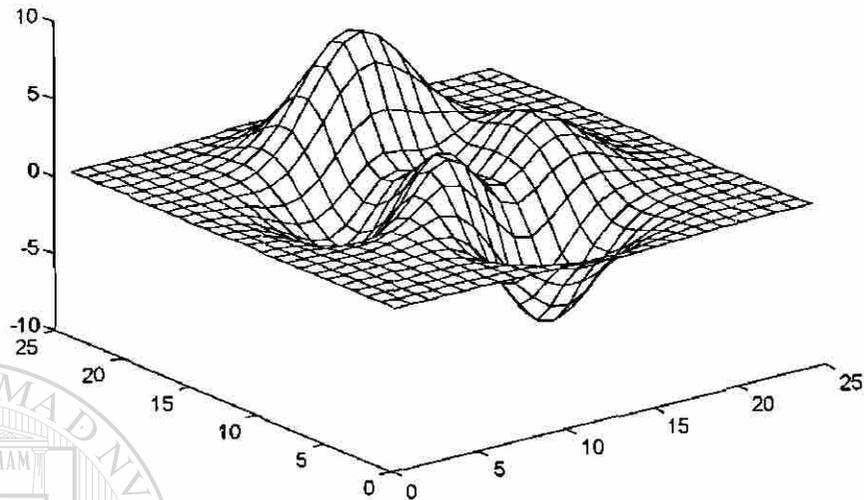


Figura A.1 Búsqueda del mínimo global sobre una superficie no lineal.

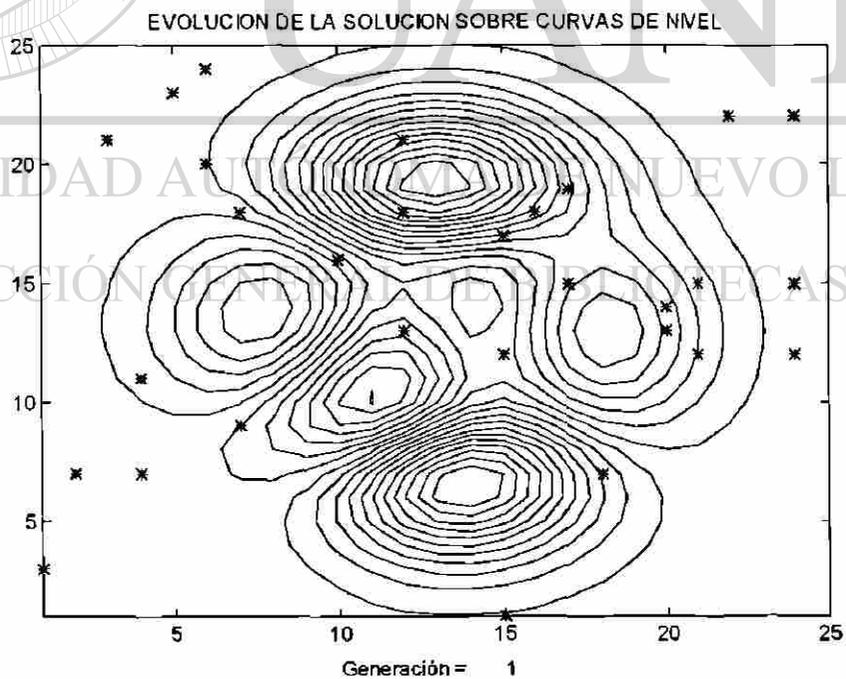


Figura A.2 Población inicial de individuos sobre las curvas de nivel.

