

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE
ANTE DISTURBIOS PEQUEÑOS MEDIANTE LA
TÉCNICA DE ANÁLISIS MODAL**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS CON
ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA

DANIEL LEÓN RODRÍGUEZ



MÉXICO, D.F.

DICIEMBRE 2000

Dedicatoria

A mi amada esposa Susy y a mi pequeña hija Cindy Lizzeth, mis dos grandes amores que representan lo más bello de mi vida y la más fuerte motivación para alcanzar nuevas metas.

Agradecimientos

A mis padres María Luisa y Adolfo, por todo el amor que he recibido de ellos y por haberme dado la más preciada herencia que pude recibir: una carrera profesional que representa mi sustento y que vivirá conmigo por el resto de mi existencia.

A mis hermanos Adolfina y Rubén por todo su cariño y por haber colaborado a formar esa hermosa familia en la cual crecí.

Al M. en C. Gilberto Enríquez Harper por su valiosa dirección en la elaboración de esta tesis y por todo el apoyo que me ha brindado a lo largo de mi carrera profesional. Gracias Maestro.

Al Dr. Arturo Román Messina por su apreciada amistad y su desinteresada e invaluable ayuda en todo el desarrollo de este trabajo. Le estaré siempre sinceramente agradecido por todas sus aportaciones.

Al Ing. Armando Grande González por el apoyo recibido, y a todos los compañeros de la Unidad de Ingeniería Especializada de la Comisión Federal de Electricidad por la entrañable amistad que me han brindado en los ocho años que llevo de laborar en ella.

A la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional y, en especial a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI) por haberme brindado la oportunidad de adquirir mediante sus programas de maestría, una formación profesional especializada en el ramo de la ingeniería eléctrica y en particular, en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

A los miembros de la Comisión Revisora de Tesis, Dr. Ricardo Mota Palomino, Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Jaime Robles García, M. en C. Gustavo Villa Carapia y M. en C. Tomás Asiaín Olivares, por el tiempo dedicado y por sus acertadas observaciones y recomendaciones para la depuración de este trabajo.

CONTENIDO

Resumen	I
Abstract	II
Contenido	III
Índice de figuras	IX
Índice de tablas	XII
Glosario de términos	XIV
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Reseña histórica	3
1.4 Objetivos de la tesis	5
1.5 Motivación y justificación de la tesis	6
1.6 Contribuciones	7
1.7 Estructura de la tesis	8
CAPÍTULO 2 ASPECTOS FUNDAMENTALES Y HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	10
2.1 Introducción	10
2.2 El concepto de estabilidad de voltaje	11
2.2.1 Definiciones	12
2.3 Conceptos básicos	15
2.3.1 Relación entre estabilidad de voltaje y estabilidad angular	16

2.4	Márgenes de tiempo y mecanismos de la inestabilidad de voltaje	18
2.5	Mecanismos y escenarios de la inestabilidad de voltaje	19
2.6	Mecanismos.- Dinámica de la carga, puntos de equilibrio y regiones de atracción	22
2.7	Requerimientos de modelado del SEP para estudios de estabilidad de voltaje	25
2.7.1	Cargas	25
2.7.2	Transformadores con cambiadores de tap bajo carga (ULTCs)	26
2.7.3	Generadores y sus controles de excitación	26
2.7.4	Limitador de sobre-excitación	26
2.7.5	Sistemas estáticos de vars (SEVs)	27
2.7.6	Control automático de generación (CAG)	27
2.7.7	Protecciones y controles	27
2.8	Métodos de análisis de estabilidad de voltaje; análisis estático y análisis dinámico	28
2.9	Métodos de análisis estático para el estudio de la estabilidad de voltaje	29
2.10	Soluciones múltiples y su relación con el fenómeno de estabilidad de voltaje	30
2.11	Características P-V, V-Q en nodos de carga	31
2.11.1	Descripción de las curvas P-V	31
2.11.2	Descripción de las curvas V-Q	33
2.11.3	Limitaciones de orden práctico en el cálculo de curvas V-Q	35
2.12	Análisis de sensibilidad voltaje-potencia reactiva en redes de gran dimensión	36
2.12.1	Detección del punto de inestabilidad de voltaje mediante técnicas de sensibilidad	38
2.13	Métodos de continuación de flujos de potencia y otros enfoques de análisis	39

CAPÍTULO 3	TÉCNICAS DE ANÁLISIS MODAL PARA EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	41
3.1	Introducción a las técnicas de análisis lineal	41
3.2	Análisis de Sensitividad V-Q	42
3.3	Técnicas de Análisis Modal	44
3.3.1	Requerimientos en el modelado de dispositivos para aplicación del análisis modal	45
3.3.1.1	Modelo del generador	45
3.3.1.2	Modelo de carga	45
3.3.1.3	Modelo del motor de inducción	46
3.3.1.4	Modelo del compensador estático de vars (CEV)	46
3.3.2	Teoría básica y formulación del análisis modal	47
3.3.2.1	Significado de los modos	47
3.3.3	Eigen-Análisis de J_R y modos de la inestabilidad de voltaje	49
3.4	Factores de participación	51
3.4.1	Factores de participación de nodos	52
3.4.2	Factores de participación de ramas	53
3.4.3	Factores de participación de generadores y CEVs	54
3.5	Algoritmos computacionales e implementación de la técnica de análisis modal	55
3.5.1	Descripción del programa de software utilizado	55
3.5.2	Estructura interna del programa estavolt	55
3.6	Determinación de márgenes de estabilidad (Proximidad a la inestabilidad)	59
3.6.1	Determinación de la distancia más corta a la inestabilidad	59
3.6.1.1	Teoría Básica	59

3.6.1.2 Descripción General del Procedimiento	62
3.7 Desarrollo de un procedimiento sistemático para evaluación de la estabilidad de voltaje	64
3.7.1 Establecimiento del caso base	65
3.7.2 Selección de contingencias	66
3.7.3 Definición del parámetro clave del sistema (PCS) para el cálculo del margen de estabilidad de voltaje (EV)	67
3.7.4 Especificación del criterio de estabilidad de voltaje	67
3.7.5 Determinación del margen de estabilidad de voltaje del sistema	67
3.7.6 Diseño y validación de medidas correctivas	70
CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS MODAL	71
4.1 Introducción	71
4.2 Descripción de los programas de software utilizados	73
4.2.1 Programa estavolt	73
4.2.2 Microsoft Excel	73
4.2.3 Power System Simulator for Engineering (PSS/E)	74
4.2.4 Microsoft Word	74
4.2.5 Interacción de los programas de software utilizados	74
4.3 Análisis de estabilidad de voltaje en un sistema simplificado	76
4.3.1 Descripción del sistema de prueba utilizado	76
4.3.2 Análisis modal del sistema de prueba	78
4.3.2.1 Estabilidad de voltaje ante incrementos en la carga	78
4.3.2.2 Estabilidad de voltaje ante contingencias	79

4.3.2.3	Factores de participación de nodos	79
4.3.3	Obtención de curvas V-Q	80
4.3.4	Validación del software desarrollado para realizar el análisis modal	82
4.4	Análisis de estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico real (Sistema Interconectado de Guatemala)	83
4.4.1	CASO 1 - Análisis modal del caso base	85
4.4.1.1	Factores de participación de nodos	86
4.4.1.2	Márgenes de potencia reactiva en nodos (Curvas V-Q)	89
4.4.1.3	Curvas P-V para el caso base (caso 1)	91
4.5	Alternativas para mejorar la estabilidad de voltaje	92
4.6	CASO 2 - Análisis modal del sistema interconectado de Guatemala considerando la instalación de bancos de capacitores en nodos de 69 kV	92
4.7	CASO 3 - Análisis modal del sistema interconectado de Guatemala considerando la instalación de dos compensadores estáticos de vars en nodos de 69 kV	98
4.8	CASO 4 - Análisis modal del sistema interconectado de Guatemala considerando la instalación de un compensador estático de vars en 230 kV y bancos de capacitores en nodos de 69 kV	104
4.9	Estudio comparativo de las opciones analizadas	109
4.9.1	Comparación de la proximidad a la inestabilidad de voltaje	109
4.9.2	Comparación de márgenes de potencia reactiva en nodos críticos	110
4.9.3	Comparación de márgenes de estabilidad (Curvas P-V)	111
4.9.4	Comparación de reservas de potencia reactiva a nivel sistema	112
4.9.5	Comparación de pérdidas de potencia activa y reactiva en el sistema	113
4.9.6	Comparación de perfiles de voltaje en el sistema	113
4.10	Conclusiones y observaciones del estudio realizado	115

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
5.1 Conclusiones	116
5.1.1 Resumen de aspectos generales	116
5.1.2 Conclusiones del estudio de estabilidad de voltaje realizado	120
5.2 Contribuciones	123
5.3 Recomendaciones y Trabajos Futuros	125
REFERENCIAS	127
APENDICE 1 MANUAL DE OPERACIÓN DEL PROGRAMA ESTAVOLT	130
A1.1 Descripción del programa de software utilizado	130
A1.2 Estructura interna del programa estavolt	130
A1.3 Estructura del archivo de datos de entrada para el programa estavolt	133
A1.4 Descripción y listado de las subrutinas que componen el programa estavolt	134
A1.5 Manejo del Programa estavolt	163
A1.6 Análisis de los archivos de resultados proporcionados por el programa	168
A1.7 Ejemplo del procedimiento para el análisis de los archivos de resultados proporcionados por el programa estavolt para un sistema eléctrico real	170
A1.7.1 Identificación de los buses con los mayores factores de participación para los modos más críticos	171
APÉNDICE 2 ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA	173

RESUMEN

El desarrollo económico de los países ha llevado implícita una creciente industrialización la cual, aunada a las cada vez mayores necesidades de sus pobladores, ha provocado un constante y progresivo incremento en la demanda de energía eléctrica. Sin embargo, en los últimos años el crecimiento de la red eléctrica de estos sistemas se ha visto cada vez más limitado por diversos factores tales como la ecología, la economía y por los costos sociales y políticos que cada nueva obra implica.

Ante la presencia de estas restricciones los sistemas eléctricos en muchos casos, se han visto obligados a satisfacer los incrementos en la demanda haciendo un uso más exhaustivo de la infraestructura que tienen disponible y la incorporación de sólo unas cuantas obras nuevas. Estos aspectos han provocado que dichos sistemas operen con márgenes de seguridad más limitados y que su estabilidad tenga que ser analizada de una manera confiable y precisa.

Tomando en cuenta los aspectos arriba mencionados, a medida que los sistemas eléctricos han tenido que operar en condiciones más forzadas para satisfacer la demanda de la carga, los problemas de estabilidad de voltaje se han presentado con mayor frecuencia provocando serios disturbios y en algunos casos, hasta apagones totales. Ante la ocurrencia de estos problemas, el análisis de estabilidad de voltaje ha cobrado cada vez mayor importancia en los estudios de las compañías suministradoras de energía eléctrica provocando con esto, que se destinen mayores recursos para la investigación de este fenómeno con el propósito de comprenderlo y desarrollar técnicas y herramientas que permitan estudiarlo de una manera más completa.

El análisis modal es una de las más recientes técnicas en estado estable la cual, desde su aparición ha tenido un gran auge debido a la valiosa y rápida información que proporciona, además de su facilidad de implementación y el poco esfuerzo computacional que requiere.

En este trabajo se realiza la evaluación de la estabilidad de voltaje de un sistema eléctrico real aplicando de manera conjunta la técnica de análisis modal con otras técnicas convencionales como las curvas $P-V$ y $V-Q$. Se ilustra también la manera en que la distinta información obtenida de estas técnicas se complementa para lograr un estudio de estabilidad de voltaje más completo y representativo.

Además de analizar la estabilidad de voltaje para las condiciones normales de operación (caso base), se evalúan también tres distintas alternativas de compensación reactiva capacitiva con objeto de mejorar el margen o distancia a la inestabilidad de voltaje del sistema. Los resultados obtenidos con cada una de las opciones de compensación son analizados y comparados entre sí para finalmente, proponer la alternativa que presente las mayores ventajas desde el punto de vista de estabilidad de voltaje. La selección de los sitios más adecuados para ubicar la compensación reactiva, se realiza con base en los factores de participación de nodos obtenidos del análisis modal realizado para el caso base.

Finalmente, tomando en cuenta las herramientas y los procedimientos utilizados en este trabajo para llevar a cabo el análisis de estabilidad de voltaje, se pretende como uno de los objetivos principales, proponer una metodología general que permita indicar ciertas directrices que ayuden a realizar de una manera más rápida y sencilla un estudio de estabilidad de voltaje.

ABSTRACT

The economic development of the countries has taken implicit a growing industrialization the one which, joined to those every time bigger residents' necessities, it has caused a constant and progressive increment in the electric power demand. However, in the last years the growth of the electric network of these systems has been more and more limited for diverse such factors as the ecology and the economy, as well as for the social and political costs that implies each new construction in the system.

With the presence of these restrictions the electric systems in many cases, have been forced to satisfy the increments in the demand making a more exhaustive use of the infrastructure that they have available and the incorporation of only a few new system elements or constructions. These aspects have caused that these systems operate with more limited security margins and that their stability has to be analyzed in a reliable and precise way.

Taking into account the previously mentioned aspects, as the electric systems have had the necessity of operating under forced conditions to satisfy the load demand, voltage stability problems have been presented with more frequency causing serious disturbances and in some cases, total blackouts. With these problems, the voltage stability analysis has taken bigger importance in the studies that the electric utilities carry out. This issue has caused that bigger resources are dedicated for the investigation of this phenomenon with the purpose of to understand it and to develop tools that allow studying it in a more complete and more truthful way.

Modal analysis is one of the most recent and popular steady state techniques the one that, from its appearance has had a great peak due to the valuable and quick information that provides, besides its implementation easiness and the little effort computacional that it requires.

In this work is carried out the voltage stability evaluation of a real electric system applying in a combined way the modal analysis technique with other conventional techniques as the curves P-V and V-Q. It is also illustrated the way in that the different information obtained of these techniques is supplemented to achieve a more complete and more representative voltage stability study.

Besides analyzing the voltage stability for the normal operation conditions (base case), also are evaluated three different reactive compensation alternatives with object of improving the margin or distance to the system voltage instability. The results obtained with each one of the compensation options are compared to each other and commented for finally, to propose the alternative that presents the biggest advantages from the voltage stability point of view. The selection of the most appropriate places to locate the reactive compensation is carried out being based on the bus participation factors obtained by the modal analysis for the base case.

Finally, taking into account the tools and the procedures used in this work to carry out the voltage stability analysis, one of the main purposes consists on proposing a methodology that allows to indicate certain guidelines that help to carry out voltage stability studies in a quicker and simpler way.

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 2.1	Clasificaciones de la estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	12
Figura 2.2	Relaciones de voltaje, corriente y potencia para carga resistiva y reactancia de la red. $I_{sc} = E/X$ es la corriente de corto circuito	15
Figura 2.3	Ejemplos sencillos ilustrando situaciones extremas para la estabilidad angular y la estabilidad de voltaje	16
Figura 2.4	Fenómeno de estabilidad de voltaje y respuestas en el tiempo	18
Figura 2.5	Voltaje y frecuencia para el sur de Florida durante el apagón del 17 de mayo de 1985	20
Figura 2.6	Tres diferentes mecanismos para restablecimiento de cargas con sensibilidad de voltaje.	23
Figura 2.7	Potencia contra variable de estado de la dinámica de carga. Adaptada de Van Cutsem [6]	23
Figura 2.8	Curvas P-V normalizadas para una fuente fija (infinita) y reactancia de la red [1]. Los factores de potencia correspondientes para $\tan \phi = 1.0, 0.75, 0.5, 0.25,$ y 0 , son $0.707, 0.8, 0.894, 0.97$ y 1.0	32
Figura 2.9	Márgenes de potencia reactiva	34
Figura 2.10	Curvas V-Q mostrando el efecto de cargas con sensibilidad de voltaje y cambiadores de tap en su límite	35
Figura 3.1	Diagrama de flujo de la implementación computacional del análisis modal	57
Figura 3.2	Diagrama de flujo de operación del programa estavolt	58
Figura 3.3	La superficie singular S en el plano P-Q, y la convergencia del proceso iterativo	62
Figura 3.4	Cálculos del margen EV para el caso base y casos de contingencia	68
Figura 4.1	Procedimiento de aplicación de los programas de software utilizados	75

Figura 4.2	Sistema eléctrico de prueba	77
Figura 4.3	Curvas V-Q de nodos del sistema de prueba	81
Figura 4.4	Caso 1. Diagrama unifilar del Sistema Interconectado de Guatemala Condiciones operativas de la red para el año 1998	84
Figura 4.5	Factores de participación para el modo 1 (λ_1)	87
Figura 4.6	Factores de participación para el modo 2 (λ_2)	87
Figura 4.7	Factores de participación para el modo 3 (λ_3)	88
Figura 4.8	Caso 1. Curvas V-Q en nodos con los mayores factores de participación para el modo λ_1	89
Figura 4.9	Caso 1. Curvas P-V para los nodos con mayores factores de participación del modo λ_1	91
Figura 4.10	Caso 2. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Guatemala, considerando la instalación de bancos de capacitores en nodos de 69 kV con altos factores de participación.	93
Figura 4.11	Curvas V-Q para el caso 2, correspondientes a los nodos con los mayores factores de participación para el modo 1 del caso base	96
Figura 4.12	Caso 2. Curvas P-V de los nodos con mayores factores de participación para el modo λ_1 del caso base.	97
Figura 4.13	Caso 3. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Guatemala considerando la instalación de CEVs en los nodos 4102 y 5104 de 69 kV	99
Figura 4.14	Curvas V-Q para el caso con CEVs en nodos de 69 kV, correspondientes a los nodos con los mayores factores de participación para el modo 1 del caso base	102
Figura 4.15	Caso 3. Curvas P-V de los nodos con los mayores factores de participación correspondientes al modo 1 (λ_1) del caso base	103
Figura 4.16	Caso 4. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Guatemala considerando la instalación de un CEV en la red de 230 kV y bancos de capacitores en nodos de 69 kV	105
Figura 4.17	Curvas V-Q para el caso 4 correspondientes a los nodos con los mayores factores de participación para el modo 1 del caso base	107

Figura 4.18	Caso 4. Curvas P-V de nodos con los mayores factores de participación para el modo 1 (λ_1) del caso base	108
Figura 4.19a	Curvas V-Q para el caso 1 (Caso Base)	110
Figura 4.19b	Curvas V-Q para el caso 2 (Bancos de Capacitores en nodos de 69 kV)	110
Figura 4.19c	Curvas V-Q para el caso 3 (CEVs en nodos de 69 kV)	110
Figura 4.19d	Curvas V-Q para el caso 4 (CEV en 230 kV y Capacitores en 69 kV)	110
Figura 4.20	Comparación de márgenes de estabilidad en el bus 6124 para el caso base y las tres opciones de compensación analizadas	111
Figura A1.1	Diagrama de flujo del programa estavolt	132
Figura A1.2	Pantalla de inicio del programa estavolt	163
Figura A1.3	Menú de selección para observar datos de entrada o resultados de flujos de potencia	164
Figura A1.4	Resultados obtenidos del análisis modal	165
Figura A1.5a	Gráfica de eigenvalores	166
Figura A1.5b	Gráfica de eigenvectores	166
Figura A1.6	Nuevo cálculo de flujos con incrementos en la carga y generación del sistema	167
Figura A1.7	Conformación del archivo eigvec.sal que contiene los factores de participación de buses	168
Figura A1.8	Conformación de la matriz bus incluida en el archivo de datos en formato matlab	169
Figura A1.9	Archivo eigval.sal que contiene los eigenvalores (modos) del sistema analizado	170
Figura A1.10	Factores de participación aún sin ordenar por magnitud, para los 3 modos más críticos del sistema analizado	171
Figura A1.11	Factores de participación ordenados por magnitud, para los 3 modos más críticos del sistema analizado	172

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Modelado de elementos del sistema para estudios de estabilidad de voltaje	66
Tabla 4.1	Datos de ramas	77
Tabla 4.2	Datos de nodos	77
Tabla 4.3	Condiciones de carga de sistema	78
Tabla 4.4	Análisis modal ante incrementos de carga	78
Tabla 4.5	Análisis modal ante contingencias	79
Tabla 4.6	Factores de participación de nodos para el modo λ_1	79
Tabla 4.7a	Resultados del análisis modal ante incrementos de carga obtenidos en este trabajo	82
Tabla 4.7b	Resultados del análisis modal ante incrementos de carga obtenidos en la referencia [12]	82
Tabla 4.8	Magnitud de los modos o eigenvalores obtenidos para el caso base	85
Tabla 4.9	Factores de participación de nodos para los tres modos más importantes del sistema de la figura 4.3 (caso base)	86
Tabla 4.10	Comparación de las magnitudes de los modos o eigenvalores obtenidos para el caso base y el caso compensado con bancos de capacitores	94
Tabla 4.11	Factores de participación de nodos para los tres modos más importantes del sistema de la figura 4.8 (caso 2 compensado con bancos de capacitores)	95
Tabla 4.12	Resultados del análisis modal para diferentes ubicaciones de los CEVs en nodos de 69 kV	98
Tabla 4.13	Comparación de los eigenvalores obtenidos para los tres casos analizados	101
Tabla 4.14	Factores de participación para los tres modos más críticos del caso 3 (CEVs en nodos de 69 kV)	102

Tabla 4.15	Valores propios (modos) obtenidos para los distintos casos analizados	106
Tabla 4.16	Factores de participación para los tres primeros modos del caso con un CEV en 230 kV y bancos de capacitores en nodos de 69 kV	107
Tabla 4.17	Valores propios (modos) obtenidos para los distintos casos analizados	109
Tabla 4.18	Potencia reactiva de generación en unidades del sistema para los cuatro casos analizados	112
Tabla 4.19	Pérdidas de potencia activa y reactiva para los cuatro casos analizados	113
Tabla 4.20	Voltajes y ángulos en algunos nodos de carga para los cuatro casos analizados	114

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SEPs	=	Sistemas Eléctricos de Potencia
CEVs	=	Compensadores Estáticos de Vars
HVDC	=	Alto Voltaje de Corriente Directa
CA	=	Corriente Alterna
CD	=	Corriente Directa
V-Q	=	Voltaje contra Potencia Reactiva
P-V	=	Potencia Activa contra Voltaje
IEEE	=	Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica
ULTC	=	Cambiador Automático de Tap Bajo Carga
s	=	Deslizamiento
G	=	Conductancia
T	=	Par
RAV	=	Regulador Automático de Voltaje
SEVs	=	Sistemas Estáticos de Vars
CAG	=	Control Automático de Generación
ΔV	=	Variación en el Voltaje
ΔQ	=	Variación en la Potencia Reactiva
V	=	Voltaje
Q	=	Potencia Reactiva
P	=	Potencia Activa
MW	=	Mega Watts
MVA	=	Mega Volts Amperes

MVA _r	=	Mega Volts Amperes reactivos
J	=	Matriz Jacobiana del Método de Newton-Raphson
J _R	=	Matriz Jacobiana Reducida
SDAS	=	Estabilidad Angular Ante Pequeños Disturbios
λ	=	Eigenvalor o Modo Crítico
F.P.	=	Factores de Participación de nodos
@	=	Para
ξ	=	Matriz de Eigenvectores Derechos Normalizados de \mathbf{J}_R
η	=	Matriz de Eigenvectores Izquierdos Normalizados de \mathbf{J}_R
Λ	=	Matriz Diagonal de Eigenvalores de \mathbf{J}_R
Y _N	=	Matriz de Admitancias de Nodo
EV	=	Estabilidad de Voltaje
PCS	=	Parámetro Clave del Sistema
OXLs	=	Limitadores de Máxima Excitación
TCLs	=	Cargas Controladas Termostáticamente
SIG	=	Sistema Interconectado de Guatemala
LT's	=	Líneas de Transmisión
pu	=	Por Unidad
kV	=	Kilo Volts
CTS	=	Carga Total del Sistema

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

En las dos últimas décadas han tomado mayor relevancia en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs) una serie de factores diversos (financieros, regulatorios, políticos y ambientales) que han forzado paulatinamente a las compañías eléctricas a operar sus sistemas en condiciones en las cuales, tienen que hacer el máximo uso de la capacidad de transmisión de energía. Considerando este aspecto, la capacidad de transmisión de potencia ha representado en los últimos años un aspecto de gran interés para la planeación y operación de los Sistemas Eléctricos. Esta capacidad de transmisión había estado tradicionalmente limitada principalmente por factores como: *a) la estabilidad angular y, b) el límite térmico máximo de las líneas de transmisión*. Sin embargo, como consecuencia de la creciente necesidad por hacer un uso intensivo de las redes de transmisión, los problemas relacionados con la estabilidad de voltaje han aparecido recientemente como la principal limitante para un número de sistemas cada vez mayor, superando incluso a la estabilidad angular como la restricción primaria. Este fenómeno se hace evidente si se toma en cuenta que la mayoría de los grandes colapsos experimentados por los sistemas eléctricos en los últimos años, han sido provocados principalmente por problemas de inestabilidad de voltaje. Dos ejemplos de estos grandes disturbios son los ocurridos en los sistemas eléctricos de California en mayo de 1985 [1] y, en Tokio en julio de 1987 [2].

Es predecible que el fenómeno de estabilidad de voltaje permanecerá en los próximos años como un importante reto dentro de la industria eléctrica y que, muy probablemente, su importancia se acrecentará aún más. Una fuerte razón para que esto suceda, es la creciente necesidad por hacer un uso más intensivo de los medios de transmisión de energía eléctrica disponibles. El incremento en el uso de la transmisión existente se hace posible, en parte, mediante la compensación de potencia reactiva lo cual, resulta inherentemente menos robusto que *un cable en el aire* (un incremento en el número de líneas de transmisión).

La estabilidad de voltaje es un tema todavía relativamente joven por lo cual, en los siguientes años se esperan muchos avances en la comprensión de este fenómeno así como en el desarrollo de software cada vez más especializado para la simulación y análisis de todos los aspectos involucrados en esta clase de estabilidad.

1.2 Antecedentes

En la Sección de Estudios de Postgrado e Investigación (SEPI) de la ESIME, se han realizado previamente dos trabajos de tesis relacionados con el tema de estabilidad de voltaje los cuales, se mencionan a continuación a manera de referencia.

- “*Control de Voltaje y Potencia Reactiva Mediante Compensadores Estáticos de Vars en Sistemas Eléctricos de Potencia*”, Tesis de Maestría, ESIME-IPN, 1987. Autor: Arturo Román Messina

En este trabajo se pretende como objetivo principal, mejorar el control de voltaje de un Sistema Eléctrico de Potencia Mediante la aplicación de Compensadores Estáticos de Vars. Se describen las características de operación de estos compensadores y su utilidad en la compensación de potencia reactiva en puntos clave del sistema eléctrico.

- “*Análisis de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia Empleando la Técnica del Mínimo Valor Singular*”, Tesis de Maestría, ESIME-IPN, 1999. Autor: Guillermo Galicia Cano

En este caso se realiza el análisis de estabilidad de voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la aplicación de la técnica del mínimo valor singular la cual, es una de las técnicas lineales utilizadas para estos estudios. En este trabajo se llevan a cabo ejemplos de la aplicación de esta técnica en sistemas eléctricos típicos de prueba como el de Ward –Hale y el de Nueva Inglaterra, así como en un sistema real representado por el área peninsular del Sistema Interconectado Mexicano. Se proponen finalmente algunos esquemas de compensación reactiva con base en las participaciones de nodos y de ramas obtenidas del análisis realizado.

1.3 Reseña Histórica

La evaluación de la estabilidad de voltaje utilizando la técnica de análisis modal de la matriz Jacobiana de flujos de potencia, ha sido ilustrada mundialmente en diversos trabajos técnicos y literatura de entre los cuales destacan los descritos en las referencias [3] y [4]. En su forma más básica, el método evalúa los eigenvalores del Jacobiano de flujos de potencia, reducido a una dimensión apropiada en un punto específico de operación del sistema. El eigenvalor más pequeño (conocido como modo crítico) y sus eigenvectores asociados, determinan respectivamente la proximidad del sistema así como la contribución de los elementos de dicho sistema a la inestabilidad de voltaje. En forma particular, los factores de participación obtenidos de los eigenvectores pueden identificar en el sistema, la ubicación óptima para implementar las medidas preventivas o correctivas más efectivas.

La capacidad de la técnica de análisis modal para revelar la proximidad y los mecanismos de la inestabilidad de voltaje, la convierte en una útil y recomendable herramienta para la operación y planeación de los sistemas de potencia, así como para evaluar la efectividad de las soluciones prácticas propuestas. Estos aspectos prácticos han sido descritos y analizados en varios trabajos comprendidos entre los años 1992 a 1994 [3], [5], [6] y [7]. En [3], los autores Gao B., Morison y Kundur describen completamente la técnica de análisis modal aplicada al estudio de estabilidad de voltaje y demuestran el uso de los factores de participación para identificar localidades críticas del sistema y los principales elementos que contribuyen a la inestabilidad de voltaje. En los ejemplos de aplicación descritos en [5] y [7], los factores de participación de nodos obtenidos del análisis modal fueron usados de manera conjunta con los modos críticos para encontrar el lugar más efectivo donde ubicar un compensador estático de vars (CEV), esto con objeto de mejorar la estabilidad de voltaje. En estos artículos [5] y [7], se indican también algunas consideraciones importantes para aplicar la técnica de análisis modal en esta clase de estudios. En el artículo “*SVC Placement Using Critical Modes of Voltage Instability*” [6], los autores Mansur, Wilson, Alvarado y Rinzin dedican el trabajo completo exclusivamente a mejorar el margen de seguridad de voltaje mediante la ubicación óptima de CEVs basándose en los factores de participación de nodos.

El análisis modal de la estabilidad de voltaje ha sido objeto de grandes discusiones sobre la naturaleza esencial de este fenómeno. Por ejemplo, uno de los aspectos más discutidos es el referente a definir si se trata de un fenómeno estático o dinámico. Tal discusión dio lugar a un trabajo como el descrito en “*Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches*” [8], donde los modos críticos y los factores de participación son usados para demostrar la cercana correspondencia entre los procedimientos estático y dinámico empleados en el análisis de la inestabilidad de voltaje. En el artículo “*Planning Methodologies for Voltage Stability Limited Power Systems*” [7], la relación entre los dos procedimientos fue también ilustrada mediante el estudio del mecanismo básico de la inestabilidad de voltaje utilizando una representación adicional de la dinámica de la carga.

El uso extensivo de los modos críticos y los factores de participación empleados en forma conjunta en los trabajos descritos en las referencias [3], [4], [5]-[8], ha demostrado mucho de la utilidad y versatilidad del análisis modal para el estudio de la estabilidad de voltaje. Esto ha generado también mucho ímpetu y motivación para aplicarlo en otras áreas de investigación del fenómeno de estabilidad de voltaje. En el trabajo *“The Behavior of Several HVDC Links Terminating in the Same Load Area”* [9], se lleva a cabo el análisis modal en un sistema de potencia con una configuración HVDC (High Voltage Direct Current) multi-entradas de corriente alterna, con objeto de identificar nodos donde pudieran ser implementadas acciones de control. En el artículo *“Voltage Stability Analysis of Multi-Infeed HVDC Systems”* [10], se presentó un método general y sistemático basado en el análisis modal e incorporando medidas pertinentes de integridad del sistema para interconexiones CA/CD (corriente alterna/corriente directa), tales como la relación efectiva de corto-circuito.

En este trabajo de tesis se realiza el análisis modal de la matriz Jacobiana de flujos de potencia para investigar la estabilidad de voltaje de un sistema eléctrico. En cambio, el análisis modal efectuado en [9], estuvo directamente enfocado al análisis de la estabilidad electrodinámica. En [10] se demostró también la forma en que varios parámetros del sistema tales como la relación efectiva de corto-circuito, la impedancia de acoplamiento entre los sistemas CA/CD que constituyen la configuración multi-entradas y, la relación relativa de potencia CD entre los sistemas CA/CD constituyentes, pueden afectar los eigenvalores del sistema y, consecuentemente, la estabilidad de voltaje de dicho sistema. Por último, en el trabajo *“Aspects of the Cooperation of Three HVDC Links Between Southern Denmark, Southern Sweden y Northern Germany/Jutland”* [11] se aplicó el análisis modal para estudiar un sistema HVDC multi-entradas tri-convertidor. En este trabajo en particular [11], fueron tratados de manera muy breve los factores de participación obtenidos del análisis modal ya que no se presentaron los resultados numéricos correspondientes.

Los trabajos descritos en los párrafos anteriores proporcionan un panorama muy completo de las diversas aplicaciones en las que hasta hoy en día, se ha utilizado con éxito el análisis modal para el estudio de la estabilidad de voltaje. De acuerdo a lo anterior, resulta lógico pronosticar que a medida que se avance más en el conocimiento de las posibilidades que esta técnica ofrece, crecerá también la variedad de estudios relacionados con la estabilidad de voltaje en los cuales esta herramienta pueda emplearse.

1.4 Objetivos de la Tesis

El trabajo desarrollado en esta tesis tiene como finalidad alcanzar los siguientes objetivos:

- *Estructurar como punto de partida, una metodología válida y aplicable para efectuar en una forma más completa y confiable, el análisis de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia.*
- *Implementar los algoritmos matemáticos de la técnica de análisis modal en un programa de software que permita realizar el análisis de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de gran tamaño.*
- *Haciendo uso del programa de software desarrollado, ubicar áreas propensas a presentar problemas de colapso de voltaje y a la vez, identificar también dentro de estas áreas “problemáticas” los nodos con mayor influencia y participación los cuales, son factores clave en la pérdida de estabilidad de voltaje. Una vez identificados los nodos con mayor influencia en los “modos críticos” de voltaje, proponer “puntos óptimos” para la ubicación de compensación reactiva y mejorar con esto, el margen de estabilidad de voltaje del sistema eléctrico analizado.*
- *Aplicar de manera conjunta la técnica de análisis modal con otras técnicas convencionales como las curvas $P-V$ y $V-Q$ para lograr con esto, un estudio más completo y representativo de la estabilidad de voltaje que presenta un sistema eléctrico en particular.*

1.5 Motivación y Justificación de la Tesis

Los principales aspectos que motivaron y justifican la elaboración de un trabajo relacionado con la estabilidad de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia son los siguientes:

- Los problemas de estabilidad de voltaje aparecen con mayor frecuencia a medida que se desarrolla y crece la demanda de carga en los sistemas eléctricos de potencia. Así mismo, se esperan problemas de voltaje ante la tendencia al libre mercado de energía de grandes sistemas eléctricos que anteriormente funcionaban como monopolio y que pertenecían al estado.
- Una razón para que se haya despertado un reciente interés en los sistemas de potencia con años en servicio, es la necesidad creciente de hacer un uso más extensivo de la generación y transmisión existentes. Esto se debe principalmente, a las cada vez más grandes dificultades de tipo económico y ambiental que se tienen para poder construir nuevas plantas de generación en áreas de carga y, a los problemas que representa el construir líneas de transmisión desde lugares de generación muy alejados de los centros de consumo
- Una segunda razón es el incremento en el uso de bancos de capacitores en paralelo para compensación de potencia reactiva. El uso excesivo de este tipo de bancos con objeto de extender los límites de transmisión, repercute en una red altamente compensada que en un momento determinado se puede volver frágil y susceptible al colapso de voltaje
- Los límites de transferencia de potencia impuestos por problemas de estabilidad angular, han sido últimamente minimizados por medio de la liberación rápida de fallas, el alto desempeño de los sistemas de excitación, los estabilizadores de sistemas de potencia, así como otros controles. Con estas restricciones casi eliminadas, solo la capacidad térmica o la estabilidad de voltaje podrían ahora dictar los límites de transferencia de potencia
- A pesar del gran avance que se ha logrado en los últimos años en la comprensión y análisis de la estabilidad de voltaje, no existe todavía una metodología clara que permita seguir algunos pasos específicos para realizar por primera vez un estudio de este tipo de estabilidad

1.6 Contribuciones

- Los problemas de estabilidad de voltaje son un fenómeno relativamente nuevo y a pesar de que en la actualidad se cuenta con bastante y diversa información al respecto, no existe todavía una metodología que marque claramente los procedimientos necesarios para realizar un estudio completo de esta clase de estabilidad. En este sentido, aunque han venido apareciendo distintas técnicas así como algunos lineamientos y consideraciones para efectuar esta clase de análisis, una de las principales aportaciones que se logran alcanzar en este trabajo, es el hecho de poder establecer un procedimiento o metodología que permita evaluar la estabilidad de voltaje de un sistema eléctrico de potencia en una forma sencilla y precisa. A pesar de que las características de los sistemas eléctricos pueden ser muy distintas entre sí, se considera que la metodología seguida en este trabajo es fácil de aplicar y puede servir como una guía que permita realizar de una manera más completa y confiable esta clase de estudios.

- Aunque las simulaciones dinámicas de la estabilidad de voltaje representan la manera más fiel de observar el comportamiento del sistema, dichas simulaciones consumen demasiado tiempo de cómputo y, en muchos casos, ofrecen resultados no muy fáciles de interpretar debido a la gran cantidad de elementos del sistema que intervienen en el fenómeno y a los cuales es necesario modelar en detalle para su correcta representación. Considerando este aspecto, la técnica de análisis modal empleada en este trabajo permite realizar una rápida evaluación del grado de estabilidad de todos los distintos casos que se consideren necesarios. De esta forma, los resultados obtenidos mediante el análisis modal pueden servir como una valiosa referencia para posteriormente, llevar a cabo las simulaciones dinámicas únicamente de aquellos casos observados como los más críticos o de mayor interés.

- Se ilustra a lo largo del capítulo 4 que mediante la aplicación de la técnica de análisis modal de manera conjunta con técnicas convencionales como las curvas P-V y V-Q, se hace posible obtener una información bastante completa respecto a la estabilidad de voltaje que presentan los sistemas eléctricos. Este aspecto es muy importante ya que como se pudo ver en el desarrollo del capítulo mencionado, los resultados obtenidos con el análisis modal se complementan de manera muy interesante con aquellos resultados proporcionados por las curvas mencionadas y viceversa.

1.7 Estructura de la Tesis

El trabajo desarrollado y reportado en esta tesis se encuentra conformado por cinco capítulos y dos apéndices. A continuación se presenta una breve descripción general del contenido de cada uno de ellos.

El capítulo 1 contiene una breve introducción al fenómeno de estabilidad de voltaje y su creciente relevancia en los estudios necesarios dentro de las empresas de energía eléctrica. También en este capítulo, se hace una revisión del trabajo previo que existe actualmente sobre el tema y se mencionan los objetivos que se persiguen en esta tesis así como los principales aspectos que motivan y justifican la realización de ésta. Se indican por último, las aportaciones más importantes que se pretenden obtener con la realización de este trabajo.

En el capítulo 2 se mencionan en forma general las técnicas existentes para el análisis de estabilidad de voltaje y se incluyen además en este capítulo, algunos aspectos teóricos y conceptos fundamentales para una mejor comprensión de los problemas de inestabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia. Se describen con cierto detalle algunos métodos tradicionales de análisis estático que se utilizan actualmente para el estudio de colapso de voltaje. De esta forma, en este capítulo se mencionan técnicas tales como las curvas V-Q, las curvas P-V, las sensibilidades voltaje-potencia reactiva y, la aplicación de métodos de continuación de flujos de potencia para la determinación de márgenes de estabilidad. En este capítulo se detallan también los requerimientos en el modelado de los distintos elementos del sistema para su representación en los estudios de estabilidad de voltaje.

El capítulo 3 describe en forma detallada los aspectos teóricos fundamentales de algunas técnicas de análisis lineal haciendo más énfasis en particular en la técnica de análisis modal la cual, es la técnica que se utiliza en el estudio de estabilidad de voltaje incluido en el capítulo 4.

En el capítulo 4 se presenta como parte medular de este trabajo, el desarrollo, resultados y observaciones del análisis estático de estabilidad de voltaje realizado a un Sistema Eléctrico de Potencia Real correspondiente al Sistema Interconectado de Guatemala. Con base en los resultados obtenidos del análisis modal, se propone una metodología para optimizar la ubicación de compensación de potencia reactiva en el sistema. En este capítulo se evalúan también algunas de las diferentes opciones que existen para efectuar la compensación reactiva con objeto de aliviar los problemas de inestabilidad de voltaje en los casos en los que existe la posibilidad de que esto ocurra.

El capítulo 5 contiene las conclusiones y observaciones de este trabajo, así como las recomendaciones para trabajos futuros relacionados con el tema de análisis estático de estabilidad de voltaje empleando la técnica de análisis modal.

El apéndice 1 contiene el manual de operación del programa de software utilizado para aplicar la técnica de análisis modal en los estudios de estabilidad de voltaje. Se describe en esta sección todo el procedimiento necesario para el análisis de los resultados obtenidos

En el mismo apéndice 1 se incluyen los listados del programa de análisis modal así como una descripción completa de los archivos de entrada y salida de datos. Se describe también con ayuda de algunos diagramas de flujo, la estructura de los algoritmos matemáticos programados en el lenguaje Matlab, esto con objeto de ilustrar el proceso que se sigue en los cálculos que el programa realiza para la obtención de los resultados.

Por último, en el apéndice 2 se presenta el archivo de datos utilizado el cual contiene toda la información de la red eléctrica del Sistema Interconectado de Guatemala. En este archivo se pueden observar los datos del sistema de transmisión, de la generación y de las cargas que conforman el sistema eléctrico de potencia mencionado para condiciones de demanda máxima del año 1998.

En forma anexa a esta tesis se proporciona en un disco compacto el programa completo para realizar el análisis modal en lenguaje Matlab, así como los archivos de datos del Sistema Interconectado de Guatemala para los distintos casos analizados durante el desarrollo de este trabajo.

CAPÍTULO 2

ASPECTOS FUNDAMENTALES Y HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

2.1 Introducción

A medida que los sistemas eléctricos se han visto en la necesidad de crecer para poder satisfacer la cada vez más grande demanda de energía, la capacidad de estos sistemas para mantener la estabilidad de voltaje ha surgido como un aspecto de vital importancia en la operación y planeación los sistemas de potencia.

Conforme ha ido creciendo el interés por el fenómeno de estabilidad de voltaje, muchas empresas e industrias del sector eléctrico han dedicado mayores recursos para investigar y desarrollar herramientas que permitan realizar de una manera más completa y confiable, estudios relacionados con esta clase de problemas. Como resultado de esto, han aparecido en la última década algunas técnicas y herramientas las cuales, han sido paulatinamente incorporadas como parte de los estudios rutinarios de operación y planeación del sistema.

La estabilidad de voltaje a pesar del gran auge que ha experimentado en los últimos años, en la actualidad se encuentra parcialmente comprendida ya que existen muchas facetas del problema las cuales, comprenden los controles del generador, la compensación de potencia reactiva de la red de transmisión, el diseño de las redes de distribución y las características de la carga. Por lo tanto, el problema de la estabilidad de voltaje a pesar de los grandes avances logrados en los años recientes, no está todavía completamente entendido ya que como se mencionó, existen muchos aspectos que intervienen en el problema de entre los cuales, las características físicas y los modelos matemáticos de una amplia gama de equipo desempeñan un papel muy importante [2].

La estabilidad de voltaje en los últimos diez años ha adquirido cada vez más importancia en la planeación y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Lo anterior debido entre otros aspectos a que problemas de colapso de voltaje han desencadenado en grandes pérdidas de carga y fuertes disturbios como los ocurridos en el Sur de Florida en Mayo de 1985 [1] y en Tokio, en Julio de 1987 [2].

En este capítulo se lleva a cabo una revisión de los principales conceptos teóricos relacionados con la estabilidad de voltaje así como también, se describen o mencionan algunas de las técnicas más utilizadas para realizar esta clase de estudios. Se presenta también en este capítulo, una descripción del modelado de los elementos más importantes del sistema en estudios de estabilidad de voltaje.

2.2 El Concepto de Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje cubre un amplio rango del fenómeno. Debido a esto, la estabilidad de voltaje significa diferentes cosas para distintos ingenieros. De esta forma, representa un fenómeno rápido para ingenieros involucrados con motores de inducción, cargas de aire acondicionado y, enlaces de alto voltaje en corriente directa. En cambio, es un fenómeno lento (involucrando cambiadores mecánicos de tap por ejemplo) para otros ingenieros. Muchos investigadores e ingenieros de redes eléctricas han discutido extensamente los métodos de análisis más apropiados, con una particular polémica referente a si la estabilidad de voltaje es un fenómeno estático o dinámico [2].

La inestabilidad de voltaje y el colapso de voltaje son usados algunas veces de manera indistinta por la mayoría de los ingenieros.

La estabilidad de voltaje ha sido vista frecuentemente como una "*viabilidad*" del problema en estado estable apropiada para el análisis estático (flujos de potencia). La capacidad para transferir potencia reactiva de las fuentes de producción hacia los centros de consumo durante condiciones estables de operación, es un aspecto relevante de la estabilidad de voltaje. Es importante mencionar que *el límite máximo de transferencia de potencia de la red no es necesariamente el límite de estabilidad de voltaje* [2].

La inestabilidad o colapso de voltaje es un proceso dinámico. La palabra "*estabilidad*" implica por sí misma un sistema dinámico. Un sistema de potencia es un sistema dinámico.

En contraste con la estabilidad angular, la dinámica de estabilidad de voltaje involucra principalmente las cargas y los medios para el control de voltaje. Debido a esto, la estabilidad de voltaje ha sido llamada comúnmente *estabilidad de la carga* [2].

2.2.1 Definiciones.

La estabilidad de voltaje es un subconjunto de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia vista en forma global. Con objeto de ubicar claramente este concepto, en el diagrama de la figura 2.1 se ilustra en forma gráfica una clasificación completa del concepto de estabilidad [12].

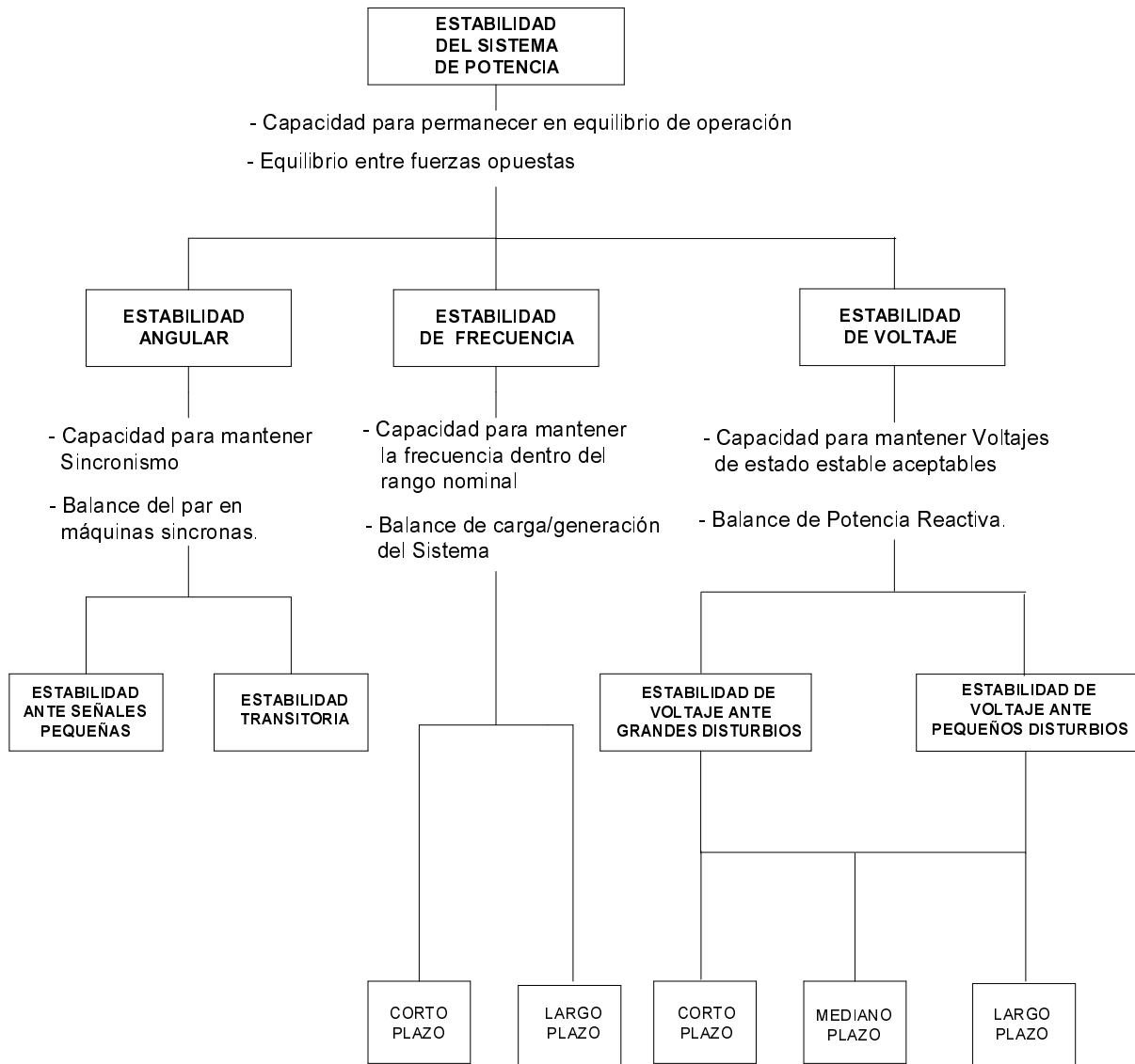


Figura 2.1 Clasificaciones de la Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia [12]

Las definiciones adoptadas en este trabajo están basadas principalmente en las definiciones desarrolladas por el CIGRÉ [2]. Las definiciones de estabilidad en este caso son análogas a las definiciones de estabilidad que se tienen para otros sistemas dinámicos. De esta forma, se presentan a continuación las siguientes definiciones:

- Un sistema de potencia en un estado de operación dado, se dice que *es estable en el sentido de voltaje ante pequeños disturbios* si, posteriormente a cualquier pequeño disturbio, los voltajes cercanos a las cargas son idénticos o muy parecidos a los valores de pre-disturbio. (La estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios corresponde a un modelo dinámico linealizado con eigenvalores teniendo sus partes reales negativas. Para fines de análisis, los modelos discontinuos para los cambiadores de tap podrían tener que ser reemplazados con modelos continuos equivalentes) [2].
- Un sistema de potencia en un estado de operación dado y sujeto a un "x" disturbio, es estable en el sentido de voltaje si los voltajes cercanos a las cargas se aproximan a los valores de equilibrio de post-disturbio. (El estado "perturbado" está dentro de la región de atracción del equilibrio estable de post-disturbio) [2].
- Un sistema de potencia en un estado de operación dado y sujeto a un "x" disturbio, experimenta un *colapso de voltaje* si los voltajes de equilibrio después del disturbio son inferiores a los límites aceptables. El colapso de voltaje puede ser total (apagón) o parcial.
- La inestabilidad de voltaje en un sistema de potencia es la ausencia de estabilidad de voltaje y resulta en un progresivo decremento (o incremento) de voltaje. Sin embargo, la operación de controles cuando éstos alcanzan sus límites y otro tipo de acciones de control (p.e. desconexión de carga), pueden en algunos casos establecer una estabilidad global [2].

La estabilidad de voltaje involucra normalmente grandes disturbios (incluyendo incrementos rápidos en la carga o en la transferencia de potencia). Adicionalmente, la inestabilidad se caracteriza en la mayoría de los casos por un decremento no periódico en el voltaje. La inestabilidad de un voltaje oscilatorio puede ser posible pero, en cambio, las inestabilidades de control no son permitidas. Las inestabilidades de control pueden ocurrir, por ejemplo, debido a una muy alta ganancia en un compensador estático de vars (CEV) o, a una muy pequeña "banda muerta" en un relevador de voltaje controlando a un banco de capacitores en derivación. Los fenómenos de sobrevoltajes e inestabilidad tales como la auto-excitación de máquinas rotatorias, están fuera del alcance de las definiciones aquí mencionadas. Los sobrevoltajes normalmente, más que un problema de estabilidad de sistemas de potencia son un problema de equipo.

El término *seguridad de voltaje* se utiliza también con frecuencia. Éste se refiere a la habilidad de un sistema, no solamente para operar de manera estable, sino también para permanecer estable después de contingencias probables o de incrementos en la carga. Lo anterior frecuentemente significa la existencia de un margen considerable desde un punto de operación hasta el punto de inestabilidad de voltaje (o hasta el punto máximo de transferencia de potencia) después de la ocurrencia de una probable contingencia [2].

Aún cuando la estabilidad de voltaje involucra fenómenos dinámicos, los métodos estáticos de análisis son utilizados con más frecuencia por ser rápidos y por su facilidad de implementación además de la importante e inmediata información que proporcionan la cual, puede servir como punto de partida para realizar posteriormente algunas simulaciones dinámicas con la ventaja de que en este caso, ya se tendría importante información preliminar para decidir los casos de verdadero interés para su simulación en el dominio del tiempo.

2.3 Conceptos Básicos

En primera instancia, se describen con más detalle aspectos relacionados con la impedancia de las cargas. Un teorema básico de redes dice que la transmisión máxima de potencia ocurre cuando la magnitud de la impedancia de la carga es igual a magnitud de la impedancia de la fuente. Para muy altas impedancias de carga (muy bajas admitancias), se encuentra en puntos de operación con altos voltajes y bajas corrientes. Para altas admitancias, se encuentra ahora en puntos de operación con bajos voltajes y altas corrientes [2].

Para el caso más simple, compuesto por una carga resistiva y una reactancia de la red, la figura 2.2 muestra las relaciones de voltaje, corriente, y potencia. Como se mencionó anteriormente, la potencia máxima ocurre cuando las magnitudes de las impedancias de la fuente y la carga son iguales. Al voltaje en el punto de potencia máxima se le conoce como voltaje crítico [2].

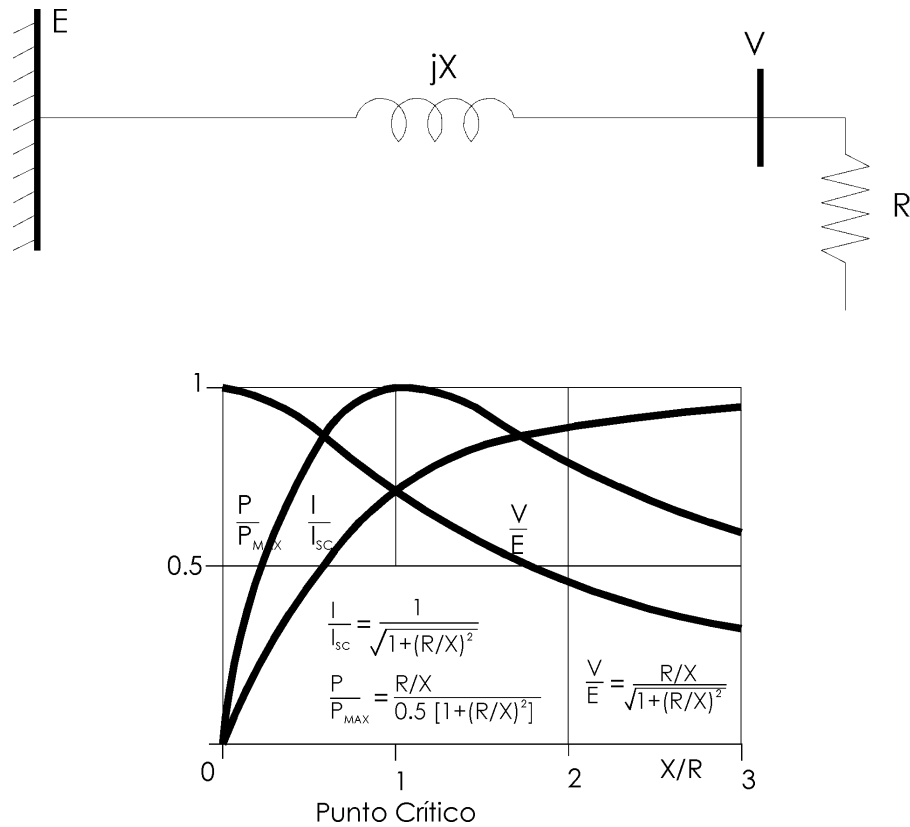


Figura 2.2 Relaciones de voltaje, corriente y potencia para carga resistiva y reactancia de la red. $I_{sc} = E/X$ es la corriente de corto circuito [2].

2.3.1 Relación Entre Estabilidad de Voltaje y Estabilidad Angular

La estabilidad de voltaje y la estabilidad angular están relativamente entrelazadas. La estabilidad de voltaje transitoria está frecuentemente relacionada con la estabilidad angular y, las formas más lentas de estabilidad de voltaje están íntimamente relacionadas con la estabilidad angular ante pequeños disturbios. Con frecuencia, los mecanismos de los dos tipos de estabilidad son difíciles de separar. Sin embargo, existen muchos casos donde una forma de inestabilidad predomina. El reporte IEEE [13] describe las situaciones extremas: (a) un generador síncrono remoto, conectado mediante líneas de transmisión a un gran sistema de potencia (estabilidad angular pura - caso máquina bus infinito) y, (b) un generador síncrono de un gran sistema, conectado mediante líneas de transmisión a una carga asíncrona (estabilidad de voltaje pura). La figura 2.3 muestra estas condiciones extremas [2].

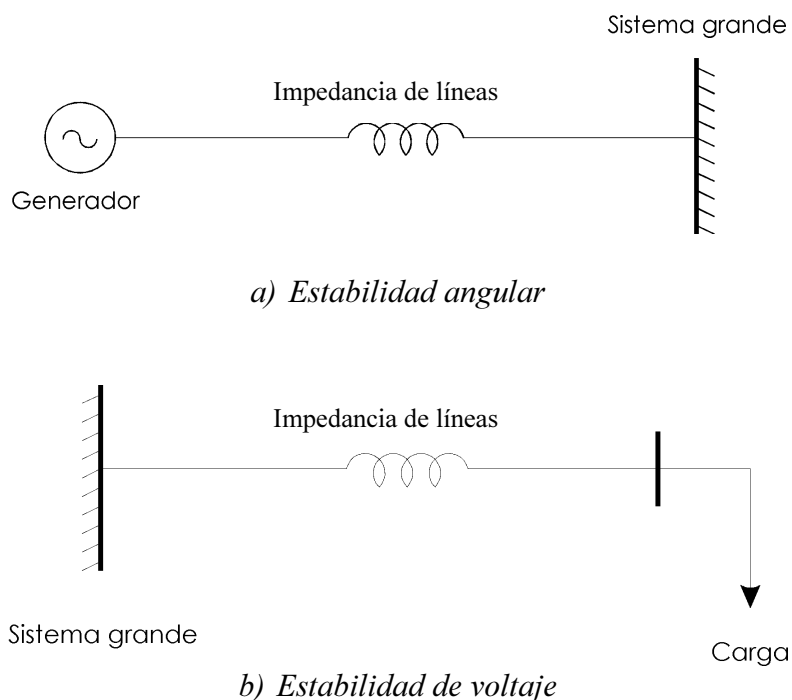


Figura 2.3 Ejemplos sencillos ilustrando situaciones extremas para la estabilidad angular y la estabilidad de voltaje [2]

La estabilidad angular así como la estabilidad de voltaje, es afectada por el control de potencia reactiva. En particular, la inestabilidad ante pequeños disturbios (*estado estable*) involucrando incrementos no-periódicos de ángulos, fue un gran problema hasta que los reguladores automáticos de voltaje rápidos y de acción continua, hicieron su aparición. Es posible observar una relación entre estabilidad angular ante pequeños disturbios y la estabilidad de voltaje de largo término: el limitador de corriente del generador (mejor conocido como limitador de sobreexcitación) evita la regulación automática de voltaje normal. El limitador de corriente del generador es muy perjudicial para ambas formas de estabilidad [2].

La estabilidad de voltaje está relacionada con áreas de carga y características de la carga. Para la estabilidad angular, frecuentemente el interés radica en el caso de integrar plantas de generación remotas a un gran sistema de potencia a través de largas líneas de transmisión. La estabilidad de voltaje es básicamente *estabilidad de la carga* y, la estabilidad angular es básicamente *estabilidad del generador* [2].

En un gran sistema interconectado, el colapso de voltaje en un área de carga puede ser posible sin necesidad de que se presente la pérdida de sincronismo de ningún generador.

La estabilidad de voltaje transitoria generalmente se encuentra más cercanamente asociada con la estabilidad angular del rotor. En cambio, la estabilidad de voltaje de largo término está menos relacionada con la estabilidad angular [2].

De esta forma, si el voltaje se colapsa en un punto de un sistema de transmisión remoto de las cargas, se trata entonces de un problema de inestabilidad angular. En cambio, si el voltaje se colapsa en un área de carga, se tiene con mucha probabilidad un problema de inestabilidad de voltaje.

2.4 Márgenes de Tiempo y Mecanismos de la Inestabilidad de Voltaje.

La inestabilidad de voltaje y la dinámica del colapso se extiende en un rango de tiempo desde una fracción de segundo hasta decenas de minutos.

Para describir el fenómeno dinámico se emplean generalmente gráficas de respuesta en el tiempo [2]. La figura 2.4 muestra que muchos componentes y controles del Sistema de Potencia juegan un papel específico en la estabilidad de voltaje sin embargo, solamente algunos de ellos participarán significativamente en un incidente o escenario en particular de acuerdo a las características del sistema y el tipo de disturbio, aspectos que finalmente determinarán cuales fenómenos son en verdad importantes.

La figura 2.4 ilustra también una clasificación de la estabilidad de voltaje dentro de márgenes de tiempo transitorios y de largo término. Existe casi siempre una clara separación entre los dos marcos de tiempo [2].

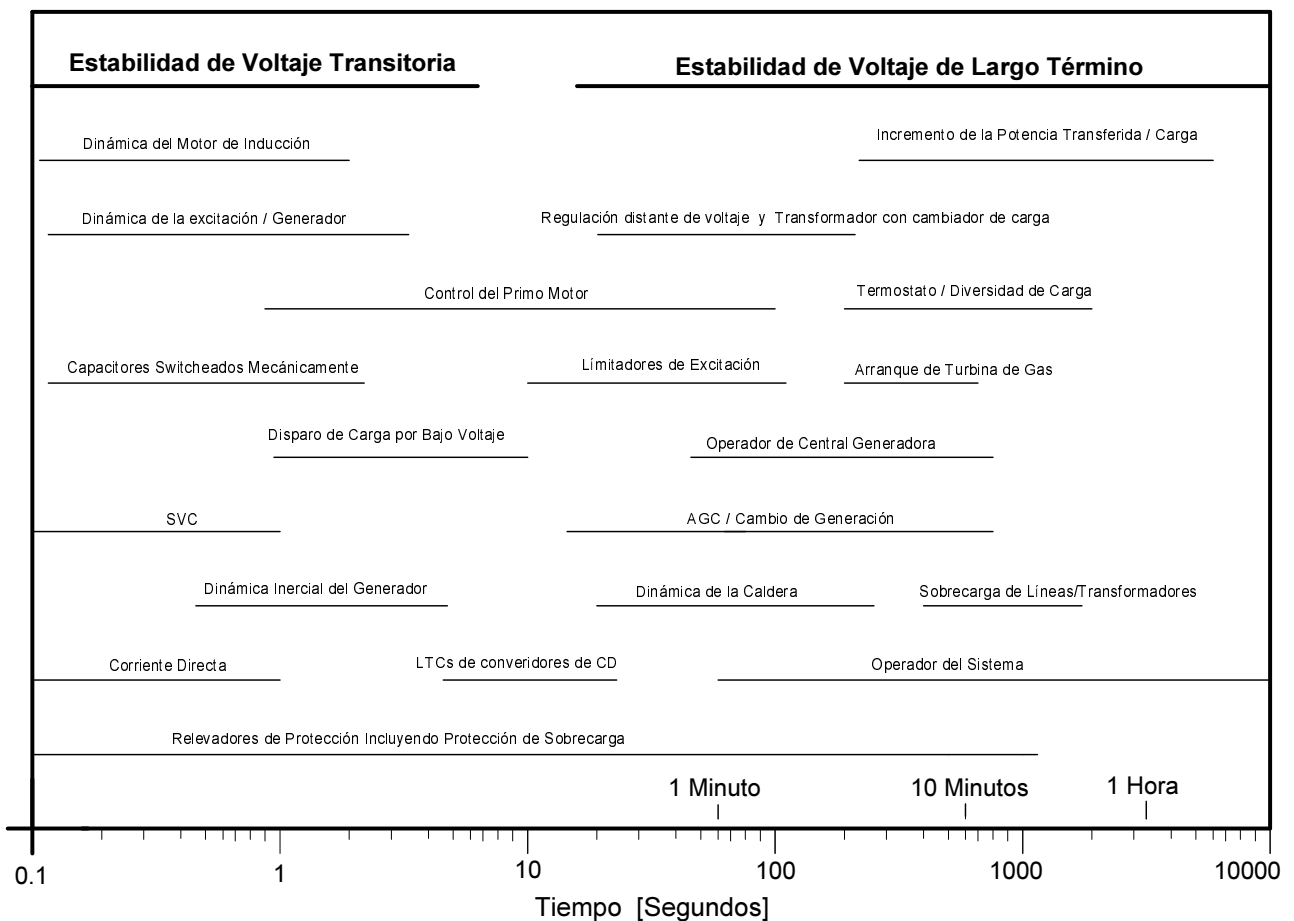


Figura 2.4 Fenómeno de estabilidad de voltaje y respuestas en el tiempo [2].

2.5 Mecanismos y Escenarios de la Inestabilidad de Voltaje.

De acuerdo a la figura 2.4, la estabilidad de voltaje se puede dividir en tres escenarios los cuales, ayudan a lograr una clasificación simple pero ilustrativa de este fenómeno. Estos escenarios son descritos brevemente a continuación [2]:

- A) *Escenario 1: Estabilidad de Voltaje Transitoria.*
- B) *Escenario 2: Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo.*
- C) *Escenario 3: Inestabilidad de Voltaje de Largo Plazo.*

A) Escenario 1 : Estabilidad de Voltaje Transitoria.

El margen de tiempo en este caso, va desde cero hasta aproximadamente diez segundos lo cual, es también el periodo de tiempo que comprende la estabilidad angular. En este periodo la distinción entre la inestabilidad de voltaje y la inestabilidad angular no es siempre muy clara y, en algunos casos, pueden existir fenómenos relacionados con ambos aspectos. Con frecuencia, una disyuntiva que se presenta es el saber a ciencia cierta si el colapso de voltaje provoca la pérdida de sincronismo o, por el contrario, si la pérdida de sincronismo causa el colapso de voltaje. En este sentido es importante tener siempre en cuenta que el colapso de voltaje es provocado por componentes de carga desfavorables y de acción rápida tales como motores de inducción y convertidores de corriente directa.

Para caídas severas de voltaje (por ejemplo durante corto circuitos liberados lentamente), la demanda de potencia reactiva por parte de los motores de inducción se incrementa, contribuyendo al colapso de voltaje a menos que la protección o los contactores disparen los motores. (Esto ha sido llamado también *inestabilidad del motor de inducción [14]*). Posterior a la ocurrencia de alguna falla, los motores tienen dificultad para lograr un reaceleramiento. El paro o frenado de motores puede causar que otros motores cercanos se ahoguen también. En estudios de simulación, los motores por ser cargas importantes deben ser representados como dispositivos dinámicos. La característica de la compensación con bancos de capacitores en paralelo (potencia reactiva proporcional al cuadrado del voltaje) aumenta los problemas.

El aislamiento eléctrico y los estudios de disparo de carga por baja frecuencia han mostrado un probable colapso de voltaje cuando el desequilibrio en la isla es mayor al 50%. En este caso, el voltaje decae más rápido que la frecuencia, el decremento de voltaje a su vez, afecta a las cargas con sensibilidad de voltaje, lentamente la frecuencia decae y operan los relevadores de disparo de carga por baja frecuencia. También existe la posibilidad de que estos relevadores no operen debido a los bajos voltajes por lo que, podría ser necesario el disparo de carga por bajo voltaje. Con objeto de ilustrar claramente estos últimos aspectos, en la figura 2.5 se muestra el comportamiento del voltaje y la frecuencia para un incidente ocurrido en el Sur de Florida, en Mayo de 1985 [2].

En esta figura se puede ver como ocurre el colapso de voltaje antes de que la frecuencia decaiga a los puntos de operación del disparo de carga por baja frecuencia. Las cargas constituidas por motores de inducción, incluyendo los motores de servicios auxiliares de las plantas, desempeñaron un papel muy importante en el desarrollo del incidente.

En los últimos años, la integración de enlaces de alto voltaje en corriente directa (HVDC) dentro de sistemas de potencia con débil soporte de voltaje, ha provocado también serios problemas de estabilidad de voltaje transitoria [15].

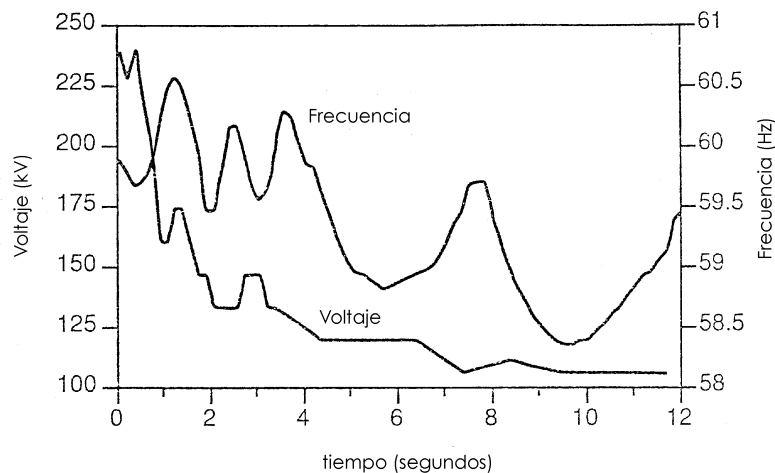


Figura 2.5 Voltaje y frecuencia para el sur de Florida durante el apagón del 17 de Mayo de 1985 [2]

B) Escenario 2 : Estabilidad de Voltaje de Largo Término

Para este escenario el marco de tiempo es de algunos minutos (típicamente de dos a tres minutos de duración). En este caso, la intervención del operador frecuentemente no es posible. Para describir este escenario han sido utilizados términos como estabilidad de *medio término*, y estabilidad *post-transitoria* o de *post-disturbio*.

Este escenario se presenta debido a altos niveles de carga, grandes importaciones de potencia de puntos de generación remota o, algún disturbio súbito y grande. El sistema en este caso es transitoriamente estable debido a la sensibilidad de voltaje de las cargas. Disturbios tales como la pérdida de grandes generadores en un área de carga, o la pérdida de líneas de transmisión importantes, provocan altas pérdidas de potencia reactiva y consecuentemente, depresiones de voltaje en las áreas de carga. Cuando esto ocurre, los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores (ULTC) y los reguladores de voltaje en distribución, sensan los bajos voltajes y actúan para restaurar los voltajes de distribución recuperando por lo tanto, los niveles de potencia de la carga.

La restauración de la carga provoca fuertes depresiones en los voltajes de transmisión. Los generadores cercanos son sobreexcitados y sobrecargados pero, los limitadores de sobreexcitación (o los operadores de las plantas), retornan las corrientes de campo a sus valores nominales tan pronto como la capacidad del tiempo de sobrecarga (dos a tres minutos) expira. Cuando esto sucede, los generadores lejanos deben entonces proporcionar la potencia reactiva lo cual, es ineficiente y poco efectivo por los inconvenientes (mayores pérdidas por ejemplo) que trae consigo. El sistema de transmisión y generación no puede soportar largamente las cargas y las pérdidas reactivas por lo que, lo que prosigue es un rápido decrecimiento en el voltaje y, finalmente, un parcial o completo colapso de voltaje. La etapa final podría involucrar atascamientos de motores de inducción y operaciones de relevadores de protección. Dependiendo del tipo y características de las cargas (incluyendo medios para desconexión por bajo voltaje) el colapso puede ser parcial o total.

C). *Escenario 3 : Inestabilidad de Voltaje de Largo Término.*

La inestabilidad de voltaje se desarrolla sobre un tranquilo y más largo periodo de tiempo y es originada principalmente por incrementos grandes y repentinos de la carga (los picos de carga de la mañana y la tarde por ejemplo) y también, por grandes y muy rápidos incrementos en la transferencia de potencia.

El crecimiento de la carga, medido en megawatts/minuto, puede ser absolutamente rápido. Acciones del operador, tales como una oportuna aplicación de equipo para suministro de potencia reactiva o disparo de carga, pueden llegar a ser necesarias para prevenir la inestabilidad. Factores como el límite de tiempo de sobrecarga de líneas de transmisión (decenas de minutos) y, pérdidas de una diversidad de carga debido al bajo voltaje, pueden ser importantes. La etapa final de la inestabilidad incluye acciones de equipo más rápido como el descrito en los escenarios 1 y 2.

Existen muchas interacciones entre los diferentes equipos y los márgenes de tiempo. Por ejemplo, la regulación de voltajes mediante cambiadores de tap va a prevenir la pérdida de una diversidad de cargas por medio de la regulación termostática de cargas de energía constante. Como otro ejemplo, la operación del limitador de máxima excitación previene la regulación normal del voltaje del generador.

2.6 Mecanismos - Dinámica de la Carga, Puntos de Equilibrio y Regiones de Atracción.

La estabilidad de voltaje ha sido llamada también *estabilidad de la carga*. La "carga" es la carga vista en los nodos de alto voltaje del sistema de transmisión e incluye los efectos de los sistemas de subtransmisión y distribución. La restauración de las cargas que han sido temporalmente reducidas por el bajo voltaje es un aspecto clave de la estabilidad de voltaje [2].

La carga activa (real) es restaurada mediante tres mecanismos [2]:

- 1) *Los motores de inducción responden rápidamente para igualar su carga mecánica dentro de unos cuantos segundos posteriores a inesperados cambios en el voltaje. Inmediatamente después de un cambio repentino en el sistema fuente, los motores de inducción actúan como impedancias de carga ; esto es evidente desde el bien conocido circuito equivalente, considerando que el deslizamiento no puede cambiar instantáneamente debido a la inercia del motor. Para disminuciones lentas de voltaje, la respuesta rápida de motores "rastrea" la dinámica lenta de otros equipos, actuando como cargas de potencia activa constante.*
- 2) *Los cambiadores automáticos de tap bajo carga (ULTC) de los transformadores y los reguladores de voltaje en distribución operan sobre decenas de segundos a varios minutos para restaurar el voltaje del lado de la carga y, en consecuencia, las cargas con sensibilidad de voltaje. La potencia reactiva de la carga y la salida de potencia reactiva de la compensación en paralelo son también restauradas.*
- 3) *Las cargas resistivas de energía constante son restauradas por medio de controles termostáticos o manuales. Para cargas adicionales esto resulta en una pérdida de diversidad de carga sobre un periodo de tiempo posterior a la reducción de voltaje.*

Como una primera aproximación, las dinámicas de los tres mecanismos de restauración de la carga son de primer orden y pueden ser modeladas utilizando una sola constante de tiempo. (Para cambiadores de tap, inclusión de bandas muertas, relevadores de tiempo y de voltaje, y taps discretos, esta aproximación es absolutamente imperfecta). Aún cuando las constantes de tiempo son diferentes, las ecuaciones son similares en forma y los mecanismos de restauración de la carga pueden ser uniformizados para fines de análisis [16, 17]. Los tres tipos de carga pueden estar presentes en un nodo de repartición de carga de un sistema de potencia como se muestra en la figura 2.6.

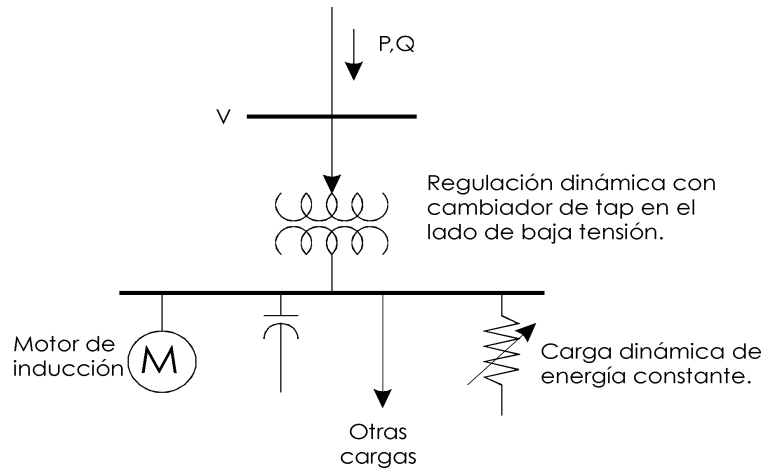


Figura 2.6 Tres diferentes mecanismos para restablecimiento de cargas con sensibilidad de voltaje [2].

Las variables de estado para los modelos de primer orden de los tres mecanismos de restablecimiento de la carga pueden ser tomados, respectivamente, como deslizamiento de motor (s), relación de los cambiadores de tap (n), y conductancia de la carga (G). Conforme cada variable de estado se incrementa desde cero, la potencia de la carga aumenta, alcanza un máximo, y después disminuye (ver figura 2.7). Conforme la variable de estado crece, el voltaje decrece de manera monótona.

Para motores de inducción, la figura 2.7 es similar a las ya conocidas curvas *Par-deslizamiento*. En este caso, la ecuación diferencial de primer orden aplicable es:

$$2H\omega \frac{ds}{dt} = P_o - P_e \quad (2.1)$$

donde P_o es la potencia mecánica inicial la cual, por simplicidad, se asume constante.

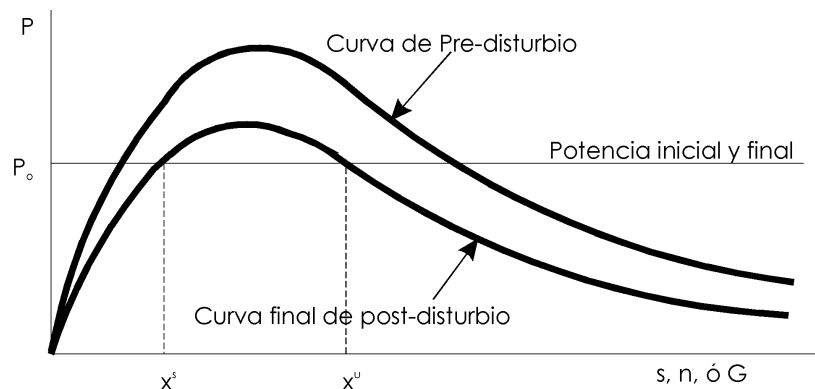


Figura 2.7 Potencia contra variable de estado de la dinámica de carga. Adaptada de Van Cutsem [17].

Para la estabilidad posterior a un gran disturbio, el deslizamiento en el momento de la configuración final del sistema original (es decir, después de la liberación de la falla) debe estar dentro de la región de atracción de un punto estable de equilibrio x^s . La región de atracción se extiende hasta el punto inestable de equilibrio x^u , (ver ecuación 2.1). Lo anterior sucede para la región entre x^s y x^u , esto es debido a que P_e es más grande que la potencia inicial P_o y el motor tenderá a acelerarse (el deslizamiento decrecerá) hasta x^s .

Para un gran número de cargas caloríficas controladas termostáticamente, una ecuación aplicable es la siguiente:

$$T \frac{dG}{dt} = P_o - V_L^2 G \quad (2.2)$$

La situación es similar al caso del motor de inducción. Para la estabilidad posterior a un gran disturbio, la conductancia al momento de la configuración final del sistema original (es decir, después de la restauración del circuito y la inserción del capacitor en paralelo) debe estar dentro de la "región de atracción" del punto estable de equilibrio x^s . La región de atracción se extiende hasta el punto inestable de equilibrio x^u , (ver ecuación 2.2). Lo anterior sucede para la región entre x^s y x^u , esto es debido a que $V_L^2 G$ es más grande que P_o y los termostatos reducirán la conductancia (e incrementa el voltaje) hasta que el punto x^s es alcanzado.

La situación con los cambiadores de tap es similar de nueva cuenta. En efecto, la formulación puede ser modificada de tal manera que la ecuación 2.2 se pueda aplicar, donde G es la conductancia referida al lado de alto voltaje del cambiador de tap [16].

2.7 Requerimientos de Modelado del SEP Para Estudios de Estabilidad de Voltaje

La inestabilidad de voltaje es un fenómeno dinámico que involucra la interacción de muchos dispositivos y puede verse influenciado por el comportamiento no-lineal de algunos elementos del sistema.

En esta sección se describen en forma general, los requerimientos en el modelado de algunos de los elementos del SEP que tienen un mayor impacto sobre la inestabilidad de voltaje.

Es importante señalar que en el caso particular de este trabajo de tesis, no se realiza el modelado de todos estos elementos debido a que el análisis se realiza en estado estable y algunos de ellos solo intervienen en las simulaciones dinámicas. De esta manera, dispositivos como el control de generación, así como las protecciones y controles no son contempladas para su representación.

En lo que respecta a las cargas, éstas son modeladas únicamente como potencia constante debido a que el programa de flujos de potencia utilizado solo acepta este modelo de carga.

2.7.1 Cargas.

Las características de las cargas pueden llegar a ser un factor crítico en el análisis de estabilidad de voltaje. A diferencia de los estudios convencionales de estabilidad angular y de los análisis de flujos de potencia, en el estudio de estabilidad de voltaje puede ser necesario representar también el sistema de subtransmisión en las áreas débiles en voltaje. Lo anterior puede incluir la acción de transformadores con cambiador de tap bajo carga (ULTC), compensación de potencia reactiva y, reguladores de voltaje en el sistema de subtransmisión.

Es muy importante tomar en cuenta la dependencia de voltaje y frecuencia de las cargas. En algunos casos resulta necesario modelar los motores de inducción de manera específica y detallada ya que, una adecuada representación de las características de la carga ante bajos voltajes puede llegar a ser fundamental [4].

Como se mencionó anteriormente, en el caso particular de este trabajo de tesis, el programa utilizado para efectuar el análisis modal trabaja las cargas como potencia constante. Esto debido a que el programa de flujos empleado solo acepta este modelo de carga por lo tanto, en esta sección solo se describe la importancia de tomar en cuenta la dependencia de voltaje y frecuencia de las cargas para resaltar la necesidad de implementar estos modelos mas completos en trabajos futuros relacionados con el tema de estabilidad de voltaje.

2.7.2 Transformadores con Cambiadores de Tap Bajo Carga (ULTCs).

La acción de los transformadores con cambiadores de tap bajo carga es normalmente la de mantener el voltaje de nodo en el lado de baja tensión. Posterior a un disturbio, debido a la dependencia de voltaje de las cargas, los voltajes en los nodos de carga pueden sufrir un decremento que a su vez repercute en una disminución de la potencia de carga en el mismo nodo. Este aspecto se refleja finalmente en una reducción de la potencia que se les demanda a las fuentes de potencia activa y reactiva del sistema. Sin embargo, como los ULTCs actúan para restaurar el voltaje del nodo de carga y, consecuentemente, la potencia de la misma, las fuentes de potencia activa y reactiva son exigidas a recuperar sus inyecciones de potencia a valores cercanos a los de pre-disturbio. Debido a que el sistema se encuentra probablemente debilitado por la contingencia, se presentará con frecuencia una sobre-exigencia en los suministros de potencia existentes debido al incremento en las pérdidas o a la reducción en la capacidad de la planta provocada por la contingencia y, como consecuencia de lo anterior, puede presentarse una inestabilidad de voltaje [4].

Los ULTCs suelen tener un intrínseco retardo de tiempo antes del movimiento del primer tap el cual es del orden de 30 segundos. Típicamente es considerado un tiempo adicional de 1 a 5 segundos para cada subsecuente movimiento de tap. La representación de los ULTCs puede por lo tanto, incrementar significativamente el tiempo de simulación. Cuando se representan los ULTCs, es necesario modelar correctamente el tamaño de los pasos, la posición inicial y el rango del tap [4].

2.7.3 Generadores y sus Controles de Excitación.

En el análisis de estabilidad de voltaje, es recomendable y necesario tener en cuenta la característica de la pendiente del compensador de reactivos incluido en el Regulador Automático de Voltaje (RAV). Es importante hacer énfasis en este aspecto ya que en muchas ocasiones se asume que esta pendiente es cero sin embargo, en este caso resulta trascendental el hecho de considerar esta pendiente. Si se conoce la compensación de la carga, se puede entonces representar de una manera más fiel el efecto de dicha pendiente. También, si es posible, se recomienda modelar específicamente la corriente de campo y los límites de la corriente de armadura, en lugar de representarlos como valores fijos de los límites máximos de potencia reactiva [4].

2.7.4 Limitador de Sobre-excitación

La restauración de la carga por medio de la acción del ULTC o las pérdidas incrementadas de potencia reactiva causadas por una red debilitada, pueden provocar que las corrientes de campo de los generadores excedan los límites continuos permitidos. Generalmente las unidades están equipadas con limitadores los cuales actúan para controlar el exceso en la corriente de campo. Los diseños de los limitadores de sobre-excitación son muy variados.

Estos dispositivos actúan para reducir la corriente sin ningún tiempo de retraso en caso de que la corriente de campo exceda un límite máximo establecido. Si la corriente excede el límite continuo pero está por debajo del límite máximo, la corriente es reducida al límite continuo después de un retardo de tiempo determinado por el nivel de corriente y los ajustes del limitador. Debido a que este dispositivo actúa de manera integral, esto podría tomar un tiempo significativo para operar en caso de que la corriente de campo esté ligeramente arriba del límite continuo [4].

2.7.5 Sistemas Estáticos de Vars (SEVs)

Los Sistemas Estáticos de Vars mientras se encuentran operando dentro de un rango de control de voltaje normal, son capaces de mantener el voltaje del nodo en el valor especificado o muy cercano a dicho valor. Sin embargo, cuando estos dispositivos operan en sus límites de potencia reactiva, tienden a comportarse como unos simples reactores o capacitores lo cual, puede tener un efecto significativo en la estabilidad de voltaje. Como se observa, resulta de suma importancia representar apropiadamente la característica de los SEVs en estudios de estabilidad de voltaje [4].

2.7.6 Control Automático de Generación (CAG).

Para contingencias en las cuales se presenta una diferencia o error significativo entre generación y carga, las acciones del control primario de velocidad y, consecuentemente, el suplementario control de frecuencia, pueden cambiar significativamente la generación del sistema algunas veces para detrimento de la estabilidad de voltaje. De esta forma, también se hace necesario representar correctamente este tipo de funciones [4].

2.7.7 Protecciones y Controles.

En este aspecto se incluyen las protecciones y controles tanto de las unidades generadoras como de la red de transmisión. Algunos ejemplos de éstos son:

- *Protección de excitación del generador*
- *Protección de sobrecorriente de armadura*
- *Protección de sobrecorriente de la línea de transmisión*
- *Controles de bancos de capacitores*
- *Reguladores defasadores de ángulo*
- *Esquemas de disparo de carga por bajo voltaje*

2.8 Métodos de Análisis de Estabilidad de Voltaje; Análisis Estático y Análisis Dinámico

Las herramientas y técnicas disponibles para el estudio de la Estabilidad de Voltaje pueden dividirse en dos grandes grupos: *dinámicas* y *estáticas*. El análisis dinámico utiliza simulaciones en el dominio del tiempo para resolver ecuaciones diferenciales/algebraicas no lineales del sistema. El análisis estático en cambio, está basado en la solución de las ecuaciones convencionales o modificadas de flujos de potencia [18].

a) *Análisis Dinámico.*

El análisis dinámico, utiliza una técnica no-lineal de simulación en el dominio del tiempo. Es importante apuntar que de todas las técnicas disponibles, este procedimiento es el que proporciona la representación más fiel de la dinámica de la inestabilidad de voltaje sin embargo, los requerimientos de CPU (tiempo de cómputo), para el estudio de estabilidad de voltaje utilizando la simulación en el dominio del tiempo, llegan a ser bastante considerables para grandes sistemas de potencia. Así mismo, las simulaciones en el dominio del tiempo no proporcionan una información sensitiva y fácil de analizar por lo que requieren, generalmente, de un tiempo y esfuerzos de ingeniería adicionales para el análisis e interpretación de resultados, esto debido entre otras cosas a que muchos parámetros tienen que ser monitoreados y examinados cuidadosamente antes de poder exteriorizar algunas conclusiones. Estas limitaciones generalmente hacen poco práctico el análisis dinámico para la inspección de un amplio rango de condiciones del sistema o para determinar límites de estabilidad [18].

b) *Análisis en Estado Estable.*

El análisis estático involucra solamente la solución de ecuaciones algebraicas y por lo tanto, es computacionalmente mucho más eficiente que el análisis dinámico. El análisis estático es ideal para la mayoría de los estudios en los cuales deben ser determinados los límites de estabilidad de voltaje para muchos casos de pre-contingencia y post-contingencia.

Debido a que en este trabajo se lleva a cabo el análisis de estabilidad de voltaje aplicando exclusivamente técnicas en estado estable (flujos de potencia); en la siguiente sección se presenta una breve descripción de algunas de las más importantes técnicas estáticas que existen hasta ahora.

2.9 Métodos de Análisis Estático Para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje

Las técnicas en estado estable empleadas para llevar a cabo estudios de estabilidad de voltaje están basadas en la formulación de flujos de potencia. Generalmente, mediante la aplicación de estas técnicas se obtiene importante información relacionada con la estabilidad de voltaje de un sistema. Con base en esta información es posible conocer entre otras cosas, si el sistema presenta una estabilidad de voltaje para una condición de operación dada; si el sistema es estable se puede saber que tan cerca está el sistema de la inestabilidad de voltaje y, si el sistema es inestable, es posible observar dónde y porqué ocurre la inestabilidad de voltaje. En otras palabras, el análisis estático proporciona respuestas referentes a dos importantes aspectos como son: el margen de estabilidad de voltaje y el mecanismo de la inestabilidad de voltaje [18].

Para determinar el margen de estabilidad de voltaje, el sistema es forzado paulatinamente hasta el punto en que ocurre la inestabilidad de voltaje. Las condiciones del sistema en diferentes niveles de carga y de esfuerzo, son obtenidas mediante la solución de las ecuaciones de flujos de potencia. La estabilidad de voltaje de un sistema para una condición de operación dada, así como el mecanismo de la inestabilidad de voltaje en caso de que ésta exista, son determinados utilizando técnicas de análisis lineal.

Los procedimientos en estado estable también conocidos como estáticos, capturan condiciones instantáneas (fotografías) de un sistema en diferentes puntos a lo largo de una trayectoria en el dominio del tiempo. En cada uno de esos marcos de tiempo, las derivadas de las variables de estado (p. e. \dot{x}) que representan a una simulación dinámica son asumidas como cero y de esta forma, las variables de estado toman valores apropiados para el marco de tiempo específico. De este modo, el sistema completo de ecuaciones se reduce a un sistema con ecuaciones puramente algebraicas permitiendo con esto, el uso de las técnicas estáticas de análisis [18].

Hasta ahora, las compañías de suministro de energía eléctrica han dependido enormemente de programas convencionales de flujos de carga para llevar a cabo el análisis estático de estabilidad de voltaje. La estabilidad en este caso se determina mediante el cálculo de las curvas $P-V$ y $V-Q$ en nodos de carga seleccionados previamente. Generalmente, estas curvas son generadas realizando un gran número de cálculos de flujos de potencia utilizando para esto modelos convencionales. Aunque estos procedimientos de generación de curvas pueden ser automatizados, éstos consumen demasiado tiempo de computo y no proporcionan una rápida información que pueda ser útil para conocer de manera más certera y detallada, las causas que dan lugar a los problemas de estabilidad de voltaje. Otra desventaja es que estos procedimientos se enfocan sobre nodos individuales; esto es, las características de la estabilidad son establecidas sometiendo a condiciones de esfuerzo a cada nodo en forma independiente. Esto podría en algunos casos distorsionar de manera no real la condición de estabilidad del sistema. También, es importante hacer notar que los nodos seleccionados para el análisis de las curvas $P-V$ y $V-Q$ deben ser elegidos cuidadosamente por lo que, se requiere un enorme número de esta clase de curvas para obtener una información más completa.

Por otra parte, en algunos casos existe el inconveniente de que no es posible generar completamente este tipo de curvas, principalmente las $P-V$. Esto debido a problemas de divergencia en la solución de flujos de potencia ocasionados por problemas en algún punto del sistema eléctrico.

En los últimos años han sido propuestas en la literatura algunas técnicas especiales para realizar el análisis de estabilidad de voltaje utilizando procedimientos estáticos [3,8,18,19,20,21]. En secciones posteriores de este trabajo se describirán algunas de ellas. Las principales ventajas que esta clase de técnicas ofrecen, consisten principalmente en la importante información que proporcionan relacionada con la estabilidad de voltaje desde una perspectiva que toma en cuenta al sistema eléctrico completo además de que, identifican claramente a las áreas que pueden tener problemas potenciales. El análisis modal que se describe en el capítulo 3 es una de estas técnicas la cual, presenta la ventaja adicional de proporcionar una útil información relacionada con el mecanismo de la inestabilidad de voltaje.

2.10 Soluciones Múltiples y su Relación con el Fenómeno de Estabilidad de Voltaje

Se conoce desde hace ya algunos años que teóricamente es posible obtener múltiples soluciones a las ecuaciones de flujos de potencia. De hecho, basándose en diversas conjeturas se presume que pueden existir hasta 2^n soluciones para un conjunto de ecuaciones de flujos de potencia. Los argumentos en los que se basan estas conjeturas son simples: se considera un sistema que consiste de un solo generador *compensador* con un número n de generadores conectados radialmente. En este sistema, cada generador radial tiene dos soluciones: una solución para alto voltaje y otra solución para bajo voltaje, esto como resultado de la naturaleza cuadrática de la ecuación para una línea sencilla. De esta forma, debido a que todas las soluciones para todas las n cargas radiales son independientes, se tiene entonces que pueden existir todas y cada una de las posibles combinaciones de las soluciones de alto y bajo voltaje. Este número por lo tanto es 2^n . Por el contrario, cuando en un sistema se tienen interconectadas las cargas aunque sea débilmente, el anterior argumento ya no se mantiene como válido. Sin embargo, este punto de vista puede servir como base para métodos proyectados intencionalmente a encontrar soluciones de bajo voltaje, de este modo: partiendo de cargas en diferentes estimaciones iniciales de altos/bajos voltajes, usualmente es posible obtener convergencia para alternar soluciones de flujos de potencia. La idea de los métodos de continuación ayuda a esta clase de métodos. Cabe sin embargo mencionar que esto en la práctica resulta ineficiente [4].

También resulta conocido que el número real de soluciones teóricamente posibles, disminuye conforme la cargabilidad del sistema se incrementa. Muchos métodos de solución requieren de la determinación de un punto de equilibrio inestable para poder operar. Una de las principales características de los flujos de potencia de homotopía, es no tan solo alcanzar el máximo punto de cargabilidad, si no que, viendo más allá, determinar algún punto de equilibrio en el mismo nivel de carga que fue previamente asumido pero en un voltaje más bajo. Este procedimiento logra muy rápidamente dos soluciones y, algunas veces, más de dos: la solución original y las soluciones de bajo voltaje (generalmente inestables) [4].

En algunos casos existen otras soluciones que también pueden ser encontradas con este procedimiento. No obstante lo anterior, este sencillo procedimiento no es exhaustivo.

Recientemente, en varios trabajos se ha reportado que es posible encontrar de manera eficiente todas las soluciones de flujos de potencia utilizando una variante del método de continuación de flujos [22]. De acuerdo a estos reportes, este nuevo procedimiento requiere de solo unas cuantas simulaciones. Una observación clave en estos artículos es que las soluciones de las ecuaciones de flujos de potencia obtenidas por métodos de continuación, son en efecto, lazos cerrados. Esto es, conforme se incrementa el parámetro de continuación más arriba de su valor máximo, la solución eventualmente tiende a regresar a un valor inicial para x .

La idea principal del método de Ma/Thorp por ejemplo, es correr una continuación sencilla de flujos de potencia hasta formar completamente el lazo cerrado, identificando dentro de éste, todas las soluciones en el nivel de carga deseado (dos o más). Se tiene entonces que, de cada solución alternativa, el método explora la posibilidad de producir nuevos lazos de solución alternativos, manteniendo la información anterior y rechazando cualquier solución ya analizada [22].

2.11 Características P-V, V-Q en nodos de carga

Las formas más lentas de estabilidad de voltaje son con frecuencia analizadas como problemas de estado estable; para este tipo de análisis, las simulaciones de flujos de potencia son el método primario de estudio. Con esta herramienta, son simulados puntos específicos de tiempo o *fotografías del sistema*, posteriores a una salida de línea o durante crecimientos de la carga. Además de esos flujos de potencia ante condiciones de post-disturbio, son también ampliamente utilizados otros dos métodos basados en los cálculos de flujos de potencia: *a) las curvas P-V* y, *b) las curvas V-Q*. Estos dos métodos determinan los límites de cargabilidad en estado estable los cuales a su vez, están íntimamente relacionados con la estabilidad de voltaje. Los programas convencionales de flujos de potencia pueden ser utilizados para un análisis aproximado [2].

2.11.1 Descripción de las Curvas P-V

Las curvas *P-V* son muy útiles para un análisis conceptual de la estabilidad de voltaje y para el estudio de sistemas radiales. Este método es también utilizado para grandes redes malladas donde P es la carga total en un área y V es el voltaje en un nodo crítico o representativo. P puede ser también la potencia de transferencia a través de una línea de enlace o de interconexión. En estas curvas es posible graficar el voltaje en varios nodos [2].

Una desventaja en este tipo de curvas es que la simulación de flujos de potencia va a divergir en el punto cercano a la nariz o máximo punto de potencia sobre la curva. Otra desventaja es el hecho de que conforme la carga del área se va incrementando, la generación tiene que ser re-despachada considerando despachos reales de generación.

Para el modelo elemental compuesto ahora por una fuente de voltaje y una carga puramente reactiva, la figura 2.8 muestra la familia de curvas $P-V$ normalizadas para diferentes factores de potencia. En los factores de potencia con más adelanto, la potencia máxima es más alta (los factores de potencia en adelanto son obtenidos mediante la compensación en derivación). El voltaje crítico en estos casos es también más alto lo cual, es un aspecto muy importante de la estabilidad de voltaje [2].

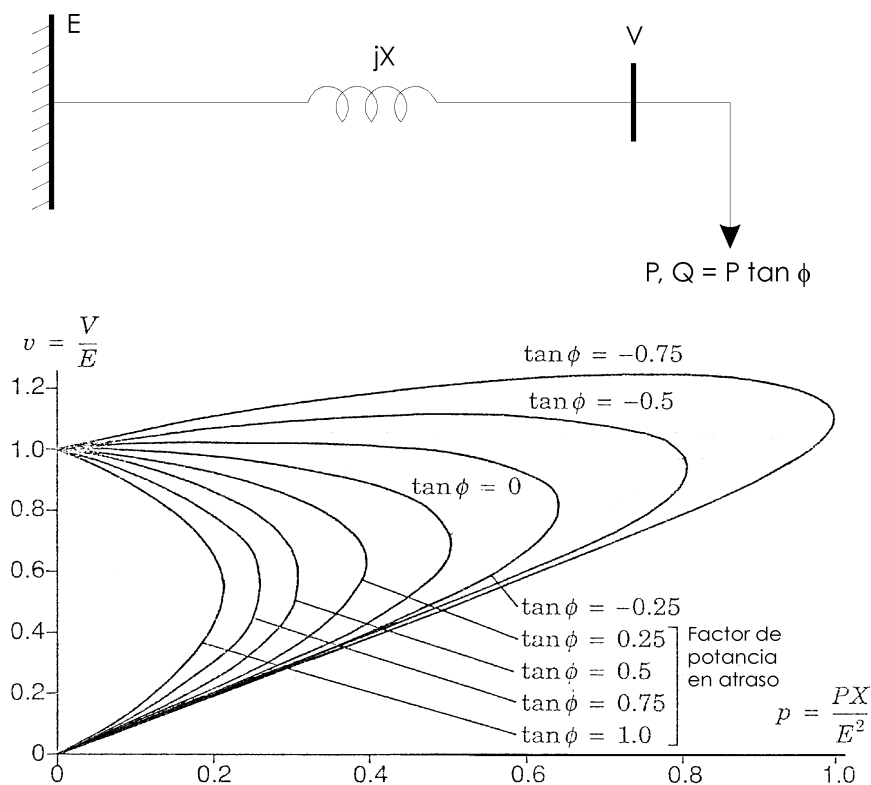


Fig. 2.8 Curvas $P-V$ normalizadas para una fuente fija (infinita) y reactancia de la red [1]. Los factores de potencia correspondientes para $\tan \phi = 1.0, 0.75, 0.5, 0.25$, y 0 , son $0.707, 0.8, 0.894, 0.97$ y 1.0 . [2]

2.11.2 Descripción de las Curvas $V-Q$

Para grandes sistemas eléctricos, este tipo de curvas son obtenidas mediante una serie de simulaciones de flujos de potencia. Las curvas $V-Q$ grafican en un nodo crítico o de prueba, el voltaje contra la potencia reactiva en el mismo nodo. La inyección de potencia reactiva es representada por medio de un condensador síncrono ubicado en el nodo de prueba. En los programas comerciales de software, el nodo de prueba es convertido a un *nodo PV* sin límites de potencia reactiva. Los cálculos de flujos de potencia son efectuados para una serie de magnitudes de voltaje asignados al condensador síncrono y, de esta forma, la potencia reactiva entregada por el condensador es graficada contra los voltajes asignados. En estas curvas, el voltaje es la variable independiente y es la variable que se ubica en el eje de las abscisas. La potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección positiva del eje vertical. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en el nodo de prueba, el punto de operación se encuentra en el valor cero del eje vertical (cero reactivos) lo cual, corresponde a remover o eliminar el condensador síncrono ficticio [2].

Con frecuencia, estas curvas son conocidas como curvas $Q-V$ sin embargo, es importante apuntar que al emplear la terminología $V-Q$ se hace énfasis en que la variable independiente es el voltaje. (Las curvas $Q-V$ son producidas asignándole una serie de valores a la potencia reactiva de la carga en lugar de hacerlo al voltaje).

Entre las ventajas que presentan las curvas $V-Q$ se pueden mencionar las siguientes [2]:

- *La seguridad de voltaje está íntimamente relacionada a la potencia reactiva y, por medio de las curvas $V-Q$ se obtiene el margen de potencia reactiva en el nodo de prueba. En este caso, el margen de potencia reactiva es la distancia en $MVar$ desde el punto de operación hasta el fondo (rodilla) de la curva o bien, hasta un punto donde la característica del voltaje al cuadrado de un capacitor aplicado, es tangente a la curva $V-Q$ (ver figura 2.9b). Cuando el nodo de prueba es seleccionado basándose en un criterio acertado, este nodo puede ser representativo de todos los nodos que se encuentran dentro de un área de control de voltaje (un área donde las magnitudes de voltaje son coherentes).*
- *Las curvas $V-Q$ pueden ser calculadas en diferentes puntos a lo largo de una curva $P-V$ para analizar la robustez del sistema.*
- *Pueden ser graficadas directamente sobre la curva $V-Q$, las características de compensación reactiva en derivación instalada en el nodo de prueba (bancos de capacitores, compensadores estáticos de vars, o condensadores síncronos). El punto de operación en este caso, es la intersección de la característica $V-Q$ del sistema y la característica de la compensación reactiva (ver figura 2.9b). Este aspecto es muy útil ya que la compensación reactiva es con frecuencia, una buena solución a los problemas de estabilidad de voltaje.*

- La pendiente (inclinación) de la curva $V-Q$ indica la robustez del nodo de prueba (el ΔV para un ΔQ).
- Para un análisis más completo, la potencia reactiva de los generadores puede ser graficada sobre la misma curva. Cuando los generados más cercanos alcanzan sus límites de VARs, la inclinación de la curva $V-Q$ tiende a ser menos inclinada y el fondo de la curva está más próximo.

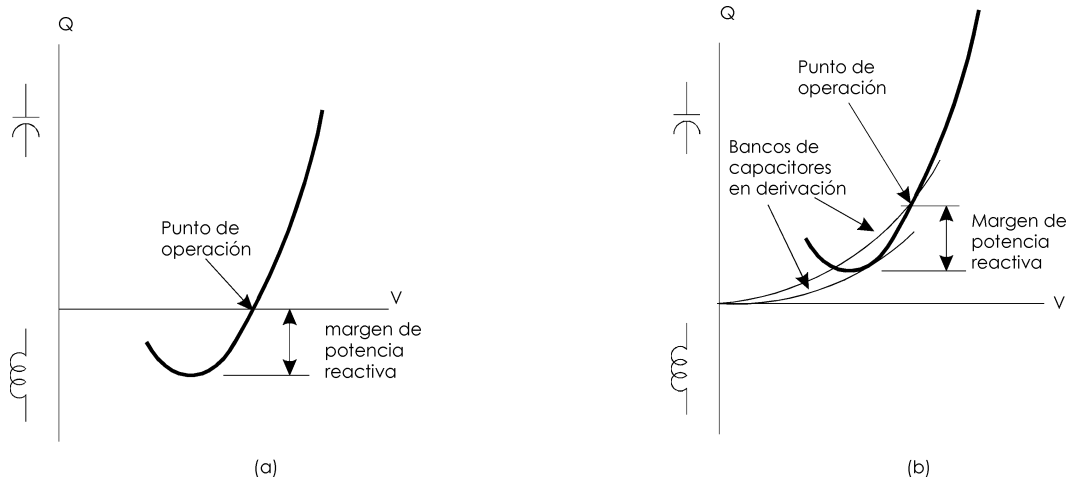


Figura 2.9 Márgenes de potencia reactiva [2].

Desde un punto de vista computacional, el nodo artificial PV minimiza los problemas de divergencia de flujos de potencia. De este modo, pueden ser obtenidas soluciones incluso para el lado izquierdo de la curva. La divergencia ocurre solamente cuando los voltajes en los nodos alejados del nodo PV , son arrastrados a valores muy bajos. Las necesidades de re-assignación de generación son mínimas debido a que los únicos cambios en la potencia real, son provocados por los cambios en las pérdidas. Con objeto de que cada solución de flujos de potencia sea más rápida, son utilizados valores iniciales de una solución anterior para un voltaje asignado ligeramente diferente. El proceso puede ser automatizado de tal manera que sea posible obtener la curva entera en un solo conjunto de cálculos computacionales (una sola corrida de un programa de flujos de potencia con diferentes sub-casos).

En este tipo de curvas también es posible representar el efecto de las cargas con sensibilidad de voltaje y los cambiadores de tap alcanzando sus límites. Las curvas $V-Q$ con cargas con sensibilidad de voltaje calculadas antes de que opere el cambiador de tap, van a tener un margen de potencia reactiva mucho más grande y voltajes críticos más bajos. En cambio, una vez que actúan los cambiadores de tap y alcanzan sus límites, las curvas tienden a aplanarse en lugar de levantarse o retornar sobre el lado izquierdo. Estas ideas son ilustradas gráficamente en la figura 2.10.

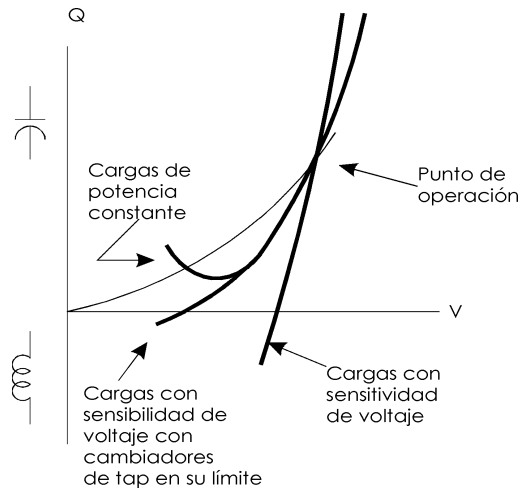


Figura 2.10 Curvas $V-Q$ mostrando el efecto de cargas con sensibilidad de voltaje y cambiadores de tap en su límite [2].

Es de interés apuntar que actualmente, las curvas $V-Q$ son una de las principales herramientas utilizadas para el análisis de estabilidad de voltaje en una gran cantidad de compañías eléctricas. Sin embargo, debido a que este método hace énfasis artificialmente en un solo nodo del sistema, es conveniente que las conclusiones obtenidas sean confirmadas por medio de otros métodos más completos y realistas.

2.11.3 Limitaciones de Orden Práctico en el Cálculo de Curvas $V-Q$

Las curvas $V-Q$ como se ha mencionado, son una de las herramientas más utilizadas para determinar la proximidad al colapso de voltaje basándose en los márgenes de potencia reactiva de algunos nodos de carga elegidos por el ingeniero analista, sin embargo, aunque este método es muy útil y proporciona información valiosa, es importante mencionar que presenta también algunos inconvenientes como son:

- *En un sistema eléctrico muy grande, es necesario determinar con anterioridad en cuales nodos se considera conveniente calcular estas curvas ya que el pretender efectuar este análisis en todos los nodos de carga, consumiría demasiado tiempo de cómputo.*
- *Al producir una curva $V-Q$, la zona donde se encuentra el nodo analizado es fuertemente estresada y por lo tanto, los resultados en algunos casos pueden ser engañosos.*
- *Debido a que este método hace énfasis artificialmente en un solo nodo del sistema, es conveniente que las conclusiones obtenidas sean confirmadas por medio de otros métodos más completos y realistas.*
- *En adición a lo anterior, al enfocar la atención en unos cuantos nodos; pueden ser erróneamente minimizados o no reconocidos los problemas que engloban a todo el sistema en general lo cual, a su vez, hace perder sensibilidad en el análisis realizado.*

2.12 Análisis de Sensitividad Voltaje-Potencia Reactiva en Redes de Gran Dimensión

En un sistema eléctrico de potencia, los problemas de inestabilidad de voltaje y la ubicación y cantidad de las reservas de potencia reactiva son dos aspectos que se encuentran íntimamente relacionados. Por lo tanto, el conocer las condiciones de la reserva de potencia reactiva es de suma importancia para la operación de la red de transmisión del sistema y, tiene una gran influencia en la confiabilidad del sistema de potencia.

En la literatura han sido propuestos distintos métodos [19, 20] para evaluar las condiciones de la reserva reactiva y, consecuentemente, la estabilidad de voltaje del sistema. En esta sección se describe uno de éstos métodos el cual, consiste en la aplicación de *técnicas de sensitividad* para calcular la proximidad al colapso de voltaje (en MVar) para una condición de operación dada.

Las variables en el cálculo de flujos óptimos de potencia pueden clasificarse de la siguiente manera [4]:

- x *VARIABLES DE ESTADO (voltajes y ángulos en nodos de carga)*
- u *VARIABLES DE CONTROL (voltajes en nodos de generación, producción de MW, compensación de MVar)*
- p *parámetros (valores de entrada como MW y MVar de carga)*
- w *VARIABLES DEPENDIENTES (producción de potencia reactiva de generadores, producción de MW en el nodo de referencia)*

En los cálculos de sensitividades son de interés las relaciones entre las variables de estado y las variables de control o los parámetros. Son también de sumo interés las relaciones entre las variables dependientes y las variables de control o parámetros.

La ecuación de flujos de potencia puede escribirse como:

$$g(x, u, p) = 0 \quad (2.3)$$

Aplicando la expansión en series de Taylor a la ecuación (2.3) se obtiene la siguiente relación:

$$\Delta g = g_x \Delta x + g_u \Delta u + g_p \Delta p = 0 \quad (2.4)$$

De la ecuación (2.4) la sensitividad en las variables de estado x se puede expresar como :

$$\Delta x = -g_x^{-1} g_u \Delta u - g_x^{-1} g_p \Delta p \quad (2.5)$$

o bien,

$$\Delta x = S_{xu} \Delta u + S_{xp} \Delta p \quad (2.6)$$

donde

S_{xu} son las sensibilidades en variables de estado x a las variaciones en las variables de control u

S_{xp} son las sensibilidades en variables de estado x a las variaciones en los valores de entrada p

Las variables dependientes w también son funciones de las variables de estado x , de las variables de control u , y de los parámetros p . Por lo tanto se tiene que:

$$w = w(x, u, p) \quad (2.7)$$

Expandiendo en series de Taylor la ecuación (2.7) se tiene :

$$\Delta w = w_x \Delta x + w_u \Delta u + w_p \Delta p \quad (2.8)$$

Insertando la ecuación (2.5) en la ecuación (2.8) y considerando que $W_p = 0$, la sensibilidad en las variables dependientes w se puede expresar como:

$$\Delta w = (-w_x g_x^{-1} g_u + w_u) \Delta u - w_x g_x^{-1} g_p \Delta p \quad (2.9)$$

o bien,

$$\Delta w = S_{wu} \Delta u + S_{wp} \Delta p$$

donde

S_{wu} son las sensibilidades en variables dependientes w a las variaciones en las variables de control u

S_{wp} son las sensibilidades en variables dependientes w a las variaciones en los valores de entrada p

En las anteriores ecuaciones g_x , g_u , g_p , w_x , w_u , w_p son matrices que están formadas por derivadas parciales de los vectores g y w con respecto a las variables de estado x , a las variables de control u , y a los parámetros p .

2.12.1 Detección del Punto de Inestabilidad de Voltaje Mediante Técnicas de Sensitividad

En la ecuación 2.6, la matriz de sensibilidad S_{xp} proporciona las sensibilidades de voltaje a cambios en la potencia reactiva [18]. De esta forma, la expresión para S_{xp} es:

$$S_{xp} = -g_x^{-1} g_p \quad (2.10)$$

En la ecuación 2.10 g_x y g_p son las derivadas parciales de las variables de estado y de los parámetros. Con una adecuada organización de los parámetros la matriz g_p es una matriz diagonal con todos sus elementos igual a la unidad. Se tiene por lo tanto que S_{xp} es igual a la matriz Jacobiana inversa de los cálculos de flujos de potencia [18]. En este Jacobiano inverso, para detectar la ocurrencia de inestabilidad de voltaje es necesario analizar la sensibilidad de voltaje a cambios en la potencia reactiva de este modo, la sensibilidad de interés es la que está dada por el elemento diagonal relacionado a ΔE_i y ΔQ_i , es decir:

$$vs_i = \left[\frac{\delta E}{\delta Q} \right]_i = \left(-g_x^{-1} \right)_{i-diagonal} \quad (2.11)$$

donde i es cualquier nodo de carga en la red.

El número de sensibilidad vs_i indica la inclinación de la curva V-Q donde el voltaje está dado como una función no-lineal de la entrada de potencia reactiva en el mismo nodo. Este número tiende a incrementarse a un valor infinito cuando el voltaje se aproxima a su valor crítico. La sensibilidad vs_i puede ser utilizada como un indicador del colapso de voltaje sin embargo, debido a la no-linealidad en el comportamiento de la red, vs_i es válido solamente en valores cercanos al voltaje actual [18].

Si se define una dirección positiva de potencia en la red, las sensibilidades $\left[\frac{\delta E}{\delta Q} \right]_i$ son todas positivas en voltajes de operación arriba del punto crítico. Por lo tanto, el signo de las sensibilidades vs_i dadas por la ecuación 2.9 es usado para determinar si una condición de operación de la red se encuentra arriba o abajo del punto de inestabilidad de voltaje [18].

Los pasos computacionales necesarios para determinar los elementos diagonales dependen de la aplicación. Si la matriz es utilizada para identificar nodos con sensibilidad de voltaje a cambios en la potencia reactiva, solamente son necesarios los elementos de la diagonal. Para monitorear unos cuantos nodos, puede aplicarse una sustitución completa hacia adelante y hacia atrás y determinar la columna completa en el Jacobiano inverso para dichos nodos. Para monitorear muchos nodos los cálculos computacionales pueden consumir bastante tiempo de computo.

2.13 Métodos de Continuación de Flujos de Potencia y Otros Enfoques de Análisis

El análisis de flujos de potencia es una de las herramientas más ampliamente utilizadas para el estudio de los sistemas eléctricos de potencia. Cuando se llevan a cabo estudios relacionados con problemas de voltaje y muy particularmente, en aspectos relacionados con fenómenos de colapso de voltaje, las herramientas de flujos de carga son muy útiles una vez que éstas son comprendidas y utilizadas de una manera adecuada. Por desgracia, cuando son empleados para analizar problemas de estabilidad de voltaje, la mayoría de los programas de flujos de potencia experimentan dificultades en la convergencia para encontrar la solución. Sin embargo, con el propósito de aliviar esta clase de inconvenientes, se han desarrollado en los últimos años métodos de continuación de flujos de potencia los cuales, son herramientas capaces de manejar las dificultades matemáticas que son encontradas durante el análisis de problemas de voltaje en sistemas de potencia. Por lo tanto, en general es posible decir que los métodos de continuación son una herramienta que permite hacer mas robusta la aplicación de los flujos de potencia.

Matemáticamente, el problema de flujos de potencia consiste en la solución de un muy grande y esparcido conjunto de ecuaciones algebraicas no-lineales. La solución de esta clase de ecuaciones representa por sí sola, un importante problema matemático. Se tiene además que factores como la existencia de soluciones, convergencia de una solución, soluciones múltiples, bifurcaciones, linealidad, curvatura, aproximaciones y métodos de reducción son algunos de los aspectos que se encuentran generalmente asociados con el problema de resolver ecuaciones no-lineales. De esta forma, esta clase de inconvenientes se encuentran también presentes en el problema de la solución de las ecuaciones de flujos de potencia [18].

Los métodos de continuación para resolver conjuntos de ecuaciones algebraicas no-lineales, son métodos lentos pero extremadamente robustos y poderosos por lo cual, proporcionan la posibilidad de contestar algunas interrogantes que en ocasiones no es posible obtener mediante los métodos básicos de análisis de flujos de potencia. Estos métodos de continuación son adecuados no solo para resolver problemas matemáticos difíciles, sino también para responder una buen número de aspectos relacionados con los sistemas eléctricos de potencia. En particular, resultan muy recomendables para estudiar problemas severos de voltaje.

Los métodos de continuación han sido utilizados durante muchos años en una gran variedad de aplicaciones [23, 24]. En Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs), las primeras aplicaciones de éstos métodos o sus variantes incluyen trabajos como los ilustrados en las referencias [25, 26, 27 y 28]. Las más recientes aplicaciones de métodos de continuación en SEPs son ilustradas en [21, 29 y 30].

En resumen, algunos aspectos relevantes respecto a los métodos de continuación son los que se indican a continuación [18]:

- *Los métodos de continuación representan una poderosa herramienta para el análisis de flujos de potencia*
- *Son utilizados para resolver problemas en los que se tienen dificultades en la convergencia*
- *Pueden ser empleados para calcular puntos de “máxima cargabilidad” así como puntos de capacidad máxima de transferencia.*
- *Pueden constituir la base para realizar los cálculos computacionales de estudios de seguridad y colapso de voltaje utilizando el procedimiento de “fotografías instantáneas” del sistema para la evaluación de la estabilidad de voltaje.*
- *Con estos métodos, pueden ser identificados puntos de equilibrio inestables y es posible encontrar todas las soluciones posibles a los problemas de flujos de potencia.*
- *El precio que se paga por la robustez de esta herramienta es el decremento en la velocidad de la solución, sin embargo, una implementación adecuada de estos métodos conjuntamente con la aplicación de técnicas de esparcidad de matrices, puede resultar en una gran optimización mediante la cual, se logran obtener soluciones de flujos que no son substancialmente más lentas que los métodos ordinarios de flujos de potencia.*

CAPÍTULO 3

TÉCNICAS DE ANÁLISIS MODAL PARA EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

En los últimos años han sido propuestas en la literatura algunas técnicas especiales para realizar el análisis de estabilidad de voltaje utilizando procedimientos estáticos. En secciones posteriores de este capítulo se describen algunas de estas técnicas de análisis lineal como se les conoce a las técnicas estáticas las cuales, tienen la ventaja de proporcionar información importante relacionada con la estabilidad de voltaje desde una perspectiva que toma en cuenta al sistema eléctrico completo además de que, identifican claramente a las áreas que pueden tener problemas potenciales. Una de las técnicas estáticas más utilizadas es el análisis modal. Con esta técnica, además de saber en forma inmediata si el sistema es o no estable, también es posible obtener útil información relacionada con el *mecanismo* de la inestabilidad de voltaje [18].

3.1 Introducción a las Técnicas de Análisis Lineal

El análisis lineal examina la estabilidad de voltaje ante una condición de operación dada. La mayoría de las técnicas de análisis lineal están basadas en las ecuaciones linealizadas de flujos de potencia.

Las técnicas de análisis lineal más conocidas son: *a) Análisis de sensibilidad V-Q, b) Descomposición del valor singular y, c) Análisis Modal* [18].

El análisis de sensibilidad *V-Q* determina la estabilidad de voltaje del sistema, basado en el signo de la sensibilidad de la magnitud del voltaje en el nodo, respecto a la inyección de potencia reactiva en el mismo nodo. Una sensibilidad *V-Q* positiva significa que el voltaje en el nodo se incrementa si se suministra potencia reactiva en el mismo nodo. El sistema posee estabilidad de voltaje si todas las sensibilidades *V-Q* son positivas y en cambio, se dice que el sistema es inestable si la sensibilidad *V-Q* es negativa para al menos un nodo.

Mediante el cálculo de las sensibilidades *V-Q* para todos los nodos del sistema eléctrico, es posible obtener una *fotografía instantánea* respecto a la estabilidad de voltaje de dicho sistema. Sin embargo, como se describirá posteriormente en este capítulo, la inestabilidad de voltaje no ocurre solo para nodos individuales y sí en cambio, se presenta para modos individuales para cada uno de los cuales, cada nodo dentro del sistema participa en un grado diferente. Por lo tanto, debido a que no es posible identificar modos inestables individuales, la técnica de sensibilidad *V-Q* tiene una aplicación limitada para determinar el verdadero mecanismo de la inestabilidad de voltaje.

Las técnicas de Descomposición del Valor Singular y de Análisis Modal examinan ambos los modos de la estabilidad de voltaje con lo cual, al igual que la técnica de sensibilidad $V-Q$, proporcionan información respecto a la estabilidad de voltaje de todo el sistema en estudio. La diferencia es que además de lo anterior, debido a que estas dos técnicas identifican modos individuales inestables, es posible obtener de ellas una mejor información relacionada con el mecanismo de la inestabilidad de voltaje [18].

En la siguiente sección de este capítulo, se describen de manera detallada las técnicas de análisis de sensibilidad $V-Q$ y la técnica de análisis modal. La primera de ellas se incluye por considerar que sirve como una buena introducción para una mejor comprensión del análisis modal ya que esta última, es precisamente la técnica que se utiliza en el desarrollo de este trabajo de tesis.

3.2 Análisis de Sensitividad V-Q [18]

Las ecuaciones linealizadas de un sistema de potencia en estado estable son [18]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

donde

$\Delta P =$ cambio incremental en la potencia real del nodo

$\Delta Q =$ cambio incremental en la inyección de potencia reactiva en el nodo

$\Delta\theta =$ cambio incremental en el ángulo de voltaje del nodo

$\Delta V =$ cambio incremental en la magnitud de voltaje del nodo

Los elementos de la matriz Jacobiana proporcionan la sensibilidad entre el flujo de potencia y los cambios de voltaje en el nodo.

Si se usan los modelos convencionales de flujos de potencia para el análisis de estabilidad de voltaje, la matriz Jacobiana de la ecuación (3.1) tiene la misma forma que el Jacobiano formado para resolver las ecuaciones normales de flujos utilizando la técnica de Newton-Raphson. En cambio, si se incluyen los modelos de dispositivos de manera que consideren las variables de estado de éstos; la relación linealizada entre potencia y voltaje para cada dispositivo cuando $\dot{x} = 0$ puede ser expresada como sigue [18]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_d \\ \Delta Q_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_d \\ \Delta\theta_d \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

donde

$\Delta P_d =$ cambio incremental en la salida de potencia real del dispositivo

$\Delta Q_d =$ cambio incremental en la salida de potencia reactiva del dispositivo

$\Delta \theta_d =$ cambio incremental en el ángulo de voltaje del dispositivo

$\Delta V_d =$ cambio incremental en la magnitud de voltaje del dispositivo

Los términos de la matriz Jacobiana de la red en la ecuación 3.1 asociados con cada dispositivo, son modificados por A_{11} , A_{12} , A_{21} y A_{22} para formar la matriz Jacobiana del sistema.

La estabilidad de voltaje de un sistema es afectada tanto por la potencia real (P) como por la potencia reactiva (Q). No obstante, en cada punto de operación se puede mantener constante P y evaluar la estabilidad de voltaje considerando las relaciones incrementales entre Q y V . Esto es análogo al procedimiento para formar la curva $Q-V$. A pesar de que los cambios incrementales en P son ignorados en la formulación, los efectos de los cambios en la carga del sistema o en los niveles de transferencia de potencia, son tomados en cuenta mediante el estudio de las relaciones incrementales entre Q y V ante diferentes condiciones de operación [18].

Basados en las anteriores consideraciones, si se asume $\Delta P = 0$ en la ecuación (3.1), se tiene

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (3.3)$$

donde

$$J_R = J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \quad (3.4)$$

J_R es conocida como la matriz reducida del sistema en estado estable. Esta matriz J_R representa la relación linealizada entre los cambios incrementales de las magnitudes de voltajes en nodos (ΔV) y la inyección de potencia reactiva en el nodo (ΔQ).

De la ecuación 3.3, se puede escribir:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (3.5)$$

La matriz J_R^{-1} es el Jacobiano $V-Q$ reducido. Su $i^{\text{ésimo}}$ elemento diagonal es la sensibilidad $V-Q$ en el nodo i . Con objeto de mejorar la eficiencia computacional, esta matriz no es generada explícitamente por lo que las sensibilidades $V-Q$ son calculadas resolviendo la ecuación 3.3.

La sensibilidad $V-Q$ en un nodo representa la inclinación de la curva $Q-V$ en un punto de operación dado. Una sensibilidad $V-Q$ positiva es indicativo de una operación estable; La más pequeña de las sensibilidades es la más estable del sistema. Conforme la estabilidad disminuye, la magnitud de la sensibilidad se incrementa llegando a ser infinita en el límite de estabilidad. Por el contrario, una sensibilidad $V-Q$ negativa es indicativo de una operación inestable. Una sensibilidad negativa pequeña representa una operación muy inestable. Debido a la naturaleza no lineal de las relaciones $V-Q$, las magnitudes de las sensibilidades para diferentes condiciones del sistema, no proporcionan una medida directa del grado relativo de estabilidad [18].

3.3 Técnicas de Análisis Modal [18].

La técnica de análisis modal/eigenvalor que aquí se describe, involucra el cálculo computacional de los eigenvalores y eigenvectores asociados de una matriz Jacobiana reducida (definida por la ecuación 3.4) generada a partir de un sistema de potencia en estado estable. Esta matriz reducida contiene la relación $Q-V$ en la red y, en ella a la vez, se incluyen las características apropiadas de generadores, cargas, dispositivos de compensación de potencia reactiva y convertidores de corriente de directa (*HVDC*). Mediante el uso de la matriz Jacobiana reducida es posible examinar la relación que se presenta entre el cambio incremental en el voltaje de nodo y el cambio incremental en la inyección de potencia reactiva en el mismo nodo. Los eigenvalores de la matriz Jacobiana reducida identifican los diferentes modos a través de los cuales, el sistema podría llegar a presentar una inestabilidad de voltaje. La magnitud de los eigenvalores proporciona una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. Los eigenvectores por otra parte, proporcionan valiosa información relacionada con el mecanismo de la pérdida de estabilidad de voltaje [18, 4].

En los sistemas eléctricos de potencia se ha utilizado desde hace ya algún tiempo la técnica de análisis modal para estudiar el problema de estabilidad angular ante pequeños disturbios (*SDAS*). El análisis modal para la evaluación de la estabilidad de voltaje es diferente del análisis *SDAS* (*Small Disturbance Angle Stability*) en los siguientes aspectos [18, 4]:

1. *El propósito del estudio de estabilidad de voltaje es identificar áreas susceptibles a la inestabilidad de voltaje y obtener a la vez, información con respecto a como mejorar de una manera más efectiva la estabilidad de voltaje de un sistema. El propósito del estudio de SDAS en cambio, es el de identificar modos de oscilación locales o inter-áreas que sean negativos o pobremente amortiguados con respecto a la estabilidad angular y, para recomendar finalmente las mejores alternativas para mejorar el amortiguamiento de esos modos.*
2. *El eigen-análisis para la estabilidad de voltaje puede ser realizado sobre la (posiblemente reducida) matriz Jacobiana de flujos de potencia, formulada sobre la base de ecuaciones algebraicas apropiadas para el margen de tiempo (snapshot) de interés. Por otro lado, el eigen-análisis para el estudio SDAS es llevado a cabo basándose en la matriz de estado compuesta por ecuaciones diferenciales lineales.*

3.3.1 Requerimientos en el Modelado de Dispositivos Para Aplicación del Análisis Modal

En esta sección se describen brevemente los modelos de aquellos dispositivos clave del sistema que para estudios de estabilidad de voltaje, difieren de los modelos utilizados en estudios de flujos de carga convencionales.

Debido a que el procedimiento básico del análisis modal está basado en las relaciones linealizadas de *voltaje-potencia reactiva* en estado estable del sistema, el interés se enfoca hacia la modificación de la matriz Jacobiana de dicho sistema para incluir los nuevos modelos mencionados. De esta manera, como se menciona en la sección 3.2, las relaciones lineales entre potencia y voltaje para cada dispositivo se encuentran dadas por la ecuación 3.2 y, como también se indica en la misma sección, los términos propios de la matriz Jacobiana de la red en la ecuación 3.1 asociados con cada dispositivo, son modificados por A_{11} , A_{12} , A_{21} y A_{22} para formar la matriz Jacobiana del sistema [18, 4].

3.3.1.1 Modelo del Generador

El modelo de la máquina síncrona toma en cuenta el límite de la corriente de campo, el límite de la corriente de armadura y el límite de baja excitación. Una vez que son alcanzados ya sea el límite de la corriente de campo o el límite de la corriente de armadura, las relaciones entre ΔP , ΔQ y $\Delta \theta$, ΔV están dados por las ecuaciones de la máquina síncrona en estado estable [31]. El limitador de baja excitación es representado como un límite reactivo inferior constante.

Cuando un generador está operando normalmente sin tocar cualquiera de los límites, el modelo considera los efectos del regulador automático de voltaje (RAV).

Para la mayoría de los estudios, las salidas de potencia activa de los generadores son consideradas constantes. Sin embargo, en estudios de contingencias los cuales resultan en la pérdida de carga o de generación, la potencia activa es ajustada utilizando un algoritmo de respuesta del gobernador para flujos de potencia el cual, toma en cuenta la variación de frecuencia y las características del gobernador para cada generador.

3.3.1.2 Modelo de Carga

Como se menciona en la sección 2.7.1, en el caso particular de este trabajo de tesis el programa utilizado para efectuar el análisis modal trabaja las cargas como potencia constante. Lo anterior debido a que el programa de flujos empleado solo acepta este modelo de carga sin embargo, en esta sección se describe la importancia de tomar en cuenta la dependencia de voltaje de las cargas para resaltar la necesidad de implementar estos modelos mas completos en trabajos futuros relacionados con el tema de estabilidad de voltaje.

La dependencia de voltaje de la potencia activa y reactiva de la carga puede tener un gran impacto en la estabilidad de voltaje del sistema. La carga es modelada como la suma de varios componentes, cada uno de los cuales es una diferente función exponencial de voltaje como se indica enseguida [4]:

$$P = \sum_i P_{oi} V^{\alpha_i} \quad (3.6)$$

$$Q = \sum_i Q_{oi} V^{\beta_i} \quad (3.7)$$

3.3.1.3 Modelo del Motor de Inducción

Un motor de inducción es modelado utilizando su circuito equivalente de estado estable y, se asume la siguiente relación entre el torque de la carga (T) y el deslizamiento (s) [4]:

$$T_L = T_o(1 - s)^m \quad (3.8)$$

La relación linealizada entre P y Q y el voltaje en una condición de operación determinada, puede ser derivada fácilmente del circuito equivalente de la máquina y la característica *torque/velocidad* de la carga. Si la condición de operación es tal que la máquina se ahoga o se atasca, entonces se tiene que $s = 1$ y el motor se comporta ahora como una carga de impedancia constante.

3.3.1.4 Modelo del Compensador Estático de Vars (CEV) [4]

En este dispositivo existen tres regiones de operación con diferentes características de control de estado estable que responden a los cambios de voltaje [4].

$$\begin{aligned} \text{Región de control lineal} &: Q = K(V_{REF} - V) \\ \text{Región de capacitancia constante} &: Q = Y_{max} V^2 \\ \text{Región de reactancia constante} &: Q = -Y_{min} V^2 \end{aligned}$$

La característica linealizada Q-V en las diferentes regiones, es usada para derivar los correspondientes elementos diagonales de la matriz Jacobiana.

3.3.2 Teoría Básica y Formulación del Análisis Modal [3, 4, 18].

3.3.2.1 Significado de los Modos.

Con el propósito de observar de una manera más clara y sencilla las ventajas de utilizar el eigen-análisis para realizar estudios de estabilidad de voltaje, se puede iniciar con un caso sencillo en el que se cuenta con un sistema de potencia con una sola carga. La relación linealizada entre el voltaje en la carga y su potencia reactiva de la misma, puede representarse por medio de la siguiente ecuación (sensitividad):

$$\lambda \Delta V = \Delta Q \quad (3.9)$$

Donde λ puede ser considerada como el Jacobiano de la red o la sensibilidad $V-Q$. También es posible tomar a λ como el eigenvalor del Jacobiano de la red. Cuando λ es de un valor cercano a cero, cualquier cambio pequeño en la carga puede resultar en una gran variación en el voltaje. En este caso, el punto de operación es considerado como una condición con voltaje inestable desde el punto de vista de flujos de carga.

Considerando un sistema ideal cuya matriz Jacobiana es de la forma:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \dots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Si λ_1 es cercano a cero, un cambio pequeño en la carga del nodo 1 puede repercutir en un cambio grande en el voltaje del mismo nodo sin embargo, los otros nodos no son afectados. Por lo tanto, el colapso de voltaje solamente se presenta en nodo 1 . Mediante la comparación de los valores que componen a la matriz Jacobiana es posible observar de una manera sencilla, los nodos que se encuentran involucrados en el colapso de voltaje.

Desafortunadamente, la realidad es que las matrices Jacobianas de los actuales sistemas de potencia no son matrices diagonales como la del sistema ideal anterior. No obstante, se tiene la posibilidad de diagonalizar estas matrices utilizando la técnica de análisis modal. Con esta técnica es posible obtener la siguiente relación transformada de *voltaje-potencia reactiva*:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \dots \\ \Delta v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta q_1 \\ \Delta q_2 \\ \dots \\ \Delta q_n \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

donde :

$$\begin{aligned} [\Delta v] &= [\xi] [\Delta V], \\ [\Delta q] &= [\xi] [\Delta Q], \\ [\xi] &= \text{matriz de eigenvectores de } [J] \end{aligned}$$

Los vectores $[\Delta v]$ y $[\Delta q]$ tienen las mismas unidades que $[\Delta V]$ y $[\Delta Q]$ respectivamente. Estos vectores son la combinación lineal del voltaje físico y la potencia reactiva y se les puede llamar a su vez "*voltaje modal*" y "*potencia reactiva modal*". Si $\lambda_{1 \rightarrow 0}$, entonces el voltaje modal 1 viene a ser muy sensitivo a la potencia reactiva modal de carga 1. Esto resulta en el colapso del voltaje modal 1. Por otro lado, los otros voltajes modales permanecen sin efecto alguno [4, 18].

La conclusión principal del anterior análisis es que el colapso de voltaje es actualmente el colapso del voltaje modal. Esto es, que el sistema de potencia no puede soportar un modelo particular de cargas de potencia reactiva. Una ilustración gráfica del fenómeno es que, si los voltajes modales son graficados contra el nivel de carga del sistema, existe solamente una curva de voltaje modal que tiene un punto "nariz". (Los puntos nariz para otras curvas se encuentran en diferentes niveles de carga). En cambio, en una curva tradicional de *Potencia-Voltaje*, todos los voltajes físicos tienen puntos nariz en el mismo nivel de carga.

La participación de cada carga en el modo crítico (el modo responsable del margen de colapso de voltaje del sistema) determina la importancia de la carga en el colapso. A manera de ejemplo, el siguiente eigenvector para el modo crítico $[\xi_{\text{critico}}] = [10, 20, 0.1, 0, 12, 0.5]$ tiene grandes multiplicadores para los nodos 1, 2 y 5 para formar el voltaje y potencia modal críticos. Cualquier cambio pequeño en la carga de los nodos resulta en un cambio muy grande en la potencia reactiva modal lo cual provoca a su vez, un cambio muy grande en el voltaje modal. Como se puede ver de este ejemplo, los nodos 1, 2 y 5 son por lo tanto los más vulnerables y propensos al colapso de voltaje [18].

La implementación de los anteriores conceptos en sistemas de potencia reales, involucra en general dos pasos:

- 1) *Formación de la matriz Jacobiana de estado estable del sistema, y*
- 2) *Análisis de los eigenvalores o eigen-análisis de la matriz Jacobiana reducida, como se describe en la siguiente sección.*

3.3.3 Eigen-Análisis de J_R y Modos de la Inestabilidad de Voltaje [4,18]

Las características de estabilidad de voltaje de un sistema pueden ser identificadas mediante el cálculo de eigenvalores y eigenvectores de la matriz Jacobiana reducida J_R definida por la ecuación 3.4. Se tiene entonces que:

$$\mathbf{J}_R = \xi \Lambda \eta \quad (3.12)$$

donde

ξ = matriz de eigenvectores derechos normalizados de \mathbf{J}_R
 η = matriz de eigenvectores izquierdos normalizados de \mathbf{J}_R
 Λ = matriz diagonal de eigenvalores de \mathbf{J}_R

De la ecuación 3.12

$$\mathbf{J}_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (3.13)$$

Sustituyendo en la ecuación 3.5 se obtiene

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (3.14)$$

o también

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (3.15)$$

donde ξ_i es la $i^{\text{ésima}}$ columna eigenvector derecho y η_i es la $i^{\text{ésima}}$ fila eigenvector izquierdo de \mathbf{J}_R . Cada eigenvalor λ_i y los correspondientes eigenvectores derecho e izquierdo ξ_i y η_i definen el $i^{\text{ésimo}}$ modo de repuesta $Q-V$.

Debido a que $\xi^{-1} = \eta$, la ecuación 3.11 puede ser escrita como

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (3.16)$$

o

$$\mathbf{v} = \Lambda^{-1} \mathbf{q} \quad (3.17)$$

donde

$\mathbf{v} = \eta \Delta V$ es el vector de variaciones de voltajes modales

y

$\mathbf{q} = \eta \Delta \mathbf{Q}$ es el vector de variaciones de potencia reactiva modales.

La diferencia entre las ecuaciones 3.5 y 3.17 es que Λ^{-1} es una matriz diagonal mientras que \mathbf{J}_R^{-1} , en general, es no-diagonal. La ecuación 3.17 representa ecuaciones desacopladas de primer orden.

Por lo tanto, para el $i^{\text{ésimo}}$ modo se tiene que:

$$\mathbf{v}_i = \frac{1}{\lambda_i} \mathbf{q}_i \quad (3.18)$$

Si $\lambda_i > 0$, el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal y la $i^{\text{ésima}}$ variación de potencia reactiva modal están a lo largo de la misma dirección, indicando con esto que el sistema tiene estabilidad de voltaje. Si por el contrario, $\lambda_i < 0$, el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal y la $i^{\text{ésima}}$ variación de potencia reactiva modal se encuentran a lo largo de direcciones opuestas indicando que el sistema presenta una inestabilidad de voltaje.

La magnitud de cada variación de voltaje modal es igual a la inversa de λ_i veces la magnitud de la variación de potencia reactiva modal. Se tiene entonces que la magnitud de λ_i determina el grado de estabilidad del $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal. La más pequeña magnitud positiva de λ_i indica el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal más cercano a ser inestable [3], [4]. En el caso en el que $\lambda_i = 0$, el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal se colapsa debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal, provoca cambios infinitos en ese voltaje modal.

Se examinan enseguida las relaciones entre las sensibilidades $V-Q$ de nodo y los eigenvalores de \mathbf{J}_R . En la ecuación 3.15, se asume $\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{e}_k$, donde \mathbf{e}_k tiene todos los elementos igual a cero excepto para el $k^{\text{ésimo}}$ elemento el cual es igual a 1. Se tiene entonces que:

$$\Delta \mathbf{V} = \sum_i \frac{\eta_{ik} \xi_i}{\lambda_i} \quad (3.19)$$

donde η_{ik} es el $k^{\text{ésimo}}$ elemento de η_i

La sensibilidad $V-Q$ en el nodo k está dada por

$$\frac{\partial \mathbf{V}_k}{\partial \mathbf{Q}_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (3.20)$$

De la anterior ecuación se puede ver que las sensibilidades $V-Q$ no pueden identificar modos individuales de colapso de voltaje; en cambio, éstas proporcionan información respecto a los efectos combinados de todos los modos de las variaciones de *voltaje-potencia reactiva* [4].

Es importante resaltar que si las resistencias de la red de transmisión son ignoradas y la matriz de admitancias de nodo \mathbf{Y}_N es simétrica, la matriz Jacobiana reducida \mathbf{J}_R es también simétrica y en este caso, los eigenvalores y eigenvectores de \mathbf{J}_R son reales. En adición a lo anterior, el eigenvector derecho y el eigenvector izquierdo de un eigenvalor de \mathbf{J}_R son iguales. Por otra parte, si se cuenta con cambiadores de fase en transformadores (lo cual hace asimétrica a la matriz \mathbf{Y}_N) y resistencias en las líneas, entonces \mathbf{J}_R es solamente cercana a ser simétrica; aún en este caso para propósitos prácticos los eigenvalores de \mathbf{J}_R son reales [18].

La magnitud de los eigenvalores puede proporcionar una medida relativa de la *proximidad* a la inestabilidad sin embargo, los eigenvalores no indican una medida absoluta debido a la no-linealidad del problema. Esto es análogo al factor de amortiguamiento en el análisis de estabilidad de señales pequeñas (ángulo) el cual, es indicativo del grado de amortiguamiento pero no es una medida absoluta del margen de estabilidad. Si un megawatt de distancia es requerido para llegar a la inestabilidad de voltaje, el sistema es estresado de manera incremental hasta que éste llega a ser inestable y el análisis modal es aplicado en cada uno de los puntos de operación. La aplicación del análisis modal ayuda a determinar que tan estable es el sistema y cuanta carga extra o nivel de transferencia de potencia puede ser agregado. Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis modal resulta muy útil para identificar las áreas críticas en estabilidad de voltaje y los elementos que participan en cada modo.

3.4 Factores de Participación [4,18]

Como se mencionó anteriormente, los eigenvalores indican si cada modo tiene estabilidad de voltaje y proporcionan un relativo grado de estabilidad. Además de ésta última información, otro aspecto importante del análisis de estabilidad de voltaje es el determinar cuales elementos físicos están asociados con cada modo para con esto, establecer el mecanismo de la potencial inestabilidad de voltaje.

Los elementos clave del sistema incluyen todos los nodos, ramas y generadores. Para cada uno de esos elementos, se define un factor de participación para cada modo basado en los eigenvectores derecho e izquierdo de \mathbf{J}_R . *La magnitud del factor de participación es una indicación del grado en el cual cada elemento está asociado con un modo en particular* [4], [18].

3.4.1 Factores de Participación de Nodos [4,18]

La participación relativa del nodo k en el modo i está dada por el factor de participación de nodo:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (3.21)$$

Tomando en cuenta la ecuación 3.21, se puede ver en la ecuación 3.20 que P_{ki} determina la contribución de λ_i a la sensibilidad $V-Q$ en el nodo k .

Los factores de participación de nodos determinan las áreas asociadas con cada modo. La suma de todas las participaciones de nodos para cada modo es igual a la unidad debido a que los correspondientes eigenvectores derecho e izquierdo están normalizados. La magnitud de la participación del nodo ante un eigenvalor dado, indica la efectividad de acciones correctivas aplicadas en ese nodo con el propósito de mejorar el margen de estabilidad de ese modo [3, 4].

Existen generalmente dos tipos de modos. El primero de ellos tiene unos cuantos nodos con grandes participaciones y todos los restantes nodos con participaciones cercanas a cero. Este aspecto indica que el modo se encuentra muy localizado y que se trata de un modo local. El segundo tipo tiene muchos nodos con pequeñas pero similares participaciones y el resto de los nodos cuentan con participaciones cercanas a cero. Este segundo tipo indica que el modo no está claramente localizado y generalmente se trata de un modo de sistema. Un modo localizado típico ocurre cuando un nodo de carga está conectado a una red muy robusta a través de una larga línea de transmisión. En cambio, un modo no-localizado típico se presenta cuando una región dentro de un gran sistema es sometida a incrementos de carga y el principal soporte de potencia reactiva de esta región es agotado. Para realizar estudios de grandes sistemas es importante distinguir entre modos localizados y modos no-localizados debido a que algunas veces, un modo localizado representa solamente una muy pequeña e insignificante porción del sistema y en este caso, su impacto puede ser de mínima importancia.

Resulta poco práctico y además innecesario calcular todos los eigenvalores de J_R para un sistema real con varios miles de nodos. Sin embargo, calcular solamente el mínimo valor de J_R puede no ser suficiente debido a que en los sistemas reales, existe generalmente más de un modo débil asociado con diferentes partes del sistema y el modo asociado con el eigenvalor mínimo, podría no ser el modo más problemático conforme el sistema es sometido a un mayor esfuerzo (p.e. incremento de carga). En la práctica, dependiendo del tamaño y características del sistema analizado, raramente es necesario calcular más de 5 ó 10 de los más pequeños eigenvalores para identificar todos los modos críticos que se tienen en el sistema.

El factor de participación de nodo definido en la ecuación 3.21, está calculado con base en los eigenvectores derecho e izquierdo de J_R . Así mismo, los elementos del eigenvector derecho pueden también ser utilizados como un indicativo de la participación de cada nodo a un modo en particular.

3.4.2 Factores de Participación de Ramas [4, 18]

En este trabajo no se realiza el cálculo de los factores de participación de ramas sin embargo, se describe en esta sección una breve teoría relacionada con estos factores además de que en el desarrollo de esta tesis, con la obtención de los factores de participación de nodos se proporcionan importantes avances para que en trabajos futuros se puedan calcular los factores de participación de ramas y de esta manera, se complemente el alcance aquí obtenido.

Se calcula enseguida el factor de participación de ramas asociado con el modo i , asumiendo que el vector de variaciones de potencia reactiva \mathbf{q} tiene todos sus elementos igual a cero excepto para el $i^{\text{ésimo}}$ el cual, es igual a 1. Entonces de la ecuación 3.17, el correspondiente vector de variaciones de potencia reactiva de nodo es:

$$\Delta \mathbf{Q}^{(i)} = \eta^{-1} \mathbf{q} = \xi \mathbf{q} = \xi_i \quad (3.22)$$

donde ξ_i es el $i^{\text{ésimo}}$ eigenvector derecho de \mathbf{J}_R .

Considerando además que todos los eigenvectores derechos de \mathbf{J}_R son normalizados se tiene:

$$\sum_j \xi_{ji}^2 = 1 \quad (3.23)$$

Con el vector de variaciones de potencia reactiva de nodo igual a $\Delta \mathbf{Q}^{(i)}$, el vector de variaciones de voltaje de nodo $\Delta \mathbf{V}^{(i)}$, es:

$$\Delta \mathbf{V}^{(i)} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta \mathbf{Q}^{(i)} \quad (3.24)$$

y el correspondiente vector de variaciones de ángulo de nodo es:

$$\Delta \theta^{(i)} = -\mathbf{J}_{P\theta}^{-1} \mathbf{J}_{PV} \Delta \mathbf{V}^{(i)} \quad (3.25)$$

Con las variaciones de voltaje y ángulo conocidas tanto para el extremo de envío como para el de recepción, es posible calcular ahora el cambio linealizado en las pérdidas reactivas de rama.

La participación relativa de la rama j en el modo i está dada por el factor de participación:

$$P_{ji} = \frac{\Delta \mathbf{Q}_{perd. \text{ para rama } j}}{\max. \Delta \mathbf{Q}_{perd. \text{ para todas las ramas}}} \quad (3.26)$$

Los factores de participación de rama indican, para cada modo, cuales ramas consumen la mayor cantidad de potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva. Las ramas con altas participaciones representan enlaces débiles o bien, ramas altamente cargadas. Las participaciones de ramas son utilizadas para identificar medidas correctivas para mitigar problemas de estabilidad de voltaje y también para selección de contingencias.

3.4.3 Factores de Participación de Generadores y CEVs [4,18]

En este trabajo no se lleva a cabo el cálculo de los factores de participación de generadores no obstante, se describe en esta sección una breve teoría relacionada con estos factores además de que en el desarrollo de esta tesis, con la obtención de los factores de participación de nodos se proporcionan importantes avances para que en trabajos futuros relacionados con el tema, se puedan calcular los factores de participación de generadores.

Los generadores y CEVs (Compensadores Estáticos de Vars) son las fuentes más importantes de potencia reactiva en el sistema. Los factores de participación de estos elementos indican, para cada modo, cuales generadores o CEVs suministran la mayor cantidad de potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva del sistema. Cabe aclarar que los CEVs son tratados de la misma forma que los generadores debido a que ambos son fuentes dinámicas de potencia reactiva.

Como en el caso de las participaciones de ramas, para cada inyección de potencia reactiva $\Delta Q^{(i)} = \xi_i$, son calculadas las variaciones de voltaje y ángulo en cada terminal de máquina. La variación de voltaje resultante es ΔV (como se muestra en la ecuación 3.24) y la correspondiente variación de ángulo ésta dada por la ecuación 3.25. Estos valores de ángulo y voltaje son empleados a su vez, para calcular el cambio en la potencia reactiva entregada por cada uno de los generadores y CEVs contemplados. La participación relativa del generador o CEV m para el modo i , está definida como:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m \text{ para la maquina } m}{\max. \Delta Q \text{ para todas las maquinas}} \quad (3.27)$$

Las participaciones de generadores y CEVs proporcionan información importante para lograr una adecuada distribución de reservas reactivas entre todas las máquinas con objeto de mantener un adecuado margen de estabilidad.

Existen formas alternativas de calcular las participaciones de generadores y CEVs, por ejemplo, normalizando el cambio en la salida de potencia reactiva del generador, basada en los MVA de salida de cada máquina [4, 18].

3.5 Algoritmos Computacionales e Implementación de la Técnica de Análisis Modal

En esta sección se presenta una descripción de la implementación en un programa de software de la técnica de análisis modal aplicada al estudio de estabilidad de voltaje. De esta forma, se ilustra aquí mediante algunos diagramas de flujo la secuencia de operación del programa utilizado para realizar el análisis modal, así como la estructura interna de los algoritmos matemáticos que lo conforman.

La información aquí incluida es general y resumida ya que en el apéndice 1 de este trabajo, se realiza una descripción más detallada de todos los aspectos relacionados con el programa de software utilizado. En este apéndice se presenta el manual de operación del programa mencionado así como toda la estructura detallada y listados de los archivos de entrada y salida de datos.

3.5.1 Descripción del programa de software utilizado

Con el propósito de aplicar la técnica de análisis modal para el estudio de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia, se tomó como base un programa de flujos de potencia que fue realizado en lenguaje Matlab por Graham Rogers y actualizado por Joe H. Chow. A este programa de flujos de carga se le implementó el algoritmo matemático de la técnica de análisis lineal también en el lenguaje de programación del paquete matemático Matlab versión 5.0; esto con la finalidad de hacer uso y aprovechamiento de las actividades y funciones propias de este software. Al programa obtenido finalmente se le identificó con el nombre de *estavolt* para indicar precisamente que se trata de un programa para el análisis de estabilidad de voltaje.

Como se mencionó anteriormente, el programa *estavolt* es básicamente un programa de solución de flujos de potencia al cual como una de las aportaciones de este trabajo, se le adicionó el algoritmo matemático de análisis modal para calcular los eigenvalores y eigenvectores de la matriz jacobiana característica del método de Newton-Raphson. Este programa hace uso de técnicas de esparcidad de matrices con la finalidad de hacer más rápidos y eficientes los cálculos computacionales.

3.5.2 Estructura Interna del Programa *estavolt*

El programa *estavolt* está conformado por un programa auxiliar para realizar el cálculo de flujos de potencia el cual a su vez, se encuentra compuesto por varias subrutinas todas ellas desarrolladas como se mencionó anteriormente por Graham Rogers y actualizadas por Joe H. Chow en lenguaje Matlab.

Las subrutinas auxiliares que conforman el programa *estavolt* son las siguientes:

Subrutina	Descripción
1. loadflow.m	Programa auxiliar que resuelve las ecuaciones de flujos de potencia utilizando el método de Newton-Raphson en coordenadas polares, para calcular los voltajes y ángulos en los nodos, así como los flujos en las líneas de transmisión.
2. calc.m	Calcula los "errores" de potencia en los buses y checa la convergencia de la solución.
3. form_jac	Forma la matriz jacobiana para efectuar la solución de flujos de potencia.
4. ybus	Construye la matriz de admitancias para la solución de flujos de potencia.
5. chq_lim	Detecta potencia reactiva de generadores fuera de límites
6. y_sparse	Construye una matriz de admitancias con esparcidad para la solución de flujos de potencia utilizando operaciones matriciales.
7. lf_tap	Mueve los taps de transformadores para ajustar el voltaje del lado de baja tensión dentro de límites
8. pst_var	Declara al paquete Matlab las variables globales que se utilizarán en el programa <i>estavolt</i> .

En la sección A1.4 del apéndice 1 se describe de manera detallada cada una de las subrutinas arriba mencionadas.

La implementación computacional de la técnica de análisis modal aplicada al estudio de la estabilidad de voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia, se lleva a cabo de acuerdo al procedimiento ilustrado en el diagrama de flujo de la figura 3.1.

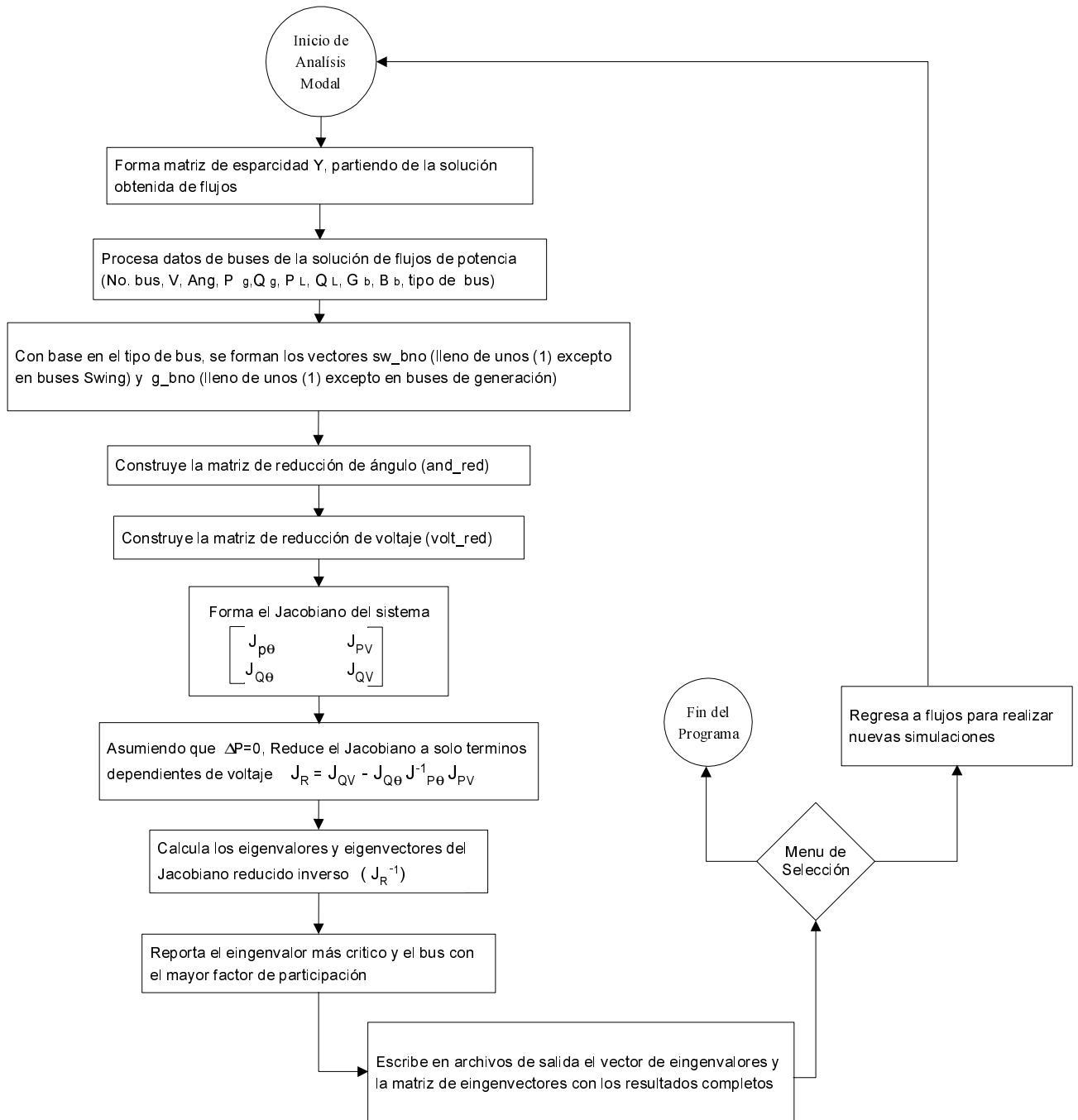


Figura 3.1 Diagrama de flujo de la implementación computacional del análisis modal

Tomando como base el procedimiento ilustrado en la figura 3.1, en el diagrama de flujo de la figura 3.2, se indica de manera ilustrativa el funcionamiento y la forma en que encuentra estructurado el programa *estavolt* en particular.

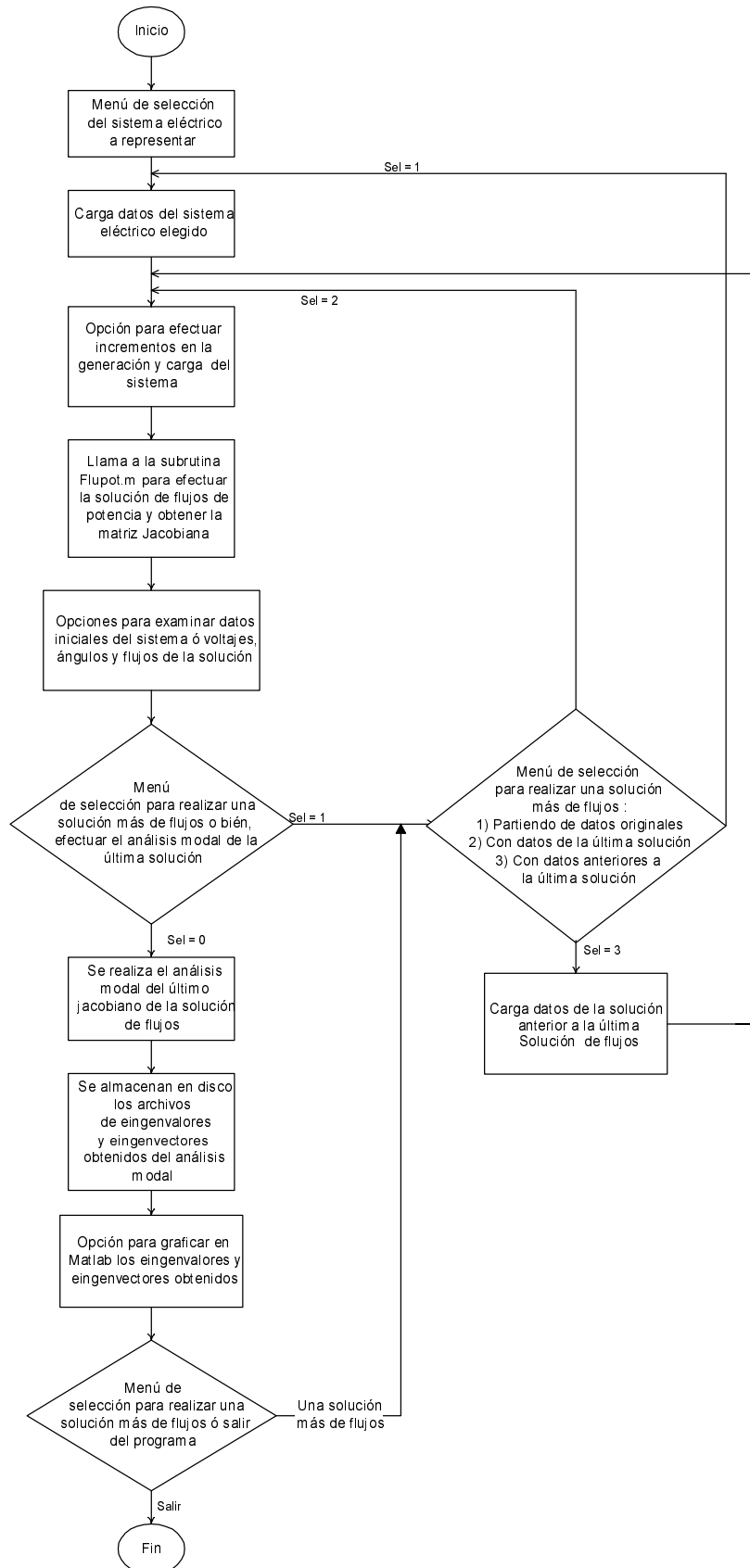


Figura 3.2 Diagrama de flujo de operación del programa estavolt

3.6 Determinación de Márgenes de Estabilidad (Proximidad a la Inestabilidad)

En un sistema eléctrico es posible calcular la proximidad a la inestabilidad de voltaje ante pequeños disturbios. Esto se lleva a cabo incrementando gradualmente la *carga-generación* hasta el punto en el que el sistema se vuelve inestable o bien, hasta que la solución de flujos de potencia ya no logre la convergencia. El incremento que se realiza en la carga puede ser por área, por zona, o en nodos individuales. Por su parte, el incremento en la generación sigue un orden que generalmente es especificado por el propio sistema. Resulta de suma importancia en este caso, identificar las no-linealidades encontradas cuando se pasa de un estado del sistema (condición de operación) a otro [4].

El análisis modal realizado en puntos de operación específicos, proporciona información importante respecto a las áreas más susceptibles a la inestabilidad, además de calcular los factores de participación en nodos, generadores y ramas.

En el punto de colapso, el eigenvector izquierdo identifica la dirección más efectiva para manipular el sistema con objeto de maximizar la estabilidad de voltaje. Adicionalmente, se tiene que información adicional como: pérdidas, reservas de reactivos y voltajes en nodos, proporcionan también una valiosa información referente al mecanismo de la inestabilidad.

Actualmente, en la literatura especializada es posible encontrar distintas técnicas utilizadas para determinar el punto de colapso de voltaje y la proximidad a la inestabilidad del mismo. En esta sección, se describe solo una de estas técnicas para ilustrar su funcionalidad.

3.6.1 Determinación de la Distancia más Corta a la Inestabilidad [4]

La distancia a la inestabilidad de voltaje es normalmente determinada mediante el incremento de la carga del sistema de una manera predeterminada representando con esto, los escenarios más probables y esforzados basados en datos históricos y en datos previstos o contemplados a futuro. Sin embargo, en este caso interesa conocer también el patrón de carga que resulta en el margen de estabilidad más pequeño [4]. Se describe entonces a continuación, un método para determinar el mínimo margen de estabilidad en MVA.

3.6.1.1 Teoría Básica [4]

En este método resulta de interés encontrar un conjunto de incrementos de carga (MW y MVar) cuyo vector suma es un mínimo y el cual, una vez que es agregado sobre la condición inicial de operación, provoca que el Jacobiano de flujos de potencia sea singular. Lo anterior puede ser llevado a cabo organizando las ecuaciones de flujos de potencia en la forma:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \rho) = \mathbf{g} \begin{bmatrix} V \\ \theta \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = 0 \quad (3.28)$$

donde

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} V \\ \theta \end{bmatrix} \quad \rho = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix}$$

En este caso \mathbf{x} es el vector de estado del sistema y ρ , es el vector parámetro cuyos elementos son la potencia activa y reactiva de la carga y, la potencia activa del generador. Ambas \mathbf{x} y ρ son $N = 2N_{PQ} + N_{PV}$ vectores dimensionales, con N_{PQ} como el número total de nodos PQ y N_{PV} el número total de nodos PV . La dimensión del vector no-lineal de la función \mathbf{f} es también igual a N .

Considérese que \mathbf{J}_x y \mathbf{J}_ρ son las matrices Jacobianas del vector función \mathbf{f} con respecto a \mathbf{x} y ρ , respectivamente. La matriz \mathbf{J}_x es la misma que la matriz Jacobiana de flujos de potencia de la ecuación (3.1). Para un vector parámetro dado ρ_i , un vector de estado del sistema \mathbf{x}_i puede ser obtenido resolviendo la ecuación (3.28), utilizando cualquiera de las técnicas para solución de las ecuaciones de flujos de potencia. Cada vector parámetro ρ_i representa una condición específica del sistema en términos de cargas activas y reactivas y, de generación activa. El sistema alcanza su punto crítico de estabilidad de voltaje cuando el vector parámetro ρ_* y el correspondiente vector de estado del sistema \mathbf{x}_* son tales que la matriz Jacobiana \mathbf{J}_x de flujos de potencia es singular. Supóngase que S denota la hipersuperficie en el N -dimensional parámetro de espacio tal que $\mathbf{J}_x(\mathbf{x}_*, \rho_*)$ es singular si ρ_* está en un punto sobre S .

Dado un punto inicial de operación del sistema (\mathbf{x}_0, ρ_0) , se desea entonces encontrar el vector parámetro ρ_* sobre S de tal forma que la distancia entre ρ_0 y ρ_* , $k = |\rho_* - \rho_0|$, es un mínimo local para la distancia entre ρ_0 y S .

Asumiendo que S es una hipersuperficie uniforme cercana a ρ_* , un vector normal a esta hipersuperficie en (\mathbf{x}_*, ρ_*) está dada por:

$$\eta_* = \mathbf{w}_* \mathbf{J}_\rho \quad (3.29)$$

donde \mathbf{w}_* es el eigenvector izquierdo de $\mathbf{J}_x(\mathbf{x}_*, \rho_*)$ correspondiente al eigenvalor cero y, η_* es normalizado de tal forma que $|\eta_*| = 1$.

Partiendo de un punto inicial de operación del sistema (\mathbf{x}_0, ρ_0) , el sistema es estresado incrementando ρ gradualmente a lo largo de una dirección particular. De esta forma, cada vez que se incrementa ρ , se resuelve la ecuación (3.28) para obtener el vector de estado \mathbf{x} del sistema. A su vez, ρ se incrementa continuamente a lo largo de la misma dirección hasta que en el punto crítico de estabilidad de voltaje (\mathbf{x}_*, ρ_*) , la matriz Jacobiana \mathbf{J}_x de flujos de potencia llega a ser singular; esto es,

$$\rho_* = \rho_0 + k \eta \quad (3.30)$$

donde k es la distancia entre el punto inicial de operación del sistema (\mathbf{x}_0, ρ_0) y el punto crítico de estabilidad de voltaje (\mathbf{x}_*, ρ_*) y se define como $k = |\rho_* - \rho_0|$.

Para un determinado punto inicial de operación (\mathbf{x}_0, ρ_0) , ρ puede ser incrementado en distintas direcciones. Obviamente, el valor de k dependerá de la dirección a lo largo de la cual sea incrementado ρ . El objetivo que se persigue finalmente, es encontrar la dirección del vector parámetro ρ de tal forma que k sea el mínimo local.

El procedimiento que se muestra a continuación determina el vector η_* a lo largo del cual, la distancia entre el punto inicial de equilibrio (\mathbf{x}_0, ρ_0) y el punto singular (\mathbf{x}_*, ρ_*) es la mas corta.

- (a) Se asume que η_0 es un valor inicial estimado para la dirección η_* , $|\eta_0| = 1$.
- (b) Se forza el sistema incrementando gradualmente ρ a lo largo de la dirección η_i hasta que \mathbf{J}_x sea singular; esto es, determinar k_i , ρ_i y \mathbf{x}_i tal que $\rho_i = \rho_0 + k_i \eta_i$ esté sobre la superficie S .
- (c) Se establece $\eta_i = \mathbf{w}_i \mathbf{J}_\rho$, y $|\eta_{i+1}| = 1$.
- (d) Se ejecutan de manera iterativa los pasos a), b) y c) hasta que η_i converge a un valor η_* . Entonces, $\rho_* = \rho_0 + k_* \eta_*$ es la correspondiente condición de equilibrio.

La figura 3.3 muestra la superficie singular S en un espacio parámetro con componentes de carga activos y reactivos como coordenadas. En esta figura, el punto (P_0, Q_0) representa la condición inicial de operación. La superficie S por su parte, representa el área de todas las combinaciones de P y Q las cuales resultan en un valor eigenvalor cero del Jacobiano. Todos los puntos localizados abajo de S , representan condiciones de voltaje estable y, en cambio, todos los puntos arriba de S significan condiciones inestables.

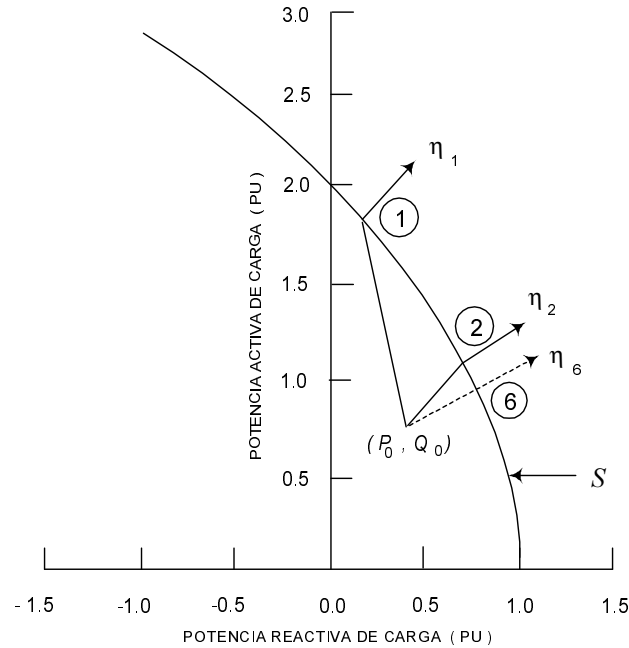


Figura 3.3 La superficie singular S en el plano P - Q , y la convergencia del proceso iterativo. [4]

3.6.1.2 Descripción General del Procedimiento [4]

Para cualquier sistema, el procedimiento general para encontrar la distancia mínima partiendo de un nivel inicial de carga P_0 , Q_0 hasta S es como sigue:

- (1) Incrementar carga desde P_0 , Q_0 en alguna dirección (la elección de la dirección inicial se discutirá posteriormente) hasta que un eigenvalor del Jacobiano de flujos de potencia sea prácticamente cero. El nivel de carga P_1 , Q_1 correspondiente a este punto es el límite de estabilidad. Este Punto P_1 , Q_1 se ubica sobre, o muy cercanamente a S .
- (2) Para las condiciones en P_1 , Q_1 , se realiza el análisis modal y se determina el eigenvector izquierdo de la matriz Jacobiana completa. El eigenvector izquierdo contiene los elementos que proporcionan los incrementos de MW y MVar de la carga para cada nodo. Esto se encuentra determinado por los puntos de eigenvectores en la más corta dirección a la singularidad la cual es por lo tanto, normal a S .
- (3) Se regresa al caso base con el nivel de carga P_0 , Q_0 y se carga el sistema de nueva cuenta pero en esta ocasión, se hace en la dirección indicada por el eigenvector izquierdo encontrado en el inciso (2). De esta forma, cuando se alcanza S , es calculado entonces un nuevo eigenvector izquierdo.

(4) *Se regresa nuevamente al caso base \mathbf{P}_0 , \mathbf{Q}_0 y se carga de nueva cuenta el sistema ahora en la dirección del nuevo eigenvector izquierdo obtenido en el inciso (3). Este proceso se repite iterativamente hasta que el eigenvector calculado no presente ningún cambio ante cada nueva iteración realizada. Cuando esto suceda, se puede decir que el proceso ha convergido.*

Una vez que el proceso ha obtenido convergencia, la solución encontrada proporciona el vector distancia mínimo (\mathbf{P} y \mathbf{Q}) hasta S desde \mathbf{P}_0 , \mathbf{Q}_0 . Este proceso puede ser aplicado a grandes sistemas reales; sin embargo, en este caso S no es un simple sitio sino más bien una hipersuperficie en un espacio parámetro de dimensión $2N$, donde N es el número total de nodos de carga (aunque se tiene la libertad de elegir el espacio parámetro que se desea utilizar). La forma de esta hipersuperficie no es conocida y, por lo tanto, es posible entonces esperar que este proceso encontrará solamente un *mínimo local*.

Debido a las no-linealidades encontradas al cargar el sistema desde \mathbf{P}_0 , \mathbf{Q}_0 hasta S , el mínimo local que se encuentre será dependiente de la dirección inicial que se haya elegido para cargar el sistema. A pesar de que se podría utilizar el eigenvector izquierdo correspondiente al mínimo eigenvalor del Jacobiano en \mathbf{P}_0 , \mathbf{Q}_0 para esta dirección inicial, se considera más apropiado cargar el sistema de una manera uniforme de acuerdo a un escenario de carga esperado.

3.7 Desarrollo de un Procedimiento Sistemático Para Evaluación de la Estabilidad de Voltaje

A medida que los problemas relacionados con la estabilidad de voltaje se han venido incrementando, las empresas eléctricas han decidido poner más atención en este fenómeno y destinar mayores recursos para su investigación. Como resultado de esto, se han desarrollado hasta ahora un buen número de técnicas para estudiar el problema. A medida que las técnicas y herramientas desarrolladas han sido más completas y eficientes, las empresas han empezado a considerar el análisis de estabilidad de voltaje como parte indispensable de los estudios necesarios para la planeación y operación de su sistema. Sin embargo, a diferencia de los estudios de estabilidad angular, en los análisis de estabilidad de voltaje de un sistema no existen todavía criterios normalizados y bien definidos así como procedimientos establecidos para llevar a cabo un estudio de este tipo. Hoy en día, todavía muchas empresas en el mundo continúan usando el declive de voltaje de post-contingencia como un indicador de la estabilidad de voltaje, mientras que algunas otras, utilizan criterios basados en la obtención de curvas $P-V$ o $V-Q$. Tomando en cuenta lo anterior, se observa claramente que existe una creciente necesidad por desarrollar y proponer un procedimiento práctico y eficaz el cual, puedan aplicar las empresas de energía eléctrica como parte de sus estudios cotidianos.

En esta sección se propone y describe un procedimiento sencillo que puede ser utilizado para realizar los estudios de estabilidad de voltaje. El procedimiento se encuentra conformado por los siguientes seis pasos:

- 1) *Establecimiento del caso base*
- 2) *Selección de una serie de probables contingencias para las cuales se desea analizar la estabilidad de voltaje del sistema*
- 3) *Definición de un parámetro clave del sistema para el cálculo de márgenes de estabilidad de voltaje (márgenes EV)*
- 4) *Especificación de un criterio de estabilidad de voltaje del sistema*
- 5) *Determinación de los márgenes de estabilidad de voltaje para el caso base y para todas las probables contingencia asumidas*
- 6) *Diseño y validación de medidas correctivas para aquellos casos en los que no se satisfaga el criterio de estabilidad de voltaje establecido*

3.7.1 *Establecimiento del Caso Base*

Establecer el caso base para la evaluación de la estabilidad de voltaje involucra determinar: (a) *A que grado de detalle se desean representar los sistemas interno (área de estudio) y externo y, (b) como modelar todos los dispositivos que son importantes para la estabilidad de voltaje del sistema en estudio.*

Idealmente se puede decir que se debería representar en tanto detalle como sea posible al sistema interconectado completo incluyendo tanto el sistema externo como el interno. Sin embargo, en la práctica generalmente es necesario recurrir a alguna forma de reducción del sistema con objeto de mantener un tamaño manejable de dicho sistema. Debido a la distinta naturaleza de la estabilidad de voltaje y de los problemas de estabilidad angular, con frecuencia son requeridos diferentes métodos de reducción para obtener los modelos reducidos del sistema para los dos tipos de estudios de estabilidad. En este sentido cabe mencionar que la mayoría de las técnicas de reducción actualmente disponibles fueron desarrolladas con el propósito de ser utilizadas en estudios de estabilidad angular. Por lo tanto, para análisis de estabilidad de voltaje es necesario utilizar una técnica de reducción diferente la cual esté fundamentalmente enfocada a retener las mismas características *demanda-suministro* de potencia reactiva para el sistema original y para el sistema reducido.

En estudios de estabilidad angular, especialmente en el caso de análisis de oscilaciones inter-área, es necesario representar en detalle una gran parte de los sistemas interconectados. Para estudios de estabilidad de voltaje en cambio, debido a la naturaleza relativamente local del fenómeno, la representación del sistema externo puede no ser tan extensiva como en el caso de los estudios de estabilidad angular, sin embargo, sí se requiere una representación más detallada de la red de distribución del sistema interno (área de estudio) para lograr una determinación más precisa de los límites de estabilidad de voltaje.

Adicionalmente a todos los dispositivos que se consideran en los estudios convencionales de estabilidad angular, en los estudios de estabilidad de voltaje es necesario realizar un modelado apropiado de transformadores con cambiadores automáticos de tap bajo carga (ULTCs), limitadores de máxima excitación de generadores (OXLs), cargas controladas termostáticamente (TCLs), y motores de inducción [32] (ver sección 2.7 en capítulo 2). Lo anterior con objeto de obtener una evaluación más real de la estabilidad de voltaje del sistema.

En la tabla 3.1 se incluye una breve descripción de los elementos del sistema que deben representarse apropiadamente en estudios de estabilidad de voltaje. En la sección 2.7 del capítulo 2 se presenta una descripción más detallada del modelado de estos elementos.

Cabe mencionar que de los elementos mencionados en la tabla 3.1, *el programa de flujos de potencia utilizado en este trabajo, no tiene la capacidad de modelar los motores de inducción pero si soporta satisfactoriamente la representación de los cambiadores automáticos de tap de los transformadores y los límites máximos y mínimos de potencia reactiva en los generadores.* En lo que respecta a las cargas, éstas son todas modeladas como potencia constante.

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN
<i>ULTCs</i>	Los modelos estáticos del ULTC deben considerar la banda muerta para el control de voltaje del nodo y el tamaño del tap. Adicionalmente a esto, los modelos dinámicos deben tomar en cuenta los tiempos de retraso asociados con cada movimiento de tap.
<i>OXLs</i>	En simulaciones estáticas, los efectos de los OXLs son modelados utilizando las curvas de capacidad del generador. Esto es válido asumiendo que $X_d = X_q = X_s$. En los modelos dinámicos del OXL, el voltaje de campo y por lo tanto la corriente de campo son reducidos inmediatamente al límite instantáneo si rebasan dicho límite. Si la corriente de campo excede el límite continuo pero se encuentra por debajo del límite instantáneo, esta corriente es reducida al límite continuo después de un tiempo de retardo determinado por el nivel actual de la corriente de campo y los ajustes del OXL.
<i>TCLs</i>	Estas son cargas de energía constante las cuales son controladas mediante termostatos. El efecto agregado de largo término de las TCLs es modelado como cargas de potencia constante. En algunos programas es utilizado un modelo de segundo orden para simular los aspectos dinámicos de las TCLs. La respuesta de la constante de tiempo de las TCLs está en el orden de minutos.
<i>Motores de Inducción</i>	Las características de los motores de inducción ante bajos voltajes en terminales debe modelarse adecuadamente. Para estudios dinámicos de estabilidad de voltaje son utilizados con frecuencia modelos de primer orden simplificados con el deslizamiento como la única variable de estado.

Tabla 3.1 Modelado de elementos del sistema para estudios de Estabilidad de Voltaje.

3.7.2 Selección de Contingencias

Las contingencias críticas para la estabilidad de voltaje de un sistema pueden ser diferentes de aquellas contingencias críticas para la estabilidad angular y son, generalmente, muy difíciles de identificar. En muchos de los casos, antes de poder establecer una lista de las contingencias críticas, es necesario llevar a cabo un análisis exhaustivo de todas las posibles contingencias (por ejemplo, todas las contingencias sencillas para líneas de transmisión, y todas las contingencias relacionadas con la pérdida de algún generador o algún elemento de compensación reactiva). Afortunadamente, la determinación de los márgenes de estabilidad de voltaje (EV) del sistema es computacionalmente factible utilizando algún programa de análisis estático.

3.7.3 Definición del Parámetro Clave del Sistema (PCS) para el Cálculo del Margen de Estabilidad de Voltaje (EV)

El margen EV es una medida de la cercanía del sistema a la inestabilidad de voltaje. El margen EV se define generalmente como la diferencia entre los valores de un parámetro clave del sistema (PCS) en la condición de operación actual y el punto crítico de estabilidad de voltaje. De acuerdo a sus intereses particulares, cada empresa puede elegir diferentes PCS (como la transferencia de potencia en un enlace importante o el incremento total de carga en alguna zona o área del sistema).

3.7.4 Especificación del Criterio de Estabilidad de Voltaje

El criterio de estabilidad de voltaje define que tanto margen es considerado suficiente para el caso base así como también para todas las posibles contingencias.

Una vez definido el margen EV utilizando el PCS, el criterio de estabilidad de voltaje puede ser definido como *"el sistema tiene que ser estable en voltaje para el caso base y todas las posibles contingencias, cuando el valor del PCS esté x% arriba de su valor en la condición de operación actual"*. Por ejemplo, se puede indicar que el criterio de estabilidad de voltaje para el sistema está definido como el 7% de incremento de la carga en el área de estudio, para el caso base y para todas las contingencias posibles. En otras palabras, esto quiere decir que para cualquier caso donde el margen sea menor al 7%, es necesario implementar medidas correctivas para incrementar el margen EV y poder cumplir con el criterio especificado [32].

3.7.5 Determinación del Margen de Estabilidad de Voltaje del Sistema

Con el PCS definido y la lista de contingencias críticas seleccionadas, el siguiente paso es calcular los márgenes EV del sistema para el caso base y todos los casos de contingencia.

Teóricamente, para calcular los márgenes EV del sistema pueden utilizarse tanto las herramientas estáticas como las dinámicas. Los márgenes EV calculados utilizando los dos métodos deben ser muy parecidos, comprobando con esto que son utilizados modelos consistentes en ambos programas y que la inestabilidad de voltaje no ocurre durante el periodo transitorio. Sin embargo, debido a los altos requerimientos de tiempo de cómputo para realizar una simulación dinámica, en la realidad resulta poco práctico calcular los márgenes EV para todas las contingencias utilizando este tipo de herramienta. Por lo tanto, un procedimiento recomendable consiste en calcular los márgenes de estabilidad para el caso base y todas las contingencias utilizando alguna herramienta estática y, posteriormente, utilizar algún programa de simulación dinámica solo para cotejar los resultados estáticos obtenidos y, para determinar la cronología de la inestabilidad de voltaje posterior a unas cuantas contingencias críticas seleccionadas las cuales no satisfagan los criterios de estabilidad establecidos.

El procedimiento básico para calcular los márgenes EV para el caso base y los casos de contingencia se describe en la figura 3.4. En esta figura se muestra la relación entre la magnitud de voltaje en un nodo seleccionado y el PCS (parámetro clave del sistema) el cual, en este caso está definido como el incremento total de la carga del área de interés. Los detalles de este procedimiento se describen a continuación.

(1) Cálculo del margen EV para el caso base

El PCS se va incrementando y se obtienen las soluciones de flujos de potencia para cada nuevo incremento. El punto crítico de estabilidad de voltaje es obtenido en el valor del PCS previo al punto en el que no existe solución de flujos de potencia.

Considerando que en este caso el PCS está representado por el incremento total de la carga del área de interés, en la figura 3.4 los puntos $0, 1, 2, \dots, N$ representan condiciones de operación del sistema ante diferentes niveles de carga, con el punto 0 como el punto inicial de operación y el punto N (nariz de la curva PV) como el punto crítico de estabilidad de voltaje. La diferencia entre la carga activa total en el punto N y la carga en el punto 0 es el margen EV para el caso base. Para obtener los puntos $1, 2, \dots, N$, se incrementa con un criterio definido la carga en el área de estudio y se utiliza un esquema de despacho de generación para cubrir el incremento en la potencia activa de la carga. En cada nuevo nivel de carga, se obtienen las soluciones de flujos de potencia con las cargas modeladas como potencia constante y con los ULTCs y elementos switchables en derivación habilitados.

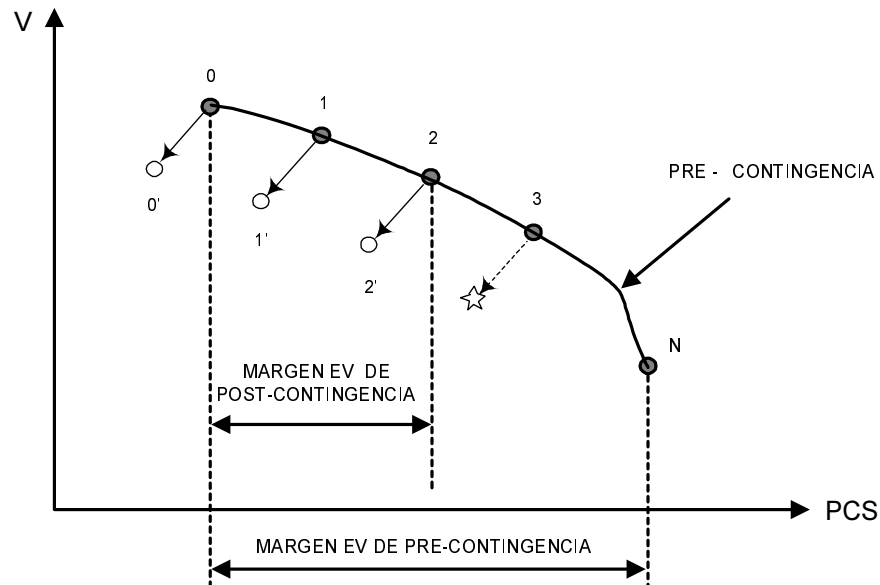


Figura 3.4 Cálculos del margen EV para el caso base y casos de contingencia [32].

(2) Cálculo de márgenes EV para todos los casos de contingencia

De nueva cuenta se asume que el PCS es la carga total del área de estudio. Vale la pena mencionar que los principios que se describen enseguida, aplican también para otros casos en los cuales se especifique como PCS a cualquier otro parámetro.

Las soluciones de flujos de potencia en los diferentes niveles de carga (puntos $0, 1, \dots, N$) son obtenidas de la misma forma que en el paso 1. En cada nivel de carga, las contingencias son aplicadas una por una. Los casos de post-contingencia son solucionados con las cargas modeladas como dependientes de voltaje. Es necesario permitir el libre movimiento de ULTCs y de capacitores switcheados automáticamente mientras que, los capacitores switcheados manualmente podría o no permitirse su movimiento dependiendo del marco de tiempo en el cual será evaluado el comportamiento del sistema y de la política de operación del sistema.

Para cada contingencia, el margen EV de post-contingencia del sistema está dado por la diferencia entre la potencia activa inicial de la carga y la potencia activa total de la carga en el último punto donde existe una solución de flujos de carga de post-contingencia. Es importante resaltar que de acuerdo a la experiencia obtenida, se ha podido observar que los algoritmos convencionales de solución de flujos de potencia, pueden obtener convergencia hasta condiciones del sistema muy cercanas al punto crítico de estabilidad de voltaje. Por lo tanto, la no-existencia de una solución de flujos utilizando algún algoritmo de solución convencional como el método desacoplado rápido por ejemplo, es un indicador confiable de que el sistema ha alcanzado su punto crítico de estabilidad de voltaje o está muy próximo a éste.

En referencia a la figura 3.4, los puntos de operación de post-contingencia correspondientes a los niveles de carga $0, 1$, y 2 están dados por los puntos $0', 1'$ y $2'$ respectivamente. Para cada nivel de carga se puede ver que en el punto de operación de post-contingencia (p.e. el punto $1'$), la carga total es menor que en el punto de operación de pre-contingencia (punto 1), debido a la caída de voltaje provocada por la contingencia. Aún con las acciones de los ULTCs, las caídas de voltaje de post-contingencia en los nodos de carga siguen existiendo debido a la banda muerta y los límites de tap asociados con el control de los ULTCs. Para el caso descrito en la figura 3.4, no existen soluciones de flujos de post-contingencia para cualquier nivel de carga mayor al correspondiente al punto 2 . De esta forma, el margen EV de post-contingencia del sistema está dado por la diferencia entre la potencia activa total de carga en el punto 2 y aquella en el punto 0 .

(3) Cálculo de los márgenes EV para unas cuantas contingencias críticas seleccionadas utilizando algún programa de simulación en el tiempo

El procedimiento en este caso es el mismo que el que se sigue en el paso 2, excepto que ahora la estabilidad de voltaje del sistema posterior a un disturbio es determinada mediante simulaciones en el dominio del tiempo utilizando algún software que permita este tipo de estudios.

Partiendo de los casos resueltos correspondientes a los diferentes niveles de carga (puntos $0, 1, 2,$ y 3 de la figura 3.4), el sistema es sometido a un disturbio aplicando la contingencia y se calcula la respuesta dinámica del sistema posterior a la contingencia simulada. Si la simulación en el dominio del tiempo muestra que el sistema alcanza su punto de equilibrio de estado estable de post-contingencia después de un periodo finito de tiempo, entonces el sistema es estable. Si por el contrario, el equilibrio de estado estable del sistema de post-contingencia no existe, la simulación en el dominio del tiempo mostrará que los voltajes de nodo continuarán decayendo y por lo tanto, el sistema es inestable desde el punto de vista de voltaje. Por ejemplo, los puntos $0', 1',$ y $2'$ representan el equilibrio del sistema de post-contingencia correspondientes a los niveles de carga $0, 1,$ y 2 . En cambio, se puede observar en la misma figura 3.4 que no existe equilibrio de estado estable de post-contingencia para cualquier nivel de carga mayor que el nivel 2 .

3.7.6 Diseño y Validación de Medidas Correctivas

En los casos para los cuales no se satisface el criterio de estabilidad de voltaje, es necesario diseñar medidas correctivas que puedan reforzar el sistema con objeto de satisfacer dicho criterio.

Para mejorar la estabilidad de voltaje de un sistema pueden ser aplicadas distintas medidas correctivas. Del mismo modo, pueden ser reforzadas diferentes partes del sistema (generación, transmisión, distribución y cargas del sistema) con el propósito de mejorar de manera global la estabilidad de voltaje del sistema. La factibilidad y disponibilidad de cada opción depende de cada sistema en particular. Algunas de las posibles medidas preventivas y correctivas incluyen control de potencia activa, compensación reactiva en serie y en derivación, disparo de carga por bajo voltaje, bloqueo de ULTCs y, automatización de distribución.

Para casos en los cuales no se satisface el criterio establecido para el margen de estabilidad de voltaje, se aplica el análisis modal descrito en la sección 3.3 para identificar las mejores ubicaciones donde se deben aplicar las medidas correctivas. El análisis modal calcula los eigenvalores más pequeños de la matriz Jacobiana reducida (J_R) y los factores de participación de nodos, ramas y generadores (ver secciones 3.3.2, 3.3.3 y 3.4). El eigenvalor más pequeño y sus eigenvectores asociados de J_R en la nariz de la curva P-V, definen el modo crítico de estabilidad de voltaje. Las correspondientes participaciones de nodos, ramas y generadores identifican el área crítica de estabilidad de voltaje y los elementos que tienen mayor impacto en la estabilidad de voltaje de ese modo crítico. Las medidas correctivas en cualquiera de sus formas, deben ser aplicadas en las ubicaciones identificadas por los mencionados factores de participación para mejorar con esto, la estabilidad de voltaje del área crítica y mitigar el impacto negativo de esos elementos en la estabilidad de voltaje del sistema en general.

CAPÍTULO 4

Aplicación de la Técnica de Análisis Modal

4.1 Introducción

En este capítulo se lleva a cabo la aplicación práctica de la técnica de Análisis Modal para realizar evaluaciones de la estabilidad de voltaje en sistemas eléctrico reales.

En primera instancia, se realiza el Análisis Modal de un sistema eléctrico de prueba incluido en el artículo “*Voltage Stability Analysis Using Static and Dinamic Approaches*” de los autores Gao B., G.K. Morison, y P. Kundur [8]. Lo anterior con objeto de ilustrar de manera visible y simplificada la funcionalidad de esta técnica de análisis. Con este mismo sistema de prueba se realiza la validación del software desarrollado para posteriormente, realizar el análisis modal de un sistema eléctrico real. La validación se efectúa mediante la comparación de los resultados obtenidos en este trabajo, contra los resultados que para este sistema de prueba se incluyen en el artículo mencionado anteriormente [8].

Una vez comprendidos los principios básicos y la funcionalidad de dicha técnica, se procede a realizar su aplicación en un sistema eléctrico real el cual está conformado por 116 nodos, 131 ramas y 33 generadores. Dicho sistema corresponde al Sistema Interconectado de Guatemala (SIG) que al igual que un buen número de los sistemas eléctricos de países en desarrollo, presenta serios problemas relacionados con la estabilidad de voltaje.

Resulta importante señalar que se eligió para este trabajo al Sistema Interconectado de Guatemala y no al Interconectado Nacional Mexicano por considerar que el primero presenta varias ventajas principalmente para los propósitos didácticos que se persiguen en una tesis. Alguna de las ventajas que se pueden mencionar son las siguientes:

- El Sistema Interconectado de Guatemala presenta problemas más severos de control de voltaje ya que hasta 1999, no tenía aún ningún elemento de compensación reactiva capacitiva (CEV o banco de capacitores) en su red de transmisión lo cual como se verá en el desarrollo de este trabajo, provoca que sus condiciones operativas para la demanda máxima estén con un margen muy reducido respecto a la inestabilidad de voltaje.
- El Sistema Interconectado Mexicano por su parte, presenta algunos problemas de soporte de voltaje principalmente en el área central que comprende fundamentalmente a la Zona Metropolitana de la Ciudad de México ya que esta zona, es un gran centro de consumo de carga por su enorme población e industrias instaladas. Sin embargo, estos problemas de soporte de voltaje se han visto significativamente aliviados con la entrada en operación de los Compensadores Estáticos de Vars ubicados en las subestaciones de 400 kV de Topilejo y Texcoco y en 230 kV en la subestación Cerro Gordo.

- El tamaño (número de subestaciones, generadores y ramas) del Sistema Interconectado de Guatemala es ideal para realizar el análisis modal ya que permite ubicar rápidamente las zonas críticas en voltaje sin perderse en un enorme sistema en el cual, resultaría más compleja la selección de los casos operativos a estudiar y consecuentemente, se vuelve también más complejo el análisis necesario así como la explicación de éste.

Tomando en cuenta estos aspectos y teniendo siempre presente que uno de los principales objetivos de este trabajo consiste en presentar una metodología clara y confiable para realizar estudios de estabilidad de voltaje, se decidió que resulta más conveniente utilizar un Sistema Eléctrico como el de Guatemala el cual como ya se mencionó anteriormente, presenta características ideales para aplicar e ilustrar este tipo de estudios.

En el análisis modal realizado al Sistema Interconectado de Guatemala (SIG), se identifican entre otros aspectos la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje, así como las áreas y nodos más propensos a presentar problemas de colapso de voltaje. Además, se analizan y se proponen algunas medidas correctivas que una vez implementadas, aliviarían de manera significativa esta clase de problemas.

Los resultados obtenidos mediante el análisis modal son comparados con la información proporcionada por otras técnicas convencionales como las curvas V-Q y P-V, esto con la finalidad de ilustrar la utilidad de ambas técnicas y la manera en que éstas, pueden combinarse para lograr un análisis más completo.

4.2 Descripción de los Programas de Software Utilizados

Para la elaboración de este trabajo de tesis se utilizó principalmente el programa *Estavolt* para aplicar la técnica de análisis modal y se complementaron los resultados de estabilidad de voltaje mediante el uso de programas de software comerciales como el PSS/E (Power System Simulator for Engineering) y los paquetes Excel y Word de Microsoft.

Se describe enseguida la aplicación que tuvo cada uno de estos programas en el desarrollo de este trabajo.

4.2.1 Programa Estavolt

Con el propósito de aplicar la técnica de análisis modal para el estudio de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia, se tomó como base un programa de flujos de potencia que fue realizado en lenguaje Matlab por Graham Rogers y actualizado por Joe H. Chow. A este programa de flujos de carga se le implementó el algoritmo matemático de la técnica de análisis lineal también en el lenguaje de programación del paquete matemático Matlab versión 5.0; esto con la finalidad de hacer uso y aprovechamiento de las actividades y funciones matemáticas propias de este software. Al programa obtenido finalmente se le identificó con el nombre de *estavolt* para indicar precisamente que se trata de un programa para el análisis de estabilidad de voltaje.

Como se mencionó anteriormente, el programa *estavolt* es básicamente un programa de solución de flujos de potencia al cual, se le adicionó el algoritmo matemático de análisis modal para calcular los eigenvalores y eigenvectores de la matriz jacobiana característica del método de Newton-Raphson. Este programa hace uso de técnicas de esparcidad de matrices con la finalidad de hacer más rápidos y eficientes los cálculos computacionales.

En el apéndice 1 se incluye una descripción más detallada de la estructura y conformación del programa Estavolt así como de su funcionamiento y procedimientos para su utilización.

4.2.2 Microsoft Excel

El paquete Microsoft Excel es una hoja de cálculo que es utilizada en este trabajo para organizar y filtrar convenientemente los resultados del análisis modal efectuado por el programa *Estavolt*.

De esta manera, en Excel se abren los archivos de resultados *eigval.sal* y *eigvec.sal* generados por el programa Estavolt y se procede a identificar los modos más críticos encontrados para posteriormente, organizar los factores de participación de nodos de manera que sea posible observar claramente aquellos nodos que presentan los más altos factores de participación para los modos más débiles. El procedimiento seguido para realizar estas actividades se encuentra descrito a detalle en la sección A1.6.1 del apéndice 1.

4.2.3 Power System Simulator for Engineering (PSS/E)

El Simulador de Sistemas de Potencia para Ingeniería (PSS/E por sus siglas en inglés) es un programa de software técnico compuesto por varios módulos los cuales permiten realizar estudios de flujos de potencia, flujos óptimos, estabilidad angular, cortocircuito, entre otros.

En este trabajo se utilizó el módulo de flujos de potencia del programa PSS/E para generar las curvas V-Q y P-V, así como para obtener los diagramas unifilares de la red eléctrica del Sistema Interconectado de Guatemala con los resultados de flujos de carga obtenidos para cada uno de los casos simulados.

El uso de manera conjunta de los programas Estavolt y PSS/E permite un análisis de estabilidad de voltaje más completo, confiable y eficaz ya que mediante el PSS/E son obtenidas las curvas V-Q y P-V solo en aquellos nodos con altos factores de participación para los modos más críticos encontrados en el análisis modal realizado con el programa Estavolt.

4.2.4 Microsoft Word

El paquete Microsoft Word es un procesador de texto muy completo que es empleado para efectuar toda la escritura de este trabajo de tesis incluyendo todas las ecuaciones matemáticas incluidas, así como para realizar algunas de las figuras y tablas necesarias.

4.2.5 Interacción de los Programas de Software Utilizados

Con objeto de ilustrar en una forma clara y sencilla la manera en que se utilizan los programas de software descritos anteriormente, en la figura 4.1 se presenta gráficamente una descripción de la forma y la secuencia en que se aplican dichos programas.

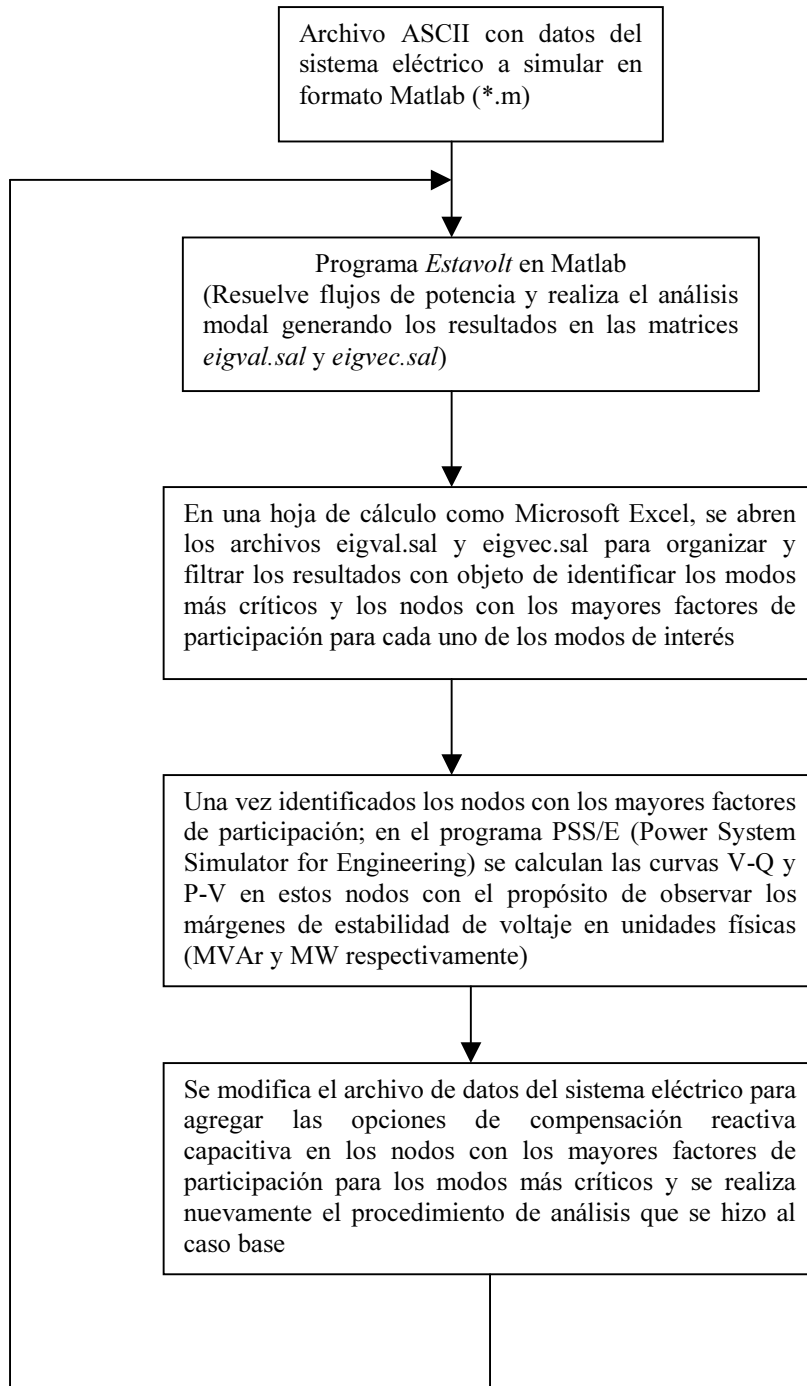


Figura 4.1 Procedimiento de aplicación de los programas de software utilizados

4.3 Análisis de Estabilidad de Voltaje en un Sistema Simplificado

Cuando se realiza el estudio de sistemas eléctricos muy grandes, las interacciones de algunos dispositivos son generalmente muy complicadas y como resultado de esto, es más complicado aislar y entender a los factores elementales que tienen una mayor influencia sobre la estabilidad de voltaje. Por esta razón, en esta sección se considera importante analizar en primera instancia un sistema de prueba pequeño [8] el cual se muestra en la figura 4.2. Cabe resaltar que este sistema es sencillo pero intencionalmente posee características muy similares a los sistemas eléctricos reales, con la ventaja adicional de que en este caso, resulta más fácil seguir el análisis e interpretar fácilmente los resultados. El uso de este sistema permite enfocar la atención sobre los factores específicos que influyen de manera más significativa sobre la estabilidad de voltaje.

La validación de los algoritmos desarrollados e implementados en el software que se utiliza en este trabajo, se lleva a cabo mediante la comparación de los resultados obtenidos contra los resultados que para este mismo sistema se incluyen en la referencia [8] (ver sección 4.3.4). Posterior a ésta comprobación, se realiza también una comparación con los resultados obtenidos mediante técnicas convencionales de análisis como la obtención de curvas $V-Q$ para dicho sistema. Se muestra que una de las principales ventajas de las metodologías de análisis lineal es la capacidad de identificar áreas con tendencias a inestabilidad de voltaje, la evaluación de índices de seguridad del sistema y, en general, la capacidad de permitir una mejor comprensión de la naturaleza del fenómeno en estudio.

4.3.1 Descripción del Sistema de Prueba Utilizado

Como se puede ver en la figura 4.2, el sistema de prueba utilizado en esta sección es un sistema sencillo el cual se encuentra conformado por 3 generadores y 10 nodos [8]. En dicho sistema, se alimentan dos grandes cargas con generación remota a través de cinco líneas de 500 kV. El suministro de potencia a las dos cargas se realiza por medio de transformadores con cambiadores de tap bajo carga (ULTCs) para controlar el voltaje del lado de baja tensión. Se observa por otro lado que el área de carga presenta una alta compensación reactiva mediante los capacitores ubicados en los nodos 6, 7 y 8.

En este sistema de prueba se ilustra la aplicación de técnicas de análisis lineal para el estudio de estabilidad de voltaje ante cambios incrementales en la carga y, para la ocurrencia de contingencias en la red de transmisión. El enfoque de análisis adoptado se basa en la representación incremental de las ecuaciones de flujos de potencia, obtenidas para instantes de tiempo correspondientes a incrementos globales en la carga reactiva del sistema. Sobre la base de esta formulación, se discute la aplicación del análisis modal de la matriz Jacobiana de las ecuaciones de flujos de potencia para realizar estudios de estabilidad de voltaje.

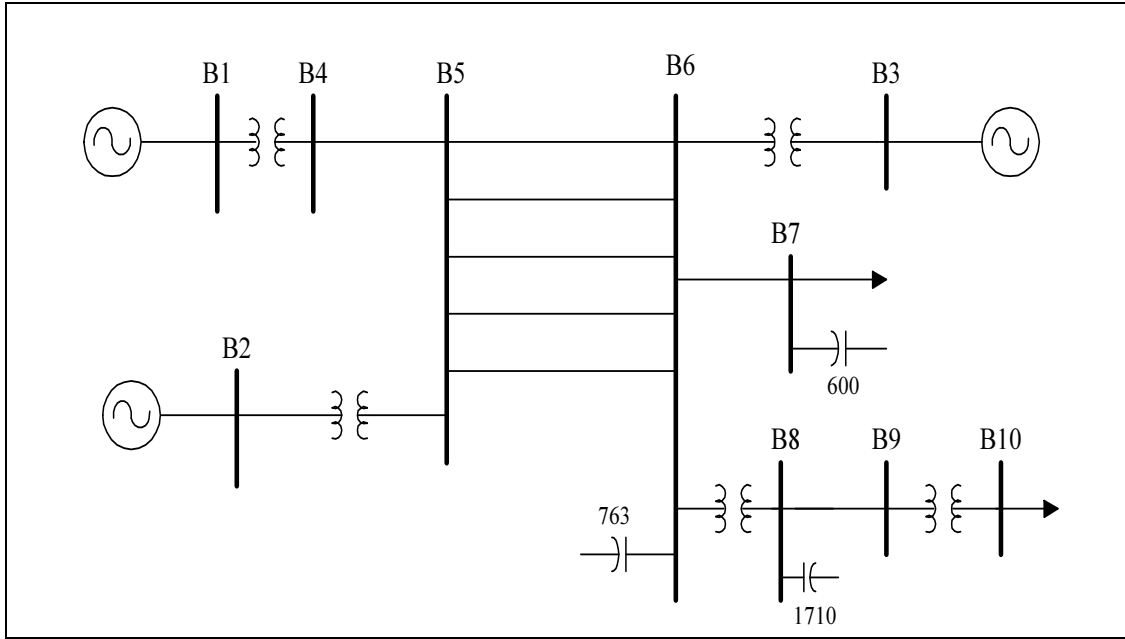


Figura 4.2 Sistema eléctrico de prueba [8]

Los datos de cada uno de los elementos que conforman este sistema de prueba, se incluyen en las tablas 4.1 y 4.2.

Datos del Sistema de Prueba

Líneas de Transmisión (Valores en pu sobre una base de 100 MVA)			
LÍNEA	R	X	B
4-5	0.0000	0.004	0.000
5-6	0.0015	0.0288	1.173
8-9	0.0010	0.0030	0.000
Transformadores (Valores en pu sobre una base de 100 MVA)			
RAMA	R	X	TAP
1-4	0.0	0.0020	0.8857
2-5	0.0	0.0045	0.8857
3-6	0.0	0.0125	0.9024
6-7	0.0	0.0030	1.0664
8-9	0.0	0.0026	1.0800
9-10	0.0	0.0010	1.0250 @ CTS 1 1.0062 @ CTS 2 1.0000 @ CTS 3

@ = Para ; CTS = Carga Total del Sistema

Tabla 4.1 Datos de ramas

Nodos de Generación				
NODO	V (pu)	P _G (MW)	CTS	
1	0.9800	3987	1	
(Nodo Compensador)	0.9800	4094	2	
	0.9800	4152	3	
2	0.9646	1736	1, 2 y 3	
3	1.0400	1154	1, 2 y 3	
Nodos de Carga				
NODO	P _C (MW)	Q _C (MVar)	Capacitores (MVar)	CTS
6	0.00	0.00	763	1, 2 Y 3
7	3271	1015	600	1
	3320	1030	600	2
	3335	1035	600	3
8	0.00	0.00	1710	1, 2 Y 3
10	3384	971	0.00	1
	3435	985	0.00	2
	3460	993	0.00	3

* Los valores de los capacitores en derivación corresponden a Voltaje nominal

Tabla 4.2 Datos de nodos

4.3.2 Análisis Modal del Sistema de Prueba

Para el sistema mostrado en la figura 4.2, se realiza el análisis modal para dos condiciones: *a)* considerando el sistema completo y, *b)* simulando la salida de una de las cinco líneas de transmisión ubicadas entre los nodos 5 y 6 (B5 y B6).

Se simulan además para el caso *a)*, tres diferentes sub-casos con distintos niveles de carga en el sistema. Esto con el propósito de ilustrar el efecto que se tiene ante el crecimiento de la demanda en un sistema susceptible a problemas de estabilidad de voltaje.

Las tres condiciones de carga total del sistema son:

<i>Condición</i>	<i>Carga Total del Sistema (CTS)</i>	
	<i>MW</i>	<i>MVA_r</i>
1	6655	1986
2	6755	2016
3	6805	2031

Tabla 4.3. Condiciones de carga del sistema.

Para cada uno de los casos simulados, se realiza el análisis modal y se reportan los eigenvalores más significativos (modos mas críticos) así como los factores de participación de nodos para el modo más crítico en el nivel de carga 1.

Como se mencionó anteriormente, para llevar a cabo el estudio de Estabilidad de Voltaje haciendo uso de la técnica de análisis modal, se utilizó un programa de software en el lenguaje de programación del paquete MATLAB. El programa *estavolt* es básicamente un programa de solución de flujos de potencia al cual como una de las aportaciones de este trabajo, se le adicionó el algoritmo matemático de análisis modal para calcular los eigenvalores y eigenvectores de la matriz jacobiana característica del método de Newton-Raphson. Con el programa *Estavolt*, se analizó el sistema eléctrico de prueba ilustrado en la figura 4.1 para las condiciones de operación *a)* y *b)* arriba descritas, y se obtuvieron los siguientes resultados.

4.3.2.1 Estabilidad de Voltaje Ante Incrementos en la Carga.

En la tabla 4.4, se muestran los modos (eigenvalores) más críticos para el sistema completo de la figura 4.2, ante las tres diferentes condiciones de carga total del sistema.

<i>Eigenvalor</i>	<i>Carga Total del Sistema (CTS)</i>		
	<i>Nivel 1</i>	<i>Nivel 2</i>	<i>Nivel 3</i>
λ_1	12.50	11.26	10.6
λ_2	149.25	147.06	144.92
λ_3	434.78	434.70	434.70

Tabla 4.4. Análisis modal ante incrementos de carga.

Como se observa en la tabla 4.4, a medida que se incrementa el nivel de carga, la magnitud de los eigenvalores tiende a ser más pequeña. De lo anterior se puede ver que en un sistema eléctrico con un soporte de potencia reactiva deficiente, aún en condiciones normales de operación, el simple incremento de manera significativa y no prevista en la demanda, puede ser suficiente para que el sistema presente problemas de colapso de voltaje.

4.3.2.2 Estabilidad de Voltaje Ante Contingencias

En la tabla 4.5, se presenta el análisis modal del sistema de la figura 4.2 ante la salida por falla de una de las cinco líneas de transmisión del NODO 5 al NODO 6.

<i>Eigenvalor</i>	<i>CASO ANALIZADO</i>		
	<i>Sistema Completo</i>	<i>4 LT's sin ULTC</i>	<i>4 LT's con ULTC</i>
λ_1	12.50	4.48	5.60
λ_2	149.25	131.57	133.3
λ_3	434.78	400.00	416.67

Tabla 4.5. Análisis modal ante contingencias.

En este caso, se observa que la magnitud del modo más significativo y por lo tanto, de mayor interés (λ_1), disminuye considerablemente cuando se presenta la contingencia y, aunque mediante la acción del cambiador de tap bajo carga del transformador (*ULTC*), se logra recuperar el voltaje del nodo 10 a su valor de pre-contingencia (0.916 pu), el incremento que se obtiene en el valor de λ_1 no es muy considerable (de 4.48 a 5.6) por lo que, finalmente, el margen de estabilidad de voltaje se reduce considerablemente y el sistema en este caso, tendrá menor capacidad para soportar los incrementos en la carga, antes de presentar problemas de colapso de voltaje.

4.3.2.3 Factores de Participación de Nodos

En la tabla 4.6, se incluyen los factores de participación de nodos correspondientes al modo λ_1 para dos de las condiciones de operación incluidas en la tabla 4.5.

<i>NODO</i>	<i>Factores de Participación</i>	
	<i>Sistema Completo</i>	<i>4 LT's con ULTC</i>
10	0.5236	0.5445
9	0.5217	0.5003
8	0.4299	0.4210
7	0.3621	0.3667
6	0.3486	0.3574
5	0.1203	0.1103
4	0.0420	0.0384

Tabla 4.6 Factores de participación de nodos para el modo λ_1 .

Los factores de participación de nodos indican las zonas más propensas a presentar problemas de estabilidad de voltaje. De la tabla 4.6 se observa que en ambos casos, los nodos 9 y 10 son los que tienen un mayor factor de participación para el modo más crítico (λ_1) por lo que, de acuerdo a la teoría descrita en la sección 3.4.1 del capítulo 3, es precisamente esa zona la más vulnerable al colapso de voltaje. Cabe resaltar que la información que se obtiene de las participaciones de nodos para un modo en particular, proporciona un muy útil punto de partida para definir la ubicación de posible compensación capacitiva y, obtener con ello, un mejor soporte de voltaje donde más se requiera mejorando finalmente con esto, el margen de seguridad de estabilidad de voltaje.

4.3.3 Obtención de Curvas V-Q

Las curvas $V-Q$ son una de las herramientas más utilizadas para determinar la proximidad al colapso de voltaje (ver Cap. 2 sección 2.11.2). Dichas curvas se basan en la obtención de los márgenes de potencia reactiva en algunos nodos de carga elegidos previamente sin embargo, aunque este método es muy útil y proporciona información valiosa, presenta también en cambio algunos inconvenientes de entre los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- *En un sistema eléctrico muy grande, es necesario determinar con anterioridad en cuales nodos se considera conveniente calcular estas curvas, ya que el pretender efectuar este análisis en todos los nodos de carga, consumiría demasiado tiempo de cómputo.*
- *Al producir una curva V-Q, la zona donde se encuentra el nodo analizado es fuertemente "estresada" y, por lo tanto, los resultados en algunos casos pueden ser engañosos.*
- *En adición a lo anterior, al enfocar la atención en unos cuantos nodos; pueden ser erróneamente minimizados o no reconocidos los problemas que engloban a todo el sistema en general, lo cual a su vez, hace perder sensibilidad en el análisis realizado.*

En la figura 4.3 se muestran a manera de complemento, las curvas $V-Q$ de los nodos más representativos del sistema de prueba de la figura 4.2 (sistema completo). Estos nodos a su vez, son los que presentan los menores márgenes de potencia reactiva lo cual, coincide completamente con los resultados que se obtuvieron en los factores de participación para estos mismos nodos (ver tabla 4.6).

Es importante notar que aunque los nodos presentados en la figura 4.3 son los que tienen los menores márgenes de potencia reactiva, las magnitudes de estas reservas de reactivos son bastante considerables (aproximadamente 400 MVAR) lo cual, se debe principalmente al alto nivel de compensación que este sistema presenta.

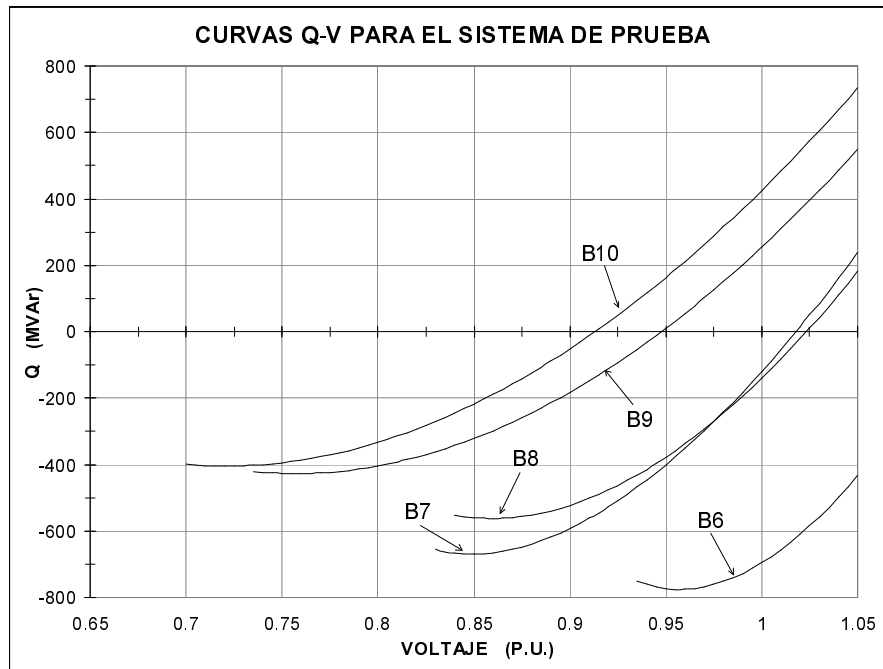


Figura 4.3 Curvas $V-Q$ de nodos del sistema de prueba

Con base en los resultados ilustrados en la figura 4.3, se comprueba la efectividad del análisis modal ya que como se observa, los nodos con menor margen de potencia reactiva coinciden con los nodos que presentan los más altos factores de participación en el análisis modal. Lo anterior resulta de suma utilidad ya que como se mencionó anteriormente, en los grandes sistemas de potencia se consumen considerables cantidades de tiempo de cómputo y de ingeniería para elaborar las curvas $V-Q$, por lo tanto, se confirma que mediante la técnica de análisis modal, es posible ubicar áreas y nodos *problemáticos* de una manera más rápida y eficaz.

4.3.4 Validación del Software Desarrollado Para Realizar el Análisis Modal

En esta sección se lleva a cabo la validación del programa desarrollado para realizar el análisis modal. Dicha validación se efectúa mediante la comparación de los resultados obtenidos en este trabajo para el sistema de prueba de la figura 4.2, contra los resultados que para ese mismo sistema se incluyen en el artículo "Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches" [8]. De esta forma, con ayuda de este análisis comparativo se pretende ilustrar la gran similitud entre ambos resultados y con esto, mostrar la funcionalidad y confiabilidad del software utilizado en este trabajo.

En las tablas 4.7a y 4.7b se muestran los resultados que se obtuvieron en este trabajo y en el artículo arriba descrito respectivamente. Ambos resultados corresponden al sistema de prueba ilustrado en la figura 4.2.

<i>Eigenvalor</i>	<i>Carga Total del Sistema (CTS)</i>		
	<i>Nivel 1</i>	<i>Nivel 2</i>	<i>Nivel 3</i>
λ_1	12.50	11.26	10.6
λ_2	149.25	147.06	144.92
λ_3	434.78	434.70	434.70

Tabla 4.7a. Resultados del análisis modal ante incrementos de carga obtenidos en este trabajo.

<i>Eigenvalor</i>	<i>Carga Total del Sistema (CTS)</i>		
	<i>Nivel 1</i>	<i>Nivel 2</i>	<i>Nivel 3</i>
λ_1	11.4	10.1	9.3
λ_2	151.0	146.1	143.3
λ_3	456.4	448.3	443.8

Tabla 4.7b Resultados del análisis modal ante incrementos de carga obtenidos en referencia [12]

Como se puede ver en las tablas 4.7a y 4.7b, los resultados obtenidos son muy parecidos. Es importante mencionar que no se obtuvieron resultados idénticos en las magnitudes de los modos debido principalmente a que en el artículo tomado como referencia [8], no se realiza una descripción detallada de algunos datos de los elementos utilizados. Sin embargo, como se puede ver en estas tablas, existe una gran similitud entre los resultados de ambos casos para los tres niveles de carga analizados por lo que, con base en esto, se hace posible validar este programa y verificar la confiabilidad del mismo.

4.4 Análisis de Estabilidad de Voltaje en un Sistema Eléctrico Real (Sistema Interconectado de Guatemala)

Hoy en día, los problemas de estabilidad de voltaje son cada vez más tomados en cuenta por las compañías suministradoras de energía eléctrica en todo el mundo. Es importante mencionar que esta clase de problemas, aunque son comunes y se ven más acentuados en los sistemas eléctricos débiles, también se han presentado en sistemas eléctricos robustos de los países del primer mundo como Japón y E.U. por mencionar algunos.

Como se menciona en el párrafo anterior, los países subdesarrollados los cuales en su mayoría cuentan con sistemas eléctricos débiles, son los más propensos a experimentar problemas de colapso de voltaje además de otras dificultades.

En esta sección se analiza el Sistema Interconectado de Guatemala (SIG) el cual a su vez, forma parte de la región Centroamericana de nuestro continente. Dicho sistema está compuesto por 116 nodos, 33 generadores y 131 ramas (líneas y transformadores).

Cabe apuntar que como se mencionó en la sección 4.1, se eligió este sistema para realizar la aplicación del análisis modal debido a que es un sistema que presenta características que se consideran interesantes (débil soporte de potencia reactiva, bajos voltajes, etc.) para el estudio de estabilidad de voltaje.

En la figura 4.4 se ilustra el diagrama unifilar del Sistema Interconectado de Guatemala (SIG). Las condiciones operativas son las reales y corresponden a la demanda máxima de 1998. En dicho diagrama considerado en este trabajo como el caso base, se incluye también el reporte de flujos de potencia (voltajes en nodos y flujos en ramas) para condiciones de estado estable.

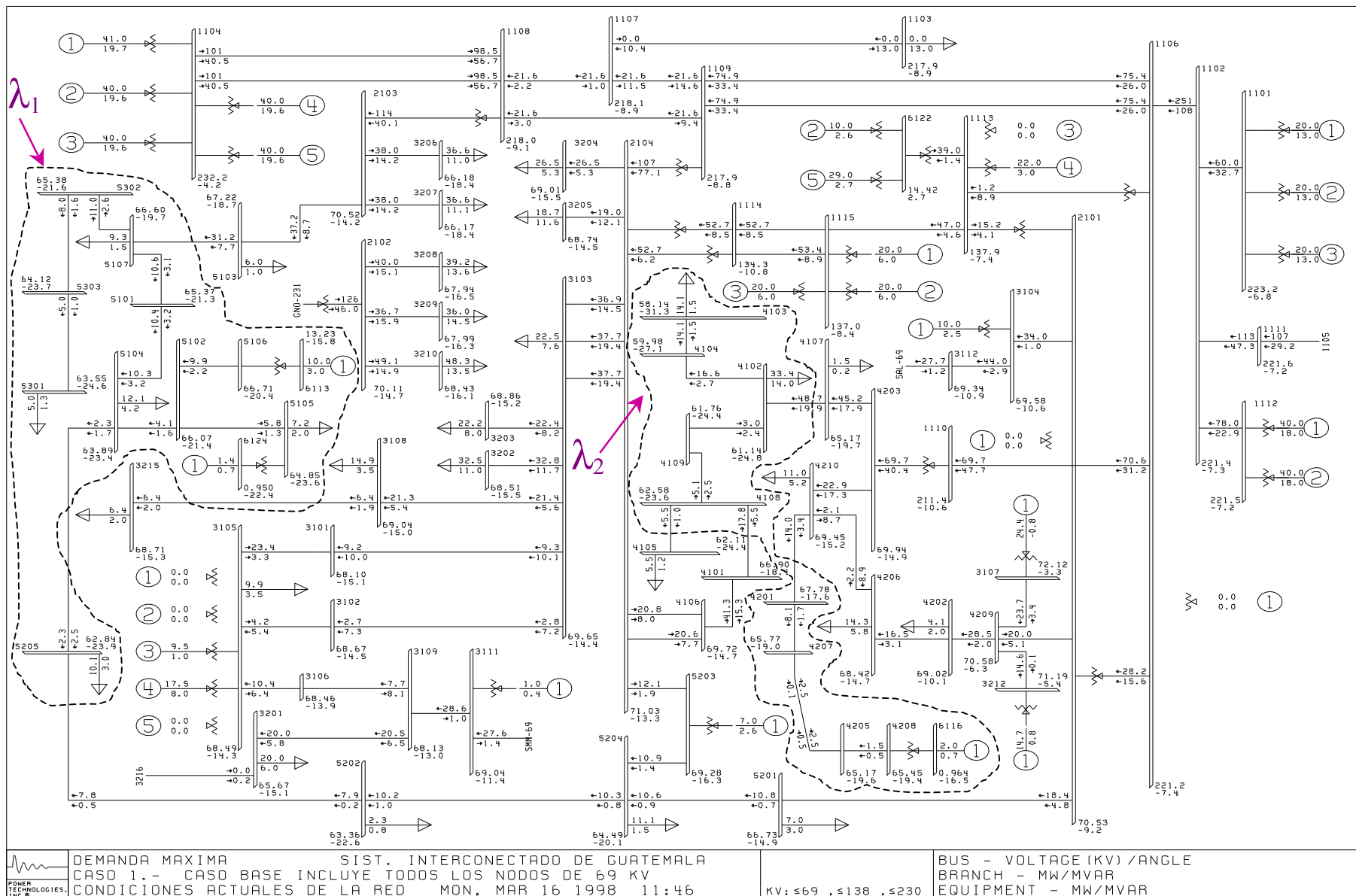


Fig. 4.4 Caso 1. Diagrama unifilar del Sistema Interconectado de Guatemala. Condiciones operativas de la red para el Año 1998.

4.4.1 CASO 1 - Análisis Modal del Caso Base

De acuerdo a las condiciones de operación (voltajes y flujos) que se ilustran en el diagrama unifilar de la figura 4.4, se procede a realizar el análisis modal de este sistema eléctrico obteniendo los siguientes resultados:

Modo	Magnitud	
	$1/\lambda$	λ
1	13.8054	0.0724
2	8.4231	0.1187
3	4.9595	0.2016
4	3.4754	0.2877
5	2.8746	0.3479
6	1.9454	0.5140
7	1.8467	0.5415
8	1.7198	0.5815
9	1.5906	0.6287
10	1.5361	0.6510
11	1.2619	0.7925
12	1.0426	0.9591
13	0.9847	1.0155
14	0.9217	1.0850
15	0.8826	1.1330

Tabla 4.8 Magnitud de los modos o eigenvalores obtenidos para el caso base

En la tabla 4.8 se incluyen los eigenvalores obtenidos mediante el análisis modal al sistema ilustrado en la figura 4.4. Aunque se muestran en esta tabla los 15 modos más significativos, en la mayoría de los casos es suficiente con analizar de 3 a 5 modos dependiendo de las características de cada sistema en particular.

Tomando en cuenta que los eigenvalores (λ), proporcionan una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad de voltaje, se observa en la tabla 4.8 que las magnitudes de los primeros 5 modos son menores a 0.5 por lo tanto, esto indica un margen de estabilidad muy pequeño ya que estas magnitudes están muy próximas al valor cero donde el sistema presentaría una inestabilidad de voltaje.

Es importante recalcar que las magnitudes de los eigenvalores proporcionan solo una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad ya que con esta información, todavía no se puede conocer en unidades físicas (MW o MVar) la distancia a dicha inestabilidad. Esto se realiza mediante la aplicación de las curvas P-V y V-Q. Sin embargo, un aspecto que sí se puede apreciar es como cambia esta magnitud la cual generalmente, se reduce ante la ocurrencia de cualquier contingencia en el sistema. La reducción en la magnitud de los eigenvalores ante cada contingencia simulada va a depender principalmente de aspectos como el tipo de falla, la topología de la red y de la robustez del sistema

4.4.1.1 Factores de Participación de Nodos

Los factores de participación de nodos indican para cada modo, cuales son los nodos que tienen una mayor participación e influencia en el mecanismo de la pérdida de estabilidad de voltaje. De esta forma, ubicando los nodos con los más altos factores de participación, es posible localizar las áreas más propensas a problemas de colapso de voltaje y, a su vez, los nodos dentro de estas áreas indican los sitios más adecuados para ubicar suministros de potencia reactiva con objeto de mejorar el soporte de voltaje.

Con base en previos análisis se llegó a la conclusión de que para este caso en particular, es suficiente con analizar lo tres primeros modos los cuales, son los más importantes y ubican las principales áreas con problemas de soporte de voltaje. Tomando en cuenta lo anterior, se incluyen en la tabla 4.9 únicamente los factores de participación correspondientes a los tres modos más significativos incluidos en la tabla 4.8.

Orden de Importancia	FACTORES DE PARTICIPACIÓN PARA EL CASO BASE (CASO 1)					
	BUS	F.P. @ λ_1	BUS	F.P. @ λ_2	BUS	F.P. @ λ_3
1	6124	0.4106	6116	0.4244	6116	0.5547
2	5105	0.3708	4208	0.3081	4208	0.2912
3	6113	0.3339	4205	0.2903	4205	0.2554
4	5106	0.3299	4207	0.2412	6124	0.1834
5	5102	0.3230	6124	0.2340	4207	0.1697
6	5104	0.1914	4103	0.1983	4103	0.1323
7	5205	0.1667	5105	0.1953	5105	0.1306
8	5101	0.1477	4104	0.1797	5301	0.1215
9	5202	0.1476	4201	0.1784	4105	0.1203
10	5301	0.1380	6113	0.1706	6115	0.1165
11	5303	0.1333	4102	0.1642	4104	0.1150
12	5302	0.1205	5106	0.1624	4108	0.1130
13	5204	0.1132	5102	0.1561	5303	0.1124
14	5107	0.1076	4109	0.1543	4109	0.1102
15	6116	0.0993	6114	0.1540	6113	0.1033

Nota: F.P. @ λ_i = Factores de participación para el modo i

Tabla 4.9 Factores de participación de nodos para los tres modos más importantes del sistema de la figura 4.3 (caso base).

En las figuras 4.5, 4.6 y 4.7 se muestran de manera gráfica, los factores de participación para los tres principales modos del sistema de la figura 4.4.

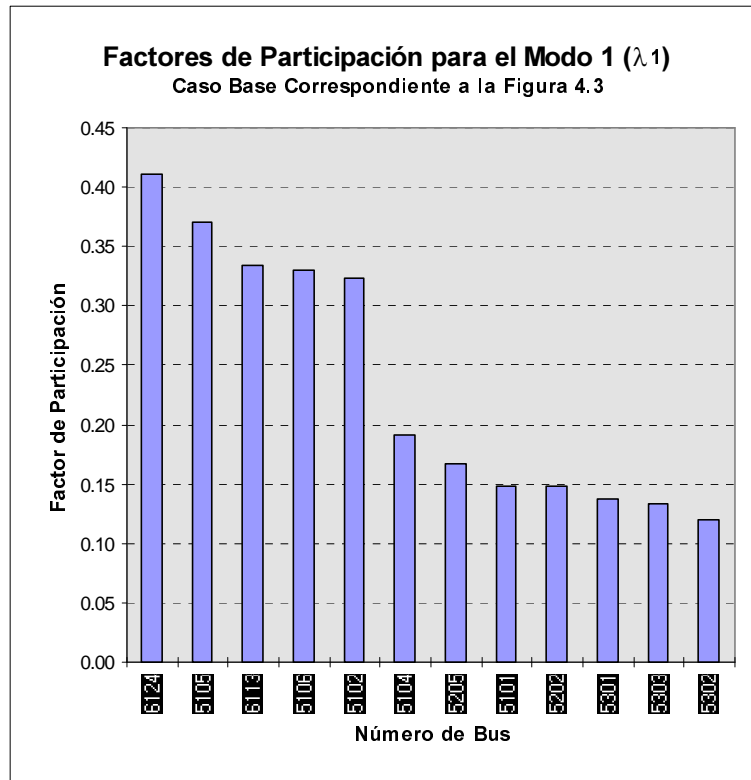


Figura 4.5 Factores de Participación Para el Modo 1 (λ_1)

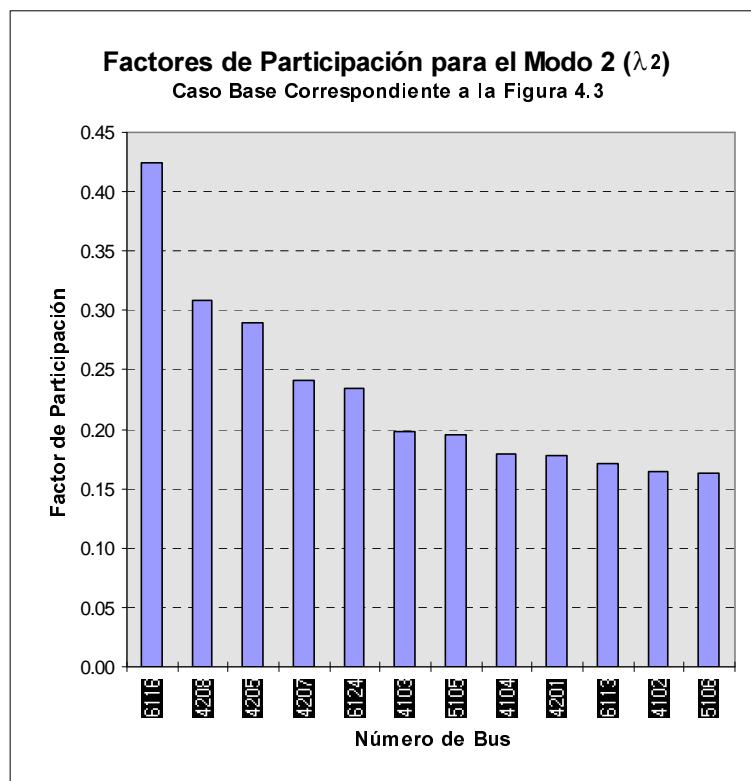


Figura 4.6 Factores de Participación Para el Modo 2 (λ_2)

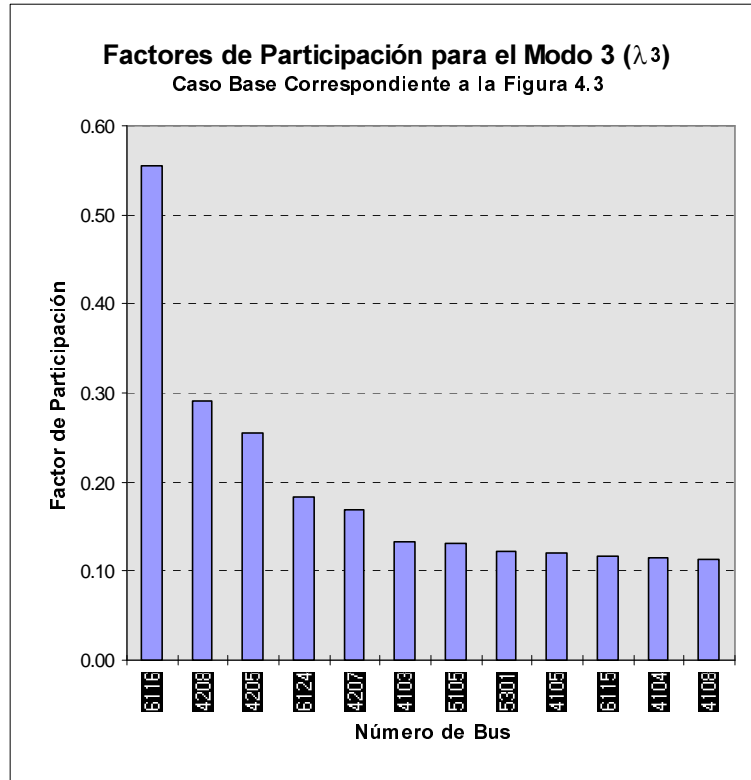


Figura 4.7 Factores de Participación Para el Modo 3 (λ_3)

4.4.1.2 Márgenes de Potencia Reactiva en Nodos (Curvas V-Q)

En la figura 4.8 se muestran los márgenes de potencia reactiva correspondientes a los nodos con los más altos factores de participación para el modo λ_1 (ver figura 4.5).

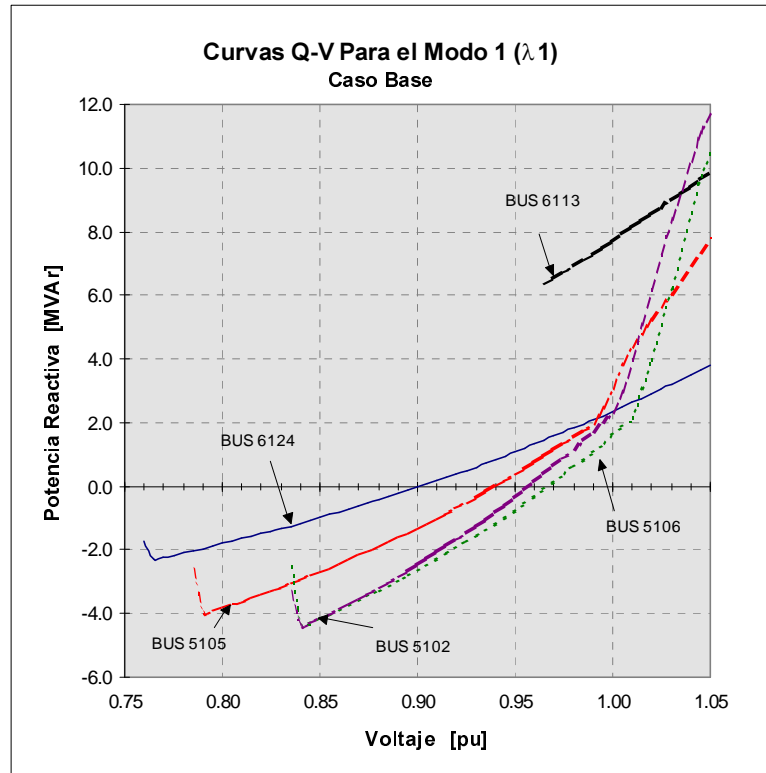


Figura 4.8 Caso 1. Curvas V-Q en nodos con los mayores factores de participación para el modo λ_1

De acuerdo a los resultados ilustrados en la tabla 4.9 y en las figuras 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8, se pueden comentar para este caso base los siguientes aspectos relevantes:

- En el sistema de la figura 4.4 (caso base) existen fundamentalmente dos zonas con problemas de estabilidad de voltaje
- En la primera zona (correspondiente al modo 1) se encuentran los nodos 6124, 5105, 6113, 5106 y 5102 los cuales, son los que presentan los más altos factores de participación para este modo 1 y, por lo tanto, son los que más influyen en la estabilidad de voltaje de esta zona y del sistema en general

- *La zona 2 por su parte, contiene también algunos nodos "débiles" desde el punto de vista de estabilidad de voltaje de entre los cuales, son los nodos 6116, 4208, 4205, 4207 y 6124 los que tienen los mayores factores de participación para este modo 2*
- *Existen en este sistema varios nodos con voltajes significativamente menores al voltaje nominal lo cual, da lugar a un perfil de voltaje con muy alto riesgo y con todos los peligros que esto implica*
- *Con base en los resultados ilustrados en la figura 4.8, se puede ver claramente que los márgenes de potencia reactiva para este caso base son muy pequeños (2 a 4.5 MVar) y, en el caso particular del nodo 6113, no existe dicho margen ya que como se ve, el punto final de la curva queda aproximadamente 6 MVar arriba del eje cero lo cual, indica los serios problemas de potencia reactiva que presenta este nodo. De esta forma, es importante mencionar que, cualquier cambio que se presente en las condiciones operativas como por ejemplo: un incremento paulatino en las cargas, una salida de un generador o bien, el disparo de una línea de transmisión, podría consumir irremediablemente el margen de potencia reactiva de los nodos 6124, 5105, 5106 y 5102 provocando con ello, severos problemas de inestabilidad de voltaje*
- *Por último, analizando el modo 3 se puede ver que para este modo, la mayoría de los nodos con los más altos factores de participación ya están incluidos en los modos 1 y 2 por lo que, es posible deducir que con solo analizar estos dos primeros modos, es más que suficiente para concluir que el sistema de la figura 4.4 presenta principalmente dos zonas con insuficiencia de potencia reactiva.*

4.4.1.3 Curvas P-V Para el Caso Base (Caso 1)

Como se describe en la sección 2.11.1 del capítulo 2, las curvas P-V son también una muy útil herramienta para el análisis de estabilidad de voltaje. Por medio de estas curvas es posible observar el margen de estabilidad que presenta el sistema tomando como referencia el punto de operación o carga base asumida. En este trabajo las curvas P-V son generadas graficando el voltaje en los nodos elegidos, contra la potencia activa (en MW) de la carga total del sistema.

En la figura 4.9 se muestran las curvas P-V obtenidas para los nodos con los mayores factores de participación correspondientes al modo 1 (λ_1).

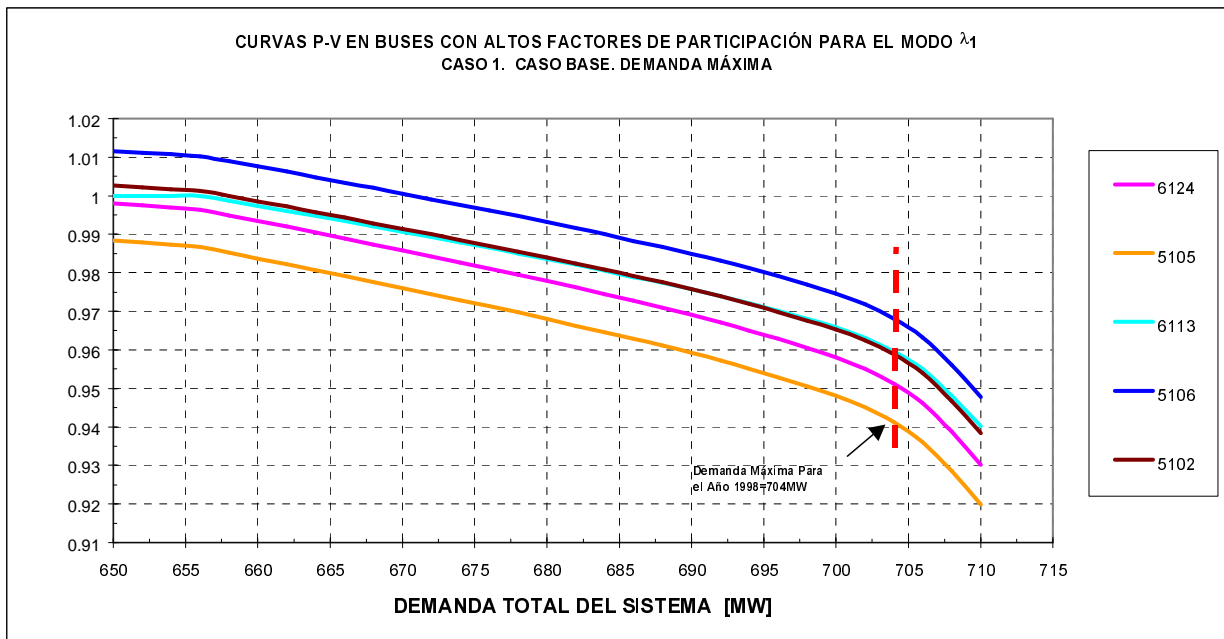


Figura 4.9 Caso 1. Curvas P-V para los nodos con mayores factores de participación del modo λ_1

En esta figura 4.9 se puede apreciar que el punto crítico de estabilidad (nariz de las curvas P-V) corresponde a una demanda total del sistema de 710 MW. Si se toma en cuenta que la demanda máxima de este sistema es de 704 MW, se puede ver que el margen de seguridad es de tan solo 6 MW lo cual, equivale a menos de un 1% (0.85) de incremento de carga. Este margen de seguridad tan pequeño indica que el sistema se encuentra operando en condiciones muy críticas y que cualquier incremento de carga mayor al 0.85 % con respecto a los 704 MW de la demanda máxima, provocará que el sistema se vuelva inestable.

Se observa también en la figura 4.9 que para estos nodos, las curvas P-V presentan un comportamiento muy similar lo cual resulta lógico ya que dichos nodos pertenecen a la misma zona del sistema. Este último aspecto ilustra la razón por la que los nodos con los mayores factores de participación para un modo crítico, generalmente son nodos cercanos entre sí lo cual a su vez, permite identificar las zonas débiles del sistema.

4.5 Alternativas Para Mejorar la Estabilidad de Voltaje

En los resultados correspondientes al caso base ilustrados en la sección anterior, se observan claramente las condiciones críticas que este sistema presenta en lo referente a potencia reactiva y estabilidad de voltaje. Con base en esto, se hace necesario e indispensable proponer e implementar medidas correctivas que logren aliviar esta clase de problemas.

De acuerdo a una amplia gama de información contenida en la literatura técnica; dos de las opciones mas utilizadas para mejorar el control de potencia reactiva y el perfil de voltaje en los sistemas eléctricos son: *a) aplicación de bancos de capacitores y, b) instalación de Compensadores Estáticos de Vars (CEVs)*. En este capítulo se analizan además del caso base, tres opciones más con distintas alternativas para mejorar la estabilidad de voltaje del sistema. La descripción de cada uno de los casos que se analizan en este trabajo es la siguiente:

CASO	DESCRIPCIÓN
<i>Caso 1</i>	<i>Caso base con las condiciones operativas reales del sistema correspondientes a la demanda máxima del año 1998. (Analizado en la sección 4.3.1)</i>
<i>Caso 2</i>	<i>Caso que incluye la instalación de bancos de capacitores en buses de 69 kV</i>
<i>Caso 3</i>	<i>Caso considerando dos Compensadores Estáticos de Vars en buses de 69 kV</i>
<i>Caso 4</i>	<i>Caso que contempla un Compensador Estático de Vars en la red de 230 kV y bancos de capacitores en buses de 69 kV</i>

Todos los casos analizados corresponden a condiciones operativas en demanda máxima para el año de 1998. Se examinan dichas alternativas con la finalidad de determinar cual de ellas representa la mejor opción para aliviar los problemas de Estabilidad de Voltaje en el Sistema Interconectado de Guatemala en este caso.

4.6 CASO 2 - Análisis Modal del Sistema Interconectado de Guatemala Considerando la Instalación de Bancos de Capacitores en Buses de 69 kV

En la figura 4.10 se ilustran las condiciones operativas en estado estable (flujos de potencia) del Sistema Interconectado de Guatemala, considerando la instalación de bancos de capacitores en algunos de los buses con altos factores de participación, correspondientes a los modos críticos de estabilidad de voltaje encontrados en la sección 4.4.1.

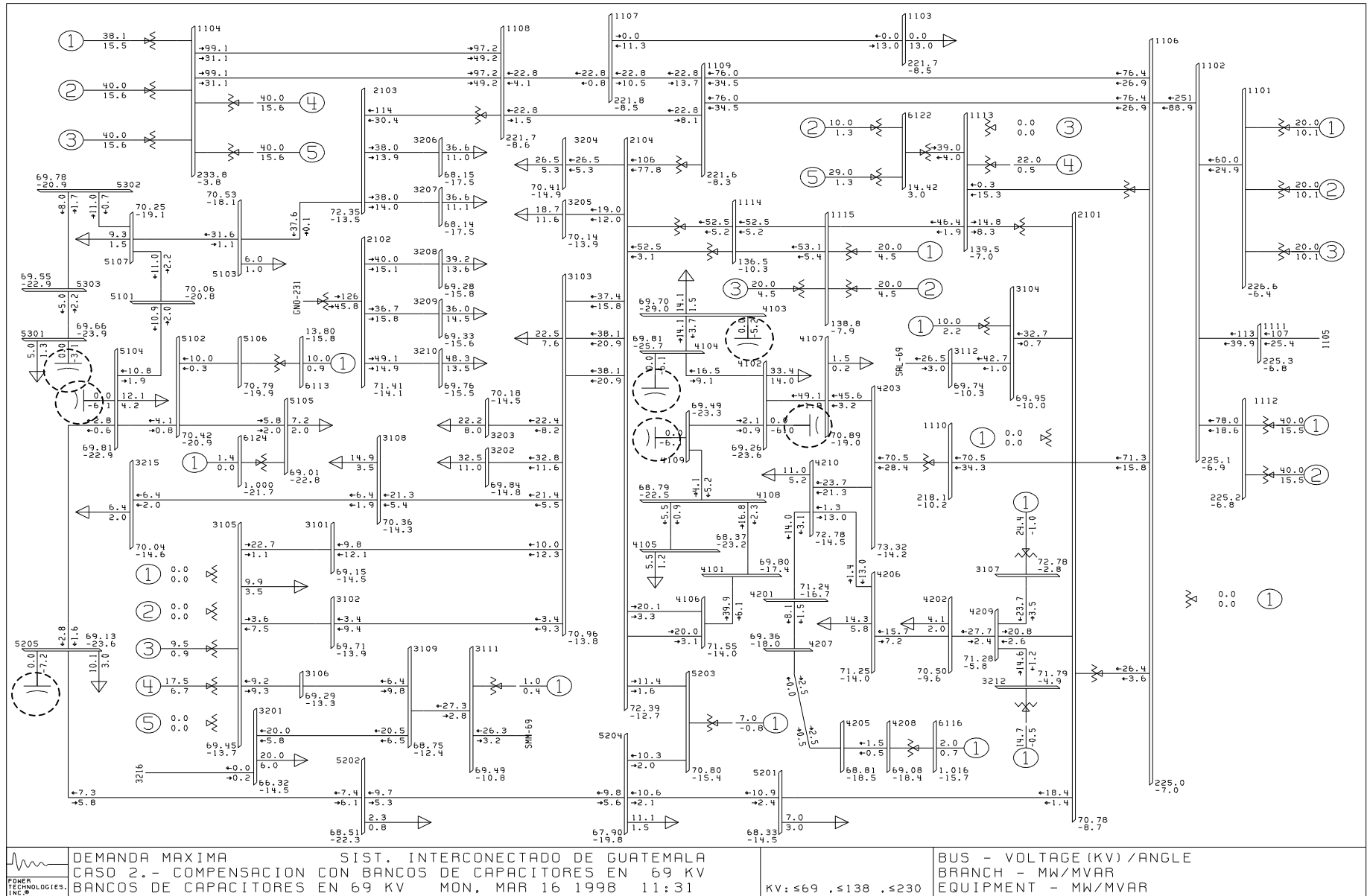


Figura 4.10 Caso 2. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Guatemala considerando la instalación de bancos de capacitores en buses de 69 kV con altos factores de participación.

En el diagrama de la figura 4.10 se observan entre otros aspectos que ante la incorporación de los bancos de capacitores, se mejora considerablemente (arriba de 1.0 pu) el perfil de voltaje en los buses de 69 kV lo cual, repercute en una disminución del flujo de potencia reactiva entre las líneas de transmisión y, por lo tanto, se reducen también las pérdidas de potencia activa en el sistema. Por otro lado, ante la inyección de potencia reactiva que se tiene por parte de los capacitores, se logra que los generadores disminuyan su aportación de dicha potencia al sistema consiguiendo con esto, contar con una mayor reserva de potencia reactiva en el sistema y, consecuentemente, un mejor control de voltaje.

En las tablas 4.10 y 4.11, se muestran los resultados del análisis modal correspondiente a este sistema compensado por bancos de capacitores. Con objeto de apreciar y comparar de manera sencilla los cambios obtenidos con respecto al caso base (analizado en la sección 4.4.1), se incluyen también en la tabla 4.10 los resultados del análisis modal para este primer caso.

Modo	Caso 1 (Base)		Caso 2 (Con Capacitores)	
	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ
1	13.8054	0.0724	6.2099	0.1610
2	8.4231	0.1187	3.9434	0.2536
3	4.9595	0.2016	2.7775	0.3600
4	3.4754	0.2877	1.7716	0.5645
5	2.8746	0.3479	1.4856	0.6731
6	1.9454	0.5140	1.2047	0.8301
7	1.8467	0.5415	0.9873	1.0129
8	1.7198	0.5815	0.9581	1.0437
9	1.5906	0.6287	0.8382	1.1930
10	1.5361	0.6510	0.7916	1.2633
11	1.2619	0.7925	0.637	1.5699
12	1.0426	0.9591	0.6064	1.6491
13	0.9847	1.0155	0.5969	1.6753
14	0.9217	1.0850	0.5071	1.9720
15	0.8826	1.1330	0.4273	2.3403

Tabla 4.10 Comparación de las magnitudes de los modos o eigenvalores obtenidos para el caso base y el caso compensado con bancos de capacitores

Como se puede ver en la tabla 4.10, para el caso 2 la magnitud de los eigenvalores o modos es mayor (más lejana de cero) indicando con esto, una mejoría en el margen de proximidad a la inestabilidad de voltaje.

En la tabla 4.11, se reportan los buses con los mayores factores de participación para los tres modos más críticos correspondientes al caso 2.

No. de Importancia	FACTORES DE PARTICIPACION PARA EL CASO 2 (BANCOS DE CAPACITORES EN 69 KV)					
	BUS	F.P. @ λ_1	BUS	F.P. @ λ_2	BUS	F.P. @ λ_3
1	6116	0.6616	5301	0.4950	4103	0.4479
2	4208	0.4255	5303	0.4494	4104	0.3663
3	4205	0.3911	5302	0.3320	4105	0.3194
4	4207	0.3027	5101	0.2306	6116	0.3146
5	4201	0.1956	5107	0.2238	4109	0.3105
6	4103	0.1128	5104	0.2191	4102	0.2955
7	4104	0.1007	5205	0.2145	4108	0.2902
8	4102	0.0900	5103	0.1996	4107	0.1883
9	4210	0.0871	5202	0.1915	5301	0.1627
10	4109	0.0841	6116	0.1450	5303	0.1427
11	4203	0.0786	5204	0.1372	4101	0.1242
12	4107	0.0766	5102	0.1173	4203	0.1018
13	4105	0.0763	5106	0.0984	4210	0.0989
14	4206	0.0757	3207	0.0976	4206	0.0918
15	4108	0.0729	3206	0.0976	5302	0.0912

Nota: F.P. @ λ_i = Factores de participación para el modo i

Tabla 4.11 Factores de participación de buses para los tres modos más importantes del sistema de la figura 4.8 (caso 2 compensado con bancos de capacitores)

En esta tabla 4.11, se observa que los buses con los mayores factores de participación para los tres modos incluidos, son diferentes en magnitud y orden con respecto a los obtenidos para el caso base (ver tabla 4.8) sin embargo, con objeto de comparar los cambios en los márgenes de potencia reactiva del caso base (caso 1) contra el caso compensado (caso 2), en la figura 4.11, se ilustran las curvas V-Q para el caso compensado, correspondientes a los cinco buses con los más altos factores de participación para el modo 1 del caso base.

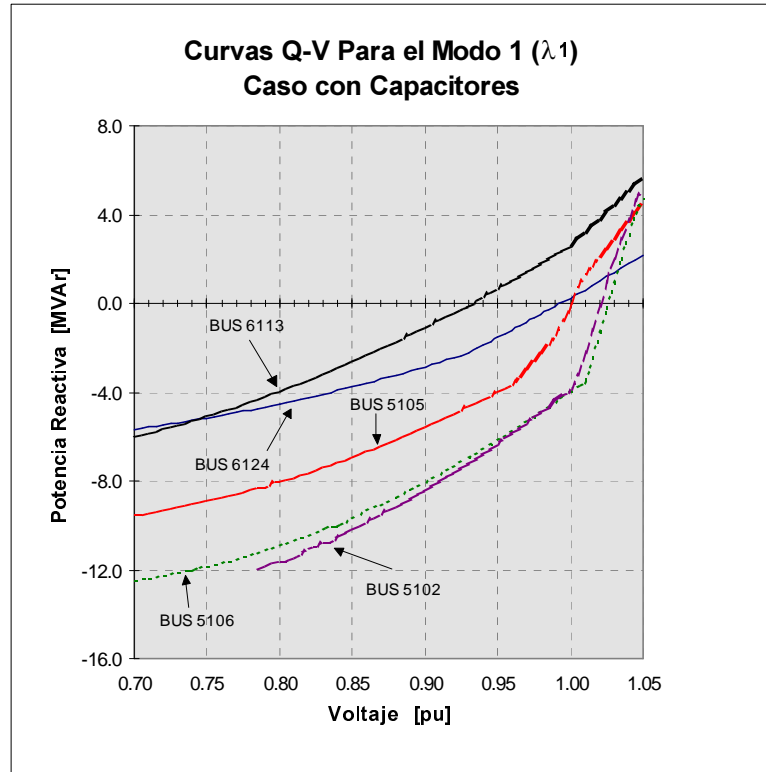


Figura 4.11 Curvas V-Q para el caso 2, correspondientes a los buses con los mayores factores de participación para el modo 1 del caso base

En la figura 4.11 se puede ver que los márgenes de potencia reactiva para el caso compensado mejoran sustancialmente ya que, por ejemplo, mientras en el caso base los márgenes de potencia reactiva de los buses analizados estaban entre 2 y 4 MVAR (menos el bus 6113 que no tenía margen) en cambio, en el caso compensado estos márgenes se encuentran entre 6 y 12 MVAR lo cual, indica que estos buses y el sistema en general, contarán ahora con un mejor soporte de voltaje cuando así se requiera.

En la figura 4.12 se muestran para el caso 2, las curvas P-V de los buses con los mayores factores de participación correspondientes al modo 1 (λ_1) del caso base.

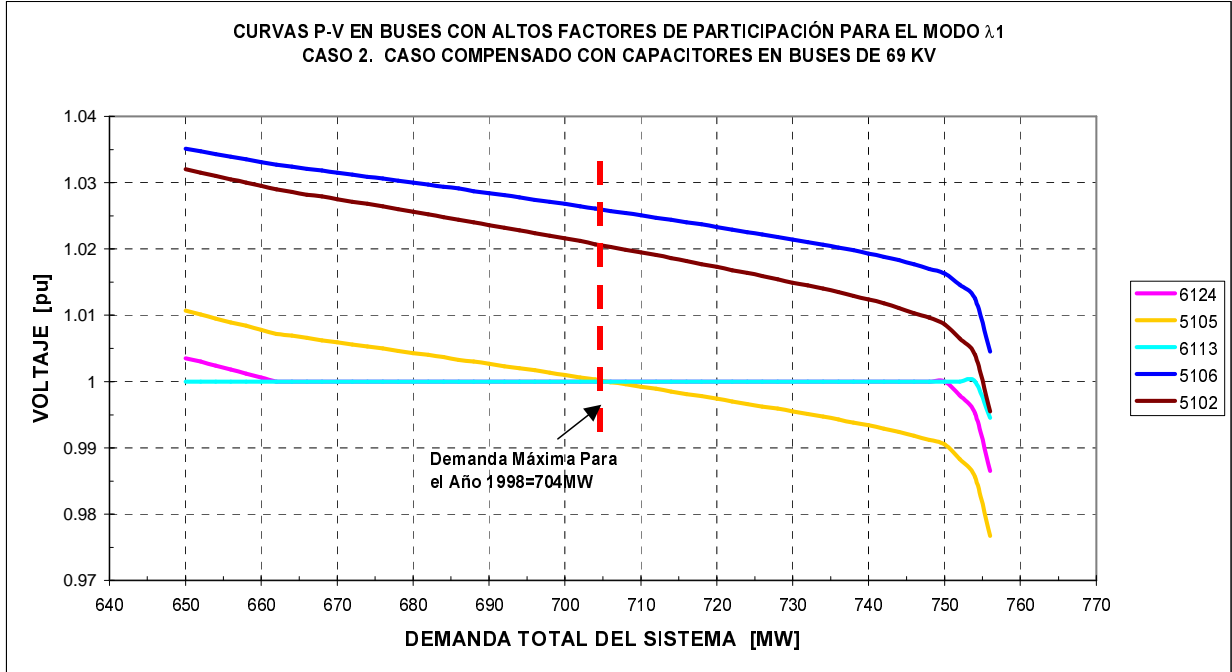


Figura 4.12 Caso 2. Curvas P-V de los buses con mayores factores de participación para el modo λ_1 del caso base

En la figura 4.12 se aprecia que para el caso 2, el límite máximo de estabilidad (nariz de las curvas) corresponde a una carga total del sistema de aproximadamente 756 MW. Si se compara este valor contra los 710 MW del caso 1, se puede ver que el margen de seguridad ha crecido en 46 MW lo cual resulta significativo.

Tomando en cuenta que la demanda máxima base es de 704 MW y el límite de estabilidad es de 756 MW, se tiene entonces que para este caso 2 la distancia en MW al colapso de voltaje es ahora de 52 MW. Estos 52 MW de margen representan la posibilidad de soportar aproximadamente hasta un 7.3% de incremento en la demanda máxima sin que el sistema sufra inestabilidad de voltaje.

4.7 CASO 3 - Análisis Modal del Sistema Interconectado de Guatemala Considerando la Instalación de Dos Compensadores Estáticos de Vars en Buses de 69 kV

De acuerdo a lo observado en la sección 4.4.1, para el caso base existen fundamentalmente dos zonas críticas desde el punto de vista de estabilidad de voltaje por lo que, con base en esto, en la presente sección se analiza la ubicación de un CEV en cada una de estas dos zonas.

Debido a que en las dos zonas críticas analizadas existen varios buses débiles, en esta sección se analizan en primera instancia los resultados del análisis modal que se obtienen para ubicaciones de los dos CEVs en diferentes buses de 69 kV pertenecientes a dichas zonas.

En la tabla 4.12 se incluyen los resultados del análisis modal que se obtienen para cinco diferentes ubicaciones de los dos CEVs en buses de 69 kV de las dos zonas más críticas.

EIGENVALORES OBTENIDOS PARA DIFERENTES UBICACIONES DE CEVs EN 69 KV										
Modo	Opción 1 Buses 5105 y 4208		Opción 2 Buses 5106 y 4207		Opción 3 Buses 5102 y 4205		Opción 4 Buses 5104 y 4102		Opción 5 Buses 5205 y 4201	
	1/λ	λ	1/λ	λ	1/λ	λ	1/λ	λ	1/λ	λ
1	5.2379	0.1909	4.5992	0.2174	5.0331	0.1987	2.8418	0.3519	3.6732	0.2722
2	3.6178	0.2764	3.4997	0.2857	3.4783	0.2875	2.3665	0.4226	3.1397	0.3185
3	2.1905	0.4565	1.9027	0.5256	1.953	0.5120	3.4536	0.2896	1.3213	0.7568
4	1.6548	0.6043	1.4723	0.6792	1.4453	0.6919	1.4899	0.6712	1.1319	0.8835
5	1.4695	0.6805	1.2727	0.7857	1.2833	0.7792	1.1379	0.8788	1.2608	0.7931
6	1.0618	0.9418	0.924	1.0823	0.9308	1.0743	0.9594	1.0423	0.9271	1.0786
7	0.9187	1.0885	0.8725	1.1461	0.902	1.1086	0.8792	1.1374	0.8492	1.1776
8	0.8939	1.1187	0.8249	1.2123	0.8358	1.1965	0.7885	1.2682	0.8111	1.2329
9	0.839	1.1919	0.6821	1.4661	0.6822	1.4658	0.7505	1.3324	0.6992	1.4302
10	0.6891	1.4512	0.6524	1.5328	0.6557	1.5251	0.6162	1.6228	0.6361	1.5721

Tabla 4.12 Resultados del análisis modal para diferentes ubicaciones de los CEVs en buses de 69 kV

Como se puede observar en la tabla 4.12, los mejores resultados desde el punto de vista del margen a la inestabilidad de voltaje en el sistema, se obtienen con la opción 4 en la cual, se considera que los dos CEVs se encuentran ubicados en los buses 5104 y 4102 de 69 kV.

De acuerdo a los resultados obtenidos, en esta sección se analiza el comportamiento del Sistema Interconectado de Guatemala para la opción 4 de la tabla 4.12 considerando que los dos CEVs se encuentran ubicados en los buses 4102 y 5104 respectivamente.

En la figura 4.13 se ilustran las condiciones operativas en estado estable (flujos de potencia) del Sistema Interconectado de Guatemala para el caso 3, considerando la instalación de los dos Compensadores Estáticos de Vars (CEVs) en los buses de 69 kV de la opción 4.

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS MODAL

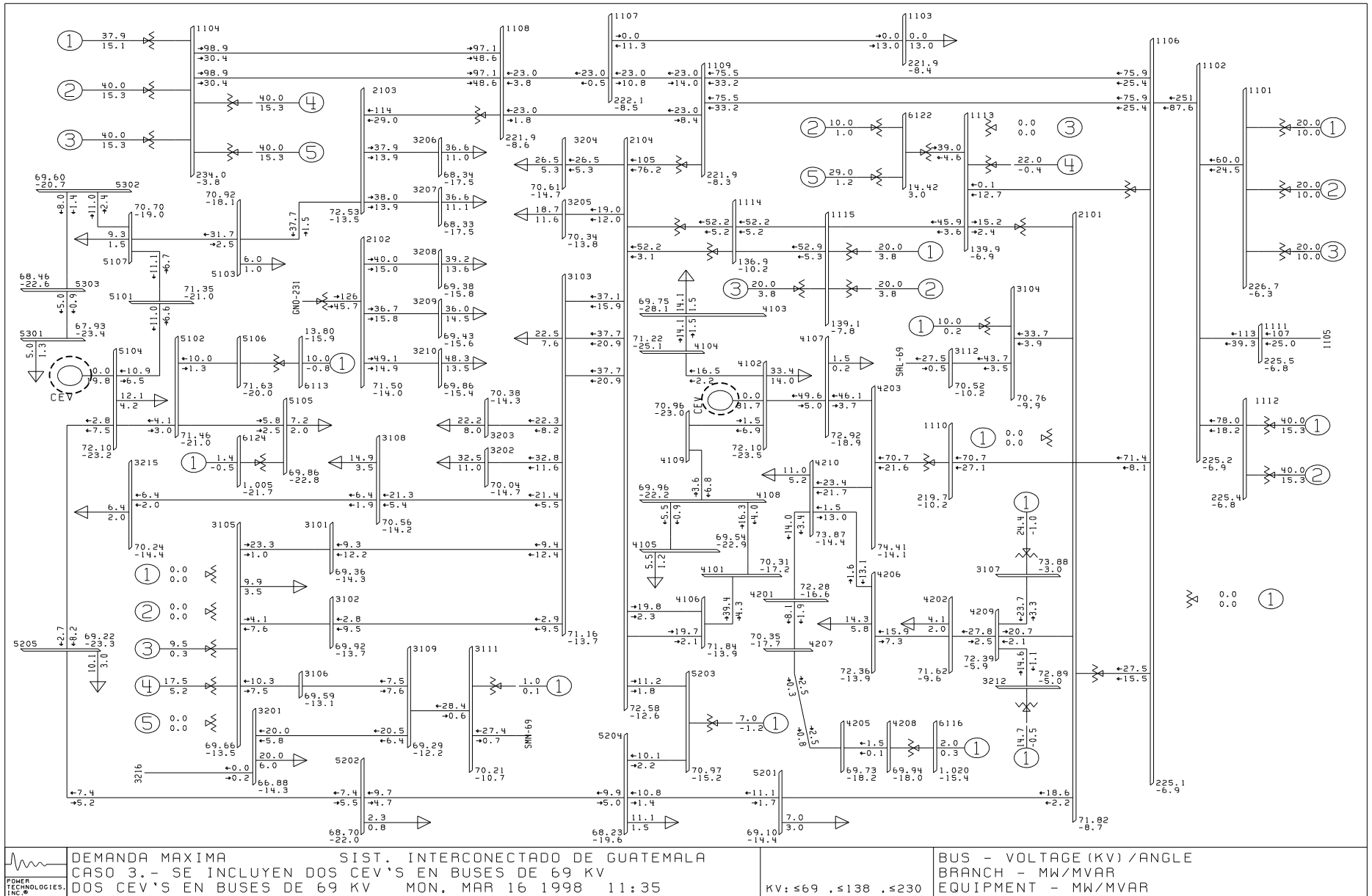


Figura 4.13 Caso 3. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Guatemala considerando la instalación de CEV's en los buses 4102 y 5104 de 69 kV.

En el diagrama de la anterior figura 4.13 se observan los siguientes aspectos:

- *El perfil de voltaje en los buses de 69 kV mejora notablemente con respecto a las condiciones del caso base (sección 4.4.1), sin embargo, se puede ver que no se logra alcanzar un perfil de voltaje tan cercano a 1.0 pu como en el caso compensado por bancos de capacitores. Esto resulta lógico si tomamos en cuenta que la compensación con capacitores es una compensación distribuida que se realiza localmente en varios buses elegidos dentro de cada zona crítica y, en cambio, la compensación mediante CEVs es una compensación concentrada que se lleva a cabo en un solo bus de cada zona con lo cual, se logra llevar el voltaje de ese bus a un valor de 1.0 pu o superior pero, a medida que la distancia eléctrica va aumentando, los voltajes en otros buses críticos continúan presentando magnitudes de voltaje menores a 1.0 pu.*
- *En este caso 3, se observa también una disminución en el flujo de potencia reactiva en líneas de transmisión y transformadores lo cual, repercute en menores pérdidas de potencia activa y, consecuentemente, un significativo ahorro de dinero.*
- *Por su parte, la potencia reactiva que entregan al sistema las unidades generadoras experimenta también un decremento por lo que, cada una de estas unidades tendrá una mayor reserva de potencia reactiva y por lo tanto, el sistema en general mejorará su capacidad de control de voltaje cuando así se requiera.*

En las tablas 4.13 y 4.14, se muestran los resultados del análisis modal obtenidos para el Sistema de la figura 4.13 (caso 3), considerando los CEVs ubicados en los nodos 4102 y 5104 de 69 kV.

En la tabla 4.13, con la finalidad de comparar los resultados obtenidos, además de los eigenvalores para el caso 3, se incluyen también los eigenvalores correspondientes al caso base (caso 1) y al caso compensado con capacitores (caso 2).

Modo	Caso 1 (Caso Base)		Caso 2 (Capacitores en 69 kV)		Caso 3 (CEV's en 69 kV)	
	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ
1	13.8054	0.0724	6.2099	0.1610	2.8418	0.3519
2	8.4231	0.1187	3.9434	0.2536	2.3665	0.4226
3	4.9595	0.2016	2.7775	0.3600	3.4536	0.2896
4	3.4754	0.2877	1.7716	0.5645	1.4899	0.6712
5	2.8746	0.3479	1.4856	0.6731	1.1379	0.8788
6	1.9454	0.5140	1.2047	0.8301	0.9594	1.0423
7	1.8467	0.5415	0.9873	1.0129	0.8792	1.1374
8	1.7198	0.5815	0.9581	1.0437	0.7885	1.2682
9	1.5906	0.6287	0.8382	1.1930	0.7505	1.3324
10	1.5361	0.6510	0.7916	1.2633	0.6162	1.6228
11	1.2619	0.7925	0.637	1.5699	0.598	1.6722
12	1.0426	0.9591	0.6064	1.6491	0.5568	1.7960
13	0.9847	1.0155	0.5969	1.6753	0.5129	1.9497
14	0.9217	1.0850	0.5071	1.9720	0.4832	2.0695
15	0.8826	1.1330	0.4273	2.3403	0.6618	1.5110

Tabla 4.13 Comparación de los Eigenvalores obtenidos para los tres casos analizados.

En la tabla 4.13 es posible apreciar que en el caso con CEVs en 69 kV, la magnitud de los eigenvalores mejora notablemente con respecto a los otros dos casos (el valor $1/\lambda$ está más alejado del cero). Resulta importante apuntar este último aspecto ya que como se observa en los diagramas unifilares correspondientes, aunque el perfil de voltaje es menos plano (cercano a 1.0 pu) respecto al caso con bancos de capacitores, a pesar de esto se logra un mejor margen de estabilidad de voltaje en el caso 3 lo cual a su vez, indica que no necesariamente con tener voltajes cercanos al nominal se mejora más el margen de estabilidad de voltaje ya que como se ve, se deben tomar en cuenta también otros aspectos como el tipo de compensación y la ubicación de ésta.

En la tabla 4.14, se muestran los factores de participación de buses para los tres modos más importantes correspondientes al caso con CEVs buses de 69 kV (caso 3).

No.de Importancia	FACTORES DE PARTICIPACION PARA EL CASO 3 (CEV's EN BUSES DE 69 KV)					
	BUS	F.P. @ λ_1	BUS	F.P. @ λ_2	BUS	F.P. @ λ_3
1	5301	0.6356	4205	0.5430	6124	0.8209
2	5303	0.5625	4208	0.5407	5105	0.4838
3	5302	0.3682	4207	0.4570	5102	0.2321
4	5107	0.1935	4201	0.3007	5106	0.1955
5	5103	0.1738	4210	0.1175	5301	0.0018
6	5101	0.1115	4206	0.1152	5303	0.0016
7	3207	0.0894	5301	0.1116	5302	0.0011
8	3206	0.0894	4203	0.0998	5107	0.0007
9	2103	0.0765	5303	0.0964	5103	0.0007
10	4205	0.0684	4204	0.0917	5204	0.0006
11	4208	0.0671	4202	0.0832	5202	0.0005
12	4207	0.0609	6202	0.0663	5101	0.0005
13	4201	0.0453	6204	0.0602	5201	0.0004
14	3208	0.0400	3107	0.0573	5205	0.0004
15	3209	0.0400	5302	0.0564	3207	0.0003

Nota: F.P. @ λ_i = Factores de participación para el modo i

Tabla 4.14 Factores de participación para los tres modos más críticos del caso 3 (CEVs en buses de 69 kV).

En la figura 4.14 se ilustran para el caso 3, los resultados de las curvas V-Q para los buses más críticos del caso base (caso 1), considerando ahora, la ubicación de los dos CEVs descritos en esta sección.

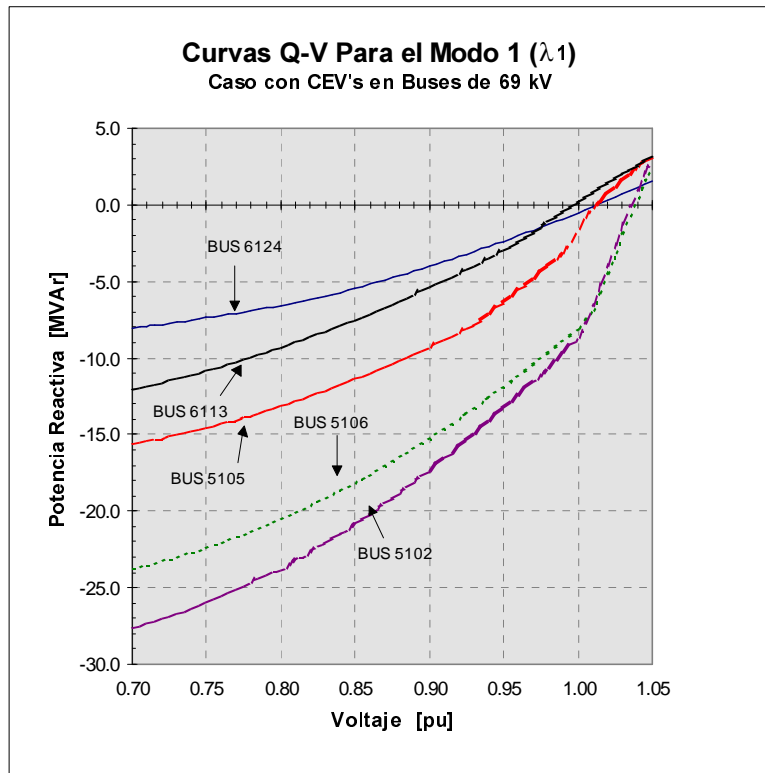


Figura 4.14 Curvas V-Q para el caso con CEVs en buses de 69 kV, correspondientes a los buses con los mayores factores de participación para el modo 1 del caso base

En la anterior figura 4.14, se puede ver con ayuda de las curvas V-Q que los márgenes de potencia reactiva en los buses que para el caso base resultaban los más críticos, ahora en este caso con los CEVs en 69 kV, dichos márgenes son significativamente más grandes ya que se encuentran en un rango de 8 a 28 MVar. Un aspecto interesante de estos resultados es el hecho de que como se puede verificar, los márgenes de potencia reactiva obtenidos son también mejores que los obtenidos para el caso 2 con bancos de capacitores (comparar figuras 4.11 y 4.14), esto a pesar de que como se mencionó anteriormente, el perfil de voltaje es mas plano mediante la ubicación de dichos capacitores, sin embargo, tanto los resultados ilustrados en la tabla 4.12 (modos obtenidos), como las curvas V-Q de la figura 4.14, indican claramente las ventajas que se obtienen en el soporte de voltaje cuando se cuenta con la ayuda de dispositivos tan completos como son los Compensadores Estáticos de Vars.

En la figura 4.15 se muestran para el caso 3, las curvas P-V de los buses con los mayores factores de participación correspondientes al modo 1 (λ_1) del caso base.

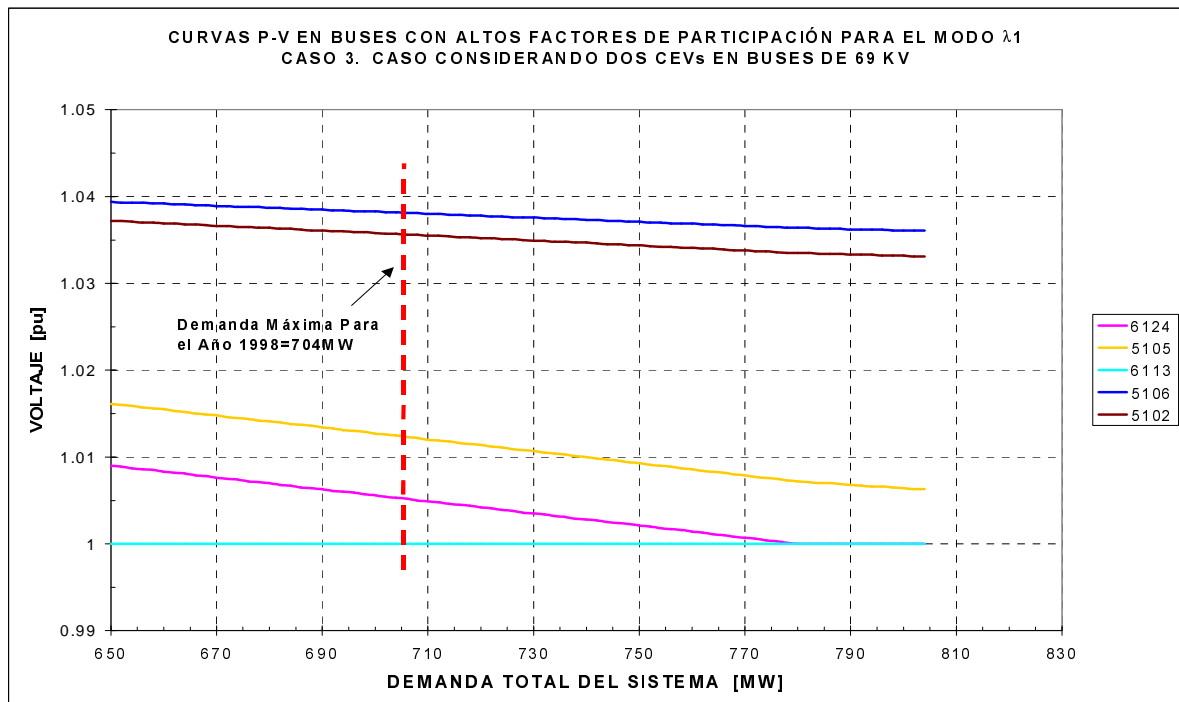


Figura 4.15 Caso 3. Curvas P-V de los buses con los mayores factores de participación correspondientes al modo 1 (λ_1) del caso base.

En la figura 4.15 se observa que para el caso 3, el límite máximo de estabilidad (nariz de las curvas) corresponde a una carga total del sistema de aproximadamente 804 MW. Comparando este valor contra los 710 MW del caso 1, se puede ver que el margen de seguridad ha crecido en 94 MW magnitud que para este sistema resulta bastante apreciable.

Tomando en cuenta que la demanda máxima base es de 704 MW y el límite de estabilidad es de 804 MW, se tiene entonces que para este caso 3 la distancia en MW al colapso de voltaje es ahora de 100 MW. Estos 100 MW indican un margen de seguridad bastante considerable y representan la posibilidad de soportar aproximadamente hasta un 14.2% de incremento en la demanda máxima sin que el sistema sufra inestabilidad de voltaje.

4.8 Caso 4 - Análisis Modal del Sistema Interconectado de Guatemala Considerando la Instalación de un Compensador Estático de Vars en 230 kV y Bancos de Capacitores en Buses De 69 kV

En el diagrama unifilar de la figura 4.16 se ilustran las condiciones operativas en estado estable (flujos de potencia), que presenta el Sistema Interconectado de Guatemala para el caso 4 en el cual, se incluye un Compensador Estático de Vars en el bus 1109 de 230 kV y algunos bancos de capacitores en buses de 69 kV.

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS MODAL

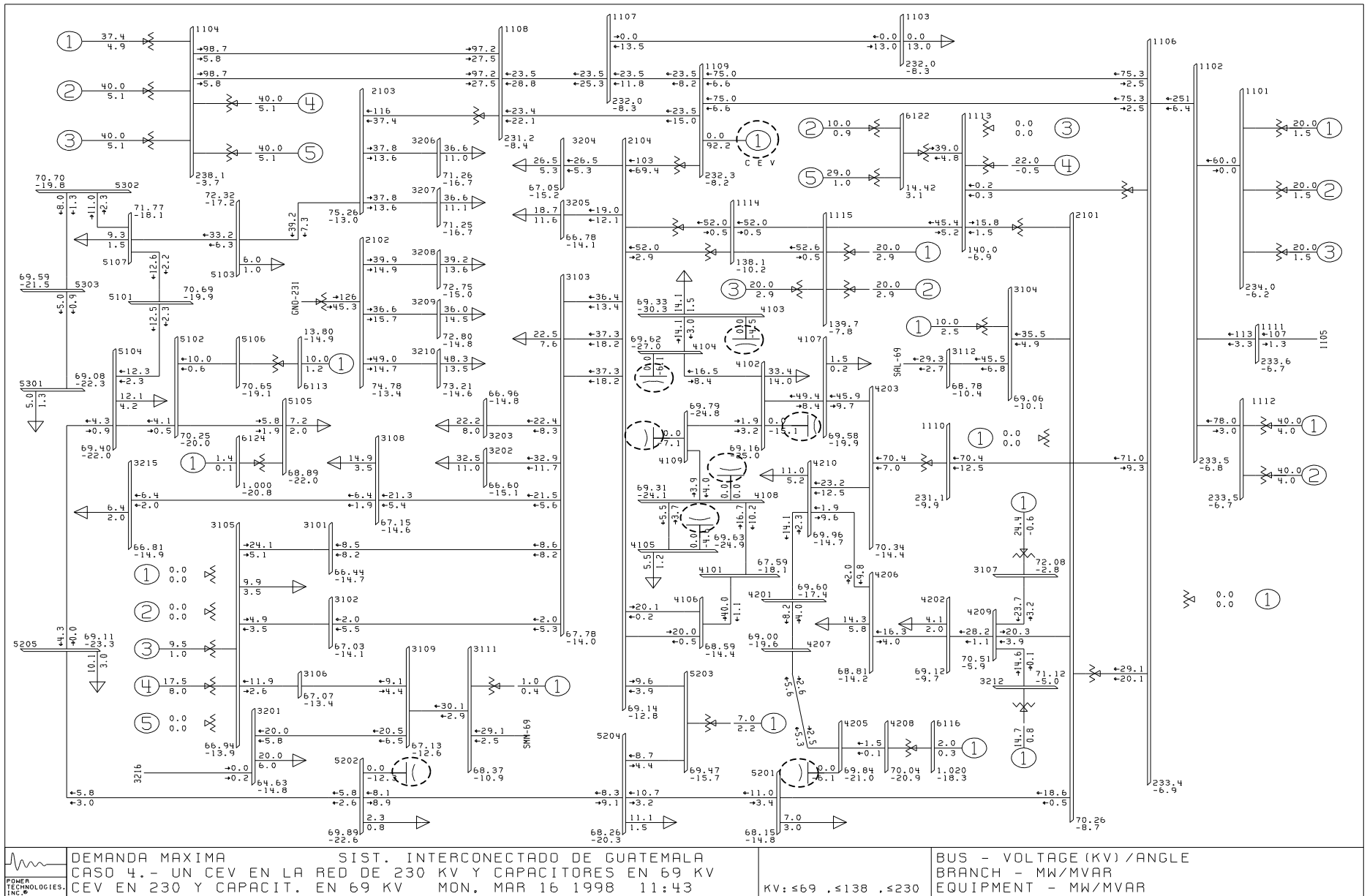


Figura 4.16 Caso 4. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Guatemala considerando la instalación de un CEV en la red de 230 kV y bancos de capacitores en buses de 69 kV.

Los resultados del análisis modal efectuado para las condiciones operativas correspondientes al caso 4 se reportan en las tablas 4.15 y 4.16 en las cuales, se incluyen los modos (eigenvalores) y los factores de participación de buses respectivamente.

En la tabla 4.15 se reportan además de este último caso, los resultados de los casos 1, 2 y 3. Lo anterior con objeto de poder apreciar y comparar los resultados obtenidos para cada opción analizada y, de esta forma, contar con los argumentos necesarios para proponer la alternativa que se considere más recomendable.

EIGENVALORES PARA LOS CASOS ANALIZADOS								
Modo	Caso 1 (Caso Base)		Caso 2 (Capacitores en 69 kV)		Caso 3 (CEV's en 69 kV)		Caso 4 (CEV en 230 y Capacitores en 69 kV)	
	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ
1	13.8054	0.0724	6.2099	0.1610	2.8418	0.3519	3.473	0.2879
2	8.4231	0.1187	3.9434	0.2536	2.3665	0.4226	3.2736	0.3055
3	4.9595	0.2016	2.7775	0.3600	3.4536	0.2896	2.1299	0.4695
4	3.4754	0.2877	1.7716	0.5645	1.4899	0.6712	1.7804	0.5617
5	2.8746	0.3479	1.4856	0.6731	1.1379	0.8788	1.4789	0.6762
6	1.9454	0.5140	1.2047	0.8301	0.9594	1.0423	1.2375	0.8081
7	1.8467	0.5415	0.9873	1.0129	0.8792	1.1374	0.9983	1.0017
8	1.7198	0.5815	0.9581	1.0437	0.7885	1.2682	0.8404	1.1899
9	1.5906	0.6287	0.8382	1.1930	0.7505	1.3324	0.7643	1.3084
10	1.5361	0.6510	0.7916	1.2633	0.6162	1.6228	0.6961	1.4366
11	1.2619	0.7925	0.637	1.5699	0.598	1.6722	0.6403	1.5618
12	1.0426	0.9591	0.6064	1.6491	0.5568	1.7960	0.6131	1.6311
13	0.9847	1.0155	0.5969	1.6753	0.5129	1.9497	0.5524	1.8103
14	0.9217	1.0850	0.5071	1.9720	0.4832	2.0695	0.4886	2.0467
15	0.8826	1.1330	0.4273	2.3403	0.6618	1.5110	0.4614	2.1673

Tabla 4.15 Valores propios (modos) obtenidos para los distintos casos analizados.

De los resultados incluidos en la tabla 4.15 se observa que para el caso 4, se logra también una notable mejoría en la magnitud de los modos calculados y por lo tanto, en la proximidad a la inestabilidad de voltaje ya que ésta se encuentra más distante con relación a los resultados obtenidos para el caso base (caso 1) y el caso con bancos de capacitores (caso 2). Un aspecto de suma importancia que vale la pena resaltar es el hecho de que, aunque el caso con CEVs en 69 kV (caso 3) presenta mayores magnitudes de los modos que el caso 4, con el CEV en un bus de 230 kV existen otros aspectos en los que se mejora y mediante los cuales se logran condiciones operativas del sistema más adecuadas. Algunos de estos aspectos son las posiciones de tap's en transformadores, potencia reactiva en generadores, perfil de voltaje y pérdidas de potencia real a nivel sistema.

En la tabla 4.16 se reportan los factores de participación de buses correspondientes a los tres modos más críticos para este caso con un CEV en 230 y bancos de capacitores en 69 kV.

No. de Importancia	FACTORES DE PARTICIPACION PARA EL CASO 4 (CEV EN 230 Y CAPACITORES EN 69 KV)					
	BUS	F.P. @ λ_1	BUS	F.P. @ λ_2	BUS	F.P. @ λ_3
1	5301	0.5084	4103	0.3735	4208	0.4784
2	5303	0.4605	4104	0.3136	4205	0.4759
3	5302	0.3320	4205	0.2918	4207	0.3760
4	5101	0.2242	4208	0.2838	4103	0.2991
5	5205	0.2163	4105	0.2666	4105	0.2392
6	5104	0.2161	4109	0.2656	4104	0.2326
7	5107	0.2131	4207	0.2633	4201	0.2159
8	5202	0.1976	4102	0.2610	4108	0.2092
9	5103	0.1861	4108	0.2433	4109	0.2074
10	5204	0.1385	4201	0.2037	4102	0.1757
11	5102	0.1204	4107	0.1789	4101	0.0878
12	4103	0.1064	5301	0.1641	4107	0.0784
13	5106	0.1015	5303	0.1478	4106	0.0434
14	5105	0.0972	4210	0.1281	6127	0.0380
15	4104	0.0900	4206	0.1219	4210	0.0349

Nota: F.P. @ λ_i = Factores de participación para el modo i

Tabla 4.16 Factores de participación para los tres primeros modos del caso con un CEV en 230 kV y Bancos de Capacitores en buses de 69 kV.

En la figura 4.17 se ilustran las curvas V-Q para el caso 4 correspondientes a los buses con los mayores factores de participación del caso base (sección 4.4.1).

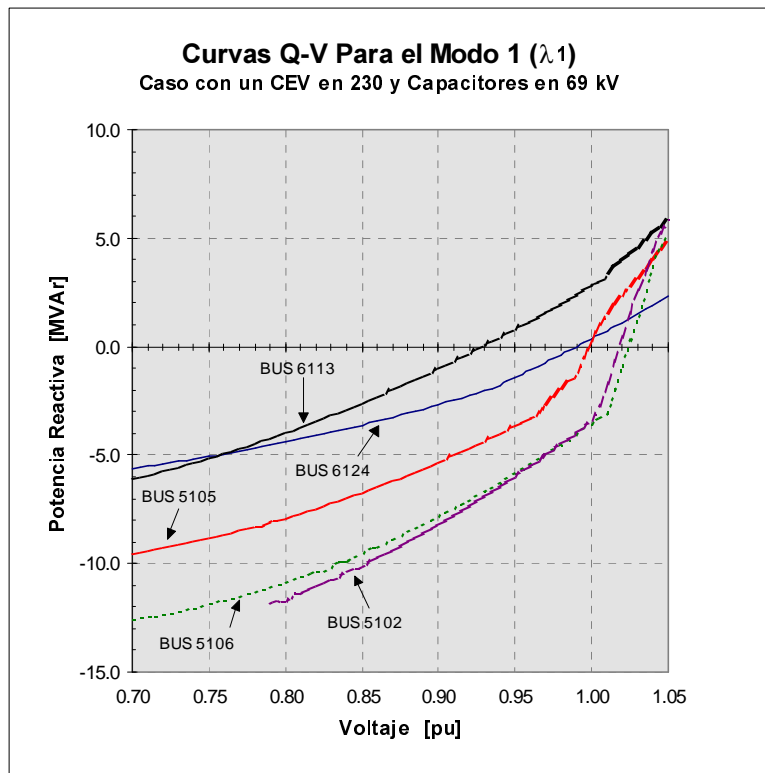


Figura 4.17 Curvas V-Q para el caso 4 correspondientes a los buses con los mayores factores de participación para el modo 1 del caso base.

En la figura 4.18 se muestran para el caso 4, las curvas P-V de los buses con los mayores factores de participación correspondientes al modo 1 (λ_1) del caso base.

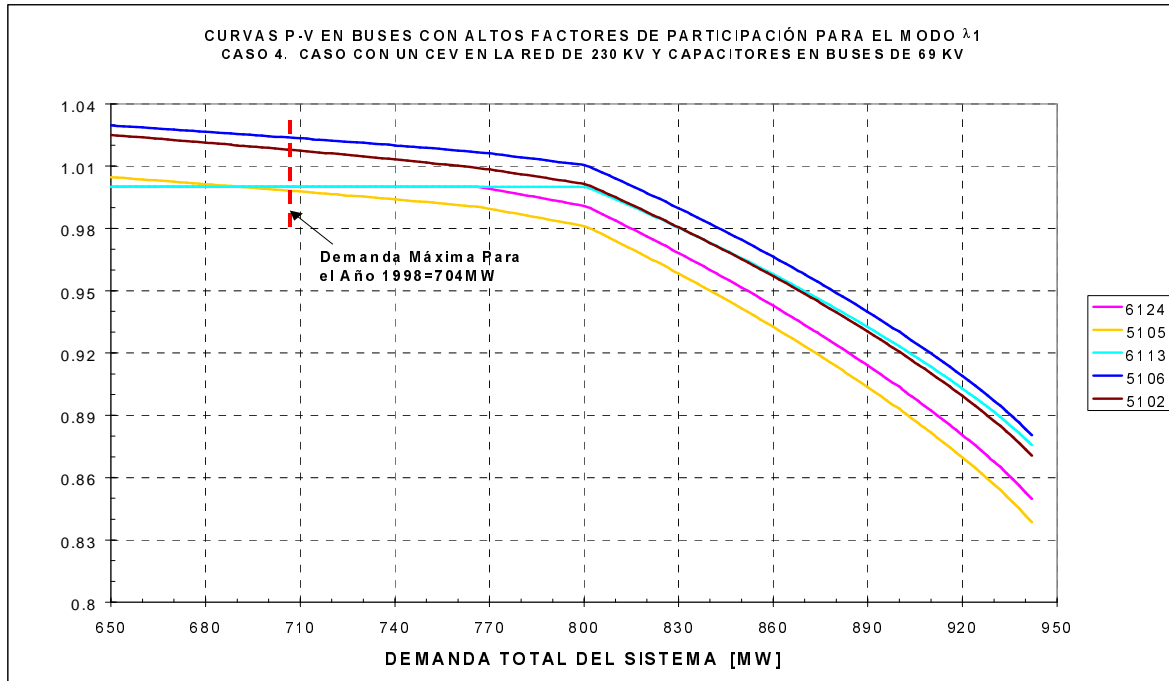


Figura 4.18 Caso 4. Curvas P-V de buses con los mayores factores de participación para el modo 1 (λ_1) del caso base.

En la figura 4.18 se observa que para el caso 4, el límite máximo de estabilidad (nariz de las curvas) corresponde a una carga total del sistema de aproximadamente 940 MW. Comparando este valor contra los 710 MW del caso 1, se puede ver que el margen de seguridad ha crecido en 230 MW magnitud que para este sistema resulta bastante apreciable.

Tomando en cuenta que la demanda máxima base es de 704 MW y el límite de estabilidad es de 940 MW, se tiene entonces que para este caso 4 la distancia en MW al colapso de voltaje es ahora de 236 MW. De acuerdo al tamaño y características del sistema analizado, estos 236 MW indican un margen de seguridad bastante considerable y muy difícil de alcanzar ya que representan la posibilidad, de soportar aproximadamente hasta un 33.5% de incremento en la demanda máxima sin que el sistema sufra inestabilidad de voltaje.

4.9 Estudio Comparativo de las Opciones Analizadas

En esta sección se lleva a cabo un estudio comparativo de las opciones analizadas en los casos 2, 3 y 4. Lo anterior con objeto de ilustrar las características particulares de dichas opciones, así como de observar las ventajas y desventajas que cada una de ellas ofrece para finalmente, con base en los resultados obtenidos, proponer la opción que se considere mas adecuada para este sistema en particular.

Con el propósito de llevar a cabo una evaluación completa de los resultados que ofrecen cada una de las opciones de compensación analizadas; se realiza un análisis desde distintos puntos de vista, tomando en cuenta varios aspectos considerados importantes para determinar cual de estas opciones presenta las mayores ventajas para los fines que se persiguen.

Los aspectos analizados para efectuar la comparación de los resultados obtenidos son los siguientes:

- a) Proximidad a la Inestabilidad de Voltaje Mediante Análisis Modal
- b) Márgenes o Reserva de Potencia Reactiva en Buses Críticos (Curvas V-Q)
- c) Márgenes de Estabilidad o Distancia al Colapso de Voltaje (Curvas P-V)
- d) Reservas de Potencia Reactiva a Nivel Sistema
- e) Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva a Nivel Sistema
- f) Perfiles de Voltaje en Buses del Sistema

4.9.1 Comparación de la Proximidad a la Inestabilidad de Voltaje

En la tabla 4.17 se incluyen las magnitudes de los modos correspondientes al análisis modal realizado para los cuatro casos analizados.

EIGENVALORES PARA LOS CASOS ANALIZADOS								
Modo	Caso 1 (Caso Base)		Caso 2 (Capacitores en 69 kV)		Caso 3 (CEV's en 69 kV)		Caso 4 (CEV en 230 y Capacitores en 69 kV)	
	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ	$1/\lambda$	λ
1	13.8054	0.0724	6.2099	0.1610	2.8418	0.3519	3.473	0.2879
2	8.4231	0.1187	3.9434	0.2536	2.3665	0.4226	3.2736	0.3055
3	4.9595	0.2016	2.7775	0.3600	3.4536	0.2896	2.1299	0.4695
4	3.4754	0.2877	1.7716	0.5645	1.4899	0.6712	1.7804	0.5617
5	2.8746	0.3479	1.4856	0.6731	1.1379	0.8788	1.4789	0.6762
6	1.9454	0.5140	1.2047	0.8301	0.9594	1.0423	1.2375	0.8081
7	1.8467	0.5415	0.9873	1.0129	0.8792	1.1374	0.9983	1.0017
8	1.7198	0.5815	0.9581	1.0437	0.7885	1.2682	0.8404	1.1899
9	1.5906	0.6287	0.8382	1.1930	0.7505	1.3324	0.7643	1.3084
10	1.5361	0.6510	0.7916	1.2633	0.6162	1.6228	0.6961	1.4366
11	1.2619	0.7925	0.637	1.5699	0.598	1.6722	0.6403	1.5618
12	1.0426	0.9591	0.6064	1.6491	0.5568	1.7960	0.6131	1.6311
13	0.9847	1.0155	0.5969	1.6753	0.5129	1.9497	0.5524	1.8103
14	0.9217	1.0850	0.5071	1.9720	0.4832	2.0695	0.4886	2.0467
15	0.8826	1.1330	0.4273	2.3403	0.6618	1.5110	0.4614	2.1673

Tabla 4.17 Valores propios (modos) obtenidos para los distintos casos analizados.

Como se puede observar en la tabla 4.17, la magnitud de λ más distante del valor cero se obtiene con la opción 3 la cual considera la instalación de dos CEVs en buses de 69 kV. Esto indica que desde el punto de vista de proximidad al colapso de voltaje, esta opción pudiera ser la más recomendable. Sin embargo, para obtener una perspectiva global y realizar una propuesta bien fundamentada, es necesario evaluar también los otros aspectos mencionados.

4.9.2 Comparación de Márgenes de Potencia Reactiva en Buses Críticos

En las figuras 4.19a a 4.19d se ilustran los márgenes de potencia reactiva para los cuatro casos analizados correspondientes a los buses más críticos del caso base (caso 1).

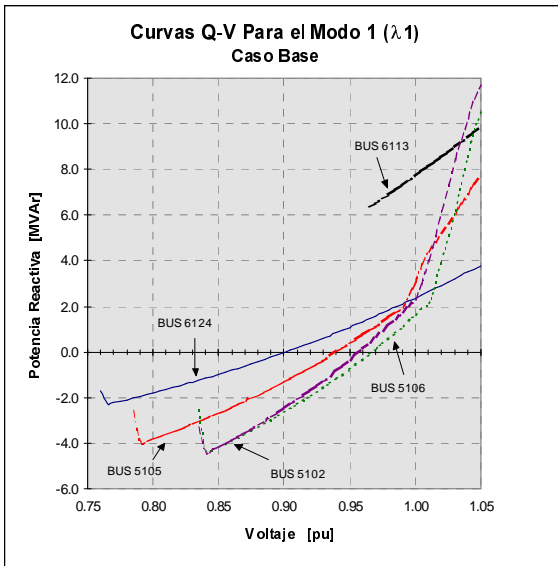


Figura 4.19a Curvas V-Q para el caso 1 (Caso Base)

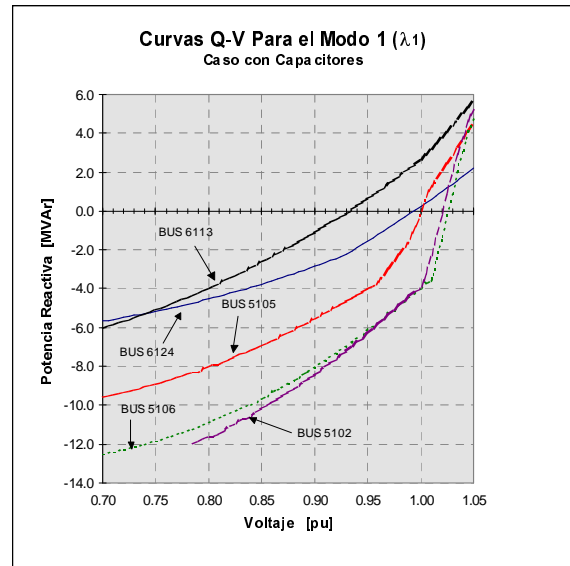


Figura 4.19b Curvas V-Q para el caso 2 (Bancos de Capacitores en buses de 69 kV)

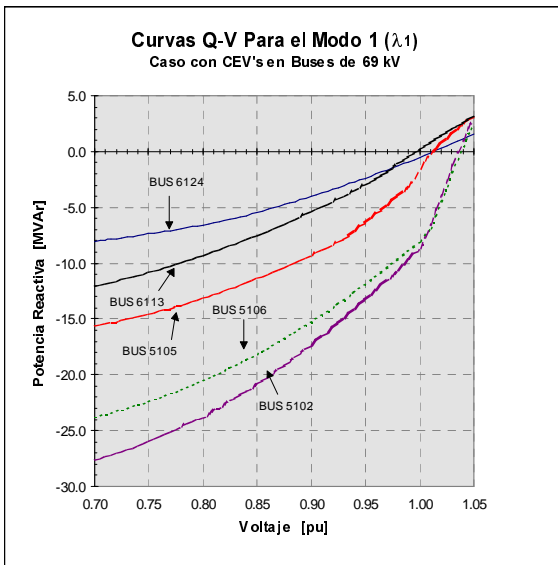


Figura 4.19c Curvas V-Q para el caso 3 (CEVs en buses de 69 kV)

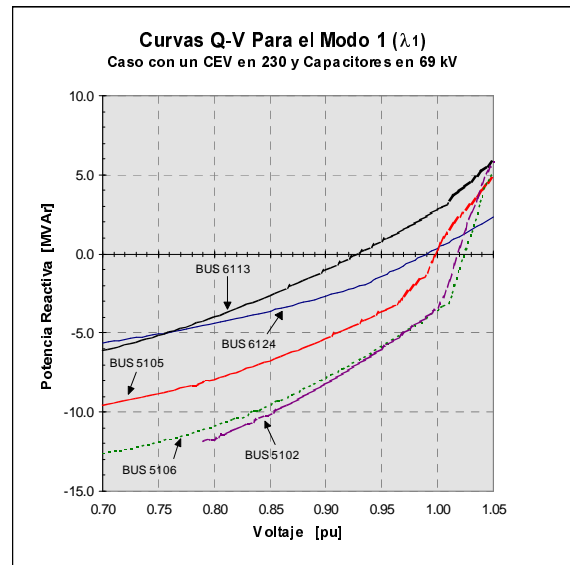


Figura 4.19d Curvas V-Q para el caso 4 (CEV en 230 kV y Capacitores en 69 kV)

De acuerdo a los resultados ilustrados en las figuras 4.19a a 4.19d, se puede ver que de los casos analizados, es el caso 3 en el que se logran los mejores márgenes de potencia reactiva lo cual a su vez, indica un mayor soporte de voltaje en esos buses críticos y, consecuentemente, en los buses cercanos a estos. Como se observa, los resultados arrojados por estas curvas V-Q coinciden completamente con los resultados ilustrados en la tabla 4.17.

4.9.3 Comparación de Márgenes de Estabilidad (Curvas P-V)

En la figura 4.20 se muestran las curvas P-V obtenidas para el caso base y los casos 2, 3 y 4 correspondientes a las opciones de compensación analizadas en este trabajo.

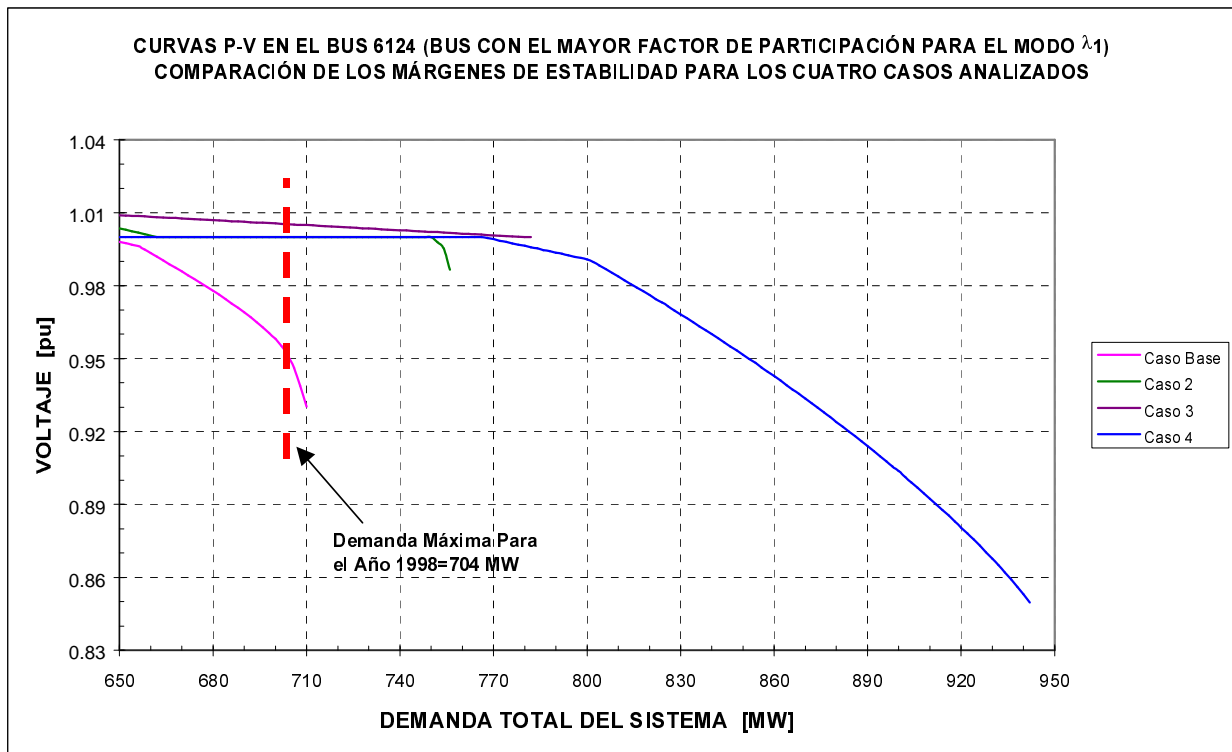


Figura 4.20 Comparación de márgenes de estabilidad en el bus 6124 para el caso base y las tres opciones de compensación analizadas

De acuerdo a los resultados ilustrados en las curvas P-V de la figura 4.20 se puede ver que para el caso 4, se logra un límite máximo de estabilidad de 940 MW. Como se puede ver, este límite es considerablemente mayor que los límites obtenidos para los casos 1, 2 y 3 (710, 756 y 782 MW respectivamente). Considerando que la demanda máxima base del sistema es de 704 MW, para el caso 4 se tiene un margen de seguridad de 246 MW el cual, resulta muy difícil de alcanzar para este tipo de sistemas. Con base en estos aspectos se observa claramente que desde el punto de vista del margen de estabilidad, el caso 4 presenta visibles ventajas respecto a las opciones de compensación manejadas en los casos 2 y 3.

4.9.4 Comparación de Reservas de Potencia Reactiva a Nivel Sistema

En la tabla 4.18 se reporta la potencia reactiva generada por las unidades generadoras del sistema para los cuatro casos analizados. Lo anterior con objeto de evaluar la reserva de potencia reactiva a nivel sistema que se obtiene para cada caso en particular.

POTENCIA REACTIVA EN GENERADORES PARA LOS CASOS ANALIZADOS					
Nombre del Bus	Número de Bus	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
		Q [MVar]	Q [MVar]	Q [MVar]	Q [MVar]
CHX-H1	6101	19.7568	15.4620	15.1529	4.9172
CHX-H2	6102	19.6734	15.5818	15.2891	5.0806
CHX-H3	6103	19.6734	15.5818	15.2891	5.0806
CHX-H4	6104	19.6734	15.5818	15.2891	5.0806
CHX-H5	6105	19.6734	15.5818	15.2891	5.0806
AGU-H1	6106	13.0000	10.1620	10.0178	1.4762
AGU-H2	6107	13.0000	10.1620	10.0178	1.4762
AGU-H3	6108	13.0000	10.1620	10.0178	1.4762
JUR-H1	6109	6.0000	4.4865	3.8441	2.8576
JUR-H2	6110	6.0000	4.4865	3.8441	2.8576
JUR-H3	6111	6.0000	4.4865	3.8441	2.8576
LES-HG	6112	2.6831	-0.7945	-1.1723	2.2220
RBO-HG	6113	3.0000	0.8792	-0.7561	1.1507
SMA-HG	6114	2.5000	-0.9192	-0.9987	1.7129
SAL-HG	6115	0.4000	0.3975	0.1476	0.3980
POR-HG	6116	0.7000	0.7000	0.3433	0.2769
ESC-G2	6118	1.8457	0.9406	0.7179	0.6746
ESC-G4	6120	3.0000	0.4883	-0.3858	-0.5558
ESC-G5	6121	3.6915	1.8814	1.4359	1.3493
ESC-13	6122	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
PBA-D	6124	0.7000	-0.0010	-0.5000	0.1243
LAG-G1	6127	1.0000	0.9505	0.3078	1.0000
LAG-G2	6128	8.0000	6.6993	5.2574	8.0000
ENR-B1	6131	17.5000	15.1556	14.9179	0.8345
ENR-B2	6132	17.5000	15.1556	14.9179	0.8345
SID-B1	6133	23.0000	18.8060	18.6277	8.0660
TAM-G1	6134	18.0000	15.5171	15.3262	4.0187
TAM-G2	6135	18.0000	15.5171	15.3262	4.0187
CON-V1	6201	2.5000	2.2446	0.1964	2.4966
LUN-V1	6202	-0.7693	-1.0000	-1.0000	-0.6230
MAG-V1	6203	1.8000	1.7977	0.7290	1.7986
MTI-V1	6204	0.8000	-0.4987	-0.5000	0.8000
PNT-V1	6205	0.5000	0.0011	-0.0011	0.5000
ZOR-V1	6207	2.9916	1.7348	1.2943	2.9997
Q TOTAL [MVar]		284.7929	217.3883	202.1265	80.3378

Tabla 4.18 Potencia reactiva de generación en unidades del sistema para los cuatro casos.

Como se observa en la tabla 4.18, para el caso 4 la potencia reactiva total del sistema es de 80.3 contra mas de 200.0 de los otros tres casos. Esto indica que con esta opción 4, se logra un ahorro de 121.79 MVARs en la reserva de potencia reactiva del sistema respecto a la opción 3 la cual, de acuerdo a los resultados de las secciones 4.9.1 y 4.9.2 presentaba mejores características en los aspectos analizados en esas secciones. Es importante apuntar que con este caso 4 se logra una notable mejoría en la potencia reactiva de las máquinas ya que, como se ve, éstas quedan bastante *desahogadas o casi libres* debido a que entregan o absorben en su caso, cantidades muy pequeñas de potencia reactiva lo cual, permite a nivel sistema un mejor control de voltaje.

4.9.5 Comparación de Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva en el Sistema

En la tabla 4.19 se incluyen las pérdidas de potencia activa y reactiva a nivel sistema. Se puede ver en esta tabla que en el caso 4, se reducen hasta en 18.9 y 10.69 MVar las pérdidas de potencia reactiva en las líneas de transmisión de 230 y 69 kV respectivamente lo cual, reduce consecuentemente las pérdidas de potencia activa en esos niveles de tensión y a nivel sistema en general.

NIVEL DE TENSIÓN [KV]	PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN EL SISTEMA							
	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
	<i>P [MW]</i>	<i>Q [MVar]</i>	<i>P [MW]</i>	<i>Q [MVar]</i>	<i>P [MW]</i>	<i>Q [MVar]</i>	<i>P [MW]</i>	<i>Q [MVar]</i>
230	7.23	87.20	6.57	79.81	6.46	79.00	5.46	68.30
138	1.59	19.26	1.50	18.69	1.48	18.46	1.44	18.10
69	21.84	121.22	19.71	110.18	19.59	108.62	20.19	110.53
Totales	30.65	227.68	27.78	208.668	27.53	206.08	27.08	196.93

Tabla 4.19 Pérdidas de potencia activa y reactiva para los cuatro casos analizados

4.9.6 Comparación de Perfiles de Voltaje en el Sistema

En la tabla 4.20 por su parte, se muestran los voltajes y ángulos de los buses de carga para los casos analizados en este capítulo. En esta tabla es posible observar que se obtiene un perfil de voltaje más plano también para el caso 4 ya que se tienen voltajes cercanos al nominal en un mayor número de buses y, sobre todo, se logran voltajes cercanos a 1.0 pu en los buses de 230 kV lo cual, como se mencionó anteriormente, reduce las pérdidas de potencia reactiva en este nivel de tensión acarreado con ello, una disminución en la potencia reactiva que las unidades generadoras tienen que entregar al sistema.

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS MODAL

VOLTAJE Y ÁNGULO EN BUSES DE CARGA PARA LOS CUATRO CASOS ANALIZADOS								
No. BUS	CASO 1 (Caso Base)		CASO 2 (Capacitores en 69 kv)		CASO 3 (CEV's en 69 kv)		CASO 4 (CEV en 230 y Capac. en 69 kv)	
	V [pu]	Ang. [°]	V [pu]	Ang. [°]	V [pu]	Ang. [°]	V [pu]	Ang. [°]
1101	0.9699	-6.7686	0.9851	-6.3720	0.9856	-6.3430	1.0172	-6.2555
1102	0.9620	-7.3076	0.9786	-6.9078	0.9792	-6.8789	1.0149	-6.7984
1103	0.9471	-8.9289	0.9638	-8.5015	0.9649	-8.4657	1.0087	-8.3241
1104	1.0094	-4.1764	1.0167	-3.8539	1.0172	-3.8273	1.0354	-3.7150
1105	0.9856	-4.2592	0.9998	-3.9319	1.0002	-3.9036	1.0222	-3.8564
1106	0.9614	-7.3884	0.9781	-6.9859	0.9787	-6.9569	1.0149	-6.8710
1107	0.9482	-8.9396	0.9645	-8.5085	0.9656	-8.4725	1.0085	-8.3221
1108	0.9477	-9.0872	0.9638	-8.6572	0.9649	-8.6221	1.0051	-8.4356
1109	0.9471	-8.7753	0.9636	-8.3427	0.9647	-8.3057	1.0100	-8.1908
1110	0.9188	-10.6193	0.9482	-10.2134	0.9550	-10.2259	1.0047	-9.9644
1111	0.9631	-7.2250	0.9796	-6.8262	0.9802	-6.7972	1.0154	-6.7143
1112	0.9626	-7.2482	0.9792	-6.8493	0.9798	-6.8204	1.0152	-6.7392
1113	0.9991	-7.4490	1.0111	-6.9999	1.0141	-6.9619	1.0146	-6.8821
1114	0.9732	-10.8425	0.9893	-10.3323	0.9919	-10.2467	1.0005	-10.2358
1115	0.9927	-8.3966	1.0058	-7.9265	1.0083	-7.8639	1.0120	-7.8185
2101	1.0219	-9.2191	1.0258	-8.7052	1.0409	-8.6759	1.0182	-8.7623
2102	1.0157	-14.7310	1.0349	-14.0993	1.0362	-14.0502	1.0837	-13.4091
2103	1.0217	-14.1746	1.0486	-13.5358	1.0511	-13.4870	1.0907	-12.9885
2104	1.0291	-13.3019	1.0491	-12.6934	1.0519	-12.5841	1.0020	-12.8126
3101	0.9865	-15.1454	1.0022	-14.4734	1.0052	-14.2864	0.9629	-14.7269
3102	0.9948	-14.5532	1.0103	-13.8994	1.0133	-13.7158	0.9714	-14.1056
3103	1.0091	-14.4734	1.0284	-13.8185	1.0313	-13.6897	0.9823	-14.0458
3104	1.0081	-10.5823	1.0138	-10.0373	1.0255	-9.9229	1.0010	-10.1201
3105	0.9923	-14.3582	1.0065	-13.7113	1.0095	-13.5104	0.9701	-13.8932
3106	0.9918	-13.9307	1.0041	-13.2858	1.0085	-13.0856	0.9721	-13.4628
3107	1.0450	-3.2846	1.0548	-2.8413	1.0703	-3.0187	1.0446	-2.8336
3108	1.0001	-15.0156	1.0196	-14.3404	1.0226	-14.2087	0.9731	-14.6181
3109	0.9870	-13.0493	0.9964	-12.4427	1.0042	-12.2674	0.9729	-12.5963
3110	1.0000	-9.8428	1.0040	-9.3245	1.0171	-9.2095	0.9963	-9.3899
3111	1.0003	-11.4260	1.0072	-10.8628	1.0175	-10.7234	0.9909	-10.9633
3112	1.0046	-10.8948	1.0107	-10.3442	1.0220	-10.2206	0.9968	-10.4326
3113	0.9858	-6.7833	0.9974	-6.3969	0.9978	-6.3684	1.0209	-6.3097
3201	0.9514	-15.1743	0.9612	-14.5268	0.9693	-14.3182	0.9367	-14.7852
3202	0.9925	-15.5272	1.0121	-14.8325	1.0151	-14.6979	0.9652	-15.1588
3203	0.9975	-15.1821	1.0171	-14.5006	1.0200	-14.3679	0.9704	-14.7941
3204	0.9998	-15.5709	1.0204	-14.8745	1.0233	-14.7533	0.9717	-15.2100
3205	0.9959	-14.5684	1.0165	-13.9109	1.0194	-13.7949	0.9677	-14.1509
3206	0.9587	-18.4294	0.9877	-17.5604	0.9904	-17.4909	1.0327	-16.6892
3207	0.9585	-18.4257	0.9874	-17.5568	0.9902	-17.4873	1.0325	-16.6859
3208	0.9842	-16.5502	1.0040	-15.8496	1.0054	-15.7957	1.0544	-15.0009
3209	0.9850	-16.3355	1.0048	-15.6431	1.0062	-15.5898	1.0551	-14.8132
3210	0.9914	-16.1632	1.0110	-15.4776	1.0125	-15.4248	1.0611	-14.6634
3211	1.0024	-9.3962	1.0065	-8.8818	1.0170	-8.6969	0.9987	-8.9395
3212	1.0315	-5.4612	1.0404	-4.9460	1.0560	-5.0592	1.0307	-5.0027
3213	0.9998	-9.6849	1.0039	-9.1680	1.0156	-9.0126	0.9961	-9.2305
3214	1.0205	-9.2936	1.0244	-8.7792	1.0395	-8.7478	1.0169	-8.8374
3215	0.9954	-15.2911	1.0150	-14.6056	1.0179	-14.4723	0.9683	-14.9091
3216	0.9515	-15.1775	0.9613	-14.5300	0.9694	-14.3214	0.9368	-14.7884
4101	0.9691	-18.1037	1.0116	-17.3697	1.0189	-17.2122	0.9795	-18.1497
4102	0.8853	-24.8758	1.0036	-23.6519	1.0450	-23.5453	1.0022	-24.9805
4103	0.8418	-31.3250	1.0099	-29.0460	1.0109	-28.1037	1.0047	-30.3464
4104	0.8685	-27.1392	1.0116	-25.7221	1.0321	-25.1659	1.0088	-27.0377
4105	0.8995	-24.4724	0.9908	-23.2522	1.0078	-22.9398	1.0090	-24.9437
4106	1.0101	-14.6762	1.0369	-14.0603	1.0411	-13.9424	0.9941	-14.3920
4107	0.9438	-19.7839	1.0273	-18.9894	1.0567	-18.9740	1.0083	-19.9109
4108	0.9064	-23.6217	0.9969	-22.5487	1.0138	-22.2595	1.0044	-24.0861

Tabla 4.20 Voltajes y ángulos en algunos buses de carga para los cuatro casos analizados

4.10 Conclusiones y Observaciones del Estudio Realizado

Con base en los aspectos analizados en las distintas secciones de este capítulo 4 y, tomando en cuenta la comparación de los resultados ilustrados en las tablas 4.17 a 4.20 y en las figuras 4.19a a 4.20, se pueden hacer los siguientes comentarios:

- Se observa que la opción de compensación propuesta en el caso 4 en general presenta más ventajas respecto a las otras dos opciones de compensación de los casos 2 y 3. Vale la pena recordar que la opción de compensación asumida en el caso 4 consiste en la instalación de bancos de capacitores en algunos buses críticos de 69 kV y la ubicación de un compensador estático de vars en un bus estratégico de 230 kV.
- En el desarrollo de este capítulo se ilustran las ventajas que se obtienen al utilizar de manera conjunta la técnica de análisis modal con algunas técnicas convencionales como las curvas V-Q y P-V. De esta manera, mientras que con el análisis modal se obtiene una rápida información de la proximidad a la inestabilidad así como de los buses y zonas más débiles del sistema; mediante las curvas V-Q y P-V se hace posible cuantificar en unidades físicas (MVar y MW respectivamente) los márgenes de seguridad que se tienen antes de que se presente el colapso de voltaje.
- Se muestran las facilidades y la confiabilidad que proporciona la técnica de análisis modal para ubicar las zonas del sistema más débiles en soporte de voltaje. Los buses con los más altos factores de participación localizados precisamente en estas zonas, representan los sitios más recomendables para ubicar algún elemento de compensación reactiva lo cual, se lleva a cabo en este trabajo analizando distintas alternativas.
- Debido al alto costo que representa ubicar un compensador estático de vars en un bus de 230 kV (con su debido transformador), se pudiera pensar que la opción de compensación manejada en el caso 4 puede no ser comparable económicamente con las otras dos opciones de los casos 2 y 3 sin embargo, si se analizan a detalle los ahorros en las pérdidas de potencia y se le da un precio importante a la confiabilidad ganada en el sistema con esta opción, seguramente se podrían observar importantes beneficios económicos además de las ventajas técnicas ilustradas en este reporte. Estos aspectos económicos no se analizan en este trabajo ya que cabe recordar, que uno de los principales objetivos de este trabajo es mostrar la aplicación de la técnica de análisis modal para evaluar de manera rápida y confiable la estabilidad de voltaje de un sistema y, en los casos que así lo requieran, evaluar también las alternativas contempladas para mejorar dicha estabilidad.
- De acuerdo a los diversos resultados ilustrados en este capítulo, uno de los aspectos considerados como más importantes en este trabajo es el hecho de poder establecer un procedimiento o metodología para realizar estudios de estabilidad de voltaje. A pesar de que las características de los sistemas eléctricos pueden ser muy distintas entre sí, se considera que la metodología seguida en este capítulo puede servir como una guía que marque algunos lineamientos para realizar esta clase de estudios.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

5.1.1 *Resumen de Aspectos Generales.*

En la última década los Sistemas Eléctricos de Potencia en general, se han visto cada vez más restringidos en sus posibilidades de crecimiento tanto en la generación como en sus redes de transmisión. Estas restricciones se han dado principalmente debido a diversos factores tales como la dificultad para conseguir nuevos derechos de vía, aspectos de tipo ecológico y, principalmente, las grandes limitantes económicas de los países en desarrollo los cuales, están muy lejos de contar con el poderío económico de las grandes potencias mundiales. De esta forma, las empresas de energía eléctrica han venido observando que ante las pocas posibilidades de un crecimiento satisfactorio, una buena alternativa es el aprovechar al máximo y de manera más eficiente los recursos que actualmente se tienen. Surge entonces una creciente necesidad para hacer un uso más intensivo de los medios de transmisión de energía eléctrica disponibles por lo cual, se pretende transportar la mayor cantidad de energía posible por las líneas de transmisión existentes. Con base en lo anteriormente descrito, se puede ver que la capacidad de transmisión de potencia ha representado en los últimos años un aspecto de gran interés para la planeación y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs). Esta capacidad de transmisión ha estado tradicionalmente limitada principalmente por factores tales como: *a) La estabilidad angular, b) El límite térmico máximo de las líneas de transmisión y, c) La Estabilidad de Voltaje [2]*

Afortunadamente, las restricciones relacionadas a la estabilidad angular han disminuido últimamente de manera cada vez más satisfactoria, esto debido principalmente a los modernos dispositivos y equipos con que se cuenta actualmente para rápidos libramientos de fallas de corto circuito, sistemas de excitación poderosos y a diversos controles de estabilidad especiales. Por su parte, el límite térmico de las líneas se ha mejorado también significativamente con la implementación de nuevos y mejores conductores. Sin embargo, a medida que las dos primeras restricciones arriba mencionadas han sido disminuidas, la última y tercer limitante representada por los problemas de estabilidad de voltaje, ha venido tomando cada vez mayor importancia en la determinación de los límites máximos de transferencia de potencia en un sistema eléctrico.

De esta forma, la estabilidad de voltaje en la última década ha adquirido una mayor relevancia en la planeación y operación de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs). Esto debido a que problemas de colapso de voltaje han desencadenado en grandes pérdidas de carga y en fuertes disturbios como el ocurrido en Tokio en Julio de 1987 [2].

A pesar de que se han logrado grandes avances en la comprensión de la estabilidad de voltaje, existen todavía muchas facetas del problema las cuales comprenden los controles del generador, la compensación de potencia reactiva de la red de transmisión, el diseño de las redes de distribución y las características de la carga. Como se puede ver, el problema de estabilidad de voltaje no está todavía completamente entendido ya que existen muchos aspectos que intervienen en el problema de entre los cuales, las características físicas y los modelos matemáticos de una amplia gama de equipo desempeñan un papel muy importante.

Es posible predecir que el fenómeno de estabilidad de voltaje permanecerá en los próximos años como un importante reto dentro de la industria eléctrica y que, muy probablemente, tenderá a incrementarse su importancia. La estabilidad de voltaje es un tema todavía muy joven y por lo tanto, muchos avances en su comprensión y desarrollo de software para su simulación, podrían ser llevados a cabo en los próximos años.

Para realizar los estudios de estabilidad de voltaje se han desarrollado diferentes técnicas las cuales, se encuentran divididas en dos grandes grupos [18]:

a) *Técnicas de Análisis en Estado Estable y,*

b) *Técnicas de Simulación Dinámica*

Las técnicas de simulación dinámica en el dominio del tiempo son en general poco utilizadas debido principalmente a las grandes cantidades de tiempo de cómputo que éstas requieren y, a la complejidad que se presenta tanto para modelar todos los dispositivos del sistema que intervienen en el fenómeno, así como para la interpretación de resultados los cuales, no presentan información fácil de analizar a simple vista. De acuerdo a esto, se tiene que de la anterior clasificación han sido entonces las técnicas en estado estable las que han tenido una mayor aplicación, esto debido a la facilidad para su implementación y a que dichas técnicas están basadas principalmente en la formulación convencional de flujos de potencia.

Hasta hoy en día, las compañías de suministro de energía eléctrica han dependido enormemente de programas convencionales de flujos de carga para llevar a cabo el análisis estático de estabilidad de voltaje. La estabilidad en este caso se determina mediante el cálculo de las curvas $P-V$ y $V-Q$ en nodos de carga seleccionados previamente.

Las curvas $P-V$ y $V-Q$ son generadas realizando un gran número de cálculos de flujos de potencia utilizando para este fin modelos convencionales. Aunque estos procedimientos de generación de curvas pueden ser automatizados, consumen demasiado tiempo de cómputo y no proporcionan una rápida información que pueda ser útil para conocer de manera más certera y detallada, las causas que dan lugar a los problemas de estabilidad de voltaje. Además de lo anterior, estos procedimientos se enfocan sobre nodos individuales; esto es, las características de la estabilidad son establecidas sometiendo a condiciones de *esfuerzo* a cada nodo en forma independiente. Esto podría en algunos casos distorsionar de manera no real la condición de estabilidad del sistema. También, es importante hacer notar que los nodos seleccionados para el análisis de las curvas $P-V$ y $V-Q$ deben ser elegidos cuidadosamente y por lo tanto, son requeridas un enorme número de este tipo de curvas para obtener una información más completa. Por otra parte, se puede presentar el caso en el que no sea posible generar completamente estas curvas debido a problemas de divergencia en los flujos de potencia ocasionados por problemas en algún lugar del sistema eléctrico.

En los últimos cinco años sin embargo, han venido apareciendo en la literatura algunas técnicas especiales para realizar el análisis de estabilidad de voltaje utilizando procedimientos estáticos basados en el análisis lineal. Las técnicas de análisis en estado estable también conocidas como técnicas de Análisis Lineal, examinan de manera confiable la estabilidad de voltaje en una condición de operación dada. Los procedimientos en estado estable capturan condiciones instantáneas (fotografías) de un sistema en diferentes *escenarios* a lo largo de una trayectoria en el dominio del tiempo. Como se mencionó anteriormente, la mayoría de las técnicas de análisis lineal están basadas en las ecuaciones linealizadas de flujos de potencia.

Las técnicas de análisis lineal más conocidas hasta el momento son las siguientes:

- a) *Análisis de sensibilidad $V-Q$.*
- b) *Descomposición del valor singular.*
- c) *Análisis Modal.*

Estas técnicas con sus debidas particularidades, tienen como base común la descomposición y manipulación matemática de la matriz Jacobiana del método de Newton-Raphson para la solución de las ecuaciones de flujos de potencia. En este trabajo se utilizó la *técnica de análisis modal* para llevar a cabo los estudios de estabilidad de voltaje necesarios durante el desarrollo de la tesis.

La técnica de análisis modal proporciona información muy útil e importante referente a dos importantes aspectos como son: a) *el margen de estabilidad de voltaje* y b) *el mecanismo de la inestabilidad de voltaje*. Estos dos fundamentales aspectos pueden ser observados mediante la obtención de los eigenvalores o modos críticos y sus correspondientes eigenvectores asociados.

La técnica de análisis modal aplicada al estudio de la estabilidad de voltaje obtiene los eigenvalores de la matriz Jacobiana los cuales, representan los modos críticos de voltaje del sistema. La magnitud de los eigenvalores proporciona una medida relativa de la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje. Además de lo anterior, mediante el cálculo de los eigenvectores izquierdo y derecho asociados a cada eigenvalor, el análisis modal ofrece la posibilidad de calcular factores de participación de nodos, ramas y generadores del sistema (ver sección 3.4). En este trabajo en particular, se obtienen los factores de participación de nodos y se sugiere para trabajos futuros, implementar el cálculo de los factores de participación de ramas y generadores.

Los eigenvalores indican si cada modo tiene estabilidad de voltaje y proporcionan un relativo grado de estabilidad. Otro aspecto importante del análisis de estabilidad de voltaje es el determinar cuales elementos físicos están asociados con cada modo para con esto, establecer el mecanismo de la potencial inestabilidad de voltaje. Los elementos clave del sistema incluyen todos los nodos, ramas y generadores. Para cada uno de esos elementos, es definido un factor de participación para cada modo basado en los eigenvectores derecho e izquierdo de J_r . La participación es una indicación del grado en el cual cada elemento está asociado con un modo en particular.

La aplicación del análisis modal ayuda a determinar que tan estable es el sistema para una condición de operación dada ya sea en condiciones normales o en condiciones de post-falla considerando la salida de algún elemento de la red. Además, es posible también observar cuanta carga extra o nivel de transferencia de potencia puede ser agregado antes de incurrir en problemas de inestabilidad de voltaje. Cuando el sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis modal resulta muy útil para identificar las áreas críticas en estabilidad de voltaje y los elementos que participan en cada modo.

Para poder aplicar la técnica de análisis modal en este trabajo, se utilizó un programa de software en el cual se implementó el algoritmo matemático característico de esta técnica partiendo de un programa de flujos de carga convencional ya existente. Este software fue programado en lenguaje Matlab con objeto de aprovechar las ventajas que ofrece un paquete matemático como el mencionado.

En primera instancia, se llevó a cabo el Análisis Modal de un sistema eléctrico de prueba ampliamente utilizado en la literatura, esto con objeto de ilustrar de manera visible y simplificada la funcionalidad de esta técnica de análisis. Con este mismo sistema de prueba se realizó la validación del software desarrollado para realizar posteriormente, el análisis modal de un sistema eléctrico real. La validación se efectuó mediante la comparación de los resultados obtenidos en este trabajo, contra los resultados que para este sistema de prueba se incluyen en otros reportes técnicos.

Una vez comprendidos los principios básicos de la técnica de análisis modal, se procedió a realizar su aplicación en un sistema eléctrico real el cual está conformado por 116 nodos, 131 ramas y 33 generadores. Dicho sistema corresponde al Sistema Interconectado de Guatemala (SIG) el cual, al igual que un buen número de los sistemas eléctricos de países en desarrollo, presenta serios problemas de estabilidad de voltaje.

5.1.2 Conclusiones del Estudio de Estabilidad de Voltaje Realizado

- En el análisis modal efectuado al Sistema Interconectado de Guatemala, se identificaron entre otros aspectos, la proximidad del sistema a la inestabilidad de voltaje y las áreas y nodos más propensos a presentar problemas de colapso de voltaje. Además, se analizaron y se propusieron algunas medidas correctivas que una vez implementadas, aliviarían de manera significativa los problemas relacionados con la estabilidad de voltaje.
- Los resultados obtenidos mediante el análisis modal fueron comparados con la información proporcionada por otras técnicas convencionales como las curvas $P-V$ y $V-Q$, esto con la finalidad de ilustrar la utilidad y compatibilidad de ambas técnicas y la manera en que éstas, pueden combinarse para lograr un análisis más completo.
- Una vez realizado el análisis modal al Sistema Eléctrico de Guatemala para el caso base descrito en la sección 4.3.1, se pudieron observar serios problemas de soporte de potencia reactiva y control de voltaje. De acuerdo a una amplia gama de información contenida en la literatura técnica sobre este tema, se sabe que dos de las opciones más utilizadas para mejorar el control de potencia reactiva y el perfil de voltaje en los sistemas eléctricos son: *a) aplicación de bancos de capacitores y, b) Instalación de Compensadores Estáticos de Vars (CEVs)*. En este trabajo se analizaron además del caso base, tres opciones más con distintas alternativas para mejorar la estabilidad de voltaje del sistema. La descripción de cada uno de los casos que se analizaron es la siguiente:

CASO	DESCRIPCIÓN
<i>Caso 1</i>	<i>Caso base con las condiciones operativas reales del sistema correspondientes a la demanda máxima del año 1998. (Analizado en la sección 4.3.1)</i>
<i>Caso 2</i>	<i>Caso que incluye la instalación de bancos de capacitores en nodos de 69 kV</i>
<i>Caso 3</i>	<i>Caso considerando dos Compensadores Estáticos de Vars en nodos de 69 kV</i>
<i>Caso 4</i>	<i>Caso que contempla un Compensador Estático de Vars en la red de 230 kV y bancos de capacitores en nodos de 69 kV</i>

Todos los casos analizados corresponden a condiciones operativas en demanda máxima para el último semestre del año de 1998. Se examinaron dichas alternativas con la finalidad de determinar cual de ellas representa la mejor opción para aliviar los problemas de Estabilidad de Voltaje en el Sistema Interconectado de Guatemala.

- En el capítulo 4 de este trabajo fueron presentados con detalle los distintos resultados obtenidos para cada una de las opciones de compensación analizadas. Dichos resultados son evaluados tomando en cuenta su efecto en varios aspectos del sistema tales como:
 1. *Proximidad a la Inestabilidad de Voltaje con base en las magnitudes de los modos o eigenvalores más críticos obtenidos del análisis modal*
 2. *Márgenes de Potencia Reactiva en Nodos Críticos. Esto es llevado a cabo mediante la generación de curvas Q-V en los nodos mencionados*
 3. *Márgenes de Seguridad o Distancia al colapso de voltaje. Esto es realizado con ayuda de las curvas P-V*
 4. *Reservas de Potencia Reactiva a Nivel Sistema. Este aspecto toma en cuenta la potencia reactiva generada por cada una de las unidades y, la sumatoria total de potencia reactiva que se tiene disponible como reserva en todos los generadores del sistema*
 5. *Pérdidas de Potencia Activa y Reactiva a nivel el Sistema. En este caso fueron ilustradas las pérdidas totales de potencia activa y reactiva que se tienen en los diferentes niveles de voltaje de la red de transmisión*
 6. *Perfiles de Voltaje en el Sistema. En este aspecto fueron observadas las magnitudes y ángulos de voltaje que se presentan en los nodos de carga para cada una de las opciones analizadas*

- En el mismo capítulo 4, con objeto de comparar de una manera más clara y sencilla las ventajas y desventajas de las distintas opciones de compensación consideradas, son mostrados en forma simultánea mediante unas tablas comparativas los resultados obtenidos para cada uno de los casos analizados. De esta forma, con base en la comparación de los resultados ilustrados en las tablas 4.17 a 4.20 y en las figuras 4.14a a 4.19, fue posible determinar las ventajas que tiene la opción considerada en el caso 4 respecto a las otras dos opciones de compensación de los casos 2 y 3. Vale la pena recordar que la opción de compensación asumida en el caso 4 consiste en la instalación de bancos de capacitores en algunos nodos críticos de 69 kV y la ubicación de un compensador estático de vars en un nodo estratégico de 230 kV.

- Con base en los diversos resultados ilustrados a lo largo del capítulo 4, se observa que *la opción de compensación propuesta en el caso 4 en general presenta más ventajas respecto a las otras dos opciones de compensación de los casos 2 y 3*. De esta forma, después de los análisis realizados se puede recomendar que la opción de compensación considerada en el caso 4, es la más adecuada para aliviar los problemas de estabilidad de voltaje del Sistema Interconectado de Guatemala.
- Debido al alto costo que representa ubicar un compensador estático de vars en un nodo de 230 kV (con su debido transformador), se pudiera pensar que la opción de compensación manejada en el caso 4 puede no ser comparable económicamente con las otras dos opciones de los casos 2 y 3 sin embargo, si se analizan a detalle los ahorros en las pérdidas de potencia y se le da un precio importante a la confiabilidad ganada en el sistema con esta opción, seguramente se podrían observar importantes beneficios económicos además de las ventajas técnicas ilustradas en este reporte. Estos aspectos económicos no se analizan en este trabajo ya que cabe recordar, que uno de los principales objetivos de este trabajo es mostrar la aplicación de la técnica de análisis modal para evaluar de manera rápida y confiable la estabilidad de voltaje de un sistema y, en los casos que así lo requieran, evaluar también las alternativas contempladas para mejorar dicha estabilidad
- En diversos trabajos se indica que la mayor utilidad de la técnica de análisis modal se obtiene cuando este análisis se lleva a cabo en el punto máximo de carga para el cual aún se obtiene convergencia en la solución de flujos de potencia. Visto sobre una curva P-V (ver sección 2.11.1), se recomienda efectuar el análisis modal en el punto máximo de operación cercano a la nariz de la curva. En cualquiera de ambos casos se presentan en esos puntos las condiciones donde el sistema se encuentra más estresado y, por lo tanto, está más próximo a presentar problemas de inestabilidad de voltaje en caso de que estos existan. Para encontrar los puntos críticos descritos anteriormente, un procedimiento sugerido consiste en ir realizando incrementos graduales de carga y consecuentemente de generación, con objeto de ir estresando al sistema hasta el punto máximo previo a perder convergencia en la solución de flujos de potencia.
- Es importante mencionar que en este trabajo, el punto máximo de carga estaba dado por la demanda máxima que se presentó en el periodo estudiado y para las condiciones de red consideradas. Como se puede ver en la figura 4.8, el punto de operación correspondiente a la demanda máxima, se encuentra prácticamente en la nariz de la curva ya que el margen existente es de solo 6 MW. Tomando en cuenta estas críticas condiciones, no se consideró necesario llevar a cabo los incrementos graduales de carga sugeridos en la literatura ya que, el interés en este caso en particular, está enfocado a observar posibles problemas y a proponer alternativas, precisamente para las condiciones en las que el sistema se encuentre en condiciones de demanda máxima. Sin embargo, cabe mencionar que en aquellos casos en los que se realice el análisis modal en sistemas en los cuales se desconozca la demanda máxima, el procedimiento de incrementar la carga paulatinamente resulta muy útil para poder realizar el análisis en los puntos de verdadero interés.

5.2 Contribuciones

- Los problemas de estabilidad de voltaje son un fenómeno relativamente nuevo y a pesar de que en la actualidad se cuenta con bastante y diversa información al respecto, no existe todavía un criterio complejamente definido que indique los procedimientos necesarios para realizar un estudio completo de esta clase de estabilidad. En este sentido, aunque han venido apareciendo distintas técnicas así como algunos lineamientos y consideraciones para efectuar esta clase de análisis, se considera que *una de las principales aportaciones que se pretenden alcanzar en este trabajo, es el hecho de poder establecer un procedimiento o metodología que permita evaluar la estabilidad de voltaje de un sistema eléctrico de potencia*. A pesar de que las características de los sistemas eléctricos pueden ser muy distintas entre sí, se considera que la metodología seguida en este trabajo es fácil de aplicar y puede servir como una guía que indique algunos lineamientos para realizar esta clase de estudios.

- Aunque las simulaciones dinámicas de la estabilidad de voltaje representan la manera más fiel de observar el comportamiento del sistema, dichas simulaciones consumen demasiado tiempo de cómputo y en muchos casos ofrecen resultados no muy fáciles de interpretar. Considerando este aspecto, *la técnica de análisis modal empleada en este trabajo permite realizar una rápida evaluación del grado de estabilidad de todos los distintos casos que se consideren necesarios*. De esta forma, *los resultados obtenidos mediante el análisis modal pueden servir como una valiosa referencia para posteriormente, llevar a cabo las simulaciones dinámicas únicamente de aquellos casos observados como los más críticos o de mayor interés*.

- El cálculo de los modos (eigenvalores) más críticos de un sistema permite observar de manera inmediata si para las condiciones de operación asumidas, ese sistema presenta una inestabilidad de voltaje o no. Adicionalmente, *mediante los factores de participación de nodos obtenidos del análisis modal es posible identificar de manera rápida y eficiente aquellas subestaciones con más débil soporte de voltaje y en las cuales, resulta más efectivo implementar elementos de compensación reactiva capacitiva*. Estas subestaciones son las que participan de manera más importante para que un modo crítico pueda llegar a ser inestable y provocar consecuentemente problemas de colapso de voltaje.

- Los factores de participación de nodos indican también aquellas subestaciones donde resulta importante calcular las curvas V-Q y P-V para observar los márgenes de estabilidad de voltaje en unidades físicas (MVA_r y MW respectivamente). De esta manera, *mediante la identificación de los nodos más débiles se elimina la necesidad de calcular en demasiados nodos del sistema las curvas V-Q y P-V como se hacía anteriormente y lo cual, resultaba computacionalmente muy laborioso*.

- Se ilustra a lo largo del capítulo 4 que *mediante la aplicación de la técnica de análisis modal de manera conjunta con técnicas convencionales como las curvas P-V y V-Q, se hace posible obtener una información bastante completa respecto a la estabilidad de voltaje que presentan los sistemas eléctricos.* Este aspecto es muy importante ya que como se pudo ver en el desarrollo del capítulo mencionado, los resultados obtenidos con el análisis modal se complementan de manera muy interesante con aquellos resultados proporcionados por las curvas mencionadas y viceversa.

5.3 Recomendaciones y Trabajos Futuros

- En este trabajo el algoritmo del análisis modal implementado en el programa utilizado solo comprende el cálculo de los eigenvalores o modos del sistema y los factores de participación de nodos los cuales, indican para el modo crítico analizado aquellos nodos que tienen una mayor participación para que ese modo pueda perder estabilidad de voltaje. Tomando en cuenta que la técnica de análisis modal permite calcular factores de participación para nodos, ramas y generadores, *un trabajo futuro que se sugiere es complementar el algoritmo programado de manera que sea posible calcular también los factores de participación de ramas y generadores ya que esta información, es de suma importancia para criterios operativos y de planificación del sistema.*
- En todos los casos analizados en el capítulo 4, la carga se representa totalmente con un modelo de potencia constante. Esto se debe a que el programa de flujos de potencia utilizado en este trabajo solo permite este modelo de carga sin embargo, tomando en cuenta que las características de la carga tienen una gran influencia en la estabilidad de voltaje del sistema; *se recomienda que para trabajos futuros se complemente el programa de flujos de tal forma que éste, soporte un modelado mas detallado de los distintos tipos de carga tomando siempre en cuenta, la dependencia de voltaje que dichas cargas presentan.*
- El análisis de estabilidad de voltaje realizado en este trabajo se lleva a cabo totalmente en estado estable es decir, aplicando técnicas lineales basadas fundamentalmente en la herramienta de flujos de potencia. A pesar de que toda la información obtenida con estas técnicas es muy valiosa, *se considera recomendable en trabajos posteriores, evaluar el comportamiento dinámico del sistema para corroborar los aspectos observados en estado estable y observar de manera directa, el comportamiento en el tiempo que presentan los distintos elementos dinámicos del sistema analizado.* La implementación de las simulaciones dinámicas requiere un modelado más detallado de algunos dispositivos importantes por lo que, su aplicación e interpretación resulta un poco más compleja que los estudios en estado estable.
- En los últimos años la tendencia a nivel mundial hacia la implementación de los mercados abiertos de energía en los sistemas eléctricos, ha provocado que la estabilidad de voltaje se haya convertido en una de las más importantes limitantes para la transmisión requerida y que sea considerada hoy en día, como uno de los principales criterios de seguridad y confiabilidad de la red. Por lo tanto, se puede ver que *resulta de verdadero interés desarrollar trabajos relacionados con la estabilidad de voltaje en escenarios como el descrito donde se tenga un libre mercado de energía y en los cuales, se tiene una alta demanda en el uso de la red transmisión.* Con estos aspectos involucrados, adquieren una gran relevancia los despachos de potencia reactiva y la eficiente aplicación de esquemas modernos de compensación capacitiva para mejorar la seguridad de voltaje.

- La aparición de los Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS por sus siglas en inglés), representa una gran herramienta para mejorar la estabilidad de voltaje de un sistema. *Se recomienda por lo tanto que en trabajos futuros, se realicen estudios en los que se involucre de manera conjunta la técnica de análisis modal y la aplicación de estos modernos dispositivos para mejorar el margen de seguridad de voltaje.*

REFERENCIAS

- [1] D. McInnis, “*South Florida Blackout,*” unpublished Florida Power & Light report.
- [2] Carson W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. Mc Graw Hill, Inc. 1992.
- [3] Gao B., G.K. Morison, and P. Kundur. *Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, 7(4), November 1992.
- [4] Kundur P., “*Power System Stability and Control*”, EPRI Power System Engineering Series, McGraw Hill Inc., 1994.
- [5] Kundur P., Kip Morrison, Gao B., “*Practical Considerations in Voltage Stability Assessment*”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol.15, no. 4 Aug. 1993 pp.205-215.
- [6] Mansur Y., Xu Wilson, Alvarado F., Rinzin C., “*SVC Placement Using Critical Modes of Voltage Instability*”, IEEE Transactions on Power System, vol.9, no. 2, May 1994, pp.757-763.
- [7] Xu Wilson, Mansur Y., Harrington P.G., “*Planning Methodologies for Voltage Stability Limited Power Systems*”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol.15, no.4 Aug.1993, pp.221-228.
- [8] Morison G.K., Gao B., Kundur P., “*Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches*”, IEEE Transactions on Power System, vol.8, no.3, Aug.1993, pp 1159-1171.
- [9] Szechtman M., et al, “*The Behaviour of Several HVDC Links Terminating in the Same Load Area*”, CIGRE 1992 Session, Paris, Paper 14-201, pp.1-7.
- [10] Denis Lee Hau Aik, Andersson G., “*Voltage Stability Analysis of Multi-Infeed HVDC Systems*”. Paper 96 SM44-5 PWRD, Presented at IEEE Power Engineering Society 1996 Summer Meeting, Denver, Colorado.
- [11] Arnolv B., Andersson G.B.O., Ljungquist R., Stovring-Hallson S., “*Aspects of the Cooperation of Three HVDC Links Between Southern Denmark, Southern Sweden and Northern Germany/Jutland*”, CIGRE Symposium, Tokyo, Paper 220-02 1995, pp.1-6.
- [12] P. Kundur, G. K. Morison, “*A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today’s Power Systems*”. IEEE PES Meeting, Feb. 2-6, 1997, New York, NY.

- [13] IEEE Committee Report, *Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industria Experience*, IEEE publication 90TH0358-2-PWR.
- [14] H.K.Clark, “*Voltage Stability:Criteria, Planning Tools, Load Modeling*”, EPRI/NERC Forum on Operational and Planning Aspects of Voltage Stability, Breck-enridge, Colorado, 14-15 September 1992.
- [15] CIGRÉ Working Group 14-07 and IEEE Working Group 15.05.05, *Guide for Planning DC Links Terminating at AC Systems Locations Having Low Short-Circuit Capacities, Part I: AC/DC Interaction Phenomena*, CIGRÉ, June 1992.
- [16] M. K. Pal, “*Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics*”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7 No. 1, pp 234-239, February 1992.
- [17] T. Van Custem, “*Dynamic and Static Aspects of Voltage Collapse*”, *Proceedings: Bulk Power System Voltage Phenomena-Voltage Stability and Security*, EPRI EL-6183, pp. 6-55-6-79, January 1989.
- [18] IEEE, Special Publication 93TH0 620-5 PWR, *Suggested Techniques for Voltage Stability Analisis*, Edited by Yakout Mansour, 1993.
- [19] N. Flatabo, A. Johannesen, T. Carlsen, L. Holten: “*Evaluation of Reactive Power Reserves in Transmission Systems*”. Proc. IFAC-Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, 1985.
- [20] J. Carpentier, R. Girard, E. Scano: “*Voltage Collapse Proximity Indicators Computed From an Optimal Power Flow*”. Proceedings of the 8th PSCC, Helsinki, 1984, pp 671-678.
- [21] V. Ajjarapu and C. Christy, “*The Continuation Power Flow: A Tool For Steady State Voltage Stability Analysis*”, In PICA Conference Proceedings, May 1991, Baltimore, Maryland, pages 304-311.
- [22] W. Ma and J. S. Thorp, “*An efficient Algorithm to Locate All the Load Flow Solutions*”, presented at the IEEE/PES Summer Meeting, Seattle, Washington, July 1992, paper 92 SM 585-0 PWRS.
- [23] H. S. Houthakker, “*The capacity Method of quadratic Programming*”, *Econometrica*, volume 28, number 1, January 1960, pages 62-87.
- [24] G. H. Meyer, “*On solving nonlinear equations with a parameter operator embedding*”, *SIAM Journal on Numerical Analysis*, volume 5, number 4, December 1968, pages 739-753.

- [25] A. Fahmideh-Vojdani and F. D. Galiana, "*The continuation method and its application in system planning and operations*", CIGRE Symposium 39-83, Florence, Italy, September 1993.
- [26] F. Galiana, A. Fahmideh-Vojdani, M. Huneault and M. Juman, "*Optimal Power System Dispatch Through the Continuation Method: Variation of Functional Inequality Limits*", In Proceedings of the IEEE Circuits and Systems International Symposium, California, May 1983
- [27] Y. Tamura and H. Mori and S. Iwamoto, "*Relationship between Voltage Instability and Multiple Load Flow Solutions in Electric Power Systems*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, volume 102, number 5, pages 1115-1123, May 1983
- [28] R Thomas, R. D. Barnard and J. Meisel, "*The Generation of Quasi Steady-State Load Flow Trajectories*", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, volume 90, number 5, September/October 1971, pages 1967-1974.
- [29] C. A. Cañizares and F. L. Alvarado, "*Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems*", IEEE/PES Winter Meeting, New York, January 1992, paper WM 219-3 PWRD.
- [30] C. A. Cañizares and F. L. Alvarado, C. DeMarco, I. Dobson and W.F. Long, "*Point of Collapse Methods Applied to ac/dc Power Systems*", IEEE Transactions on Power Systems, volume 7, number 2, pages 673-680, May 1992.
- [31] P. Kundur and P. L. Dandeno. "*Implementation of Synchronous Machine Models into Power Systems Stability Programs*". IEEE Trans. Vol. PAS-102, pp 2047-2053, July 1983.
- [32] B. Gao, G.K. Morison and P. Kundur. "*Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of a Large-Scale Power Systems*". IEEE/PES Summer Meeting, July 23-27, 1995, Portland OR.

APÉNDICE 1

MANUAL DE OPERACIÓN DEL PROGRAMA ESTAVOLT

A1.1 Descripción del programa de software utilizado

Con el propósito de aplicar la técnica de análisis modal para el estudio de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia, se tomó como base un programa de flujos de potencia que fue realizado en lenguaje Matlab por Graham Rogers y actualizado por Joe H. Chow. A este programa de flujos de carga se le implementó el algoritmo matemático de la técnica de análisis lineal también en el lenguaje de programación del paquete matemático Matlab versión 5.0; esto con la finalidad de hacer uso y aprovechamiento de las actividades y funciones propias de este software. Al programa obtenido finalmente se le identificó con el nombre de *estavolt* para indicar precisamente que se trata de un programa para el análisis de estabilidad de voltaje.

Como se mencionó anteriormente, el programa *estavolt* es básicamente un programa de solución de flujos de potencia al cual como una de las aportaciones de este trabajo, se le adicionó el algoritmo matemático de análisis modal para calcular los eigenvalores y eigenvectores de la matriz jacobiana característica del método de Newton-Raphson. Este programa hace uso de técnicas de esparsidad de matrices con la finalidad de hacer más rápidos y eficientes los cálculos computacionales.

A1.2 Estructura Interna del Programa *estavolt*

El programa *estavolt* está conformado por un programa auxiliar para realizar el cálculo de flujos de potencia el cual a su vez, se encuentra compuesto por varias subrutinas todas ellas desarrolladas en lenguaje Matlab.

Las subrutinas auxiliares que conforman el programa *estavolt* son las siguientes:

Subrutina	Descripción
1. loadflow.m	Programa auxiliar que resuelve las ecuaciones de flujos de potencia utilizando el método de Newton-Raphson en coordenadas polares, para calcular los voltajes y ángulos en los nodos, así como los flujos en las líneas de transmisión.

2. `calc.m` Calcula los "errores" de potencia en los buses y checa la convergencia de la solución.
3. `form_jac` Forma la matriz jacobiana para efectuar la solución de flujos de potencia.
4. `ybus` Construye la matriz de admitancias para la solución de flujos de potencia.
5. `chq_lim` Detecta potencia reactiva de generadores fuera de límites
6. `y_sparse` Construye una matriz de admitancias con esparcidad para la solución de flujos de potencia utilizando operaciones matriciales.
7. `lf_tap` Mueve los taps de transformadores para ajustar el voltaje del lado de baja tensión dentro de límites
8. `pst_var` Declara al paquete Matlab las variables globales que se utilizarán en el programa *estavolt*.

En la sección A1.4 se describe de manera detallada cada una de las subrutinas arriba mencionadas.

Para indicar de manera más ilustrativa el funcionamiento y la forma en que encuentra estructurado el programa *estavolt*, se presenta el siguiente diagrama de flujo:

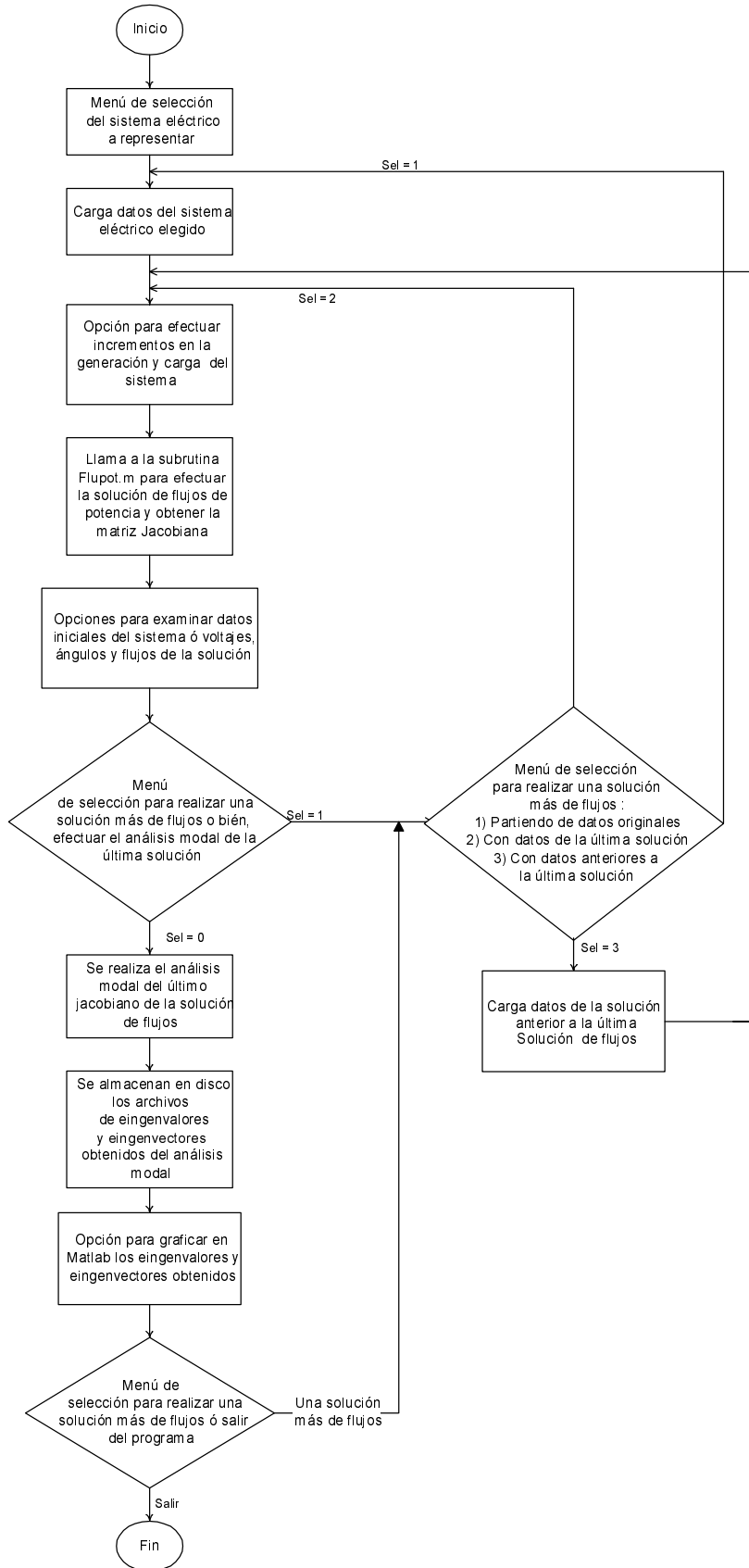


Figura A1.1 Diagrama de flujo del programa estavolt

A1.3 Estructura del archivo de datos de entrada para el programa estavolt

El archivo de datos de entrada que contiene la información del sistema eléctrico que se desea analizar se encuentra conformado por dos matrices: a) Matriz de buses y, b) Matriz de líneas y transformadores.

A manera de ejemplo, se muestra enseguida un fragmento de un archivo de datos utilizados en el cual, se indica la información y la estructura que componen a las dos matrices mencionadas.

Formato de datos de buses

bus: numero de bus, voltaje (pu), ángulo (grados), p_gen (pu), q_gen (pu),
 p_carga (pu), q_carga (pu), conductancia (pu), susceptancia (pu), Tipo_bus,
 q_max, q_min

Tipo_bus - 1, bus compensador
 - 2, bus de generación (bus PV)
 - 3, bus de carga (bus PQ)

No. Bus	V	Ang	Pgen	Qgen	Pcarga	Qcarga	G	B	Tbus	Qmax	Qmin
bus = [1101	1.01732	-6.2385	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1102	1.01502	-6.7814	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1103	1.00869	-8.3081	.000	.000	.000	.130	.000	.000	3	.000	.000;
1105	1.02227	-3.8394	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
5303	1.00860	-21.5418	.000	.000	.029	.009	.000	.000	3	.000	.000;
6101	1.04200	.0000	.374	.049	.000	.000	.000	.000	1	.300	-.200;
6102	1.04200	.2542	.400	.051	.000	.000	.000	.000	2	.300	-.200;
6105	1.04200	.2542	.400	.051	.000	.000	.000	.000	2	.300	-.200;
6106	1.02000	-2.0579	.200	.015	.000	.000	.000	.000	2	.130	-.150;
6107	1.02000	-2.0579	.200	.015	.000	.000	.000	.000	2	.130	-.150;
6108	1.02000	-2.0579	.200	.015	.000	.000	.000	.000	2	.130	-.150;
6207	1.00080	-10.5573	.049	.030	.000	.000	.000	.000	2	.030	.000];

Formato de datos de ramas (líneas y transformadores)

lineas: bus de salida, bus de llegada, resistencia (pu), reactancia (pu),
 cargabilidad (pu), tap (solo en caso de transformadores),
 ángulo defasador (grados)

Bini	Bfin	R	X	B	Tap	Ang. Def
lineas = [1101	1102	.0031	.01647	.06128	.0000	.0;
6106	1101	.0000	.37823	.00000	1.0000	.0;
6107	1101	.0000	.37823	.00000	1.0000	.0;
6108	1101	.0000	.37823	.00000	1.0000	.0;
1102	1106	.0000	.00052	.00096	.0000	.0;
1102	1111	.0004	.00135	.00318	.0000	.0;
1102	1112	.0004	.00135	.00318	.0000	.0;
1103	1107	.0129	.07886	.26088	.0000	.0;
1104	1108	.0158	.09012	.29024	.0000	.0;
1104	1108	.0158	.09012	.29024	.0000	.0;
6101	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
6102	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
6103	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
6121	6122	.0000	.00011	.00000	1.0000	.0;
6121	6122	.0000	.00011	.00000	1.0000	.0];

Aquí solo muestra un fragmento del archivo de datos para no ocupar demasiado espacio con largos listados sin embargo, el programa *estavolt* ha soportado con éxito sistemas eléctricos grandes de hasta 500 nodos. En este sentido, la principal restricción puede ser la memoria RAM de la computadora utilizada.

A1.4 Descripción y listado de las subrutinas que componen el programa estavolt.

El programa para el cálculo del análisis modal se encuentra escrito en lenguaje matlab y se compone de un archivo principal llamado *estavolt.m* el cual a su vez, utiliza algunas subrutinas auxiliares para la obtención de la solución de flujos de potencia. En esta sección se presenta el listado del programa principal así como una completa descripción de la estructura y operación de las subrutinas auxiliares que lo conforman.

Programa estavolt :

El programa estavolt realiza el análisis modal de la matriz Jacobiana formada por el método de Newton-Raphson el cual es utilizado para obtener la solución de flujos de potencia. El listado de este programa es el siguiente:

```
% estavolt.m
% Archivo de comandos matlab para análisis de estabilidad de voltaje.
% Realiza la solución de flujos con incrementos en la carga y generación
% partiendo de un valor inicial mediante una relación de incremento elegida
% por el usuario.
% Es posible realizar el analisis modal del Jacobiano mas reciente en
% cualquier punto,
% normalmente esto se realiza cercano al punto de no convergencia en la
% solución de flujos de carga.
% El usuario puede realizar una nueva solución de flujos con tres
% opciones:a) con las condiciones obtenidas
% de la ultima solución; b)tomando el perfil de voltaje de la última
% solución y, c) con las condiciones originales.

% Versión: 2.0
% Autor: Daniel León R.
% fecha: Marzo de 1998

clear
clear global
clear all
close
% variables globales
pst_var
global gen_chg_idx
global Q Ql

disp(' ')
disp('
*****')
disp(' *
*')
disp(' *          PROGRAMA PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE
*')
disp(' *          MEDIANTE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS MODAL
*')
disp(' *
*')
disp(' *          Autor: Daniel León R.          Versión: 2.0
*')
```



```

pr_pre = 1;
lf_num = 0;
end
if lf_new == 3
bus_sol=bus_pre;
line_sol = line_pre;
plot_pr(lf_num) = [];
v_mag(:,lf_num)= [];
lf_num = lf_num - 1;
pr_old = 1;
prat = plot_pr(lf_num)
end
lf_new=2;
while (lf_new==2)
bus_pre = bus_sol;
line_pre = line_sol;
pr_pre = prat;
pr_text = num2str(pr_pre);
disp(['Incremento de potencia previo = ' pr_text])
pr_old = 1;
lf_num = lf_num+1
if lf_num ==1
prat =1;
else
disp(' ')
prat=input('Relación de Incremento de Potencia >> ');
disp(' ')
if isempty(prat);prat = 1; end;
end
plot_pr(lf_num) = prat;
bus_sol(:,4)=bus_sol(:,4)+(prat-pr_pre)*bus_sol(:,4);
bus_sol(:,6)=bus_sol(:,6)+(prat-pr_pre)*bus_sol(:,6);
bus_sol(chg_bus,7)=bus_sol(chg_bus,7)+(prat-
pr_pre)*bus_sol(chg_bus,7);
if ~isempty(g_pq_idx)
bus_sol(g_bus_idx(g_pq_idx),7) = bus_sol(g_bus_idx(g_pq_idx),7) +
(prat - pr_pre)*gb_qload(g_pq_idx);
end
gb_qload = gb_qload + (prat - pr_pre)*gb_qload;
load_p(:,lf_num) = bus_sol(:,6);
nbus= length(bus_sol(:,1));
nline=length(line(:,1));

[bus_sol,line_sol,line_flow] = loadflow(bus_sol,line_sol,1e-9,30, ...
1.0, 'n',2);
chg_bus = find(gen_chg_idx);
g_pq_idx = find(~gen_chg_idx(g_bus_idx));
load_q(chg_bus,lf_num) = bus_sol(chg_bus,7);
if ~isempty(g_pq_idx)
load_q(g_bus_idx(g_pq_idx),lf_num) = gb_qload(g_pq_idx);
end
gen_q(chg_bus,lf_num) = bus_sol(chg_bus,5);
n_chg_bus = find(~gen_chg_idx);
if ~isempty(n_chg_bus)
gen_q(n_chg_bus,lf_num) =-( bus_sol(n_chg_bus,7)-
load_q(n_chg_bus,lf_num));
end
gen_p(:,lf_num) = bus_sol(:,4);
v_mag(:,lf_num) = bus_sol(:,2);
if lf_num>1
plot(plot_pr,v_mag)

```

```

    title('Curvas v/p')
    xlabel('Potencia Real [pu]')
    ylabel('Magnitud de Voltaje [pu]')
end

flag = 0;
while(flag == 0)
disp(' ')
disp('Si lo deseas, puedes examinar los datos del sistema')
disp(' ')
disp('escribe 1 para ver datos iniciales de buses')
disp(' 2 para ver datos de líneas')
disp(' 3 para ver solución de buses del caso resuelto de flujos')
disp(' 4 para ver flujos de líneas')
disp(' 5 para ver el perfil de las magnitudes de voltaje de buses')
disp(' 0 para salir')
disp(' ')
sel = input('¿Cuál es tu selección ? ,[0]>> ');
if isempty(sel);sel =0;end
if sel == 1
    bus
    disp('En Pausa: Presiona cualquier tecla para continuar')
    pause
elseif sel == 2
    line_sol
    disp('En Pausa: Presiona cualquier tecla para continuar')
    pause
elseif sel == 3
    bus_sol
    disp('En Pausa: Presiona cualquier tecla para continuar')
    save bus_res.sal bus_sol -ascii
    pause
elseif sel == 4
    line_flow
    disp('En Pausa: Presiona cualquier tecla para continuar')
    pause
elseif sel == 5
    bar(bus_sol(:,2))
    title('PERFIL DE MAGNITUDES DE VOLTAJE EN BUSES ')
    xlabel('Número Interno de Bus')
    ylabel('Voltaje [pu]')
    disp('En Pausa: Presiona cualquier tecla para continuar')
    pause
elseif sel == 0
    flag = 1;
else
    sel = 0;
    flag = 1;
end
end
disp(' ')
disp('*****')
disp(' ')
disp('El reporte de la solución de flujos ha sido salvado')
disp('en los archivos bus_res.sal y lt_res.sal')
disp(' ')
disp('*****')

disp(' ')
disp('Escribe 1 para una solución de flujos adicional')

```

```

disp('Escribe 2 para efectuar el Análisis Modal')
disp('Escribe 0 para salir del programa')
disp(' ');
alf=input('; CUAL ES TU SELECCION ? 0/1/2[0] >> ');
if isempty(alf);alf = 0;end
if alf == 0; return;end
if alf == 2
    lf_new=2;
    break
else
    if alf~=1;error('Selección no válida');end
    disp(' ');
disp(' Escribe 1 para iniciar partiendo de los datos originales de buses')
disp(' Escribe 2 para ejecutar flujos de carga con datos actuales de buses')
disp(' Escribe 3 para ejecutar flujos de carga con los anteriores datos de buses')

    disp(' ');
    lf_new = input('Selección 1/2/3[2]>> ');
    if isempty(lf_new);lf_new = 2;end
    if lf_new == 1;
        plot_pr = [];
        break
    end
    if lf_new == 3;
        pr_pre = prat;
        break
    end
end
end
if lf_new ==2
    %Realiza el analisis modal del Jacobiano de flujos de potencia
    %Forma la matriz de esparcidad Y
    [Y,nSW,nPV,nPQ,SB] = y_sparse(bus_sol,line_sol);
    % procesa datos de buses
    bus_no = bus_sol(:,1);
    V = bus_sol(:,2);
    ang = bus_sol(:,3)*pi/180;
    Pg = bus_sol(:,4);
    Qg = bus_sol(:,5);
    Pl = bus_sol(:,6);
    Ql = bus_sol(:,7);
    Gb = bus_sol(:,8);
    Bb = bus_sol(:,9);
    bus_type = round(bus_sol(:,10));
    sw_bno=ones(nbus,1);
    g_bno=sw_bno;
    % Determina indice para calculo del Jacobiano
    %% Forma PQV_no and PQ_no
    bus_zeros=zeros(nbus,1);
    bus_index=[1:1:nbus]';
    swing_index=find(bus_type==1);
    sw_bno(swing_index)=bus_zeros(swing_index);
    PQV_no=find(bus_type >=2);
    PQ_no=find(bus_type==3);
    gen_index=find(bus_type==2);
    g_bno(gen_index)=bus_zeros(gen_index);
    %sw_bno es un vector que tiene puros unos (1) excepto en las
    ubicaciones de los buses swing
    %g_bno Es un vector compuesto de puros unos excepto en las ubicaciones
    de los buses de generación
    % Construye la matriz de esparcidad de reduccion de angulo

```

```

il = length(PQV_no);
ii = [1:1:il]';
ang_red = sparse(ii,PQV_no,ones(il,1),il,nbus);
% Construye la matriz de esparcidad de reduccion de voltaje
il = length(PQ_no);
ii = [1:1:il]';
volt_red = sparse(ii,PQ_no,ones(il,1),il,nbus);
%Forma el Jacobiano del sistema
[J11,J12,J21,J22]=form_jac(V,ang,Y,ang_red,volt_red);
%Reduce el Jacobiano a solo términos dependientes de voltaje
J22=J22-J21*inv(J11)*J12;
%Encuentra los eigenvalores y eigenvectores del Jacobiano reducido
  inverso
[y,L]=eig(full(inv(J22)));
%Regresa a las matrices completas de buses para salidas graficas
y=volt_red'*y*volt_red;
L=volt_red'*diag(L);
disp(' ')
disp('la matriz de eigenvalores es la siguiente ')
disp(' ')
% disp('  eigval ')
eigval=L
fid = fopen('d:\leon\estudios\guatemala\guat-00\rep-
octubre\eigval.sal','w');
fprintf(fid,'%3.4f\n',eigval);
fclose(fid)

eigvec=abs(y);
save d:\leon\estudios\guatemala\guat-00\rep-octubre\eigvec.sal eigvec -
ascii

[my,iy]=max(abs((L)));
ld_str = num2str(L(iy));
disp(' ')
disp(['El Eigenvalor dominante es: ',ld_str])

[lmax,ib]=max(abs(y(:,iy)));
lm_str = num2str(lmax);
ib_str = num2str(bus(ib,1));
disp(' ')
disp(['El máximo Eigenvector Registrado es: ',lm_str])
disp(' ')
disp(['El Número de Bus Correspondiente es: ',ib_str])
disp(' ')
eig_plot=input('; deseas graficar los eigenvalores ? - y/n[y]','s');
if eig_plot ~= 'N'
    if eig_plot~='n'
        bar(bus_no, L);
        title('GRAFICA DE EIGENVALORES')
        xlabel('Eigenvalores Dominantes')
        ylabel('Magnitud del Eigenvalor')
        grid on
    end
end

disp(' ')
eig_plot=input(';Deseas graficar los Eigenvectores? - y/n[n]','s');
if isempty(eig_plot); eig_plot = 'N';end
if eig_plot ~= 'N'

```

```

        if eig_plot~='n'
            bar(abs(y(:,iy)));
            title('PARTICIPACIONES DE BUSES')
            xlabel('Número interno de bus')
            ylabel('Magnitud del eigenvector')
            grid on
        end
    end
end

disp(' ')
disp(' ')
disp('*****
')
disp(' ')
disp('Las matrices de eigenvalores y eigenvectores han sido salvadas')
disp('en los archivos eigval.sal y eigvec.sal respectivamente')
disp(' ')
disp('*****
')
disp(' ')
disp(' ')
disp(' Escribe 1 para iniciar partiendo de los datos originales de
buses')
disp(' Escribe 2 para ejecutar flujos de carga con los datos actuales
de buses')
disp(' Escribe 3 para ejecutar flujos de carga con los anteriores
datos de buses')
disp(' Escribe 0 para salir del programa')
disp(' ')
lf_new = input('Selección 0/1/2/3[0] >> ');
if isempty(lf_new);lf_new=0;end
if lf_new==0
    return
end
end
end
end
end

```

Subrutina : Loadflow

Propósito : Resolver las ecuaciones de flujos de carga de un sistema eléctrico de potencia utilizando el método de Newton-Raphson en coordenadas polares.

Sinopsis : [bus_sol, line_sol, line_flw] = loadflow(bus, line, tol, iter_max, acc, display, flag)

Descripción : [bus_sol, line_sol, line_flw] = loadflow(bus, line, tol, iter_max, acc, display, flag) proporciona la solución de flujos de carga de un sistema de potencia utilizando los datos de buses y de ramas incluidos en las matrices *bus* y *line* que conforman el archivo de datos de entrada del sistema a simular. El algoritmo de solución de Newton-Raphson finaliza cuando el error más grande de potencia en un bus, es menor que la tolerancia *tol*, o bien, cuando el número de iteraciones excede el valor de *iter_max*.

Variables Globales

bus_int	Índice interno de números de nodos
Qg	Vector de potencia reactiva de generadores
bus_type	1 para nodo compensador; 2 para nodos de generación; 3 para nodos de carga
g_bno	Vector para identificar nodos de generación
PQV_no	Índice de nodos de generación
PQ_no	Índice de nodos de carga
ang_red	Matriz para eliminar ángulos de nodos compensadores
volt_red	Matriz para eliminar voltajes en nodos compensadores y de generación
Q	Potencia reactiva en nodos
Ql	Potencia reactiva de carga en nodos

Entradas :

bus	Matriz de especificación de nodos
line	Matriz de especificación de líneas y transformadores
tol	Tolerancia para la convergencia de flujos de potencia
iter_max	Número máximo de iteraciones de flujos de potencia
acc	Factor de aceleración (acc>1) o desaceleración (acc<1) para mejorar la convergencia de la iteración de Newton-Raphson
display	‘y’ genera un reporte de la solución de flujos de carga, ‘n’ suprime esta salida
flag	Con ‘1’ se calcula un nuevo jacobiano en cada iteración

Salidas :

bus_sol	Contiene los datos de buses de la solución de flujos de potencia
line_sol	Contiene los datos de líneas de la solución de flujos de potencia
line_flw	Contiene los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas

Utiliza las subrutinas:

y_sparse, calc, form_jac, lf_tap, chq_lim

Algoritmo :

En coordenadas polares, las variables desconocidas son los voltajes y ángulos en los nodos de carga. De esta forma, es generada en cada iteración una matriz jacobiana en términos de esas variables y es usada para actualizar la magnitud y ángulo de las variables mencionadas. Para formar el jacobiano son utilizadas matrices de esparcidad con objeto de reducir la capacidad de almacenamiento requerido y mejorar con ello la velocidad del algoritmo de solución.

Listado de la subrutina loadflow

```
function [bus_sol,line_sol,line_flow] = ...
    loadflow(bus,line,tol,iter_max,acc,display,flag)
% Syntax:    [bus_sol,line_sol,line_flow] =
% loadflow(bus,line,tol,iter_max,acc,display,flag)
% 8/12/97
% Purpose:   solve the load-flow equations of power systems
%            modified to eliminate do loops and improve the use
%            sparse matrices
% Input:     bus      - bus data
%            line     - line data
%            tol      - tolerance for convergence
%            iter_max - maximum number of iterations
%            acc      - acceleration factor
%            display  - 'y', generate load-flow study report
%                    else, no load-flow study report
%            flag     - 1, form new Jacobian every iteration
%                    2, form new Jacobian every other
%                    iteration
% Output:    bus_sol  - bus solution (see report for the
%                    solution format)
%            line_sol - modified line matrix
%            line_flow - line flow solution (see report)
% See also:
%
```

```

% Algorithm: Newton-Raphson method using the polar form of
% the equations for P(real power) and Q(reactive power).
%
% Calls:      Y_sparse, calc, form_jac chq_lim
%
%
% (c) Copyright 1991 Joe H. Chow - All Rights Reserved
%
% History (in reverse chronological order)
% Modification to correct generator var error on output
% Graham Rogers November 1997
% Version:    2.1
% Author:     Graham Rogers
% Date:       October 1996
% Purpose:    To add generator var limits and on-load tap changers
% Version:    2.0
% Author:     Graham Rogers
% Date:       March 1994
% Version:    1.0
% Authors:    Kwok W. Cheung, Joe H. Chow
% Date:       March 1991
%
% *****
global bus_int
global Qg bus_type g_bno PQV_no PQ_no ang_red volt_red
global Q Ql
global gen_chg_idx
global ac_line n_dcl
tt = clock; % start the total time clock
jay = sqrt(-1);
load_bus = 3;
gen_bus = 2;
swing_bus = 1;
if exist('flag') == 0
    flag = 1;
end
lf_flag = 1;
% set solution defaults
if isempty(tol);tol = 1e-9;end
if isempty(iter_max);iter_max = 30;end
if isempty(acc);acc = 1.0; end;
if isempty(display);display = 'y';end;

if flag < 1 | flag > 2
    error('LOADFLOW: flag not recognized')
end
[nline nlc] = size(line); % number of lines and no of line cols
[nbus ncol] = size(bus); % number of buses and number of col
% set defaults
% bus data defaults
if ncol<15
    % set generator var limits
    if ncol<12
        bus(:,11) = 9999*ones(nbus,1);
        bus(:,12) = -9999*ones(nbus,1);
    end
    if ncol<13;bus(:,13) = ones(nbus,1);end
    bus(:,14) = 1.5*ones(nbus,1);
    bus(:,15) = 0.5*ones(nbus,1);
    volt_min = bus(:,15);
    volt_max = bus(:,14);

```

```

else
    volt_min = bus(:,15);
    volt_max = bus(:,14);
end
no_vmin_idx = find(volt_min==0);
if ~isempty(no_vmin_idx)
    volt_min(no_vmin_idx) = 0.5*ones(length(no_vmin_idx),1);
end
no_vmax_idx = find(volt_max==0);
if ~isempty(no_vmax_idx)
    volt_max(no_vmax_idx) = 1.5*ones(length(no_vmax_idx),1);
end
no_mxv = find(bus(:,11)==0);
no_mnv = find(bus(:,12)==0);
if ~isempty(no_mxv);bus(no_mxv,11)=9999*ones(length(no_mxv),1);end
if ~isempty(no_mnv);bus(no_mnv,12) = -9999*ones(length(no_mnv),1);end
no_vrate = find(bus(:,13)==0);
if ~isempty(no_vrate);bus(no_vrate,13) = ones(length(no_vrate),1);end
tap_it = 0;
tap_it_max = 10;
no_taps = 0;
% line data defaults, sets all tap ranges to zero - this fixes taps
if nlc < 10
    line(:,7:10) = zeros(nline,4);
    no_taps = 1;
    % disable tap changing
end

% outer loop for on-load tap changers

mm_chk=1;
while (tap_it<tap_it_max&mm_chk)
    tap_it = tap_it+1;
    % build admittance matrix Y
    [Y,nSW,nPV,nPQ,SB] = y_sparse(bus,line);
    % process bus data
    bus_no = bus(:,1);
    V = bus(:,2);
    ang = bus(:,3)*pi/180;
    Pg = bus(:,4);
    Qg = bus(:,5);
    Pl = bus(:,6);
    Ql = bus(:,7);
    Gb = bus(:,8);
    Bb = bus(:,9);
    bus_type = round(bus(:,10));
    qg_max = bus(:,11);
    qg_min = bus(:,12);
    sw_bno=ones(nbus,1);
    g_bno=sw_bno;
    % set up index for Jacobian calculation
    %% form PQV_no and PQ_no
    bus_zeros=zeros(nbus,1);
    swing_index=find(bus_type==1);
    sw_bno(swing_index)=bus_zeros(swing_index);
    PQV_no=find(bus_type >=2);
    PQ_no=find(bus_type==3);
    gen_index=find(bus_type==2);
    g_bno(gen_index)=bus_zeros(gen_index);
    %sw_bno is a vector having ones everywhere but the swing bus locations
    %g_bno is a vector having ones everywhere but the generator bus locations

```

```

% construct sparse angle reduction matrix
il = length(PQV_no);
ii = [1:1:il]';
ang_red = sparse(ii,PQV_no,ones(il,1),il,nbus);

% construct sparse voltage reduction matrix
il = length(PQ_no);
ii = [1:1:il]';
volt_red = sparse(ii,PQ_no,ones(il,1),il,nbus);

iter = 0;      % initialize iteration counter

% calculate the power mismatch and check convergence

[delP,delQ,P,Q,conv_flag] =...
    calc(nbus,V,ang,Y,Pg,Qg,Pl,Ql,sw_bno,g_bno,tol);

st = clock;    % start the iteration time clock
%% start iteration process for main Newton_Raphson solution
while (conv_flag == 1 & iter < iter_max)
    iter = iter + 1;
    % Form the Jacobean matrix
    clear Jac
    Jac=form_jac(V,ang,Y,ang_red,volt_red);
    % reduced real and reactive power mismatch vectors
    red_delP = ang_red*delP;
    red_delQ = volt_red*delQ;
    clear delP delQ
    % solve for voltage magnitude and phase angle increments
    temp = Jac\[red_delP; red_delQ];
    % expand solution vectors to all buses
    delAng = ang_red'*temp(1:length(PQV_no),:);
    delV =
volt_red'*temp(length(PQV_no)+1:length(PQV_no)+length(PQ_no),:);
    % update voltage magnitude and phase angle
    V = V + acc*delV;
    V = max(V,volt_min); % voltage higher than minimum
    V = min(V,volt_max); % voltage lower than maximum
    ang = ang + acc*delAng;
    % calculate the power mismatch and check convergence
    [delP,delQ,P,Q,conv_flag] =...
        calc(nbus,V,ang,Y,Pg,Qg,Pl,Ql,sw_bno,g_bno,tol);
    % check if Qg is outside limits
    gen_index=find(bus_type==2);
    Qg(gen_index) = Q(gen_index) + Ql(gen_index);
    lim_flag = chq_lim(qg_max,qg_min);
    if lim_flag == 1;
        disp('Qg at var limit');
    end
end
if iter == iter_max
    imstr = int2str(iter_max);
    warning(['inner ac load flow failed to converge after ', imstr, '
iterations'])
else
    disp('inner load flow iterations')
    disp(iter)
end
if no_taps == 0

```

```

        lftap
    else
        mm_chk = 0;
    end
end
if tap_it >= tap_it_max
    titstr = int2str(tap_it_max);
    disp(['tap iteration failed to converge after',titstr,' iterations'])
else
    disp(' tap iterations ')
    disp(tap_it)
end
ste = clock;      % end the iteration time clock
vmx_idx = find(V==volt_max);
vmn_idx = find(V==volt_min);
if ~isempty(vmx_idx)
    disp('voltages at')
    bus(vmx_idx,1)
    disp('are at the max limit')
end
if ~isempty(vmn_idx)
    disp('voltages at')
    bus(vmn_idx,1)
    disp('are at the min limit');
end
gen_index=find(bus_type==2);
load_index = find(bus_type==3);
Pg(gen_index) = P(gen_index) + Pl(gen_index);
Qg(gen_index) = Q(gen_index) + Ql(gen_index);
gend_idx = find((bus(:,10)==2) & (bus_type~=2));
if ~isempty(gend_idx)
    disp('the following generators are at their var limits')
    disp('   bus#   Qg')
    disp([bus(gend_idx,1)  Qg(gend_idx)])
    Qlg = Ql(gend_idx)-bus(gend_idx,7); % the generator var part of the load
    Qg(gend_idx)=Qg(gend_idx)-Qlg; % restore the generator vars
    Ql(gend_idx)=bus(gend_idx,7); % restore the original load vars
end
Pl(load_index) = Pg(load_index) - P(load_index);
Ql(load_index) = Qg(load_index) - Q(load_index);

Pg(SB) = P(SB) + Pl(SB); Qg(SB) = Q(SB) + Ql(SB);
VV = V.*exp(jay*ang); % solution voltage
% calculate the line flows and power losses
tap_index = find(abs(line(:,6))>0);
tap_ratio = ones(nline,1);
tap_ratio(tap_index)=line(tap_index,6);
phase_shift(:,1) = line(:,7);
tps = tap_ratio.*exp(jay*phase_shift*pi/180);
from_bus = line(:,1);
from_int = bus_int(round(from_bus));
to_bus = line(:,2);
to_int = bus_int(round(to_bus));
r = line(:,3);
rx = line(:,4);
chrg = line(:,5);
z = r + jay*rx;
y = ones(nline,1)./z;

MW_s = VV(from_int).*conj((VV(from_int) - tps.*VV(to_int)).*y ...
    + VV(from_int).*(jay*chrg/2))./(tps.*conj(tps)));

```

```

P_s = real(MW_s);      % active power sent out by from_bus
% to to_bus
Q_s = imag(MW_s);      % reactive power sent out by
% from bus to to bus
MW_r = VV(to_int).*conj((VV(to_int) ...
- VV(from_int)./tps).*y ...
+ VV(to_int).*(j*chrg/2));
P_r = real(MW_r);      % active power received by to_bus
% from from_bus
Q_r = imag(MW_r);      % reactive power received by
% to bus from from bus
iline = [1:1:nline]';
line_ffrom = [iline from_bus to_bus P_s Q_s];
line_fto = [iline to_bus from_bus P_r Q_r];
% keyboard
P_loss = sum(P_s) + sum(P_r) ;
Q_loss = sum(Q_s) + sum(Q_r) ;
bus_sol=[bus_n0 V ang*180/pi Pg Qg Pl Ql Gb Bb...
bus_type qg_max qg_min bus(:,13) volt_max volt_min];
line_sol = line;
line_flow(1:nline, :) =[iline from_bus to_bus P_s Q_s];
line_flow(1+nline:2*nline,:) = [iline to_bus from_bus P_r Q_r];
% Give warning of non-convergence
if conv_flag == 1
    disp('ac load flow failed to converge')
    error('stop')
end

% display results
if display == 'y',
    clc
    disp('
                                LOAD-FLOW STUDY')
    disp('
                                REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS ')
    disp(' ')
    disp(date)
    fprintf('SWING BUS                : BUS %g \n', SB)
    fprintf('NUMBER OF ITERATIONS        : %g \n', iter)
    fprintf('SOLUTION TIME                    : %g sec.\n',etime(ste,st))
    fprintf('TOTAL TIME                        : %g sec.\n',etime(clock,tt))
    fprintf('TOTAL REAL POWER LOSSES          : %g.\n',P_loss)
    fprintf('TOTAL REACTIVE POWER LOSSES:    : %g.\n\n',Q_loss)
    if conv_flag == 0,
        disp('
                                GENERATION
LOAD')
        disp('
                                BUS        VOLTS        ANGLE        REAL    REACTIVE    REAL
REACTIVE ')
        disp(bus_sol(:,1:7))
        save bus_res.sal bus_sol -ascii
        disp('
                                LINE FLOWS
                                LINE FROM BUS    TO BUS        REAL    REACTIVE ')
        disp(line_ffrom)
        disp(line_fto)
        save lt_res.sal line_ffrom -ascii
    end
end; %
if iter > iter_max,
    disp('Note: Solution did not converge in %g iterations.\n', iter_max)
    lf_flag = 0
end

return

```

Subrutina : calc

Propósito : Calcular el error de potencia en nodos y revisar convergencia

Sinopsis : [delP, delQ, P, Q, conv_flag] = calc(nbus, V, ang, Y, Pg, Qg, Pl, Ql, sw_bno, g_bno, tol)

Descripción : [delP, delQ, P, Q, conv_flag] = calc(nbus, V, ang, Y, Pg, Qg, Pl, Ql, sw_bno, g_bno, tol) proporciona los errores de potencia activa y reactiva en los nodos y las potencias activa y reactiva (**P** y **Q**) estimadas. La bandera conv_flag es 1 si el error es menor que la tolerancia especificada (**tol**), y es cero si esto no se cumple.

Entradas :

nbus	Número total de buses
V	Vector fila de magnitudes de voltaje de nodos
ang	Vector fila de ángulos de voltaje de nodos
Y	Matriz de admitancias en forma de matriz de esparcidad
Pg	Vector fila de potencia activa de generación
Qg	Vector fila de potencia reactiva de generación
Pl	Vector fila de potencia activa de carga
Ql	Vector fila de potencia reactiva de carga
sw_bno	Es un vector formado en la subrutina loadflow , de longitud nbus, con todos los datos igual a 1 excepto para aquellos que corresponden a los nodos compensadores los cuales son cero.
g_bno	Es un vector formado en la subrutina loadflow , de longitud nbus, con todos los datos igual a 1 excepto para aquellos que corresponden a los nodos de generación los cuales son cero.
tol	Magnitud del máximo error permitido para alcanzar la solución de flujos

Salidas :

delP	Vector fila de cambios en la inyección de potencia activa en nodos
delQ	Vector fila de cambios en la inyección de potencia reactiva en nodos
P	Inyección estimada de potencia activa
Q	Inyección estimada de potencia reactiva
conv_flag	Es 1 si el error es menor que tol y cero si el error es más grande que tol

Algoritmo :

La corriente inyectada en cada nodo es obtenida pre-multiplicando el vector de voltaje complejo de nodo por la matriz de admitancias Y. Posteriormente, a partir de las corrientes y voltajes se calculan las potencias activa (P) y reactiva (Q). Los errores de potencia resultantes son:

$$delP = Pg - Pl - P \quad ; \quad delQ = Qg - Ql - Q$$

Listado de la subrutina calc

```

function [delP,delQ,P,Q,conv_flag] = ...
        calc(nbus,V,ang,Y,Pg,Qg,Pl,Ql,sw_bno,g_bno,tol)
% Syntax:  [delP,delQ,P,Q,conv_flag] =
%          calc(nbus,V,ang,Y,Pg,Qg,Pl,Ql,sw_bno,g_bno,tol)
%
% Purpose: calculates power mismatch and checks convergence
%          also determines the values of P and Q based on the
%          supplied values of voltage magnitude and angle
% Version: 2.0 eliminates do loop
% Input:   nbus       - total number of buses
%          bus_type  - load_bus(3), gen_bus(2), swing_bus(1)
%          V         - magnitude of bus voltage
%          ang       - angle(rad) of bus voltage
%          Y         - admittance matrix
%          Pg        - real power of generation
%          Qg        - reactive power of generation
%          Pl        - real power of load
%          Ql        - reactive power of load
%          sw_bno   - a vector having zeros at all swing_bus locations ones
%          otherwise
%          g_bno    - a vector having zeros at all generator bus locations ones
%          otherwise
%          tol      - a tolerance of computational error
%
% Output:  delP       - real power mismatch
%          delQ      - reactive power mismatch
%          P         - calculated real power
%          Q         - calculated reactive power
%          conv_flag - 0, converged
%                  1, not yet converged
%
% See also:
%
% Calls:
%
% Called By:  loadflow

% (c) Copyright 1991 Joe H. Chow - All Rights Reserved
%
% History (in reverse chronological order)
% Version:   2.0
% Author:    Graham Rogers
% Date:      July 1994
%
% Version:   1.0
% Author:    Kwok W. Cheung, Joe H. Chow
% Date:      March 1991
%
% *****
jay = sqrt(-1);
swing_bus = 1;
gen_bus = 2;
load_bus = 3;
% voltage in rectangular coordinate
V_rect = V.*exp(jay*ang);
% bus current injection
cur_inj = Y*V_rect;
% power output based on voltages

```



```
S = V_rect.*conj(cur_inj);
P = real(S); Q = imag(S);
delP = Pg - Pl - P;
delQ = Qg - Ql - Q;
% zero out mismatches on swing bus and generation bus
delP=delP.*sw_bno;
delQ=delQ.*sw_bno;
delQ=delQ.*g_bno;
% total mismatch
[pmis,ip]=max(abs(delP));
[qmis,iq]=max(abs(delQ));
mism = pmis+qmis;
if mism > tol,
    conv_flag = 1;
else
    conv_flag = 0;
end
return
```

Subrutina : chq_lim

Propósito : Detectar potencia reactiva de generadores fuera de límites

Sintaxis : $f = \text{chq_lim}(\text{qg_max}, \text{qg_min})$

Variables Globales

Qg	Vector de potencia reactiva de generadores
bus_type	Vector de tipos de nodos: 1 para nodo compensador; 2 para nodos de generación; 3 para nodos de carga
g_bno	Vector para identificar nodos de generación
PQV_no	Índice de nodos de generación
PQ_no	Índice de nodos de carga
ang_red	Matriz para eliminar ángulos de nodos compensadores
volt_red	Matriz para eliminar voltajes en nodos compensadores y de generación
Q	Inyección estimada de potencia reactiva
Ql	Potencia reactiva de carga

Descripción : Si la potencia reactiva de generación se encuentra fuera de los límites especificados por qg_max y qg_min entonces **$f = \text{chq_lim}(\text{qg_max}, \text{qg_min})$** realiza lo siguiente:

- Ajusta la potencia reactiva de generación a cero
- La carga reactiva de nodo a negativo del límite correspondiente
- Cambia el tipo de nodo a 3 (nodo de carga)

Entonces calcula nuevamente

- Las matrices **ang_red** y **volt_red** las cuales son usadas para eliminar los nodos compensadores y de generación del cálculo de flujos de carga.
- Calcula nuevamente el índice de generadores

Entradas : qg_max y qg_min son las columnas 11 y 12 de la matriz de datos de nodos

Salidas :

f es ajustada a cero si no se alcanza el límite, o a 1 en caso de que si se alcance algún límite

Algoritmo :

Las potencias reactivas de los generadores son comparadas con los límites después de la convergencia del algoritmo de Newton_Raphson en **loadflow**. Entonces, es usada la función **chk_lim** para determinar si han sido excedidos los límites de potencia reactiva y para cambiar la configuración de flujos de carga si esto ha sucedido.

Listado de la subrutina chq_lim

```

function f = chq_lim(qg_max,qg_min)
%Syntax:
%   f = chq_lim(qg_max,qg_min)
% function for detecting generator vars outside limit
% sets Qg to zero if limit exceeded, sets Ql to negative of limit
% sets bus_type to 3, and recalculates ang_red and volt_red
% changes generator bus_type to type 3
% recalculates the generator index
% inputs: qg_max and qg_min are the last two columns of the bus matrix
% outputs:f is set to zero if no limit reached, or to 1 if a limit is
reached
% Version: 1.1
% Author: Graham Rogers
% Date: May 1997
% Purpose: Addition of var limit index
% Version: 1.0
% Author: Graham Rogers
% Date: October 1996
%
% (c) copyright Joe Chow 1996
global Qg bus_type g_bno PQV_no PQ_no ang_red volt_red
global Q Ql
global gen_chg_idx
%   gen_chg_idx indicates those generators changed to PQ buses
%   gen_cgq_idx = ones(n of bus,1) if no gen at vars limits
%   = 0 at the corresponding bus if generator at var limit

f = 0;
lim_flag = 0;% indicates whether limit has been reached
gen_idx = find(bus_type ==2);
qg_max_idx = find(Qg(gen_idx)>qg_max(gen_idx));
qg_min_idx = find(Qg(gen_idx)<qg_min(gen_idx));
if ~isempty(qg_max_idx)
    %some q exceeds maximum
    %set Qg to zero
    Qg(gen_idx(qg_max_idx)) = zeros(length(qg_max_idx),1);
    % modify Ql
    Ql(gen_idx(qg_max_idx)) = Ql(gen_idx(qg_max_idx))...
        - qg_max(gen_idx(qg_max_idx));
    % modify bus_type to PQ bus
    bus_type(gen_idx(qg_max_idx)) = 3*ones(length(qg_max_idx),1);
    gen_chg_idx(gen_idx(qg_max_idx)) = zeros(length(qg_max_idx),1);
    lim_flag = 1;
end
if ~isempty(qg_min_idx)
    %some q less than minimum
    %set Qg to zero
    Qg(gen_idx(qg_min_idx)) = zeros(length(qg_min_idx),1);
    % modify Ql
    Ql(gen_idx(qg_min_idx)) = Ql(gen_idx(qg_min_idx))...
        - qg_min(gen_idx(qg_min_idx));
    % modify bus_type to PQ bus
    bus_type(gen_idx(qg_min_idx)) = 3*ones(length(qg_min_idx),1);
    gen_chg_idx(gen_idx(qg_min_idx)) = zeros(length(qg_min_idx),1);
    lim_flag = 1;
end
if lim_flag == 1
    %recalculate g_bno

```

```
nbus = length(bus_type);
g_bno = ones(nbus,1);
bus_zeros=zeros(nbus,1);
bus_index=[1:1:nbus]';
PQV_no=find(bus_type >=2);
PQ_no=find(bus_type==3);
gen_index=find(bus_type==2);
g_bno(gen_index)=bus_zeros(gen_index);
% construct sparse angle reduction matrix
il = length(PQV_no);
ii = [1:1:il]';
ang_red = sparse(ii,PQV_no,ones(il,1),il,nbus);
% construct sparse voltage reduction matrix
il = length(PQ_no);
ii = [1:1:il]';
volt_red = sparse(ii,PQ_no,ones(il,1),il,nbus);
end
f = lim_flag;
return
```

Subrutina : form_jac

Propósito : Formar la matriz jacobiana para el cálculo de flujos de carga

Sinopsis : Jac = form_jac(V, ang, Y, ang_red, volt_red)

$$[Jac11, Jac12, Jac21, Jac22] = \text{form_jac}(V, \text{ang}, Y, \text{ang_red}, \text{volt_red})$$

Descripción : **form_jac** forma el jacobiano para la forma polar del método de Newton_Raphson aplicado a la solución de flujos de carga. Todas las salidas son utilizando la esparcidad de matrices. **Jac = form_jac(V, ang, Y, ang_red, volt_red)** genera la matriz jacobiana con esparcidad utilizando la matriz Y también con esparcidad. El jacobiano consiste de las derivadas parciales de las potencias activa y reactiva con respecto a las magnitudes (p.u.) y ángulos (rad) de voltaje de nodos.

Entradas :

V	Vector fila de las magnitudes de voltaje en p.u.
ang	Vector fila de los ángulos de voltaje en radianes
ang_red	Es una matriz de transformación generada en loadflow, la cual elimina del jacobiano la magnitud y ángulo de voltaje de los nodos compensadores
volt_red	Es una matriz de transformación generada en loadflow, la cual elimina del jacobiano la magnitud de voltaje de los nodos de generación

Salidas :

Jac11	$\frac{\partial P}{\partial \delta}$, ángulo de nodos compensadores eliminado
Jac12	$\frac{\partial P}{\partial V}$, Voltajes eliminados en nodos compensadores y de generación
Jac21	$\frac{\partial Q}{\partial \delta}$, ángulo de nodos compensadores eliminado
Jac22	$\frac{\partial Q}{\partial V}$, Voltajes eliminados en nodos compensadores y de generación

Las dimensiones de las matrices Jacobianas individuales son $n \times n$, $n \times m$, $m \times n$ y $m \times m$ respectivamente. Donde n es el número de nodos no-compensadores, y m es el número de nodos los cuales, no son ni nodos compensadores ni nodos de generación.

Algoritmo :

Los elementos del Jacobiano son obtenidos tomando las derivadas parciales de las potencias activa y reactiva de todos los buses en coordenadas polares. Posteriormente, se efectúan reducciones de filas y columnas para eliminar aquellas entradas correspondientes a componentes especificados de voltaje y ángulo de nodos.

Listado de la subrutina form_jac

```

function [Jac11, Jac12, Jac21, Jac22]=form_jac(V, ang, Y, ang_red, volt_red)
% Syntax:  [Jac] = form_jac(V, ang, Y, ang_red, volt_red)
%          [Jac11, Jac12, Jac21, Jac22] = form_jac(V, ang, Y, ...
%          ang_red, volt_red)
%
% Purpose: form the Jacobian matrix using sparse matrix techniques
%
% Input:   V           - magnitude of bus voltage
%          ang         - angle(rad) of bus voltage
%          Y           - admittance matrix
%          ang_red     - matrix to eliminate swing bus voltage magnitude and
angle
%          entries
%          volt_red    - matrix to eliminate generator bus voltage magnitude
%          entries
% Output:  Jac         - jacobian matrix
%          Jac11, Jac12, Jac21, Jac22 - submatrices of
%          jacobian matrix
% See also:
%
% Calls:
%
% (c) Copyright 1991-1996 Joe H. Chow - All Rights Reserved
%
% History (in reverse chronological order)
% Version:  2.0
% Author:   Graham Rogers
% Date:     March 1994
% Purpose:  eliminated do loops to improve speed
% Version:  1.0
% Author:   Kwok W. Cheung, Joe H. Chow
% Date:     March 1991
%
% *****
jay = sqrt(-1);
exp_ang = exp(jay*ang);
% Voltage rectangular coordinates
V_rect = V.*exp_ang;
CV_rect=conj(V_rect);
Y_con = conj(Y);
%vector of conjugate currents
i_c=Y_con*CV_rect;
% complex power vector
S=V_rect.*i_c;
S=sparse(diag(S));
Vdia=sparse(diag(V_rect));
CVdia=conj(Vdia);
Vmag=sparse(diag(abs(V)));
S1=Vdia*Y_con*CVdia;
t1=((S+S1)/Vmag)*volt_red';
t2=(S-S1)*ang_red';
J11=-ang_red*imag(t2);
J12=ang_red*real(t1);
J21=volt_red*real(t2);
J22=volt_red*imag(t1);
if nargin > 3
    Jac11 = J11; clear J11

```

```
Jac12 = J12; clear J12  
Jac21 = J21; clear J21  
Jac22 = J22; clear J22  
else  
  Jac11 = [J11 J12;  
          J21 J22];  
end
```

Subrutina : lf_tap

Propósito : Mueve los taps de transformadores para ajustar el voltaje del lado de baja tensión dentro de límites

Sintaxis : lf_tap

Descripción : Lf_tap es un archivo en formato script de Matlab el cual es usado en loadflow. Esta subrutina calcula los ajustes de tap requeridos para mantener el voltaje del lado de baja tensión dentro de los límites establecidos.

Algoritmo :

El voltaje del lado de baja tensión es revisado y si éste se encuentra fuera de límites, el error entre el voltaje y el límite es calculado y utilizado para alterar los ajustes de tap para reducir el error existente. En caso de que se alcancen los límites de tap y no se haya corregido el error de voltaje, aparece un mensaje indicando un error.

Listado de la subrutina lf_tap

```
% m-file for calculating on load tap changing
% called by Loadflow
% calculates desired tap assuming HT(from bus) voltage fixed
% and the to bus voltage is set to the voltage limit
% the tap is set to an allowable tap setting
% and the line matrix tap setting entry is changed
% if all voltages are within limits the loadflow is taken as converged
%
%Author  Graham Rogers
%Date    October 1996

max_v_idx = find(V>=volt_max);
min_v_idx = find(V<=volt_min);
mm_chk = 0;
if (~isempty(max_v_idx)|~isempty(min_v_idx))
    mm_chk = 1;
    if ~isempty(max_v_idx)
        % change on load taps to correct voltage
        % assumes that bus to be corrected is the to bus
        for fb = 1 : length(max_v_idx)
            chk_fb = find(line(:,2) == bus(max_v_idx(fb),1));
            if ~isempty(chk_fb)
                % freeze dc taps
            end
        end
    end
end
```



```

if ~isempty(n_dcl)
    for kt = 1:2*n_dcl
        dc_chk = find(chk_fb==ac_line(kt));
        if ~isempty(dc_chk);chk_fb(dc_chk)=[];end
    end
end
end
if ~isempty(chk_fb)
    if line(chk_fb,8)~=0
        % can change tap
        % get from bus voltage
        disp('voltage high changing tap on line');disp(chk_fb)
        vm2 = volt_max(max_v_idx(fb));
        verror = V(max_v_idx(fb))-vm2;
        % voltage too high, tap must be increased
        if verror/vm2<line(chk_fb,10)
            % increase tap by one step
            tap = line(chk_fb,6) + line(chk_fb,10);
        else
            tap = line(chk_fb,6) + verror/vm2;
            tap_set = ceil((tap-line(chk_fb,9))/line(chk_fb,10));
            tap = tap_set*line(chk_fb,10) + line(chk_fb,9);
        end
        tap = min(line(chk_fb,8),max(tap, line(chk_fb,9)));
        % reset tap in line data
        disp('tap reset to');tap
        line(chk_fb,6) = tap;
    end
end
end
if ~isempty(min_v_idx)
    % change on load taps to correct voltage
    % assumes that bus to be corrected is the to bus
    for fb = 1 : length(min_v_idx)
        chk_fb = find(line(:,2) == bus(min_v_idx(fb),1));
        if ~isempty(chk_fb)
            % freeze dc taps
            if ~isempty(n_dcl)
                for kt = 1:2*n_dcl
                    dc_chk = find(chk_fb==ac_line(kt));
                    if ~isempty(dc_chk);chk_fb(dc_chk)=[];end
                end
            end
        end
    end
end
if ~isempty(chk_fb)
    if line(chk_fb,8)~=0
        % can change tap
        disp('voltage low changing tap on line');disp(chk_fb)
        vm2 = volt_min(min_v_idx(fb));
        verror = vm2 - V(min_v_idx(fb));
        % voltage too low tap must be reduced
        if verror/vm2<line(chk_fb,10)
            % reduce tap by one increment
            tap = line(chk_fb,6)-line(chk_fb,10);
        else
            tap = line(chk_fb,6) - verror./vm2;
            tap_set = fix((tap-line(chk_fb,9))/line(chk_fb,10));
            tap = tap_set*line(chk_fb,10) + line(chk_fb,9);
        end
    end
end

```

```
tap = min(line(chk_fb,8),max(tap, line(chk_fb,9)));  
disp('taps reset to');tap  
% reset tap in line data  
line(chk_fb,6) = tap;  
end  
end  
end  
end  
end
```

Subrutina : y_sparse

Propósito : Construir una matriz de admitancias con esparcidad para la solución de flujos de carga utilizando operaciones matriciales

Sinopsis : [Y, nSW, nPV, nPQ, SB] = y_sparse(bus, line)

Descripción : [Y, nSW, nPV, nPQ, SB] = y_sparse(**bus**, **line**) utiliza los datos de nodos y de líneas incluidos en las matrices **bus** y **line** para generar la matriz de admitancias **Y** utilizando técnicas de esparcidad. Forma la matriz global de índices bus_int.

Entradas:

Bus	Matriz de especificación de datos de nodos del sistema de potencia simulado
line	Matriz de especificación de datos de líneas y transformadores

Salidas :

Y	Matriz de admitancias con esparcidad, correspondiente a la red del sistema de potencia simulado
nSW	Número de nodos compensadores
nPV	Número de nodos de generación
nPQ	Número de nodos de carga
SB	Número del bus compensador

Variable Global

bus_int es una matriz índice de numeración interna de nodos

Algoritmo:

La matriz índice **bus_int** es un vector de longitud igual al número de nodo más alto especificado en la primera columna de la matriz **bus**. Es cero en cualquier punto excepto para las ubicaciones correspondientes a los números de bus especificados. En esas ubicaciones, la entrada es el correspondiente número de fila en la matriz **bus**. Por lo tanto, **bus_int(bus(:,1))** da el vector [1 2 3 4 número de buses].

Listado de la subrutina y_sparse

```

function [Y,nSW,nPV,nPQ,SB] = y_sparse(bus,line)
% Syntax: [Y,nSW,nPV,nPQ,SB] = y_sparse(bus,line)
%
% Purpose: build sparse admittance matrix Y from the line data
%
% Input: bus - bus data
%        line - line data
%
% Output: Y - admittance matrix
%        nSW - total number of swing buses
%        nPV - total number generator buses
%        nPQ - total number of load buses
%        SB - internal bus numbers of swing bus
%
% See also:
%
% Calls:
%
% Called By: loadflow, form_j, calc
%
% (c) Copyright 1994-1996 Joe Chow - All Rights Reserved
%
% History (in reverse chronological order)
%
% Version: 2.0
% Author: Graham Rogers
% Date: April 1994
% Version: 1.0
% Author: Kwok W. Cheung, Joe H. Chow
% Date: March 1991
%
% *****
global bus_int

jay = sqrt(-1);
swing_bus = 1;
gen_bus = 2;
load_bus = 3;

nline = length(line(:,1)); % number of lines
nbus = length(bus(:,1)); % number of buses
r=zeros(nline,1);
rx=zeros(nline,1);
chrg=zeros(nline,1);
z=zeros(nline,1);
y=zeros(nline,1);

Y = sparse(1,1,0,nbus,nbus);

% set up internal bus numbers for second indexing of buses
busmax = max(bus(:,1));
bus_int = zeros(busmax,1);
ibus = [1:1:nbus]';
for i = 1:nbus
    bus_int(round(bus(i,1))) = i;
end

```

```

% process line data and build admittance matrix Y
r = line(:,3);
rx = line(:,4);
chrg = jay*sparse(diag( 0.5*line(:,5)));
z = r + jay*rx;      % line impedance
y = sparse(diag(ones(nline,1)./z));

% determine connection matrices including tap changers and phase shifters
from_bus = round(line(:,1));
from_int = bus_int(from_bus);
to_bus = round(line(:,2));
to_int = bus_int(to_bus);
tap_index = find(abs(line(:,6))>0);
tap=ones(nline,1);
tap(tap_index)=1. ./line(tap_index,6);
phase_shift = line(:,7);
tap = tap.*exp(-jay*phase_shift*pi/180);

% sparse matrix formulation
iline = [1:1:nline]';
C_from = sparse(from_int,iline,tap,nbus,nline,nline);
C_to = sparse(to_int,iline,ones(nline,1),nbus,nline,nline);
C_line = C_from - C_to;

% form Y matrix from primitive line ys and connection matrices
Y=C_from*chrg*C_from' + C_to*chrg*C_to' ;
Y = Y + C_line*y*C_line';
Gb = bus(:,8);      % bus conductance
Bb = bus(:,9);      % bus susceptance

% add diagonal shunt admittances
Y = Y + sparse(ibus,ibus,Gb+jay*Bb,nbus,nbus);

if nargout > 1
% count buses of different types
nSW = 0;
nPV = 0;
nPQ = 0;
bus_type=round(bus(:,10));
load_index=find(bus_type==3);
gen_index=find(bus_type==2);
SB=find(bus_type==1);
nSW=length(SB);
nPV=length(gen_index);
nPQ=length(load_index);
end
return

```

A1.5 Manejo del Programa *estavolt*

Debido a que el programa *estavolt* fue desarrollado en el paquete Matlab, para ejecutar dicho programa es necesario primeramente encontrarse dentro de una ventana de comandos Matlab y dentro de ella teclear *estavolt* el cual, es el comando ejecutable para dar inicio al programa *estavolt*. Una vez que se escribe el comando *estavolt*, aparecerá la pantalla que se muestra en la figura A1.2.

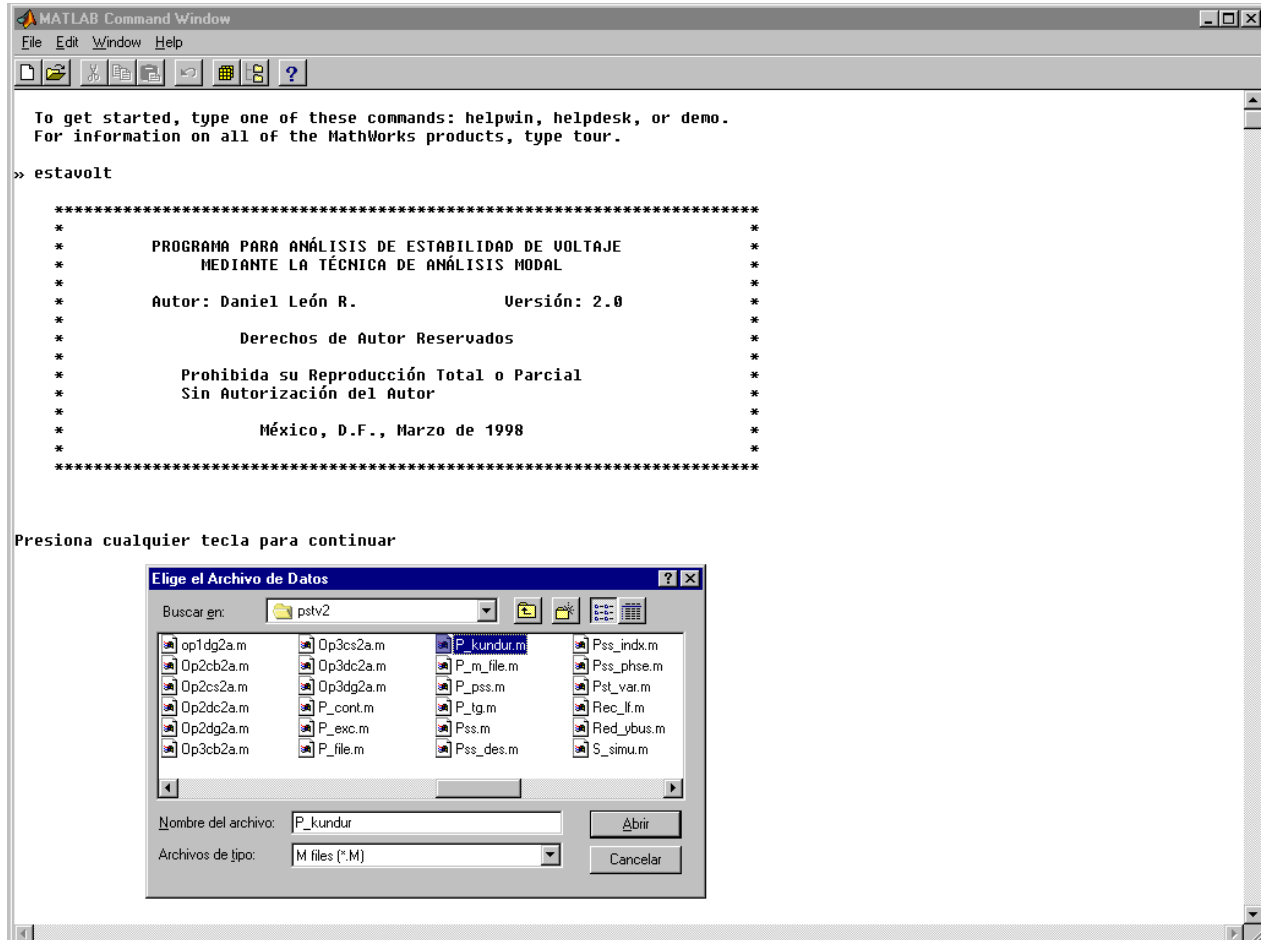
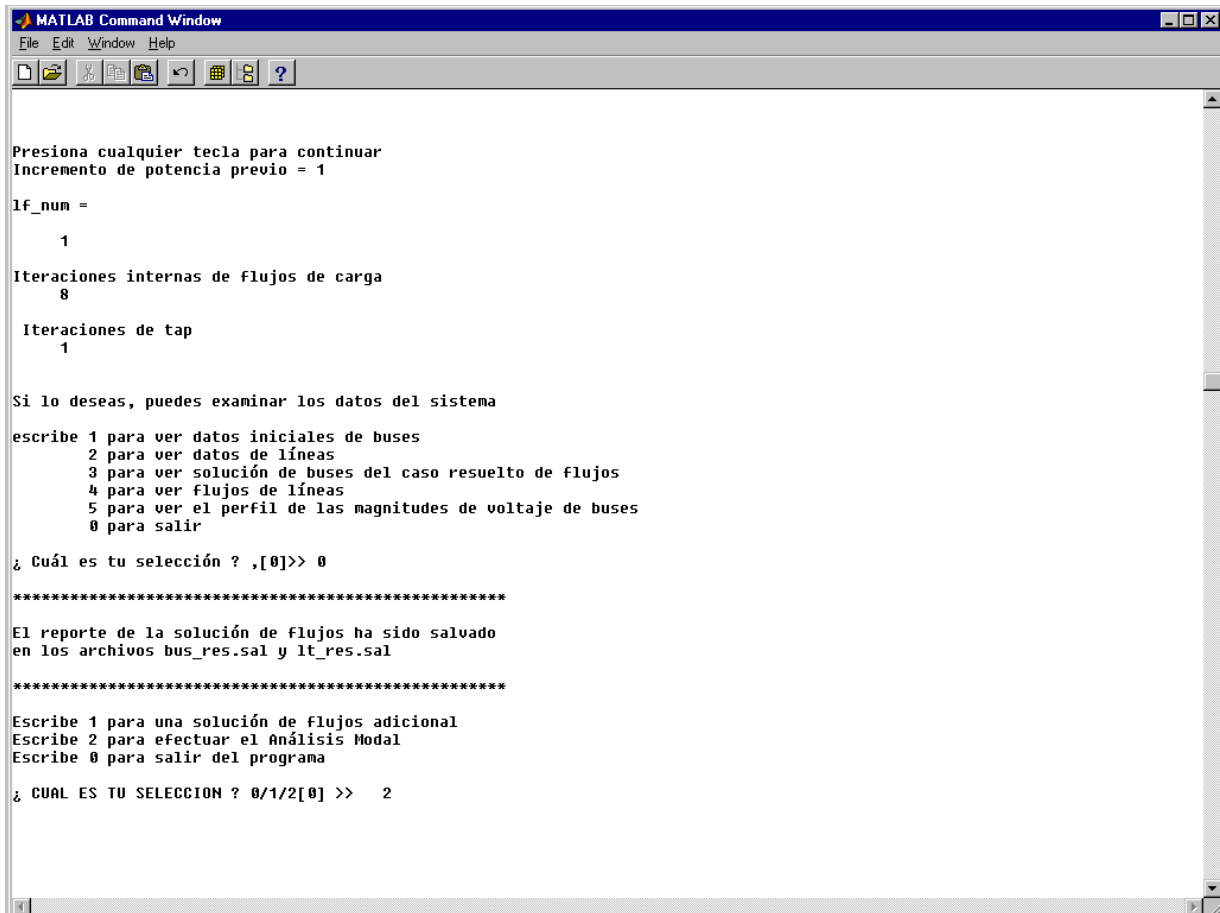


Figura A1.2 Pantalla de inicio del programa *estavolt*

Como se puede observar en la figura A1.2, en primera instancia se ingresa el comando ejecutable *estavolt* y aparece entre asteriscos la presentación del programa para posteriormente, pedir al usuario que oprima cualquier tecla para elegir el archivo de datos de entrada del sistema a simular. En la pantalla que aparece al oprimir cualquier tecla, aparecen los archivos matlab que se tengan disponibles siempre y cuando se esté ubicado en el directorio correcto. En caso de encontrarse en otro directorio, será necesario elegir entonces el directorio donde se tengan los archivos de datos correspondientes; esto no implica ninguna dificultad para cualquier persona que esté familiarizada con el manejo de windows.

Como se puede ver en la figura A1.3, una vez que se elige el archivo de datos con el sistema eléctrico que se desea estudiar, el programa lleva a cabo la solución de flujos de potencia utilizando el método de Newton-Raphson y presenta en pantalla los resultados de la solución. Después de resolver flujos, el programa presenta un menú de opciones donde se tiene la posibilidad de elegir alguna de las opciones disponibles para analizar los datos de entrada o bien, los resultados de la solución de flujos del caso en estudio.

Si la solución de flujos de potencia alcanzó la convergencia y no se desean revisar los datos arriba mencionados, se elige la opción 0 para salir de flujos y el programa indicará los nombres de los archivos en los cuales almacenó los resultados de la solución de flujos obtenida.



```

MATLAB Command Window
File Edit Window Help
Presiona cualquier tecla para continuar
Incremento de potencia previo = 1
If_num =
    1
Iteraciones internas de flujos de carga
    8
Iteraciones de tap
    1
Si lo deseas, puedes examinar los datos del sistema
escribe 1 para ver datos iniciales de buses
    2 para ver datos de líneas
    3 para ver solución de buses del caso resuelto de flujos
    4 para ver flujos de líneas
    5 para ver el perfil de las magnitudes de voltaje de buses
    0 para salir
¿ Cuál es tu selección ? ,[0]>> 0
*****
El reporte de la solución de flujos ha sido salvado
en los archivos bus_res.sal y lt_res.sal
*****
Escribe 1 para una solución de flujos adicional
Escribe 2 para efectuar el Análisis Modal
Escribe 0 para salir del programa
¿ CUAL ES TU SELECCION ? 0/1/2[0] >> 2

```

Figura A1.3 Menú de selección para observar datos de entrada o resultados de flujos de potencia

En la misma figura A1.3 se observa que después de reportar los nombres de los archivos de resultados de flujos, aparece un nuevo menú en el cual se tiene la opción de volver a calcular flujos de potencia con algunos cambios en el sistema (opción 1) o bien, realizar el análisis modal de la solución de flujos encontrada (opción 2). Si no se desea efectuar ninguna de estas opciones, se elige la opción 0 y el programa terminará.

Como el objetivo principal de este programa es calcular el análisis modal se elige entonces la opción 2 para llevar a cabo esta actividad. Una vez elegida esta opción 2, se efectúa el análisis modal y aparece en pantalla la información ilustrada en la figura A1.4.

```

MATLAB Command Window
File Edit Window Help
la matriz de eigenvalores es la siguiente

eigval =
      0
      0
      0
    0.1787
    0.0075
    0.0024
    0.0018
    0.0010
    0.0008
    0.0005

ans =
      0

El Eigenvalor dominante es: 0.1787
El máximo Eigenvector Registrado es: 0.54455
El Número de Bus Correspondiente es: 10
¿deseas graficar los eigenvalores? - y/n[y]y
¿Deseas graficar los Eigenvectores? - y/n[n]y

*****
Las matrices de eigenvalores y eigenvectores han sido salvadas
en los archivos eigval.sal y eigvec.sal respectivamente
*****

Escribe 1 para iniciar partiendo de los datos originales de buses
Escribe 2 para ejecutar flujos de carga con los datos actuales de buses
Escribe 3 para ejecutar flujos de carga con los anteriores datos de buses
Escribe 0 para salir del programa

```

Figura A1.4 Resultados obtenidos del análisis modal

En la figura A1.4 se pueden ver los valores característicos (eigenvalores o modos) obtenidos de la matriz Jacobiana de flujos de potencia. Los eigenvalores de la matriz Jacobiana reducida identifican los diferentes modos a través de los cuales, el sistema podría llegar a presentar una inestabilidad de voltaje. La magnitud de los eigenvalores proporciona una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. Los eigenvectores por otro lado, proporcionan valiosa información relacionada con el mecanismo de la pérdida de estabilidad de voltaje (ver teoría del análisis modal en capítulo 3).

Como se indica en la figura A1.4, los resultados de los eigenvalores y los eigenvectores obtenidos son almacenados en los archivos *eigval.sal* y *eigvec.sal* respectivamente. Estos archivos pueden ser utilizados posteriormente para revisar toda la información contenida en el análisis modal realizado.

Los eigenvectores calculados representan los factores de participación de buses los cuales a su vez, determinan las áreas asociadas con cada modo (eigenvalor). El tamaño de la participación del bus ante un eigenvalor dado, indica la efectividad de acciones correctivas aplicadas en ese bus con objeto de mejorar el margen de estabilidad de ese modo.

En la figura A1.4 se puede ver que el programa *estavolt* tiene también la posibilidad de graficar los resultados de los eigenvalores y eigenvectores obtenidos. En las figuras A1.5a y A1.5b se muestran las gráficas correspondientes a estos resultados.

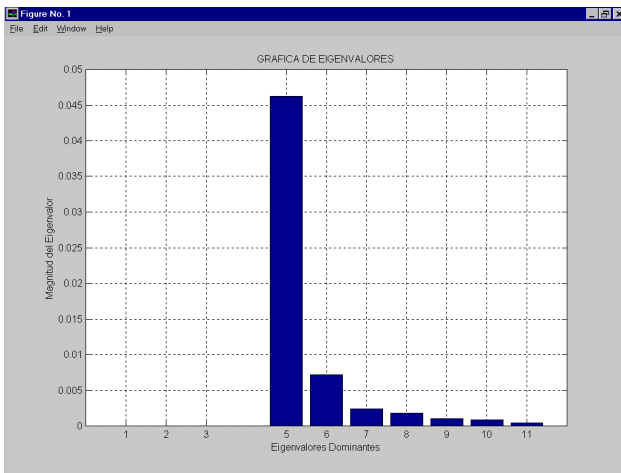


Figura A1.5a Gráfica de eigenvalores

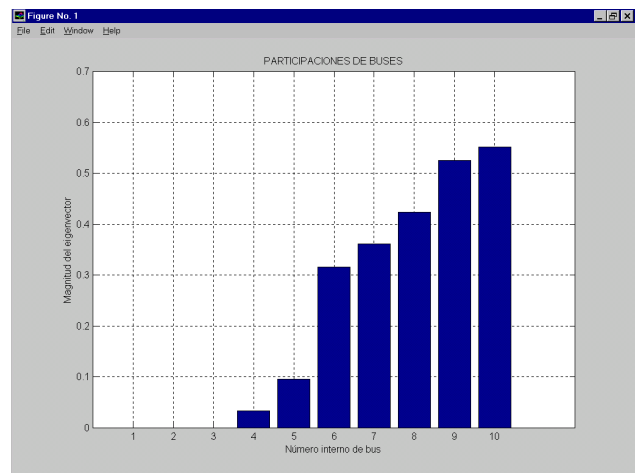


Figura A1.5b Gráfica de eigenvectores

Una vez obtenidos los resultados del análisis modal, el programa *estavolt* presenta un último menú (ver figura A1.4) con las siguientes opciones:

- 1 para iniciar partiendo de los datos originales de buses
- 2 para ejecutar flujos de carga con los datos actuales de buses
- 3 para ejecutar flujos de carga con los anteriores datos de buses
- 0 para salir del programa

En este menú, el usuario puede elegir cualquiera de las opciones 1 a 3 si desea realizar nuevas simulaciones o bien, con la opción 0 abandonar el programa. En caso de elegir alguna de las opciones 1 a 3 como se muestra en la figura A1.6, el programa vuelve a iniciar y aparece una nueva opción que permite realizar un incremento en la carga y generación total del sistema. Esta actividad brinda la posibilidad de ir forzando el sistema hasta alcanzar el punto de operación donde se presenta el colapso de voltaje. Es importante mencionar que para cada nuevo incremento de carga, se puede calcular su correspondiente análisis modal con objeto de ir observando la proximidad a la inestabilidad de voltaje

```

MATLAB Command Window
File Edit Window Help
Escribe 1 para iniciar partiendo de los datos originales de buses
Escribe 2 para ejecutar flujos de carga con los datos actuales de buses
Escribe 3 para ejecutar flujos de carga con los anteriores datos de buses
Escribe 0 para salir del programa

Selección 0/1/2/3[0] >> 2
Incremento de potencia previo = 1

If_num =
     2

Relación de Incremento de Potencia >> 1.01

Iteraciones internas de flujos de carga
     5

Iteraciones de tap
     1

Si lo deseas, puedes examinar los datos del sistema

escribe 1 para ver datos iniciales de buses
       2 para ver datos de líneas
       3 para ver solución de buses del caso resuelto de flujos
       4 para ver flujos de líneas
       5 para ver el perfil de las magnitudes de voltaje de buses
       0 para salir

¿Cuál es tu selección ? ,[0]>> 0

```

Figura A1.6 Nuevo cálculo de flujos con incrementos en la carga y generación del sistema

A1.6 Análisis de los archivos de resultados proporcionados por el programa

El programa *estavolt* almacena los resultados del análisis modal en los siguientes dos archivos:

Eigval.sal (Contiene los eigenvalores o modos obtenidos de la matriz Jacobiana)

Eigvec.sal (Contiene la matriz de eigenvectores correspondientes a los eigenvalores calculados)

Tomando como ejemplo los resultados obtenidos para un sistema eléctrico pequeño, el archivo de eigenvalores se encuentra compuesto de la siguiente manera:

0.0000
 0.0000
 0.0000
 0.1787
 0.0075
 0.0024
 0.0018
 0.0010
 0.0008
 0.0005

Como se puede ver, el modo más representativo (λ_1) se encuentra en la fila cuatro y tiene un valor de $1/\lambda_1 = 0.1787$ por lo que $\lambda_1 = 5.596$ lo cual, nos proporciona una idea de la distancia a la inestabilidad de voltaje (ver teoría de análisis modal).

Por su parte, el archivo ***eigvec.sal*** que contiene los eigenvectores se encuentra conformado como sigue:

BUS	Colom. 1	Colom. 2	Colom. 3	Colom. 4	Colom. 5	Colom. 6	Colom. 7	Colom. 8	Colom. 9	Colom. 10
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0385	0.0617	0.5194	0.2386	0.8006	0.2003	0.0001
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.1103	0.1548	0.7568	0.2196	0.5001	0.2970	0.0089
6	0.0000	0.0000	0.0000	0.3575	0.3872	0.1278	0.3362	0.2142	0.7654	0.0493
7	0.0000	0.0000	0.0000	0.3668	0.7068	0.3432	0.3994	0.0937	0.2503	0.0082
8	0.0000	0.0000	0.0000	0.4210	0.0466	0.1256	0.7102	0.2220	0.4479	0.1739
9	0.0000	0.0000	0.0000	0.5003	0.3505	0.0392	0.1172	0.0056	0.0450	0.7611
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.5445	0.4447	0.0774	0.3227	0.0706	0.1432	0.6228

Figura A1.7 Conformación del archivo *eigvec.sal* que contiene los factores de participación de buses

En este archivo, si se desean analizar los factores de participación para el modo 1 (λ_1) el cual es el modo más crítico, se tiene entonces que observar la columna número cuatro ya que ésta contiene la información correspondiente al mencionado modo λ_1 para este caso en particular. Esto se puede entender más fácilmente observando que cada una de las columnas del archivo *eigvec.sal* contiene los eigenvectores correspondientes a los eigenvalores incluidos en el archivo *eigval.sal* en el orden en que estos últimos aparecen es decir, en el ejemplo ilustrado, en el archivo *eigval.sal* se puede ver que el modo λ_1 aparece en la cuarta fila por lo que sus correspondientes eigenvectores se encuentran ubicados en la columna cuatro del archivo *eigvec.sal*. En esta columna cuatro, el factor de participación mas alto se encuentra ubicado en la fila 10 lo que a su vez indica, que el bus 10 es el que participa de manera mas significativa para el modo analizado. Cabe mencionar que para identificar el número de bus correspondiente a cada eigenvector, es necesario anexar del lado izquierdo una columna con los números de buses en el extremo izquierdo del archivo *eigvec.sal*. Esta columna se copia del archivo de datos original en formato matlab (*.m) y contiene los números reales de buses en el orden en el que aparecen en la matriz *bus* (ver figura A1.8). Esto es significativamente útil para los casos en los que se trabaja con sistemas reales de cientos de buses.

No. de bus
↓

```

bus = [ 1  0.98    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 1;
        2  0.9646  0.00   17.36    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 2;
        3  1.040   0.00   11.54    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 2;
        4  1.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 3;
        5  1.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 3;
        6  1.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 3;
        7  1.00    0.00    0.00    0.00   32.71   10.15    0.00    0.00 3;
        8  1.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 3;
        9  1.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00 3;
       10  1.00    0.00    0.00    0.00   33.84    9.71    0.00    0.00 3];
    
```

Figura A1.8 Conformación de la matriz bus incluida en el archivo de datos en formato matlab

Al efectuar el análisis modal resulta de interés observar los modos más críticos es decir, los más cercanos al valor cero y, para cada uno de estos modos críticos, resulta importante identificar los buses con los mayores factores de participación (eigenvectores más grandes). En este aspecto como se puede ver en la figura A1.7, el programa de análisis modal no proporciona ordenados por magnitud los eigenvectores incluidos en cada una de las columnas del archivo *eigvec.sal*, por lo tanto, para identificar claramente los mas altos factores de participación de buses, es conveniente ordenar estas columnas en orden ascendente de acuerdo a la magnitud de sus eigenvectores. Esta acción se puede realizar fácil y rápidamente en una hoja de cálculo como el excel.

Con el propósito de ilustrar más claramente el procedimiento para el análisis de los resultados proporcionados por el programa *estavolt*, se incluye a continuación un ejemplo

correspondiente a un sistema eléctrico real en el cual se muestra paso a paso dicho procedimiento.

A1.7 Ejemplo del procedimiento para el análisis de los archivos de resultados proporcionados por el programa estavolt para un sistema eléctrico real.

En la figura A1.9 se muestra el archivo de resultados eigval.sal en la forma original como lo genera el programa *estavolt*. Estos archivos son creados una vez que se ha realizado el procedimiento para realizar el análisis modal de acuerdo a los pasos descritos en la sección A1.4 y corresponden al Sistema Interconectado de Guatemala.

Para el caso simulado el archivo eigval está conformado de la siguiente manera:

```

13.8054
 8.4231
 4.9595
 3.4754
 2.8746
 1.9454
 1.8467
 1.7198
 1.5906
 1.5361
 1.2619
 1.0426
 0.9847
 0.9217
 0.8826
 0.8463
 0.7049
  .
  .
  .

```

Figura A1.9 Archivo eigval.sal que contiene los eigenvalores (modos) del sistema analizado

Aquí solo se muestran a manera de ejemplo unos cuantos eigenvalores ya que el número de éstos es igual al número de buses del sistema simulado. Cabe mencionar que el programa *estavolt* proporciona los valores de $1/\lambda$ por lo tanto, para obtener la magnitud de los modos (λ) es necesario obtener el valor recíproco de las magnitudes obtenidas. De esta manera se tiene que $\lambda_1 = 1/13.8054 = 0.0724$. Se puede ver en la figura A1.9 que el vector columna de los eigenvalores se encuentra ordenado en forma descendente de acuerdo al valor de $1/\lambda$ por lo tanto, los primeros valores serán los correspondientes a los modos (λ) más pequeños y consecuentemente más críticos. Con esta información, una vez que se obtienen los valores recíprocos es posible contar con una primera información relacionada con la magnitud de los modos más críticos y el número de modos que resulta de interés analizar de acuerdo a su cercanía a cero.

A1.7.1 Identificación de los buses con los mayores factores de participación para los modos más críticos

El archivo eigvec.sal que genera el programa estavolt es una matriz de $n \times n$ donde n es igual al número de buses que conforman el sistema. De esta manera para un sistema de 150 buses se tendría una matriz de 150×150 , donde la columna 1 representa a los eigenvectores correspondientes al modo λ_1 (el modo más crítico) y la columna 2 contiene los factores de participación para el modo λ_2 y así sucesivamente. Si por ejemplo, se desean identificar los buses con los mayores factores de participación para los tres modos más críticos del sistema analizado, entonces basta con abrir el archivo eigvec.sal en una hoja de cálculo como excel y copiar las tres primeras columnas a una nueva hoja o archivo y ahí, pegarle a cada columna ed eigenvectores la columna que contiene los números de buses. Esta última columna se copia del archivo en formato matlab (*.m) que contiene los datos del sistema analizado y con el cual se obtuvieron las matrices eigval.sal y eigvec.sal.

En la figura A1.10 se muestran las tres primeras columnas del archivo eigvec.sal, cada una de ellas contiene a su lado izquierdo la columna que indica los números de buses del sistema analizado. En esta figura solo se muestran a manera de ejemplo algunos de los eigenvectores que componen las columnas ya que para el sistema analizado se tienen columnas de mas de 100 filas.

No. DE BUS	F.P. Para λ_1	No. DE BUS	F.P. Para λ_2	No. DE BUS	F.P. Para λ_3
1101	0.0190	1101	0.0230	1101	0.0257
1102	0.0214	1102	0.0260	1102	0.0290
1103	0.0261	1103	0.0257	1103	0.0347
1104	0.0116	1104	0.0106	1104	0.0148
1105	0.0132	1105	0.0161	1105	0.0180
1106	0.0217	1106	0.0263	1106	0.0293
1107	0.0254	1107	0.0249	1107	0.0334
1108	0.0255	1108	0.0234	1108	0.0326
1109	0.0251	1109	0.0261	1109	0.0338
1110	0.0317	1110	0.0595	1110	0.0283
1111	0.0211	1111	0.0256	1111	0.0286
1112	0.0212	1112	0.0257	1112	0.0288
1113	0.0274	1113	0.0330	1113	0.0438
1114	0.0342	1114	0.0405	1114	0.0567
1115	0.0307	1115	0.0367	1115	0.0505
2101	0.0330	2101	0.0394	2101	0.0547
2102	0.0312	2102	0.0291	2102	0.0419
2103	0.0490	2103	0.0216	2103	0.0465
2104	0.0391	2104	0.0458	2104	0.0650
3101	0.0428	3101	0.0527	3101	0.0825

:
:

Figura A1.10 Factores de participación aún sin ordenar por magnitud, para los 3 modos más críticos del sistema analizado

En la figura A1.11 se muestran los factores de participación para los tres modos analizados pero en este caso, ya se encuentran ordenados por su magnitud de mayor a menor. De esta manera se identifican rápidamente los buses que tienen los más altos factores de participación los cuales, son los que tienen un más débil soporte de voltaje y en donde resulta mas conveniente tomar acciones de compensación ya sea preventivas o correctivas.

No. DE BUS	F.P. Para λ_1	No. DE BUS	F.P. Para λ_2	No. DE BUS	F.P. Para λ_3
6124	0.4106	6116	0.4244	6116	0.5547
5105	0.3708	4208	0.3081	4208	0.2912
6113	0.3339	4205	0.2903	4205	0.2554
5106	0.3299	4207	0.2412	6124	0.1834
5102	0.3230	6124	0.2340	4207	0.1697
5104	0.1914	4103	0.1983	4103	0.1323
5205	0.1667	5105	0.1953	5105	0.1306
5101	0.1477	4104	0.1797	5301	0.1215
5202	0.1476	4201	0.1784	4105	0.1203
5301	0.1380	6113	0.1706	6115	0.1165
5303	0.1333	4102	0.1642	4104	0.1150
5302	0.1205	5106	0.1624	4108	0.1130
5204	0.1132	5102	0.1561	5303	0.1124
5107	0.1076	4109	0.1543	4109	0.1102
6116	0.0993	6114	0.1540	6113	0.1033
5103	0.0969	4105	0.1437	6207	0.1031
4208	0.0832	4107	0.1426	4102	0.1004
4103	0.0807	4108	0.1381	3216	0.0979
4205	0.0806	4210	0.1135	3201	0.0953
4104	0.0749	4203	0.1085	6127	0.0932

Figura A1.11 Factores de participación ordenados por magnitud, para los 3 modos más críticos del sistema analizado

Como se puede observar en la tabla A1.11, al ordenar de mayor a menor los factores de participación de buses para cada uno de los modos analizados, se logra una rápida identificación de las subestaciones que presentan un más débil soporte de voltaje y que un momento dado, influirán de manera más determinante en la estabilidad de voltaje del modo o eigenvalor correspondiente.

De acuerdo a lo observado en esta sección se puede ver de una manera sencilla y rápida que con la ayuda de una hoja de cálculo como Excel, se pueden organizar los resultados que genera el programa *estavolt* de tal forma que proporcionen la información de una manera clara y confiable.

APÉNDICE 2

ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA

En este apéndice se muestra el archivo de datos de entrada que contiene la información de la red eléctrica del Sistema Interconectado de Guatemala. El formato de este archivo de datos corresponde al empleado por el programa *Estavolt* tal y como se indica en la sección A.1.3 del apéndice 1.

De esta forma, toda la información de la red de transmisión, generación y cargas del Sistema Interconectado de Guatemala para condiciones de demanda máxima del año 1998, se incluye en las dos siguientes matrices:

Archivo de Datos de la Red Eléctrica Utilizada

Formato de datos de buses

bus: numero de bus, voltaje(pu), ángulo(grados), p_gen(pu), q_gen(pu),
p_carga(pu), q_carga(pu), conductancia(pu), susceptancia(pu), Tipo_bus,
q_max, q_min

- Tipo_bus - 1, bus compensador
- 2, bus de generación (bus PV)
- 3, bus de carga (bus PQ)

No. Bus	V	Ang	Pgen	Qgen	Pcarga	Qcarga	G	B	Tbus	Qmax	Qmin
bus = [1101	.97037	-6.7531	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1102	.96243	-7.2911	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1103	.94737	-8.9095	.000	.000	.000	.130	.000	.000	3	.000	.000;
1104	1.00951	-4.1609	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1105	.98606	-4.2463	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1106	.96172	-7.3685	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1107	.94845	-8.9201	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1108	.94794	-9.0678	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1109	.94741	-8.7554	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1110	.91921	-10.5955	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1111	.96359	-7.2092	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1112	.96310	-7.2320	.000	.000	.020	.010	.000	.000	3	.000	.000;
1113	.99938	-7.4280	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1114	.97350	-10.8194	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
1115	.99305	-8.3750	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
2101	1.02217	-9.1960	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
2102	1.01604	-14.7055	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
2103	1.02202	-14.1532	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
2104	1.02946	-13.2769	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
3101	.98689	-15.1186	.000	.000	.325	.130	.000	.000	3	.000	.000;
3102	.99517	-14.5270	.000	.000	.069	.020	.000	.000	3	.000	.000;
3103	1.00947	-14.4476	.000	.000	.225	.076	.000	.000	3	.000	.000;
3104	1.00845	-10.5584	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
3105	.99263	-14.3319	.000	.000	.099	.035	.000	.000	3	.000	.000;
3106	.99216	-13.9041	.000	.000	.020	.010	.000	.000	3	.000	.000;
3107	1.04518	-3.2560	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
3108	1.00052	-14.9889	.000	.000	.149	.035	.000	.000	3	.000	.000;
3109	.98734	-13.0237	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;

ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA

3110	1.00030	-9.8194	.000	.000	.095	.048	.000	.000	3	.000	.000;
3111	1.00057	-11.4015	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
3112	1.00494	-10.8706	.000	.000	.161	.038	.000	.000	3	.000	.000;
3113	.98621	-6.7678	.000	.000	.330	.000	.000	.000	3	.000	.000;
3201	.95175	-15.1474	.000	.000	.200	.060	.000	.000	3	.000	.000;
3202	.99285	-15.5006	.000	.000	.325	.110	.000	.000	3	.000	.000;
3203	.99791	-15.1558	.000	.000	.222	.080	.000	.000	3	.000	.000;
3204	1.00015	-15.5442	.000	.000	.265	.053	.000	.000	3	.000	.000;
3205	.99628	-14.5398	.000	.000	.187	.116	.000	.000	3	.000	.000;
3206	.95912	-18.4049	.000	.000	.366	.110	.000	.000	3	.000	.000;
3207	.95903	-18.4033	.000	.000	.366	.111	.000	.000	3	.000	.000;
3208	.98457	-16.5208	.000	.000	.393	.136	.000	.000	3	.000	.000;
3209	.98538	-16.3087	.000	.000	.360	.145	.000	.000	3	.000	.000;
3210	.99175	-16.1366	.000	.000	.483	.135	.000	.000	3	.000	.000;
3211	1.00277	-9.3732	.000	.000	.040	.016	.000	.000	3	.000	.000;
3212	1.03175	-5.4352	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
3213	1.00017	-9.6617	.000	.000	.030	.010	.000	.000	3	.000	.000;
3214	1.02081	-9.2702	.000	.000	.022	.008	.000	.000	3	.000	.000;
3215	.99578	-15.2637	.000	.000	.064	.020	.000	.000	3	.000	.000;
3216	.95185	-15.1506	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
4101	.96954	-18.0724	.000	.000	.220	.057	.000	.000	3	.000	.000;
4102	.88606	-24.8255	.000	.000	.334	.140	.000	.000	3	.000	.000;
4103	.84260	-31.2572	.000	.000	.141	.015	.000	.000	3	.000	.000;
4104	.86927	-27.0792	.000	.000	.022	.006	.000	.000	3	.000	.000;
4105	.90014	-24.4285	.000	.000	.055	.012	.000	.000	3	.000	.000;
4106	1.01050	-14.6496	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
4107	.94449	-19.7442	.000	.000	.015	.002	.000	.000	3	.000	.000;
4108	.90698	-23.5789	.000	.000	.072	.020	.000	.000	3	.000	.000;
4109	.89512	-24.3722	.000	.000	.020	.007	.000	.000	3	.000	.000;
4201	.98233	-17.6457	.000	.000	.057	.016	.000	.000	3	.000	.000;
4202	1.00033	-10.1456	.000	.000	.041	.020	.000	.000	3	.000	.000;
4203	1.01356	-14.8868	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
4204	.99373	-10.9412	.000	.000	.070	.013	.000	.000	3	.000	.000;
4205	.94455	-19.5558	.000	.000	.040	.013	.000	.000	3	.000	.000;
4206	.99152	-14.6963	.000	.000	.143	.058	.000	.000	3	.000	.000;
4207	.95318	-19.0388	.000	.000	.054	.018	.000	.000	3	.000	.000;
4208	.94859	-19.4250	.000	.000	.005	.001	.000	.000	3	.000	.000;
4209	1.02292	-6.3104	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
4210	1.00654	-15.1855	.000	.000	.110	.052	.000	.000	3	.000	.000;
5101	.94743	-21.3291	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
5102	.95756	-21.3822	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
5103	.97419	-18.7165	.000	.000	.060	.010	.000	.000	3	.000	.000;
5104	.92592	-23.3543	.000	.000	.120	.042	.000	.000	3	.000	.000;
5105	.93987	-23.6267	.000	.000	.072	.020	.000	.000	3	.000	.000;
5106	.96687	-20.3511	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
5107	.96524	-19.6610	.000	.000	.093	.015	.000	.000	3	.000	.000;
5201	.96704	-14.8926	.000	.000	.070	.030	.000	.000	3	.000	.000;
5202	.91820	-22.5869	.000	.000	.023	.008	.000	.000	3	.000	.000;
5203	1.00405	-16.2599	.000	.000	.073	.030	.000	.000	3	.000	.000;
5204	.93462	-20.1444	.000	.000	.111	.015	.000	.000	3	.000	.000;
5205	.91068	-23.8863	.000	.000	.101	.030	.000	.000	3	.000	.000;
5301	.92102	-24.5895	.000	.000	.050	.013	.000	.000	3	.000	.000;
5302	.94748	-21.5869	.000	.000	.030	.010	.000	.000	3	.000	.000;
5303	.92931	-23.6583	.000	.000	.029	.009	.000	.000	3	.000	.000;
6101	1.04200	.0000	.410	.197	.000	.000	.000	.000	1	.300	-.200;
6102	1.04200	-.1029	.400	.196	.000	.000	.000	.000	2	.300	-.200;
6103	1.04200	-.1029	.400	.196	.000	.000	.000	.000	2	.300	-.200;
6104	1.04200	-.1029	.400	.196	.000	.000	.000	.000	2	.300	-.200;
6105	1.04200	-.1029	.400	.196	.000	.000	.000	.000	2	.300	-.200;
6106	1.01591	-2.3521	.200	.130	.000	.000	.000	.000	2	.130	-.150;
6107	1.01591	-2.3521	.200	.130	.000	.000	.000	.000	2	.130	-.150;
6108	1.01591	-2.3521	.200	.130	.000	.000	.000	.000	2	.130	-.150;
6109	1.01305	-3.9578	.200	.060	.000	.000	.000	.000	2	.060	-.050;
6110	1.01305	-3.9578	.200	.060	.000	.000	.000	.000	2	.060	-.050;
6111	1.01305	-3.9578	.200	.060	.000	.000	.000	.000	2	.060	-.050;
6112	1.02000	-13.7005	.070	.026	.000	.000	.000	.000	2	.030	-.030;
6113	.95841	-15.7495	.100	.030	.000	.000	.000	.000	2	.030	-.020;
6114	.96287	-17.4188	.050	.025	.000	.000	.000	.000	2	.025	-.010;
6115	1.00768	-10.3602	.010	.004	.000	.000	.000	.000	2	.004	-.002;
6116	.96430	-16.5006	.020	.007	.000	.000	.000	.000	2	.007	-.004;
6118	1.04500	2.6628	.100	.029	.000	.000	.000	.000	2	.050	-.030;

ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA

6120	1.00678	-3.1356	.220	.030	.000	.000	.000	.000	2	.030	-.020;
6121	1.04500	2.6639	.290	.028	.000	.000	.000	.000	2	.040	-.020;
6122	1.04500	2.6622	.000	.000	.000	.000	.000	.000	3	.000	.000;
6124	.94996	-22.3688	.014	.007	.000	.000	.000	.000	2	.007	-.005;
6127	.99639	-11.6894	.095	.010	.000	.000	.000	.000	2	.010	-.005;
6128	1.00905	-12.1691	.175	.080	.000	.000	.000	.000	2	.080	.000;
6131	1.01006	.7303	.540	.175	.000	.000	.000	.000	2	.175	-.100;
6132	1.01006	.7303	.540	.175	.000	.000	.000	.000	2	.175	-.100;
6133	1.03307	-1.7628	.391	.230	.000	.000	.000	.000	2	.230	.000;
6134	1.01195	.3674	.400	.180	.000	.000	.000	.000	2	.180	-.050;
6135	1.01195	.3674	.400	.180	.000	.000	.000	.000	2	.180	-.050;
6201	1.02111	-7.3109	.100	.025	.000	.000	.000	.000	2	.025	.000;
6202	1.04000	.8397	.244	-.008	.000	.000	.000	.000	2	.013	-.010;
6203	1.01195	-6.5725	.085	.018	.000	.000	.000	.000	2	.018	-.010;
6204	1.03326	-2.6690	.147	.008	.000	.000	.000	.000	2	.008	-.005;
6205	1.02391	-4.7478	.102	.005	.000	.000	.000	.000	2	.005	.000;
6207	1.02000	-11.1289	.049	.030	.000	.000	.000	.000	2	.030	.000];

Formato de datos de ramas (líneas y transformadores)

lineas: bus de salida, bus de llegada, resistencia(pu), reactancia(pu),
cargabilidad(pu), tap (solo en caso de transformadores),
ángulo defasador(grados)

	Bini	Bfin	R	X	B	Tap	Ang. Def
linea =	1101	1102	.0031	.01647	.06128	.0000	.0;
	6106	1101	.0000	.37823	.00000	1.0000	.0;
	6107	1101	.0000	.37823	.00000	1.0000	.0;
	6108	1101	.0000	.37823	.00000	1.0000	.0;
	1102	1106	.0000	.00052	.00096	.0000	.0;
	1102	1111	.0004	.00135	.00318	.0000	.0;
	1102	1112	.0004	.00135	.00318	.0000	.0;
	1103	1107	.0129	.07886	.26088	.0000	.0;
	1104	1108	.0158	.09012	.29024	.0000	.0;
	1104	1108	.0158	.09012	.29024	.0000	.0;
	6101	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
	6102	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
	6103	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
	6104	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
	6105	1104	.0000	.18610	.00000	1.0000	.0;
	1105	1111	.0083	.04780	.11020	.0000	.0;
	6131	1105	.0000	.16000	.00000	1.0000	.0;
	6132	1105	.0000	.16000	.00000	1.0000	.0;
	1106	1109	.0057	.03159	.10546	.0000	.0;
	1106	1109	.0057	.03159	.10546	.0000	.0;
	1106	1110	.0125	.07810	.25140	.0000	.0;
	1106	1113	.0000	.08640	.00000	.9550	.0;
	1106	2101	.0000	.12000	.00000	.9250	.0;
	1107	1108	.0019	.01079	.03602	.0000	.0;
	1107	1109	.0019	.01079	.03602	.0000	.0;
	1108	1109	.0039	.02158	.07202	.0000	.0;
	1108	2102	.0000	.08400	.00000	.8950	.0;
	1108	2103	.0000	.08400	.00000	.8950	.0;
	1109	2104	.0000	.08330	.00000	.8650	.0;
	1110	4203	.0000	.11571	.00000	.8650	.0;
	1111	3113	.0000	.12000	.00000	1.0000	.0;
	6134	1112	.0000	.32222	.00000	1.0000	.0;
	6135	1112	.0000	.32222	.00000	1.0000	.0;
	1113	1115	.0099	.03593	.00900	.0000	.0;
	1113	2101	.0000	.21420	.00000	.9700	.0;
	6120	1113	.0000	.34230	.00000	1.0000	.0;
	6122	1113	.0000	.45271	.00000	1.0362	.0;
	1114	1115	.0229	.08145	.02136	.0000	.0;
	1114	1115	.0229	.08145	.02136	.0000	.0;
	1114	2104	.0000	.08670	.00000	.9400	.0;

ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA

1114	2104	.0000	.08670	.00000	.9400	.0;
6109	1115	.0000	.38740	.00000	1.0000	.0;
6110	1115	.0000	.38740	.00000	1.0000	.0;
6111	1115	.0000	.38740	.00000	1.0000	.0;
2101	3104	.0379	.07312	.00138	.0000	.0;
2101	3110	.1230	.22161	.00406	.0000	.0;
2101	3214	.0387	.07446	.00142	.0000	.0;
2101	4209	.0700	.24588	.00416	.0000	.0;
2101	5201	.1650	.58000	.00980	.0000	.0;
2102	3208	.0446	.09608	.00180	.0000	.0;
2102	3209	.0444	.09564	.00100	.0000	.0;
2102	3210	.0322	.06107	.00112	.0000	.0;
2103	3206	.0909	.22540	.00420	.0000	.0;
2103	3207	.0909	.22540	.00444	.0000	.0;
2103	5103	.0649	.22800	.00380	.0000	.0;
2104	3103	.0292	.06895	.00128	.0000	.0;
2104	3103	.0206	.06694	.00132	.0000	.0;
2104	3103	.0206	.06694	.00132	.0000	.0;
2104	3204	.0749	.16825	.00316	.0000	.0;
2104	3205	.0738	.16631	.00312	.0000	.0;
2104	4106	.0418	.13600	.00270	.0000	.0;
2104	4106	.0418	.13600	.00270	.0000	.0;
2104	5203	.1360	.47209	.00810	.0000	.0;
3101	3103	.0488	.17911	.00234	.0000	.0;
3101	3105	.0163	.05983	.00078	.0000	.0;
3102	3103	.0488	.17911	.00234	.0000	.0;
3102	3105	.0163	.05983	.00078	.0000	.0;
3103	3108	.0287	.05201	.00094	.0000	.0;
3103	3202	.0280	.06610	.00120	.0000	.0;
3103	3203	.0280	.06610	.00120	.0000	.0;
3104	3112	.0072	.01303	.00024	.0000	.0;
6201	3104	.0000	.58333	.00000	1.0000	.0;
3105	3106	.0279	.05320	.00094	.0000	.0;
6127	3105	.0000	.48000	.00000	1.0000	.0;
6128	3105	.0000	.21600	.00000	1.0000	.0;
3106	3109	.0690	.12427	.00236	.0000	.0;
3106	6207	.0000	1.00000	.00000	1.0000	.0;
3107	4209	.1230	.22161	.00406	.0000	.0;
6202	3107	.0000	.31818	.00000	1.0000	.0;
3108	3215	.0467	.08892	.00132	.0000	.0;
3109	3111	.0507	.09616	.00144	.0000	.0;
3109	3201	.1080	.20479	.00352	.0000	.0;
3110	3213	.0765	.13793	.00246	.0000	.0;
3111	3112	.0173	.03288	.00056	.0000	.0;
6115	3111	.0000	1.83233	.00000	1.0000	.0;
6133	3113	.0000	.22733	.00000	1.0000	.0;
3201	3216	.0645	.12282	.00174	.0000	.0;
3211	3213	.0613	.11050	.00210	.0000	.0;
6203	3211	.0000	.58333	.00000	1.0000	.0;
3212	4209	.0613	.11050	.00210	.0000	.0;
6204	3212	.0000	.35000	.00000	1.0000	.0;
4101	4106	.0451	.15863	.00268	.0000	.0;
4101	4108	.1474	.51650	.00880	.0000	.0;
4102	4104	.0545	.19130	.00324	.0000	.0;
4102	4107	.0491	.17251	.00292	.0000	.0;
4102	4109	.0745	.26120	.00440	.0000	.0;
4103	4104	.1107	.38840	.00656	.0000	.0;
4105	4108	.0663	.23260	.00400	.0000	.0;
4107	4203	.0576	.20204	.00342	.0000	.0;
6114	4107	.0000	.73800	.00000	1.0000	.0;
4108	4109	.0745	.26120	.00440	.0000	.0;
4201	4207	.2737	.34540	.00460	.0000	.0;
4201	4210	.0934	.32760	.00560	.0000	.0;
4202	4204	.0593	.20790	.00360	.0000	.0;
4202	4206	.1284	.45111	.00762	.0000	.0;
4202	4209	.0700	.24588	.00416	.0000	.0;
4203	4210	.0084	.02960	.00050	.0000	.0;
4205	4207	.2831	.35660	.00480	.0000	.0;
4205	4208	.1700	.20690	.00300	.0000	.0;
4206	4210	.0522	.18342	.00310	.0000	.0;
6116	4208	.0000	2.33333	.00000	1.0000	.0;

ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE GUATEMALA

6205	4209	.0000	.28000	.00000	1.0000	.0;
5101	5104	.0931	.32720	.00560	.0000	.0;
5101	5107	.0790	.27720	.00460	.0000	.0;
5102	5104	.2539	.89230	.01500	.0000	.0;
5102	5105	.1805	.63450	.01080	.0000	.0;
5102	5106	.0508	.17820	.00300	.0000	.0;
5103	5107	.0152	.05350	.00080	.0000	.0;
5104	5205	.1532	.48850	.01000	.0000	.0;
6124	5105	.0000	1.40000	.00000	1.0000	.0;
6113	5106	.0000	.76561	.00000	.9710	.0;
5107	5302	.0847	.29700	.00500	.0000	.0;
5201	5204	.2251	.79080	.01340	.0000	.0;
5202	5204	.1150	.36690	.00756	.0000	.0;
5202	5205	.0766	.24460	.00504	.0000	.0;
5203	5204	.5192	.63225	.00924	.0000	.0;
6112	5203	.0000	.65330	.00000	1.0000	.0;
5301	5303	.0847	.29700	.00500	.0000	.0;
5302	5303	.1213	.42560	.00720	.0000	.0;
6118	6122	.0000	.00011	.00000	1.0000	.0;
6121	6122	.0000	.00011	.00000	1.0000	.0;
6121	6122	.0000	.00011	.00000	1.0000	.0];

