

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA  
EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

***TESIS***

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN CIENCIAS  
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:**

**SAMUEL DOMÍNGUEZ BECERRIL**



**MÉXICO, D. F.**

**2008**





**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL  
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO**

*ACTA DE REVISION DE TESIS*

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 12:00 horas del día 18 del mes de Noviembre del 2008 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

**“MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ”**

Presentada por el alumno:


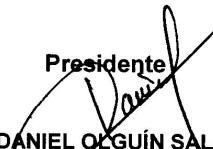
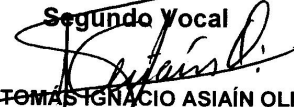



<b>DOMÍNGUEZ</b> Apellido paterno	<b>BECERRIL</b> materno	<b>SAMUEL</b> nombre(s)
Con registro: <b>B 0 6 1 3 9 9</b>		

aspirante al grado de:

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

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

LA COMISIÓN REVISORA

<p>Director de tesis</p>  <p>DR. DANIEL RUIZ VEGA</p>	<p>Presidente</p>  <p>DR. DANIEL OLGÚN SALINAS</p>
<p>Segundo Vocal</p>  <p>M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES</p>	<p>Tercer Vocal</p>  <p>DR. HUGO AMBRÍZ PÉREZ</p>
<p>Secretario</p>  <p>DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO</p>	<p>Suplente</p>  <p>DR. JAIME ROBLES GARCÍA</p>

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

  
 DR. JAIME ROBLES GARCÍA

  
 SECRETARÍA DE INVESTIGACION Y POSGRADO  
 COLEGIO DE PROFESORES DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN





**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS**

En la Ciudad de México D. F., el día 18 del mes de Noviembre del año 2008, el que suscribe Samuel Domínguez Becerril, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B061399, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Ruiz Vega y del M. en C. Tomás Ignacio Asiaín Olivares y cede los derechos del trabajo intitulado Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección **sam\_stability@yahoo.com.mx** y/o **drv\_liege@yahoo.com**. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Samuel Domínguez Becerril



## RESUMEN

Problemas recientes de suspensiones del servicio eléctrico en grandes regiones geográficas se han atribuido a inestabilidades de voltaje, por lo que desde que se detectó este tipo de problemas, se han desarrollado técnicas de análisis y programas de computadora digital que permitan evaluar adecuadamente la estabilidad de voltaje y diseñar acciones de control en las etapas de planeación y operación del sistema de potencia. En especial, una tarea importante para el control de problemas de estabilidad, es identificar los elementos del sistema de potencia que afectan más al fenómeno de inestabilidad de voltaje, con el objeto de encontrar las causas del problema de estabilidad, y diseñar acciones preventivas y correctivas de control.

Es por esto que en este trabajo de tesis se presenta el análisis de sensibilidad utilizando tres técnicas principales para calcular factores de participación de nodo y rama (análisis modal, descomposición en valores singulares y vector tangente) y su implementación en un programa de computadora de flujos de potencia de continuación en lenguaje FORTRAN 77.

Empleando como herramientas auxiliares las curvas  $PV$  y  $VQ$  con la finalidad de realizar una apropiada interpretación del comportamiento del sistema bajo estudio; se presenta el cálculo de los factores de participación ante diferentes condiciones de operación, como por ejemplo:

- Cuando dicho sistema es estresado en todos los nodos del SEP.
- Cuando se estresa el sistema dividiendo el sistema en áreas.
- Cuando aumenta carga y es alimentado por el nodo compensador.
- El aumento de carga es alimentado por todos los generadores del sistema.
- Se analiza el efecto de modelar límites fijos de generación tanto límites de potencia activa como reactiva.
- Se analiza el efecto de modelar límites de generación dependientes del voltaje en terminales.

Los resultados del trabajo presentan las ventajas y desventajas de utilizar las diferentes técnicas de sensibilidad al calcular los factores de participación. Es importante mencionar a este respecto que, mientras que los factores de participación de nodo proporcionan resultados con las mismas tendencias al utilizar las diferentes técnicas de sensibilidad y grados de modelado del sistema, los factores de participación de rama se muestran poco confiables y por lo mismo no se recomienda su utilización en estudios de estabilidad de voltaje en su forma actual. Es necesario, por lo tanto, realizar más trabajo teórico para definir factores de participación de rama que funcionen adecuadamente.





## **ABSTRACT**

Recent widespread blackouts, covering large geographical extensions, have been caused by power system voltage instabilities. This is the reason why, since this problem was detected, analysis techniques and computer simulation programs have been developed in order to correctly assess voltage stability and design controls able to avoid these instabilities in the planning, operational planning and operation power systems contexts. Specially, identifying the power system elements that affect the most the voltage instability phenomena is one of the most important tasks in the design of preventive and corrective control actions.

This thesis work presents the basics of voltage stability and the way sensitivity analysis should be performed using the three main techniques available in the literature for computing bus and branch participation factors (modal analysis, singular value decomposition and the tangent vector technique), by means of an implementation in a continuation power flow program written in FORTRAN 77.

Sensitivity analysis techniques are complemented by *PV* and *VQ* curves in order to be able to properly interpret system dynamic behaviour, considering different operating conditions, loadability limits and modelling detail levels like:

- When the system is stressed by increasing loads in all busses.
- When the system is stressed by increasing loads in selected areas.
- When the load increase previously described is fed by system slack bus.
- When the system load increase is shared among available generators.
- When generator active and reactive power limits are modelled by fixed constant values.
- When generators are represented by a more detailed model in which power limits are no longer constant, but dependent on the machine operating conditions.

Results of this thesis highlight the advantages and disadvantages of applying the different sensitivity techniques in the computation of voltage stability participation factors. It is important to mention that, while bus participation factors have very similar trends, independently of the sensitivity technique used, branch participation factors are much less reliable and its use is not recommended in its present form. This makes necessary to perform a lot more of theoretical work in order define new brach participation factors that work properly.



## **DEDICATORIA**

Con todo cariño a:  
Mi papá *Samuel Domínguez Pallares*  
Mi mamá *Rosalinda Becerril Hernández*



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios por ésta gran oportunidad, la cual se hizo realidad gracias a la excelente atención y guía de mi asesor Dr. Daniel Ruiz Vega por un periodo que se hizo muy breve.

Al M. en C. Tomás I Asiaín Olivares por la codirección de este trabajo así como a los Drs. Daniel Olgúin Salinas, Ricardo Octavio Mota Palomino, Hugo Ambríz Pérez, Jaime Robles García por todo su tiempo prestado a mi formación académica y a sus finos comentarios y sugerencias realizadas hacia este trabajo de tesis.

Gracias a todos mis compañeros y amigos de la SEPI que me acompañaron y a quienes les deseo lo mejor, en especial a Enrique López Luis, quien es un pilar clave ya que en su momento dedicó tiempo para apoyarme y aconsejarme, en la realización de éste trabajo.

Con toda sinceridad le agradezco a la M. en C. Laura Montejano Castillo por inspirarme y motivarme a realizar los estudios de Maestría.

Un especial agradecimiento a Dora Elizabeth García Olivier por su inigualable amistad y sobre todo por los ánimos para seguir adelante y lograr las metas fijadas.

Agradezco a CONACyT así como al Instituto Politécnico Nacional por el apoyo económico que me brindó mediante el sistema de becas de maestría y el programa PIFI, durante mi estancia en la SEPI-ESIME-ZAC.



# CONTENIDO

Página

<b>RESUMEN</b> .....	<b>VII</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>IX</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>XI</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>XIII</b>
<b>CONTENIDO</b> .....	<b>XV</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>XIX</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>XXIII</b>
<b>GLOSARIO</b> .....	<b>XXIX</b>
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	1
1.2 OBJETIVO .....	1
1.3 ANTECEDENTES .....	2
1.3.1 <i>Trabajos más importantes en el desarrollo de los métodos de sensibilidad</i> .....	2
1.3.1.1 Trabajos desarrollados más relevantes aplicando la técnica de análisis modal.....	2
1.3.1.2 Trabajos desarrollados más relevantes aplicando la técnica de descomposición de valores singulares.....	4
1.3.1.3 Trabajos desarrollados más relevantes aplicando la técnica del vector tangente.....	5
1.3.2 <i>Trabajos desarrollados en México</i> .....	7
1.3.2.1 Trabajos desarrollados en México aplicando la técnica de análisis modal .....	7
1.3.2.2 Trabajos desarrollados en México aplicando la descomposición de valores singulares .....	7
1.3.2.3 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME aplicando el método de flujos de potencia de continuación .....	7
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	8
1.5 APORTACIONES.....	8
1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES.....	9
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	10
<b>CAPÍTULO 2: ESTABILIDAD DE VOLTAJE</b> .....	<b>13</b>
2.1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA .....	13
2.1.1 <i>Introducción</i> .....	13
2.1.2 <i>Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia</i> .....	15
2.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE SISTEMAS DE POTENCIA .....	19
2.2.1 <i>Introducción</i> .....	19
2.2.2 <i>Métodos para analizar la estabilidad de voltaje de largo plazo</i> .....	22
2.3 MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO .....	23
2.3.1 <i>Introducción</i> .....	23
2.3.2 <i>Modelos empleados para estudios de estabilidad de largo plazo en el tiempo</i> .....	26
2.4 LA CARGABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA .....	27
2.4.1 <i>El método de las curvas PV</i> .....	31
2.4.2 <i>El método de las curvas VQ</i> .....	34
2.5 MÉTODO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN CON PARAMETRIZACIÓN LOCAL .....	37
2.5.1 <i>Introducción</i> .....	37
2.5.2 <i>Paso predictor</i> .....	37

2.5.3 Cambio de parámetro.....	39
2.5.4 Paso corrector.....	39
2.6 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN UTILIZANDO LAS ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA .....	41
2.6.1 Introducción .....	41
2.6.2 Predicción y corrección con parametrización local.....	44
<b>CAPÍTULO 3: MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.....</b>	<b>47</b>
3.1 INTRODUCCIÓN: MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	47
3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD UTILIZANDO EIGENANÁLISIS .....	48
3.2.1 Introducción .....	48
3.2.2 Matriz Jacobiana reducida.....	48
3.2.3 Modos de estabilidad de voltaje .....	49
3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD UTILIZANDO LA DESCOMPOSICIÓN EN VALORES SINGULARES .....	51
3.3.1 Introducción .....	51
3.3.2 Matriz Jacobiana reducida.....	52
3.3.2 Descomposición en valores singulares.....	53
3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD UTILIZANDO EL VECTOR TANGENTE .....	57
3.4.1 Introducción .....	57
3.5 FACTOR DE PARTICIPACIÓN DE NODO .....	58
3.5.1 Eigenanálisis .....	58
3.5.2 Descomposición de Valores Singulares.....	59
3.5.3 Vector Tangente.....	59
3.6 FACTOR DE PARTICIPACIÓN DE RAMA.....	59
3.6.1 Potencia reactiva modal asociada con la rama .....	59
3.6.1.2 Cálculo de las variaciones de potencia reactiva mediante el cambio del flujo en las líneas .....	60
3.6.1.3 Cálculo de las variaciones de potencia reactiva mediante el cambio de las pérdidas en las líneas .....	61
3.6.2 Eigenanálisis .....	62
3.6.3 Descomposición de Valores Singulares.....	62
3.6.4 Vector Tangente.....	62
<b>CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL .....</b>	<b>63</b>
4.1 INTRODUCCIÓN: MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO.....	63
4.2 MODELO DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS .....	66
4.3 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL .....	67
<b>CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>77</b>
5.1 INTRODUCCIÓN .....	77
5.2 EFECTO DEL INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA .....	78
5.2.1 Introducción .....	78
5.2.2 Incremento de la potencia de carga en todos los nodos del SEP .....	80
5.2.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson .....	80
5.2.2.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra .....	88
5.2.3 Incremento de la potencia de carga dividiendo el SEP en áreas .....	98
5.2.3.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson .....	98
5.2.3.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra .....	101
5.3 DISTRIBUCIÓN DEL INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA ENTRE LOS GENERADORES PARA ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD.....	106
5.3.1 Introducción .....	106
5.3.2 El aumento de la carga del sistema es alimentado por el nodo compensador .....	107
5.3.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson .....	107
5.3.2.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra .....	110
5.4 EFECTO DE MODELAR LÍMITES FIJOS DE GENERACIÓN .....	114



5.4.1	<i>Introducción</i> .....	114
5.4.2	<i>Límites fijos de potencia activa de generación</i> .....	114
5.4.2.1	Sistema Eléctrico de Potencia Anderson .....	115
5.4.2.2	Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra.....	118
5.4.3	<i>Límites fijos de potencia reactiva de generación</i> .....	122
5.4.3.1	Sistema Eléctrico de Potencia Anderson .....	123
5.4.3.2	Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra.....	126
5.5	EFFECTO DE MODELAR LÍMITES DE GENERACIÓN DEPENDIENTES DEL VOLTAJE EN LAS TERMINALES.....	130
5.5.1	<i>Introducción</i> .....	130
5.5.1.1	Modelo del generador con límites de potencia dependientes del voltaje en las terminales.....	131
5.5.1.2	Algoritmo para incluir el modelo del generador con límites de potencia dependientes del voltaje en las terminales.....	133
5.5.2	<i>Modelado del generador síncrono con límites de potencia reactiva dependientes del voltaje</i> .....	139
5.5.2.1	Sistema Eléctrico de Potencia Anderson .....	139
5.5.3	<i>Modelado del generador síncrono incluyendo límites máximos de potencia activa y límites de potencia reactiva dependientes del voltaje en terminales</i> .....	142
5.5.3.1	Sistema Eléctrico de Potencia Anderson .....	142
5.5.3.2	Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra.....	145
<b>CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....</b>		<b>151</b>
6.1	CONCLUSIONES.....	151
6.1.1	<i>Conclusiones relacionadas con las técnicas de sensibilidad</i> .....	151
6.1.2	<i>Conclusiones relacionadas con los factores de participación</i> .....	154
6.1.3	<i>Conclusiones relacionadas con el efecto del modelado de los componentes del sistema en los resultados del análisis</i> .....	154
6.2	TRABAJOS FUTUROS .....	155
<b>REFERENCIAS .....</b>		<b>157</b>
<b>APÉNDICE A: DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA.....</b>		<b>163</b>
<b>APÉNDICE B: SUBROUTINAS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</b>		<b>169</b>



# LISTA DE FIGURAS

Página

Figura 2.1. Curvas de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995 (adaptado de [Ruiz-Vega, 2002]).	14
Figura 2.2. Clasificación de los problemas de inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (Adaptado de [Ruiz-Vega, 2002, IEEE, 2004]).	15
Figura 2.3. Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).	18
Figura 2.4. Modelos utilizados en los estudios de estabilidad de corto y largo plazo (Adaptado de [López-Luis, 2006]).	26
Figura 2.5. División del Sistema Eléctrico Mexicano en regiones mostrando la capacidad segura de transmisión en las interconexiones en 1998 (Adaptado de [Madrigal et al., 2004]).	30
Figura 2.6. Se muestra una curva PV típica, siempre se comienza desde un caso base hasta el punto de bifurcación nodo silla de montar.	32
Figura 2.7. Se muestra una curva PV típica sin contingencia (línea sólida) y con contingencia (línea punteada). El punto A representa el límite físico de estabilidad sin contingencia, el punto B el límite de estabilidad con contingencia y el punto C el límite seguro de operación.	33
Figura 2.8. Se muestra una curva VQ típica.	35
Figura 2.9. Perfil de voltaje realizado con el Método de Continuación que emplea una parametrización local [López-Luis, 2006].	41
Figura 4.1. Carta de operación del generador (Adaptado de [López-Luis et al., 2007]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ( $V=1.0$ [p.u.]), mientras que en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ( $V=0.95$ [p.u.]).	66
Figura 4.2. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina "modal.f".	68
Figura 4.3. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina "modal.f".	69
Figura 4.4. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina "eigperd.f".	70
Figura 4.5. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina "tanperd.f".	71

Figura 5.1 Resultados del estudio de análisis modal de la matriz Jacobiana reducida del sistema sin contingencia y ante la contingencia crítica del sistema Anderson cuando se aumenta la carga total del sistema, la cual se distribuye entre todos los generadores disponibles.....	80
Figura 5.2. Variación de la línea crítica del SEP Anderson con respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	87
Figura 5.3. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra. ....	88
Figura 5.4 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	97
Figura 5.5. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson. ....	99
Figura 5.6 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	101
Figura 5.7. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra. ....	102
Figura 5.8 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	105
Figura 5.9. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson. ....	107
Figura 5.10 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	109
Figura 5.11. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra. ....	110
Figura 5.12 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	113
Figura 5.13. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson. ....	115

Figura 5.14 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	117
Figura 5.15. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.....	118
Figura 5.16 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	121
Figura 5.17. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.....	123
Figura 5.18 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	125
Figura 5.19. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.....	126
Figura 5.20 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	129
Figura 5.21. Carta de operación del generador (Adaptado de [López-Luis et al., 2007]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ( $V=1.0$ [p.u.]), mientras que en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ( $V=0.95$ [p.u.]). .....	130
Figura 5.22. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.....	139
Figura 5.23 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	141
Figura 5.24. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.....	142
Figura 5.25 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	144
Figura 5.26. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.....	145

Figura 5.27 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.....	149
Figura A.1. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Anderson sin contingencia, potencia base de 100 MVA.....	163
Figura A.2. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra sin contingencia, potencia base de 100 MVA.....	165

## LISTA DE TABLAS

Página

Tabla 1.1: Comparación entre los trabajos de tesis de maestría presentados en la SEPI-ESIME-Zacatenco y el presente trabajo .....	8
Tabla 2.1. Modelo del Sistema Eléctrico de Potencia en diferentes escalas de tiempo (Adaptado de [Van Cutsem, 2000]). .....	24
Tabla 4.1. Variables para diferentes escalas de tiempo y modelo dinámico completo del sistema (adaptado de [Van Cutsem, 2000]). .....	64
Tabla 5.1. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0 (Caso base). .....	81
Tabla 5.2. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0 (Caso Base).....	81
Tabla 5.3. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0 (Caso Base).....	82
Tabla 5.4. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0 (Caso Base).....	82
Tabla 5.5. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0 (Caso Base).....	82
Tabla 5.6. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 1.796 p.u. (Caso máximo).....	83
Tabla 5.7. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda=1.796p.u.(Caso máximo) .....	83
Tabla 5.8. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda=1.796 p.u. (máximo). .....	83
Tabla 5.9. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 1.796 (Caso máximo). .....	83
Tabla 5.10. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda=1.796 (Caso máximo). .....	84
Tabla 5.11. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.24 p.u.....	84
Tabla 5.12. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.24 p.u. ....	85
Tabla 5.13. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.24 p.u. ....	85
Tabla 5.14. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.24 p.u. ....	85
Tabla 5.15. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda=0.24 .....	86
Tabla 5.16. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0 (Caso Base).....	88
Tabla 5.17. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0 (Caso Base).....	89

Tabla 5.18. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0 (Caso Base). .....	90
Tabla 5.19. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0 (Caso Base). .....	91
Tabla 5.20. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda=1.26 p.u.(máximo). .....	91
Tabla 5.21. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda=1.26 p.u. (máximo). .....	92
Tabla 5.22. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 1.26 p.u. (Caso máximo). .....	93
Tabla 5.23. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 1.26 p.u. (Caso máximo). .....	94
Tabla 5.24. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.64 p.u. ....	94
Tabla 5.25. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.64 p.u. ....	95
Tabla 5.26. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.64 p.u. ....	96
Tabla 5.27. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.64 p.u. ....	97
Tabla 5.28. Definición de las áreas de generación y carga del SEP Anderson.....	98
Tabla 5.29. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.257 p.u.....	99
Tabla 5.30. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.257 p.u. ....	99
Tabla 5.31. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.257 p.u. ....	100
Tabla 5.32. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.257 p.u. ....	100
Tabla 5.33. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.257 p.u. ....	100
Tabla 5.34. Definición de las áreas de generación y carga del SEP Nueva Inglaterra .....	101
Tabla 5.35. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 1.91 p.u. ....	102
Tabla 5.36. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 1.91 p.u. ....	103
Tabla 5.37. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 1.91 p.u. ....	104



Tabla 5.38. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. $\Lambda = 1.91$ p.u. ....	105
Tabla 5.39. Matriz Jacobiana Reducida. $\Lambda = 0.23$ p.u. ....	107
Tabla 5.40. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. $\Lambda = 0.23$ p.u. ....	108
Tabla 5.41. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. $\Lambda = 0.23$ p.u. ....	108
Tabla 5.42. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. $\Lambda = 0.23$ p.u. ....	108
Tabla 5.43. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. $\Lambda = 0.23$ p.u. ....	109
Tabla 5.44. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. $\Lambda = 0.25$ p.u. ....	110
Tabla 5.45. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. $\Lambda = 0.25$ p.u. ....	111
Tabla 5.46. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. $\Lambda = 0.25$ p.u. ....	112
Tabla 5.47. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. $\Lambda = 0.25$ p.u. ....	113
Tabla 5.48. Matriz Jacobiana Reducida. $\Lambda = 0.23$ .....	116
Tabla 5.49. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. $\Lambda = 0.23$ .....	116
Tabla 5.50. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. $\Lambda = 0.23$ p.u. ....	116
Tabla 5.51. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. $\Lambda = 0.23$ .....	117
Tabla 5.52. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. $\Lambda = 0.23$ p.u. ....	117
Tabla 5.53. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. $\Lambda = 0.48$ p.u. ....	118
Tabla 5.54. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. $\Lambda = 0.48$ p.u. ....	119
Tabla 5.55. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. $\Lambda = 0.48$ p.u. ....	120
Tabla 5.56. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. $\Lambda = 0.48$ p.u. ....	121
Tabla 5.57. Matriz Jacobiana Reducida. $\Lambda = 0.11$ p.u. ....	124
Tabla 5.58. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. $\Lambda = 0.11$ p.u. ....	124
Tabla 5.59. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. $\Lambda = 0.11$ p.u. ....	124

Tabla 5.60. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.11 p.u.....	125
Tabla 5.61. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.11 p.u.....	125
Tabla 5.62. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.29 p.u.....	127
Tabla 5.63. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.29 p.u.....	127
Tabla 5.64. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.29 p.u.....	128
Tabla 5.65. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.29 p.u.....	129
Tabla 5.66. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.07 p.u.....	139
Tabla 5.67. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.07 p.u.....	140
Tabla 5.68. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.07 p.u.....	140
Tabla 5.69. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.07 p.u.....	140
Tabla 5.70. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.07.....	141
Tabla 5.71. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.115 p.u.....	142
Tabla 5.72. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.115 p.u.....	143
Tabla 5.73. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.115 p.u.....	143
Tabla 5.74. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.115 p.u.....	143
Tabla 5.75. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.115.....	144
Tabla 5.76. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.36 p.u.....	145
Tabla 5.77. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.36 p.u.....	146
Tabla 5.78. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.36 p.u.....	147
Tabla 5.79. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.36 p.u.....	148
Tabla A.1. Datos de líneas del SEP Anderson.....	164
Tabla A.2. Datos de transformadores del SEP Anderson en [p.u.].....	164
Tabla A.3. Datos de nodos generadores del SEP Anderson.....	164

Tabla A.4. Valores resultantes de la magnitud de voltaje y ángulo nodal del SEP Nueva Inglaterra, sin contingencia en el caso base. ....	164
Tabla A.5. Datos de las líneas del SEP Nueva Inglaterra [Sauer and Pai, 1998].....	166
Tabla A.6. Datos de los transformadores del SEP Nueva Inglaterra. ....	167
Tabla A.7. Datos de nodos generadores del SEP Nueva Inglaterra. ....	167



# GLOSARIO

## Parámetros

$\lambda_0$	Factor inicial de cargabilidad.
$\lambda$	Factor de cargabilidad.
$x$	Vector de variables del sistema de ecuaciones.
$\lambda_1$	Factor de cargabilidad en el punto inicial del Método de Continuación.
$x_1$	Vector de variables del sistema de ecuaciones en el punto inicial del Método de Continuación.
$\bar{\lambda}$	Factor de cargabilidad en el punto calculado con el paso predictor.
$\bar{x}$	Vector de variables del sistema de ecuaciones calculado con el paso predictor.
$\lambda_2$	Factor de cargabilidad en el punto de equilibrio calculado con el paso corrector.
$x_2$	Vector de variables del sistema de ecuaciones en el punto de equilibrio calculado con el paso corrector.
$\tau, Z$	Vector tangente.
$dx$	Vector de incrementos de las variables del sistema de ecuaciones, paso de predicción.
$\sigma$	Longitud de paso del vector tangente.
$d\lambda$	Incremento del factor de cargabilidad, paso de predicción.
$n$	Cantidad de variables del sistema de ecuaciones.
$e_k$	Vector fila con todos sus elementos iguales a cero, excepto el k-ésimo valor que es unitario.
$\Delta x$	Valor de incremento de las variables de sistema de ecuaciones al aplicar el Método de solución de Newton-Raphson.
$\Delta \lambda$	Valor de incremento del factor de cargabilidad al aplicar el Método de solución de Newton-Raphson.
$N$	Número de nodos del Sistema Eléctrico de Potencia.
$N_{\text{slack}}$	Cantidad de nodos compensadores del Sistema Eléctrico de Potencia.
$N_G$	Cantidad de nodos de generación del Sistema Eléctrico de Potencia.
$P$	Potencia activa de generación.
$Q$	Potencia reactiva de generación.
$S$	Potencia compleja.
$P_0$	Valor inicial base de potencia activa en el nodo de carga.
$Q_0$	Valor inicial base de potencia reactiva en el nodo de carga.
$PEO$	Valor actual de potencia activa en el nodo de carga.
$QEO$	Valor actual de potencia reactiva en el nodo de carga.
$V$	Magnitud de voltaje actual en cada uno de los nodos del Sistema Eléctrico de Potencia.

KPC	Factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de potencia constante.
KPI	Factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de corriente constante.
KPZ	Factor de porcentaje que afecta a la potencia activa de carga cuya característica es de impedancia constante.
KQC	Factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de potencia constante.
KQI	Factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de corriente constante.
KQZ	Factor de porcentaje que afecta a la potencia reactiva de carga cuya característica es de impedancia constante.
KP1, KP2, KQ1, KQ2	Coefficientes del modelo estático de carga los cuales indican el porcentaje de la carga activa (P) y reactiva (Q) que tiene el modelo exponencial dependiente del voltaje.
$P_G$	Potencia activa de generación.
$Q_G$	Potencia reactiva de generación.
$P_{Glim\ max}$	Valor límite máximo de la potencia activa de generación.
$Q_{Glim\ max}$	Valor límite máximo de la potencia reactiva de generación.
$Q_{Gestator\ max}$	Valor límite máximo de la potencia reactiva de generación debido a la corriente de estator.
$Q_{Grotor\ max}$	Valor límite máximo de la potencia reactiva de generación debido a la corriente de rotor.
$\delta$	Ángulo entre el vector de voltaje en terminales y el eje de cuadratura.
$X_d$	Reactancia en el eje directo.
$X_q$	Reactancia en el eje de cuadratura.
$V_t$	Magnitud de voltaje en las terminales del nodo de generación.
$I_{a\ max}$	Magnitud de corriente máxima de armadura.
$E_{q\ max}$	Magnitud de voltaje interno máximo debido a la corriente máxima del rotor.
F.P.	Factor de potencia de la máquina síncrona.
$\theta$	Ángulo de defasamiento para la máquina síncrona.
$S_{nom}, P_{nom},$	Potencia nominal de la máquina síncrona (compleja, activa y reactiva respectivamente).
$Q_{nom}$	
QT	Potencia reactiva de transmisión.

### Unidades

MVAR	Unidad de la potencia reactiva, Mega Volt Ampere Reactivos.
MW	Unidad de la potencia activa, Mega Watt.
p.u.	Unidad para el sistema en por unidad.

Abreviaciones

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
LTC	Cambiador automático de derivación bajo carga
MFPC	Método de Flujos de Potencia de Continuación.





# CAPÍTULO 1:

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Desde hace aproximadamente 20 años los problemas de inestabilidad de voltaje se han convertido en uno de los fenómenos dinámicos más importantes que limitan la operación de los sistemas de potencia del mundo. Muchos de los problemas recientes de suspensiones del servicio eléctrico en grandes regiones geográficas se han atribuido a inestabilidades de voltaje, por lo que desde que se detectó este tipo de problemas, se han desarrollado técnicas de análisis y programas de computadora digital que permitan evaluar adecuadamente la estabilidad de voltaje y diseñar acciones de control en las etapas de planeación y operación del sistema de potencia [Andersson et al., 2005].

En especial, una tarea importante para el control de problemas de estabilidad, es identificar los elementos del sistema de potencia que afectan más al fenómeno de inestabilidad, con el objeto de encontrar las causas del problema de estabilidad, y diseñar acciones preventivas y correctivas de control. Se han propuesto diferentes métodos de sensibilidad para identificar localizaciones adecuadas de controles y elementos críticos en los problemas de estabilidad como son el análisis modal, la descomposición en valores singulares, y algunos índices de estabilidad asociados.

Por esta razón, en el presente trabajo se propone desarrollar técnicas de sensibilidad en un programa de análisis de la estabilidad de voltaje para mejorar los límites de operación en sistemas de potencia restringidos por problemas de inestabilidad de voltaje.

### 1.2 OBJETIVO

Presentar técnicas de sensibilidad para la evaluación y control de problemas de estabilidad de voltaje y compararlas para determinar sus ventajas y desventajas.

## **1.3 ANTECEDENTES**

### **1.3.1 Trabajos más importantes en el desarrollo de los métodos de sensibilidad**

La estabilidad de voltaje, para muchos sistemas, ha llegado a ser el factor limitante en la planeación y operación del SEP y además se ha dado mucha atención en años recientes [Andersson et al., 2005]. Además de esto ha habido muchas fallas en los sistemas y muchas de éstas, por la inestabilidad de voltaje. Como resultado de la significativa atención de la industria a esto, un gran número de herramientas y técnicas para el análisis práctico de la estabilidad de voltaje ha sido desarrollado. Estos métodos pueden generalmente ser divididos en dos clases: métodos dinámicos y métodos en estado estable.

A pesar del gran número de métodos en estado estable que han sido desarrollados, pocos han encontrado un uso general en aplicaciones prácticas. Esto es por dos razones: (1) la mayoría de las técnicas están basadas en sobre simplificar suposiciones y las restricciones de modelado y (2) estos no proveen información adecuada con respecto al mecanismo de la inestabilidad de voltaje. Una técnica en estado estable la cual ha sido probada exitosamente en aplicación práctica, es el análisis modal el cual parte de la Matriz Jacobiana reducida. El análisis modal, usa técnicas de eigenvalores, es ideal para el estudio de grandes sistemas complejos y pueden proveer información con respecto a la proximidad y el mecanismo de la inestabilidad de voltaje. [Kundur et al., 1993]

#### *1.3.1.1 Trabajos desarrollados más relevantes aplicando la técnica de análisis modal.*

En la referencia [Gao et al., 1992] se realiza la evaluación de la estabilidad de voltaje para un sistema de prueba de 3700 nodos. En este trabajo se llevo acabo el análisis modal completo desde el caso base hasta el caso crítico, obteniendo 10 eigenvalores y sus eigenvectores asociados derechos e izquierdos para cada caso. Además de los factores de participación de nodo, rama y generadores. Todos los resultados fueron obtenidos usando el modelo del sistema en estado estable el mismo que el modelo de flujos de potencia convencional.

En el tutorial [IEEE, 1993] se muestran técnicas sugeridas para el análisis de la estabilidad de voltaje, dentro de las que destaca el análisis modal, para lo cual se dan tres ejemplos mostrando así los conceptos básicos y la aplicación de esta técnica, el primero de ellos es un ejemplo ilustrativo para un sistema de 4 nodos, el segundo ejemplo emplea un sistema mas grande de 3643 buses, 7857 ramas y 1109 generadores para el cual calcula los modos y los factores de participación tanto para el caso base

como el crítico. El tercer ejemplo realiza la evaluación de la estabilidad de voltaje para el sistema BC Hydro. Finalmente el cuarto ejemplo aplica el análisis modal con la diferencia de observar el efecto con diferentes modelos de carga.

En la referencia [Morison et al., 1992] se lleva a cabo el análisis de la estabilidad de voltaje de un sistema de potencia usando dos técnicas: estática y dinámica. Para esto se utiliza un sistema de prueba pequeño en donde los resultados de las simulaciones en el dominio del tiempo que se obtienen aclaran tanto el fenómeno de la inestabilidad de voltaje como los requisitos para un mejor entendimiento del modelado. Este mismo sistema es analizado usando la técnica estática en el cual el análisis modal aplicado a partir de las condiciones iniciales del sistema o las instantáneas las cuales se aproximan a diferentes estados a lo largo de la trayectoria del dominio del tiempo. Los resultados obtenidos con ambas técnicas son comparados, dejando ver que los métodos estáticos son mas ventajosos que los métodos dinámicos ya que los estáticos son computacionalmente mas sencillos, los eigenvalores que se obtienen indican claramente si el sistema es estable o inestable en ciertas condiciones de operación y los factores de participación claramente definen las áreas próximas a la inestabilidad de voltaje e indican que elementos son importantes en el fenómeno de la inestabilidad. Y a pesar de que las simulaciones en el dominio del tiempo son necesarias para el análisis dinámico detallado y los estudios requieren la coordinación de controles y protecciones, las ventajas del análisis estático lo convierten en una buena opción para los estudios del sistema donde el análisis del sistema se realiza bajo un gran número de condiciones.

En la referencia [Kundur et al., 1993] se presenta un trabajo que demuestra la aplicación del análisis modal en la determinación de medidas correctivas para la prevención o control de la inestabilidad en sistemas grandes, que en este caso es para un sistema de 500 kV. Además se demuestra que el método es muy útil en la selección de las estrategias más efectivas para maximizar los márgenes de estabilidad de voltaje del sistema post-contingencia.

En la referencia [Hau Aik and Andersson, 1998] se aplica el análisis modal a sistemas multi-radiales HVDC. En este trabajo se deja ver que no solamente los eigenvalores críticos son útiles para la evaluación de la estabilidad de voltaje del sistema sino que también los eigenvectores asociados contienen información importante sobre los disturbios más severos del sistema, en particular los factores de participación de nodo son usados para identificar el nodo crítico, para que posteriormente se implementen medidas correctivas efectivas en dichos sistemas.

En la referencia [Kopcak et al., 2003] se presenta un trabajo que demuestra que la técnica de análisis modal puede ser una herramienta poderosa para definir las acciones correctivas para superar los problemas de congestión. Se realiza la evaluación de los márgenes de estabilidad de voltaje para un sistema de prueba,

muestra los factores de participación modal que permiten la identificación de las áreas congestionadas y también las potencias activa y reactiva más adecuadas basándose en las acciones de control para liberar la congestión.

En una referencia más reciente [Weichao et al., 2005] se presenta otro trabajo en donde se lleva a cabo el estudio de estabilidad de voltaje en el sistema de potencia Shaanxi usando flujos de potencia de continuación, análisis de sensibilidad y métodos de análisis modal. Los resultados que se obtienen de este trabajo proveen información importante acerca de dicho sistema de potencia para operarlo de manera más segura y estable.

### *1.3.1.2 Trabajos desarrollados más relevantes aplicando la técnica de descomposición de valores singulares.*

La descomposición de valores singulares para matrices cuadradas reales fue establecida por Sylvester en 1889 y ampliado a matrices generales por Eckart y Young en 1939. A través de una investigación amplia del análisis numérico desde 1960, la descomposición en valores singulares es una piedra angular del análisis numérico moderno [Gary Reid, 1983].

La descomposición en valores singulares fue establecida para matrices cuadradas reales en 1870 por Beltrami and Jordan, para matrices cuadradas complejas por Autonne y para matrices rectangulares generales por Eckart and Young [Klema and Laub, 1980]. Además en esta misma referencia se define la descomposición en valores singulares y se hacen algunos comentarios acerca de sus propiedades y computo.

En la referencia [Tiranuchit and Thomas, 1988] propone y estudia el mínimo valor singular de la matriz Jacobiana de flujos de potencia como índice de seguridad para la estabilidad de voltaje en estado estable. Se justifican los resultados mediante la simulación en un sistema de prueba estándar de 57 nodos.

En la referencia [Löf et al., 1992] se presenta un método para el cálculo rápido del índice de estabilidad de voltaje empleando el mínimo valor singular y los correspondientes vectores singulares derechos e izquierdos presentando el comportamiento de estos de forma gráfica al analizar sistemas de prueba pequeños y un sistema de tamaño real como es el sistema Nórdico de 1033 nodos. Se presentan tres algoritmos destacando en estos la descomposición LU.

En la referencia [Cañizares et al., 1996] se realiza la comparación de una función de prueba basada en la reducción del Jacobiano de flujos de carga. Esta función de prueba es comparada con otros índices como son los valores singulares y los

eigenvalores y otras funciones de prueba propuestas con anterioridad. Estas técnicas son probadas y comparadas con un sistema de prueba de 300 nodos. Se destaca que la descomposición en valores singulares y eigenvalores proporcionan la misma información para el análisis estático de los problemas de colapso de voltaje como también lo hace la nueva función de prueba pero con una mínima reducción del costo computacional. Además se deja claro que uno de los problemas con esta función de prueba y el índice de proximidad es la necesidad de tener que determinar el nodo crítico del sistema.

En la referencia [Greene et al., 1997] se analizan dos estimaciones, tanto la lineal como la cuadrática a las variaciones del margen de cargabilidad con respecto a cualquier parámetro del sistema de potencia. Estas estimaciones se usan para evaluar rápidamente la efectividad de diferentes acciones de control para lograr un margen de cargabilidad suficiente para evitar el colapso de voltaje. Se destaca que la estimación lineal es buena para muchos parámetros y se puede mejorar con la estimación cuadrática. Para realizar este análisis de sensibilidad se emplea un sistema del IEEE de 118 nodos.

En la referencia [Young-Huei Hong et al., 1997] se propone un algoritmo altamente eficiente para calcular el valor singular más pequeño de la matriz Jacobiana empleando la característica no iterativa del método ICE (Estimación de la condición de incremento) y la característica de dispersidad de grandes sistemas de potencia. Con ambas bases teóricas se propone un método más eficiente para encontrar el índice de colapso de voltaje en el sistema de potencia de Taiwán, utilizando un programa de simulación en FORTRAN.

### *1.3.1.3 Trabajos desarrollados más relevantes aplicando la técnica del vector tangente.*

En [Ajarapu and Christy, 1992] presenta un método para encontrar la solución de flujos de potencia de continuación el cual tiene la característica sobresaliente de que se mantiene bien condicionado alrededor del punto crítico, como consecuencia la divergencia causada por un mal condicionamiento no se presenta en el punto crítico, aún cuando el análisis usado sea de simple precisión. Además de esto, durante el mismo proceso se obtienen resultados que son usados para desarrollar un índice de estabilidad de voltaje y así poder identificar áreas del sistema más propensas al colapso de voltaje, para la cual se emplea un sistema del IEEE de 39 nodos llamado Nueva Inglaterra.

En la referencia [Ajarapu et al., 1994] se logra determinar la mínima cantidad de potencia reactiva para incrementar la transferencia de potencia real antes del colapso de voltaje. Se emplea el índice de la estabilidad de voltaje como una medida indirecta

de la proximidad a alcanzar el límite de estabilidad de voltaje en estado estable. Con la información obtenida del análisis de sensibilidad se identifica a los nodos críticos que corresponden a los lugares efectivos para la inyección de potencia reactiva. La validación del método propuesto se demuestra con el sistema de 39 nodos de Nueva Inglaterra.

En [De Souza et al., 1997] se discuten nuevas técnicas de partición de sistemas de potencia para el análisis de bifurcación en base a la información que brinda el eigenvector derecho y el vector tangente, identificando las limitaciones y probables áreas de aplicación. También se presenta la definición de un nuevo índice de estabilidad de voltaje llamado aquí como Índice del Vector Tangente (de las siglas en inglés TVI) con la finalidad de reducir el tiempo de cómputo. Todos los métodos son comparados en base a los resultados obtenidos con el sistema de prueba de 300 nodos del IEEE.

En [Valle et al., 2000] se emplean tanto los eigenvectores como el vector tangente ya que son fuentes de información muy útiles y se combinan éstas dos técnicas, lo que permite determinar el nodo crítico y los generadores que más influyen en la estabilidad de voltaje. Se deja claro que mediante este análisis se puede decidir sobre que variables trabajar con la finalidad de evitar el colapso de voltaje. El sistema usado para las simulaciones es uno de 14 nodos del IEEE.

En [Lima et al., 2001] se muestra el análisis del modelo del sistema dinámico para el análisis de colapso de voltaje para lo cual se emplean algunos índices propuestos en literatura previa. Dentro de los aspectos importantes de este trabajo es que se emplea el método de continuación para el modelo de flujos de potencia, para cada punto de operación se calculan los índices que se están monitoreando, se grafica el comportamiento de los índices como una función del incremento de carga del sistema y finalmente se repite el proceso para el modelo del sistema dinámico para realizar las comparaciones, destacando que el vector tangente presenta un mejor comportamiento que el resto de los índices. Los resultados son obtenidos usando un sistema de 118 nodos del IEEE.

En [Chia-Chi et al., 2000] se presenta un algoritmo muy eficiente ya que en lugar de aproximar el margen de carga como una función cuadrática de los perfiles de voltaje con tres coeficientes desconocidos cerca del punto de colapso, se reformula como una función cuadrática de los perfiles de voltaje con el vector tangente con solamente dos coeficientes desconocidos, lo que reduce el costo computacional. Se propone el cálculo del vector tangente con un método que es estable numéricamente, este se basa en las aproximaciones del margen de carga predecidas por el vector tangente, una selección de contingencias previas, su evaluación y clasificación. Los resultados de la simulación con el sistema de 57 nodos y con el de 118 nodos demuestran la eficiencia y precisión del método propuesto.

## 1.3.2 Trabajos desarrollados en México

### 1.3.2.1 Trabajos desarrollados en México aplicando la técnica de análisis modal

La tesis [León-Rodríguez, 2000] emplea como técnica principal el análisis modal y como técnicas auxiliares emplea curvas PV y VQ, el modelo empleado es el convencional de flujos de potencia y adaptó PSTOOLS (MATLAB) para análisis modal y usó el PSS/E para las curvas PV y VQ.

Una tesis más es la de [De Santillana-Verdín, 2005] que emplea el análisis modal como técnica principal y las proyecciones métricas como técnicas auxiliares, el modelo empleado es el convencional de flujos de potencia desarrollando así un programa propio en FORTRAN 77.

### 1.3.2.2 Trabajos desarrollados en México aplicando la descomposición de valores singulares

En la tesis [Galicia-Cano, 1999] se emplea como técnica principal la descomposición en valores singulares y como técnicas auxiliares emplea curvas PV y VQ, el modelo empleado es el convencional de flujos de potencia desarrollando así un programa propio en FORTRAN 4.

En la tesis [Pérez González, 2005] se emplea como técnica principal el análisis modal y la descomposición en valores singulares y como técnicas auxiliares curvas PV y VQ. Desarrolla una metodología para analizar la estabilidad de voltaje en estado estable, identificando los mecanismos que conducen a la inestabilidad y el desarrollo de medidas de refuerzo del sistema basadas en la aplicación de dispositivos FACTS.

### 1.3.2.3 Trabajos desarrollados en la SEPI-ESIME aplicando el método de flujos de potencia de continuación

En la tesis [Morales-González, 2005] se emplea como técnica principal el método de flujos de potencia de continuación y como técnicas auxiliares emplea índices de sensibilidad, a su vez utiliza modelos detallados de cargas estáticas y el programa UWPFLOW.

La tesis [López-Luis, 2006] emplea como técnica principal el método de flujos de potencia de continuación además de modelos detallados de generadores y cargas estáticas desarrollando así un programa propio en FORTRAN 77. Además se deja en claro la recomendación de implementar el análisis modal para contar con medidas de sensibilidad que permitan evaluar la participación de los elementos del SEP en la inestabilidad de voltaje, por ejemplo obtener factores de participación de rama, nodo, etc.; dicho análisis conviene realizarlo en la cercanía del punto crítico de cargabilidad.

## 1.4 JUSTIFICACIÓN

Debido a que las inestabilidades de voltaje son problemas muy complejos, su análisis requiere la utilización de varias técnicas complementarias estáticas y dinámicas. Los métodos de sensibilidad permiten diseñar medidas de control adecuadas para problemas de inestabilidad de voltaje de largo plazo. La justificación del presente trabajo es que es necesario complementar las herramientas desarrolladas en otros trabajos de tesis, particularmente [López-Luis, 2006] con técnicas capaces de auxiliar en el diseño de medidas de control. Aunque aparentemente se han realizado algunas tesis en esta área, como se puede observar en la Tabla 1.1, el presente trabajo mejora el trabajo de [López-Luis, 2006] de manera importante y mejora el programa de simulación desarrollado al incluirle las técnicas de sensibilidad.

**Tabla 1.1: Comparación entre los trabajos de tesis de maestría presentados en la SEPI-ESIME-Zacatenco y el presente trabajo**

1	2	3	4	5
Alumno	Técnica principal	Técnicas auxiliares	Modelo	Programa
Guillermo Galicia Cano (1999)	Descomposición en valores singulares	Curvas PV y VQ	Convencional de flujos de potencia	Propio en FORTRAN 4
Daniel León Rodríguez (2000)	Análisis modal	Curvas PV y VQ	Convencional de flujos de potencia	Adaptó el PSTOOLS (MATLAB) para análisis modal y usó el PSS/E para las curvas PV y VQ
Eduardo Morales González (2005)	Método de Flujos de potencia de Continuación	Índices de sensibilidad	Modelos detallados de cargas estáticas	UWPFLOW
Atalo de Santillana Verdín (2005)	Análisis modal	Proyecciones métricas	Convencional de flujos de potencia	Propio en FORTRAN 77
Enrique López Luis (2006)	Método de Flujos de potencia de Continuación		Modelos detallados de generadores y cargas estáticas	Propio en FORTRAN 77
<b>Samuel Domínguez Becerril (2008)</b>	<b>Método de Flujos de potencia de Continuación</b>	<b>Análisis modal, Descomposición en valores singulares, Índice del Vector tangente.</b>	<b>Modelos detallados de generadores y cargas estáticas y otros componentes.</b>	<b>Propio en FORTRAN 77, mejorando el programa de ELL.</b>

## 1.5 APORTACIONES

Se desarrolla el análisis de sensibilidad para la evaluación de la estabilidad de voltaje empleando tres técnicas de análisis (eigenanálisis, descomposición en valores singulares y vector tangente) mediante la programación en lenguaje FORTRAN utilizando el programa "loadability.f" [López-Luis, 2006], teniendo así las siguientes características:



1. Es posible realizar el análisis de sensibilidad para cualquier valor de cargabilidad que se elija de la curva PV, bajo diferentes condiciones de estudio. En este trabajo se realiza el análisis de sensibilidad para todos los puntos de la curva PV de manera automática.
2. Para cada punto de operación de la curva PV se genera un archivo de salida diferente para cada una de las técnicas empleadas, mostrando los resultados del análisis de sensibilidad.
3. Para cada una de las técnicas empleadas, en el cálculo de los factores de participación de rama es posible realizar el cálculo de las variaciones de potencia reactiva de dos formas diferentes: mediante las ecuaciones de pérdidas y mediante la ecuación de cambio en flujo en las líneas.
4. El análisis de sensibilidad que se efectúa con las técnicas empleadas no afecta al modelado del sistema ni altera en lo absoluto al programa *"loadability.f"*.

Se definen y se explican detalladamente las técnicas empleadas en éste trabajo de tesis para realizar el análisis de sensibilidad, para así poder realizar la evaluación de la estabilidad de voltaje de los Sistemas de Potencia de prueba.

## 1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES

### Limitaciones

El programa no utiliza técnicas de solución de sistemas dispersos, por lo que el programa no puede solucionar de manera eficiente sistemas con un gran número de nodos.

Si se incluyen técnicas de dispersión a manera de poder analizar sistemas de un gran número de nodos, entonces se debe limitar al programa a manera de que solo se realice el análisis de sensibilidad para un valor de lambda de interés; esto con el propósito de ya no generar todos los archivos de salida para cada valor de lambda como se hace hasta ahora y así evitar que aumente el tiempo de cómputo.

### Alcances

Una de las consideraciones que se tiene que tener en cuenta cuando se realizan las simulaciones es que cuando se elige la opción de calcular los puntos de la curva PV con el método de Newton Raphson hasta donde sea posible encontrar solución y posteriormente emplear el método de continuación, se deben considerar únicamente los archivos de salida de las subrutinas *"eigperd.f"* y *"dosperd.f"* ya que el programa no

manda a llamar a la subrutina "*tanperd.f*" porque precisamente los primeros puntos fueron encontrados con el método de Newton Raphson y no con el método de continuación.

Por el otro lado cuando se elige calcular el caso base con el método de Newton Raphson y todos los demás puntos con el método de continuación, se consideran únicamente los archivos de salida de la subrutina "*tanperd.f*" ya que en estos se muestran los resultados correspondientes a emplear el vector tangente.

## **1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS**

En esta sección se describe cada una de las partes que conforman este trabajo de tesis.

- Capítulo 1: Se presenta una breve descripción de la problemática de la inestabilidad de voltaje y como se ha atacado para solucionar dicha situación dejando claro la razón de este trabajo. Se muestra el objetivo, la justificación así como los trabajos internacionales y nacionales que se han realizado empleando las técnicas de ésta tesis. Además se incluyen las aportaciones, limitaciones y alcances de éste trabajo.
- Capítulo 2: Se presenta un panorama completo de la estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), destacando así la estabilidad de voltaje y los métodos empleados para analizar la estabilidad de voltaje de largo plazo. Se incluye el modelo del sistema para estudios de estabilidad de voltaje de largo plazo. También se trata el concepto de cargabilidad y una herramienta auxiliar que son las curvas PV y curvas VQ. Se incluye una descripción detallada del método de flujos de potencia de continuación y su utilización empleando las ecuaciones de flujos de potencia.
- Capítulo 3: Se da una descripción detallada de los métodos para el análisis de sensibilidad que se emplean en este trabajo. Se presentan los métodos de análisis de sensibilidad utilizando: eigenvalores y eigenvectores, la descomposición en valores singulares y el vector tangente. Para dichos métodos se incluye la descripción de cómo se calculan los factores de participación de nodo y de rama.
- Capítulo 4: Se presenta el modelado de algunos componentes del sistema para realizar el estudio de estabilidad de voltaje de largo plazo así como una descripción general de la estructura de programa de flujos de potencia de continuación y de manera muy particular las técnicas de sensibilidad

empleadas, en decir de las subrutinas realizadas en lenguaje FORTRAN que permitieron obtener los resultados de interés para la realización de ésta tesis.

- Capítulo 5: Se muestran los resultados de las simulaciones realizadas con los Sistemas Eléctricos de Potencia de prueba que se eligieron para este trabajo de tesis, con la finalidad de llevar a cabo el análisis de sensibilidad y así posteriormente efectuar algunas acciones de control que permitan mantener los perfiles adecuados de voltaje del SEP.
- Capítulo 6: Muestra las conclusiones derivadas de las simulaciones realizadas en este trabajo. Además se presenta una lista de los trabajos futuros posibles para continuar esta investigación.
- Referencias: Se presenta una lista de las fuentes bibliográficas consultadas para la elaboración de este trabajo.
- Apéndice A: Muestra los parámetros así como diagramas unifilares de los sistemas de prueba empleados así como las condiciones base de operación.
- Apéndice B: Se muestran los códigos de las subrutinas desarrolladas para realizar el análisis de sensibilidad.



# CAPÍTULO 2:

## ESTABILIDAD DE VOLTAJE

### 2.1 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

#### 2.1.1 Introducción

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un sistema dinámico en el cual los valores de sus parámetros (impedancias, etc.) y variables principales (voltajes, corrientes, potencias activa y reactiva y frecuencia) varían en el tiempo. Estas variaciones son conocidas comúnmente como *disturbios*<sup>1</sup>.

La mayor parte de los disturbios que ocurren en el SEP se deben a cambios por variaciones normales de la carga y/o acciones programadas por los ingenieros encargados de la operación del SEP para realizar el mantenimiento de elementos de la red de transmisión y plantas generadoras. En la Figura 2.1 se muestra un ejemplo de la variación normal de la carga con respecto al tiempo, la curva de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995.

En la Figura 2.1 se puede observar claramente que la variación de la carga no solamente es horaria sino que también varía estacionalmente y además depende del calendario de días laborales (el primero de enero es feriado, mientras que el primero de junio es laboral).

Aunque siempre estén ocurriendo cambios en el SEP, es conveniente considerar que en ciertos períodos de tiempo éste funciona en *estado estacionario*, es decir, que para propósitos de análisis tanto los parámetros como las variables son considerados constantes [IEEE, 1982].

---

<sup>1</sup> “Un disturbio en un Sistema Eléctrico de Potencia es un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o bien, en una o más de las variables de operación” [IEEE, 1982].

El SEP también está sujeto usualmente a disturbios *repentinos e impredecibles* debidos a fallas en el mismo que pueden ser provocadas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión y subestaciones, cortocircuitos causados por el roce de las ramas de un árbol con las líneas de transmisión, vandalismo, una mala operación humana, fenómenos catastróficos como los terremotos y otras causas<sup>2</sup>.

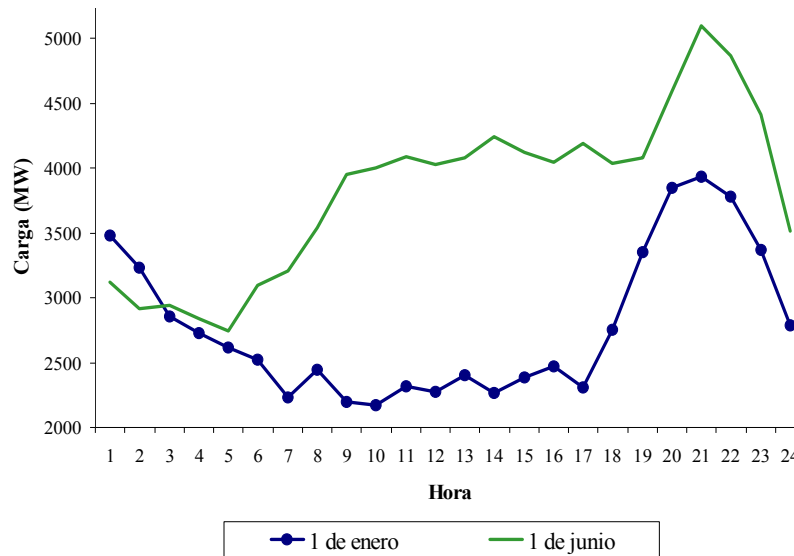


Figura 2.1. Curvas de demanda horaria del área de control central del Sistema Eléctrico Mexicano para dos días diferentes de 1995 (adaptado de [Ruiz-Vega, 2002]).

La estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se define actualmente de la siguiente manera:

*La estabilidad del sistema de potencia es su habilidad para permanecer en un estado de operación aceptable después de estar sujeto a disturbios repentinos, programados o normales [IEEE, 2004].*

En esta definición se asume que en el *período transitorio*, entre los estados estacionarios inicial (antes del disturbio) y final (después del disturbio), el amortiguamiento y las variables principales del SEP permanecen limitadas por sus valores admisibles y tienen un impacto pequeño en la calidad del servicio eléctrico. En el *estado de operación aceptable*, al que finalmente llega el SEP, los valores de voltaje y frecuencia permanecen dentro de sus límites normales y todos los generadores síncronos operan en sincronismo [Ruiz-Vega, 2005].

Es útil para el análisis y control de los problemas de estabilidad clasificarlos de acuerdo a diferentes criterios. En la siguiente sección se da una descripción de los tipos de estabilidad.

<sup>2</sup> Una descripción muy detallada de las diferentes causas de los disturbios posibles en Sistemas Eléctricos de Potencia es presentada en [Knight, 2001].

### 2.1.2 Clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Aunque la estabilidad del SEP es un problema único, es conveniente clasificarla utilizando diferentes criterios, esto con el objetivo de facilitar el diseño de medidas de control adecuadas para resolver los diferentes tipos de inestabilidades que pueden ocurrir. La gran dimensión del SEP y su complejidad provoca que ante una falla se presente más de una forma de inestabilidad, y que a veces sea difícil distinguir entre los diferentes tipos de inestabilidad. Sin embargo, la estabilidad del sistema de potencia ante un evento se debe clasificar según el *fenómeno dominante que inicia la inestabilidad* el cual puede ser una inestabilidad angular, de frecuencia o de voltaje [Kundur and Morison, 1997].

La Figura 2.2 presenta la última clasificación de la estabilidad propuesta por un comité del CIGRE y el IEEE en [IEEE, 2004]. La clasificación de la estabilidad en diferentes categorías se puede justificar desde un punto de vista más formal, en el marco de la teoría de estabilidad de sistemas, utilizando el concepto de *estabilidad parcial*, desarrollado por Lyapunov [Vorotnikov, 1998, Rumyantsev and Osiraner, 1987, Rouche et al., 1977, IEEE, 2004].

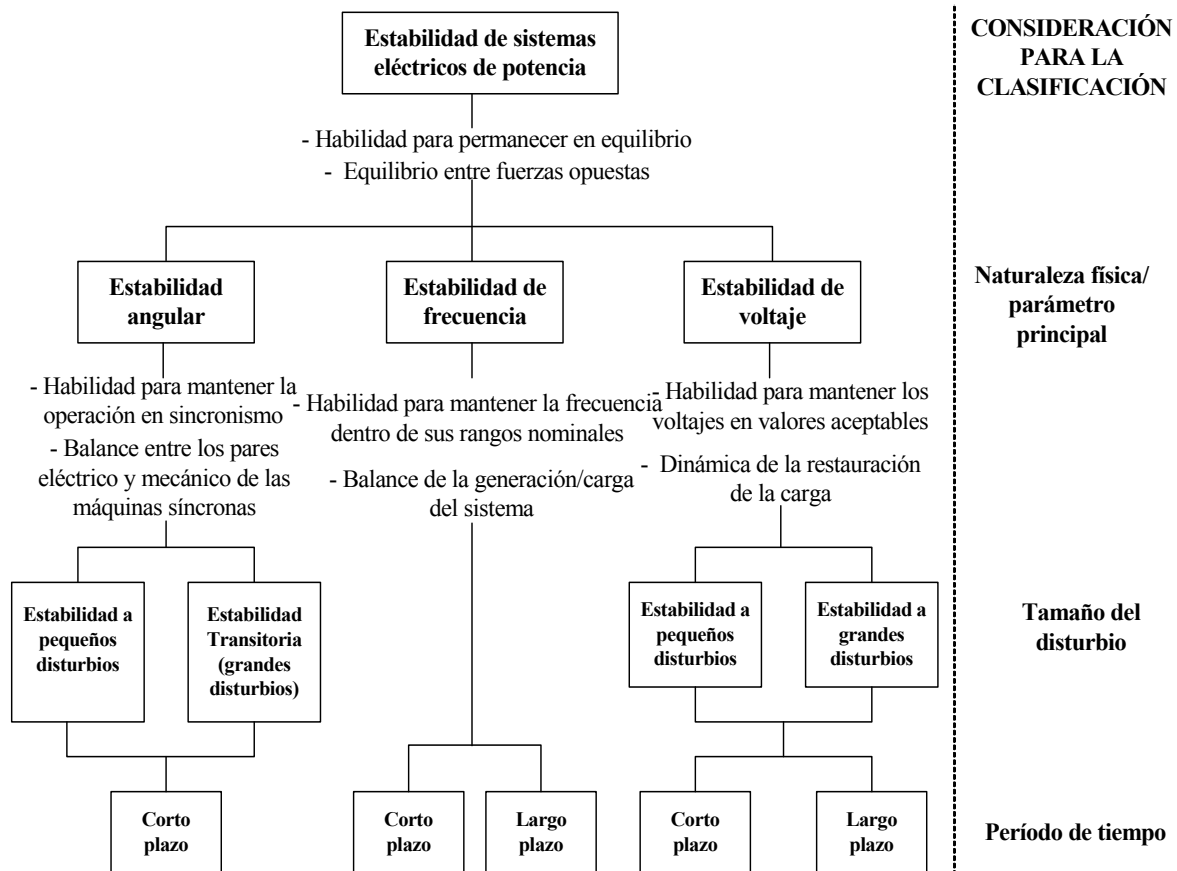


Figura 2.2. Clasificación de los problemas de inestabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (Adaptado de [Ruiz-Vega, 2002, IEEE, 2004]).

Este concepto relaja la condición de estabilidad (utilizada para declarar a un sistema como estable) desde una condición que requiere que *todas* las variables del sistema sean estables, a otra que requiere que *solamente un subconjunto* de variables sean estables. Ésta formulación es adecuada en muchos sistemas de ingeniería, entre ellos el SEP.

En la Figura 2.2 se pueden observar los diferentes tipos de clasificación de la estabilidad de un SEP, los cuales van de acuerdo a los siguientes criterios:

- La naturaleza física del problema y el parámetro principal en el que se puede observar la inestabilidad.
- El tamaño del disturbio que inicia el problema de inestabilidad.
- El período de tiempo en el que se desarrolla la inestabilidad del sistema.

A continuación se dan algunas definiciones más concretas de los diferentes tipos de estabilidad mostrados en la Figura 2.2, que están de acuerdo a *la naturaleza física del problema*:

***Estabilidad Angular:*** es la habilidad del SEP de permanecer en una operación en sincronismo<sup>3</sup> después de estar sujeto a un disturbio. Depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre los pares mecánico y electromagnético de *todas* las máquinas síncronas del SEP [Kundur and Morison, 1997].

***Estabilidad de frecuencia:*** es la habilidad del SEP para mantener el valor de la frecuencia dentro de un rango normal, después de estar sometido a un disturbio que puede o no haber resultado en la separación del sistema de potencia interconectado en subsistemas aislados. Depende de la habilidad de restaurar el balance entre las potencias totales de generación y carga de los diferentes subsistemas con un mínimo de pérdida de carga [Kundur and Morison, 1997].

***Estabilidad de Voltaje:*** es la habilidad de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de un disturbio. *“La inestabilidad de voltaje es causada por el intento de las cargas de restaurar su consumo de energía a un valor mucho mayor que el de la capacidad combinada de los sistemas de generación y transmisión”* [Van Cutsem and Vournas, 1998].

---

<sup>3</sup> Se dice que un SEP opera en sincronismo si la frecuencia eléctrica promedio de cada una de las máquinas síncronas del sistema es igual a la frecuencia del nodo de la red de corriente alterna a la cual están conectadas [IEEE, 1982].



El segundo criterio de clasificación se refiere al tamaño del disturbio que inicia al problema de estabilidad. Como se puede apreciar a continuación, la definición del tamaño de un disturbio es aparentemente confusa [IEEE, 1982]:

*Un disturbio es clasificado como pequeño si es posible analizar sus consecuencias utilizando un modelo lineal del sistema. En caso contrario, se clasifica como un gran disturbio.*

Sin embargo, cumple muy bien su función, ya que lo que define el tamaño de un disturbio es **que los resultados de un análisis utilizando el modelo lineal del sistema sean válidos al estudiar el sistema real (no-lineal)**.

Las técnicas de análisis utilizando los modelos lineal y no-lineal son complementarias y la comprensión de las causas e identificación de las posibles soluciones a la mayoría de los problemas de estabilidad requiere de una utilización coordinada de ambas. Las técnicas que emplean los modelos lineales son muy atractivas, ya que presentan muchas ventajas, entre las que podemos citar *la disponibilidad de técnicas de sensibilidad* que son capaces de identificar a los elementos que causan el problema de estabilidad y a los que tienen una influencia importante en el fenómeno para resolver las inestabilidades. Son técnicas en las que además se tiene una experiencia amplia; sin embargo, como se menciona en la definición del tamaño del disturbio, sus resultados no siempre son válidos cuando se analiza la respuesta del SEP ante un disturbio dado [Ruiz-Vega, 2005].

Es por esto que una rama importante de la investigación actual consiste en desarrollar métodos no-lineales de análisis de la estabilidad que provean medidas de sensibilidad útiles en el diseño de controles adecuados para resolver problemas de estabilidad.

El período de tiempo de interés en el que se desarrollan los problemas de inestabilidad se muestra en la Figura 2.3, con respecto a las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos presentes en los SEP.

Los fenómenos rápidos (*estabilidad de corto plazo*) requieren analizar períodos de tiempo desde algunos milisegundos hasta 15 ó 20 segundos, mientras que los fenómenos más lentos (*estabilidad de largo plazo*) pueden requerir que el período de análisis se amplíe hasta 15 minutos o más.

Es importante observar que los diferentes tipos de inestabilidades se desarrollan en períodos de tiempo específico. Por ejemplo, en la Figura 2.2 se muestra que las inestabilidades angulares se desarrollan siempre en el corto plazo (en períodos de tiempo de hasta 20 segundos), mientras que los problemas de estabilidad de frecuencia y de voltaje pueden desarrollarse tanto en el corto como en el largo plazo, independientemente del tamaño del disturbio.

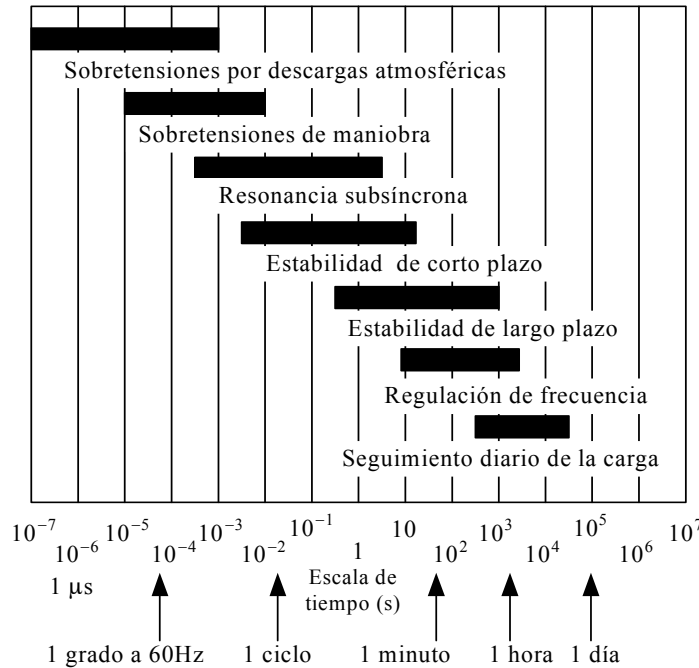


Figura 2.3. Ubicación de los problemas de estabilidad en las bandas de frecuencia de los diferentes fenómenos dinámicos de los sistemas eléctricos de potencia (Adaptado de [Anderson et al., 1990]).

De manera muy rigurosa, se podría especificar que para estudiar los problemas dinámicos de los SEP se tiene que utilizar un modelo en el que todos los elementos (líneas de transmisión, generadores y cargas) estén representados por ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales (debido a que todos los elementos se representan por sus parámetros concentrados).

Sin embargo, la diferencia entre los períodos de tiempo en los que se desarrollan los fenómenos dinámicos permite hacer una descomposición en el tiempo del complejo fenómeno de la estabilidad (utilizando un razonamiento del tipo de perturbaciones singulares [IEEE, 2004]), en el que algunas variables que han alcanzado el estado estacionario para el período de tiempo del fenómeno de interés puedan ser representadas utilizando ecuaciones algebraicas. Con esto se disminuye tanto la complejidad del modelo del SEP como su dimensión, y además se logra un aumento importante en la velocidad de solución del modelo, que por su no-linealidad se resuelve por medio de métodos numéricos [Ruiz-Vega, 2005].

Se puede observar en la Figura 2.3 que los transitorios ultrarrápidos y rápidos que acontecen en las variables de la red de transmisión debidos a sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas y de maniobra, alcanzan sus valores de estado estacionario antes de que el estudio de los fenómenos de estabilidad sea de interés. Esta característica dinámica del SEP de transmisión ha permitido que en la mayoría de los modelos de estabilidad se representen los elementos de la red de

transmisión por ecuaciones algebraicas (la matriz de admitancias de nodos o la matriz Jacobiana del SEP) con lo que se reduce la rigidez del modelo de estabilidad, y por lo tanto, disminuyen los problemas de inestabilidad numérica.

Hasta ahora se han descrito las diferentes clasificaciones de la estabilidad de sistemas de potencia; se ha observado, en general, que las consideraciones para la clasificación se hacen con el afán de mejorar la comprensión de la naturaleza física del fenómeno dinámico.

## 2.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE SISTEMAS DE POTENCIA<sup>4</sup>

### 2.2.1 Introducción

En los SEP, la estabilidad de voltaje es la habilidad combinada de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas y alcanzar valores aceptables de voltaje en los nodos del sistema después de que ocurre un disturbio [Van Cutsem and Vournas, 1998]. La potencia consumida por las cargas se restaura usualmente después de que ocurre un disturbio, ya sea por la dinámica de los motores de inducción, la regulación de voltaje a nivel de distribución, la operación de los cambiadores automáticos de derivación bajo carga de los transformadores o el accionamiento de termostatos [IEEE, 2004].

La inestabilidad de voltaje se manifiesta como una caída progresiva e incontrolable del voltaje en algunos nodos del SEP<sup>5</sup>, <sup>6</sup>. Un resultado posible de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de la carga en un área o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos en cascada debido a la operación de sus sistemas de protección. La consecuencia más drástica de la inestabilidad de voltaje se conoce con el término colapso de voltaje, que frecuentemente es empleado incorrectamente al hacer referencia a todos los problemas de estabilidad de voltaje<sup>7</sup>.

---

<sup>4</sup> Parte de la información de esta sección fue adaptada, con permiso, de los siguientes documentos: [Ruiz-Vega, 2005], [López-Luis, 2006], [García-Domínguez, 2007].

<sup>5</sup> En algunos SEP's, aunque es menos frecuente, la inestabilidad de voltaje se puede presentar como un aumento progresivo del voltaje [IEEE, 2004].

<sup>6</sup> Algunas veces, ésta caída progresiva del voltaje puede asociarse también con la inestabilidad angular; por ejemplo, durante la pérdida de sincronismo entre dos grupos de máquinas. Cuando el defasamiento de los ángulos de los rotores entre los grupos de máquinas se acerca a 180°, éste provoca una caída rápida del voltaje en puntos intermedios de la red cercanos al centro eléctrico del sistema [IEEE, 2004].

<sup>7</sup> Esto se debe a que es posible que el sistema eléctrico de potencia no experimente siempre un colapso de voltaje y opere en estado estable aún con bajos voltajes, después de que los transformadores con cambiador automático de derivación bajo carga alcancen su límite y queden fijos [IEEE, 2004].

*Colapso de voltaje es el proceso secuencial de eventos que acompaña a la inestabilidad de voltaje provocando apagones o un perfil de voltaje inaceptablemente bajo en una parte significativa del SEP [Kundur, 1994].*

Las inestabilidades de voltaje son problemas que, aunque actualmente se comprenden mejor, presentan aún varias dificultades teóricas y prácticas en su análisis. Algunas de estas dificultades son [Vournas and Van Cutsem, 2006]:

- La no-linealidad inherente del fenómeno, que introduce una complejidad matemática no trivial que existe aún en sistemas de potencia pequeños.
- El fuerte acoplamiento de los flujos de potencia activa y los voltajes en los nodos de carga que hace que se desafíe el estereotipo que relaciona solamente a la potencia reactiva con las magnitudes de voltaje, el cual es válido solamente para sistemas moderadamente cargados, que operan con voltajes nodales cercanos a sus valores nominales.
- La necesidad de una representación detallada de los componentes más importantes del sistema, aún y cuando estos se encuentren en un área geográfica relativamente remota del área en la que ocurre el disturbio principal.
- La incertidumbre en la respuesta de la carga, especialmente cuando se encuentra sujeta a grandes cambios de voltaje.
- La gran variedad de escalas de tiempo involucradas en este fenómeno.

Esta variedad de escalas de tiempo es una característica de vital importancia en el análisis de los problemas de estabilidad de voltaje. Los tiempos de análisis pueden ir desde unos cuantos segundos hasta decenas de minutos, y los problemas de estabilidad de voltaje permiten ser clasificados de manera natural, de acuerdo al comportamiento dinámico del sistema, en dos diferentes períodos de tiempo como fenómenos de *corto plazo* ó de *largo plazo*. Se ha encontrado, después de muchos años de investigación, que esta clasificación permite hacer una selección adecuada de los métodos de análisis de acuerdo al período de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno dinámico.

A continuación se describe cada una de las clases de estabilidad de voltaje [IEEE, 2004]:

- **Estabilidad de voltaje a corto plazo.** En esta clasificación el mecanismo de la inestabilidad de voltaje es influenciado de manera muy importante por la dinámica de los motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, y convertidores de líneas de transmisión de corriente directa en alta tensión. El período de estudio de interés está en el rango de varios milisegundos hasta 20 segundos y el análisis requiere solucionar de manera adecuada el sistema de

ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales, por lo que este enfoque es muy similar a un estudio de estabilidad angular transitoria utilizando un programa de simulación en el tiempo. En el análisis de este tipo de problemas es esencial que el programa de estabilidad angular transitoria considere modelos adecuados de las cargas estáticas y dinámicas<sup>8</sup>.

La distinción en este período de tiempo entre problemas de estabilidad angular y de voltaje puede ser difícil (y quizás de interés puramente académico), aunque pueden existir algunos casos en los que se tenga una inestabilidad de voltaje “pura” [Van Cutsem, 2000].

- **Estabilidad de voltaje a largo plazo.** En esta clasificación la dinámica importante del sistema que afecta a la estabilidad involucra la acción de dispositivos de acción lenta (transformadores con cambiador de derivación bajo carga, cargas controladas con termostatos y limitadores de corriente de campo en los generadores), que usualmente no son considerados en los estudios de estabilidad de corto plazo. El período de estudio se extiende hasta varios minutos, y en este marco de tiempo se considera que la mayoría de los elementos dinámicos importantes en los problemas de corto plazo (como las máquinas eléctricas y la mayoría de sus controles) han alcanzado sus condiciones de estado estacionario y pueden, por lo tanto, ser representados por medio de ecuaciones algebraicas para el modelo del sistema en estos estudios de estabilidad.

Este trabajo se relaciona exclusivamente con el análisis de la estabilidad de voltaje de largo plazo de SEP. Estos problemas de inestabilidad tienen las siguientes causas principales [Van Cutsem and Vournas, 1998]:

1. La pérdida del equilibrio de la dinámica de largo plazo. Esto ocurre, por ejemplo, cuando se intenta restaurar la carga en puntos de operación más allá de la capacidad máxima combinada de los subsistemas de transmisión y generación.
2. La escasez de atracción hacia el equilibrio estable de post disturbio. Un ejemplo de esta pérdida de estabilidad se tiene cuando una acción correctiva que restaura el equilibrio de largo plazo es aplicada a destiempo, no lo suficientemente rápido como para que el sistema sea atraído al equilibrio estable de post disturbio.
3. La pérdida de estabilidad por medio de oscilaciones que crecen lentamente. Este tipo de inestabilidad se menciona para que la clasificación sea completa, pero no se ha observado en SEP reales.

---

<sup>8</sup> Se recomienda, al referirse a este tipo de inestabilidad, evitar emplear el término *estabilidad transitoria de voltaje* [IEEE, 2004].

Hay dos aspectos interesantes que se pueden observar en los mecanismos de la estabilidad de voltaje de largo plazo mencionados anteriormente: La causa principal de los problemas de inestabilidad es la pérdida del equilibrio de largo plazo. Como se ha mencionado desde la definición del problema de la estabilidad de voltaje, ésta propiedad del SEP está relacionada con la capacidad de los subsistemas de generación y transmisión para restaurar las potencias de las cargas, por lo que es importante determinar el valor máximo de la capacidad de estos en condiciones de estado estacionario y, sobre todo, cuando el SEP ha estado sujeto a una contingencia (la salida inesperada de un elemento como una línea de transmisión o un generador).

El segundo mecanismo de inestabilidad mencionado, debido a la falta de atracción de la trayectoria del sistema hacia el equilibrio estable de post disturbio, está relacionado con las medidas de control de la estabilidad de voltaje, estableciendo principalmente que una parte muy importante de estas acciones de control depende, además de la cantidad de potencia que se compensa, de la secuencia de tiempo en la que se aplica.

## **2.2.2 Métodos para analizar la estabilidad de voltaje de largo plazo**

Se han desarrollado métodos para analizar los dos aspectos anteriores de las inestabilidades de voltaje de largo plazo desde diferentes puntos de vista, que son complementarios, y que proveen información acerca del comportamiento dinámico del SEP adecuada para la identificación de las causas del problema y el diseño de medidas (correctivas y preventivas) de control. Entre los métodos posibles, se pueden mencionar dos enfoques que se consideran de interés:

- **El Método de Flujos de Potencia de Continuación.** Se ha encontrado que el límite de cargabilidad de los SEP ante problemas de estabilidad de voltaje se puede analizar desde el punto de vista de la teoría de bifurcaciones, y que la condición de operación de máxima cargabilidad corresponde a una bifurcación local conocida como punto de bifurcación tipo nodo silla de montar. Debido a esto, se ha propuesto utilizar en el estudio de este tipo de problemas Métodos de Continuación, que calculan una trayectoria de solución de las ecuaciones del modelo estático del sistema. En el estudio de la estabilidad de voltaje, estos métodos se utilizan para calcular la trayectoria de solución entre el caso base del sistema y el límite de cargabilidad. Debido a que pueden utilizar un modelo estático similar al de Flujos de Potencia, estos métodos se conocen como Métodos de Flujos de Potencia de Continuación (MFPC) [López-Luis, 2006].
- **El Método de Simulación Cuasi-estacionaria en el Tiempo.** En este método de simulación se considera que la mayoría de los elementos dinámicos importantes en la dinámica de corto plazo (como las máquinas eléctricas y la mayoría de sus controles) han alcanzado sus condiciones de estado estacionario, y pueden por

lo tanto, ser representados en el modelo del SEP por ecuaciones algebraicas para realizar estudios de estabilidad de largo plazo. Los elementos dinámicos del SEP que se integran son elementos que tienen un tiempo de respuesta lento y están representados por ecuaciones discretas y continuas. Este método es muy útil para diseñar esquemas de protección a nivel del SEP como los esquemas de disparo de carga por bajo voltaje, con ello se asegura que al aplicar esta medida la trayectoria del SEP sea atraída al punto de equilibrio estable (segundo mecanismo de inestabilidad mencionado anteriormente) [Van Cutsem and Vournas, 1998].

## **2.3 MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO<sup>9</sup>**

### **2.3.1 Introducción**

Los ingenieros encargados de la planeación y la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) basan muchas de sus decisiones para reforzar el SEP y/o para mejorar el desempeño del mismo, en los resultados de estudios de simulación como los Estudios de Flujos de Potencia y de Estabilidad. Cuando se realiza alguna simulación del SEP el modelo debe incluir una representación más detallada de los elementos principales que tienen una influencia importante en el comportamiento del SEP en estado estacionario y dinámico. La forma en que se representan los componentes más importantes del SEP depende del objetivo y tipo del estudio, así como del marco de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno de interés [Ruiz-Vega y Enríquez-Harper, 2005].

El SEP es un sistema complejo no lineal de gran dimensión en el que los diferentes fenómenos dinámicos se desarrollan en escalas múltiples de tiempo. Esta característica importante del SEP permite que no sea necesario utilizar el modelo dinámico completo del sistema para estudiar los diferentes tipos de estabilidad.

En el modelo dinámico completo del sistema para estudios de estabilidad de corto y largo plazo, y la relación entre las diferentes variables está dada por ecuaciones diferenciales, como se muestra en la Tabla 2.1 [Van Cutsem, 2000], en la cual se enumeran los componentes, fenómenos, controles y dispositivos de protección que tienen una influencia importante en la estabilidad de voltaje del SEP.

Para hacer más sencilla su presentación, la información se dividió en 4 columnas: la primer columna (1) indica la escala o marco de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno. La segunda columna (2) menciona los componentes del SEP

---

<sup>9</sup> Parte de esta información fue adaptada, con permiso, de [García-Domínguez, 2007].

que operan en los distintos marcos de tiempo. La tercer columna (3) tienen como variables los elementos de los vectores de estado. La cuarta columna (4) muestra las ecuaciones diferenciales correspondientes a cada grupo de componentes.

**Tabla 2.1. Modelo del Sistema Eléctrico de Potencia en diferentes escalas de tiempo  
(Adaptado de [Van Cutsem, 2000]).**

(1)	(2)	(3)	(4)
Escalas de tiempo	Componentes	Vector de Variables	Ecuaciones
Corto plazo (1 - 20 segundos)	Elementos de la red de transmisión	$y$	$\dot{y} = g(x, y, z_c, z_d, w) \quad (2.1)$
	Generadores, CEV's, reguladores automáticos de voltaje, estabilizadores del sistema de potencia, turbinas, gobernadores de velocidad, motores de inducción (equivalentes), líneas de transmisión de CD en alta tensión.	$x$	$\dot{x} = f(x, y, z_c, z_d, w) \quad (2.2)$
Largo plazo (decenas de segundos hasta 15 minutos o más)	Recuperación de la carga agregada, controles secundarios de voltaje y frecuencia	$z_c$	$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_c, z_d, w) \quad (2.3)$
	Cambiadores de derivación bajo carga de transformadores, limitadores de sobreexcitación del generador, compensación switchable en paralelo	$z_d$	$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_c, z_d(k), w) \quad (2.4)$

La división de los componentes del SEP, que actúan en periodos de tiempo de corto y largo plazo, se hace de acuerdo al funcionamiento real del componente. En estudios de estabilidad se asume que la red tiene una respuesta instantánea (a frecuencia fundamental) [Sauer and Pai, 1998]. Por ejemplo, los transitorios de los elementos de la red por sobretensiones de maniobra o descargas atmosféricas se desarrollan en periodos de tiempo muy cortos (de microsegundos hasta algunos milisegundos), por lo que las ecuaciones diferenciales de estos elementos se clasifican como transitorios de corto plazo, y por ello su funcionamiento influye en el desempeño del SEP en la escala de tiempo de corto plazo. La red se describe mediante las ecuaciones algebraicas (2.1), obtenidas mediante la aplicación de la ley de corrientes de Kirchhoff en cada nodo de la red, e implica al vector "y" de magnitudes de voltaje nodal y ángulos de fase. La dinámica de corto plazo (2.2) tiene lugar en unos cuantos segundos después de ocurrir el disturbio.



En la columna (3) de la Tabla 4.1 las variables de los componentes que actúan en la escala de tiempo de largo plazo pueden clasificarse en continuas ( $z_c$ ) y discretas ( $z_d$ ), de acuerdo a lo que describen.

Los componentes dinámicos que actúan en la escala de tiempo de largo plazo, columna (3) de la Tabla 2.1, se pueden representar mediante ecuaciones diferenciales continuas en el tiempo (2.3) (por ejemplo, las leyes de los controladores PID, modelos de agregación de carga, etc.) o mediante ecuaciones diferenciales del tipo discreto (2.4), (por ejemplo, la conmutación de compensación en paralelo, la operación de los transformadores con cambiadores de derivación bajo carga (LTC), la decisión del limitador de sobreexcitación (OEL) de disminuir la corriente de campo de la máquina, etc.).

La simulación de un modelo como el presentado en la columna (4) de la Tabla 2.1 (ecuaciones (2.1) a (2.4)) es muy complicado, ya que el SEP tiene constantes de tiempo muy rápidas y otras muy lentas, por lo que este sistema suele ser extremadamente rígido y su integración requiere emplear un método numérico especial para este tipo de sistema de ecuaciones.

Aprovechando que existe un tiempo de desacoplo entre la dinámica de corto plazo y largo plazo se puede hacer una categorización de las inestabilidades [Van Cutsem and Vournas, 1996], [Van Cutsem and Vournas, 1998].

Cuando ocurre un disturbio en el sistema, las primeras variables que actúan son las de los componentes que tienen su dinámica en el corto plazo ( $x, y$ ). En este marco de tiempo (de 0 a 20 segundos), las variables ( $z_c$ ) y ( $z_d$ ) de los componentes que tienen su dinámica en el largo plazo aún no responden, por lo que pueden ser consideradas como constantes en (2.2).

Analizando las ecuaciones restantes (2.1) y (2.2), sin las variables de largo plazo, se tiene el siguiente modelo estándar para estabilidad transitoria, de un sistema con dos escalas de tiempo [IEEE, 2001]:

$$\varepsilon_1 \dot{y} = g(x, y) \quad (2.1')$$

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (2.2')$$

Las ecuaciones (2.1') y (2.2') representan los sistemas rápido y lento, respectivamente. La primera aproximación a una descomposición en escalas de tiempo consiste en hacer  $\varepsilon_1 = 0$ , en cuyo caso la primera ecuación se vuelve algebraica y corresponde a las ecuaciones de equilibrio de las variables rápidas. De esta manera, la componente lenta " $y_s$ ", de las variables rápidas " $y$ " puede ser evaluada en función de las variables lentas " $x_s$ ", por lo que se obtiene, para los estudios de estabilidad

transitoria, la siguiente representación cuasi-estacionaria del SEP con dos escalas de tiempo:

$$0 = g(x_s, y_s) \quad (2.5)$$

$$\dot{x} = f(x_s, y_s) \quad (2.6)$$

El proceso descrito anteriormente se realiza para todos los modelos de estabilidad utilizados en el análisis de redes interconectadas. La Figura 2.4 muestra los diferentes modelos cuasi-estacionarios utilizados en las dos escalas de tiempo.

### 2.3.2 Modelos empleados para estudios de estabilidad de largo plazo en el tiempo

Es de especial interés para este trabajo de tesis comentar acerca de los diferentes modelos empleados para estudios de estabilidad de largo plazo en el tiempo.

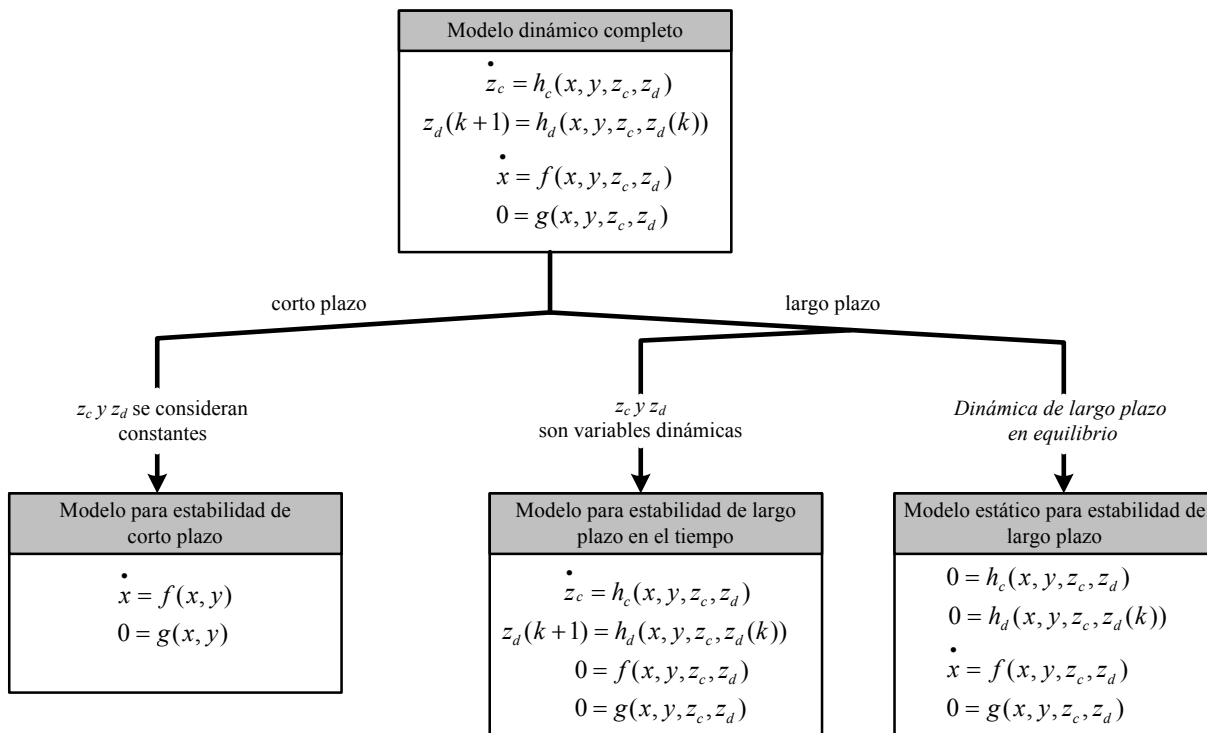


Figura 2.4. Modelos utilizados en los estudios de estabilidad de corto y largo plazo (Adaptado de [López-Luis, 2006]).

En la Figura 2.4 se pueden distinguir claramente tres modelos:

- El modelo dinámico completo.** Este modelo se puede emplear para realizar estudios de estabilidad de largo plazo, utilizando simulaciones en el tiempo, del comportamiento dinámico del SEP. La ventaja de tener un modelo detallado,

adecuado, del SEP (los parámetros son correctos), es que los resultados de la simulación son más exactos. El inconveniente principal de emplear este modelo es que para su ejecución se consume una cantidad muy importante de tiempo, ya que el tamaño del paso de integración necesario para llevar a cabo la simulación debe ser pequeño, sin olvidar que la dinámica de largo plazo del sistema tiene influencia hasta decenas de minutos, después de presentarse el disturbio. Para acelerar las simulaciones existen programas de simulación temporal que utilizan métodos de integración muy estables con paso de integración adaptable, y representan la red por ecuaciones algebraicas [Stubbe et al., 1989], [Kurita et al., 1993]. Sin embargo, los algoritmos para establecer el tamaño óptimo del paso de integración hacen que la simulación continúe siendo lenta.

- b) **El modelo para estudios de estabilidad de largo plazo en el tiempo** (cuasi-estacionario). En este modelo se hace una aproximación estática (de equilibrio) de la dinámica rápida del SEP asociada con los transitorios electromecánicos de las máquinas eléctricas y sus controles (y además otros elementos). Esta representación simplificada permite utilizar pasos de integración muy grandes (desde 1 hasta 10 segundos) así que en la mayoría de los casos las simulaciones de fenómenos de largo plazo se realizan en un tiempo mucho menor que las de corto plazo. Comparando un programa que emplee modelos cuasi-estacionarios, contra uno de simulación en el tiempo (del tipo de estabilidad transitoria), en el que se modelen en detalle todos los elementos del SEP, el nuevo programa es, por lo menos, 1000 veces más rápido [Van Cutsem and Vournas, 1998].
- c) **El modelo estático.** En el modelo estático todas las ecuaciones del SEP son algebraicas. Además, se aproxima el comportamiento de las variables discretas por variables continuas. El uso de este modelo se justifica por lo siguiente: en el caso de los fenómenos de inestabilidad de voltaje, la bifurcación estática de un modelo de este tipo, en la que desaparece el equilibrio, ocurre exactamente en el mismo punto en el que aparece la bifurcación del modelo dinámico [IEEE, 2001]. La validez del modelo depende también de la manera en que se realiza el estudio, ya que los cambios de carga se deben aplicar gradualmente desde un punto de equilibrio estable [López-Luis, 2006].

## 2.4 LA CARGABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA<sup>10</sup>

Se ha determinado que los problemas de estabilidad de voltaje se producen cuando la restauración de la carga después de un disturbio excede la capacidad combinada de los subsistemas de transmisión y generación. Debido a lo anterior, es relevante conocer los límites de transmisión de potencia del SEP ante variaciones de

---

<sup>10</sup> La información de esta sección fue adaptada, con permiso, de [López-Luis, 2006].

carga. Este problema se conoce como determinación del límite máximo de cargabilidad.

*El límite máximo de cargabilidad indica la potencia máxima que se puede aumentar en un área o grupo de nodos del SEP sin que este experimente problemas de sobrecargas, de bajos voltajes, o bien, de estabilidad*<sup>11</sup>.

La variación de la carga puede medirse como la suma de los cambios absolutos de la potencia de carga, o bien, por la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los cambios de potencia de carga. Actualmente se asume que los incrementos de carga conservan un factor de potencia constante, por lo que para estos casos el cambio de carga puede ser medido únicamente por la variación de potencia activa. Además la medición de la cargabilidad se representa como la suma de los cambios absolutos en potencia activa y se representa con el *factor de cargabilidad* ( $\lambda$ ) [IEEE, 2001].

Si se parte de una condición base de operación hasta un siguiente punto de equilibrio del SEP para el cual se establece el incremento de potencia de carga y su dirección de estrés (patrón específico del incremento), entonces se tendrá un valor denominado *factor de cargabilidad* ( $\lambda$ ) el cual representa el aumento de potencia de carga entre la cantidad de potencia de carga base y el valor de potencia de carga para el siguiente punto de equilibrio, por lo general  $\lambda$  se expresa en valores de por unidad [p.u.]; el *factor de cargabilidad* es el índice más básico y ampliamente aceptado para hacer referencia en un colapso de voltaje, debido a la posibilidad de realizar incrementos sucesivos de  $\lambda$  hasta encontrar el último punto de equilibrio para el cual el SEP tiene estabilidad de voltaje (punto crítico de estabilidad de voltaje).

Algunas de las ventajas del *factor de cargabilidad* visto como un índice de estabilidad de voltaje son [IEEE, 2001]:

- El *factor de cargabilidad* se puede trabajar de forma muy directa para un fácil entendimiento del proceso de cargabilidad del SEP.
- El *factor de cargabilidad* se basa en un modelo general del sistema de potencia, es decir, no se particulariza para un modelo del SEP; simplemente se requiere definir el modelo estático de carga a emplear. El concepto puede emplearse con los modelos dinámicos pero se debe tener en cuenta que este factor es independiente de la dinámica de la carga [Dobson, 1994].
- El *factor de cargabilidad* es un índice certero que toma en cuenta la no-linealidad de la carga del sistema, y este llega a un valor máximo, es decir, a

---

<sup>11</sup> El aumento de la carga en el SEP se puede modelar en ocasiones como una disminución de la generación en el área de interés [Bettio, 2000].

manera que la carga se incrementa se encuentran los límites del control de potencia reactiva, los límites no se reflejan en cambios súbitos del factor de cargabilidad.

- Una vez que se calcula el *factor de cargabilidad* es fácil y rápido calcular su sensibilidad con respecto a cualquiera de los parámetros del SEP o bien con alguno de sus controles.
- El *factor de cargabilidad* representa el patrón o dirección de la variación del incremento de carga.

Si el *factor de cargabilidad* se elige como un parámetro de variación es posible obtener un diagrama conocido como curva *PV*; ésta indica el margen de cargabilidad hasta el punto de colapso como la distancia en términos del factor de cargabilidad desde un punto de operación inicial (caso base) hasta la nariz de la curva *PV*. Este margen de cargabilidad en una herramienta útil (sobre todo si se considera el efecto de las contingencias en el SEP) para realizar el estudio de seguridad dinámica.

El límite de cargabilidad no es único, ya que puede variar dependiendo del problema específico que se analice. En general se pueden mencionar tres casos generales de interés:

1. El límite de cargabilidad total del SEP. En este límite se aumenta la carga de todo el SEP y se analiza su respuesta sin falla y ante diferentes contingencias<sup>12</sup>.
2. El límite de cargabilidad de las líneas de enlace entre áreas. En este estudio se definen dos tipos de áreas principales: de generación y de carga. Normalmente se aumenta la potencia en las áreas de carga y este aumento se compensa por las áreas de generación correspondientes.
3. El límite de cargabilidad de un nodo del SEP. En este caso se aumenta la potencia de carga en un solo nodo.

Los aumentos de carga mencionados anteriormente son alimentados por el nodo *compensador* ó por un grupo de generadores. Esta decisión depende principalmente de la estructura del SEP y de su forma de operar. Considere por ejemplo el SEP de la Figura 2.5.

---

<sup>12</sup> Se consideran como contingencia la pérdida de una unidad de generación, la salida de una línea o un enlace de transmisión.



Figura 2.5. División del Sistema Eléctrico Mexicano en regiones mostrando la capacidad segura de transmisión en las interconexiones en 1998 (Adaptado de [Madrigal et al., 2004]).

En la Figura 2.5 se presenta la división del Sistema Eléctrico Mexicano en áreas separadas por líneas de interconexión. Adentro del área se indica el número de identificación, mientras que en las líneas de interconexión se indica la potencia activa máxima de transferencia entre áreas. Cuando es posible dividir el SEP en dos áreas el problema de determinar la cargabilidad en la línea de enlace se simplifica. Sin embargo, como se puede observar en la Figura 2.5, en los SEP reales es posible definir más de un par de áreas de generación y carga. Un primer aspecto importante lo constituye el hecho de que para ciertas condiciones de operación (en demanda mínima ó máxima) la dirección de los flujos de potencia entre áreas está bien establecida y se define en la literatura como “dirección de estrés”, ya que la lógica en la determinación del límite de cargabilidad incrementaría la carga en las áreas receptoras de potencia [Van Cutsem and Vournas, 1998].

De manera incorrecta, muchos ingenieros realizan indiscriminadamente la compensación de este incremento de carga por el nodo *compensador* del SEP. Esto es un error grave en la realización del estudio de cargabilidad, ya que provee valores del límite máximo de cargabilidad muy irreales que no reflejan el comportamiento del SEP. La aplicación de la compensación del incremento de carga se debe realizar teniendo en cuenta la estructura del sistema de estudio y su operación real. Por ejemplo, si se realiza el estudio de cargabilidad del sistema completo y se aumenta la

carga total del sistema, es más real distribuir el aumento de la potencia de carga entre el grupo de generadores que participan en el control secundario de frecuencia que dejar que el nodo *compensador* haga lo propio con el incremento. En este caso, el nodo *compensador*, además, representa una máquina síncrona real con límites muy bien establecidos (por ejemplo, una unidad de la central hidroeléctrica Malpaso), por lo que si se considera esta opción se debe modelar esta máquina con sus límites reales.

Por otra parte, si se analiza la cargabilidad entre el sistema peninsular (áreas 23, 24, 25 y 26) y el área de control oriental, se podría hacer un equivalente del área de control y representarla por un nodo *compensador*, que en este caso tendría límites de generación mucho mayores que los de una máquina real. En estas condiciones, y con la reserva de que este límite se calcula independientemente de los flujos en otras áreas, el nodo *compensador* podría compensar totalmente el aumento de la carga.

Sin embargo, se ha encontrado que cuando se analiza la cargabilidad en términos de la capacidad de transferencia de potencia entre áreas es necesario realizar el estudio considerando simultáneamente todas las áreas del SEP, ya que los límites determinados considerando únicamente dos áreas a la vez (de generación y carga) no coinciden con los límites determinados simultáneamente. Cuando se tienen más de dos pares de áreas de generación y carga, el enfoque más adecuado consiste en utilizar, para cada aumento de la carga, un programa de Flujos Óptimos de Potencia en el que se han definido las diferentes direcciones de estrés entre áreas, con la opción de maximizar la potencia en todas las líneas de enlace simultáneamente, mientras que se respetan los límites de sobrecargas en líneas y voltajes de nodo [Ruiz et al., 2002].

La lógica de calcular el límite máximo de cargabilidad considerando el aumento de la carga en un solo nodo del SEP puede entenderse desde el punto de vista de los SEP reestructurados, en los que una variable importante es la capacidad de transmisión del SEP entre cargas y generadores con un contrato de compraventa de energía. Sin embargo, por las razones mencionadas anteriormente, para obtener valores de capacidad cercanos a los reales este tipo de contratos se debe considerar de manera simultánea con las demás transferencias de potencia, por lo que se complica el problema de transferencia entre áreas debido a que el número de áreas posibles se incrementa.

En la siguiente sección se hace una descripción de las curvas *PV* y su utilización en la evaluación de la estabilidad de voltaje se describen en la siguiente sección.

#### 2.4.1 El método de las curvas *PV*

Existen diferentes métodos gráficos que son útiles en el análisis conceptual de la estabilidad de voltaje. El método más aceptado es conocido como el método de las curvas *PV*. Este método grafica la variación de la magnitud del voltaje en el nodo crítico con respecto a cambios de potencia activa de la carga del sistema. Es útil para analizar tanto redes radiales como malladas donde  $P$  es la potencia activa puede ser

la carga total en un área, o bien, puede ser la transferencia de potencia a través de un enlace de transmisión o interconexión, y  $V$  es el voltaje en el nodo crítico o representativo del sistema [Taylor, 1994].

Si se desea obtener las curvas  $PV$  de cualquier SEP empleando el método de Flujos de Potencia (Newton-Raphson) se tendrá la desventaja de que en la mayoría de las ocasiones existen problemas de convergencia cerca del punto máximo de cargabilidad, por lo que es imposible precisar el valor máximo exacto del factor de cargabilidad. La única manera de poder graficar el comportamiento del perfil de voltaje de cualquiera de los nodos del SEP (se recomienda considerar para el análisis solo los nodos más críticos, es decir, nodos que presentan la caída de voltaje más rápida, o aquellos nodos donde se presenta el mayor abatimiento de voltaje) se logra con la aplicación de un Método de Continuación.

En la Figura 2.6 se muestra una curva típica  $PV$ . Esta curva se puede trazar utilizando el modelo de estático. Esta gráfica en particular relaciona el voltaje en un nodo crítico con el aumento la carga dentro de un área o el flujo a través de un enlace. En la Figura 2.6 se pueden distinguir dos valores importantes de la cargabilidad del sistema: el valor de la potencia de carga en el caso base, y el valor de la carga en la condición de cargabilidad máxima. En base a estos valores se puede definir un margen de seguridad dinámico para estabilidad de voltaje (indicando la máxima transferencia de potencia posible, por ejemplo) como la diferencia entre ambos puntos.

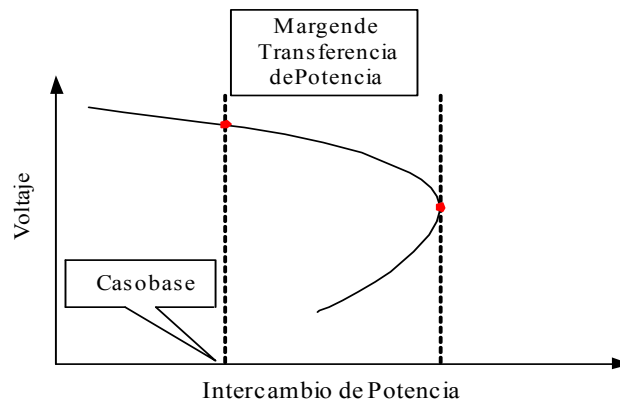


Figura 2.6. Se muestra una curva  $PV$  típica, siempre se comienza desde un caso base hasta el punto de bifurcación nodo silla de montar.

Para obtener las curvas  $PV$  se realizan estudios sucesivos de Flujos de Potencia. Siempre se inicia el estudio a partir de un caso base de Flujos de Potencia (solución inicial); posteriormente se desea calcular un nuevo punto de operación, en este punto se incrementa la potencia de carga, el aumento total de carga del SEP o de un área debe ser repartido entre las unidades generadoras del SEP o de un área del mismo,



esto se realiza hasta que se encuentra el punto máximo de cargabilidad (bifurcación), o bien, la nariz de la curva  $PV$ . Ya encontrado el punto máximo de cargabilidad el procedimiento ahora es disminuir la potencia de carga y así mismo se reduce la potencia activa de generación de cada unidad del SEP, esto se hace hasta que el factor de cargabilidad sea cero o hasta donde sea posible, pues en algunos SEP es imposible hacer que la parte baja de la curva  $PV$  llegue a un valor del factor de cargabilidad ( $\lambda$ ) igual a cero.

Por medio del método de las curvas  $PV$  se puede evaluar el efecto de contingencias (salidas de elementos del SEP: líneas de transmisión y generadores) en el valor máximo del factor de cargabilidad. Cuando se realiza el análisis del grupo de contingencias posibles del SEP, la *contingencia crítica* es la que tiene el menor valor del factor de cargabilidad posible y este valor se establece como el límite máximo de cargabilidad del SEP.

La condición de operación correspondiente al punto máximo de cargabilidad del sistema puede ser interpretada por medio de la teoría de bifurcaciones como un punto de bifurcación tipo nodo silla de montar.

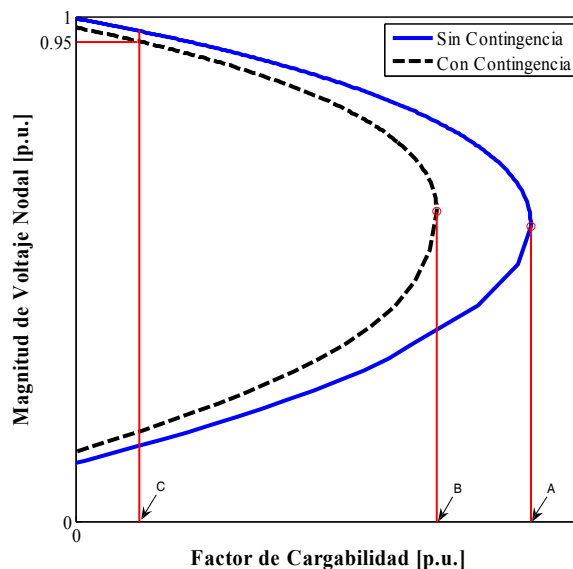


Figura 2.7. Se muestra una curva  $PV$  típica sin contingencia (línea sólida) y con contingencia (línea punteada). El punto A representa el límite físico de estabilidad sin contingencia, el punto B el límite de estabilidad con contingencia y el punto C el límite seguro de operación.

En la Figura 2.7 se muestran dos curvas  $PV$  una de ellas corresponde al caso de sin contingencia (línea sólida), la otra corresponde a la curva  $PV$  con contingencia (línea punteada). Para el caso de la curva sin contingencia se indica el punto máximo de cargabilidad y haciendo una proyección sobre la vertical se traza una línea para indicar sobre el eje de las abscisas el punto A (límite físico de estabilidad sin contingencia), lo mismo se hace para el valor máximo de cargabilidad con

contingencia, llamando a este punto B (límite de estabilidad con contingencia) y se considera un tercer punto para lo cual se dice que para un valor de voltaje de 0.95 p.u. sobre la curva PV con contingencia le corresponde un valor de  $\lambda$  que le llamaremos C (límite seguro de operación). Todo esto se hace con la finalidad de realizar un estudio de estabilidad de forma práctica ya que debemos tener en cuenta que en un sistema real se presenta el aumento del factor de cargabilidad (es decir se va estresando el sistema), pero es necesario determinar el límite de cargabilidad para así poder definir hasta donde el sistema es seguro además de realizar el análisis de sensibilidad con el objeto de aplicar las mejores medidas de control (desde el punto de vista de estabilidad) evitando así la inestabilidad de voltaje.

En este trabajo de tesis se hace la consideración de que es viable analizar cualquier punto de la curva PV sin contingencia hasta un valor del factor de cargabilidad máximo obtenido con contingencia crítica (punto B), esto es porque si el sistema está operando en cualquiera de estos puntos hasta antes del punto B, incluso el mismo punto B y ocurriese una contingencia el punto de operación cae sobre la curva PV con contingencia por lo que se podría decir que el sistema opera de manera segura, además de que es posible realizar el análisis de sensibilidad para estos puntos con contingencia. En el caso de que ocurriese un disturbio para un valor de  $\lambda$  superior al punto B pero inferior ó igual al punto C, el sistema estaría desprotegido porque ese punto de operación no cae sobre la curva PV con contingencia. También hay que tener en cuenta que todo esto válido, es decir que el sistema opera de forma segura siempre y cuando estos puntos correspondan a un valor de voltaje igual ó superior a 0.95 p.u. ya que de lo contrario se ha rebasado el límite seguro de operación, presentando un perfil de voltaje inaceptable por lo que entonces tendríamos un sistema inestable.

#### **2.4.2 El método de las curvas VQ**

Las curvas VQ son obtenidas por una serie de simulaciones de flujos de potencia, las curvas V-Q permiten la gráfica del voltaje en un nodo de prueba o crítico contra la potencia reactiva en el mismo nodo. Un condensador síncrono ficticio es representado en el nodo de prueba siendo éste convertido a un nodo PV sin límites de potencia reactiva. Los flujos de potencia son simulados para una serie de voltajes especificados en el condensador síncrono y la salida de potencia reactiva del condensador es graficada contra el voltaje especificado. El voltaje es la variable independiente y es la abscisa, la potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección vertical positiva. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en el nodo de prueba, el punto de operación está en el punto reactivo de inyección cero correspondiendo a la remoción del condensador síncrono ficticio [Taylor, 1994].

Las curvas V-Q tienen muchas ventajas [Taylor, 1994]:

- La seguridad del voltaje está muy relacionada con la potencia reactiva y la curva V-Q proporciona el margen de potencia reactiva en el nodo de prueba. El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR del punto de operación a la parte inferior de la curva o al punto donde la característica cuadrada del voltaje de un capacitor aplicado es tangente a la curva, V-Q. El nodo de prueba puede ser el representativo de todos los nodos en un área de control de voltaje (un área donde los cambios en la magnitud de voltaje son coherentes).
- Las curvas V-Q pueden ser calculadas en puntos a lo largo de la curva PV para probar la robustez del sistema.
- Las características de compensación reactiva en derivación del nodo de prueba (capacitor, CEV o condensador síncrono), pueden ser dibujadas directamente en la curva V-Q. El punto de operación es la intersección de la característica del sistema V-Q y la característica de compensación reactiva. Esto es de utilidad debido a que la compensación reactiva es a menudo la solución para los problemas de estabilidad de voltaje.
- La pendiente de la curva V-Q indica la robustez del nodo de prueba (el cambio de  $\Delta V$  para un cambio en  $\Delta Q$ ).
- Para mayor comprensión, la potencia reactiva de los generadores puede ser dibujada en la misma gráfica. Cuando los generadores cercanos alcanzan sus límites de VAR, la pendiente de la curva V-Q será menos escalonada y la parte inferior de la curva será aproximada.

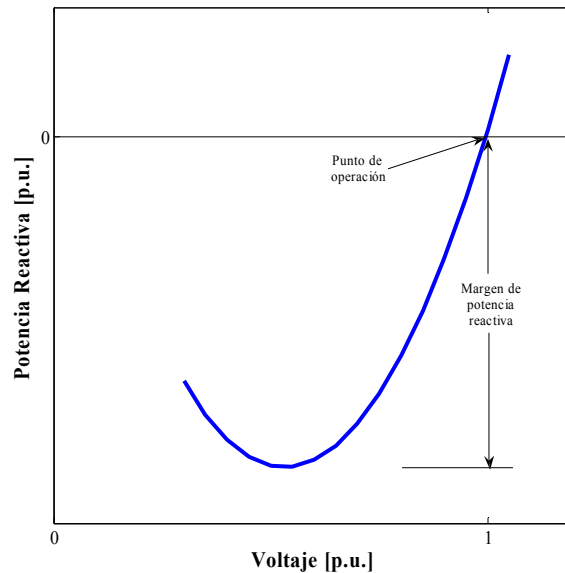


Figura 2.8. Se muestra una curva VQ típica.

Desde el punto de vista computacional el artificio del nodo PV minimiza los problemas de divergencia en la solución de flujos de potencia y las necesidades de redespacho de generación son mínimas ya que los únicos cambios en potencia activa son causados por cambios en las pérdidas [Taylor, 1994].

La metodología usada por el *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) para obtener las curvas V-Q emplea el siguiente procedimiento [RRWG, 2006]:

- 1) Aplicar un condensador síncrono ficticio al nodo crítico.
- 2) Se aplica la contingencia ya sea sencilla ó múltiple.
- 3) Solucionar el caso base usando ya sea el método de solución de flujos de potencia convencional ó post-contingencia y se identifica el voltaje de nodo y la correspondiente potencia reactiva de salida del condensador síncrono.
- 4) Variar el voltaje del condensador síncrono en pequeños incrementos (típicamente menores que 0.01 p.u.) y se grafica la correspondiente potencia reactiva de salida.
- 5) Se grafica la magnitud de voltaje del nodo crítico en el eje de las abscisas (eje X).
- 6) Se grafica la correspondiente potencia reactiva de salida en el eje de las ordenadas (eje Y).
- 7) Se repiten los pasos anteriores para el siguiente nodo crítico ó la siguiente contingencia.
- 8) Se repiten los pasos 1 a 7 para el siguiente caso.

En relación a la Figura 2.8 el punto mínimo de ésta curva (donde  $dQ/dV=0$ ) es el punto crítico, es decir todos los puntos de la curva a la izquierda del valor mínimo son considerados como inestables. Los puntos a la derecha del mínimo son considerados estables.

En la Figura 2.8 se tiene que el punto crítico está abajo del eje horizontal indicando los márgenes de potencia reactiva con respecto a la pérdida de un punto de operación. Esto corresponde a la mínima cantidad del incremento de carga reactiva ó equivalentemente al decremento de generación para el cual no hay ningún punto de operación. Finalmente si el punto crítico está arriba del eje horizontal, corresponde a una situación donde el sistema no puede operar sin la inyección de potencia reactiva. Este margen es negativo y provee una medida de la distancia en MVAR a la operabilidad del sistema [Van Cutsem and Vournas, 1998].

La inestabilidad de voltaje o colapso es influenciada por las características dinámicas de las cargas y del equipo de control. El colapso de voltaje inicia en el nodo más débil y después se extiende a los otros nodos débiles; por lo tanto el nodo más débil es el más importante en el análisis de colapso de voltaje usando la técnica de la curva V-Q.

## 2.5 MÉTODO DE FLUJOS DE POTENCIA DE CONTINUACIÓN CON PARAMETRIZACIÓN LOCAL<sup>13</sup>

### 2.5.1 Introducción

Esta técnica se emplea para encontrar los puntos de equilibrio de las ecuaciones no lineales (trayectoria de soluciones). El método se compone de dos pasos principales: un paso de predicción y un paso de corrección, que permite encontrar las soluciones para trazar el diagrama de bifurcación de la función  $f(x, \lambda) = 0$ ; iniciando en un punto de equilibrio el cual será denominado como  $(x_1, \lambda_1)$  [Zambroni, 1996].

### 2.5.2 Paso predictor

El propósito fundamental del paso predictor es encontrar una aproximación para la siguiente solución, a partir de un punto de equilibrio  $(x_1, \lambda_1)$ , con este se calcula la dirección del vector tangente  $(\tau_1)$  a dicho punto, con este vector tangente se determinan los incrementos tanto del parámetro de continuación, como de las variables de estado del sistema de ecuaciones [Chiang et al., 1995]

En este método, cualquiera de las “n” variables de estado, incluyendo el factor de cargabilidad “ $\lambda$ ”, se admiten como parámetro de continuación, permitiendo que la ecuación de parametrización se defina como en (2.7),

$$\rho(x, \eta) := x_k - \eta \quad (2.7)$$

El subíndice k puede estar en el intervalo  $1 \leq k \leq n+1$ , entonces, la ubicación del subíndice k y el parámetro  $\eta = x_k$  se determinan localmente para cada punto de la curva PV. Esta forma de parametrización se conoce como parametrización local. El sistema de ecuaciones resultante bajo la consideración del parámetro de continuación es el siguiente:

---

<sup>13</sup> La información de esta sección fue adaptada de [López-Luis, 2006].

Al aplicar la parametrización es necesario eliminar el mal condicionamiento de las ecuaciones de Flujos de Potencia ( $f(x,\lambda) = 0$ ), por lo que se agrega una ecuación algebraica en la formulación convencional:

$$\begin{pmatrix} f(x, \lambda) \\ x_k - \eta \end{pmatrix} = 0 \quad (2.8)$$

Ahora, para calcular el vector tangente, se aplica la derivada en ambos lados de la ecuación  $f(x,\lambda) = 0$ , obteniendo

$$df(x, \lambda) = D_x f(x, \lambda) dx + \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} d\lambda = 0 \quad (2.9)$$

La expresión (2.9) se puede representar de la forma alternativa descrita por (2.10), con lo que el vector tangente representa la variación de cada una de las variables de estado y del factor de cargabilidad (vector  $[dx \ d\lambda]^T_{(n+1,1)}$ ); nótese que en (2.10) el orden del sistema de ecuaciones se aumenta en una fila y una columna, es decir, el orden del sistema de ecuaciones es de  $(n+1, n+1)$ .

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ e_k & \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} \quad (2.10)$$

o bien,

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ e_k & \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} [Z]_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} \quad (2.11)$$

El vector tangente en este caso se denotará con la variable  $Z$ , el número de elementos que lo constituyen es de  $n+1$ , en donde  $n$  es el número de variables de estado (cantidad de filas o de columnas de la matriz Jacobiana) y el elemento  $n+1$  está asignado al factor de cargabilidad, es decir,

$$Z_i = dx_i \quad 1 \leq i \leq n \quad (2.12)$$

$$Z_{n+1} = d\lambda$$

El valor unitario del vector de la derecha en (2.11) es de signo positivo cuando se calcula un punto de equilibrio antes de llegar al punto de bifurcación (nodo silla de montar), y de signo negativo cuando se buscan los puntos de equilibrio después del punto de bifurcación. Es necesario, además, normalizar del vector tangente  $Z$  obteniendo una ecuación adicional para (2.11). Una manera de normalizar el vector tangente es la siguiente,

$$e_k Z = Z_k = \pm 1 \quad (2.13)$$

Donde:  $e_k$  es un vector fila con todos sus elementos iguales a cero, excepto el  $k$ -ésimo valor que es igual a 1 (el elemento que corresponde a este  $k$ -ésimo valor es el parámetro de continuación); además, si el valor del factor de cargabilidad se incrementa, el signo del elemento es positivo, y en el caso de que se disminuya el valor de  $\lambda$ , el signo será negativo.

El punto de equilibrio aproximado  $(\bar{x}, \bar{\lambda})$  se obtiene por medio de la siguiente expresión,

$$(\bar{x}, \bar{\lambda}) = (x_1, \lambda_1) + \sigma Z \quad (2.14)$$

Donde:  $\sigma$  es la longitud de paso del vector tangente. Este valor debe ser elegido cuidadosamente, ya que en caso de emplear un tamaño de paso muy pequeño, el MFPC calcula muchos puntos de equilibrio para obtener los perfiles de voltaje y si el paso es muy grande el sistema de ecuaciones presenta problemas de convergencia.

### 2.5.3 Cambio de parámetro

Cuando esta técnica relativamente simple aplicada en [Cañizares et al., 1994], [Van Cutsem et al., 1997], [Lachs et al., 1992], [Lachs et al., 1997] presenta problemas de convergencia en el paso de corrección, se recurre a intercambiar el parámetro de continuación (inicialmente el parámetro de continuación es el factor de cargabilidad  $\lambda$ ) con la variable del sistema  $x_1 \in x$  que tiene la entrada más grande en  $Z$ . De esta manera,  $\lambda$  forma parte de las variables del sistema de ecuaciones, mientras que  $x_1$  ahora será el nuevo parámetro  $y_k$  definido como,

$$y_k = \max \left\{ |dx|_i \quad \dots \quad |dx|_n \quad |d\lambda|_{n+1} \right\} \quad (i = 1, \dots, n+1) \quad i \neq j \quad (2.15)$$

Donde:  $j$  es la ubicación en el vector tangente del elemento correspondiente al parámetro de continuación que se desea cambiar.

### 2.5.4 Paso corrector

Una vez que se ha determinado la suposición inicial  $(x_1+dx, \lambda_1+d\lambda)$  en el paso predictor, es necesario encontrar el punto de operación  $(x_2, \lambda_2)$ , resolviendo para "x" y "λ" el siguiente grupo de ecuaciones,

$$\begin{aligned} f(x, \lambda) &= 0 \\ \rho(x, \lambda) &= 0 \end{aligned} \quad (2.16)$$

Donde: el primer vector corresponde a las ecuaciones de desbalance de potencia en estado estacionario del sistema, las cuales tendrán una matriz Jacobiana singular en el punto de colapso; la segunda ecuación escalar representa una condición de fase que garantiza la no-singularidad del paso corrector en las ecuaciones del Jacobiano, entonces, el sistema de ecuaciones queda de la siguiente forma [Cañizares et al., 1994],

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ D_x \rho(x, \lambda) & \frac{\partial \rho(x, \lambda)}{\partial \lambda} \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} \quad (2.17)$$

La función  $\rho(x, \lambda)$  se define tal y como se muestra en (2.18) y (2.19) [Berizzi et al., 2000], [Kundur et al., 1998]. En este caso, el parámetro de bifurcación se mantiene constante, es decir, cuando se utiliza el parámetro  $\lambda$ , el valor de este será un valor fijo (2.18); y cuando se emplea la variable  $x_i$ , esta es igualmente un valor fijo (2.19),

$$\rho(x, \lambda) = \lambda_2 - \lambda_1 - d\lambda \quad (2.18)$$

$$\rho(x, \lambda) = x_{2i} - x_{1i} - dx_i \quad (2.19)$$

La Figura 2.9 describe la forma de operar del Método de Continuación empleando una parametrización local (tanto en la predicción como en la corrección), los puntos de equilibrio por arriba del punto 1 se calculan por medio del método convencional de Flujos de Potencia. El punto 1 denota el inicio del Método de Continuación, además a partir de este punto el parámetro de continuación es la magnitud de voltaje (el valor de la magnitud de voltaje que se obtiene con el paso de predicción permanece fijo en el paso de corrección). Para completar esta curva PV se necesita realizar otro cambio de parámetro, esto a partir del punto 2 y hasta el punto 3, debido a que el sistema de ecuaciones diverge (la entrada más grande ahora es el factor de cargabilidad), entonces la magnitud de voltaje se considera otra vez como variable de estado y el factor de cargabilidad es el nuevo parámetro de continuación (el valor obtenido con el paso de predicción se mantiene constante durante el proceso de corrección).

En cada punto de operación, los valores de las potencias de carga activa y reactiva (PEO y QEO respectivamente) se calculan con respecto a sus valores de base de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$PEO = (1.0 + \lambda) * P_0 \quad (2.20)$$

$$QEO = (1.0 + \lambda) * Q_0 \quad (2.21)$$



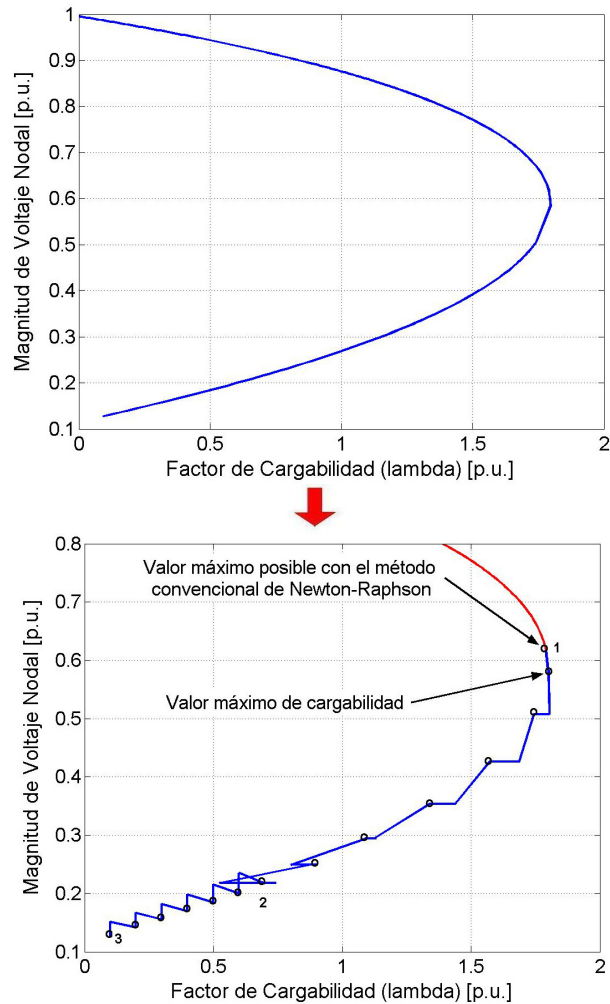


Figura 2.9. Perfil de voltaje realizado con el Método de Continuación que emplea una parametrización local [López-Luis, 2006].

## 2.6 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE CONTINUACIÓN UTILIZANDO LAS ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA

### 2.6.1 Introducción

En esta sección se explica el Método de Continuación para llevar a cabo el análisis de la estabilidad de voltaje en los Sistemas Eléctricos de Potencia para este trabajo. Dicha descripción considera tanto el paso de predicción como el paso corrector y la parametrización utilizada.

Se recurre a una parametrización local, tanto para la predicción (cálculo del vector tangente) como para la corrección; en el momento en que el Método de Continuación diverge, se opta por realizar el cambio de parámetro de continuación.

Es conveniente mencionar que la expresión  $f(x_1, \lambda_1)$  para la cual está dado un punto de equilibrio inicial del SEP,  $(x_1, \lambda_1)$ , y del cual parte el MFPC, representa las funciones que describen el desbalance de potencia activa y reactiva ( $P_i$  y  $Q_i$ ) en cada nodo del SEP,

$$f(x_1, \lambda_1) = \begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \end{bmatrix} = 0 \quad (2.22)$$

donde,

$$P_i = P_{Gi} - P_{Di} - P_{Ti} = 0 \quad (2.23)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_{Ti} = 0$$

Entonces si se aplica la derivada implícita a la expresión (2.22) con respecto a  $\lambda$  se obtiene,

$$\frac{df}{d\lambda} = \frac{\partial f}{\partial x} \frac{dx}{d\lambda} + \frac{\partial f}{\partial \lambda} \frac{d\lambda}{d\lambda} = 0 \quad (2.24)$$

y reduciendo términos, se obtiene:

$$\frac{df}{d\lambda} = \frac{\partial f}{\partial x} \frac{dx}{d\lambda} + \frac{\partial f}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.25)$$

A continuación se asigna este último resultado según la notación empleada con anterioridad y para el punto de operación  $(x_1, \lambda_1)$ ,

$$\frac{df}{dx} = D_x f(x_1, \lambda_1) \frac{dx}{d\lambda} + \frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} = 0. \quad (2.26)$$

La matriz Jacobiana del sistema de ecuaciones y el vector tangente están representados por los siguientes elementos de la expresión (2.26),

$$D_x f(x_1, \lambda_1) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \cdots & \vdots & \cdots \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}_{(n,n)} \quad (2.27)$$

el vector tangente es,

$$\frac{dx}{d\lambda} = \tau_1 = \begin{bmatrix} d\theta_i \\ \vdots \\ d\theta_m \\ dV_j \\ \vdots \\ dV_{\tilde{n}} \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad \begin{array}{l} i=1 \\ j=1 \end{array} \quad (2.28)$$

y la derivada parcial de  $f(x_1, \lambda_1)$  con respecto a  $\lambda$  es,

$$\frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \lambda} \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad (2.29)$$

donde,  $N$  = número de nodos.  
 $N_G$  = número de nodos generadores.  
 $N_{\text{slack}}$  = número de nodos compensadores.  
 $n = (2*N) - N_G - N_{\text{slack}}$ .  
 $m = N - N_{\text{slack}}$ .  
 $\tilde{n} = N - N_G$ .

Note que este último vector tiene el mismo número de *elementos fila* que la matriz Jacobiana. Los elementos diferentes de cero corresponden a los nodos de carga *i-ésimos*, debido a que en la ecuación (2.23),  $P_{Di}$  y  $Q_{Di}$  son las únicas potencias dependientes del factor de cargabilidad ( $\lambda$ ). Los demás elementos, correspondientes a nodos donde la carga conectada es inexistente son iguales a cero.

Retomando la ecuación que describe el cálculo del vector tangente  $\tau$  en el punto de operación deseado, se representa de la siguiente manera,

$$[D_x f(x_1, \lambda_1)] \tau_1 = - \left[ \frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} \right] \quad (2.30)$$

se observa que esta queda representada como un sistema de ecuaciones de la forma,

$$A x = B$$

donde,  $A = [D_x f(x_1, \lambda_1)]$

$$x = \tau_1$$

$$B = - \left[ \frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} \right]$$

Por lo que para obtener la solución de este sistema de ecuaciones, es decir, encontrar el vector tangente  $\tau_l$ , se ha optado por utilizar una factorización *LU* para determinar los valores del vector tangente.

El nuevo punto aproximado de solución  $(\bar{x}, \bar{\lambda})$  se calcula con las siguientes expresiones,

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_i \\ \vdots \\ \bar{x}_n \end{bmatrix}_{(n,1)} = \begin{bmatrix} \bar{\theta}_i \\ \vdots \\ \bar{\theta}_m \\ |\bar{V}_j| \\ \vdots \\ |\bar{V}_{\bar{n}}| \end{bmatrix}_{(n,1)} = \begin{bmatrix} \theta_i \\ \vdots \\ \theta_m \\ |V_j| \\ \vdots \\ |V_{\bar{n}}| \end{bmatrix}_{(n,1)} + \begin{bmatrix} d\theta_i \\ \vdots \\ d\theta_m \\ |dV_j| \\ \vdots \\ |dV_{\bar{n}}| \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad (2.31)$$

$$\bar{\lambda} = \lambda_1 + d\lambda$$

### 2.6.2 Predicción y corrección con parametrización local

Retomando la expresión (2.10), y para un punto de equilibrio inicial  $(x_1, \lambda_1)$ , se describen los elementos de este sistema de ecuaciones,

$$D_x f(x_1, \lambda_1) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \cdots & \vdots & \cdots \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \vdots & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}_{(n,n)} \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial f(x_1, \lambda_1)}{\partial \lambda} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \lambda} \end{bmatrix}_{(n,1)} \quad (2.33)$$

$$Z_1 = \begin{bmatrix} dx_i \\ \vdots \\ dx_m \\ dx_j \\ \vdots \\ dx_{\tilde{n}} \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} = \begin{bmatrix} d\theta_i \\ \vdots \\ d\theta_m \\ dV_j \\ \vdots \\ dV_{\tilde{n}} \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} \quad \begin{array}{l} i=1 \\ \\ j=1 \end{array} \quad (2.34)$$

donde,  $N$  = número de nodos.

$N_{\text{slack}}$  = número de nodos compensadores.

$N_G$  = Número de nodos de generación.

$m = N - N_{\text{slack}}$

$\tilde{n} = N - N_G$

$n = (2*N) - N_G - N_{\text{slack}}$

Inicialmente el parámetro de continuación corresponde al factor de cargabilidad por lo que el vector fila  $e_k$  tiene la siguiente forma,

$$e_k = [0 \quad \dots \quad 0 \quad \dots \quad 1] \quad (2.35)$$

Cuando se aplica la parametrización local (cambio de parámetro) el vector fila  $e_k$  se modifica, entonces se tiene ahora el valor unitario en la posición correspondiente a la entrada más grande del vector tangente,

$$e_k = [0 \quad \dots \quad 0 \quad 1 \quad 0 \quad \dots \quad 0] \quad (2.36)$$

Ya calculado el vector tangente  $Z$  para el punto  $(x_1, \lambda_1)$  se procede a calcular el punto de equilibrio aproximado  $(\bar{x}, \bar{\lambda})$  mediante la siguiente expresión (2.14), y que para el sistema de ecuaciones de Flujos de Potencia dicha expresión se forma de los siguientes elementos,

$$\begin{bmatrix} \bar{x}_i \\ \vdots \\ \bar{x}_m \\ \vdots \\ \bar{x}_n \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix}_{(n+1,1)} = \begin{bmatrix} \bar{\theta}_i \\ \vdots \\ \bar{\theta}_m \\ |\bar{V}_j| \\ \vdots \\ |\bar{V}_{\tilde{n}}| \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix}_{(n+1,1)} = \begin{bmatrix} \theta_i \\ \vdots \\ \theta_m \\ |V_j| \\ \vdots \\ |V_{\tilde{n}}| \\ \lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta_i \\ \vdots \\ d\theta_m \\ |dV_j| \\ \vdots \\ |dV_{\tilde{n}}| \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} \quad (2.37)$$

Lo que sigue es aplicar las ecuaciones del paso corrector para determinar el punto exacto de solución  $(x_2, \lambda_2)$ , se considera como punto inicial de este paso a la solución aproximada  $(\bar{x}, \bar{\lambda})$ . Ahora el sistema de ecuaciones a resolver es el siguiente,

$$\begin{bmatrix} D_x f(x, \lambda) & \frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ e_k \end{bmatrix}_{(n+1, n+1)} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ 0 \end{bmatrix}_{(n+1, 1)} \quad (2.38)$$

El vector fila  $e_k$  tiene la misma forma pues se usa el mismo parámetro de continuación empleado en el cálculo del vector tangente, es decir, sus elementos son los mismos. En el último vector de la derecha están representados los valores resultantes de las ecuaciones de desbalance y el último valor de este vector simplemente es cero, además el orden del sistema de ecuaciones es similar al sistema de ecuaciones que se emplea en el paso predictor, es decir,  $(n+1, n+1)$ .

Para solucionar el sistema de ecuaciones (2.38) se emplea el método iterativo de Newton-Raphson y la solución se encuentra cuando las ecuaciones de desbalance cumplen la tolerancia elegida (en este trabajo se emplean dos tolerancias adecuadas  $1 \times 10^{-3}$  y preferentemente  $1 \times 10^{-4}$ ).

## CAPÍTULO 3:

# MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

### 3.1 INTRODUCCIÓN: MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Existen herramientas y técnicas para estudiar la estabilidad de voltaje de sistemas de potencia, las cuales pueden ser divididos en dos grupos [IEEE, 1993]:

- 1) Análisis dinámico.
- 2) Análisis en estado estacionario.

El análisis dinámico usa la técnica de simulación en el dominio del tiempo no lineal. De todas las técnicas disponibles, éste método proporciona la mejor precisión de la dinámica actual de la inestabilidad de voltaje. Los requisitos de cómputo para el estudio de estabilidad de voltaje usando la simulación en el dominio del tiempo son formidables para sistemas grandes. Pero las simulaciones en el dominio del tiempo no proporcionan información de sensibilidad [IEEE, 1993].

Para estudios que incluyen la coordinación de controles y protecciones, el análisis dinámico no es muy bueno para estudios de sistemas grandes en los cuales examinar un amplio rango de las condiciones del sistema y un gran número de contingencias es requerido.

Las técnicas en estado estacionario están basadas en la formulación de flujos de potencia. Generalmente las técnicas en estado estable tratan de responder a las siguientes tres preguntas con respecto a la estabilidad de voltaje del sistema [IEEE, 1993]:

- 1) Dada una condición de operación, ¿es el sistema estable en voltaje?
- 2) En un punto de operación dado, ¿qué tan cerca está el sistema de la inestabilidad?
- 3) Si el sistema es inestable, ¿dónde y como ocurre la inestabilidad de voltaje?

En otras palabras, el análisis en estado estacionario proporciona la respuesta con respecto al margen de la estabilidad de voltaje y el mecanismo de la inestabilidad de voltaje.

Para determinar el margen de la estabilidad de voltaje, el sistema es estresado hasta que ocurre la inestabilidad de voltaje. Las condiciones del sistema a diferentes niveles de estrés son obtenidas por la solución de las ecuaciones de flujos de carga. La estabilidad de voltaje del sistema en cierta condición de operación y el mecanismo de la inestabilidad de voltaje son determinados usando las técnicas de análisis lineal [IEEE, 1993].

Por eso es que en este trabajo las técnicas de análisis que se utilizan son:

- 1) Análisis de sensibilidad utilizando eigenanálisis.
- 2) Análisis de sensibilidad utilizando descomposición de valores singulares.
- 3) Análisis de sensibilidad utilizando vector tangente

## **3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD UTILIZANDO EIGENANÁLISIS**

### **3.2.1 Introducción**

En las técnicas de análisis modal, se evalúa la estabilidad del sistema eléctrico de potencia por medio del análisis de eigenvalores y eigenvectores de un modelo lineal del sistema. En el caso de problemas de estabilidad de voltaje de largo plazo, se puede emplear, como modelo lineal del sistema, un modelo similar a la matriz Jacobiana utilizada en los estudios de flujos de potencia, pero en la que se deben incluir modelos más detallados de las máquinas síncronas, las cargas y otros componentes importantes [Ruiz-Vega, 2005].

En el enfoque más generalizado de análisis modal para estudios de estabilidad de voltaje [Gao et al., 1992], es muy común que se emplee la matriz Jacobiana reducida para obtener los eigenvalores y sus eigenvectores asociados. Además, es posible emplear la información obtenida para realizar una evaluación de los Factores de Participación tanto nodales como de generadores y ramas [Gao et al., 1992], [IEEE, 1993].

### **3.2.2 Matriz Jacobiana reducida**

Las ecuaciones lineales de un sistema de potencia con voltaje en estado estacionario están dadas por [Gao et al., 1992], [IEEE, 1993]:



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

Donde:

$\Delta P$  = cambio incremental de potencia real en el bus.

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

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

$\Delta V$  = cambio incremental de la magnitud de voltaje en el bus.

La estabilidad de voltaje de un sistema es afectada por incrementos de  $P$  y  $Q$ . Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación se puede calcular correctamente estas variaciones, en estudios de cargabilidad, al obtener diferentes puntos de operación ante incrementos de  $P$ . Al aplicar el Análisis Modal en cualquier punto de operación calculado de la curva  $PV$ , nosotros conservamos  $P$  constante localmente y se evalúa la estabilidad de voltaje analizando las variaciones de  $V$  ante cambios de  $Q$ . Esto es análogo a la curva  $Q-V$  en esta condición de operación [Ruiz-Vega, 2005].

La reducción de (3.1), considerando  $\Delta P = 0$ , es realizada utilizando el método de reducción de Kron:

$$\Delta Q = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \Delta V = J_R \Delta V \quad (3.2)$$

Con:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (3.3)$$

Donde:

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

$J_R$  es llamada matriz Jacobiana reducida del sistema.  $J_R$  es la matriz que relaciona directamente la magnitud de voltaje y la inyección de potencia reactiva en el bus. Al eliminar la potencia real y la parte angular de las ecuaciones del sistema en estado estacionario nos permite concentrarnos en el estudio de la demanda reactiva y el problema de suministro del sistema, así como minimizar el trabajo computacional.

### 3.2.3 Modos de estabilidad de voltaje

Tenemos que  $J_R$  se puede expresar como:

$$J_R = \xi \wedge \eta \quad (3.5)$$

Donde:  $\xi$  = Matriz eigenvector derecho de  $J_R$ .

$\eta$  = Matriz eigenvector izquierdo de  $J_R$ .

$\Lambda$  = Matriz eigenvalor diagonal de  $J_R$ .

Y, de manera inversa:

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (3.6)$$

De (3.3) y (3.6), tenemos:

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (3.7)$$

ó

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (3.8)$$

Donde  $\xi_i$  es la  $i$ -ésima columna eigenvector derecho y  $\eta_i$  el  $i$ -ésimo renglón eigenvector izquierdo de  $J_R$ .

Similarmente al concepto usado en análisis del sistema dinámico lineal, cada eigenvalor  $\lambda_i$ , y los correspondientes eigenvectores derecho e izquierdo  $\xi_i$  y  $\eta_i$ , definen el  $i$ -ésimo modo del sistema. La variación de la  $i$ -ésima potencia reactiva modal es,

$$\Delta Q_{mi} = K_i \xi_i \quad (3.9)$$

Donde:

$$K_i^2 \sum_j \xi_{ji}^2 = 1 \quad (3.10)$$

Siendo  $\xi_{ji}$  el  $j$ -ésimo elemento de  $\xi_i$ . La correspondiente  $i$ -ésima variación de voltaje nodal es,

$$\Delta V_{mi} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q_{mi} \quad (3.11)$$

Se ha visto que cuando la variación de potencia reactiva es a lo largo de la dirección de  $\xi_i$ , la correspondiente variación de voltaje es también a lo largo de la misma dirección y la magnitud es amplificada por un factor, el cual es igual a la magnitud de la inversa del  $i$ -ésimo eigenvalor. En este sentido, la magnitud de cada eigenvalor  $\lambda_i$  determina la debilidad del correspondiente voltaje modal. La magnitud más pequeña de  $\lambda_i$ , le corresponde al voltaje modal más débil. Si  $|\lambda_i|=0$ , el  $i$ -ésimo voltaje modal colapsará, porque cualquier cambio en la potencia reactiva modal causará una variación de voltaje modal infinita [Gao et al., 1992].

Un sistema es estable en voltaje si todos los eigenvalores son positivos [Gao et al., 1992], [IEEE, 1993]. Los que están acostumbrados al análisis de estabilidad angular a pequeños disturbios, usando técnicas de eigenvalores, pueden encontrar un poco confuso el requisito de que los eigenvalores del Jacobiano sean positivos para estabilidad de voltaje, porque en el estudio de estabilidad angular a pequeños disturbios, un eigenvalor con parte real positiva indica que el sistema es inestable. La relación entre la estabilidad de voltaje del sistema y los eigenvalores del Jacobiano  $J_R$  se entiende mejor al relacionar los eigenvalores de  $J_R$  con las sensibilidades V-Q (ecuación 3.11), las cuales deben ser positivas en cada bus para que el sistema sea estable.

Para casos prácticos,  $J_R$  puede ser tomada como una matriz simétrica y por lo tanto los eigenvalores de  $J_R$  están muy cerca de ser puramente reales. Si todos los eigenvalores son positivos,  $J_R$  es definida positiva y así las sensibilidades V-Q son todas positivas, indicando que el sistema es estable en voltaje. A medida que el sistema es estresado, los eigenvalores de  $J_R$  se hacen más pequeños hasta que, en el punto crítico de la estabilidad de voltaje del sistema, al menos uno de los eigenvalores de  $J_R$  se vuelve cero [Gao et al., 1992].

Si algunos de los eigenvalores de  $J_R$  son negativos, el sistema ha pasado el punto crítico de estabilidad de voltaje porque los eigenvalores de  $J_R$  cambian de positivo a cero y a negativo a medida que el sistema es estresado.

Mientras la magnitud de los eigenvalores puede proveer una medida relativa de la proximidad a inestabilidad, ellos no proveen una medida absoluta por causa de la no linealidad del problema.

Esto es análogo a la relación de amortiguamiento en análisis de estabilidad a pequeños disturbios, la cual indica el grado de amortiguamiento pero no es una medida absoluta del margen de estabilidad. Si se requiere llegar a un megawatt de distancia de la inestabilidad de voltaje, el sistema se estresa incrementalmente hasta que llega a ser inestable y se aplica el análisis modal en cada punto de operación (este procedimiento es empleado en este trabajo). La aplicación del análisis modal ayuda a determinar que tan estable es el sistema, que nivel de carga o potencia extra que se transfiere debe ser agregada y cuando el sistema alcanza puntos críticos de estabilidad de voltaje, determina las áreas críticas de la estabilidad de voltaje y describe el mecanismo de inestabilidad por medio de la identificación de elementos que participan en cada nodo [Gao et al., 1992].

### **3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD UTILIZANDO LA DESCOMPOSICIÓN EN VALORES SINGULARES**

#### **3.3.1 Introducción**

El objetivo del índice de estabilidad de voltaje estático es de alguna manera cuantificar que tan cerca está un punto de operación en particular a el punto de colapso de voltaje en estado estable, es decir estimar la distancia entre cualquier punto de operación y el límite de estabilidad de voltaje en estado estable. Un uso importante del uso del índice de estabilidad de voltaje estático es para estudios de planeación y planeación de la operación de sistemas de transmisión grandes, donde un gran número de diferentes casos es decir diferentes configuraciones del sistema con diferentes contingencias han de ser estudiadas.

La información obtenida del índice de proximidad de voltaje estático desde el punto de vista de planeación ser usado para ajustar los límites de transferencia del sistema. El perfil de colapso de voltaje, el cual es encontrado graficando el valor numérico del valor singular mínimo contra el incremento en potencia activa y reactiva de carga del sistema o la transferencia de potencia a través de secciones importantes del sistema dará información importante acerca de cuando las fuentes de potencia reactiva en el sistema de potencia se han agotado aparte de dar el perfil del colapso de voltaje. Se debe notar que aunque las limitaciones de potencia reactiva son reflejadas en los perfiles de colapso de voltaje calculados, el valor numérico para todos los índices de estabilidad estáticos propuestos no dan por si mismos una advertencia de la aproximación del fenómeno no lineal así como las limitaciones para la generación de potencia reactiva, antes de que en realidad sean encontrados. Un mejor conocimiento de la condición en el sistema de potencia puede ser obtenido a través del análisis de sensibilidad en la influencia de varios parámetros, aunado al uso de registrar y graficar los perfiles de colapso de voltaje para diferentes casos.

Tanto los aspectos económicos como de seguridad están involucrados en la investigación de cómo determinar los límites de transferencia de potencia en los sistemas que pueden ser debido a problemas de estabilidad de voltaje. Se tiene una definición para la formulación del valor singular. Un sistema de potencia en una condición de operación existe la estabilidad de voltaje en estado estable si una inyección de potencia reactiva, es decir  $\Delta Q_i > 0$ , permite que la magnitud de voltaje en este nodo incremente y todos los demás voltajes también incrementen o al menos no decrezcan. La definición anterior podría también ser expresada como si  $\Delta Q_i > 0$  entonces  $\Delta V_i > 0$  en el nodo donde la potencia reactiva es inyectada y  $\Delta V_k \geq 0, k \neq i$ , es decir para todos los nodos en el sistema.

### **3.3.2 Matriz Jacobiana reducida**

De las ecuaciones (3.1) de flujos de potencia linealizada, la matriz Jacobiana de flujos de potencia puede ser escrita como [IEEE, 1993]:

$$J(\theta, V) = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

La cual es una matriz compuesta de cuatro submatrices:  $J_{P\theta}$ ,  $J_{PV}$ ,  $J_{Q\theta}$  y  $J_{QV}$ . Hay una fuerte relación entre la potencia reactiva y las magnitudes de voltaje en el sistema de potencia, la más interesante de estas 4 submatrices es la que contiene las derivadas parciales de potencia reactiva con respecto a los voltajes en la matriz Jacobiana anterior denotada por  $J_{QV}$ .

Si las relaciones P- $\theta$  y Q-V son desacopladas, la ecuación (3.1) llega a ser:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & 0 \\ 0 & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Y la relación entre el cambio en las inyecciones de potencia reactiva y las magnitudes de voltaje puede ser descrito por la submatriz  $J_{QV}$  y escrita como:

$$\Delta Q = J_{QV} \Delta V \quad (3.14)$$

Una interpretación física de la submatriz  $J_R$  puede ser encontrada ajustando  $\Delta P=0$ .

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & 0 \\ 0 & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

La relación entre la potencia reactiva de las ecuaciones de flujos de potencia y las magnitudes de voltaje puede ser formalmente escrita como en (3.2).

### 3.3.2 Descomposición en valores singulares

Para una matriz  $A$  cuadrada real  $n \times n$ , la descomposición de valores singulares está dada por [IEEE, 1993]:

$$A = U \Sigma V^T = \sum_{i=1}^n \sigma_i u_i v_i^T \quad (3.16)$$

Donde  $U$  y  $V$  son matrices ortonormales  $n \times n$ , los vectores singulares  $u_i$  y  $v_i$  son las columnas de las matrices  $U$  y  $V$  respectivamente, y  $\Sigma$  es una matriz diagonal con:

$$\Sigma(A) = \text{diag} \{ \sigma_i(A) \} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.17)$$

Donde  $\sigma_i \geq 0$  para todas las  $i$ . Los elementos en la matriz  $\Sigma$  son usualmente ordenados así que  $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_n \geq 0$  es decir los elementos de la diagonal de  $\Sigma$  van disminuyendo.

Si la matriz  $A$  tiene rango  $r$  ( $r \leq n$ ) estos valores singulares son las raíces cuadradas de los eigenvalores positivos  $r$  de  $A^T A$ , los cuales son los eigenvalores positivos  $r$  de  $A A^T$ . Estas raíces cuadradas  $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_n$  son las únicas entradas diferentes de cero en la matriz diagonal  $\Sigma$   $n \times n$ .  $U$  y  $V$  son matrices ortonormales de orden  $n$ , y sus columnas contienen los eigenvectores de  $A A^T$  y  $A^T A$  respectivamente. Si  $\sigma_i$  es el  $i$ -ésimo valor singular de  $A$ , el vector  $u_i$  es el  $i$ -ésimo vector singular

izquierdo y el vector  $v_i$  es el  $i$ -ésimo vector singular derecho, además las siguientes relaciones entre los valores singulares, vectores singulares izquierdo y derecho y la matriz  $A$  pueden ser escritas como [IEEE, 1993]:

$$Av_i = \sigma_i u_i \quad (3.18)$$

$$A^T u_i = \sigma_i v_i \quad (3.19)$$

La relación entre los valores singulares y los eigenvalores de la matriz viene del hecho de que las entradas  $\sigma_i$  en la matriz diagonal  $\Sigma$  son los valores singulares de  $A$  y por construcción son los eigenvalores de  $A^T A$  (ó  $AA^T$ ). Esta relación entre los eigenvalores desde una de las matrices  $A^T A$  o  $AA^T$  y los valores singulares de la matriz  $A$  puede ser también descrito por las siguientes relaciones [IEEE, 1993]:

$$\Lambda(A^T A) = \Lambda(AA^T) = \Sigma^2(A) \quad (3.20)$$

Donde:

$$\Lambda(A) = \text{diag} \{ \lambda_i(A) \} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.21)$$

Es la matriz diagonal que contiene los eigenvalores ya sea de la matriz  $A^T A$  ó  $AA^T$  y  $\Sigma$  es la matriz diagonal definida anteriormente la cual contiene los valores singulares de la matriz  $A$ . Basándose en las anteriores relaciones se puede concluir que para una matriz simétrica real los valores absolutos de los eigenvalores obtenidos de la descomposición de eigenvalores son idénticos a los valores singulares obtenidos de la descomposición de valores singulares de la misma matriz [IEEE, 1993].

$$|\lambda_i(\bullet)| = \sigma_i(\bullet) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.22)$$

La sugerencia de usar el valor mínimo singular viene del análisis del problema del sistema lineal  $Ax = b$ , donde  $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$ ,  $A$  es no singular, y  $b \in \mathbb{R}^n$ . Después de la descomposición del valor singular de la matriz  $A$ , la solución del sistema lineal puede ser escrito como:

$$x = A^{-1}b = (U\Sigma V^T)^{-1}b = \sum_{i=1}^n \frac{v_i u_i^T b}{\sigma_i} \quad (3.23)$$

De la ecuación (3.23) se puede concluir que un cambio pequeño ya sea en la matriz " $A$ " ó el vector " $b$ " puede causar cambios muy grandes en " $x$ " si  $\sigma_n$  es lo suficientemente pequeño.

Para una matriz cuadrada no singular,  $A$ , el valor singular mínimo ( $\sigma_n$ ) es una medida de la distancia, entre  $A$  y lo más cercano a que sea una matriz singular

[IEEE, 1993]. Si el valor singular mínimo de la matriz Jacobiana de flujos de potencia es igual a cero, la matriz estudiada es singular y ninguna solución de flujos de potencia puede ser obtenida para este punto de operación. El valor singular mínimo,  $\sigma_n$  ( $\bullet$ ), puede ser usado como una medida de que tan cercana está la matriz Jacobiana de la singularidad [IEEE, 1993].

La descomposición del valor singular está bien condicionada, lo cual significa que los valores singulares son bastante insensibles a las perturbaciones en los elementos de la matriz. Al usar la teoría anterior de la descomposición de valores singulares en sistemas de potencia, se encuentra una relación linealizada entre la potencia activa y reactiva en los nodos contra las magnitudes de voltaje y ángulo, esto es establecido por la matriz Jacobiana de flujos de potencia  $J$ , presentado en la ecuación (3.12), la cual contiene las primeras derivadas de la parte de potencia activa  $P$  así como la parte de potencia reactiva  $Q$  de las ecuaciones de flujo de potencia con respecto a las magnitudes de voltaje  $V$  y ángulos  $\theta$  en los nodos.

Si la descomposición del valor singular es aplicada a la matriz Jacobiana de flujos de potencia, la descomposición de la matriz puede ser escrita como [IEEE,1993]:

$$J(\theta, V) = U \Sigma V^T \quad (3.24)$$

El efecto en el vector  $[\Delta\theta \ \Delta V]^T$  el cual incluye las actualizaciones para los ángulos de nodo y las magnitudes de voltaje por nodo, de un cambio pequeño en las inyecciones de potencia activa y reactiva se puede analizar como sigue:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = V \Sigma^{-1} U^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

El valor más grande de  $\Sigma^{-1}$  ocurrirá para la inversa del valor singular mínimo de la matriz. La siguiente relación para el valor singular mínimo y los correspondientes vectores singulares, obtenidos de la ecuación (3.25) es de interés de estudio.

$$v_n^T \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \sigma_n^{-1} u_n^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

La inversa del valor singular mínimo,  $\sigma_n^{-1}$ , desde el punto de vista de pequeños disturbios indica el cambio más grande en las variables de estado. Tenemos:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = u_n \quad (3.27)$$

Donde  $u_n$  es la última columna de  $U$ , entonces:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sigma_n^{-1} v_n \quad (3.28)$$

Donde  $v_n$  es la última columna de  $V$ . De todo lo anterior se pueden hacer las siguientes interpretaciones para el valor singular mínimo y los correspondientes vectores singulares derecho e izquierdo [Löf et al., 1992]:

- El valor singular más pequeño  $\sigma_n$  es un indicador de la proximidad al límite de estabilidad en estado estable, es decir una estimación de la distancia al límite de estabilidad en estado estable;
- El vector singular derecho,  $v_n$ , correspondiente a  $\sigma_n$  indica la sensibilidad de los voltajes y ángulos;
- El vector singular izquierdo,  $u_n$ , correspondiente a  $\sigma_n$  indica la mayor dirección de sensibilidad para cambios de las inyecciones de potencia activa y reactiva.

Otra propiedad de la descomposición de valores singulares es que adicionando una columna a la matriz estudiada, valor singular más grande aumentará y el valor singular más pequeño disminuirá. La dimensión de la matriz Jacobiana de flujos de potencia incrementará un renglón y una columna cada vez que el nodo del generador (nodo  $PV$ ) alcance su límite de capacidad de potencia reactiva y cambie a un nodo  $PQ$ . Este cambio de nodo  $PV$  a nodo  $PQ$  va a alterar la dimensión de 3 de las 4 sub matrices de la matriz Jacobiana de flujos de potencia para el sistema de potencia estudiado. El cambio en la dimensión para la matriz estudiada reducirá el valor numérico del valor singular mínimo de la matriz. El incremento de tamaño de las matrices  $J_R$  y  $J_{QV}$  así como de la matriz Jacobiana, consecuentemente influirá en el valor numérico y el comportamiento de los índices de la estabilidad de voltaje analizados para estas matrices.

El cambio en la dimensión para la matriz Jacobiana, cuando los nodos  $PV$  son cambiados en nodos  $PQ$ , será de acuerdo a permitir un salto en el valor numérico del índice estudiado. Estos saltos para los índices propuestos indicará donde los generadores en el sistema alcanzan sus límites,  $Qg_{max}$ , para generación de potencia reactiva, reflejando la importancia de fuentes de potencia reactiva disponibles, las cuales inadecuadamente pueden contribuir a los problemas de estabilidad de voltaje en los sistemas de potencia. Los saltos en los índices estáticos, los cuales ocurrirán para algunas de las combinaciones estudiadas de índices y matrices que pueden ser propiedades tanto deseables o indeseables dependiendo de la dimensión y la dirección. Este decremento o incremento del índice de estabilidad de voltaje estático propuesto debería ser monótono con los incrementos de carga y los saltos o cambios



repentinos debería solamente ocurrir cuando los límites son alcanzados o la característica del sistema repentinamente cambia, es decir después de un disturbio. Considerar la situación cuando la carga está siendo incrementada y el índice está disminuyendo hacia el punto de bifurcación. Si el salto es de dimensión razonable y ocurre en la misma dirección como el índice estudiado se está moviendo, esto puede ser considerado una propiedad deseable para el índice de estabilidad de voltaje estático [IEEE, 1993].

### 3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD UTILIZANDO EL VECTOR TANGENTE

#### 3.4.1 Introducción

En la sección 2.5 de este trabajo se explicó que para llevar a cabo el análisis de estabilidad de voltaje se emplea el método de continuación. Como un producto importante de este método, en el paso de predicción se obtiene el vector tangente, el cual contiene la información necesaria para llevar a cabo el análisis de sensibilidad, como se observa en (3.29) [Ajjarapu and Christy, 1992]:

$$Z_1 = \begin{bmatrix} dx_i \\ \vdots \\ dx_m \\ dx_j \\ \vdots \\ dx_{\tilde{n}} \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} = \begin{bmatrix} d\theta_i \\ \vdots \\ d\theta_m \\ dV_j \\ \vdots \\ dV_{\tilde{n}} \\ d\lambda \end{bmatrix}_{(n+1,1)} \quad \begin{matrix} i=1 \\ \\ \\ j=1 \end{matrix} \quad (3.29)$$

Donde,  $N$  = número de nodos.  
 $N_{\text{slack}}$  = número de nodos compensadores.  
 $N_G$  = Número de nodos de generación.  
 $m = N - N_{\text{slack}}$   
 $\tilde{n} = N - N_G$   
 $n = (2*N) - N_G - N_{\text{slack}}$

Los primeros “ $m$ ” elementos del vector tangente corresponden a las variaciones de ángulo ( $\Delta\theta$ ) de las ecuaciones B.7 y B.10 aplicadas en el programa “loadability.f” [López-Luis, 2006] y los siguientes “ $\tilde{n}$ ” elementos del vector tangente corresponden a las variaciones de voltaje ( $\Delta V$ ) de las ecuaciones B.7 y B.9. El último elemento del vector tangente está asignado al factor de cargabilidad.

### 3.5 FACTOR DE PARTICIPACIÓN DE NODO

Los eigenvalores indican si cada modo es estable en voltaje y proporcionan una medida relativa de la estabilidad. Otro aspecto importante del análisis de la estabilidad de voltaje es determinar los elementos físicos que están asociados con cada modo y determinar el mecanismo de inestabilidad de voltaje.

Los elementos clave del sistema incluyen todos los buses, ramas y generadores. Para cada uno de estos elementos, un factor de participación a cada modo es definido en base a los eigenvectores derecho e izquierdo de  $J_R$ . Un factor de participación es una indicación del grado en cual cada elemento es asociado con un modo. Los factores de participación de nodo indican que tan débil es un nodo, el más cercano al punto crítico y ayuda a determinar las áreas cercanas a la inestabilidad de voltaje, correspondiendo el valor más grande de los factores de participación, al nodo más crítico [Galicia Cano et al., 2003].

#### 3.5.1 Eigenanálisis

El factor de participación del bus “ $k$ ” al modo “ $i$ ” es definido como, utilizando la información obtenida en el eigenanálisis, como:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (3.30)$$

Donde,  $\xi$  = Matriz eigenvector derecho de  $J_R$ .  
 $\eta$  = Matriz eigenvector izquierdo de  $J_R$ .

La suma de todos los factores de participación para cada modo es igual a la unidad porque los eigenvectores derecho e izquierdo están normalizados.

Hay dos tipos generales de modos. El primer tipo tiene muy pocos nodos con factores de participación muy grandes y todos los demás nodos con factores de participación casi cero, indicando que el modo es muy localizable. El segundo tipo tiene muchos nodos con pequeños pero similares factores de participación y el resto de los nodos con factores de participación casi cero, indicando que el modo es no localizable. Un modo localizable típico ocurre si un solo nodo de carga es conectado a un sistema muy fuerte a través de una línea de transmisión larga [Kundur, 1994]. Un modo no localizable típico sale cuando una región sin un sistema fuerte es cargada y la principal fuente de reactivos para esta región se agota. Para estudios de sistemas grandes es importante distinguir modos localizables y no localizables, porque algunas veces un modo localizable representa solamente una porción muy pequeña e insignificante del sistema, en tal caso, la colisión puede ser de poca importancia.

El factor de participación definido en la ecuación (3.30) es calculado en base a los eigenvectores derecho e izquierdo de  $J_R$ . Los elementos del eigenvector derecho pueden también ser usados como una indicación de los factores de participación de cada bus al modo.

### 3.5.2 Descomposición de Valores Singulares

El factor de participación del nodo  $k$  con respecto al mínimo valor singular (MVS) obtenido  $i$ , está definido como [Gómez Hernández, 2001]:

$$Part_{ki} = v_{ki}u_{ik} \quad (3.31)$$

La suma de todos los factores de participación nodal para cada valor singular es igual a la unidad, debido que tanto el eigenvector singular derecho y el eigenvector singular izquierdo están normalizados.

### 3.5.3 Vector Tangente

Tanto el índice de estabilidad de voltaje, como un indicador de los nodos críticos están disponibles, sin ningún cálculo extra, en el vector tangente del método de flujos de potencia de continuación [Ajarapu and Christy, 1992].

En un vector tangente dado, **elegir el nodo crítico es tan fácil como elegir el nodo con el componente  $dV$  más grande (ecuación (3.39))**. Se destaca que la localización del nodo crítico puede cambiar conforme la carga cambie en intensidad, característica y localización.

## 3.6 FACTOR DE PARTICIPACIÓN DE RAMA

### 3.6.1 Potencia reactiva modal asociada con la rama

Los factores de participación de rama indican cuáles ramas consumen la mayor cantidad de potencia reactiva y proporcionan información relevante relacionada con [Galicía Cano, 1999], [Löf et al., 1995], [Kundur, 1994]:

- a) La importancia de esa rama en particular a la estabilidad de voltaje.
- b) Acciones en términos de las líneas de transmisión que ayuden a redistribuir el flujo de potencia para aliviar la carga en esa rama.
- c) También sientan las bases para la selección de contingencias con respecto al colapso de voltaje.

Los factores de participación de la rama entre los nodos “i” y “j” se definen de manera heurística de acuerdo al cambio en la potencia reactiva modal asociada con la rama de la siguiente manera:

$$Part_{ij} = \frac{\Delta Q_{ij} \text{ para la rama } k}{\text{Max } \Delta Q_{ij} \text{ para todas las ramas}} \quad (3.32)$$

Existen dos maneras principales de definir la potencia reactiva modal  $\Delta Q_{ij}$  asociada con la rama para calcular los factores de participación:

- Utilizar las ecuaciones linealizadas del cambio en las pérdidas de potencia reactiva en la línea.
- Utilizar las ecuaciones linealizadas del cambio en el flujo de potencia reactiva en la línea.

Cabe destacar que en las ecuaciones para calcular las variaciones de potencia reactiva que se muestran, tanto las variaciones de voltaje como de ángulo se obtienen de cada una de las técnicas aplicadas (eigenanálisis, descomposición en valores singulares (DVS) y vector tangente) mientras que el resto de las variables corresponden al estado de operación específico que se está analizando. Ambas ecuaciones se describen a continuación.

### ***3.6.1.2 Cálculo de las variaciones de potencia reactiva mediante el cambio del flujo en las líneas***

Para aplicar el cálculo de las variaciones de potencia reactiva por medio del cambio en flujo de potencia en las líneas, se parte de que la potencia compleja  $S_{ij}$  del elemento de la red del nodo “i” al nodo “j” es positiva cuando entra a la línea y está definida de la siguiente manera [Ruiz-Vega et al., 1997]:

$$I_{ij} = I_s + I_{pi} = (V_i - V_j)Y_s + V_i Y_{pi} \quad (3.33)$$

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i I_{ij}^* = V_i (V_i^* - V_j^*)Y_s^* + V_i V_i^* Y_{pi}^* \quad (3.34)$$

$$S_{ij} = |V_i|^2 Y_s^* - V_i V_j^* Y_s^* + |V_i|^2 Y_{pi}^* \quad (3.35)$$

$$S_{ij} = |V_i|^2 Y_s \angle(-\gamma_{ij}) - |V_i| |V_j| |Y_s| \angle(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + |V_i|^2 Y_{pi} \angle(-\gamma_{pi}) \quad (3.36)$$

Como las variaciones de potencia reactiva es la parte imaginaria de  $S$ , tenemos que:

$$Q = V_i^2 Y_s \text{sen}(-\gamma_{ij}) - V_i V_j Y_s \text{sen}(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + V_i^2 Y_{pi} \text{sen}(-\gamma_{pi}) \quad (3.37)$$

Al realizar la linealización de ésta ecuación, obtenemos:

$$\begin{aligned} \frac{dQ}{d\lambda} = & \left[ 2V_i Y_s \text{sen}(-\gamma_{ij}) - V_j Y_s \text{sen}(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + 2V_i Y_{pi} \text{sen}(-\gamma_{pi}) \right] \frac{dV_i}{d\lambda} - \\ & - \left[ V_i Y_s \text{sen}(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \right] \frac{dV_j}{d\lambda} - \left[ V_i V_j Y_s \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \right] \frac{d\theta_i}{d\lambda} + \\ & + \left[ V_i V_j Y_s \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \right] \frac{d\theta_j}{d\lambda} \end{aligned} \quad (3.38)$$

Por lo que la ecuación linealizada queda de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \Delta Q = & \left[ 2V_i Y_s \text{sen}(-\gamma_{ij}) - V_j Y_s \text{sen}(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) + 2V_i Y_{pi} \text{sen}(-\gamma_{pi}) \right] \Delta V_i - \\ & - \left[ V_i Y_s \text{sen}(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \right] \Delta V_j - \left[ V_i V_j Y_s \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \right] \Delta \theta_i + \\ & + \left[ V_i V_j Y_s \cos(\theta_i - \theta_j - \gamma_{ij}) \right] \Delta \theta_j \end{aligned} \quad (3.39)$$

### 3.6.1.3 Cálculo de las variaciones de potencia reactiva mediante el cambio de las pérdidas en las líneas

Considere a la rama  $ij$  con  $V_i \angle \theta_i$  y  $V_j \angle \theta_j$  siendo los voltajes en los nodos  $i$  y  $j$  respectivamente; así como  $Y_{ij} \angle \gamma_{ij}$  correspondiendo a la admitancia de la línea de transmisión. Entonces las pérdidas en la línea  $ij$  pueden ser obtenidas como [Ajarapu et al., 1994]:

$$P_{PERD} + jQ_{PERD} = [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] Y_{ij} \angle -\gamma_{ij} \quad (3.40)$$

Con las variaciones de voltaje y ángulo conocidas para el extremo de recepción, el cambio linealizado en las pérdidas de potencia reactiva para cada rama pueden calcularse, obteniéndose:

$$\Delta Q_1 = (2V_i - 2V_j \cos(\theta_i - \theta_j)) \Delta V_i + (2V_j - 2V_i \cos(\theta_i - \theta_j)) \Delta V_j \quad (3.41)$$

$$\Delta Q_2 = (2V_i V_j \text{sen}(\theta_i - \theta_j)) \Delta \theta_i - (2V_i V_j \text{sen}(\theta_i - \theta_j)) \Delta \theta_j \quad (3.42)$$

$$\Delta Q_{\text{perd. rama } k} = (\Delta Q_1 + \Delta Q_2) \text{Im}[Y_{ij} \angle -\gamma_{ij}] \quad (3.43)$$

### 3.6.2 Eigenanálisis

Se asume que las variaciones de potencia reactiva son iguales a los eigenvectores derechos ( $\Delta Q = \xi_i$ ). Además se asume que todos los eigenvectores derechos de  $J_R$  se normalizan como  $\sum \xi_{ij}^2 = 1$ . De la ecuación (3.1), se obtiene la correspondiente variación del ángulo modal como [Gao et al., 1992], [IEEE, 1993]:

Tenemos que

$$\Delta V = \frac{1}{\lambda_i} \xi_i \quad (3.44)$$

y

$$\Delta \theta = -J_{p\theta}^{-1} J_{pV} \Delta V \quad (3.45)$$

Con toda esta información es posible calcular las variaciones de potencia reactiva de las dos maneras mencionadas anteriormente, es decir, con la ecuación de cambio en flujo en las líneas (3.39) y con la ecuación de pérdidas (3.43). Así que para obtener los factores de participación de rama se aplica la ecuación (3.32), en donde una vez calculadas las variaciones de potencia reactiva se observa cual es la más grande y se procede a dividir todas las  $\Delta Q_{ij}$  por la  $\Delta Q_{ij}$  más grande

### 3.6.3 Descomposición de Valores Singulares

Tenemos para el mínimo valor singular que:

$$\Delta V = \frac{1}{\sigma_i} v_i \quad (3.46)$$

Se sustituye la ecuación (3.46) en (3.45) para obtener las variaciones de ángulo. Ya con ésta información, al igual que en el eigenanálisis, se calculan las variaciones de potencia reactiva, ya sea por la ecuación (3.39) ó la (3.43) (si se quiere calcular los factores en función del cambio de las pérdidas o del flujo de potencia reactiva, respectivamente) para que finalmente se aplique la ecuación (3.32) y así obtener los factores de participación de rama.

### 3.6.4 Vector Tangente

Una ventaja de emplear ésta técnica es que tanto las variaciones de ángulo como de voltaje están disponibles sin ningún cálculo extra a partir del vector tangente, tal y como se describe en la sección 3.4 de este trabajo. A lo cual solo resta aplicar la ecuación (3.32) para obtener los factores de participación de las ramas.

# CAPÍTULO 4:

## DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL

### 4.1 INTRODUCCIÓN: MODELO DEL SISTEMA DE POTENCIA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DE LARGO PLAZO

La transferencia de potencia a través de un sistema de transmisión está acompañado por caídas de voltaje entre la generación y los centros de consumo. En condiciones de operación normal estas caídas son del orden de bajos porcentajes del voltaje nominal. Una de las tareas de los ingenieros encargados de la planeación y operación del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es revisar que bajo condiciones de estrés y/o eventos todos los voltajes de nodo permanecen dentro de los niveles aceptables [Van Cutsem, 2000]. Por eso es los ingenieros basan sus decisiones para agregar refuerzos al sistema y/o para mejorar el desempeño del mismo, en los resultados de estudios de simulación como los de Flujos de Potencia y de Estabilidad. Cuando se realiza alguna simulación del SEP, el modelo debe incluir una representación de los elementos principales que tienen una influencia importante en el comportamiento del SEP en estado estacionario y dinámico. La manera de representar los componentes más importantes del SEP depende del objetivo y tipo del estudio, además del marco de tiempo en el que se desarrolla el fenómeno de interés [Ruiz Vega y Enríquez Harper, 2005].

El SEP es un sistema complejo no lineal de gran dimensión en el que los diferentes fenómenos dinámicos tienen escalas múltiples de tiempo. Esta importante característica del sistema de potencia hace posible que no sea necesario utilizar el modelo dinámico completo del sistema al estudiar todos los tipos de estabilidad. En el modelo dinámico completo del sistema, para estudios de corto y largo plazo, la relación entre las diferentes variables está dada por ecuaciones diferenciales, como se muestra en la Tabla 4.1.

En la Tabla 4.1 se presenta la información en 3 columnas: la primera indica los componentes del SEP que tienen como variables los elementos de los vectores de

estado presentados en la columna 2. La columna 3 muestra finalmente las ecuaciones diferenciales correspondientes a cada grupo de componentes.

La división de los componentes del SEP entre componentes de corto y largo plazo se hace de acuerdo al funcionamiento real del componente. Por ejemplo, los transitorios de los elementos de la red por sobre tensiones de maniobra o descargas atmosféricas se desarrollan en períodos de tiempo muy cortos (de microsegundos hasta algunos milisegundos), por lo que las ecuaciones diferenciales de estos elementos se clasifican como transitorios de corto plazo. Se puede observar en la columna 3 de la Tabla 4.1 que las variables de largo plazo pueden clasificarse en continuas ( $z_c$ ) y discretas ( $z_d$ ), de acuerdo a los componentes que describen.

**Tabla 4.1. Variables para diferentes escalas de tiempo y modelo dinámico completo del sistema (adaptado de [Van Cutsem, 2000]).**

Escalas de tiempo		
Corto plazo (1-20 segundos)		
Componentes	Vector de Variables	Ecuaciones
Elementos de la red de transmisión	$y$	$\dot{y} = g(x, y, z_c, z_d) \quad (4.1)$
Generadores, CEV's, reguladores automáticos de voltaje, estabilizadores del sistema de potencia, turbinas, gobernadores de velocidad, motores de inducción (equivalentes), líneas de transmisión de CD en alta tensión.	$x$	$\dot{x} = f(x, y, z_c, z_d) \quad (4.2)$
Largo plazo (decenas de segundos hasta 15 minutos o más)		
Recuperación de la carga agregada, controles secundarios de voltaje y frecuencia	$z_c$	$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_c, z_d) \quad (4.3)$
Cambiadores de derivación bajo carga de transformadores, limitadores de sobreexcitación del generador, compensación switchable en paralelo	$z_d$	$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (4.4)$

La simulación de un modelo como el presentado en la columna 3 de la Tabla 4.1 (ecuaciones (4.1) a (4.4)) es muy complicada, ya que el SEP tiene constantes de tiempo muy rápidas y otras muy lentas, es extremadamente rígido y su integración requiere emplear un método especial para este tipo de ecuaciones. Aprovechando la diferencia en escalas de tiempo, y consideraciones físicas del comportamiento dinámico del SEP, se puede simplificar el modelo utilizando la teoría de perturbaciones singulares.

Por ejemplo, en el modelo dinámico para estabilidad transitoria el comportamiento dinámico de los elementos lentos ( $z_c$ ) y ( $z_d$ ) no es de interés, es decir, para el período de estudio de 0 a 20s, no alcanzan a actuar y se pueden considerar como constantes. Analizando las ecuaciones restantes (4.1) y (4.2) sin las variables de



largo plazo, se tiene el siguiente modelo estándar, para el modelo de estabilidad transitoria, de un sistema con dos escalas de tiempo [IEEE, 2001]:

$$\varepsilon_1 \dot{y} = g(x, y) \quad (4.1)$$

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (4.2)$$

Las ecuaciones (4.1) y (4.2) representan los sistemas rápido y lento, respectivamente. La primera aproximación a una descomposición en escalas de tiempo consiste en hacer  $\varepsilon_1=0$ , en cuyo caso la primera ecuación se vuelve algebraica y corresponde a las ecuaciones de equilibrio de las variables rápidas. De esta manera, la componente lenta  $y_s$  de las variables rápidas y puede ser evaluada en función de las variables lentas  $x_s$ , por lo que se obtiene, para los estudios de estabilidad transitoria, la siguiente representación cuasiestacionaria del SEP con dos escalas de tiempo:

$$0 = g(x_s, y_s) \quad (4.5)$$

$$\dot{x} = f(x_s, y_s) \quad (4.6)$$

El proceso descrito anteriormente se realiza para todos los modelos de estabilidad utilizados en el análisis de redes interconectadas. En este trabajo se analiza la estabilidad de voltaje de largo plazo utilizando el modelo estático, en el cual todos los elementos se representan por sus ecuaciones algebraicas de equilibrio:

$$0 = h_c(x, y, z_c, z_d) \quad (4.7)$$

$$0 = h_d(x, y, z_c, z_d) \quad (4.8)$$

$$0 = f(x, y, z_c, z_d) \quad (4.9)$$

$$0 = g(x, y, z_c, z_d) \quad (4.10)$$

Como se observa en las ecuaciones (4.7) a (4.10) todas las ecuaciones del SEP son algebraicas. Además, se aproxima el comportamiento de las variables discretas por variables continuas.

Una desventaja del modelo estático del SEP para estudios de estabilidad de largo plazo es que se ha confundido con el modelo convencional de Flujos de Potencia. Para que sea válido en estudios dinámicos, el modelo estático debe corresponder a la parte estática del modelo dinámico [Dobson, 1994] Por lo tanto el modelo estático requiere de modelos más detallados del SEP para cargas, generadores y otros elementos importantes (comparándolo con el modelo convencional de Flujos de Potencia).

## 4.2 MODELO DE LAS MÁQUINAS SÍNCRONAS

Los generadores síncronos se representan en los estudios de flujos de potencia como fuentes de corriente en paralelo con una admitancia (modelo equivalente de Norton), fuentes de voltaje detrás de una reactancia (modelo equivalente de Thévenin) o como inyecciones de potencia en los nodos en los que están conectados.

Un aspecto importante del modelo es que se deben de tener en cuenta los límites de operación de la máquina síncrona, que se presentan de manera esquemática en la carta de operación típica de la Figura 4.1.

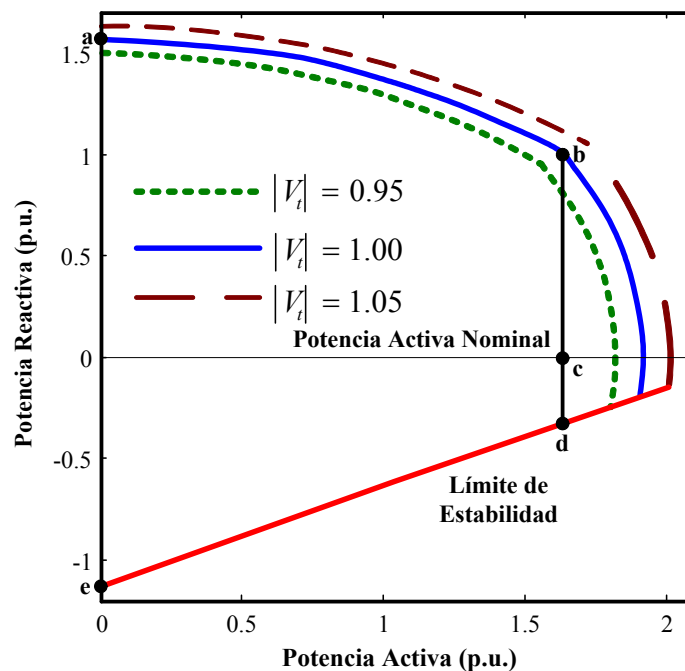


Figura 4.1. Carta de operación del generador (Adaptado de [López-Luis et al., 2007]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ( $V=1.0$  [p.u.]), mientras que en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ( $V=0.95$  [p.u.]).

Como se puede observar en la Figura 4.1, las limitaciones en la producción de potencia reactiva de la máquina síncrona son más importantes que las que se tienen en la potencia activa (que están dadas en condiciones de operación cercanas al voltaje nominal por la capacidad máxima de la turbina que mueve al generador). Es por esta razón que uno de los aspectos más importantes en el modelado de estos equipos está relacionado con la representación de los límites de potencia reactiva. En general, se pueden mencionar como los modelos que se utilizan más comúnmente para representar las máquinas síncronas son los siguientes:

1. La potencia activa se modela como una inyección de potencia constante con un valor predeterminado, mientras que los límites de potencia reactiva se modelan con líneas rectas con pendiente cero, calculadas a partir de los valores nominales de la máquina síncrona.
2. Se modela la potencia activa del generador como una inyección de potencia constante y se representan de manera más aproximada los límites de generación de potencia reactiva de la carta de operación por una curva definida por puntos  $(P_i, Q_i)$ ,  $i = 1, n$ .

Aunque en el segundo modelo mencionado se hace una representación más exacta de la capacidad de potencia reactiva de la máquina síncrona, para fines prácticos en estudios de estabilidad de voltaje, los dos modelos presentados son equivalentes, ya que los valores límite de la máquina se calculan a partir de los valores nominales de capacidad y voltaje en terminales fijos. En los estudios de cargabilidad (por medio de la aplicación de incrementos de carga-generación) el SEP se lleva a sus condiciones límite de funcionamiento, en las que se pueden llegar a tener valores muy bajos de voltaje en las terminales de la máquina síncrona por lo que las representaciones anteriores son inadecuadas.

La solución propuesta en [García-Domínguez y Ruiz-Vega, 2006], [López Luis, 2006] consiste en representar a las máquinas síncronas del SEP con un modelo en el que se considere su carta de operación para los diferentes valores del voltaje en terminales que experimenta la máquina durante el estudio. En la Figura 4.1 se puede observar la reducción de los límites máximos de generación de potencia reactiva debido a la corriente del rotor y del estator cuando la magnitud del voltaje en las terminales de la máquina disminuye desde un valor inicial igual a 1.0 [p.u.] hasta el valor de 0.95 [p.u.].

A medida que la magnitud del voltaje en las terminales de la máquina se reduce, también lo hace la carta de operación, llegando en ocasiones a limitar también la producción de potencia activa. Estos efectos del comportamiento de la máquina síncrona ante variaciones de la magnitud de su voltaje en terminales deben ser tomados en cuenta en los estudios de estabilidad de voltaje (Fig. 4.1).

### 4.3 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL

En ésta sección se describe la estructura del programa que emplea el método de flujos de potencia de continuación, destacando principalmente las técnicas de análisis de sensibilidad que se emplean en ésta tesis para realizar el estudio de estabilidad de voltaje de largo plazo.

Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia

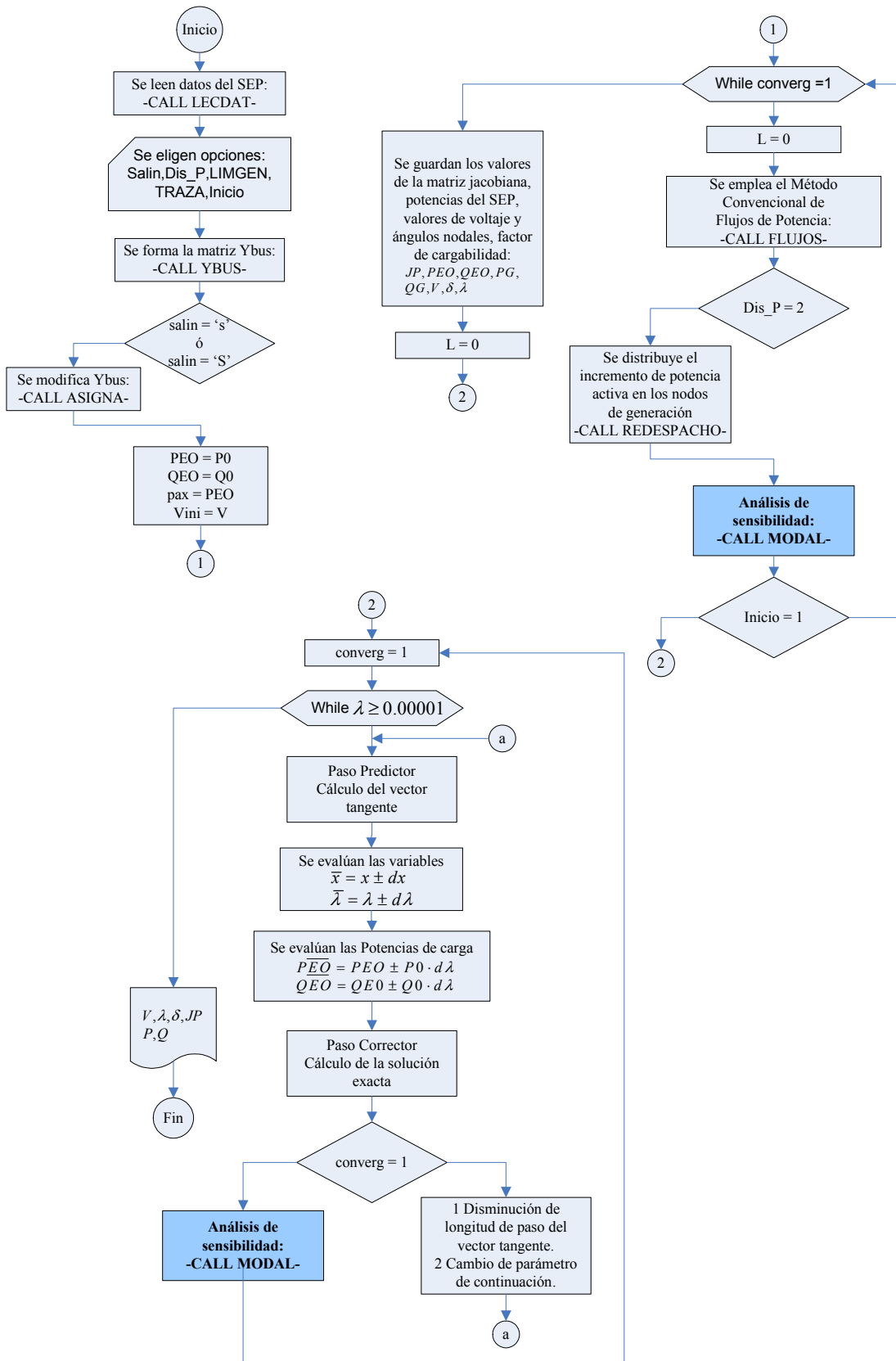


Figura 4.2. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina "modal.f".

En la Figura 4.2 se muestra el diagrama de flujo de una forma general que describe al programa "loadability.f" indicando la ubicación para mandar a llamar a la subrutina "modal.f", la cual se encarga de realizar el análisis de sensibilidad con la ayuda de otras subrutinas como se muestra en la Figura 4.3 de una manera mas particular.

El hecho de llamar a la subrutina "modal.f" desde dos puntos diferentes es porque el programa da opción a realizar el estudio de estabilidad de voltaje precisamente de dos formas, la primera de ellas es resolviendo el caso base con flujos de potencia convencional y los demás puntos de la curva PV los encuentra con flujos de potencia de continuación y la segunda forma es realizando el estudio con flujos de potencia convencional hasta donde sea posible encontrar solución y el resto de los puntos los encuentra con el método de flujos de potencia de continuación, es por ello que independientemente de la opción elegida para encontrar los puntos de la curva PV, es posible realizar el estudio de sensibilidad en todos los puntos de operación. La única consideración que hay que tener en cuenta en esta parte es que para la ejecución del programa, si se elige la primera opción a manera de que calcule todos los puntos de la curva PV con el método de continuación, operará de manera adecuada la subrutina "tanperd.f" y si se elige la segunda opción a manera de que calcule los puntos de solución con el método de flujos convencional hasta donde sea posible y posteriormente con el método de continuación, las subrutinas "eigperd.f" y "dvspend.f" son las que trabajaran de manera adecuada.

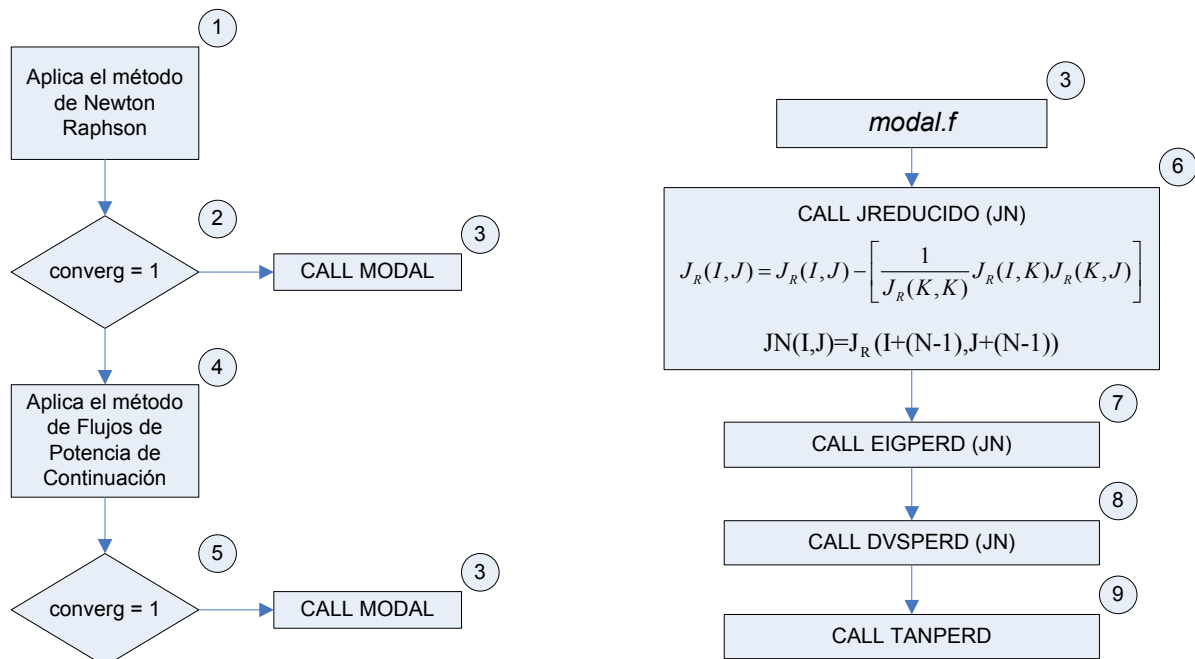


Figura 4.3. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina "modal.f".

En la Figura 4.3 se muestra el diagrama de flujo para llevar acabo el análisis de sensibilidad, en donde se indica las subrutinas empleadas para lograr dicho análisis

tanto por medio de eigenvalores y eigenvectores así como mediante la descomposición en valores singulares y finalmente con el vector tangente.

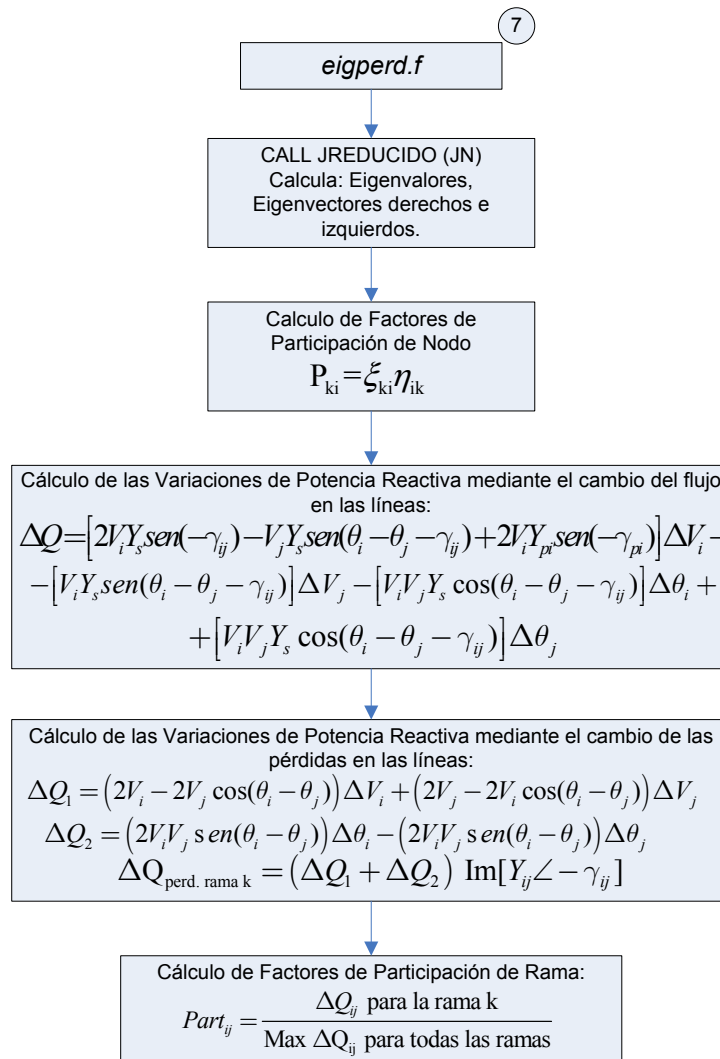


Figura 4.4. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina "eigperd.f".

En la figura 4.4 se muestra el diagrama de flujo que corresponde al llamado de la subrutina "eigperd.f", mostrando así como se ejecuta dicha subrutina, empezando por el cálculo de los eigenvalores y eigenvectores tanto derechos como izquierdos, posteriormente se procede a calcular los factores de participación de nodo para ir identificando los nodos más críticos, ordenándolos en forma descendente hasta llegar al menos crítico. Seguido de esto se calculan las variaciones de potencia reactiva mediante dos técnicas diferentes, una de ellas mediante el cambio del flujo en las líneas y la segunda mediante el cambio de las pérdidas en las líneas. Con estas dos técnicas se calculan los factores de participación de rama. Los resultados de la aplicación de estas ecuaciones se muestran en el capítulo 5 bajo diferentes condiciones para la simulación con los sistemas de prueba utilizados.

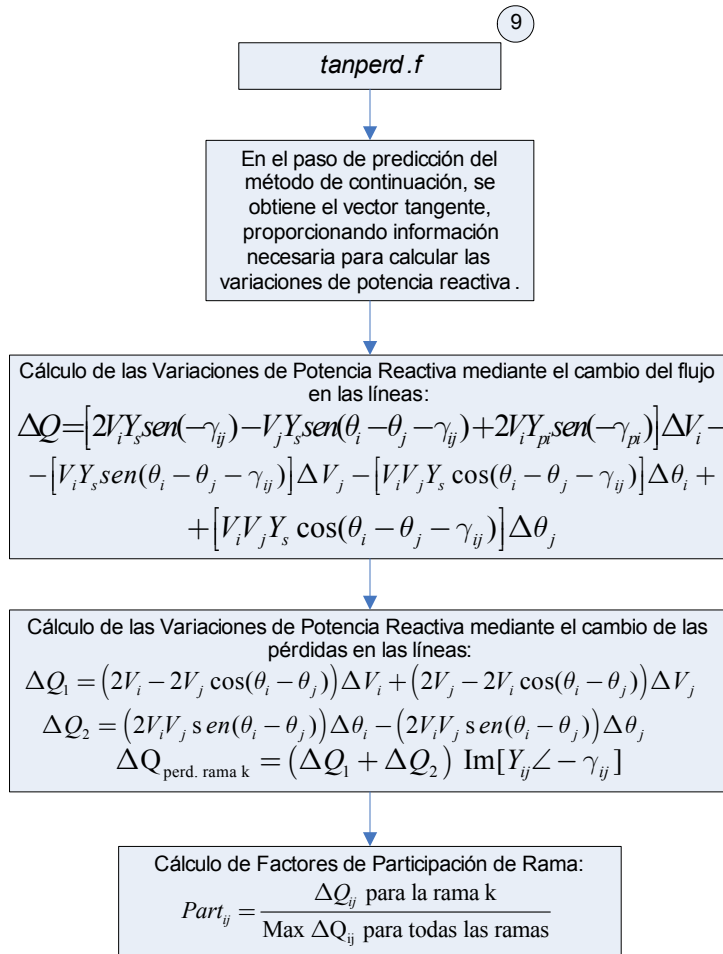


Figura 4.5. Análisis de sensibilidad mediante el llamado de la subrutina “tanperd.f”.

En la figura 4.5 se muestra el diagrama de flujo correspondiente al llamado de la subrutina “tanperd.f”, cuando se ejecuta esta subrutina, se retoma el vector tangente que es obtenido en el paso de predicción del método de continuación, proporcionando la información necesaria para determinar el nodo crítico, el cual corresponde a la entrada mas grande “dV” del vector tangente; además es posible con esta información calcular las variaciones de potencia reactiva tanto con el cambio del flujo en las líneas como con el cambio de las pérdidas en las líneas, para así calcular los factores de participación de rama.

De acuerdo a la numeración de los bloques de la Figura 4.3 se procede a describir el proceso que ejecuta el programa “loadability.f” de manera particular al análisis de sensibilidad. Así, tenemos que en el bloque:

1. Durante el proceso que desarrolla el programa “loadability.f” primeramente aplica el método de Newton Raphson;

2. Cuando este finaliza se debe presentar la condición ( $\text{converg}=1$ ), lo que significa que el programa ha convergido aplicando dicho método.
3. Es entonces cuando se llama a la subrutina "*modal.f*". Dicha subrutina genera todos los archivos de salida para cada una de las técnicas empleadas, es decir que se tendrá un archivo de salida con un nombre diferente para cada valor de  $\lambda$  a partir de cero hasta el valor máximo de  $\lambda$  ó mínimo por debajo de la curva PV según las opciones elegidas al momento de ejecutar el programa, tanto para el análisis de eigenvalores y eigenvectores como para la descomposición en valores singulares y para el vector tangente. Es por eso que de ésta misma subrutina se manda a llamar a otras subrutinas como son: "*jreducido.f*", "*eigperd.f*", "*dvsperd.f*" y "*tanperd.f*", que corresponden a los bloques 6, 7, 8 y 9 respectivamente. Cabe señalar que la información obtenida del bloque 6 es decir de la subrutina "*jreducido.f*" es necesaria para los bloques 7 y 8, "*eigperd.f*" y "*dvsperd.f*" respectivamente, ya que ambas técnicas parten de la matriz Jacobiana reducida para realizar los cálculos. Y en el caso del bloque 9 correspondiente a la subrutina "*tanperd.f*", encuentra o forma el vector tangente desde el paso predictor cuando se aplica el método de flujos de potencia de continuación, pero se hace el llamado de ésta subrutina desde la subrutina "*modal.f*" ya que de ésta se están llamando a todas las subrutinas que realizan el análisis de sensibilidad.
4. Posteriormente se aplica el método de flujos de potencia de continuación para poder encontrar los puntos por debajo de la curva PV y así mismo poder realizar el análisis de sensibilidad.
5. Nuevamente se aplica la condición ( $\text{converg}=1$ ) como en el bloque 2, lo que quiere decir que ha convergido el método y ha finalizado por lo que se puede dar paso al bloque 3 nuevamente.
6. En la subrutina "*jreducido.f*" lo que realiza es que toma el jacobiano de flujos de carga y se hace la reducción como en [Anderson, 1995] donde se aplica la propiedad 5 de una matriz de admitancia indefinida, se hace la aclaración al lector, que únicamente se aplica ésta propiedad para realizar la reducción del jacobiano de flujos de carga ya que dicha propiedad establece la regla para eliminar un nodo de la matriz original, solo que en este trabajo se hace el procedimiento de una manera diferente a la referencia mencionada ya que se requiere eliminar la submatriz 1 en lugar de la submatriz 4.



$$J_R = \left[ \begin{array}{c|c} J_R(1) & J_R(2) \\ \hline J_R(3) & J_R(4) \end{array} \right] \quad (4.14)$$

Por lo que si se considera que se tiene una matriz  $J_R$ , como se muestra:

$$J_R = \left[ \begin{array}{c|ccc} J_R(1,1) & J_R(1,2) & \cdots & J_R(1,R) \\ \hline J_R(2,1) & J_R(2,2) & \cdots & J_R(2,R) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ J_R(R,1) & J_R(R,2) & \cdots & J_R(R,R) \end{array} \right] \quad (4.15)$$

Se prosigue a eliminar nodo por nodo a manera de eliminar toda la submatriz 1 para que finalmente solo nos quede la submatriz 4, ya que ésta última nos representa a la red y es la que precisamente se requiere para posteriormente aplicar el análisis de eigenvalores y eigenvectores, así que ahora se aplica la siguiente ecuación:

$$J_R(I,J) = J_R(I,J) - \left[ \frac{1}{J_R(K,K)} J_R(I,K) J_R(K,J) \right] \quad (4.16)$$

$K=1, N-1$

$I=K+1, R$

$J=K+1, R$

Donde:

$J_R$  = Jacobiano reducido.

$N$  = Número de nodos.

$R$  = Rango de la matriz del jacobiano de flujos de carga.

7. La subrutina "eigperd.f" obtiene los eigenvalores, eigenvectores derechos e izquierdos de cualquier punto de operación en la curva PV obtenida por medio del método de flujos de potencia de continuación. En base a los valores anteriores, se calculan los factores de participación de nodo así como los de rama, para estos últimos se emplean dos formas para calcular las variaciones de potencia reactiva como se aprecia en el apéndice B de este trabajo.
8. La subrutina "dvsperd.f" obtiene los valores singulares, vectores singulares derechos e izquierdos de cualquier punto de operación en la curva PV obtenida por medio del método de flujos de potencia de

continuación. En base a los valores anteriores, de igual forma a la subrutina descrita anteriormente se calculan los factores de participación de nodo y rama para estudios de sensibilidad de estabilidad de voltaje.

9. La subrutina "tanperd.f" obtiene los elementos del vector tangente que corresponden a las variaciones de ángulo y de voltaje así como del factor de cargabilidad en cualquier punto de operación en la curva PV obtenida por medio del método de flujos de potencia de continuación. En base a los valores anteriores, no se aplica el cálculo de los factores de participación de nodo como en las dos subrutinas descritas anteriormente ya que el nodo crítico lo da directamente el elemento más grande del vector tangente, pero si se calculan los factores de participación de rama, por lo que en ésta subrutina también se incluyen las ecuaciones del cálculo de las variaciones de potencia reactiva por medio de la ecuación de cambio en flujo y de pérdidas, como se muestra teóricamente en la sección 3.6.1.2 y en 3.6.1.3 respectivamente y el código se muestra en el apéndice B de este trabajo.

La información de sensibilidad que se obtiene en cada uno de los archivos de salida generados mediante las diferentes técnicas empleadas se muestra de forma ordenada de la siguiente manera: primeramente se especifica para en que valor de lambda se están mostrando los resultados, el número de nodos del sistema que se está estudiando, el orden de la matriz Jacobiana así como dicha matriz, seguido de esto la matriz Jacobiana reducida, además se especifica ya sea el eigenvalor ó valor singular crítico de la matriz diagonal de eigenvalores ó valores singulares, según sea el caso para posteriormente mostrar la matriz de eigenvectores ó vectores singulares derechos así como los izquierdos, para dar paso a los factores de participación de nodo especificando que la suma de estos es uno además de indicar que nodo es el más crítico.

Después de esto se muestra la matriz inversa de eigenvalores ó valores singulares, la matriz de variaciones de voltaje, la submatriz J1 así como la inversa de ésta, la submatriz J2 así como la matriz JA necesaria para realizar cálculos posteriores y la matriz de variaciones de ángulo. Como en el análisis es necesario conocer los voltajes en los nodos estos se muestran seguido de los datos de las líneas en donde lo que interesa es la admitancia de las líneas, cabe aclarar que ésta información se muestra para verificar que la información que se emplea para realizar el análisis es correcta además de dar a conocer los datos que se están empleando en dicho análisis. Ésta información se sigue trabajando para mostrar la admitancia de las líneas en forma polar así como las potencias activa y reactiva de pérdidas. Posteriormente se muestra el vector de variaciones de voltaje que corresponde a la diagonal de la matriz de dichas variaciones calculadas previamente. Seguido de esto ya se obtienen las variaciones de potencia reactiva DQ1, DQ2 necesarias para obtener las variaciones de

potencia reactiva de pérdidas, con lo cual es posible calcular los factores de participación de rama indicando que línea es la más crítica así como la mayor variación de potencia reactiva, ahora ya es posible observar las variaciones de potencia reactiva además de los factores de participación de rama para todas las líneas.

Hasta aquí se han obtenido los factores de participación de rama mediante las ecuaciones de pérdidas, ahora empleando la ecuación de cambio en flujo en las líneas es necesario obtener una información extra como los ángulos de las admitancias de las líneas las cuales se muestran en radianes. Se aplica la ecuación de cambio en flujo en las líneas como se muestra en el apéndice B de éste trabajo para obtener nuevamente las variaciones de potencia reactiva y de igual forma se indica la línea crítica, la mayor variación de potencia reactiva y finalmente las variaciones de potencia reactiva con sus respectivos factores de participación para todas las líneas del SEP en estudio.

La forma en como se muestran los resultados es muy similar para las tres técnicas, la que presenta mayor diferencia es la del vector tangente ya que la forma en como se presenta los resultados, después de indicar que valor de  $\lambda$  se está tratando además del número de nodos del sistema y el orden del Jacobiano, se muestra el vector tangente en donde se obtiene directamente las variaciones de ángulo y de voltaje por eso es que se observa un menor número de cálculos y de resultados con respecto a las otras dos técnicas empleadas.

Cabe destacar que las subrutinas aquí mencionadas (y presentadas en el Apéndice B) son las principales para llevar acabo el análisis de sensibilidad, pero también se desarrollaron otras subrutinas auxiliares además de emplear algunas de la librería IMSL del mismo programa FORTRAN, para poder realizar el análisis de sensibilidad en cualquier punto de operación de la curva PV.



# CAPÍTULO 5:

## ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se muestran los resultados de aplicar tres métodos (eigenanálisis, descomposición en valores singulares (DVS) y vector tangente) para realizar el análisis de sensibilidad en diferentes sistemas de prueba del IEEE ante diferentes escenarios que conducen a la inestabilidad de voltaje por lo que consecuentemente se realiza la evaluación de la seguridad del sistema. Esto último se dice porque es deseable combinar el estrés (cargabilidad del sistema) y el análisis de contingencias para determinar los límites de seguridad. Lo que corresponde al máximo estrés que el sistema puede aceptar, tomando en consideración las contingencias [Van Cutsem, 2000].

Existen básicamente dos tipos de límites de seguridad. Estos están dados en la dirección del estrés del sistema y una lista de contingencias [Van Cutsem, 2000]:

- 1) Límites de estabilidad postcontingencia (de las siglas en inglés PCLL's) indican que tanto el sistema puede ser estresado después de que ocurre cada contingencia.
- 2) Límites seguros de operación (de las siglas en inglés SOL's) indican que tanto el sistema puede ser estresado antes de cualquier contingencia de tal manera que permanecerá estable después de la contingencia.

Por eso es que en este trabajo se presenta el análisis de sensibilidad en los casos en que el sistema está en la condición sin contingencia (pre-contingencia) y cuando sufre la contingencia más crítica, reportando en este capítulo los resultados obtenidos para ciertos valores de  $\lambda$  seleccionados.

La forma en como se presentan los resultados en este capítulo para cada uno de los casos estudiados es que primeramente se muestran dos gráficas las cuales indican los resultados del análisis modal, de manera específica el comportamiento de los eigenvalores y valores singulares críticos con respecto al incremento de la

cargabilidad del sistema, después de esto se muestran las gráficas correspondientes a los resultados del análisis de sensibilidad, la primera de ellas es la que presenta el Jacobiano reducido y se muestra porque es a partir de ésta que se realiza el análisis modal, posteriormente se muestra una comparación de los eigenvalores y los valores singulares indicando en estos que elemento de la matriz diagonal le corresponde a cada eigenvalor o valor singular, después de esto se muestra la tabla de los factores de participación de nodo, para lo cual ésta tabla se divide en cuatro secciones la primera sección le corresponde a la indicación del nodo crítico, la segunda sección corresponde a los factores de participación de nodo encontrados con la técnica del eigenanálisis para lo cual se presentan estos resultados en dos columnas la primera de ellas son los factores de participación de nodo y la segunda es la clasificación o enumeración desde el nodo más crítico indicado por el número uno y así sucesivamente hasta llegar desde el más crítico al menos crítico, esto es lo que se conoce como mecanismo de la inestabilidad de voltaje, de igual forma se presentan los resultados en las secciones 3 y 4 de esta misma tabla, pero ahora para la técnica de la DVS y el vector tangente respectivamente.

Después de mostrar los factores de participación de nodo, se presentan los factores de participación de rama, de igual forma en cuatro secciones, en la primera sección se indica la numeración de los elementos y entre que nodos está conectado dicho elemento, en la sección 2 se muestran los resultados primeramente del eigenanálisis en donde a su vez se divide en dos columnas, la primera de ellas corresponde a las variaciones de potencia reactiva y la segunda a los factores de participación, en donde la línea que tenga un factor de participación 1 es la línea más crítica y valores inferiores a 1 son las menos críticas. Las secciones 3 y 4 corresponden a la DVS y vector tangente respectivamente.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de prueba que se consideran en este capítulo son:

- Sistema Anderson (9 nodos con 3 generadores).
- Sistema Nueva Inglaterra (39 nodos con 10 generadores).

En el apéndice A se muestran los diagramas unifilares de cada uno de los SEP mencionados, así como los parámetros y la condición base de operación.

## **5.2 EFECTO DEL INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA**

### **5.2.1 Introducción**

Para determinar los límites de estabilidad de los SEP es necesario estresar el sistema. La manera como se estresa el sistema es aumentando la carga desde el caso

base de operación hasta el límite de operación. En el método de las curvas PV, la diferencia entre la carga del sistema en su condición de operación límite y en el caso base se define como un margen de estabilidad. Éste se puede obtener de diferentes formas, dependiendo como se estrese el sistema. Algunas alternativas son:

- El incremento de la potencia de carga se realiza en todos los nodos de carga existentes conservando el factor de potencia constante. Este tipo de aumento de carga es de interés para propósitos de planeación de los SEP.
- Se definen dos tipos de área en el SEP: área de generación y de carga, divididas por una o varias líneas de transmisión. Para lo cual se incrementa la potencia en el área de carga, conservando el factor de potencia constante, y se alimenta este aumento por el área de generación. Este tipo de incremento de carga es de interés también para propósitos de planeación de la operación y de la operación en tiempo real del sistema y permite determinar la capacidad de transferencia de potencia entre áreas.

En todos los casos anteriores es importante conocer el límite de transferencia con restricciones de estabilidad del sistema intacto y ante la ocurrencia de la contingencia sencilla (la pérdida de un generador o un elemento de la red de transmisión). Este criterio de seguridad se conoce como el criterio N-1. Después de evaluar el sistema ante todas las contingencias posibles sin crear islas (se elimina una línea a la vez del SEP), el límite lo establece la contingencia con el factor de cargabilidad mínima (contingencia crítica).

Es importante hacer notar que todos los aumentos de carga mencionados anteriormente son realizados manteniendo el factor de potencia constante, debido a que de esta manera ocurre en la realidad. Aumentar una sola de las potencias de carga (activa o reactiva) estresaría el sistema de una manera irreal, lo que haría que los resultados del estudio de estabilidad no fueran útiles o válidos. Por lo tanto, se emplea este método en todas las simulaciones.

En todas las simulaciones que se presentan a continuación se hace una distribución del incremento de potencia activa de carga en todos los nodos de generación disponibles para cada punto de operación. En todos los casos los generadores no tienen límites de generación de potencia activa o reactiva. Además, se aplica en cada uno de los casos, el criterio N-1 de seguridad es decir contingencia sencilla, con el objetivo de determinar un margen de seguridad en la operación del SEP. Las simulaciones que se presentan a continuación muestran principalmente el análisis de sensibilidad del caso sin contingencia y con la contingencia crítica determinada en [López-Luis, 2006]. De esta manera se pueden validar los resultados obtenidos en dicha referencia y los de este trabajo.

## 5.2.2 Incremento de la potencia de carga en todos los nodos del SEP

### 5.2.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

Para estos estudios se emplearon las siguientes condiciones: no se representan límites de generación, se emplea la característica de carga de potencia constante, el incremento de potencia se aplica en cada uno de los nodos de carga del SEP conservando el factor de potencia constante. Además el incremento de la potencia activa de carga es distribuido entre los nodos de generación del sistema, proporcionalmente a su inercia. Las figuras solo muestran los resultados correspondientes al nodo crítico del SEP, identificado por el método de continuación.

Una vez que se realiza el análisis de cargabilidad del sistema de prueba considerando límites de estabilidad de voltaje de largo plazo con el Método de Flujos de Potencia de Continuación, se encuentra que el nodo crítico es el 5 y que el factor de cargabilidad máximo es igual a 1.79612 p.u. sin contingencia y a 0.24537 p.u. en el caso de la contingencia crítica.

Para cada uno de los puntos se realizó el análisis modal y los resultados se presentan en la curva de la Figura 5.1.

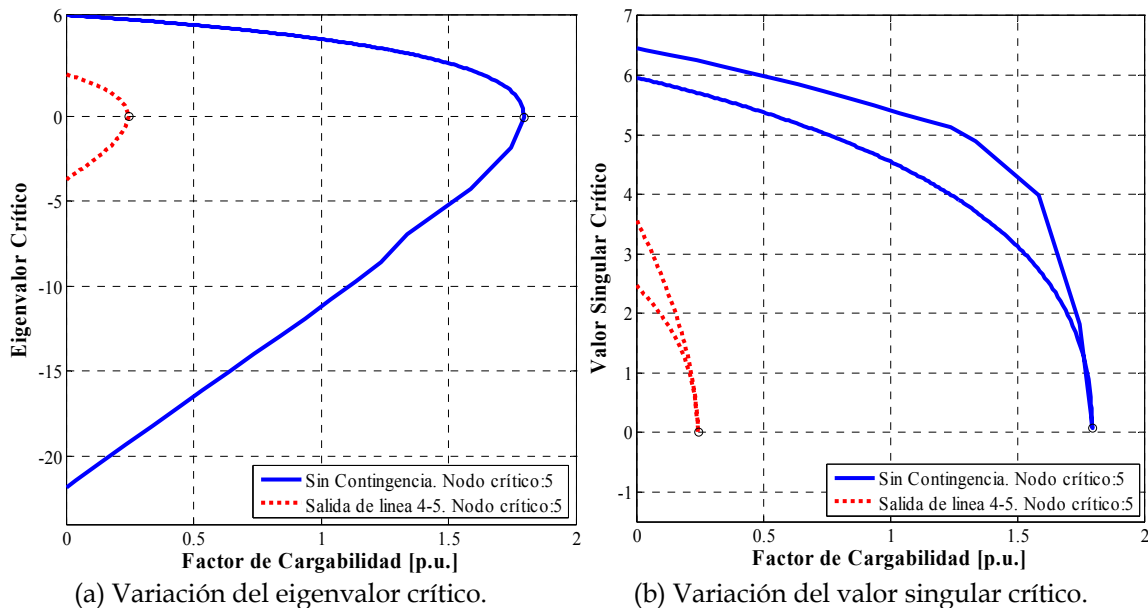


Figura 5.1 Resultados del estudio de análisis modal de la matriz Jacobiana reducida del sistema sin contingencia y ante la contingencia crítica del sistema Anderson cuando se aumenta la carga total del sistema, la cual se distribuye entre todos los generadores disponibles.

En la Figura 5.1 se muestra la variación del eigenvalor y el valor singular crítico (los más pequeños) para cada uno de los puntos de la curva PV. Los resultados del análisis modal y la descomposición en valores singulares (DVS) comprueban los del



método de Flujos de Potencia de Continuación, al confirmar el nodo crítico y el valor máximo de cargabilidad. Además, se puede observar que la Figura 5.1 es un diagrama de bifurcación y que el punto máximo es una bifurcación tipo nodo silla de montar, ya que el eigenvalor y valor singular se hacen en este punto iguales a cero.

Un detalle que se puede visualizar de la Figura 5.1 es que a pesar de que el eigenanálisis y la DVS son similares gráficamente presentaron un comportamiento diferente y esto se debe a que la DVS no obtiene valores singulares negativos. Debido a esto ambas gráficas presentan un comportamiento similar en la parte de la curva PV en la que se aumenta la carga, pero para la disminución de carga, es visible una gran diferencia. Los resultados detallados del caso base sin contingencia se presentan en las tablas 5.1 a 5.5.

**Tabla 5.1. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0 (Caso base).**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.80040	-12.02681	-11.09349	-.01687	.00701	.01905
-11.7448	17.02746	-.00750	-6.36532	-.00362	-.05341
-11.0741	-.00287	16.34168	-.02956	.00815	-6.09178
.00033	-6.26082	-.00015	36.48989	-14.17885	-.00106
-.00284	-.00075	.00126	-14.22421	23.61456	-10.0974
.00286	.00075	-5.96807	.00778	-10.22000	33.52814

**Tabla 5.2. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0 (Caso Base).**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
51.08287	0	0	0	0	0
0	46.62014	0	0	0	0
0	0	36.29414	0	0	0
0	0	0	14.90754	0	0
0	0	0	0	12.94006	0
0	0	0	0	0	5.95737
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
51.08343	0	0	0	0	0
0	46.62071	0	0	0	0
0	0	36.29436	0	0	0
0	0	0	14.90751	0	0
0	0	0	0	12.94034	0
0	0	0	0	0	5.95708

En la Tabla 5.3 se puede observar que además del nodo 5, el nodo 6 tiene un factor de participación alto a lo que le sigue el nodo 8 y así sucesivamente hasta llegar al nodo con el menor factor de participación, es decir el más fuerte.

**Tabla 5.3. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0 (Caso Base).**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)*	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.29986	5	.29922	5	.066990	5
2	.27867	6	.28014	6	.055867	6
3	.14538	8	.14446	8	.051874	8
4	.12580	4	.12716	4	.031601	7
5	.08461	7	.08369	7	.028737	4
6	.06568	9	.06534	9	.026224	9

**Tabla 5.4. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0 (Caso Base).**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
3 (7-8)	.7973	3 (7-8)	.7051	2 (5-7)	.8705
5 (6-9)	.4828	5 (6-9)	.3773	5 (6-9)	.6832
4 (8-9)	.3643	6 (4-6)	.3189	6 (4-6)	.5858
6 (4-6)	.2993	2 (5-7)	.1849	3 (7-8)	.4219
2 (5-7)	.2601	4 (8-9)	.0635	4 (8-9)	.2168

**Tabla 5.5. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0 (Caso Base).**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4267	5 (6-9)	.5228	6 (4-6)	.8204
6 (4-6)	.3046	1 (4-5)	.3216	3 (7-8)	.5172
1 (4-5)	.2928	6 (4-6)	.3118	4 (8-9)	.4170
4 (8-9)	.1601	2 (5-7)	.0906	2 (5-7)	.2261
2 (5-7)	.0909	4 (8-9)	.0255	5 (6-9)	.1262

\*Lambda=.0110. En el caso base el vector tangente es cero, el segundo punto es el cambio de parámetro y el tercer punto es el correspondiente al valor de lambda reportado, mas cercano al caso base.

Con respecto a los factores de participación de rama de las Tablas 5.4 y 5.5, se observa que la línea que tiene el mayor factor de participación es la línea 1, es decir que la línea entre el nodo 4 y 5, es la que presenta la mayor variación de potencia reactiva, dicha potencia es calculada con las ecuaciones de pérdidas y es la línea que participa más en el problema de la inestabilidad de voltaje. Cuando se emplean la ecuación de cambio en flujo en las líneas, la línea 3 es la que resulta ser la más crítica, aunque la técnica del vector tangente continúa indicando que la línea crítica es la 1 como se encontró con las ecuaciones de pérdidas. A continuación se presentan los resultados del caso de máxima cargabilidad sin contingencia en las Tablas 5.6 a 5.10.

**Tabla 5.6. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 1.796 p.u. (Caso máximo).**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
30.6895	-10.3378	-8.8567	-.0234	-.1041	.1599
-7.5808	5.0999	-.0200	-4.6037	.0552	-.1600
-8.1365	.0090	9.6253	-.1747	.0549	-4.8876
-.0321	-5.5172	-.0178	28.2051	-11.7690	-.1424
.0019	.0006	.0011	-11.5752	17.1723	-8.2121
.0104	.0035	-5.2496	-.0672	-8.9415	28.2911

**Tabla 5.7. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda=1.796p.u.(Caso máximo)**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
39.3982	0	0	0	0	0
0	35.1929	0	0	0	0
0	0	29.4570	0	0	0
0	0	0	8.2714	0	0
0	0	0	0	6.8360	0
0	0	0	0	0	-.0723
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
39.4466	0	0	0	0	0
0	35.2592	0	0	0	0
0	0	29.4738	0	0	0
0	0	0	8.2695	0	0
0	0	0	0	6.8574	0
0	0	0	0	0	.0718

**Tabla 5.8. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda=1.796 p.u. (máximo).**

Clasificación	1		2		3		4	
	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)			
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.6345	5	.5793	5	1.0000	5		
2	.1305	6	.1475	6	.5161	6		
3	.1083	4	.1345	4	.4868	4		
4	.0566	7	.0616	7	.3291	7		
5	.0517	8	.0557	8	.3180	8		
6	.0184	9	.0213	9	.1965	9		

**Tabla 5.9. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 1.796 (Caso máximo).**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
4 (8-9)	1.0000	4 (8-9)	1.0000	2 (5-7)	1.0000
2 (5-7)	.7146	2 (5-7)	.7257	1 (4-5)	.6630
3 (7-8)	.4024	5 (6-9)	.4225	5 (6-9)	.1862
5 (6-9)	.4000	3 (7-8)	.3546	3 (7-8)	.1192
1 (4-5)	.2713	1 (4-5)	.3036	6 (4-6)	.1067
6 (4-6)	.0408	6 (4-6)	.0549	4 (8-9)	.0489

**Tabla 5.10. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda=1.796 (Caso máximo).**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
4 (8-9)	1.0000	4 (8-9)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.5461	5 (6-9)	.5674	2 (5-7)	.5387
3 (7-8)	.0851	3 (7-8)	.0899	5 (6-9)	.2484
1 (4-5)	.0577	2 (5-7)	.0773	4 (8-9)	.1647
2 (5-7)	.0461	1 (4-5)	.0461	6 (4-6)	.1128
6 (4-6)	.0186	6 (4-6)	.0072	3 (7-8)	.0102

Al realizar éste análisis de sensibilidad en el punto de máxima cargabilidad se observan importantes diferencias con respecto al realizar el análisis de sensibilidad en el caso base ya que tan solo el eigenvalor crítico es de signo negativo (ver Tabla 5.7) lo cual quiere decir que el sistema ha pasado el punto crítico de estabilidad de voltaje, como se explicó en la sección 3.2.3 de este trabajo, indicando así que para este caso el sistema es inestable.

También se puede observar que cuando se determinan los factores de participación de nodo, se conserva el mismo nodo crítico es decir el nodo 5, esto con las tres técnicas empleadas. Donde hay diferencia pero se observa algo interesante es que cuando se emplean las ecuaciones de pérdidas la línea 4 resulta ser la línea crítica para la técnica de eigenanálisis y DVS pero con la técnica del vector tangente es la línea 2 lo cual nos dice que ésta última técnica nos da un resultado correcto ya que la línea 2 es la que conecta al nodo 5 y es el que precisamente se ha encontrado como nodo crítico, con esto se encuentra una relación entre el nodo crítico y la línea crítica ya que de esta manera se determina un área de igual manera crítica. Por otro lado cuando se emplea la ecuación de cambio en flujo, la línea crítica es la línea 4 excepto con la técnica del vector tangente ya que ésta indica que es la línea 1, que de igual forma a lo comentado anteriormente ésta línea conecta al nodo 5 que es el más crítico.

Ahora en las Tablas 5.11 a 5.15, se presentan los resultados para un punto de la curva PV sin contingencia, mismo que corresponde al valor de lambda máximo 0.24 p.u. obtenido con contingencia, como se pudo observar en la Figura 5.1

**Tabla 5.11. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.24 p.u.**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.2930	-11.8793	-10.9479	-.0209	.0068	.0199
-11.5005	16.4203	-.0093	-6.2640	.0000	-.0589
-10.8899	-.0035	15.9162	-.0358	.0098	-6.0168
.0014	-6.1927	-.0009	36.0295	-14.0338	-.0054
-.0023	-.0007	.0014	-14.0448	23.1606	-9.9723
.0019	.0006	-5.9114	.0065	-10.1352	33.2313

**Tabla 5.12. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.24 p.u.**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
50.3668	0	0	0	0	0
0	45.9955	0	0	0	0
0	0	35.8983	0	0	0
0	0	0	14.4442	0	0
0	0	0	0	12.6414	0
0	0	0	0	0	5.7046
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
50.3677	0	0	0	0	0
0	45.9964	0	0	0	0
0	0	35.8984	0	0	0
0	0	0	14.4441	0	0
0	0	0	0	12.6416	0
0	0	0	0	0	5.7042

**Tabla 5.13. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.24 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)**	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.3079	5	.3065	5	.0669	5
2	.2769	6	.2783	6	.0558	6
3	.1428	8	.1417	8	.0518	8
4	.1250	4	.1269	4	.0316	7
5	.0837	7	.0828	7	.0287	4
6	.0637	9	.0635	9	.0262	9

**Tabla 5.14. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.24 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
3 (7-8)	.4530	6 (4-6)	.4155	2 (5-7)	.8705
4 (8-9)	.4192	3 (7-8)	.3902	5 (6-9)	.6832
6 (4-6)	.4041	2 (5-7)	.1924	6 (4-6)	.5858
2 (5-7)	.2658	4 (8-9)	.1145	3 (7-8)	.4219
5 (6-9)	.1159	5 (6-9)	.0068	4 (8-9)	.2168

Se puede observar que cuando se determinan los factores de participación de nodo de la Tabla 5.13, se conserva el mismo nodo crítico es decir el nodo 5, esto con las tres técnicas empleadas, aunque si se observa una ligera diferencia en los mecanismos de inestabilidad entre el eigenanálisis y la DVS con respecto a la técnica del vector tangente. Donde también se observa algo interesante es que cuando se emplean las ecuaciones de pérdidas para determinar los factores de participación de

rama, la línea crítica es la línea 1, esto para las tres técnicas empleadas y con las ecuaciones de cambio en flujo la línea crítica es la línea 3 excepto con la técnica del vector tangente ya que ésta continua indicando que es la línea 1, como con las ecuaciones de pérdidas. Con lo cual desde este momento se puede apreciar que es posible obtener resultados más convincentes con las ecuaciones de pérdidas que con la ecuación de cambio en flujo.

**Tabla 5.15. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda=0.24**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4244	5 (6-9)	.5165	6 (4-6)	.8204
6 (4-6)	.2985	1 (4-5)	.3190	3 (7-8)	.5172
1 (4-5)	.2880	6 (4-6)	.3086	4 (8-9)	.4170
4 (8-9)	.1502	2 (5-7)	.0864	2 (5-7)	.2261
2 (5-7)	.0863	4 (8-9)	.0271	5 (6-9)	.1262

Al realizar éste análisis de sensibilidad para un punto de la curva sin contingencia y que corresponde al valor de lambda máximo con contingencia se hace con el objeto de obtener información de sensibilidad para este punto ya que es posible conocer el nodo crítico y la línea crítica además de analizar esta condición de operación desde el punto de vista de estabilidad práctica ya que por ejemplo si se parte del caso base hasta llegar a un punto de cargabilidad de 0.24 p.u. sin contingencia y precisamente en ese mismo momento se presentara la contingencia más crítica, para lo cual ya se realizó un análisis previo para determinar cual es la contingencia más crítica, esto es utilizando el criterio de seguridad "N-1" para así evaluar todas las posibles contingencias sin crear islas, determinando que la contingencia crítica es aquella que presenta el valor del factor de cargabilidad más pequeño.

Entonces tendríamos que para el valor de lambda en cuestión es decir 0.24 p.u. y haciendo una proyección sobre la vertical, al momento de la contingencia como fue la salida de la línea que va del nodo 4 al nodo 5, caeríamos del punto sobre la curva PV sin contingencia a un punto sobre la curva PV con contingencia, en donde todavía es posible operar el sistema ya que si estuviéramos en un punto de la curva PV sin contingencia superior a 0.24 p.u. y se presentara una contingencia quedaría totalmente desprotegido el sistema ya que no cae sobre ningún punto de operación de la curva PV con contingencia, además de que la información de sensibilidad ya no sería útil o mejor dicho no sería práctico, se hace mucho énfasis que éste tipo de estudios se realiza con fines prácticos, los cuales pueden ser validos siempre y cuando los puntos sobre la curva PV que se analicen correspondan a un valor de voltaje superior a 0.95 p.u. ya que éste es nuestro límite seguro de operación, por eso es que

hasta ahora el caso que se está analizando es solo para realizar una demostración ya que para el valor de lambda mencionado le corresponde un valor de voltaje de 0.6 p.u. [López-Luis, 2006], lo cual quiere decir que el sistema es inestable considerando que el sistema no debe operar por debajo de un valor de 0.95 p.u.

En la Figura 5.2 se muestra cual es la que resulta ser la línea crítica con las técnicas de eigenanálisis y la DVS aplicando tanto las ecuaciones de pérdidas como la ecuación de cambio en flujo para cada una de las técnicas antes mencionadas con respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo de este.

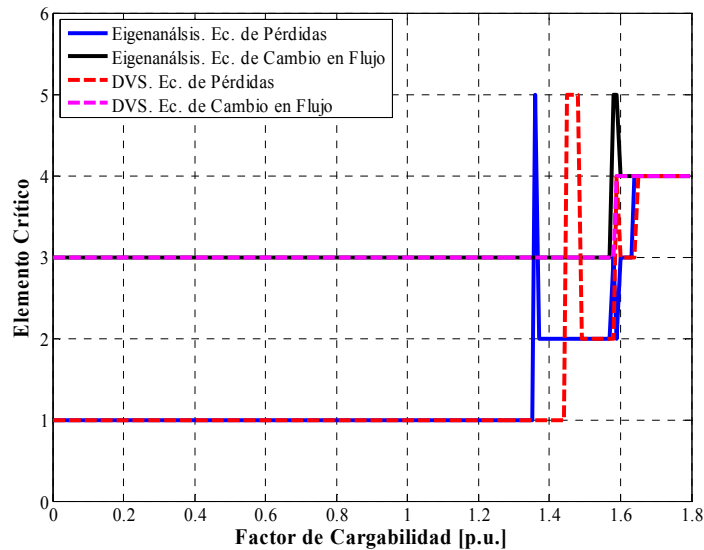


Figura 5.2. Variación de la línea crítica del SEP Anderson con respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

Como se pudo apreciar en la Figura 5.2 la línea crítica no siempre es la misma para todos los valores de lambda, con lo cual queda demostrado la necesidad de realizar un análisis de sensibilidad no solamente en el caso base como suele presentarse en la literatura ya que en la realidad el sistema se va estresando y aunque siempre se procura no llegar al límite de la estabilidad de voltaje u operar cerca de este límite, es conveniente conocer los nodos y ramas críticas por anticipado para poder tomar buenas decisiones en lo que respecta a las acciones de control desde el punto de vista de estabilidad y además para tener una referencia del comportamiento del sistema en puntos cercanos al colapso de voltaje, que para este caso el valor de lambda máximo alcanzado es de 1.796 p.u.

Para este caso en particular se observa que si emplean las ecuaciones de pérdidas tanto para el eigenanálisis como para la DVS, la línea crítica es casi la misma y aplicando la ecuación de cambio en flujo de igual manera para ambas técnicas tienen un comportamiento similar. Con esta observación se puede decir que las diferencias obtenidas en la indicación de la línea crítica de la Figura 5.2 radican en la

forma en como se calculan las variaciones de potencia reactiva y no tanto en las técnicas empleadas.

### 5.2.2.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra

En la Figura 5.3 se muestra el comportamiento del eigenvalor y valor singular críticos con respecto al incremento del factor de cargabilidad, para lo cual se hicieron las simulaciones bajo las mismas consideraciones que se tomaron en cuenta para el caso anterior.

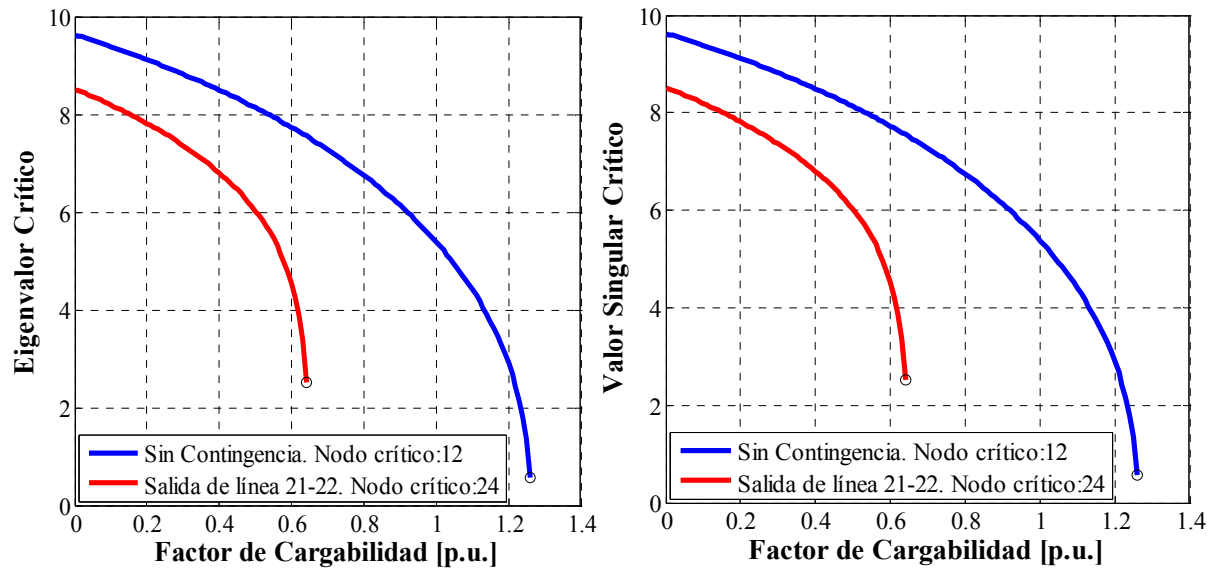


Figura 5.3. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra.

En las Tablas 5.16 a 5.19 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad en el caso base es decir que el sistema aún no ha sido estresado y sin contingencia para el Sistema Nueva Inglaterra [Sauer and Pai, 1998].

**Tabla 5.16. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0 (Caso Base).**

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	1024.6014	1024.601	11	229.8976	229.9314	21	80.1886	80.1875
2	780.9097	780.9101	12	220.7735	220.7737	22	76.3404	76.3323
3	676.0372	676.0395	13	210.9492	210.9515	23	64.6822	64.6822
4	520.6932	520.6938	14	200.2154	200.2158	24	62.8251	62.8251
5	408.1139	408.1143	15	176.1693	176.1711	25	50.4625	50.4620
6	396.9199	396.9230	16	152.2117	152.2119	26	38.9102	38.9095
7	367.8802	367.8847	17	136.8382	136.8388	27	32.9010	32.9007
8	350.9552	350.9561	18	113.2762	113.2760	28	19.7102	19.7102
9	331.7616	331.7630	19	97.1234	97.1226	29	9.6223	9.6217
10	233.5087	233.5128	20	86.3386	86.3387			



**Tabla 5.17. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0 (Caso Base).**

1	2		3		4		
Nodo	Eigenvalor (29)		Valor singular (29)		Elemento del Vector Tangente (39 - 67)*		
	F. de P.	Clasificación	F. de P.	Clasificación	F. de P.	Clas(+)	Clas(-)
1	.0016	28	.0016	28	.0408	15	29
2	.0080	21	.0082	21	.0046	29	28
3	.0323	14	.0327	14	.0346	20	19
4	.0633	6	.0631	6	.0608	2	2
5	.0630	7	.0627	7	.0514	8	8
6	.0590	9	.0587	9	.0478	12	12
7	.0683	2	.0677	2	.0581	4	4
8	.0659	3	.0654	3	.0590	3	3
9	.0146	20	.0149	20	.0234	23	22
10	.0546	10	.0547	10	.0431	14	14
11	.0620	8	.0619	8	.0454	13	13
12	<b>.1098</b>	1	<b>.1088</b>	1	<b>.0685</b>	1	1
13	.0639	5	.0639	5	.0488	11	11
14	.0648	4	.0649	4	.0548	5	5
15	.0433	11	.0433	11	.0536	7	7
16	.0271	16	.0273	16	.0368	18	17
17	.0336	13	.0339	13	.0407	16	15
18	.0367	12	.0371	12	.0397	17	16
19	.0044	26	.0044	26	.0186	28	27
20	.0016	29	.0015	29	.0227	24	23
21	.0173	19	.0173	19	.0364	19	18
22	.0057	25	.0057	25	.0202	27	26
23	.0062	24	.0062	24	.0225	25	24
24	.0254	17	.0257	17	.0301	22	21
25	.0067	23	.0067	23	.0504	9	9
26	.0184	18	.0187	18	.0494	10	10
27	.0296	15	.0299	15	.0547	6	6
28	.0079	22	.0080	22	.0324	21	20
29	.0037	27	.0037	27	.0225	26	25

Al obtener los factores de participación de nodo se observa que el nodo crítico es el nodo 12, esto para las tres técnicas empleadas destacando que el mecanismo de inestabilidad es el mismo tanto para el eigenanálisis como para la DVS, donde si difiere es para el vector tangente y sobre todo porque se hacen dos consideraciones por eso es que aparecen dos clasificaciones, la primera de ellas corresponde a tomar todos los elementos del vector tangente con signo positivo es decir, lo único que interesa en la magnitud del factor de participación sin importar el signo y la segunda consideración es tomando los elementos del vector tangente como se obtienen originalmente, con lo cual se observa que la única diferencia que existe al realizar esto es en el mecanismo de inestabilidad ya que la indicación del nodo crítico sigue siendo la misma. Se muestra este tipo de resultados ya que hasta cierto grado el hecho de considerar el signo con el que se obtiene el vector tangente originalmente no afecta de manera importante para determinar el nodo crítico y sobre todo porque solamente fueron dos elementos del vector que presentaron el signo negativo.

**Tabla 5.18. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0 (Caso Base).**

1			2		3		4	
Rama			Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Elemento	Nodo i	Nodo j	$\Delta Q$	F.deP.	$\Delta Q$	F.deP.	$\Delta Q$	F.deP.
1	13	14	.0010	.0329	.0014	.0000001	.2323	.0650
2	14	15	.0007	.0226	.0014	.0000001	.4790	.1340
3	15	16	.0004	.0141	.0006	.0000000	.1753	.0490
4	16	17	.0031	.1026	.0059	.0000003	.7673	.2147
5	16	19	.0069	.2267	.0156	.0000008	.4960	.1388
6	16	21	.0011	.0363	.0020	.0000001	.1866	.0522
7	16	24	.0038	.1257	.0049	.0000002	.0419	.0117
8	17	18	.0026	.0849	.0051	.0000002	.1631	.0456
9	17	27	.0264	.8708	.0470	.0000023	.0642	.0179
10	21	22	.0049	.1631	.0068	.0000003	.0268	.0075
11	22	23	.0149	.4929	.0219	.0000011	.0109	.0030
12	23	24	.0002	.0050	.0002	.0000000	.0720	.0201
13	25	26	.0000	.0001	.0006	.0000000	.4195	.1173
14	26	27	.0033	.1099	.0059	.0000003	.1033	.0289
15	26	28	.0052	.1730	.0145	.0000007	.1472	.0412
16	26	29	.0018	.0602	.0045	.0000002	.3118	.0872
17	28	29	.0211	.6948	.0576	.0000028	.1296	.0362
18	12	11	.0003	.0086	.0007	.0000000	.0557	.0156
19	12	13	.0005	.0168	.0010	.0000000	.0396	.0110
20	19	20	.0057	.1889	.0102	.0000005	1.1279	.3156
21	19	33	.0189	.6232	20755.2639	<b>1.0000000</b>	3.5736	<b>1.0000</b>
22	20	34	.0049	.1616	2145.9857	.1033948	.7219	.2020
23	22	35	.0303	<b>1.0000</b>	2851.8366	.1374031	.4878	.1365
24	23	36	.0053	.1749	34.3475	.0016549	.0805	.0225
25	25	37	.0126	.4142	278.5236	.0134194	.0144	.0040
26	29	38	.0238	.7849	1000.3705	.0481984	.0724	.0202

\*Lambda=0.02

Con respecto a los factores de participación de rama mostrados en la Tabla 5.18 se observa que con la técnica de la DVS y el vector tangente coinciden al indicar que la línea crítica es la que conecta al nodo 19 con el 33, mientras que el eigenanálisis indica que es la línea que conecta al nodo 22 con 35, las salidas de estas dos líneas son muy importantes ya que se dejan fuera fuentes de generación que obviamente son necesarias para satisfacer la demanda de la carga del sistema, y sobre todo porque son de los generadores que mayor capacidad de potencia pueden entregar. Cuando se aplica la ecuación de cambio en flujo para obtener los factores de participación de rama de la Tabla 5.19, se observa que la técnica de eigenanálisis y la DVS coinciden al indicar que la línea crítica es la que conecta al nodo 28 con el 29, mientras que el vector tangente indica que es la línea que va del nodo 13 al 14.

**Tabla 5.19. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0 (Caso Base).**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
17 (28-29)	1.0000	17 (28-29)	1.0000	1 (13-14)	1.0000
11 (22-23)	.8600	26 (29-38)	.6447	3 (15-16)	.9708
26 (29-38)	.5751	15 (26-28)	.5764	10 (21-22)	.9666
23 (22-35)	.5721	11 (22-23)	.4684	26 (29-38)	.9108
3 (15-16)	.5680	23 (22-35)	.3975	8 (17-18)	.8649
15 (26-28)	.5410	8 (17-18)	.3860	9 (17-27)	.7643
9 (17-27)	.5383	9 (17-27)	.3557	7 (16-24)	.7121
14 (26-27)	.4838	3 (15-16)	.3531	4 (16-17)	.6683
8 (17-18)	.4380	14 (26-27)	.3289	14 (26-27)	.6145
10 (21-22)	.3667	16 (26-29)	.2007	13 (25-26)	.5657
7 (16-24)	.3250	13 (25-26)	.1976	17 (28-29)	.5270
25 (25-37)	.2754	25 (25-37)	.1941	18 (12-11)	.5198
2 (14-15)	.2473	10 (21-22)	.1855	2 (14-15)	.4920
13 (25-26)	.2373	7 (16-24)	.1564	21 (19-33)	.4333
4 (16-17)	.1808	2 (14-15)	.1538	25 (25-37)	.4300
16 (26-29)	.1742	4 (16-17)	.1213	19 (12-13)	.3868
5 (16-19)	.0837	5 (16-19)	.0724	16 (26-29)	.3361
6 (16-21)	.0753	20 (19-20)	.0638	11 (22-23)	.2853
20 (19-20)	.0358	21 (19-33)	.0603	24 (23-36)	.1473
21 (19-33)	.0322	6 (16-21)	.0584	5 (16-19)	.1166
1 (13-14)	.0181	24 (23-36)	.0486	20 (19-20)	.0903
12 (23-24)	.0105	1 (13-14)	.0102	6 (16-21)	.0898
19 (12-13)	.0070	12 (23-24)	.0080	12 (23-24)	.0856
24 (23-36)	.0061	19 (12-13)	.0042	15 (26-28)	.0645
22 (20-34)	.0032	22 (20-34)	.0034	22 (20-34)	.0261
18 (12-11)	.0005	18 (12-11)	.0002	23 (22-35)	.0222

\*Lambda=0.02

Ahora en las Tablas 5.20 a 5.23 se presentan los resultados del análisis de sensibilidad para el valor de máxima cargabilidad 1.26 p.u.

**Tabla 5.20. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda=1.26 p.u.(máximo).**

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	681.9667	681.9762	11	177.4939	177.5019	21	63.1321	63.2040
2	553.1428	553.1674	12	174.8900	174.9289	22	60.0161	60.0472
3	508.8111	508.8704	13	168.9741	169.0263	23	53.3402	53.3262
4	332.1204	332.1558	14	148.9038	148.9325	24	45.7070	45.6960
5	324.3689	324.4253	15	126.3823	126.4180	25	37.5955	37.5661
6	292.4695	292.4928	16	116.2526	116.2707	26	23.0736	23.0666
7	289.3632	289.4046	17	94.9646	95.0142	27	21.6862	21.6666
8	283.3698	283.3743	18	85.6734	85.6781	28	10.3118	10.3200
9	220.9758	221.0237	19	73.8889	73.9280	29	.5648	.5628
10	197.8078	197.8191	20	65.1527	65.1643			

Tabla 5.21. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda=1.26 p.u. (máximo).

1	2		3		4		
Clasificación	Eigenvalor (29)		Valor singular (29)		Elemento del Vector Tangente (39 - 67)		
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo(+)	Nodo(-)
1	.1108	7	.1033	7	<b>.2275</b>	1	12
2	.1064	8	.1002	8	.1849	12	4
3	.0963	12	.0886	5	.1687	4	14
4	.0922	5	.0884	12	.1574	14	13
5	.0881	6	.0853	6	.1498	13	26
6	.0743	4	.0726	4	.1395	26	27
7	.0703	11	.0699	11	.1302	27	10
8	.0638	14	.0638	14	.1232	10	8
9	.0633	13	.0637	13	.1217	8	11
10	.0576	10	.0587	10	.1190	11	5
11	.0316	15	.0332	15	.1188	5	7
12	.0205	3	.0237	3	.1119	7	25
13	.0182	18	.0208	18	.1074	25	6
14	.0159	16	.0182	17	.1018	6	15
15	.0159	17	.0179	16	.0929	15	3
16	.0141	24	.0174	9	.0892	3	28
17	.0135	9	.0162	24	.0659	28	18
18	.0110	21	.0125	21	.0610	2	29
19	.0105	27	.0124	27	.0547	18	9
20	.0055	26	.0069	26	.0500	29	17
21	.0040	23	.0050	2	.0365	9	20
22	.0039	2	.0048	23	.0267	17	21
23	.0036	22	.0043	22	.0193	20	16
24	.0027	25	.0034	25	.0154	21	23
25	.0022	19	.0028	19	.0121	16	22
26	.0016	28	.0021	28	.0014	23	19
27	.0008	29	.0010	29	-.0001	22	24
28	.0007	20	.0009	20	-.0836	19	2
29	.0006	1	.0007	1	<b>-.4012</b>	24	1

El realizar el análisis de sensibilidad en el punto máximo de cargabilidad es solo para realizar una comparación con el caso base, ya que realmente no se llega a este punto por eso es que solo es una referencia. Uno de los cambios importantes es el mismo nodo crítico ya que en el caso base es el nodo 12 sin embargo ahora es el nodo 7 tanto para el eigenanálisis como para la DVS y el que difiere de manera importante es con el vector tangente ya que este indica al nodo 1 si es que no se toma en cuenta el signo de los elementos del vector tangente, ya que considerando el signo original del vector el nodo crítico sería el nodo 12 como cuando se obtuvo en el caso base. Se hace énfasis que esto se menciona como referencia ya que es interesante saber como se comporta el sistema en diferentes puntos de cargabilidad y mas que nada porque en la literatura no se muestran este tipo de resultados es decir no muestran resultados en casos diferentes al caso base.

**Tabla 5.22. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 1.26 p.u. (Caso máximo).**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
17 (28-29)	1.0000	17 (28-29)	1.0000	21 (19-33)	1.0000
26 (29-38)	.2782	26 (29-38)	.2782	22 (20-34)	.1731
21 (19-33)	.1674	20 (19-20)	.1851	4 (16-17)	.1648
9 (17-27)	.1606	16 (26-29)	.1378	20 (19-20)	.1587
18 (12-11)	.1444	21 (19-33)	.1067	23 (22-35)	.1191
23 (22-35)	.1268	23 (22-35)	.0741	2 (14-15)	.0956
11 (22-23)	.0931	9 (17-27)	.0679	5 (16-19)	.0816
16 (26-29)	.0914	18 (12-11)	.0598	13 (25-26)	.0801
5 (16-19)	.0911	5 (16-19)	.0559	1 (13-14)	.0483
14 (26-27)	.0904	13 (25-26)	.0517	16 (26-29)	.0455
13 (25-26)	.0840	14 (26-27)	.0509	6 (16-21)	.0368
15 (26-28)	.0593	11 (22-23)	.0495	8 (17-18)	.0317
25 (25-37)	.0535	15 (26-28)	.0437	14 (26-27)	.0289
1 (13-14)	.0450	25 (25-37)	.0407	3 (15-16)	.0277
24 (23-36)	.0407	1 (13-14)	.0378	15 (26-28)	.0224
10 (21-22)	.0376	22 (20-34)	.0270	12 (23-24)	.0138
22 (20-34)	.0352	10 (21-22)	.0215	18 (12-11)	.0107
19 (12-13)	.0267	24 (23-36)	.0203	17 (28-29)	.0102
4 (16-17)	.0263	4 (16-17)	.0166	25 (25-37)	.0101
12 (23-24)	.0245	19 (12-13)	.0137	26 (29-38)	.0098
8 (17-18)	.0120	12 (23-24)	.0116	9 (17-27)	.0097
20 (19-20)	.0116	7 (16-24)	.0081	7 (16-24)	.0071
7 (16-24)	.0110	8 (17-18)	.0072	19 (12-13)	.0069
3 (15-16)	.0099	3 (15-16)	.0049	10 (21-22)	.0011
6 (16-21)	.0001	6 (16-21)	.0007	11 (22-23)	.0011
2 (14-15)	.0001	2 (14-15)	.0003	24 (23-36)	.0011

Al obtener los factores de participación de rama de la Tabla 5.22 mediante las ecuaciones de pérdidas, nuevamente se aprecia una notable diferencia en los resultados del análisis de sensibilidad si éste se realiza en diferentes condiciones de estrés del sistema ya que en éste caso que es el de máxima cargabilidad, la indicación de la línea crítica es diferente a la condición del caso base, aunque se observa que la técnica del vector tangente coincide en ambos casos. En el caso de los factores de participación de rama calculados con la ecuación de cambio en flujo de la Tabla 5.23 no existe ninguna coincidencia de línea crítica entre el caso base y el de máxima cargabilidad. Sin embargo se muestran estos resultados como referencia ya que en algunas ocasiones se desea identificar los nodos y ramas críticas en puntos muy cercanos además del mismo punto de máxima cargabilidad.

**Tabla 5.23. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 1.26 p.u. (Caso máximo).**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
26 (29-38)	1.0000	26 (29-38)	1.0000	3 (15-16)	1.0000
17 (28-29)	.6422	17 (28-29)	.6526	9 (17-27)	.7406
14 (26-27)	.3907	14 (26-27)	.2266	1 (13-14)	.5694
16 (26-29)	.1864	16 (26-29)	.2010	13 (25-26)	.5332
11 (22-23)	.1424	21 (19-33)	.1017	26 (29-38)	.4246
13 (25-26)	.1422	13 (25-26)	.0953	18 (12-11)	.4073
8 (17-18)	.1190	8 (17-18)	.0926	7 (16-24)	.3583
3 (15-16)	.0775	20 (19-20)	.0923	20 (19-20)	.3068
10 (21-22)	.0735	11 (22-23)	.0752	17 (28-29)	.2616
2 (14-15)	.0617	1 (13-14)	.0458	19 (12-13)	.2406
1 (13-14)	.0599	10 (21-22)	.0419	5 (16-19)	.2370
9 (17-27)	.0560	25 (25-37)	.0419	4 (16-17)	.2205
23 (22-35)	.0542	3 (15-16)	.0399	8 (17-18)	.2104
25 (25-37)	.0540	2 (14-15)	.0376	16 (26-29)	.1964
20 (19-20)	.0436	23 (22-35)	.0365	24 (23-36)	.1710
21 (19-33)	.0345	15 (26-28)	.0323	14 (26-27)	.1674
5 (16-19)	.0296	9 (17-27)	.0224	6 (16-21)	.1428
18 (12-11)	.0287	5 (16-19)	.0214	10 (21-22)	.1342
12 (23-24)	.0265	18 (12-11)	.0119	23 (22-35)	.1320
6 (16-21)	.0161	12 (23-24)	.0102	12 (23-24)	.1256
24 (23-36)	.0139	6 (16-21)	.0087	25 (25-37)	.1195
19 (12-13)	.0067	7 (16-24)	.0065	2 (14-15)	.0945
7 (16-24)	.0028	19 (12-13)	.0035	11 (22-23)	.0813
15 (26-28)	.0027	24 (23-36)	.0034	15 (26-28)	.0683
4 (16-17)	.0019	4 (16-17)	.0015	21 (19-33)	.0340
22 (20-34)	.0011	22 (20-34)	.0008	22 (20-34)	.0073

En las Tablas 5.24 a 5.27 se muestran los resultados para lambda 0.64 p.u., sobre la curva PV sin contingencia correspondiente al límite físico con contingencia.

**Tabla 5.24. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.64 p.u.**

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	937.7451	937.7458	11	215.9957	216.0036	21	74.9288	74.9353
2	722.6951	722.6974	12	202.8508	202.8525	22	71.3361	71.3320
3	627.3894	627.3972	13	197.7939	197.8001	23	60.2061	60.2047
4	471.7890	471.7925	14	191.9980	191.9982	24	60.0667	60.0666
5	376.2463	376.2484	15	162.0188	162.0236	25	46.8632	46.8598
6	372.0469	372.0570	16	141.4501	141.4517	26	34.5191	34.5154
7	348.3663	348.3761	17	125.2668	125.2692	27	29.8358	29.8350
8	332.7274	332.7332	18	105.2888	105.2896	28	17.2339	17.2335
9	302.6943	302.6986	19	90.6150	90.6153	29	7.5546	7.5529
10	220.0072	220.0354	20	80.0791	80.0821			

**Tabla 5.25. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.64 p.u.**

1	2		3		4		
Clasificación	Eigenvalor (29)		Valor singular (29)		Elemento del Vector Tangente (39 - 67)*		
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo(+)	Nodo(-)
1	.1099	12	.1076	12	.0963	1	12
2	.0734	7	.0723	7	.0789	12	27
3	.0709	8	.0700	8	.0786	27	4
4	.0664	5	.0659	5	.0765	4	26
5	.0656	4	.0651	14	.0709	26	14
6	.0653	14	.0649	4	.0686	14	25
7	.0638	13	.0639	13	.0644	25	15
8	.0629	11	.0629	11	.0630	15	13
9	.0622	6	.0619	6	.0576	13	7
10	.0549	10	.0552	10	.0574	7	8
11	.0431	15	.0429	15	.0535	8	5
12	.0339	18	.0344	18	.0524	5	10
13	.0311	17	.0315	17	.0514	10	11
14	.0306	3	.0313	3	.0493	11	28
15	.0263	27	.0267	27	.0484	28	6
16	.0262	16	.0264	16	.0436	6	17
17	.0243	24	.0247	24	.0429	17	18
18	.0174	21	.0174	21	.0397	18	21
19	.0159	26	.0163	26	.0385	21	3
20	.0140	9	.0149	9	.0345	2	16
21	.0073	2	.0077	2	.0340	3	29
22	.0064	28	.0066	28	.0316	16	20
23	.0063	23	.0063	23	.0251	29	23
24	.0060	25	.0061	25	.0240	20	24
25	.0057	22	.0058	22	.0217	23	22
26	.0042	19	.0043	19	.0170	24	19
27	.0030	29	.0031	29	.0053	22	9
28	.0015	20	.0015	20	-.0386	19	2
29	.0014	1	.0015	1	-.1593	9	1

De este análisis se destaca que los factores de participación de nodo de la Tabla 5.25 indican que el nodo crítico es el nodo 12 para las tres técnicas de análisis de sensibilidad empleadas, aunque en la del vector tangente se observa que coincide con las otras dos técnicas si es que se considera el signo original del vector tangente, de lo contrario es decir considerando la magnitud de los elementos del vector el nodo crítico ya no sería el nodo 12 sino el nodo 1. Al mostrar estos resultados se empieza a notar la importancia de tomar en cuenta en cuenta el signo original de los elementos del vector tangente ya que si no se considera se obtendrían resultados erróneos y sobre todo porque tenemos la referencia del nodo crítico de las otras dos técnicas.

**Tabla 5.26. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.64 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
23 (22-35)	1.0000	26 (29-38)	1.0000	21 (19-33)	1.0000
9 (17-27)	.9284	17 (28-29)	.8860	20 (19-20)	.2655
26 (29-38)	.7469	9 (17-27)	.7510	4 (16-17)	.1991
17 (28-29)	.6886	23 (22-35)	.7132	22 (20-34)	.1952
11 (22-23)	.6167	21 (19-33)	.6652	2 (14-15)	.1225
21 (19-33)	.5805	25 (25-37)	.4587	23 (22-35)	.1204
25 (25-37)	.4004	11 (22-23)	.4322	5 (16-19)	.1173
5 (16-19)	.2956	5 (16-19)	.3251	13 (25-26)	.1077
10 (21-22)	.2515	15 (26-28)	.2058	16 (26-29)	.0752
24 (23-36)	.1703	10 (21-22)	.1763	1 (13-14)	.0574
15 (26-28)	.1670	22 (20-34)	.1271	6 (16-21)	.0479
20 (19-20)	.1237	20 (19-20)	.1202	3 (15-16)	.0431
4 (16-17)	.1157	24 (23-36)	.1140	8 (17-18)	.0416
1 (13-14)	.1074	4 (16-17)	.0968	15 (26-28)	.0358
22 (20-34)	.1030	16 (26-29)	.0758	14 (26-27)	.0297
8 (17-18)	.0801	1 (13-14)	.0683	17 (28-29)	.0263
18 (12-11)	.0555	8 (17-18)	.0664	9 (17-27)	.0195
3 (15-16)	.0525	18 (12-11)	.0466	12 (23-24)	.0178
6 (16-21)	.0513	6 (16-21)	.0385	26 (29-38)	.0148
14 (26-27)	.0470	3 (15-16)	.0373	18 (12-11)	.0138
2 (14-15)	.0431	14 (26-27)	.0358	25 (25-37)	.0118
16 (26-29)	.0375	2 (14-15)	.0258	19 (12-13)	.0106
7 (16-24)	.0312	7 (16-24)	.0179	24 (23-36)	.0105
13 (25-26)	.0309	13 (25-26)	.0139	7 (16-24)	.0098
19 (12-13)	.0067	19 (12-13)	.0081	10 (21-22)	.0040
12 (23-24)	.0029	12 (23-24)	.0024	11 (22-23)	.0022

En cuanto a los resultados de los factores de participación de rama empleando las ecuaciones de pérdidas de la Tabla 5.26 son muy diferentes porque cada una de las técnicas empleadas indica una línea crítica diferente, ya que el eigenanálisis encuentra la línea crítica entre los nodos 22 y 35, la DVS la línea que conecta el nodo 29 con el 38 mientras que el vector tangente, la línea entre el nodo 19 y 33. Por otro lado con la ecuación de cambio en flujo se obtienen los resultados de la Tabla 5.27, en donde se destaca que el eigenanálisis y la DVS coinciden al indicar que la línea crítica es la que conecta al nodo 28 con el nodo 29 y el vector tangente indica que la línea crítica es la que se encuentra entre el nodo 17 y 27.



**Tabla 5.27. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.64 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
17 (28-29)	1.0000	17 (28-29)	1.0000	9 (17-27)	1.0000
11 (22-23)	.9428	26 (29-38)	.8651	3 (15-16)	.9775
26 (29-38)	.7702	15 (26-28)	.6431	1 (13-14)	.9469
9 (17-27)	.6988	11 (22-23)	.5478	26 (29-38)	.8832
14 (26-27)	.6566	9 (17-27)	.4671	8 (17-18)	.8268
3 (15-16)	.6208	14 (26-27)	.4604	13 (25-26)	.7229
15 (26-28)	.5933	8 (17-18)	.4340	7 (16-24)	.6177
23 (22-35)	.5675	23 (22-35)	.4034	4 (16-17)	.6000
8 (17-18)	.5208	3 (15-16)	.3802	10 (21-22)	.5916
10 (21-22)	.4317	25 (25-37)	.2753	18 (12-11)	.5645
25 (25-37)	.2978	10 (21-22)	.2506	17 (28-29)	.4618
2 (14-15)	.2635	16 (26-29)	.2495	14 (26-27)	.4302
13 (25-26)	.2361	13 (25-26)	.2447	2 (14-15)	.4214
7 (16-24)	.2358	2 (14-15)	.1620	19 (12-13)	.3614
16 (26-29)	.2131	4 (16-17)	.1202	20 (19-20)	.3536
4 (16-17)	.1834	7 (16-24)	.1125	16 (26-29)	.2989
5 (16-19)	.1109	5 (16-19)	.1072	6 (16-21)	.2883
1 (13-14)	.0556	1 (13-14)	.0334	24 (23-36)	.2401
6 (16-21)	.0460	6 (16-21)	.0326	11 (22-23)	.2311
12 (23-24)	.0426	24 (23-36)	.0290	5 (16-19)	.2289
21 (19-33)	.0275	12 (23-24)	.0266	21 (19-33)	.1771
20 (19-20)	.0251	21 (19-33)	.0145	25 (25-37)	.1723
24 (23-36)	.0169	20 (19-20)	.0122	23 (22-35)	.1247
19 (12-13)	.0163	19 (12-13)	.0098	12 (23-24)	.1097
18 (12-11)	.0102	18 (12-11)	.0068	15 (26-28)	.0357
22 (20-34)	.0033	22 (20-34)	.0033	22 (20-34)	.0205

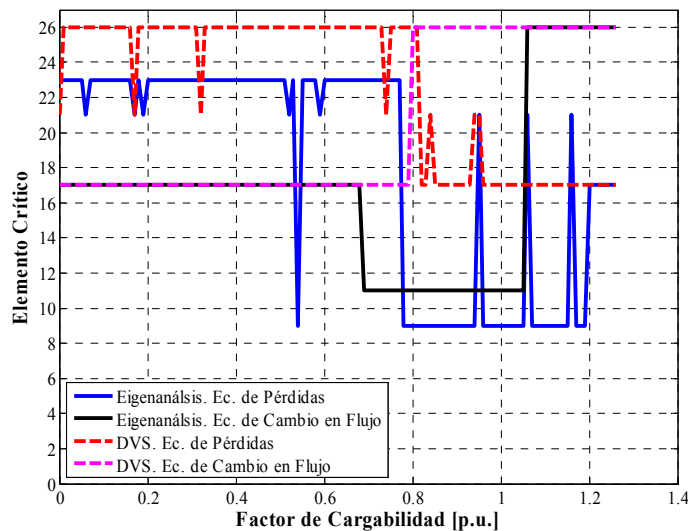


Figura 5.4 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.4 se observa el comportamiento mucho muy variante del elemento crítico para el SEP Nueva Inglaterra en los diferentes valores de lambda desde el caso base hasta el valor de máxima cargabilidad  $\lambda=1.26$  p.u.

### 5.2.3 Incremento de la potencia de carga dividiendo el SEP en áreas

Si se requiere analizar la transferencia máxima posible en las líneas de enlace del SEP, se procede a dividir éste en pares de áreas específicas, cada área de generación con su respectiva área de carga. Esto permite determinar el flujo máximo de carga que se podrá soportar por el enlace entre cada par de áreas.

En éste trabajo se dividen los sistemas de prueba en dos áreas solamente. El incremento de la demanda de potencia, de acuerdo al valor del factor de cargabilidad se realiza solamente en los nodos de carga que forman precisamente el área de carga, mientras que este aumento será alimentado al redistribuirse entre los generadores que se encuentran en el área de generación.

#### 5.2.3.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

Como se considera que el SEP Anderson es dividido en dos áreas (generación y carga), éstas quedan definidas por dos líneas de enlace ínter área que conectan respectivamente los nodos: 5-7 y 9-6. Es así como los nodos del sistema quedan divididos como se indica en la Tabla 5.28.

**Tabla 5.28. Definición de las áreas de generación y carga del SEP Anderson**

	Área de Generación	Área de Carga
Nodos	2, 3, 7, 8 y 9	1, 5, 6 y 4

A partir de aquí solamente se analizaran puntos de la curva PV sin contingencia que corresponden al valor de lambda máximo obtenido con contingencia es decir estaremos analizando el límite físico de cada uno de los sistemas bajo diferentes condiciones para poder así notar de una manera mas amplia las ventajas y desventajas de las diferentes técnicas empleadas. Así que para el SEP Anderson dividido en áreas tenemos el comportamiento del eigenvalor y valor singular crítico como se muestran en la Figura 5.5.

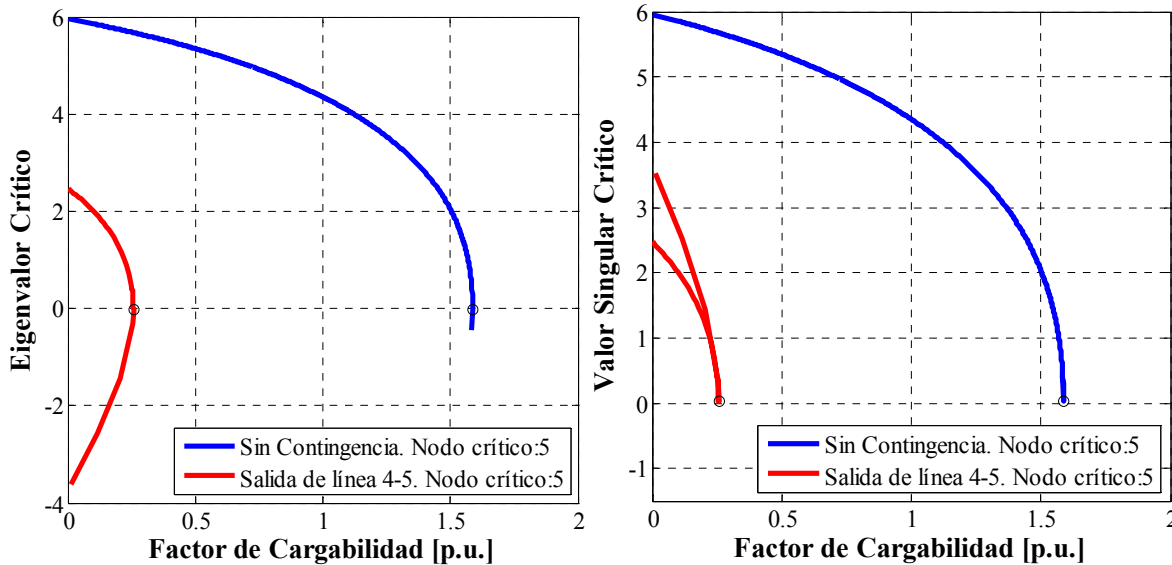


Figura 5.5. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.

En las Tablas 5.29 a 5.33 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad para el valor de lambda de 0.257 p.u.

**Tabla 5.29. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.257 p.u.**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.2449	-11.8629	-10.9359	-.0238	.0068	.0248
-11.4340	16.3161	-.0231	-6.2780	-.0037	-.0813
-10.8358	-.0135	15.8452	-.0538	.0109	-6.0337
.0043	-6.1969	-.0053	36.0662	-14.0701	-.0188
-.0024	-.0024	.0030	-14.1257	23.4424	-10.0266
-.0009	-.0010	-5.9057	-.0038	-10.1601	33.2639

**Tabla 5.30. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.257 p.u.**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
50.3934	0	0	0	0	0
0	46.0443	0	0	0	0
0	0	35.9328	0	0	0
0	0	0	14.3914	0	0
0	0	0	0	12.7373	0
0	0	0	0	0	5.6796
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
50.3946	0	0	0	0	0
0	46.0456	0	0	0	0
0	0	35.9330	0	0	0
0	0	0	14.3912	0	0
0	0	0	0	12.7377	0
0	0	0	0	0	5.6792

**Tabla 5.31. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.257 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)**	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.3123	5	.3110	5	.0946	5
2	.2795	6	.2810	6	.0761	6
3	.1371	8	.1360	8	.0435	4
4	.1259	4	.1282	4	.0259	7
5	.0825	7	.0814	7	.0245	8
6	.0628	9	.0624	9	.0210	9

**Tabla 5.32. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.257 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
1 (4-5)	.8843	3 (7-8)	.9616	6 (4-6)	.5317
5 (6-9)	.5326	5 (6-9)	.4658	2 (5-7)	.2454
2 (5-7)	.3650	2 (5-7)	.3239	4 (8-9)	.0183
4 (8-9)	.3399	6 (4-6)	.2549	5 (6-9)	.0173
6 (4-6)	.1759	4 (8-9)	.1288	3 (7-8)	.0150

**Tabla 5.33. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.257 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4179	5 (6-9)	.5038	6 (4-6)	.7125
6 (4-6)	.2859	1 (4-5)	.3194	2 (5-7)	.4553
1 (4-5)	.2840	6 (4-6)	.3015	5 (6-9)	.3437
4 (8-9)	.1528	2 (5-7)	.0817	4 (8-9)	.0417
2 (5-7)	.0826	4 (8-9)	.0148	3 (7-8)	.0341

Nuevamente tenemos que el nodo crítico es el nodo 5, como se puede visualizar en la Tabla 5.31 ya que la indicación del nodo crítico es la misma con las tres técnicas, observándose una ligera diferencia en el mecanismo de inestabilidad del vector tangente con respecto al eigenanálisis y la DVS lo cual nos dice en definitiva que éste es el nodo que requiere mayor atención para poder aplicar acciones de control.

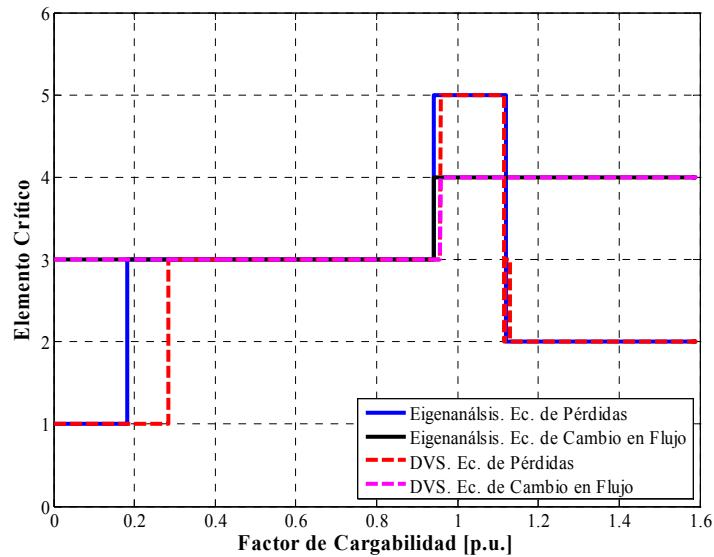


Figura 5.6 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.6 se observar un comportamiento de la línea crítico menos cambiante conforma aumenta la cargabilidad del SEP. Se puede apreciar un comportamiento muy similar entre el eigenanálisis y la DVS cuando se aplican las ecuaciones de pérdidas y lo mismo sucede cuando se aplican las ecuaciones de cambio en flujo. La indicación de la línea crítica se hace hasta un valor máximo de lambda de 1.5898 p.u.

### 5.2.3.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra

Como se considera que el SEP Nueva Inglaterra es dividido en dos áreas (generación y carga), éstas quedan definidas por dos líneas de enlace ínter área que conectan respectivamente los nodos: 26-27 y 25-26. Es así como los nodos del sistema quedan divididos como se indica en la Tabla 5.34.

Tabla 5.34. Definición de las áreas de generación y carga del SEP Nueva Inglaterra

	Área de Generación	Área de Carga
Nodos	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 27, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 y 39	26, 28, 29 y 38

El comportamiento del eigenvalor y valor singular críticos conforme aumenta la cargabilidad del SEP Nueva Inglaterra se muestran en la Figura 5.7. En donde también se indica que tanto para el eigenanálisis como para la DVS el nodo crítico sin contingencia es el nodo 12 y con la contingencia crítica el nodo crítico es el nodo 27.

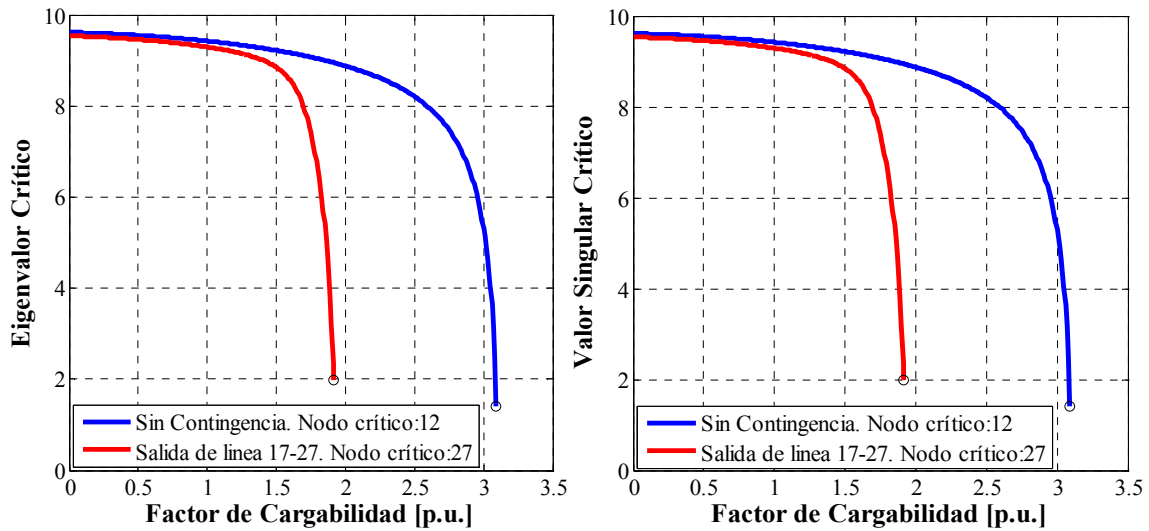


Figura 5.7. (A) Variación del eigenvlor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.

Los resultados del análisis de sensibilidad se muestran en las Tablas 5.35 a 5.38 para un valor de lambda de 1.91 p.u., sin contingencia, correspondiente a lambda máximo obtenido con la contingencia crítica que para este caso fue la línea que conecta al nodo 17 con el nodo 27 según se obtuvo en [López-Luis, 2006].

Tabla 5.35. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 1.91 p.u.

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	1010.6950	1010.6951	11	226.3619	226.3908	21	78.1771	78.1765
2	770.2593	770.2597	12	215.9662	215.9762	22	74.8245	74.8188
3	656.6962	656.6986	13	199.3432	199.3260	23	63.6417	63.6419
4	514.0598	514.0605	14	190.5502	190.5520	24	61.3925	61.3926
5	402.0703	402.0705	15	171.9003	171.9014	25	48.7004	48.7017
6	386.6116	386.6275	16	148.8897	148.8901	26	38.3318	38.3308
7	359.0553	359.0853	17	133.9483	133.9487	27	30.5378	30.5370
8	345.2625	345.2643	18	110.1990	110.1984	28	17.9777	17.9756
9	326.0980	326.1008	19	94.6014	94.6010	29	8.9532	8.9520
10	228.6247	228.6426	20	84.0543	84.0556			

**Tabla 5.36. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 1.91 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (29)		Valor singular (29)		Elemento del Vector Tangente (39 - 67)*	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.0981	12	.0970	12	.1991	26
2	.0622	14	.0621	14	.1779	28
3	.0618	7	.0612	7	.1643	27
4	.0607	4	.0603	4	.1236	29
5	.0597	8	.0592	8	.1053	25
6	.0592	13	.0591	13	.0913	17
7	.0579	5	.0575	5	.0765	18
8	.0567	11	.0565	11	.0557	16
9	.0540	6	.0537	6	.0522	3
10	.0502	10	.0502	10	.0509	24
11	.0459	15	.0456	15	.0498	15
12	.0417	18	.0419	18	.0395	21
13	.0401	27	.0403	27	.0353	4
14	.0400	17	.0401	17	.0347	14
15	.0341	3	.0345	3	.0344	2
16	.0308	16	.0308	16	.0251	13
17	.0288	24	.0289	24	.0229	12
18	.0272	26	.0278	26	.0220	23
19	.0198	21	.0197	21	.0212	22
20	.0129	9	.0132	9	.0206	19
21	.0126	28	.0131	28	.0204	5
22	.0090	2	.0091	2	.0204	10
23	.0086	25	.0089	25	.0194	11
24	.0071	23	.0071	23	.0180	6
25	.0065	22	.0065	22	.0164	7
26	.0057	29	.0060	29	.0160	8
27	.0050	19	.0050	19	.0112	20
28	.0018	1	.0017	1	.0100	1
29	.0018	20	.0017	20	.0059	9

De la Tabla 5.36 se puede observar que para un valor de lambda de 1.91 p.u., el nodo crítico es el nodo 12 según lo indica la técnica de eigenanálisis y la DVS, además de que el mecanismo de inestabilidad es exactamente el mismo para ambas técnicas mientras que el vector tangente nos dice que es el nodo 26 y su mecanismo de inestabilidad difiere con respecto a las otras dos técnicas.

**Tabla 5.37. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 1.91 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
26 (29-38)	1.0000	26 (29-38)	1.0000	21 (19-33)	1.0000
17 (28-29)	.2114	17 (28-29)	.1480	23 (22-35)	.1270
25 (25-37)	.1059	25 (25-37)	.0850	22 (20-34)	.1083
23 (22-35)	.1010	16 (26-29)	.0581	16 (26-29)	.0571
16 (26-29)	.0567	23 (22-35)	.0516	9 (17-27)	.0560
15 (26-28)	.0537	15 (26-28)	.0486	13 (25-26)	.0311
11 (22-23)	.0511	20 (19-20)	.0337	15 (26-28)	.0279
9 (17-27)	.0421	11 (22-23)	.0255	17 (28-29)	.0204
20 (19-20)	.0375	9 (17-27)	.0241	4 (16-17)	.0200
24 (23-36)	.0227	22 (20-34)	.0116	26 (29-38)	.0176
10 (21-22)	.0164	24 (23-36)	.0108	14 (26-27)	.0171
5 (16-19)	.0138	5 (16-19)	.0095	2 (14-15)	.0083
21 (19-33)	.0129	21 (19-33)	.0091	24 (23-36)	.0069
1 (13-14)	.0118	10 (21-22)	.0080	1 (13-14)	.0068
22 (20-34)	.0113	1 (13-14)	.0052	3 (15-16)	.0046
14 (26-27)	.0076	14 (26-27)	.0050	8 (17-18)	.0038
12 (23-24)	.0040	13 (25-26)	.0025	5 (16-19)	.0026
2 (14-15)	.0026	4 (16-17)	.0017	20 (19-20)	.0019
4 (16-17)	.0026	12 (23-24)	.0017	25 (25-37)	.0018
13 (25-26)	.0026	8 (17-18)	.0013	6 (16-21)	.0015
19 (12-13)	.0025	2 (14-15)	.0012	10 (21-22)	.0013
8 (17-18)	.0023	19 (12-13)	.0010	18 (12-11)	.0013
7 (16-24)	.0019	6 (16-21)	.0009	19 (12-13)	.0013
3 (15-16)	.0018	3 (15-16)	.0008	7 (16-24)	.0007
6 (16-21)	.0016	7 (16-24)	.0008	12 (23-24)	.0007
18 (12-11)	.0001	18 (12-11)	.00003	11 (22-23)	.0001

En la Tabla 5.37 se puede apreciar los factores de participación de rama, empleando las ecuaciones de pérdidas, encontrando que la línea crítica según el eigenanálisis y la DVS es la que se encuentra entre el nodo 29 y 38, mientras que el vector tangente indica que es la línea que conecta al nodo 19 con 33. En ambos casos se tienen que si se tuviera una contingencia entre estos nodos, se deja fuera importantes fuentes de generación, lo que provocaría una importante degradación de los perfiles de voltaje.



**Tabla 5.38. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 1.91 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F.de P.	Rama	F.de P.	Rama	F.de P.
26 (29-38)	1.0000	26 (29-38)	1.0000	26 (29-38)	1.0000
11 (22-23)	.6779	17 (28-29)	.4807	9 (17-27)	.4343
17 (28-29)	.6277	15 (26-28)	.4044	4 (16-17)	.3973
15 (26-28)	.4545	11 (22-23)	.3392	25 (25-37)	.3570
3 (15-16)	.3710	25 (25-37)	.2712	13 (25-26)	.3491
25 (25-37)	.3140	20 (19-20)	.2182	14 (26-27)	.3288
9 (17-27)	.3100	21 (19-33)	.2127	17 (28-29)	.3068
14 (26-27)	.2763	3 (15-16)	.1986	8 (17-18)	.1988
10 (21-22)	.2704	8 (17-18)	.1979	5 (16-19)	.1584
8 (17-18)	.2534	9 (17-27)	.1772	10 (21-22)	.1218
20 (19-20)	.2392	14 (26-27)	.1618	1 (13-14)	.1115
21 (19-33)	.2329	16 (26-29)	.1587	6 (16-21)	.1039
13 (25-26)	.1644	13 (25-26)	.1362	16 (26-29)	.0966
2 (14-15)	.1595	10 (21-22)	.1326	3 (15-16)	.0871
16 (26-29)	.1571	24 (23-36)	.1097	2 (14-15)	.0861
24 (23-36)	.1540	2 (14-15)	.0857	12 (23-24)	.0759
7 (16-24)	.1490	4 (16-17)	.0725	7 (16-24)	.0645
23 (22-35)	.1407	7 (16-24)	.0640	15 (26-28)	.0645
4 (16-17)	.1261	5 (16-19)	.0450	20 (19-20)	.0632
5 (16-19)	.0627	12 (23-24)	.0238	21 (19-33)	.0588
12 (23-24)	.0469	6 (16-21)	.0187	23 (22-35)	.0541
6 (16-21)	.0246	1 (13-14)	.0038	24 (23-36)	.0315
1 (13-14)	.0095	23 (22-35)	.0035	11 (22-23)	.0101
18 (12-11)	.0039	18 (12-11)	.0012	18 (12-11)	.0100
19 (12-13)	.0014	19 (12-13)	.0010	19 (12-13)	.0059
22 (20-34)	.0006	22 (20-34)	.0006	22 (20-34)	.0014

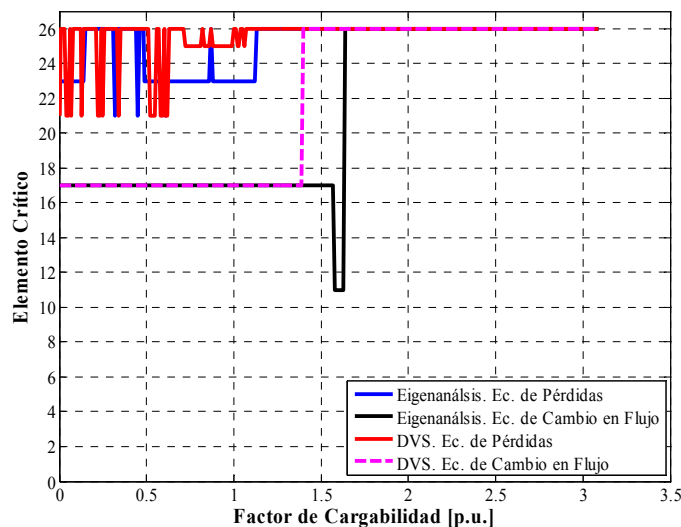


Figura 5.8 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.8 se indica cual es la línea crítica conforme aumenta el factor de cargabilidad hasta llegar a un valor máximo de 3.09 p.u. De ésta gráfica se observa una gran diferencia entre usar ecuaciones de pérdidas y la ecuación de cambio en flujo para calcular las variaciones de potencia reactiva necesarias para determinar precisamente los factores de participación de rama. Nuevamente se observa la tendencia de que con la ecuación de cambio en flujo, la indicación de la línea crítica no es tan variante como cuando se aplican las ecuaciones de pérdidas.

### 5.3 DISTRIBUCIÓN DEL INCREMENTO DE LA POTENCIA DE CARGA ENTRE LOS GENERADORES PARA ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD

#### 5.3.1 Introducción

Se pueden reconocer dos maneras principales de distribuir el incremento de la carga del SEP, una de ellas es que todo el aumento de carga del SEP sea distribuido entre todos o un grupo de generadores disponibles que es como se ha hecho hasta ahora y la otra manera es que todo el aumento de carga del SEP se alimentado por el nodo compensador como se realizará ahora.

Ambas maneras de alimentar el aumento de carga del SEP es correcto, dependiendo de la estructura del mismo ya que si el generador en el nodo compensador es un equivalente que representa un SEP externo, entonces el alimentar todo el aumento de carga con el nodo compensador es adecuado en casos en los que se quiere determinar la transferencia de potencia entre el área de interés y un área externa (la del nodo compensador).

También hay que tener presente que cuando el nodo compensador es una unidad real, se deben respetar sus límites de generación por lo que alimentar todo el aumento de carga con el nodo compensador sería incorrecto por lo que la manera correcta de alimentar el aumento de carga sería entre un grupo de generadores. La manera en como se distribuye el incremento de la carga se resume de la siguiente manera:

$$\Delta P = \sum_n^{i=1} PEO_i - \sum_n^{i=1} Pax_i \quad (5.1)$$

$$rate = \frac{\Delta P}{hg} \quad (5.2)$$

$$PG_i^{nueva} = PG_i^{anterior} + rate \quad (5.3)$$

Donde:

$\Delta P$  = Incremento de potencia activa en el nuevo punto de equilibrio.

$PEO$  = Potencia activa de carga en el nuevo punto de equilibrio.

$Pax$  = Potencia activa de carga en el punto de equilibrio anterior.

$hg$  = Cantidad de nodos de generación.

El incremento de potencia activa de carga para cada uno de los nodos generadores del SEP se distribuye de forma equitativa, es decir, para cada uno de los generadores se asigna la misma cantidad de potencia activa en el siguiente punto de equilibrio.

### 5.3.2 El aumento de la carga del sistema es alimentado por el nodo compensador

En esta sección se presentan los resultados para dos sistemas de prueba, para realizar el análisis de sensibilidad. En los casos presentados, el incremento de potencia de carga total del SEP es alimentado por el nodo compensador.

#### 5.3.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

En la Figura 5.9 se presenta el comportamiento del eigenvalor y valor singular crítico para todos los puntos de la curva PV obtenida en [López-Luis, 2006] para el modelo estático de carga de potencia constante.

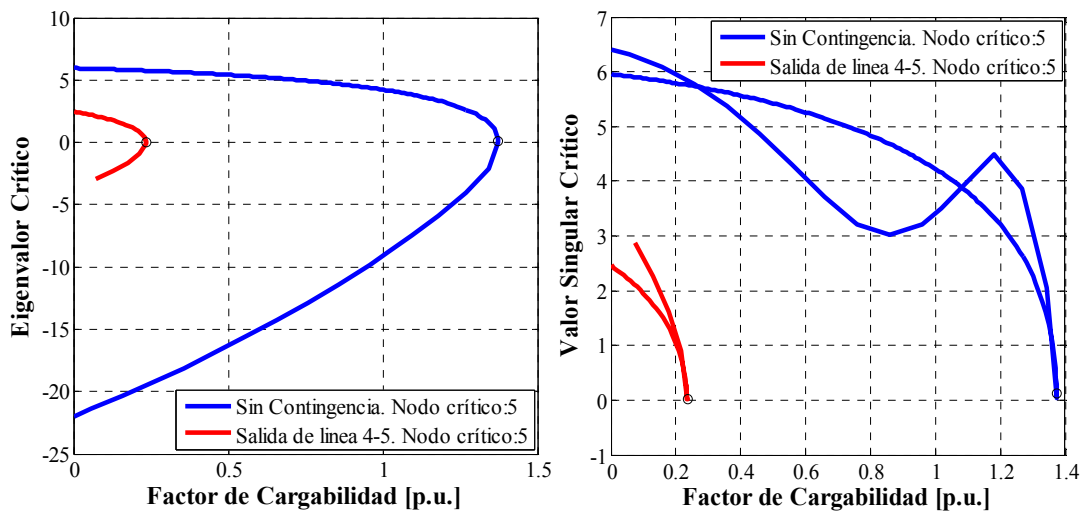


Figura 5.9. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.

Tabla 5.39. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.23 p.u.

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.3235	-11.9036	-10.9633	-.0155	.0037	.0162
-11.6119	16.5603	.0052	-6.2400	-.0002	-.0339
-10.9827	.0041	16.0079	-.0152	.0052	-5.9842
-.0019	-6.2188	-.0009	36.2125	-14.0616	.0058
-.0024	.0017	-.0011	-14.0673	23.2077	-9.9897
.0052	-.0038	-5.9423	.0139	-10.1467	33.3235

**Tabla 5.40. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.23 p.u.**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
50.5111	0	0	0	0	0
0	46.1245	0	0	0	0
0	0	36.0110	0	0	0
0	0	0	14.5408	0	0
0	0	0	0	12.6862	0
0	0	0	0	0	5.7617
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
50.5116	0	0	0	0	0
0	46.1249	0	0	0	0
0	0	36.0112	0	0	0
0	0	0	14.5409	0	0
0	0	0	0	12.6861	0
0	0	0	0	0	5.7615

**Tabla 5.41. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.23 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.3063	5	.3048	5	.1049	5
2	.2784	6	.2798	6	.0890	6
3	.1423	8	.1416	8	.0722	8
4	.1266	4	.1277	4	.0544	4
5	.0827	7	.0822	7	.0464	7
6	.0636	9	.0636	9	.0390	9

**Tabla 5.42. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.23 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.6200	5 (6-9)	.7348	2 (5-7)	.8353
6 (4-6)	.4866	6 (4-6)	.5151	5 (6-9)	.6662
3 (7-8)	.4516	3 (7-8)	.3792	6 (4-6)	.5819
4 (8-9)	.3978	2 (5-7)	.1464	3 (7-8)	.4139
2 (5-7)	.2226	4 (8-9)	.0189	4 (8-9)	.2126

**Tabla 5.43. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.23 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4209	5 (6-9)	.5146	6 (4-6)	.8054
6 (4-6)	.3007	1 (4-5)	.3180	3 (7-8)	.5041
1 (4-5)	.2836	6 (4-6)	.3146	4 (8-9)	.4123
4 (8-9)	.1536	2 (5-7)	.0879	2 (5-7)	.3013
2 (5-7)	.0880	4 (8-9)	.0278	5 (6-9)	.1931

En la Tabla 5.40 se realiza una comparación de los eigenvalores y valores singulares obtenidos, destacando que el valor crítico es el 6, lo que corresponde al último elemento de la matriz diagonal, se ha observado que siempre el valor crítico se ubica en este lugar y esto es porque usualmente los elementos son ordenados, es decir los elementos de la diagonal van disminuyendo como se explico en la parte teórica de la sección 3.3.2 de este trabajo.

De la Tabla 5.41 se vuelve a comprobar que los factores de participación indican que el nodo crítico es el nodo 5. Y de la Tabla 5.42 se encuentra que las tres técnicas empleadas coinciden al indicar que la rama crítica es la que se encuentra entre los nodos 4 y 5. En cambio en la Tabla 5.43, el eigenanálisis y la DVS coinciden al indicar que la línea entre los nodos 7 y 8 es la más crítica, mientras que el vector tangente continúa indicando al igual que el caso anterior que es la línea entre los nodos 4 y 5.

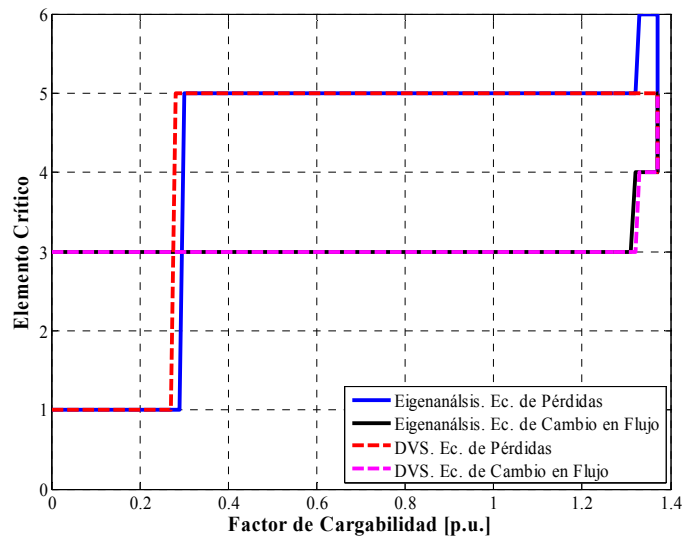


Figura 5.10 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.10 se muestra la indicación de la línea crítica desde el caso base hasta el de máxima cargabilidad que para este caso es de 1.3734 p.u. Nuevamente se comprueba que cuando se aplican las ecuaciones de pérdidas, la indicación de la línea

crítica aplicando el eigenanálisis y la DVS es muy similar y lo mismo sucede para la ecuación de cambio en flujo.

### 5.3.2.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra

En esta sección se emplea el SEP Nueva Inglaterra, con la misma estructura del caso anterior, mostrando los resultados del eigenvalor y valor singular en la Figura 5.11, además de la indicación del nodo crítico para el caso de sin contingencia y con contingencia.

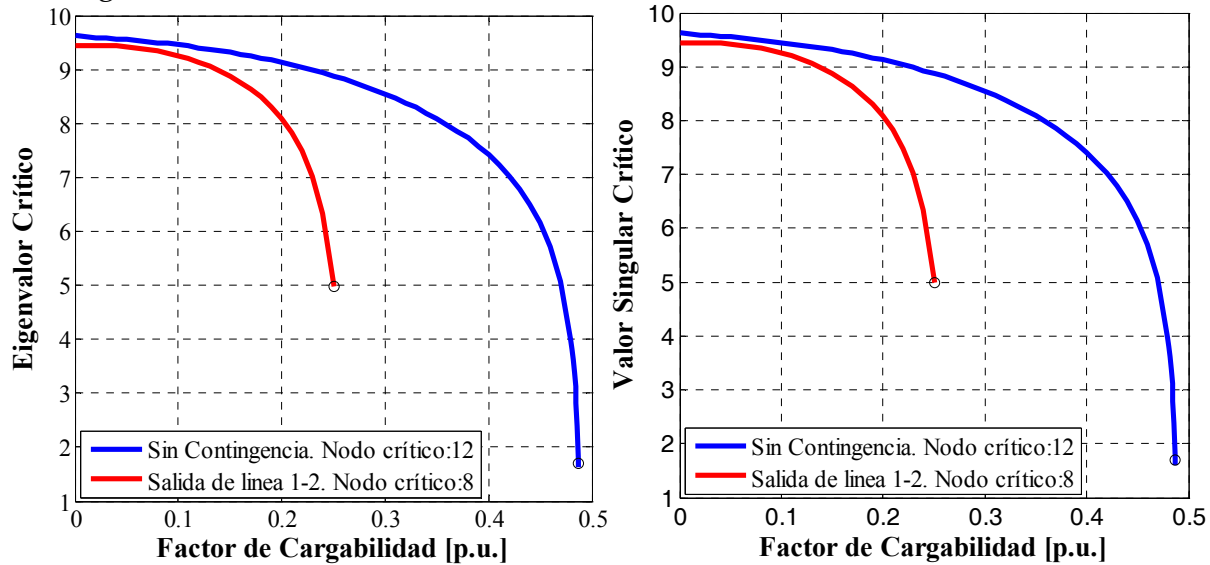


Figura 5.11. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.

En las Tablas 5.44 a 5.47 se muestran las comparaciones de los resultados obtenidos para el análisis de sensibilidad en el SEP Nueva Inglaterra para el valor de lambda de 0.25, mismo que corresponde a lambda máximo obtenido con contingencia pero analizado sobre la curva PV sin contingencia.

Tabla 5.44. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.25 p.u.

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	992.2080	992.2100	11	226.4457	226.4583	21	77.7628	77.7582
2	760.9075	760.9092	12	214.2713	214.2737	22	74.9930	74.9872
3	663.4080	663.4137	13	205.9008	205.9021	23	61.9750	61.9749
4	499.3798	499.3801	14	197.9281	197.9282	24	60.5959	60.5954
5	396.7714	396.7727	15	171.9740	171.9788	25	49.4127	49.4121
6	388.1749	388.1817	16	149.8188	149.8194	26	36.9191	36.9185
7	360.7780	360.7979	17	132.8403	132.8431	27	32.3217	32.3204
8	347.4948	347.4968	18	110.4494	110.4502	28	19.1343	19.1356
9	321.2109	321.2152	19	94.8040	94.8051	29	8.8771	8.8753
10	228.3394	228.3686	20	83.8548	83.8522			

**Tabla 5.45. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.25 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (29)		Valor singular (29)		Elemento del Vector Tangente (39 - 67)	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.1089	12	.1075	12	.3613	8
2	.0718	7	.0706	7	.3452	9
3	.0703	8	.0689	8	.3363	7
4	.0647	5	.0647	14	.2870	5
5	.0646	4	.0642	5	.2801	4
6	.0646	14	.0641	4	.2688	6
7	.0633	13	.0634	13	.2614	12
8	.0618	11	.0618	11	.2469	14
9	.0603	6	.0599	6	.2307	11
10	.0540	10	.0543	10	.2300	3
11	.0420	15	.0422	15	<b>.2261</b>	1
12	.0358	18	.0363	18	.2246	13
13	.0327	3	.0331	3	.2110	18
14	.0321	17	.0326	17	.2085	10
15	.0284	27	.0289	27	.2068	15
16	.0255	16	.0260	16	.2001	25
17	.0235	24	.0241	24	.2001	27
18	.0178	26	.0183	26	.1885	17
19	.0170	9	.0171	9	.1839	26
20	.0161	21	.0163	21	.1661	2
21	.0085	2	.0086	2	.1554	16
22	.0073	28	.0075	28	.1374	24
23	.0070	25	.0072	25	.1234	21
24	.0056	23	.0057	23	.1059	28
25	.0052	22	.0053	22	.0730	29
26	.0040	19	.0042	19	.0714	23
27	.0034	29	.0035	29	.0675	19
28	.0022	1	.0022	1	.0669	22
29	.0015	20	.0015	20	.0545	20

De la Tabla 5.45 se destaca que el eigenanálisis y la DVS coinciden al indicar que el nodo crítico es el nodo 12 y en el mecanismo de inestabilidad hay una diferencia en solo tres nodos que son el 3, 4 y 14. Por otro lado el vector tangente dice que el nodo crítico es el nodo 8.

**Tabla 5.46. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.25 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
9 (17-27)	1.0000	9 (17-27)	1.0000	21 (19-33)	1.0000
21 (19-33)	.6871	21 (19-33)	.8806	20 (19-20)	.2960
23 (22-35)	.6637	17 (28-29)	.7915	23 (22-35)	.2047
17 (28-29)	.5404	23 (22-35)	.6367	4 (16-17)	.1988
5 (16-19)	.3505	5 (16-19)	.4257	22 (20-34)	.1799
11 (22-23)	.2826	22 (20-34)	.3670	5 (16-19)	.1535
22 (20-34)	.2476	26 (29-38)	.3489	2 (14-15)	.1348
26 (29-38)	.2097	11 (22-23)	.2646	13 (25-26)	.1127
25 (25-37)	.2059	25 (25-37)	.2448	1 (13-14)	.0838
10 (21-22)	.1612	10 (21-22)	.1546	16 (26-29)	.0703
18 (12-11)	.1337	18 (12-11)	.1465	25 (25-37)	.0628
7 (16-24)	.1079	15 (26-28)	.1409	24 (23-36)	.0526
13 (25-26)	.1013	13 (25-26)	.1315	26 (29-38)	.0448
15 (26-28)	.0874	16 (26-29)	.1158	8 (17-18)	.0438
24 (23-36)	.0822	24 (23-36)	.0878	3 (15-16)	.0425
20 (19-20)	.0776	7 (16-24)	.0843	6 (16-21)	.0382
16 (26-29)	.0656	19 (12-13)	.0405	15 (26-28)	.0355
19 (12-13)	.0433	3 (15-16)	.0388	17 (28-29)	.0304
3 (15-16)	.0426	20 (19-20)	.0222	14 (26-27)	.0294
12 (23-24)	.0146	8 (17-18)	.0162	10 (21-22)	.0184
1 (13-14)	.0091	12 (23-24)	.0160	18 (12-11)	.0172
8 (17-18)	.0084	1 (13-14)	.0083	7 (16-24)	.0166
2 (14-15)	.0061	4 (16-17)	.0025	12 (23-24)	.0137
6 (16-21)	.0021	6 (16-21)	.0021	9 (17-27)	.0126
14 (26-27)	.0001	2 (14-15)	.0016	19 (12-13)	.0051
4 (16-17)	.00000000639	14 (26-27)	.0007	11 (22-23)	.0035

De la Tabla 5.46 se observa que los factores de participación de rama empleando ecuaciones de pérdidas para determinar las variaciones de potencia reactiva en las líneas, se encuentra que la rama crítica está entre los nodos 17 y 27 pero el vector tangente nos indica que es la línea entre el nodo 19 y 33. Estos resultados no coinciden con los obtenidos en la Tabla 5.47 ya que el eigenanálisis y la DVS encuentran que la línea entre los nodos 28 y 29 es la más crítica y el vector tangente indica que es la línea entre los nodos 25 y 37.



**Tabla 5.47. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.25 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
17 (28-29)	1.0000	17 (28-29)	1.0000	25 (25-37)	1.0000
26 (29-38)	.6705	26 (29-38)	.7796	3 (15-16)	.8717
23 (22-35)	.6202	15 (26-28)	.6356	10 (21-22)	.7892
11 (22-23)	.6023	23 (22-35)	.4703	5 (16-19)	.6404
3 (15-16)	.5957	8 (17-18)	.4208	1 (13-14)	.5095
15 (26-28)	.5805	11 (22-23)	.3849	7 (16-24)	.4731
9 (17-27)	.5572	9 (17-27)	.3813	6 (16-21)	.4042
10 (21-22)	.4993	3 (15-16)	.3789	17 (28-29)	.3953
14 (26-27)	.4920	14 (26-27)	.3610	21 (19-33)	.3745
8 (17-18)	.4574	10 (21-22)	.3282	12 (23-24)	.3391
7 (16-24)	.4165	7 (16-24)	.2318	4 (16-17)	.3383
25 (25-37)	.2989	16 (26-29)	.2237	16 (26-29)	.3298
2 (14-15)	.2556	25 (25-37)	.2201	14 (26-27)	.3251
13 (25-26)	.2303	13 (25-26)	.2028	8 (17-18)	.2663
4 (16-17)	.1966	2 (14-15)	.1634	15 (26-28)	.2540
16 (26-29)	.1831	4 (16-17)	.1318	20 (19-20)	.2396
5 (16-19)	.1210	24 (23-36)	.1113	9 (17-27)	.2346
24 (23-36)	.1153	5 (16-19)	.1049	19 (12-13)	.1854
12 (23-24)	.0934	12 (23-24)	.0572	23 (22-35)	.1841
21 (19-33)	.0366	21 (19-33)	.0537	2 (14-15)	.1747
20 (19-20)	.0306	20 (19-20)	.0498	18 (12-11)	.1622
18 (12-11)	.0225	18 (12-11)	.0172	11 (22-23)	.1236
1 (13-14)	.0155	1 (13-14)	.0097	13 (25-26)	.1136
6 (16-21)	.0106	6 (16-21)	.0071	24 (23-36)	.0605
19 (12-13)	.0069	19 (12-13)	.0042	26 (29-38)	.0595
22 (20-34)	.0006	22 (20-34)	.0006	22 (20-34)	.0143

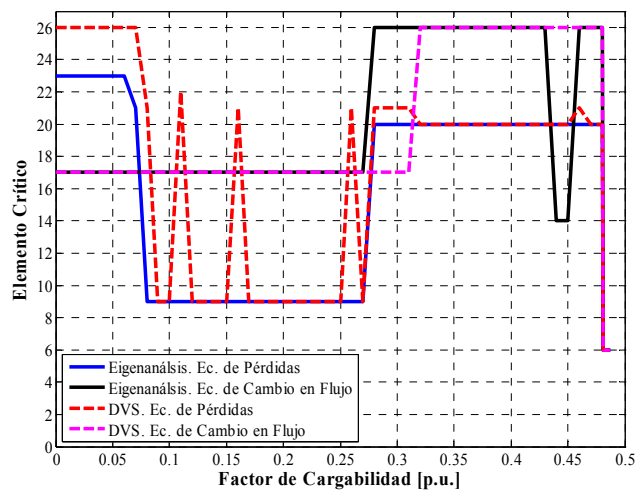


Figura 5.12 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.12 se presenta la indicación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra para diferentes valores de cargabilidad, desde el caso base hasta el de máxima cargabilidad que para éste caso es de 0.487 p.u.

## **5.4 EFECTO DE MODELAR LÍMITES FIJOS DE GENERACIÓN**

### **5.4.1 Introducción**

La máquina síncrona es uno de los elementos más importantes del SEP en estado estacionario y dinámico, que se puede representar por varios modelos con diferente grado de detalle. Un aspecto importante que se debe tener en consideración en el modelado de la máquina síncrona es la representación adecuada de sus límites de generación. El modelo que considera fijos los valores máximos y mínimos de potencia activa y reactiva de generación es el más sencillo que puede representar estos límites y al emplearlo mejora los resultados de las simulaciones para el análisis de estabilidad de voltaje con respecto a los modelos sin límites. En ésta sección se modelan ambos límites de potencia de generación y además se considera su efecto por separado, para observar de manera más clara la influencia de cada uno de ellos en los resultados del análisis de sensibilidad.

### **5.4.2 Límites fijos de potencia activa de generación**

La forma de operar del algoritmo implementado en el programa "loadability.f", el cual considera los valores máximos de potencia activa de generación, es totalmente válido para el Método de Flujos de Potencia y para el MFPC:

1. Lectura del valor del límite máximo de potencia activa,  $P_{Glim\ max}$  para cada uno de los nodos de generación (para el nodo compensador se omite la evaluación de los límites de potencia activa de generación).
2. Cuando se encuentra un nuevo punto de operación, se compara el valor de  $P_{Gj}$  para cada nodo  $j$  de generación contra su valor límite máximo: si la potencia activa de generación de algún nodo tipo 2 se encuentra fuera del rango predefinido, es decir,  $P_{Gj} \geq P_{Glim\ max\ j}$ , entonces se iguala el valor de  $P_{Gj}$  a  $P_{Glim\ max\ j}$ ; el hecho de igualar ambos valores es válido siempre y cuando el incremento de potencia activa entre puntos de equilibrio se obtenga para valores iniciales del factor de cargabilidad menores o iguales a 0.1 p.u. (es decir  $\lambda_0 \leq 0.1$ ). En caso de que alguna máquina haya alcanzado su valor límite de potencia activa de generación, ésta se omite del grupo de máquinas que participan en la redistribución del incremento de potencia activa, en el siguiente punto de equilibrio a calcular.

3. Cuando se encuentre el punto de operación para el cual todas las máquinas síncronas que estén en el área de generación hayan alcanzado el valor máximo límite de potencia activa de generación y el nodo compensador esté considerado dentro del área de carga, se considerará que el SEP está en el límite de suministro de potencia activa, por lo que se detiene el proceso de incremento de potencia de carga y entonces en este punto de equilibrio se asigna el valor correspondiente de  $\lambda$  como el máximo factor de cargabilidad posible. A partir de ello se inicia el proceso de disminución de la potencia de carga del SEP, es decir, se calculan los puntos por debajo del punto máximo de cargabilidad.
4. Cuando todas las máquinas de generación hayan alcanzado su valor máximo de potencia activa de generación pero el nodo compensador se encuentre en el área de generación se continúa con el proceso de aumento de carga, entonces el aumento de carga se asigna al nodo compensador hasta encontrar el punto de bifurcación, o bien, hasta donde sea posible encontrar una solución.

#### 5.4.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

En la Figura 5.13 se muestra gráficamente el comportamiento del eigenvalor y valor singular crítico, además de la indicación del nodo crítico para los casos de sin contingencia (línea azul) y con contingencia (línea roja).

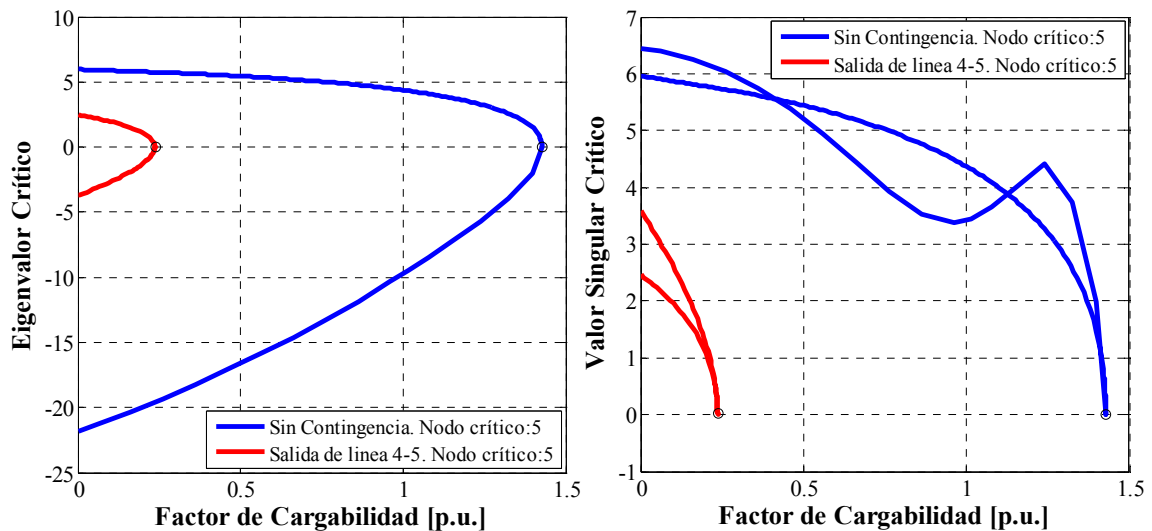


Figura 5.13. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.

Los resultados del análisis de sensibilidad para un punto de operación sobre la curva PV sin contingencia se muestran en las Tablas 5.48 a 5.52 que corresponde al valor de lambda de 0.23 p.u.

**Tabla 5.48. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.23**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.3373	-11.8953	-10.9647	-.0200	.0038	.0190
-11.5754	16.5220	-.0028	-6.2512	.0032	-.0427
-10.9342	.0028	15.9749	-.0274	.0058	-6.0126
-.0001	-6.2117	.0000	36.1935	-14.0634	.0002
-.0010	.0003	.0002	-14.0481	23.2102	-10.0073
.0035	-.0012	-5.9264	.0118	-10.1387	33.2705

**Tabla 5.49. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.23**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
50.4852	0	0	0	0	0
0	46.1047	0	0	0	0
0	0	35.9740	0	0	0
0	0	0	14.5081	0	0
0	0	0	0	12.6871	0
0	0	0	0	0	5.7493
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
50.4858	0	0	0	0	0
0	46.1054	0	0	0	0
0	0	35.9741	0	0	0
0	0	0	14.5081	0	0
0	0	0	0	12.6873	0
0	0	0	0	0	5.7491

**Tabla 5.50. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.23 p.u.**

Clasificación	1		2		3		4	
	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)*			
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.3063	5	.3050	5	.1002	5		
2	.2786	6	.2800	6	.0831	6		
3	.1424	8	.1416	8	.0708	8		
4	.1259	4	.1274	4	.0495	4		
5	.0828	7	.0823	7	.0447	7		
6	.0639	9	.0638	9	.0373	9		

En la Tabla 5.50 se tiene que los factores de participación de nodo indican que el nodo crítico es el nodo 5, esto con las tres técnicas empleadas, además de que el mecanismo de inestabilidad es exactamente el mismo para las tres.

**Tabla 5.51. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.23**

1			2		3		4	
Rama			Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Elemento	Nodo i	Nodo j	$\Delta Q$	F.deP.	$\Delta Q$	F.deP.	$\Delta Q$	F.deP.
1	4	5	.0100	1.0000	.0163	1.0000	.1808	1.0000
2	5	7	.0024	.2356	.0026	.1611	.1493	.8258
3	7	8	.0018	.1761	.0023	.1417	.0741	.4095
4	8	9	.0041	.4115	.0015	.0944	.0392	.2168
5	6	9	.0010	.0993	.0036	.2238	.1183	.6543
6	4	6	.0045	.4476	.0076	.4664	.1043	.5765

**Tabla 5.52. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.23 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4208	5 (6-9)	.5154	6 (4-6)	.7890
6 (4-6)	.2977	1 (4-5)	.3181	3 (7-8)	.5047
1 (4-5)	.2843	6 (4-6)	.3109	4 (8-9)	.4155
4 (8-9)	.1526	2 (5-7)	.0881	2 (5-7)	.2824
2 (5-7)	.0875	4 (8-9)	.0291	5 (6-9)	.1700

\*Lambda= 0.2387 p.u.

En la Tabla 5.51 también coinciden las tres técnicas al indicar que la línea crítica es la que conecta al nodo 4 con 5. Pero donde si hay diferencia es en la Tabla 5.52 ya que solamente coincide el eigenanálisis con la DVS en indicar que la línea crítica va del nodo 7 a 8 y el vector tangente indica la línea que va del nodo 4 a 5.

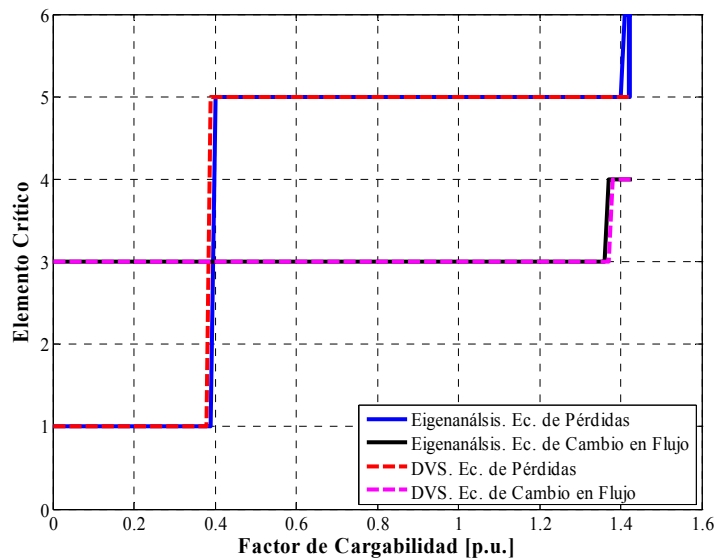


Figura 5.14 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.14 se muestran las líneas críticas de acuerdo a la variación del factor de cargabilidad desde el caso base hasta el valor de máxima cargabilidad de 1.4275 p.u., en donde se tienen resultados mucho muy similares entre ambas técnicas empleadas si es que se emplean ecuaciones de pérdidas ó la ecuación de cambio en flujo.

#### 5.4.2.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra

En la Figura 5.15 se observan curvas muy cerradas para el comportamiento del eigenvalor y valor singular crítico y esto es porque desde la curva PV obtenida tiene la misma forma.

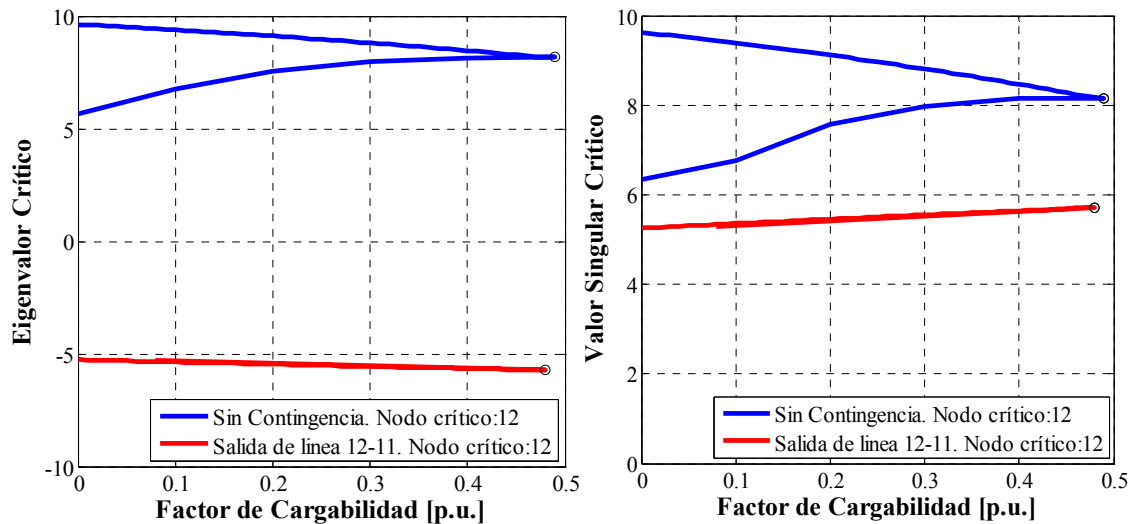


Figura 5.15. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.

Los resultados del análisis de sensibilidad del SEP Nueva Inglaterra [Sauer and Pai, 1998] con límites de potencia activa de generación para un valor de lambda de 0.48 p.u., se muestran en las Tablas 5.53 a 5.56.

Tabla 5.53. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.48 p.u.

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	963.9308	963.9313	11	221.0645	221.0738	21	76.4840	76.4872
2	739.8282	739.8295	12	208.2137	208.2147	22	72.8248	72.8195
3	641.7477	641.7536	13	201.6694	201.6743	23	61.5522	61.5515
4	486.4634	486.4656	14	194.0064	194.0065	24	61.0532	61.0535
5	385.6158	385.6169	15	166.1923	166.1960	25	48.0516	48.0494
6	379.5923	379.6001	16	144.6068	144.6079	26	35.8284	35.8259
7	354.7785	354.7861	17	128.7086	128.7101	27	30.6488	30.6484
8	338.0039	338.0076	18	107.7643	107.7646	28	17.9625	17.9624
9	311.3995	311.4029	19	92.6798	92.6794	29	8.1784	8.1770
10	223.1853	223.2122	20	81.9396	81.9414			

**Tabla 5.54. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.48 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (29)		Valor singular (29)		Elemento del Vector Tangente (39 - 67)*	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.1104	12	.1085	12	.1758	8
2	.0716	7	.0707	7	.1668	7
3	.0692	8	.0684	8	.1581	12
4	.0653	14	.0652	14	.1554	4
5	.0652	5	.0648	5	.1453	5
6	.0649	4	.0644	4	.1383	14
7	.0641	13	.0641	13	.1354	6
8	.0628	11	.0628	11	.1336	9
9	.0611	6	.0608	6	.1251	13
10	.0550	10	.0552	10	.1222	27
11	.0433	15	.0431	15	.1218	11
12	.0347	18	.0352	18	.1201	15
13	.0319	17	.0322	17	.1159	25
14	.0309	3	.0316	3	.1133	26
15	.0273	27	.0277	27	.1131	10
16	.0265	16	.0268	16	.1116	3
17	.0246	24	.0250	24	.1078	18
18	.0174	21	.0174	21	.1002	17
19	.0167	26	.0171	26	.0837	16
20	.0142	9	.0149	9	.0737	21
21	.0074	2	.0078	2	.0709	24
22	.0070	28	.0071	28	.0686	28
23	.0063	23	.0063	23	.0474	29
24	.0061	25	.0062	25	.0461	2
25	.0058	22	.0059	22	.0441	23
26	.0042	19	.0044	19	.0404	22
27	.0033	29	.0033	29	.0399	20
28	.0016	20	.0015	1	.0380	19
29	.0014	1	.0015	20	.0119	1

Según la técnica de eigenanálisis y la DVS el nodo crítico para un valor de lambda de 0.48 p.u., es el nodo 12 pero para el vector tangente es el nodo 8. En lo que respecta a los factores de participación de rama según la Tabla 5.55, las tres técnicas indican una rama diferente. Ya que el eigenanálisis indica que la línea crítica se encuentra entre los nodos 22 y 35, la DVS la que se encuentra entre 28 y 29 y finalmente el vector tangente indica que es la línea entre los nodos 19 y 33.

Quizás en este tipo de situaciones sea difícil determinar cual es realmente la más crítica, pero lo cual se pudieran hacer otras consideraciones como por ejemplo si saliera la línea que deja fuera alguna fuente de generación se podrían presentar problemas de inestabilidad por baja frecuencia en cambio la salida de la línea que no deja fuera ninguna fuente de generación e incluso carga, entonces podría

considerarse no tan crítica ya que se pudiera utilizar el resto del sistema para satisfacer la demanda de la carga.

**Tabla 5.55. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.48 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
23 (22-35)	1.0000	17 (28-29)	1.0000	21 (19-33)	1.0000
9 (17-27)	.7935	26 (29-38)	.9432	20 (19-20)	.2938
17 (28-29)	.7064	23 (22-35)	.7858	4 (16-17)	.2031
26 (29-38)	.6292	9 (17-27)	.7150	22 (20-34)	.1929
11 (22-23)	.5580	21 (19-33)	.6357	23 (22-35)	.1528
21 (19-33)	.5064	25 (25-37)	.4730	5 (16-19)	.1348
25 (25-37)	.3800	11 (22-23)	.4346	2 (14-15)	.1306
5 (16-19)	.2364	5 (16-19)	.2864	13 (25-26)	.1134
10 (21-22)	.2099	15 (26-28)	.2575	16 (26-29)	.0770
15 (26-28)	.1853	10 (21-22)	.1600	1 (13-14)	.0696
24 (23-36)	.1826	22 (20-34)	.1446	6 (16-21)	.0452
20 (19-20)	.1275	24 (23-36)	.1395	3 (15-16)	.0441
22 (20-34)	.1034	20 (19-20)	.1311	8 (17-18)	.0434
4 (16-17)	.0967	4 (16-17)	.0913	15 (26-28)	.0374
8 (17-18)	.0712	8 (17-18)	.0674	14 (26-27)	.0301
1 (13-14)	.0644	14 (26-27)	.0497	17 (28-29)	.0289
14 (26-27)	.0577	1 (13-14)	.0456	24 (23-36)	.0285
7 (16-24)	.0411	18 (12-11)	.0333	26 (29-38)	.0266
3 (15-16)	.0401	6 (16-21)	.0328	9 (17-27)	.0183
6 (16-21)	.0385	3 (15-16)	.0319	12 (23-24)	.0161
18 (12-11)	.0338	7 (16-24)	.0268	18 (12-11)	.0155
2 (14-15)	.0330	16 (26-29)	.0263	25 (25-37)	.0152
13 (25-26)	.0134	2 (14-15)	.0205	7 (16-24)	.0127
12 (23-24)	.0090	12 (23-24)	.0073	10 (21-22)	.0099
19 (12-13)	.0052	19 (12-13)	.0071	19 (12-13)	.0086
16 (26-29)	.0035	13 (25-26)	.0004	11 (22-23)	.0030

En la Tabla 5.56 tenemos la coincidencia entre el eigenanálisis y la DVS al indicar que la línea crítica es la que conecta el nodo 28 con el 29, mientras que el vector tangente indica que es la línea que conecta al nodo 15 con 16.



**Tabla 5.56. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.48 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
17 (28-29)	1.0000	17 (28-29)	1.0000	1 (13-14)	.7229
11 (22-23)	.9404	26 (29-38)	.7758	2 (14-15)	.0513
26 (29-38)	.6931	15 (26-28)	.6109	3 (15-16)	1.0000
9 (17-27)	.6256	11 (22-23)	.5410	4 (16-17)	.0299
3 (15-16)	.5915	9 (17-27)	.4155	5 (16-19)	.3963
14 (26-27)	.5852	8 (17-18)	.4068	6 (16-21)	.1763
15 (26-28)	.5687	14 (26-27)	.4040	7 (16-24)	.5750
23 (22-35)	.5477	23 (22-35)	.3859	8 (17-18)	.1577
8 (17-18)	.4859	3 (15-16)	.3636	9 (17-27)	.5249
10 (21-22)	.4035	25 (25-37)	.2495	10 (21-22)	.8222
25 (25-37)	.2835	16 (26-29)	.2285	11 (22-23)	.1841
2 (14-15)	.2551	13 (25-26)	.2283	12 (23-24)	.2116
7 (16-24)	.2336	10 (21-22)	.2269	13 (25-26)	.3491
13 (25-26)	.2324	2 (14-15)	.1570	14 (26-27)	.4191
16 (26-29)	.1974	4 (16-17)	.1173	15 (26-28)	.1869
4 (16-17)	.1776	7 (16-24)	.1126	16 (26-29)	.3430
5 (16-19)	.1004	5 (16-19)	.0941	17 (28-29)	.4564
6 (16-21)	.0534	6 (16-21)	.0389	18 (12-11)	.3320
12 (23-24)	.0477	12 (23-24)	.0300	19 (12-13)	.2758
1 (13-14)	.0400	1 (13-14)	.0228	20 (19-20)	.0518
24 (23-36)	.0261	24 (23-36)	.0226	21 (19-33)	.3534
18 (12-11)	.0122	18 (12-11)	.0088	22 (20-34)	.0186
19 (12-13)	.0116	20 (19-20)	.0087	23 (22-35)	.0986
21 (19-33)	.0115	19 (12-13)	.0070	24 (23-36)	.0397
20 (19-20)	.0089	21 (19-33)	.0061	25 (25-37)	.7544
22 (20-34)	.0030	22 (20-34)	.0031	26 (29-38)	.3932

\*Lambda= 0.51 p.u.

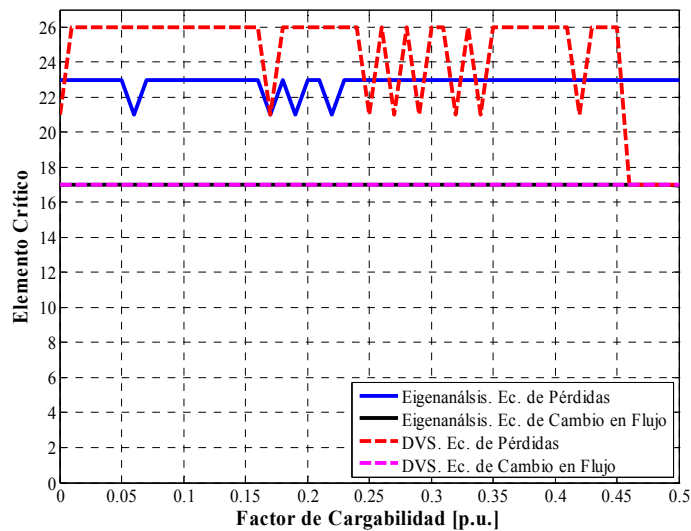


Figura 5.16 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.16 se obtienen resultados interesantes ya que aplicando la ecuación de cambio en flujo para obtener los factores de participación de rama con la técnica del eigenanálisis y la DVS, la indicación de la rama crítica es exactamente la misma para todo valor de  $\lambda$  desde el caso base hasta el de máxima cargabilidad que es de 0.49 p.u. Por otro lado con las ecuaciones de pérdidas si se presentó una mayor variación para indicar la línea crítica.

### 5.4.3 Límites fijos de potencia reactiva de generación

La aplicación del algoritmo implementado en el programa "loadability.f", para considerar los valores máximos de potencia reactiva de generación, es totalmente válida para el Método Convencional de Flujos de Potencia y para el MFPC:

1. Lectura del valor máximo de potencia reactiva  $Q_{G\max}$  para cada uno de los nodos de generación.
2. Cuando se encuentra un nuevo punto de operación, se compara para el  $j$ -ésimo el valor de  $Q_{Gj}$  obtenido para cada nodo de generación contra su valor límite máximo; si la potencia reactiva de generación de algún nodo tipo PV se encuentra fuera del rango predefinido, es decir,  $Q_{Gj} \geq Q_{G\max j}$ , se realiza la transición de tipo 2 a 5 (nodo tipo PQ especial) del  $j$ -ésimo nodo involucrado, pues a éste le es imposible mantener fijo el valor de la magnitud de voltaje. En este estudio se mantiene fijo el valor de la potencia activa de generación para el punto de operación a determinar.
3. El hecho de cambiar el tipo de nodo implica que se incluya una variable más por cada uno de los nodos que estén fuera de límites de potencia reactiva, entonces, es necesario aumentar el orden de la matriz Jacobiana.

La modificación de la matriz Jacobiana debido a los nodos de generación que están fuera de límites de generación reactiva se representa con (5.4)

$$\begin{bmatrix}
 \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\
 \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\
 \frac{\partial P_n}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial P_n}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\
 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & 0 & \dots & 0 \\
 \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \\
 \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\
 \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n}
 \end{bmatrix}_{NCJ+f, NCJ+f} \quad (5.4)$$

Donde:

$i$  = Representa los nodos excepto el nodo compensador, aunque por simplicidad se asigna la posición “uno” en ésta representación.

$k$  = Representa todos los nodos de carga.

$j$  = Indica el nodo que se encuentra operando en el valor límite de potencia reactiva de generación.

$n$  = Es la cantidad total de nodos del SEP.

$NCJ$  = Indica el orden de la matriz Jacobiana cuando todos los nodos tipo 2 están dentro del rango permisible de potencia reactiva.

$f$  = Es la cantidad de nodos de generación en los cuales la magnitud de voltaje es variable.

4. Con estas modificaciones se busca encontrar el punto de equilibrio, el valor de  $QG_i$  se fija al valor máximo de aquí en adelante, es decir, hasta encontrar el valor máximo de cargabilidad ( $\lambda_{max}$ ).

Cuando es posible encontrar el punto de equilibrio se incrementa el factor de cargabilidad y con esto se procede a calcular un nuevo punto de operación.

#### 5.4.3.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

En la Figura 5.17 se muestra gráficamente el resultado del efecto de modelar límites fijos de potencia reactiva de generación sobre el eigenvalor y valor singular crítico para todos los valores de lambda desde el caso base hasta el de máxima cargabilidad. Se observa que si tiene un gran efecto el modelar estos límites ya que ya no se obtiene curvas como las que se habían obtenido anteriormente sino trazos rectos hasta llegar al valor de máxima cargabilidad.

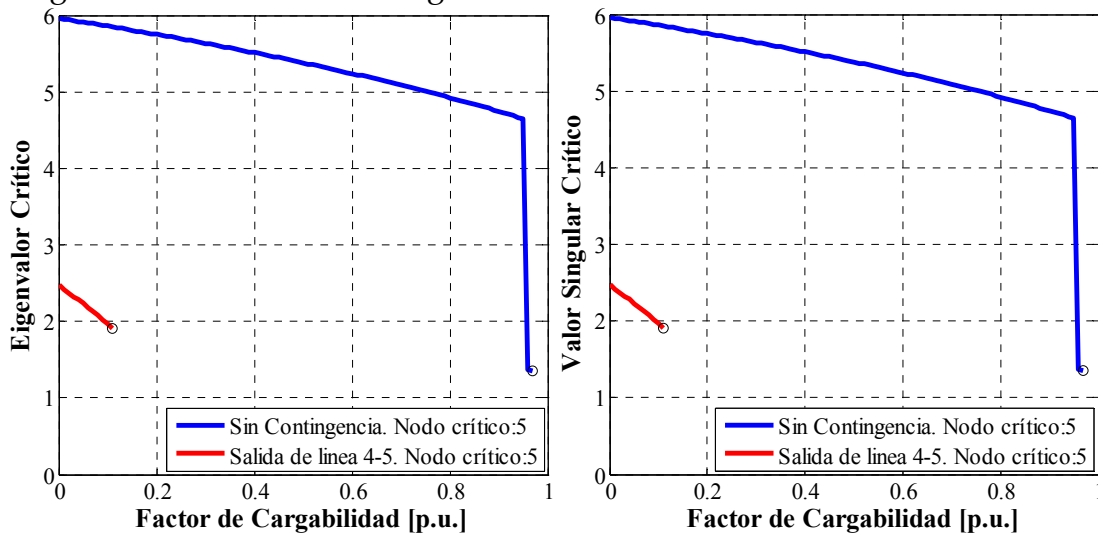


Figura 5.17. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.

Los resultados del análisis de sensibilidad modelando límites de potencia reactiva de generación se presentan en las Tablas 5.57 a 5.61., para un valor de lambda de 0.11 p.u.

**Tabla 5.57. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.11 p.u.**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.5792	-11.9612	-11.0288	-.0188	.0070	.0191
-11.6385	16.7611	-.0079	-6.3197	-.0020	-.0552
-10.9943	-.0028	16.1545	-.0318	.0088	-6.0577
.0008	-6.2308	-.0004	36.2910	-14.1150	-.0026
-.0026	-.0007	.0013	-14.1447	23.4128	-10.0419
.0025	.0007	-5.9434	.0075	-10.1825	33.4004

**Tabla 5.58. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.11 p.u.**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
50.7690	0	0	0	0	0
0	46.3474	0	0	0	0
0	0	36.1223	0	0	0
0	0	0	14.7041	0	0
0	0	0	0	12.8085	0
0	0	0	0	0	5.8477
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
50.7697	0	0	0	0	0
0	46.3481	0	0	0	0
0	0	36.1225	0	0	0
0	0	0	14.7041	0	0
0	0	0	0	12.8088	0
0	0	0	0	0	5.8474

**Tabla 5.59. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.11 p.u.**

Clasificación	1		2		3		4	
	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)			
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.3033	5	.3024	5	.0774	5		
2	.2779	6	.2794	6	.0643	6		
3	.1443	8	.1433	8	.0587	8		
4	.1255	4	.1270	4	.0360	7		
5	.0842	7	.0833	7	.0345	4		
6	.0648	9	.0645	9	.0298	9		

El hecho de modelar límites fijos de potencia reactiva de generación no afecto en la identificación del nodo crítico con las tres técnicas empleadas en este trabajo según la Tabla 5.59, solo se vio una ligera variación en el mecanismo de inestabilidad con la técnica del vector tangente.

**Tabla 5.60. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.11 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
3 (7-8)	.6151	3 (7-8)	.5380	2 (5-7)	.8476
4 (8-9)	.3886	6 (4-6)	.3677	5 (6-9)	.6709
6 (4-6)	.3512	2 (5-7)	.1869	6 (4-6)	.5831
5 (6-9)	.2784	5 (6-9)	.1626	3 (7-8)	.4218
2 (5-7)	.2611	4 (8-9)	.0844	4 (8-9)	.2171

**Tabla 5.61. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.11 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4254	5 (6-9)	.5198	6 (4-6)	.8106
6 (4-6)	.3020	1 (4-5)	.3205	3 (7-8)	.5172
1 (4-5)	.2907	6 (4-6)	.3105	4 (8-9)	.4191
4 (8-9)	.1559	2 (5-7)	.0888	2 (5-7)	.2398
2 (5-7)	.0888	4 (8-9)	.0261	5 (6-9)	.1365

Donde también se observa una coincidencia de las tres técnicas es la Tabla 5.60 ya que las técnicas empleadas indican que la línea crítica es la que conecta el nodo 4 con el 5 y como se ha mencionado anteriormente el nodo 5 es el nodo crítico porque es lógico tener la línea crítica en esta misma área del sistema. Según la Tabla 5.61 el eigenanálisis y la DVS coinciden al indicar que línea crítica es la que conecta al nodo con el 8, pero el vector tangente sigue indicando que es la que conecta el nodo 4 con 5.

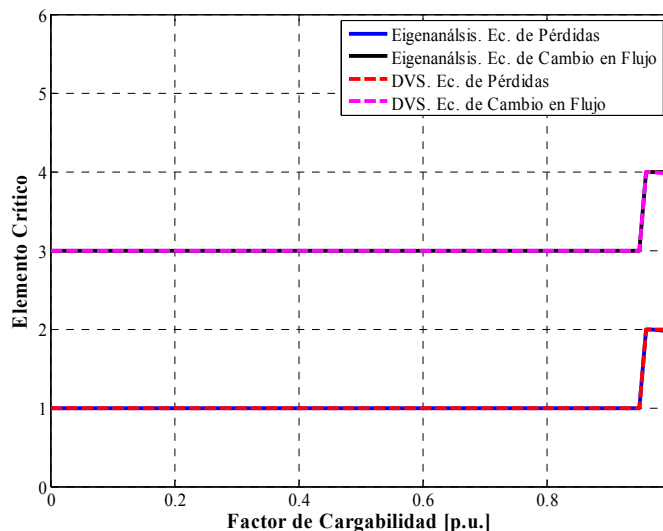


Figura 5.18 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.18 se observa de manera gráfica resultados interesantes, ya que la forma de la gráfica en como se indica la línea crítica es la misma aunque finalmente solo coinciden ambas técnicas si se emplean ecuaciones de pérdidas o la ecuación de cambio en flujo. Por otro lado, como en este caso se están aplicando límites fijos de potencia reactiva de generación se observa una disminución en el valor de lambda alcanzado con respecto a los casos anteriores por eso es que solo se reporta la indicación de la línea crítica desde el caso base hasta un valor máximo de 0.97 p.u.

### 5.4.3.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra

El comportamiento del eigenvalor y valor singular crítico para los casos de sin y con contingencia, modelando límites de potencia reactiva se muestran en la Figura 5.19.

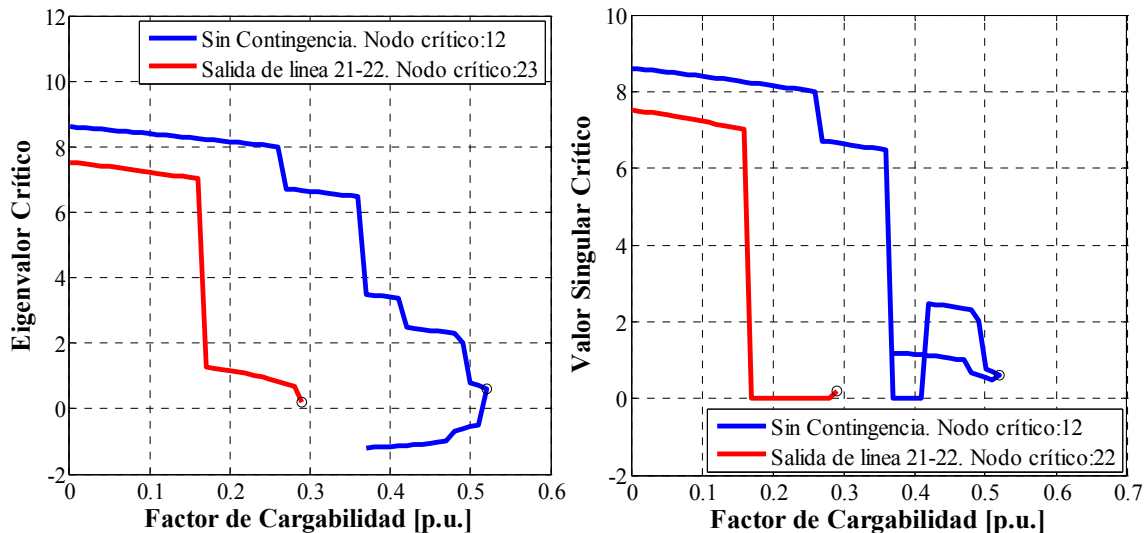


Figura 5.19. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.

Los resultados del análisis de sensibilidad modelando límites de potencia reactiva en el SEP Nueva Inglaterra para un valor de lambda de 0.29 p.u. sin contingencia se muestran en las Tablas 5.62 a 5.65. De este análisis de sensibilidad se observan resultados interesantes como los de la Tabla 5.62 ya que en dos nodos de generación se rebaso su valor límite máximo por lo que se realizó la transición de nodo tipo 2 (es decir PV) a nodo tipo 5 (nodo tipo PQ especial) ya que a éste le es imposible mantener fijo el valor de la magnitud de voltaje. Por eso es que en lugar de obtener resultados de eigenvalores y valores singulares para 29 nodos como se habían estado obteniendo en el caso del SEP Nueva Inglaterra ahora se obtuvieron 31 ya que el cambiar el tipo de nodo implica que se incluya una variable más por cada uno de los nodos que esté fuera de límites de potencia reactiva y el orden de la matriz Jacobiana aumenta.

**Tabla 5.62. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.29 p.u.**

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	989.1331	989.1334	11	225.1140	225.1320	21	84.7485	84.7469
2	756.9717	756.9726	12	213.3039	213.3044	22	77.9273	77.9241
3	654.8134	654.8174	13	205.3981	205.4019	23	66.2189	66.2180
4	500.7436	500.7448	14	196.5361	196.5362	24	64.4968	64.4963
5	394.8550	394.8556	15	171.5230	171.5259	25	62.0308	62.0306
6	386.9438	386.9496	16	147.6131	147.6137	26	41.6621	41.6617
7	362.0619	362.0668	17	134.2670	134.2681	27	37.3423	37.3408
8	354.6088	354.6114	18	116.4321	116.4327	28	31.7088	31.7085
9	319.7242	319.7265	19	110.1416	110.1420	29	20.3663	20.3659
10	226.5569	226.5750	20	85.3957	85.3978	30	14.6914	14.6914
						31	6.6596	6.6588

**Tabla 5.63. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.29 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (29)		Valor singular (29)		Elemento del Vector Tangente (39 - 69)	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.0558	14	.0548	14	.0841	27
2	.0500	17	.0497	23	.0777	15
3	.0500	23	.0495	17	.0750	16
4	.0474	20	.0477	2	.0746	14
5	.0469	2	.0477	20	.0725	6
6	.0464	16	.0461	19	.0700	29
7	.0463	6	.0460	16	.0682	12
8	.0458	19	.0457	6	.0679	28
9	.0437	24	.0440	24	.0677	7
10	.0430	26	.0434	26	.0664	13
11	.0422	18	.0423	18	.0652	8
12	.0408	5	.0413	5	.0627	9
13	.0390	29	.0393	29	.0626	20
14	.0381	15	.0379	15	.0616	10
15	.0373	9	.0367	9	.0580	5
16	.0365	7	.0361	7	.0563	17
17	.0361	10	.0356	10	.0558	19
18	.0344	13	.0343	13	.0458	18
19	.0333	8	.0330	8	.0436	3
20	.0311	12	.0311	12	.0436	26
21	.0303	25	.0304	25	.0433	23
22	.0273	1	.0278	1	.0344	30
23	.0253	28	.0257	28	.0294	11
24	.0233	4	.0239	4	.0272	25
25	.0156	27	.0156	27	.0269	21
26	.0095	30	.0096	30	.0265	24
27	.0071	11	.0074	11	.0252	2
28	.0065	21	.0066	21	.0235	31
29	.0044	31	.0045	31	.0204	22
30	.0042	3	.0043	3	.0199	4
31	.0023	22	.0022	22	.0190	1

**Tabla 5.64. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.29 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
9 (17-27)	1.0000	21 (19-33)	1.0000	21 (19-33)	1.0000
26 (29-38)	.5857	26 (29-38)	.2294	20 (19-20)	.7832
17 (28-29)	.2991	22 (20-34)	.1454	4 (16-17)	.5346
22 (20-34)	.2884	24 (23-36)	.0461	2 (14-15)	.3404
20 (19-20)	.2164	9 (17-27)	.0320	5 (16-19)	.3311
7 (16-24)	.2130	17 (28-29)	.0139	22 (20-34)	.3163
21 (19-33)	.1933	25 (25-37)	.0127	13 (25-26)	.2867
13 (25-26)	.1755	7 (16-24)	.0067	23 (22-35)	.2202
14 (26-27)	.1266	13 (25-26)	.0044	16 (26-29)	.2121
4 (16-17)	.1220	14 (26-27)	.0041	1 (13-14)	.1322
16 (26-29)	.1155	20 (19-20)	.0039	6 (16-21)	.1274
3 (15-16)	.0769	4 (16-17)	.0036	3 (15-16)	.1216
6 (16-21)	.0722	16 (26-29)	.0029	8 (17-18)	.1142
15 (26-28)	.0608	3 (15-16)	.0020	26 (29-38)	.1060
10 (21-22)	.0488	6 (16-21)	.0020	15 (26-28)	.1016
8 (17-18)	.0429	15 (26-28)	.0020	17 (28-29)	.0823
23 (22-35)	.0372	10 (21-22)	.0014	14 (26-27)	.0768
25 (25-37)	.0317	8 (17-18)	.0012	24 (23-36)	.0582
2 (14-15)	.0295	5 (16-19)	.0009	12 (23-24)	.0478
1 (13-14)	.0290	2 (14-15)	.0008	19 (12-13)	.0406
5 (16-19)	.0228	1 (13-14)	.0006	18 (12-11)	.0385
19 (12-13)	.0212	23 (22-35)	.0006	9 (17-27)	.0307
11 (22-23)	.0168	19 (12-13)	.0004	7 (16-24)	.0171
18 (12-11)	.0125	11 (22-23)	.0003	10 (21-22)	.0145
12 (23-24)	.0100	12 (23-24)	.0003	25 (25-37)	.0106
24 (23-36)	.0057	18 (12-11)	.0002	11 (22-23)	.0035

Con respecto a la Tabla 5.63 se obtiene que los factores de participación de nodo, tanto en el eigenanálisis como en la DVS, coinciden al indicar que el nodo crítico es el nodo 14, mientras que el vector tangente indica que es el nodo 27. Al observar los factores de participación de rama de la Tabla 5.64 se tiene que la coincidencia ahora es entre la DVS y el vector tangente al indicar que la rama crítica se encuentra entre el nodo 19 y 33, mientras que el eigenanálisis indica que es la línea que conecta al nodo 17 con el 27. Donde no hay coincidencia es para los factores de participación de rama de la Tabla 5.65 ya que el eigenanálisis indica que la línea crítica se encuentra entre nodo 26 y 27, la DVS entre el nodo 28 y 29 y el vector tangente entre el nodo 25 y 37. Ahora quizás sea necesario decidir cual es la línea crítica, para lo cual si se tomara que es la que indica el vector tangente es decir la línea entre el nodo 25 y 37, saldría un generador del sistema lo cual acarrea el problema de inestabilidad por baja frecuencia y en el caso de las otras dos líneas solo se afecta la topología de la red pero se puede satisfacer la demanda de la carga.



**Tabla 5.65. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.29 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
14 (26-27)	1.0000	17 (28-29)	1.0000	25 (25-37)	1.0000
17 (28-29)	.8053	14 (26-27)	.7234	21 (19-33)	.7838
7 (16-24)	.7018	26 (29-38)	.6580	10 (21-22)	.6116
9 (17-27)	.5293	7 (16-24)	.5510	9 (17-27)	.4948
26 (29-38)	.4630	9 (17-27)	.4192	20 (19-20)	.3813
20 (19-20)	.3002	16 (26-29)	.2305	17 (28-29)	.3577
21 (19-33)	.2904	20 (19-20)	.1579	16 (26-29)	.3463
16 (26-29)	.2179	21 (19-33)	.1527	14 (26-27)	.3370
13 (25-26)	.2115	4 (16-17)	.1455	4 (16-17)	.2760
4 (16-17)	.2049	13 (25-26)	.1283	1 (13-14)	.2574
12 (23-24)	.1032	12 (23-24)	.0820	13 (25-26)	.2323
10 (21-22)	.0760	10 (21-22)	.0548	8 (17-18)	.2060
8 (17-18)	.0564	6 (16-21)	.0329	15 (26-28)	.1745
6 (16-21)	.0501	5 (16-19)	.0290	12 (23-24)	.1675
15 (26-28)	.0413	3 (15-16)	.0280	3 (15-16)	.1595
3 (15-16)	.0380	8 (17-18)	.0165	18 (12-11)	.1422
5 (16-19)	.0367	1 (13-14)	.0120	23 (22-35)	.1228
25 (25-37)	.0227	11 (22-23)	.0111	11 (22-23)	.1016
1 (13-14)	.0221	25 (25-37)	.0098	26 (29-38)	.0761
11 (22-23)	.0216	15 (26-28)	.0062	24 (23-36)	.0610
23 (22-35)	.0104	23 (22-35)	.0044	19 (12-13)	.0522
18 (12-11)	.0084	18 (12-11)	.0043	5 (16-19)	.0307
22 (20-34)	.0065	22 (20-34)	.0038	22 (20-34)	.0144
19 (12-13)	.0051	2 (14-15)	.0028	7 (16-24)	.0074
2 (14-15)	.0040	19 (12-13)	.0027	2 (14-15)	.0052
24 (23-36)	.0017	24 (23-36)	.0014	6 (16-21)	.0025

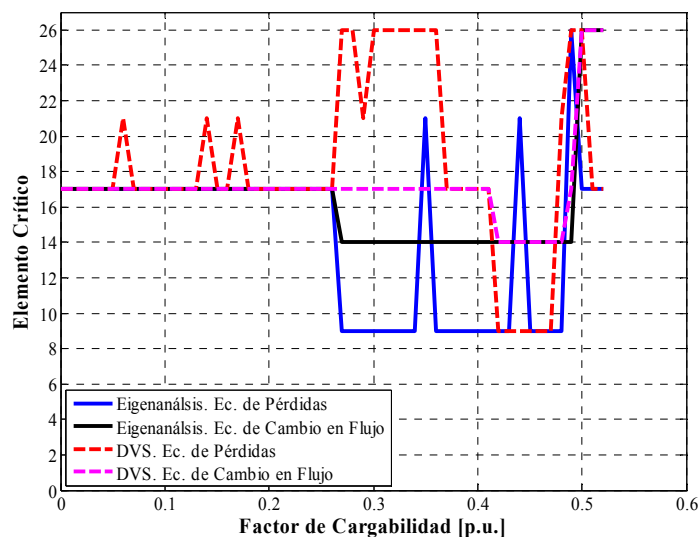


Figura 5.20 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.20 se muestran los elementos críticos de acuerdo al aumento de  $\lambda$  desde el caso base hasta el de máxima cargabilidad que para este caso es de 0.52 p.u., se destaca que al emplear la ecuación de cambio en flujo, la indicación de la línea crítica es muy similar para el eigenanálisis y la DVS, en cambio al emplear las ecuaciones de pérdidas la indicación de la línea crítica difiere un poco mas entre ambas técnicas mencionadas.

## 5.5 EFECTO DE MODELAR LÍMITES DE GENERACIÓN DEPENDIENTES DEL VOLTAJE EN LAS TERMINALES

### 5.5.1 Introducción

Los límites de generación de las máquinas reales dependen del voltaje en terminales del generador. Una representación mas detallada de los límites de generación requiere la determinación de la carta de operación del generador como se muestra en la Figura 5.21. La carta de operación de un generador síncrono describe la zona de operación permitida para condiciones de operación en estado permanente en términos de la potencia compleja ( $S=P+jQ$ ) del generador, obtenida a partir de su diagrama fasorial, para un valor dado del voltaje en las terminales de la máquina.

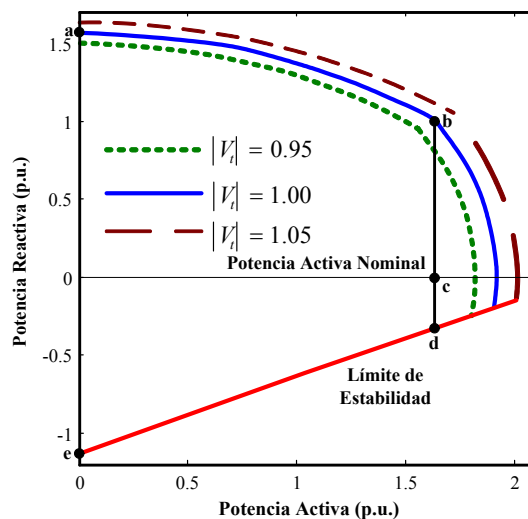


Figura 5.21. Carta de operación del generador (Adaptado de [López-Luis et al., 2007]). En línea continua se dibuja la carta de operación para el voltaje nominal del generador ( $V=1.0$  [p.u.]), mientras que en línea punteada se dibuja la carta de operación con un voltaje ligeramente menor ( $V=0.95$  [p.u.]).

Para condiciones de operación en las que la generación de potencia reactiva de la máquina se encuentre dentro de los límites indicados por la carta de operación, un generador puede ser representado como un nodo tipo PV (nodo de voltaje controlado) con un voltaje constante. Si la demanda de potencia reactiva es mayor a la capacidad de potencia reactiva, después de un periodo de tiempo de retardo corto, la

protección contra sobreexcitación ajusta la corriente de campo a su límite máximo y el generador continua trabajando bajo la condición de corriente de campo constante, por lo que el nodo  $j$ -ésimo donde está conectado el generador no podrá ser tratado como nodo PV, ya que ha perdido la capacidad de regulación del generador.

Cuando el generador pierde su capacidad de regulación de voltaje en las terminales, este varía y la carta de operación (si no se considera el efecto de la saturación) se reduce si el voltaje en terminales disminuye, o se amplía, si el voltaje aumenta. En la Figura 5.21 se indica de manera esquemática el efecto del voltaje en terminales de la máquina para la carta de operación.

Es importante notar que en estas condiciones no existe aún relación entre los límites de potencia activa y reactiva. El límite de potencia activa lo pone hasta ahora la capacidad de la turbina, mientras que el de reactiva está dado por los límites de calentamiento de los devanados del rotor, estator y el límite de estabilidad.

En los estudios de cargabilidad se busca encontrar la condición límite del SEP y por lo tanto se sigue aumentando la carga aunque los generadores síncronos hayan perdido su capacidad de regulación de voltaje. Usualmente el aumento de carga tiene en los generadores el efecto de una disminución aún mayor de su voltaje en las terminales y en consecuencia del área de la carta de operación. Esta disminución puede llegar al punto en el que la curva de la carta de operación intersece la línea de potencia activa producida. En estas condiciones, la producción de potencia reactiva se hace cero (el punto en cuestión se encuentra sobre el eje de potencia activa) y el límite máximo de potencia activa se iguala con la producción actual de la máquina.

En condiciones estresadas que limiten la producción de la potencia reactiva se limita a su vez los valores máximos posibles de potencia activa y el desacoplamiento entre  $P$ - $f$  y  $Q$ - $V$ , que tradicionalmente es válido cerca de las condiciones nominales de operación, desaparece. Si sigue disminuyendo aún mas el voltaje, el generador continúa con una producción cero de potencia reactiva y la producción de la potencia activa se debe ajustar a su límite máximo, que disminuye también y coincide con el punto en el que la carta de operación cruza el eje de potencia activa.

#### ***5.5.1.1 Modelo del generador con límites de potencia dependientes del voltaje en las terminales***

El modelo que considera los límites de potencia reactiva dependientes del voltaje está basado en la característica de ángulo-potencia la cual, para un generador de polos salientes, si la resistencia de armadura es despreciada, se puede escribir como [P. A. Löf et al., 1995, García-Domínguez y Ruiz-Vega, 2006]:

$$P_G = \frac{V_t E_q}{X_d} \text{sen} \delta + \frac{V_t^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta \quad (5.5)$$

$$Q_G = \frac{V_t E_q}{X_d} \cos \delta - V_t^2 \left( \frac{\cos^2 \delta}{X_q} - \frac{\text{sen}^2 \delta}{X_d} \right) \text{sen} 2\delta \quad (5.6)$$

Donde:

$P_G$  = Potencia activa de generación.

$Q_G$  = Potencia reactiva de generación.

$\delta$  = Ángulo entre el vector de voltaje en terminales y el eje de cuadratura.

$E_q$  = Magnitud del voltaje en cuadratura proporcional a la corriente campo.

$V_t$  = Magnitud del voltaje en terminales.

$X_d$  = Reactancia en el eje directo.

$X_q$  = Reactancia en el eje de cuadratura.

Las ecuaciones correspondientes a un generador síncrono de polos lisos, se obtienen igualando  $X_d = X_q = X_s$ .

### Límites de la corriente del estator

El límite máximo y mínimo para la generación de potencia reactiva los cuales dependen de la corriente máxima de armadura  $I_{a \text{ max}}$  son [P. A. Löf et al., 1995]:

$$Q_{G \text{ estator max/min}} = \pm \sqrt{V_t^2 I_{a \text{ max}}^2 - P_G^2} \quad (5.7)$$

Esta ecuación es válida tanto para la máquina de polos salientes como para la máquina de polos lisos.

### Límites de la corriente del rotor

Para el caso de la máquina de rotor cilíndrico o de polos lisos, el límite máximo y mínimo para la corriente del rotor, la cual depende del voltaje interno  $E_{q \text{ max}}$ , está dada por:

$$Q_{G \text{ rotor max/min}} = -\frac{V_t^2}{X_d} \pm \sqrt{\frac{V_t^2 E_{q \text{ max}}^2}{X_d^2} - P_G^2} \quad (5.8)$$

Donde la parte positiva de la raíz es de interés para el límite máximo de generación de potencia reactiva del rotor ( $Q_{G \text{ rotor max}}$ ) y  $E_{q \text{ max}}$  indica el voltaje interno máximo correspondiente a la corriente máxima de campo (rotor). Se debe notar que si la saturación es despreciada, este voltaje será igual a la corriente de campo ( $I_{fd}$ ).

Para el caso de la máquina de polos salientes, la ecuación anterior, aunque no proporciona un valor exacto para el límite de generación de potencia reactiva en función de la corriente máxima del rotor, es una muy buena aproximación de la misma, por lo que puede emplearse también como límite de generación de potencia reactiva en función de la corriente de campo máxima para una máquina de polos salientes [P. A. Löf et al., 1995, Bretas et al., 2003].

Para el caso de los condensadores síncronos, es conveniente considerar el límite de corriente de rotor mínima, ya que las corrientes pequeñas en el rotor pueden ocasionar problemas en el sistema de excitación. Si el voltaje interno se especifica como  $E_{q\min}$  y la generación de potencia activa es nula, el límite mínimo de generación de potencia reactiva será:

$$Q_{G \text{ rotor min}} = -\frac{V_t^2}{X_d} + \frac{V_t E_{q \min}}{X_d} \quad (5.9)$$

El limitador de baja excitación restringe el ángulo máximo entre el vector de voltaje del sistema externo y el eje de cuadratura (el voltaje interno de la máquina). Con esto se trata de reducir la diferencia angular, incrementando los niveles de excitación y con esto evitar que el generador pierda sincronismo [P. A. Löf et al., 1995], aunque este caso no se considera en este trabajo también se despreció el efecto de la saturación magnética.

### ***5.5.1.2 Algoritmo para incluir el modelo del generador con límites de potencia dependientes del voltaje en las terminales***

La forma de operar del algoritmo implementado en el programa “loadability.f”, considerando el valor límite máximo de potencia reactiva de generación dependiente de voltaje es totalmente válida tanto para el Método Convencional de Flujos de Potencia como para el MFPC.

1. Lectura de datos nominales y parámetros:  $S_{\text{nom}}$  (potencia aparente nominal), F.P. (factor de potencia nominal),  $X_d$ ,  $X_q$  (reactancias síncronas en eje directo y cuadratura, respectivamente), para cada nodo  $j$ -ésimo de generación.
2. Cálculo de las magnitudes máximas del voltaje proporcional a la corriente de campo  $|E_{q \max}|$  y la corriente de armadura  $|I_{a \max}|$ . Este cálculo solo se realiza una vez, para calcular estos valores se debe considerar si la máquina es de polos lisos, o bien, que sea de polos salientes; a continuación se muestra el cálculo para los dos tipos de máquinas:

Primero es necesario calcular el ángulo  $\theta_j$  del factor de potencia y los valores en [p.u.] de las potencias nominales activa y reactiva de generación  $P_{Gnom j}$  y  $Q_{Gnom j}$ , a partir de la potencia aparente nominal de la máquina,  $S_{nom j}$ :

$$\theta_j = \cos^{-1}(F.P._j) \quad (5.10)$$

$$S_{nom j}(p.u.) = \frac{S_{nom j}[MVA]}{S_{base}[MVA]} \quad (5.11)$$

$$P_{Gnom j}(p.u.) = S_{nom j}(p.u.) \cos(\theta_j) \quad (5.12)$$

$$Q_{Gnom j}(p.u.) = S_{nom j}(p.u.) \sin(\theta_j) \quad (5.13)$$

**Máquinas de polos lisos** (los valores que se obtienen deben estar en por unidad y a la base del sistema)

$$I_{a \max j} = \frac{P_{G \text{ nom } j} - jQ_{G \text{ nom } j}}{V_j} \quad (5.14)$$

$$I_{a \max j} = |I_{a \max j}| \angle \theta_j \quad (5.15)$$

$$E_{q \max j} = V_j + j(X_d I_{a \max j}) \quad (5.16)$$

$$E_{q \max j} = |E_{q \max j}| \angle \phi_j \quad (5.17)$$

**Máquinas de polos salientes** (los valores que se obtienen deben estar en por unidad y a la base del sistema)

El cálculo de  $|I_{a \max j}|$  se realiza de la misma forma que para la máquina de polos lisos, ver (5.10) a (5.15).

$$E_{q j} = V_j + j(X_{q j} I_{a \max j}) \quad (5.18)$$

$$E_{q j} = |E_{q j}| \angle \delta_j \quad (5.19)$$

$$|I_{d j}| = |I_{a \max j}| \sin(\theta_j + \delta_j) \quad (5.20)$$

$$|I_{q j}| = |I_{a \max j}| \cos(\theta_j + \delta_j) \quad (5.21)$$

$$I_{d j} = |I_{d j}| \left[ \cos\left(-\left(\frac{\pi}{2} - \delta_j\right)\right) + j \sin\left(-\left(\frac{\pi}{2} - \delta_j\right)\right) \right] \quad (5.22)$$

$$I_{q j} = |I_{q j}| \left[ \cos(\delta_j) + j \sin(\delta_j) \right] \quad (5.23)$$

$$E_{f j} = V_j + j(X_{d j} I_{d j} + X_{q j} I_{q j}) \quad (5.24)$$

$$|E_{q \max j}| = |E_{f j}| \quad (5.25)$$

3. Mientras que el valor de  $Q_{Gj}$  esté dentro del rango del límite de potencia reactiva de generación, en el nodo  $i$ -ésimo los valores de  $Q_{Gj}$  se calculan con la expresión (5.26) (a partir de la ecuación de desbalance de potencia reactiva del nodo de la formulación de Flujos de Potencia):

$$Q_{Gj} = QEO_j + QT_j \quad (5.26)$$

4. Una vez que se encuentra el primer punto de equilibrio, es necesario calcular el valor del límite máximo de potencia reactiva en cada uno de los nodos de generación ( $Q_{G_{\max j}}$ ); se debe tener en cuenta que éste cálculo se realiza para el estator y para el rotor de la máquina generadora (debido a que se toma el valor mínimo entre estos dos, según la carta de operación de la máquina), por lo tanto, para el estator  $Q_{Gs \max}$  se calcula con (5.27) y para el rotor  $Q_{Gr \max}$  se calcula con (5.28), estos dos valores se comparan y el menor de estos se considera como el  $Q_{G_{\max j}}$  (5.29):

$$Q_{Gs \max j} = \sqrt{|V_j|^2 |I_{a \max j}|^2 - (P_{Gj})^2} \quad (5.27)$$

$$Q_{Gr \max j} = -\frac{|V_j|^2}{X_{dj}} + \sqrt{\frac{|V_j|^2 |E_{q \max j}|^2}{(X_{dj})^2} - (P_{Gj})^2} \quad (5.28)$$

$$Q_{G_{\max j}} = \text{mínimo} |Q_{Gs \max}, Q_{Gr \max}| \quad (5.29)$$

Conforme se incrementa la cargabilidad del SEP es posible que se indetermina el cálculo de la raíz cuadrada (ya sea para el estator (5.27) ó para el rotor (5.28)). Esto ocurre cuando se llega al caso mencionado en la sección 5.5.1.1, en el cual la disminución del voltaje en las terminales de la máquina hace que finalmente el círculo de la carta de operación intersekte a la potencia activa en su eje. Los valores límites a partir de los cuales se debe cambiar el modelo son:

Para el caso del límite máximo del estator:

$$|V_j|^2 |I_{a \max j}|^2 < (P_{Gj})^2 \quad (5.30)$$

Cuando la indeterminación sucede en el cálculo del límite máximo del rotor:

$$\frac{|V_j|^2 |E_{q \max j}|^2}{(X_{dj})^2} < (P_{Gj})^2 \quad (5.31)$$

Si cualquiera de las condiciones expresadas de arriba se cumple, la potencia reactiva de la máquina se hace cero y la potencia activa de generación  $P_{Gj}$  se limita por la disminución del voltaje en las terminales de la máquina. El valor de  $P_{Gj}$  se calculará a partir de aquí, según las siguientes expresiones:

Si la indeterminación corresponde en el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el estator (el nodo se considerará como de tipo 7),

$$P_{Gj} = |V_j| |I_{a \max j}| \quad (5.32)$$

Si se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva debido a la corriente del rotor (el nodo se considerará como de tipo 8),

$$P_{Gj} = \frac{|V_j| |E_{q \max j}|}{X_{d j}} \quad (5.33)$$

El hecho de calcular la potencia activa del nodo generador con cualquiera de las expresiones (5.32) ó (5.33), hace que la potencia activa de generación sea dependiente del valor de voltaje nodal. Esto se puede presentar en los dos casos siguientes:

**Caso 1.** El nodo j-ésimo es de tipo 2, es decir, antes de la indeterminación se considera como un nodo de generación con el voltaje controlado; entonces, dada la dependencia del voltaje es necesario incluir la magnitud de voltaje del nodo nodo j-ésimo como variable del estudio, es decir, el orden de la matriz Jacobiana se aumenta en un renglón y una columna (el elemento nuevo de la matriz Jacobiana está formado por la derivada de la potencia activa de transmisión):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\ 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}_{NCJ+f, NCJ+f} \quad (5.34)$$

Donde:

i = Representa los nodos excepto el nodo compensador, aunque por simplicidad se asigna la posición "uno" en ésta representación.

k = Representa todos los nodos de carga.

j = Indica el nodo que opera con potencia reactiva de generación cero.

n = Es la cantidad total de nodos del SEP.

NCJ = Indica el orden de la matriz Jacobiana cuando todos los nodos tipo PV están dentro de sus límites.

f = Es la cantidad de nodos que han dejado de ser nodos tipo PV, es decir, aquellos nodos PQ especiales (tipo 7 ó tipo 8).



Si la indeterminación corresponde al cálculo del límite máximo de potencia reactiva máxima del estator, además, el tipo de nodo cambia de tipo 2 a tipo 7<sup>23</sup>:

$$\frac{\partial P_j}{\partial V_j} = \frac{\partial P_{Gj}}{\partial V_{tj}} = |I_{a \max j}| \quad (5.35)$$

En caso de indeterminarse el cálculo del límite máximo de potencia reactiva según expresiones del rotor, además, el tipo de nodo cambia de tipo 2 a tipo 8:

$$\frac{\partial P_j}{\partial V_j} = \frac{\partial P_{Gj}}{\partial V_{tj}} = \frac{|E_{q \max j}|}{X_{d j}} \quad (5.36)$$

**Caso 2.** Si el nodo es de tipo 5 (nodo de generación, que ha perdido la capacidad de controlar el voltaje) es necesario modificar el segundo cuadrante de la matriz Jacobiana agregando el elemento  $\partial P_j / \partial V_j$  correspondiente al  $j$ -ésimo nodo. Si la indeterminación se da con el límite máximo de corriente de estator (expresión (5.27)) entonces se agrega la expresión (5.35), pero si la indeterminación ocurre con el límite máximo de corriente de rotor (expresión (5.28)), entonces se agrega la expresión (5.36).

Además, en estos dos casos la potencia reactiva máxima de generación se fija a un valor de cero y dicho valor se mantendrá fijo durante el estudio ( $Q_{G \max j} = Q_{Gj} = 0.0$ ). Debido a las consideraciones anteriores este nodo será tratado de aquí en adelante como un nodo PQ especial (tipo 7 ó tipo 8).

5. Una vez que se determina el valor del límite máximo de potencia reactiva para cada uno de los nodos de generación, es necesario evaluar la siguiente condición:  $Q_{Gj} \leq Q_{G \max j}$ ; si se viola dicha condición para uno ó más nodos tipo PV se requiere cambiar su tipo de nodo, es decir, ocurre una transición de tipo 2 a tipo 5 (nodo PQ especial), estos dejan de ser nodos con voltaje controlado.

El cambio de tipo de nodo implica que la magnitud de voltaje nodal en cuestión se considere ahora como una variable de estado, entonces, se aumenta el orden de la matriz Jacobiana y se resuelve el sistema de ecuaciones resultante para el mismo punto de operación.

---

<sup>23</sup> El número de tipo de nodo 1 (nodo de carga), 2 (nodo de generación) y 3 (nodo compensador) están de acuerdo al formato propuesto para la solución de Flujos de Potencia en [IEEE, 1973]. En éste trabajo los números de tipo de nodo 5 (nodo de generación con voltaje controlado), 7 (nodo para el cual se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el estator) y 8 (nodo para el cual se indetermina el cálculo del límite máximo de potencia reactiva para el rotor) se definieron de manera arbitraria.

La modificación de la matriz Jacobiana debido a los nodos que están fuera de límites de generación reactiva se representa con (5.37):

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_j}{\partial V_j} & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \\ 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_j}{\partial V_j} & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_k}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_i} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial V_k} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}_{NCJ+f, NCJ+f} \quad (5.37)$$

Donde:

i = Representa los nodos excepto el nodo compensador, aunque por simplicidad se asigna la posición "uno" en ésta representación.

k = Representa todos los nodos de carga.

j = Indica el nodo que opera en el valor límite de potencia reactiva de generación.

n = Es la cantidad total de nodos del SEP.

NCJ = Indica el orden de la matriz Jacobiana cuando todos los nodos tipo PV están dentro de sus límites.

f = Es la cantidad de nodos que han dejado de ser nodos tipo PV, es decir, aquellos donde la magnitud de voltaje es variable, o también, la potencia reactiva del nodo generador se fija en el valor cero.

6. Cuando se calculan los elementos de la diagonal principal para la submatriz  $\partial Q/\partial V$  de la matriz Jacobiana, correspondientes al nodo donde existe un generador cuya potencia reactiva se calcula con (5.27) ó (5.28) según sea el caso, se suma a la derivada de la potencia reactiva de transmisión la derivada  $\partial Q_{Gk} / \partial V_k$  cuyo valor depende de dos casos principales:

Cuando el límite máximo de potencia reactiva corresponde al estator se emplea la expresión (5.38):

$$\frac{\partial Q_{Gk}}{\partial V_k} = \frac{|V_k| |I_{a \max k}|^2}{\sqrt{|V_k|^2 |I_{a \max k}|^2 - (P_{Gk})^2}} \quad (5.38)$$

Y cuando el límite máximo de potencia reactiva corresponde al rotor, dicha derivada parcial se calcula con la expresión (5.39):

$$\frac{\partial Q_{Gk}}{\partial V_k} = -2 \frac{|V_k|}{X_{dk}} + \frac{|V_k| |E_{q \max k}|^2}{X_{dk} \sqrt{|V_k|^2 |E_{q \max k}|^2 - (P_{Gk})^2 (X_{dk})^2}} \quad (5.39)$$

7. Para aquellos nodos de generación en los que se exceda, o bien, se opere en el valor del límite máximo de potencia reactiva,  $Q_{Gj}$  se calculará siempre con la expresión 5.27) o bien con (5.28), según el caso.
8. Una vez que se encuentra el nuevo punto de equilibrio con todas las consideraciones para el cálculo de potencia reactiva (y en caso de ser necesario activa) máxima dependiente de voltaje, se procede a aumentar el factor de cargabilidad ( $\lambda$ ) para determinar el siguiente punto de equilibrio.

### 5.5.2 Modelado del generador síncrono con límites de potencia reactiva dependientes del voltaje

#### 5.5.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

En la Figura 5.22 se muestra la comparación del eigenvalor y valor singular críticos para el caso de sin contingencia y con contingencia crítica en función del incremento de carga del SEP Nueva Inglaterra, considerando límites de potencia reactiva dependientes de voltaje.

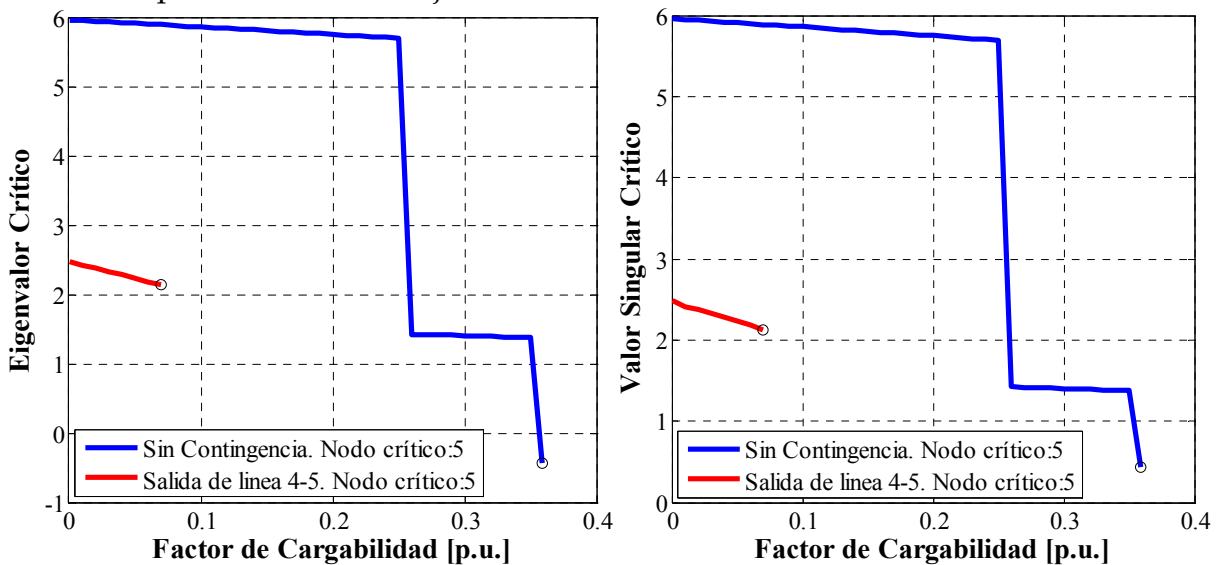


Figura 5.22. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.

En las Tablas 5.66 a 5.70 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad, modelando límites de potencia reactiva. Los resultados mostrados son para el valor de  $\lambda$  de 0.07 p.u. que corresponde al valor de  $\lambda$  máximo obtenido con contingencia crítica pero sobre la curva PV sin contingencia.

**Tabla 5.66. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.07 p.u.**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.6630	-11.9857	-11.0529	-.0181	.0070	.0190
-11.6795	16.8618	-.0075	-6.3362	-.0026	-.0541
-11.0252	-.0027	16.2251	-.0306	.0085	-6.0698
.0006	-6.2423	-.0003	36.3674	-14.1390	-.0019
-.0027	-.0007	.0012	-14.1743	23.4877	-10.0626
.0027	.0007	-5.9530	.0077	-10.1965	33.4494

**Tabla 5.67. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.07 p.u.**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
50.8877	0	0	0	0	0
0	46.4508	0	0	0	0
0	0	36.1878	0	0	0
0	0	0	14.7808	0	0
0	0	0	0	12.8579	0
0	0	0	0	0	5.8895
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
50.8883	0	0	0	0	0
0	46.4514	0	0	0	0
0	0	36.1880	0	0	0
0	0	0	14.7808	0	0
0	0	0	0	12.8581	0
0	0	0	0	0	5.8892

**Tabla 5.68. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.07 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo
1	.3020	5	.3012	5	.0732	5
2	.2782	6	.2797	6	.0609	6
3	.1447	8	.1438	8	.0559	8
4	.1256	4	.1271	4	.0342	7
5	.0843	7	.0835	7	.0322	4
6	.0651	9	.0648	9	.0283	9

**Tabla 5.69. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.07 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
3 (7-8)	.6761	3 (7-8)	.5938	2 (5-7)	.8564
4 (8-9)	.3794	6 (4-6)	.3507	5 (6-9)	.6756
5 (6-9)	.3372	5 (6-9)	.2246	6 (4-6)	.5841
6 (4-6)	.3325	2 (5-7)	.1847	3 (7-8)	.4219
2 (5-7)	.2593	4 (8-9)	.0752	4 (8-9)	.2170

**Tabla 5.70. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.07**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4258	5 (6-9)	.5209	6 (4-6)	.8143
6 (4-6)	.3030	1 (4-5)	.3209	3 (7-8)	.5173
1 (4-5)	.2914	6 (4-6)	.3111	4 (8-9)	.4184
4 (8-9)	.1576	2 (5-7)	.0895	2 (5-7)	.2348
2 (5-7)	.0896	4 (8-9)	.0259	5 (6-9)	.1328

De los resultados de este caso se obtiene que el nodo crítico según la Tabla 5.68, el nodo 5 es el que mas participa en el problema de la inestabilidad de voltaje, destacando que al realizar la comparación de las tres técnicas empleadas, el eigenanálisis y la DVS tienen el mismo mecanismo de inestabilidad y el vector tangente difiere ligeramente con respecto a estas dos. De la Tabla 5.69 se tiene que las tres técnicas empleadas para calcular los factores de participación de rama coinciden al indicar que la línea crítica es la que conecta al nodo 4 con el 5 pero no sucede así para los factores de participación de rama que emplean la ecuación de cambio en flujo ya que el eigenanálisis y la DVS indican que la línea crítica es la que conecta al nodo 7 con el 8 y el vector tangente continua indicando que la línea crítica es la que conecta el nodo 4 y 5.

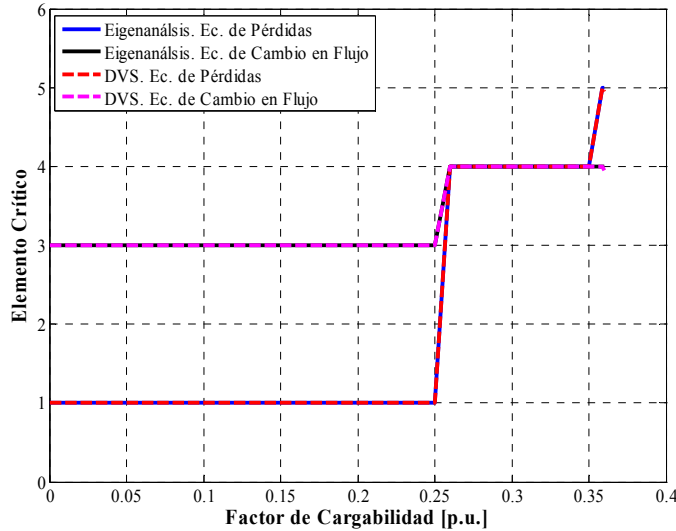


Figura 5.23 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.23 se muestra la comparación de las líneas críticas obtenidas con la técnica del eigenanálisis y la DVS, para lo cual se observa que tienen un comportamiento similar ambas técnicas si es que se emplean ecuaciones de pérdidas ó la ecuación de cambio en flujo. En este caso reportado el valor de lambda máximo alcanzado es de 0.359 p.u.

### 5.5.3 Modelado del generador síncrono incluyendo límites máximos de potencia activa y límites de potencia reactiva dependientes del voltaje en terminales

En esta sección se realizan las simulaciones para el SEP Anderson y Nueva Inglaterra modelando la máquina síncrona, considerando la acción combinada de los límites máximos de potencia activa y de potencia reactiva dependientes del voltaje, esto se hace porque se considera que es la manera correcta de representar la máquina síncrona para posteriormente determinar el valor máximo de cargabilidad y realizar el análisis de sensibilidad para los SEP de prueba.

#### 5.5.3.1 Sistema Eléctrico de Potencia Anderson

En la Figura 5.24 se muestra gráficamente los resultados de la simulación del SEP Anderson modelando la máquina síncrona y considerando la acción combinada de los límites máximos de potencia activa y de potencia reactiva.

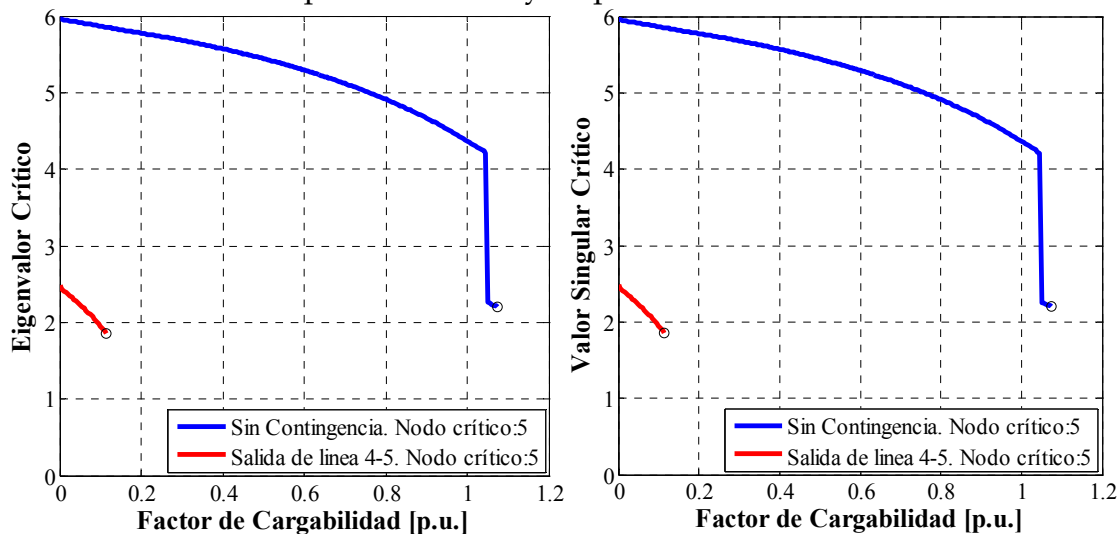


Figura 5.24. (A) Variación del eigenvvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Anderson.

En las Tablas 5.71 a 5.75 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad para un valor de lambda de 0.115 p.u. sobre la curva PV sin contingencia.

**Tabla 5.71. Matriz Jacobiana Reducida. Lambda = 0.115 p.u.**

Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9
40.5784	-11.9595	-11.0303	-.0197	.0057	.0197
-11.6535	16.7719	-.0073	-6.3119	.0009	-.0502
-10.9946	-.0008	16.1528	-.0315	.0068	-6.0589
.0005	-6.2350	-.0003	36.3391	-14.1223	-.0018
-.0015	-.0001	.0008	-14.1336	23.4168	-10.0565
.0029	.0002	-5.9443	.0091	-10.1779	33.3916

**Tabla 5.72. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.115 p.u.**

Eigenvalores					
1	2	3	4	5	6
50.7836	0	0	0	0	0
0	46.3634	0	0	0	0
0	0	36.1294	0	0	0
0	0	0	14.7048	0	0
0	0	0	0	12.8163	0
0	0	0	0	0	5.8530
Valores Singulares					
1	2	3	4	5	6
50.7842	0	0	0	0	0
0	46.3640	0	0	0	0
0	0	36.1295	0	0	0
0	0	0	14.7048	0	0
0	0	0	0	12.8166	0
0	0	0	0	0	5.8527

**Tabla 5.73. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.115 p.u.**

1	2		3		4		5	
Clasificación	Eigenvalor (6)		Valor singular (6)		Elemento del Vector Tangente (9 - 14)*		Curva VQ	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	Margen reactivo (p.u.)	Nodo
1	.3029	5	.3020	5	.0797	5	-0.106161	5
2	.2788	6	.2802	6	.0659	6	-0.285814	6
3	.1439	8	.1430	8	.0596	8	-0.406558	8
4	.1257	4	.1272	4	.0367	7	-0.881327	7
5	.0838	7	.0830	7	.0361	4	-0.887530	4
6	.0649	9	.0646	9	.0305	9	-1.080404	9

**Tabla 5.74. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.115 p.u.**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
3 (7-8)	.4178	6 (4-6)	.3923	2 (5-7)	.8693
4 (8-9)	.3937	3 (7-8)	.3593	5 (6-9)	.6846
6 (4-6)	.3759	2 (5-7)	.1758	6 (4-6)	.5789
5 (6-9)	.2921	5 (6-9)	.1737	3 (7-8)	.4220
2 (5-7)	.2502	4 (8-9)	.1079	4 (8-9)	.2199

**Tabla 5.75. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.115**

1		2		3	
Eigenanálisis		Valores singulares		Vector Tangente*	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
3 (7-8)	1.0000	3 (7-8)	1.0000	1 (4-5)	1.0000
5 (6-9)	.4238	5 (6-9)	.5194	6 (4-6)	.8024
6 (4-6)	.3007	1 (4-5)	.3199	3 (7-8)	.5129
1 (4-5)	.2889	6 (4-6)	.3106	4 (8-9)	.4184
4 (8-9)	.1562	2 (5-7)	.0893	2 (5-7)	.2476
2 (5-7)	.0891	4 (8-9)	.0277	5 (6-9)	.1408

De acuerdo a los resultados de la Tabla 5.73 se tiene que las tres técnicas empleadas coinciden al indicar que el nodo crítico es el nodo 5 pero en lo que respecta al mecanismo de inestabilidad se tiene que solamente el eigenanálisis y la DVS son exactamente iguales y el vector tangente difiere ligeramente con respecto a estas dos, por lo que para validar éstos resultados se procede a calcular los márgenes de potencia reactiva como se muestra en la columna 5 para el mismo punto de operación, teniendo que el mecanismo de inestabilidad del vector tangente coincide totalmente con el de los márgenes de potencia reactiva. La única aclaración que hay que hacer aquí es que los márgenes de potencia reactiva que se muestran en la columna 5 tienen signo negativo porque son los valores con el signo que se obtienen originalmente para graficar la curva VQ pero no quiere decir que el margen sea negativo sino mas bien como se explicó en la sección 2.4.2 se dice que el margen es positivo.

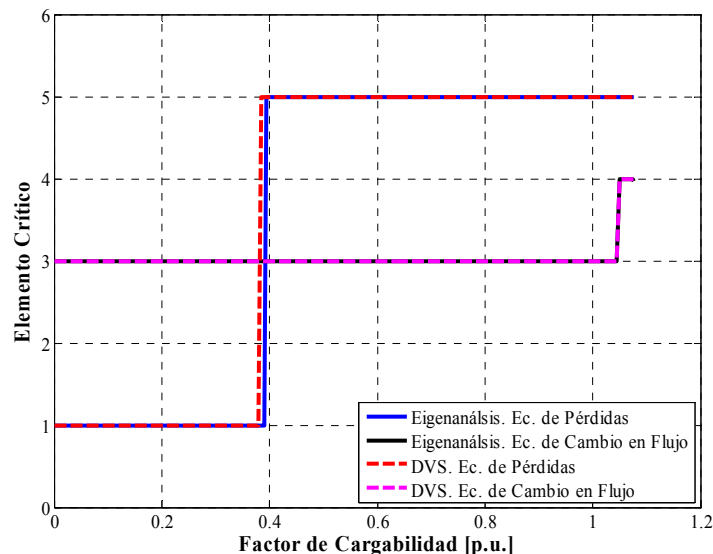


Figura 5.25 Variación de la línea crítica del SEP Anderson respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.25 se indican las líneas críticas conforme aumenta el factor de cargabilidad desde el caso base hasta lambda máximo que para este caso fue de 1.075.



Y nuevamente se observa que el eigenanálisis y la DVS son muy similares si es que se emplean ecuaciones de pérdidas y con la ecuación de cambio en flujo se obtienen resultados iguales para ambas técnicas.

### 5.5.3.2 Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra

En la Figura 5.26 se muestra la comparación de los resultados del análisis modal para el caso de sin contingencia y con contingencia crítica, desde el caso base hasta el valor de máxima cargabilidad.

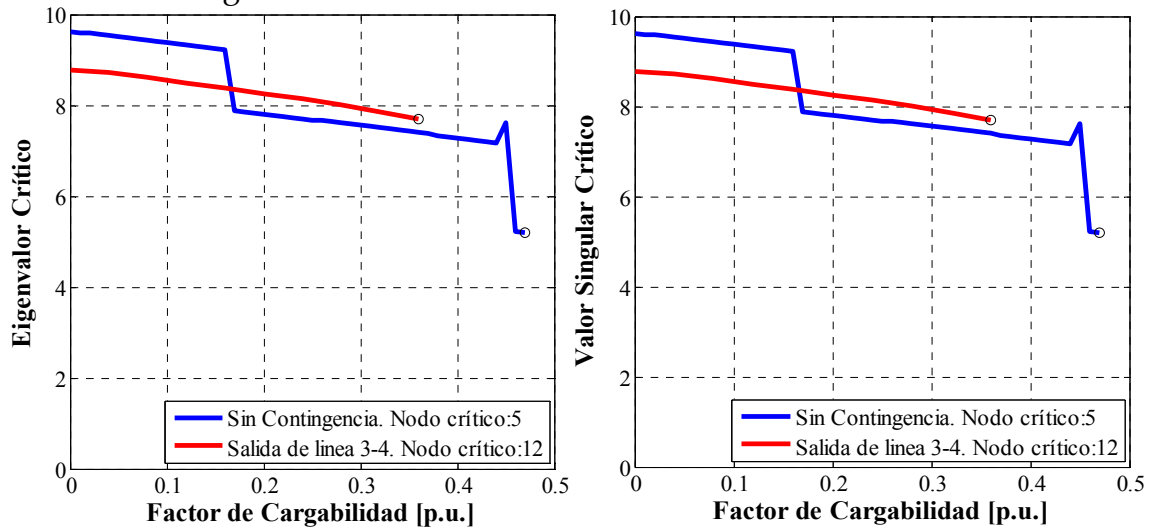


Figura 5.26. (A) Variación del eigenvalor crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV. (B) Variación del valor singular crítico de la matriz Jacobiana Reducida para todos los puntos de la curva PV del Sistema Eléctrico Nueva Inglaterra.

En las Tablas 5.76 a 5.79 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad para un punto de operación correspondiente a un valor de lambda de 0.36 p.u. sobre la curva PV sin contingencia correspondiente al valor de lambda máximo con contingencia.

**Tabla 5.76. Comparación de Eigenvalores y Valores Singulares. Lambda = 0.36 p.u.**

Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares	Nodo	Eigenvalores	Valores singulares
1	980.5542	980.5546	11	223.8453	223.8594	21	77.6685	77.6700
2	751.3265	751.3276	12	211.6566	211.6572	22	73.7845	73.7782
3	650.6935	650.6980	13	204.3776	204.3818	23	64.0723	64.0725
4	495.8239	495.8255	14	195.8061	195.8062	24	62.4210	62.4206
5	391.8152	391.8160	15	168.8415	168.8446	25	55.6935	55.6933
6	385.3469	385.3538	16	146.6679	146.6686	26	36.8438	36.8420
7	360.7779	360.7834	17	131.8635	131.8649	27	31.7797	31.7799
8	341.6462	341.6490	18	113.8030	113.8032	28	26.4297	26.4290
9	316.9876	316.9902	19	<b>97.8086</b>	97.8079	29	16.0731	16.0735
10	225.3704	225.3927	20	<b>84.2923</b>	84.2936	30	7.3973	7.3961

De la Tabla 5.76 se muestra la comparación de los eigenvalores y valores singulares obtenidos del análisis modal destacando que en un nodo de generación se rebasó su valor límite máximo de potencia reactiva por lo que se hace una transición de tipo nodo PV a nodo PQ especial, esto es porque le es imposible mantener fijo el valor de la magnitud de voltaje. Y al ver la comparación de resultados se observa que se obtienen 30 nodos en lugar de 29 como se había obtenido en el caso del SEP Nueva Inglaterra, donde no se consideraban límites. Este aumento de un nodo se da porque se incluye una variable más por cada uno de los nodos que esté fuera de límites de potencia reactiva y el orden de la matriz Jacobiana aumenta.

**Tabla 5.77. Comparación de los Factores de Participación de Nodo. Lambda = 0.36 p.u.**

1	2		3		4	
Clasificación	Eigenvalor (30)		Valor singular (30)		Curva VQ	
	F. de P.	Nodo	F. de P.	Nodo	Margen reactivo (p.u.)	Nodo
1	.0774	13	.0760	13	5.650087	8
2	.0585	5	.0578	5	5.450534	7
3	<b>.0557</b>	1	<b>.0569</b>	1	5.083336	6
4	.0543	15	.0541	15	4.193165	5
5	.0524	8	.0516	8	4.091929	14
6	.0507	9	.0500	9	3.758827	23
7	.0499	6	.0498	4	3.613945	11
8	.0492	4	.0494	6	3.306704	12
9	.0489	14	.0488	14	3.265764	10
10	.0468	19	.0471	19	3.101469	13
11	.0465	12	.0463	12	3.100898	9
12	.0458	7	.0455	7	3.010379	25
13	.0411	11	.0411	11	2.821976	17
14	.0405	16	.0402	16	2.435210	24
15	.0393	18	.0395	18	2.046146	16
16	.0382	28	.0384	28	2.006039	26
17	.0348	3	.0356	3	1.460767	27
18	.0278	27	.0281	27	1.197734	28
19	.0276	17	.0277	17	1.061303	18
20	.0252	25	.0255	25	1.048887	21
21	.0220	26	.0220	26	1.028720	19
22	.0173	22	.0173	22	0.391839	15
23	.0109	29	.0110	29	-2.073062	4
24	.0102	10	.0106	10	-2.464821	22
25	.0064	2	.0067	2	-2.761365	20
26	.0061	24	.0061	24	-4.020165	2
27	.0056	23	.0057	23	-6.042547	29
28	.0051	30	.0052	30	-23.481934	3
29	.0043	20	.0044	20	<b>-35.600565</b>	1
30	.0016	21	.0015	21	**	30

**Tabla 5.78. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de pérdidas. Lambda = 0.36 p.u.**

1		2	
Eigenanálisis		Valores singulares	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
26 (29-38)	1.0000	26 (29-38)	1.0000
17 (28-29)	.6734	17 (28-29)	.4422
4 (16-17)	.6286	4 (16-17)	.3211
20 (19-20)	.5631	20 (19-20)	.3163
9 (17-27)	.5478	9 (17-27)	.2224
22 (20-34)	.3379	22 (20-34)	.1822
13 (25-26)	.2888	5 (16-19)	.1440
5 (16-19)	.2675	13 (25-26)	.1308
10 (21-22)	.2165	7 (16-24)	.1281
23 (22-35)	.2080	15 (26-28)	.1152
7 (16-24)	.1865	21 (19-33)	.1142
21 (19-33)	.1681	10 (21-22)	.0869
15 (26-28)	.1490	16 (26-29)	.0757
16 (26-29)	.1456	6 (16-21)	.0688
6 (16-21)	.1424	23 (22-35)	.0648
24 (23-36)	.1314	8 (17-18)	.0607
8 (17-18)	.1101	24 (23-36)	.0555
14 (26-27)	.0929	14 (26-27)	.0433
1 (13-14)	.0648	3 (15-16)	.0317
3 (15-16)	.0603	1 (13-14)	.0260
11 (22-23)	.0375	11 (22-23)	.0256
25 (25-37)	.0304	12 (23-24)	.0195
12 (23-24)	.0293	25 (25-37)	.0107
19 (12-13)	.0226	19 (12-13)	.0072
2 (14-15)	.0064	18 (12-11)	.0041
18 (12-11)	.0031	2 (14-15)	.0024

En las Tablas 5.77 a 5.79 se muestra solamente la comparación de los factores de participación de nodo y rama para el eigenanálisis y la DVS ya que para el vector tangente no fue posible obtener estos resultados, esto se debe a que la forma de la curva PV para este caso es muy cerrada y en tres pasos se llega a la solución para los cuales no se pueden mostrar resultados, el primer punto es el caso base, el segundo es el cambio de parámetro y en el tercero ya se llegó al punto máximo de cargabilidad. De los factores de participación de nodo obtenidos en la Tabla 5.77 se tiene que el eigenanálisis y la DVS coinciden al indicar que el nodo crítico es el nodo 13, además de que el mecanismo de inestabilidad es casi idéntico. En este caso de estudio se determinaron los márgenes de potencia reactiva, solo que si difiere con respecto a las otras dos técnicas. Aquí también se hace la aclaración de que los signos positivo y negativo con los que se muestran los márgenes de la columna 4 son los que se obtienen originalmente para realizar la gráfica de la curva VQ pero como se explicó en la sección 2.4.2, si el punto crítico queda por debajo del eje del voltaje se dice que

ese punto representa el margen de potencia reactiva que tiene el nodo en estudio y si el punto crítico queda arriba del eje de voltaje entonces se dice que el sistema es deficiente en potencia reactiva por lo que la compensación reactiva adicional es necesaria para prevenir un colapso de voltaje. Otro aspecto interesante que se debe destacar en la Tabla 5.77 es que se obtienen los factores de participación de nodo con eigenanálisis y DVS para 30 nodos en lugar de 29, esto es porque en este caso de estudio en el que se modelan límites un nodo de carga se convierte en nodo de generación (nodo PV), sin embargo al obtener los márgenes de potencia reactiva si se hace para los 29 nodos que tiene el sistema Nueva Inglaterra.

**Tabla 5.79. Comparación de los Factores de Participación de Rama. Utilizando ecuaciones de cambio de flujo en las líneas. Lambda = 0.36 p.u.**

1		2	
Eigenanálisis		Valores singulares	
Rama	F. de P.	Rama	F. de P.
14 (26-27)	1.0000	26 (29-38)	1.0000
26 (29-38)	.8472	14 (26-27)	.6397
7 (16-24)	.4834	7 (16-24)	.4819
23 (22-35)	.3598	20 (19-20)	.2695
20 (19-20)	.3502	21 (19-33)	.2614
21 (19-33)	.3394	23 (22-35)	.2580
13 (25-26)	.2599	13 (25-26)	.1681
10 (21-22)	.2314	25 (25-37)	.1560
9 (17-27)	.2224	24 (23-36)	.1496
25 (25-37)	.2100	8 (17-18)	.1447
24 (23-36)	.2046	9 (17-27)	.1341
8 (17-18)	.2036	15 (26-28)	.1335
17 (28-29)	.1682	10 (21-22)	.1315
4 (16-17)	.1317	16 (26-29)	.1098
6 (16-21)	.1223	4 (16-17)	.0955
3 (15-16)	.0514	6 (16-21)	.0684
15 (26-28)	.0445	12 (23-24)	.0483
11 (22-23)	.0359	3 (15-16)	.0418
5 (16-19)	.0347	11 (22-23)	.0338
12 (23-24)	.0300	5 (16-19)	.0263
18 (12-11)	.0292	18 (12-11)	.0257
1 (13-14)	.0212	1 (13-14)	.0132
22 (20-34)	.0062	17 (28-29)	.0079
16 (26-29)	.0019	22 (20-34)	.0047
2 (14-15)	.0017	19 (12-13)	.0008
19 (12-13)	.0015	2 (14-15)	.0002

En lo concerniente a los factores de participación de rama utilizando ecuaciones de pérdidas de la Tabla 5.78, nuevamente se tiene la coincidencia de ambas técnicas al indicar que la línea crítica es la que conecta al nodo 29 con el 38. Donde hay una notable diferencia es en los factores de participación de rama de la Tabla 5.79 ya que

el eigenanálisis indica que la línea crítica es la que conecta al nodo 26 con 27 mientras que la DVS indica que es la que conecta al nodo 29 con 38.

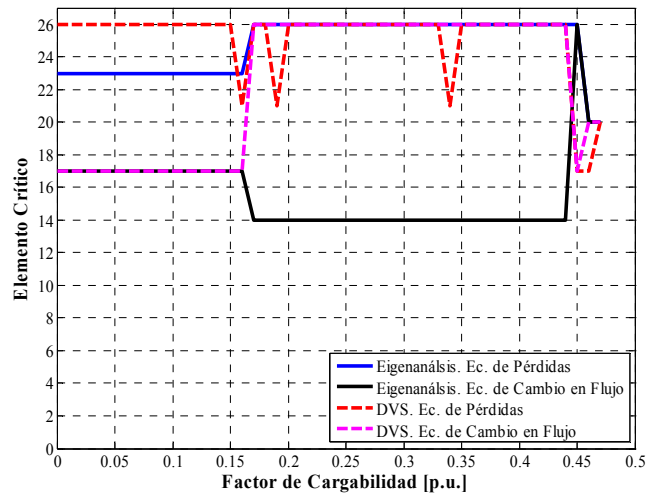


Figura 5.27 Variación de la línea crítica del SEP Nueva Inglaterra respecto al incremento del factor de cargabilidad hasta el valor máximo.

En la Figura 5.27 se muestra la indicación del elemento crítico con respecto al incremento del factor de cargabilidad desde el caso base hasta un valor de 0.47 p.u. para el sistema Nueva Inglaterra.



# CAPÍTULO 6:

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 6.1 CONCLUSIONES

El objetivo de éste trabajo se cumplió ya que se pudieron analizar e implementar tres técnicas de análisis de sensibilidad (eigenanálisis, descomposición en valores singulares y el vector tangente) en el programa "loadability.f", observando las ventajas y desventajas entre ellas, para llevar acabo la evaluación de la estabilidad de voltaje de sistemas de potencia. Se encontraron los factores de participación de nodo y de rama necesarios para determinar los grupos de nodos y que ramas que participan de manera importante en el problema de la inestabilidad de voltaje, con el objeto de aplicar algunas acciones de control para solucionar dicho problema.

A partir de los resultados presentados en el Capítulo 5, obtenidos con los datos de los sistemas de prueba del Apéndice A, se pueden deducir diferentes conclusiones importantes acerca de los factores de participación, que se presentan en las secciones siguientes agrupados de acuerdo a características generales de interés.

#### 6.1.1 Conclusiones relacionadas con las técnicas de sensibilidad

Durante el desarrollo de este trabajo se encontraron las siguientes características del análisis modal:

##### **Ventajas:**

- El análisis modal conduce a la identificación de varios modos críticos de inestabilidad, además del modo crítico. Esto se puede observar en las Tablas de los resultados de los factores de participación de nodo utilizando la técnica de análisis modal, en los cuales se ordenan los modos desde el crítico hasta el más estable en orden descendente (ver por ejemplo las Tablas 5.3, 5.17 y otras).
- Una característica importante del enfoque de análisis modal, es la posibilidad de evaluar la sensibilidad de los modos de voltaje ante

cambios en los parámetros del sistema, por ejemplo ante varios patrones de cambios de carga y generación para los diferentes estudios de cargabilidad (ver por ejemplo las Tablas 5.2 y 5.7 para comparar el cambio en los modos entre el caso base y el máximo, o comparar las Tablas 5.7 y 5.30 para comparar los casos en los que se aumenta toda la carga del sistema ó se analiza la transferencia entre áreas).

- Se puede utilizar la información de los factores de participación para proponer la ubicación de medidas correctivas.

### **Desventajas:**

- El análisis modal es una técnica menos robusta numéricamente que la descomposición en valores singulares. Al proporcionar ambas técnicas resultados muy similares en todos los casos (ver las Tablas 5.2, 5.7, 5.16, 5.20, 5.30, etc.). La mejor estabilidad numérica del método de DVS hace que este sea en general una mejor elección para calcular factores de participación.

Con respecto a la técnica de la Descomposición en Valores Singulares, tenemos:

### **Ventajas:**

- Se toma el mínimo valor singular como indicador de la distancia a la inestabilidad de voltaje de la matriz Jacobiana de FP. La principal razón para elegir este índice es que requiere menor tiempo de cómputo y por la robustez numérica en el cálculo de la DVS de la matriz Jacobiana reducida de Flujos de Potencia, obteniendo resultados muy similares a los del análisis modal (ver las Tablas 5.2, 5.7, 5.16, 5.20, 5.30, etc.).
- El método utiliza la dispersidad de la matriz Jacobiana reducida de Flujos de potencia y además los requerimientos de memoria para el cómputo son pequeños. Estas ventajas se preservan cuando se emplean varias submatrices de la matriz Jacobiana lo cual puede ser útil en la construcción de índices de estabilidad de voltaje especial.

### **Desventajas:**

- La aplicación práctica del método al estudio de redes de gran dimensión, requiere la determinación de un conjunto reducido de valores en la vecindad del punto de inestabilidad. Los enfoques actuales de análisis de DVS no determinan valores singulares negativos, pudiendo de esta manera ocultar zonas críticas.



En el empleo del vector tangente se determinaron las siguientes:

**Ventajas:**

- Tanto el índice de estabilidad de voltaje, como un indicador de los nodos críticos están disponibles, sin ningún cálculo extra, en el vector tangente del método de flujos de potencia de continuación.
- En un vector tangente dado, elegir el nodo crítico es tan fácil como elegir el nodo con el componente  $dV$  más grande. Se destaca que la localización del nodo crítico puede cambiar conforme la carga cambie en intensidad, característica y localización.
- Tanto las variaciones de ángulo como de voltaje están disponibles sin ningún cálculo extra con tan solo analizar el vector tangente. A lo cual solo resta obtener las variaciones de potencia reactiva modal necesarias para calcular los factores de participación de las ramas.

**Desventajas:**

- Se observó que esta técnica es un buen indicador del nodo crítico, pero no así para la rama crítica y esto es porque finalmente no se determina la rama crítica directamente como se hace para el nodo crítico sino que también se deben realizar cálculos extras (realmente esta desventaja se debe específicamente al cálculo de los factores de participación de rama y no a la técnica del vector tangente, ya que este comportamiento es común a todos los métodos de sensibilidad, ver § 6.1.2).
- Es complicado aplicar ésta técnica cuando se presentan casos en los que la curva  $PV$  es muy cerrada (ver la Figura 5.15), ya que llegar al punto máximo de cargabilidad con ésta técnica se hace en muy pocos pasos. En este trabajo se observó que al trabajar con límites de potencia activa y reactiva del generador síncrono (ver § 5.4.2.2) en tres pasos ya se llegaba a la solución, pero el primero de ellos es el caso base, en el segundo se hace un cambio de parámetro y en el tercero se obtenía el punto de máxima cargabilidad, por lo cual no es posible aplicar el método de continuación y así obtener el vector tangente, por lo que no se pudo realizar tampoco el análisis de sensibilidad.

### **6.1.2 Conclusiones relacionadas con los factores de participación**

En el cálculo de los factores de participación de nodo no se observaron diferencias importantes al utilizar las diferentes técnicas de sensibilidad (eigenanálisis, valores singulares y vector tangente). La tendencia general fue a identificar el mismo grupo de nodos pero en algunos casos se tenían algunas diferencias en los lugares de los nodos dentro del grupo (ver, por ejemplo, las Tablas 5.3 y 5.17).

Sin embargo, en el cálculo de los factores de participación de rama se observaron diferencias muy importantes en la identificación de los elementos críticos de la red de transmisión, tanto al utilizar diferentes técnicas de sensibilidad, como al emplear diferentes variables para calcular las variaciones modales de potencia reactiva (las ecuaciones de los cambios en las pérdidas ó en el flujo de potencia de la rama, ver Tablas 5.4, 5.5, 5.18 y 5.19). Este hecho contradice de manera importante lo expresado en la literatura, ya que en [Kundur, 1994] se menciona que los factores de participación de rama se pueden calcular de igual manera utilizando tanto las ecuaciones de pérdidas como las de flujos de potencia reactiva.

En algunos casos, por ejemplo al analizar el sistema de potencia Anderson con la técnica del vector tangente y la ecuación del cambio en las pérdidas (ver la Tabla 5.14), los elementos críticos identificados coincidían con los del análisis de contingencias dinámicas. Sin embargo, al emplear esta misma combinación de técnicas de sensibilidad y cálculo de variaciones de potencia reactiva en la rama al sistema de Nueva Inglaterra, ya no funcionó bien (ver la Tabla 5.26).

En general, el cálculo de los factores de participación de rama se mostró en todos los casos como poco exacto. Ésta puede ser una de las razones por las que en programas comerciales de simulación como el VSAT no se incluye actualmente el cálculo de los factores de participación de rama [VSAT, 2008].

### **6.1.3 Conclusiones relacionadas con el efecto del modelado de los componentes del sistema en los resultados del análisis**

Se puede mencionar que al igual que en [López-Luis, 2006], el modelado afectó de manera muy importante los resultados tanto del análisis de cargabilidad (límites de estabilidad de voltaje y contingencia crítica) como los del análisis de sensibilidad (los nodos críticos).

Se mostró en los resultados de este trabajo que al utilizar el modelo clásico se obtienen en general resultados diferentes a los que se calculan con el modelo

detallado del sistema (comparar Tablas 5.7 a 5.10 obtenidas con el modelo clásico contra las Tablas 5.72 a 5.75 obtenidas con un modelo más detallado del generador síncrono y sus límites). En general, los valores de máximo factor de cargabilidad y contingencia crítica pueden diferir de manera importante al utilizar alguno de los dos modelos. Sin embargo se observó que al calcular los factores de participación de nodo para el mismo valor del factor de cargabilidad se obtuvieron resultados con la misma tendencia entre ambos modelos.

Debido a estos resultados, se recomienda utilizar el modelado detallado del sistema al realizar el estudio de cargabilidad ante problemas de estabilidad de voltaje, ya que es el que se asemeja más al sistema de potencia real.

## 6.2 TRABAJOS FUTUROS

- Calcular los factores de participación de los generadores ya que hasta ahora se ha encontrado que esto es complicado, y permitiría conocer los generadores que tienen una mayor participación en la inyección de potencia reactiva al sistema. Esto se podría realizar al incluir un modelo de la máquina síncrona que represente de manera adecuada al control de excitación de la máquina [García, 2007].
- Hacer pruebas adicionales del programa considerando los datos es un sistema de potencia de mayor dimensión o que tenga otros elementos, para los cuales se debe de incluir en el modelado del sistema como por ejemplo los dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) y así determinar que influencia tienen en el problema de la inestabilidad de voltaje [Castro, 2007].
- Realizar investigación adicional con respecto a los factores de participación de rama. Una de las fuentes de los problemas observados con respecto a estos factores de participación es que fueron definidos heurísticamente y esto dio pie a utilizar indistintamente las ecuaciones de cambios de pérdidas reactivas o de cambios de flujos de potencia reactiva. Es necesario por esto, definir o desarrollar factores de participación de rama que sean derivados directamente de la teoría de sistemas lineales, utilizando un enfoque más formal.
- Utilizar las herramientas desarrolladas para diseñar esquemas de disparo de carga por bajo voltaje para controlar problemas de estabilidad de voltaje.



# REFERENCIAS

- [Ajarapu and Christy, 1992] Venkataramana Ajarapu and Colin Christy. "The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 416-423, February 1992.
- [Ajarapu et al., 1994] Venkataramana Ajarapu, Ping Lin Lau, Srinivasu Battula. "An Optimal Reactive Power Planning Strategy Against Voltage Collapse". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, pp. 906-917, May 1994.
- [Anderson and Fouad, 1978] P. M. Anderson and A. A. Fouad. *Power System Control and Stability*. Iowa State University Press, 1978.
- [Anderson et al., 1990] P. M. Anderson, B. L. Agrawal and J. E. Van Ness. *Subsynchronous Resonance in Power Systems*. IEEE Press, New York, USA, 1990.
- [Anderson et al., 2005] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatzargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, N. Martins, J. Paserba, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz, A. Stankovic, C. Taylor, and V. Vittal. "Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 4, pp. 1922-1928, November 2005.
- [Anderson, 1995] Paul M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*, IEEE Press Power Systems engineering Series, 1995.
- [Arrillaga, 1990] J. Arrillaga and C. P. Arnold, *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley & Sons, New York 1990.
- [Berizzi et al., 2000] A. Berizzi, M. Merlo, Y. G. Zeng P. Marannino, and P. A. Scarpellini, "Determination of the N-1 Security Maximum Transfer Capability Through Power Corridors", *Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting*, January 2000, Singapore.
- [Bettiol, 2000] A. Bettiol. *Maximum Power Transfer in Transient Stability-Constrained Power Systems: Application to a Brazilian Power Network*. Dépôt legal D/2000/0480/4, ISSN 0075-9333. Collection des Publications de la Faculté des Sciences Appliquées No. 213. Institut de mécanique et genie civil, Université de Liège, Liège, Belgique, Janvier 2000.
- [Bretas et al., 2003] N. G. Bretas, A. C. P. Martins, L. F. C. Alberto. "Static Simulation of Voltage Collapse Considering the Operational Limits of the Generators". *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Vol. 4, pp. 2652-2658, 13-17 July 2003.
- [Cañizares et al., 1994] C. A. Cañizares, A. Z. de Souza, and V. H. Quintana, "Improving Continuation Methods for Tracing Bifurcation Diagrams in Power System", *Proceedings of the Voltage Phenomena-III Seminar, ECC Inc.*, Davos, Switzerland, August 1994.
- [Cañizares et al., 1996] Claudio A. Cañizares, Antonio C. Z. de Souza, Victor H. Quintana. "Comparison of Performance Indices for Detection of Proximity to Voltage Collapse". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, pp. 1441-1450, August 1996.

- [Castro, 2007] Carlos Uriel Castro Sotelo (2007). “Modelado del Compensador Estático de Vars para Estudios de Flujos de Potencia y de Estabilidad Angular Transitoria”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica presentada el 19 de Diciembre del 2007 en la SEPI-ESIME-Zacatenco, IPN.
- [Chia-Chi et al., 2000] Chia-Chi Chu, Sheng-Huei Lee, Hsun-Yuan Chuang. “Efficient Look-Ahead Load Margin and Voltage Profiles Contingency Analysis Using the Tangent Vector Index Method”. *Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 1, pp. 225-230, July 16-20 2000.
- [Chiang et al., 1995] H. D. Chiang, A. J. Flueck, K. S. Shah, N. Balu. “CPFLOW: A practical Tool for Tracing Power system Steady-State Stationary Behavior Due to Load and generation Variations, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- [De Santillana-Verdín, 2005] Atalo De Santillana Verdin. *Determinación de puntos críticos para el análisis de estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia*. Tesis para obtener el grado de maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., 2005.
- [De Souza et al., 1997] Antonio C. Z. de Souza, Claudio A. Cañizares, Victor H. Quintana. “New Techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, pp. 1380-1387, August 1997.
- [Dobson, 1994] Ian Dobson, “The Irrelevance of Load Dynamics for the Loading Margin to Voltage Collapse and its Sensitivities”, *Bulk power system voltage phenomena – III; Voltage stability, security & control*, Davos, Switzerland, August 1994.
- [Galicia Cano et al., 2003] Guillermo Galicia Cano, R. Mota Palomino, J. Acosta Segura, A. Roman Messina, L. R. Escalante Espinosa, M. A. Ávila Rosales. “Practical Application for the Minimum Singular Value to Increase Stability Voltaje Margins”. *CIGRÉ X/PI-38.3. Décimo Encuentro Regional Latinoamericano de la Cigré*. 18 al 22 de mayo de 2003.
- [Galicia-Cano, 1999] Guillermo Galicia Cano. *Análisis de la estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos de potencia empleando la técnica del mínimo valor singular*. Tesis para obtener el grado de maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Agosto, 1999.
- [Gao et al., 1992] B. Gao, G. K. Morison, P. Kundur. “Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, pp. 1529-1542, November 1992.
- [García, 2007] Mario Alberto García Domínguez (2007). *Modelo de Equilibrio del Generador Síncrono con Controles Primarios para Estudios de Simulación Cuasi-Estacionaria en el Tiempo*. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica presentada el 19 de Diciembre de 2007 en la SEPI-ESIME-Zacatenco, IPN.
- [García-Domínguez y Ruiz-Vega, 2006] M. A. García Domínguez y D. Ruiz-Vega (2006). “Modelado de los Límites de Generación de Potencia Reactiva de la Máquina Síncrona en Estudios de Flujos de Potencia”. Artículo No. RVP-AI/2006-SIS-16 presentado y publicado en las *Memorias de la Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México*, del 09 al 15 de julio del 2006, Acapulco, Gro., MEXICO.
- [Gary Reid, 1983] J. Gary Reid. *Linear System Fundamentals Continuous and Discrete, Classic and Modern*. McGraw-Hill International Book Company, 1983.
- [Gómez Hernández, 2001] José Alberto Gómez Hernández. *Optimización de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia Compuestos Utilizando Algoritmos Evolucionarios*. Tesis para obtener el grado de doctorado. Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Noviembre, 2001.

- [Greene et al., 1997] Scott Greene, Ian Dobson, Fernando L. Alvarado. "Sensitivity of the Loading Margin to Voltage Collapse with Respect to Arbitrary Parameters". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 262-272, February 1997.
- [Hau Aik and Andersson, 1998] Denis Lee Hau Aik, Göran Andersson. "Use of Participation Factors in Modal Voltages Stability Analysis of Multi-Infeed HVDC Systems". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 1, pp. 203-211, January 1998.
- [IEEE, 1982] IEEE Task Force on Terms & Definitions, Power System Dynamic Performance Subcommittee. "Proposed Terms and Definitions for Power System Stability". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 7, pp. 1894-1898, July, 1982.
- [IEEE, 1993] IEEE Power Engineering Society. *Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis*. 93TH0620-5PWR.
- [IEEE, 1995] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, System Dynamic Performance Subcommittee Power System Engineering Committee. "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation". *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol.10, No. 3, August 1995.
- [IEEE, 2001] IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Report on "Voltage Stability Assessment, Procedures and Guides", C.A. Cañizares. Final Draft, January 2001. Disponible en Internet por demanda en: <http://www.power.uwaterloo.ca/~claudio/claudio.html>.
- [IEEE, 2004] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal. "Definition and Classification of Power System Stability". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [Klema and Laub, 1980] Virginia C. Klema and Alan J. Laub. "The Singular Value Decomposition: Its Computation and Some Applications". *IEEE Transactions on Automatic Control*, Vol. AC-25, No. 2, April 1980, p.p. 164-176.
- [Knight, 2001] U. G. Knight. *Power Systems in Emergencies: From Contingency Planning to Crisis Management*. John Wiley & Sons, UK, 2001.
- [Kopcak et al., 2003] Igor Kopcak, Luis C.P. da Silva, Vivaldo F. da Costa, Jim S. Naturesa. "Transmission Systems Congestion Management by Using Modal Participation Factors". *IEEE Bologna Power Tech Conference*, Bologna, Italy, June 23-26, 2003.
- [Kundur and Morison, 1997] P. Kundur and G. K. Morison. "A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today's Power Systems". Paper presented at the Panel Session on Stability Terms and Definitions. *Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting*, New York, NY, USA, February 2-6, 1997.
- [Kundur et al., 1993] P.Kundur, B.Gao, G.K.Morison. "Practical Application of Modal Analysis for Increasing Voltage Stability Margins". *IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference*, Athens, Greece, Sept. 5-8, 1993.
- [Kundur et al., 1998] P. Kundur and G. K. Morison, "On-line Dynamic Security Assessment", SEPOPE 98, August, 1998, Rio de Janeiro, Brazil.
- [Kundur, 1994] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [Kurita et al., 1993] A. Kurita, H. Okubo, K. Oki, S. Agematsu, D. B. Kappler, N. W. Miller, W. W. Price, J. J. Sanchez-Gasca, K. A. Wirgau and T. D. Younkins, "Multiple Time-Scale Power System Dynamic Simulation". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, pp. 216-223, 1993.

- [Lachs et al., 1992] W. R. Lachs and D. Sutanto, "Voltage Instability in Interconnected Power Systems: A Simulation Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, pp. 753-761, May 1992.
- [Lachs et al., 1997] W. R. Lachs and D. Sutanto, "Protection for the Transmission Grid", *Proceedings of the Sixth International Conference on Developments in Power System Protection*, IEE Publication No. 434, pp. 201-205, March, 1997, University of Nottingham, UK.
- [León-Rodríguez, 2000] Daniel León Rodríguez. *Evaluación de la estabilidad de voltaje ante disturbios pequeños mediante la técnica de análisis modal*. Tesis para obtener el grado de maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Diciembre, 2000.
- [Lima et al., 2001] B. Isaias Lima Lopes, A. C. Zambroni de Souza, P. Paulo C. Mendes. "Tangent Vector as a Tool for Voltage Collapse Analysis Considering a Dynamic System Model". *IEEE Porto Power Tech Conference* 10<sup>th</sup>-13<sup>th</sup> September. Porto. Portugal.
- [Löf et al., 1992] P-A Löf, T. Smed, G. Andersson, D. J. Hill. "Fast Calculation of a Voltage Stability Index". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 7, No. 1. February 1992, p.p. 54-64.
- [Löf et al., 1995] P. A. Löf, G. Andersson and G. J. Hill, "Voltage Dependent Reactive Power Limits for Voltage Stability Studies", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 10, no. 1, February 1995, pp. 220-228.
- [López-Luis et al., 2007] Enrique López Luis, Mario Alberto García Domínguez, Daniel Ruiz Vega. "The Effect of Improved System Modeling in the Continuation Power Flow Method". *Proceedings of the Bulk Power System Dynamics and Control - VII*, August 19-24, 2007, Charleston, South Carolina, USA.
- [López-Luis, 2006] Enrique López Luis. *Análisis de la Estabilidad de Voltaje de Sistemas Eléctricos de Potencia Utilizando el Método de Flujos de Potencia de Continuación*. Tesis para obtener el grado de maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Septiembre, 2006.
- [Madrigal et al., 2004] M. Madrigal, F. Aboytes, R. Flores, "Transmission Management, Pricing and Expansion in Mexico: Current Status and Perspectives", *Proceedings of the IEEE PES General Meeting*, June 6-10 2004, Denver, Colorado, USA.
- [Morales-González, 2005] Eduardo Morales González. *Influencia de la representación de las cargas en la estabilidad de voltaje*. Tesis para obtener el grado de maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Diciembre, 2005.
- [Morison et al., 1992] G.K. Morison, B. Gao, P. Kundur. "Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches". *IEEE/PES 1992 Summer meeting*, Seattle, WA, July 12-16, 1992.
- [Pérez González, 2005] Marco Antonio Pérez González. *Desarrollo de técnicas de análisis lineal*. Tesis para obtener el grado de maestría, Universidad de Colima, Colima, México, Agosto, 2005.
- [Rouche et al., 1977] N. Rouche, P. Habets, and M. Laloy, *Stability Theory by Liapunov's Direct Method*, New York, Springer, 1977.
- [RRWG, 2006] Reactive Reserve Working Group. "Guide to WECC/NERC Planning Standards I.D: Voltage Support and Reactive Power". Technical Studies Subcommittee. Western Electricity Coordinating Council. March 30, 2006.
- [Ruiz et al., 2002] D. Ruiz Vega, D.Olguín Salinas and M. Pavella. (2002). "Simultaneous Optimization of Transient Stability-Constrained Transfer Limits of Multi.Area Power Systems". *Proceedings of the Med Power 2002 Conference*. November 4<sup>th</sup>-6<sup>th</sup> 2002, Athens, Grece.



- [Ruiz-Vega y Enríquez-Harper, 2005] D. Ruiz-Vega, G. Enríquez-Harper. "The Effect of Power System Dynamic Modeling in the Analysis of Poorly Damped Oscillations". *Memorias del Undécimo Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré (ERLAC)*, Ciudad del Este Paraguay, 2005.
- [Ruiz-Vega, 1996] Daniel Ruiz Vega, *Efecto de los modelos de motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tesis para obtener el grado de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, SEPI ESIME, México, D.F., Enero, 1996.
- [Ruiz-Vega et al., 1997] Daniel Ruiz Vega, Daniel Olguín Salinas, *Programa de computadora digital para estudios de flujos de potencia: Estudio básico empleando el método de Newton Raphson en forma polar*. Reporte interno, No: SEPI-IE97-03, Enero 1997.
- [Ruiz-Vega, 2002] Daniel Ruiz Vega. *Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small Signal Stability*. Dépôt légal D/2002/0480/19, ISSN 0075-9333. Collection des Publications de la Faculté des Sciences Appliquées No. 213. Institut de mécanique et génie civil, Université de Liège, Liège, BELGIQUE, Juin 2002.
- [Ruiz-Vega, 2005] Daniel Ruiz Vega. *Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2005.
- [Rumyantsev and Osiraner, 1987] V.V. Rumyantsev and A. S. Osiraner, *Stability and Stabilization of Motion with Respect to a Part of the Variables*, Moscow, Nauka, Rusia, 1987.
- [Sauer and Pai, 1998] P. W. Sauer and M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey, 1998.
- [Stubbe et al., 1989] M. Stubbe, A. Bihain, J. Deuse and J. C. Baader. "STAG – A New Unified Software Program for the study of the Dynamic Behaviour of Electrical Power System". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4, No. 1, February 1989.
- [Taylor, 1994] C. W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [Tiranuchit and Thomas, 1988] A. Tiranuchit and R. J. Thomas. "A Posturing Strategy Against Voltage Instabilities in Electric Power Systems". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 3, No. 1. February 1988, p.p. 87-93.
- [Valle et al., 2000] Ana Cláudia M. Valle, Geraldo C. Guimarães, José C. de Oliveira, Adélio José de Morais. "The Use of Tangent Vectors for Voltage Collapse Analysis". *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000*, London, 4-7 April 2000.
- [Van Cutsem and Vournas, 1996] T. Van Cutsem and C. D. Vournas. "Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-term Time Scales". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 11, pp. 146-154, 1996.
- [Van Cutsem and Vournas, 1998] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [Van Cutsem et al., 1997] T. Van Cutsem and R. Mailhot, "Validation of a Fast Voltage Stability Analysis Method on the Hydro-Québec System". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, pp. 282-292, 1997.
- [Van Cutsem, 2000] T. Van Cutsem. "Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods". *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp.208-227, February 2000.
- [Vorotnikov, 1998] V. I. Vorotnikov. *Partial Stability and Control*, Cambridge, MA: Birkhauser, 1998.

- [Vournas and Van Cutsem, 2006] C. Vournas and T. Van Cutsem. “*On-Line Voltage Security Assessment*”. Chapter 5 of the book entitled: *Real-Time Stability in Power Systems*. S. C. Savulescu. Springer, 2006.
- [Weichao et al., 2005] Wang Weichao, Ni Jianli, H. W. Ngan. “Small-Disturbance Voltage Stability Study on Shaanxi Power System”. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition, Asia and Pacific Dalian, China*, 2005.
- [Zambroni, 1996] Antonio Carlos Zambroni de Souza. *New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse*. Thesis presented to the University of Waterloo in fulfillment for the degree of the thesis requirement for the degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering, 1996.

# APÉNDICE A:

## DATOS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

A continuación se presentan para el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) Anderson los datos de líneas (Tabla A.1), datos de los transformadores (Tabla A.2), datos de los nodos de generación (Tabla A.3), además, se muestra el diagrama unifilar (Figura A.1) en el cual se aprecia la solución del caso base (valores de voltaje, ángulo, potencia activa y reactiva para cada uno de los nodos, así como, el valor de flujos de potencia entre los nodos).

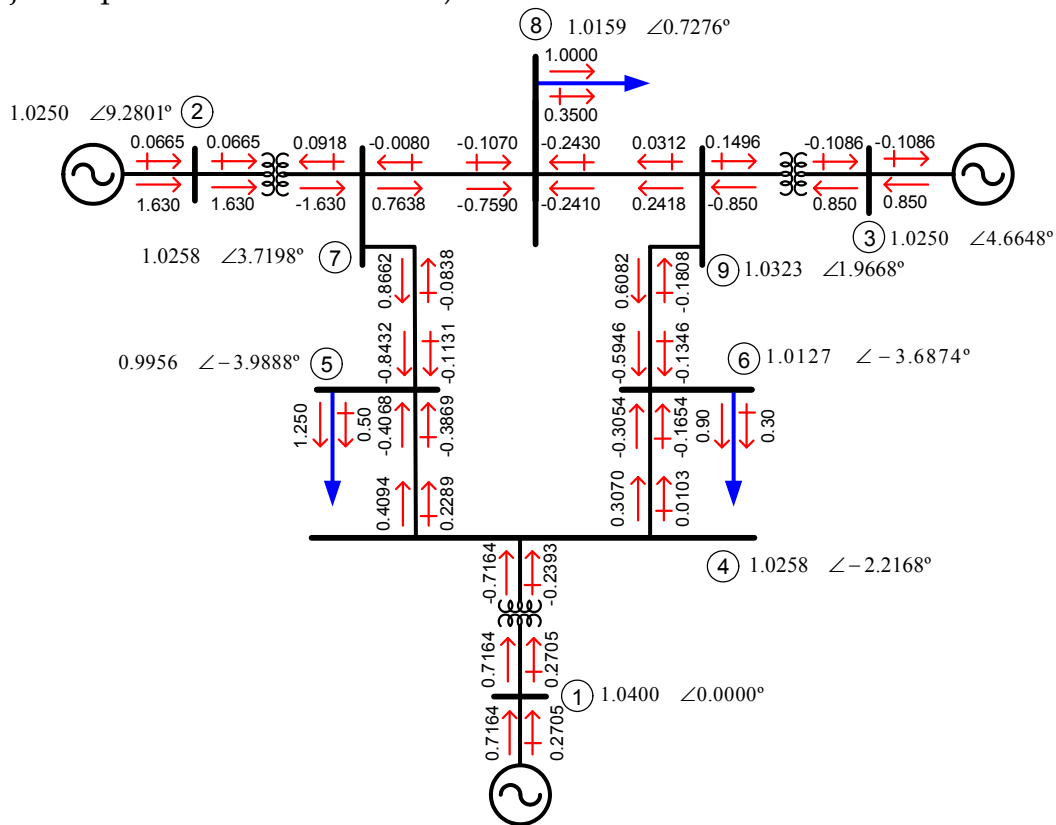


Figura A.1. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Anderson sin contingencia, potencia base de 100 MVA.

**Tabla A.1. Datos de líneas del SEP Anderson.**

Elemento	Nodo i	Nodo j	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]
Línea 1	4	5	0.0100	0.0850	0.08800
Línea 2	5	7	0.0320	0.1610	0.15300
Línea 3	7	8	0.0085	0.0720	0.07450
Línea 4	8	9	0.0119	0.1008	0.10450
Línea 5	6	9	0.0390	0.1700	0.17900
Línea 6	4	6	0.0170	0.0920	0.07900

**Tabla A.2. Datos de transformadores del SEP Anderson en [p.u.].**

Elemento	Nodo i	Nodo j	Circuito	R	X	B/2	Tap (magnitud)	Tap (ángulo)
Transformador 1	4	1	1	0.0	0.0576	0.0	1.0	0.0
Transformador 2	7	2	1	0.0	0.0625	0.0	1.0	0.0
Transformador 3	9	3	1	0.0	0.0586	0.0	1.0	0.0

**Tabla A.3. Datos de nodos generadores del SEP Anderson.**

Elemento	Nodo i	S <sub>nom</sub> [p.u.]	Factor de Potencia	P <sub>max</sub> [p.u.]	Q <sub>max</sub> [p.u.]	X <sub>d</sub> [p.u.]	X <sub>q</sub> [p.u.]	Tipo Máquina
Generador 1	1	2.475	1.0	99.99	99.99	0.1460	0.0969	Polos salientes
Generador 2	2	1.92	0.85	1.632	1.011	0.8958	0.8645	Polos lisos
Generador 3	3	1.28	0.85	1.088	0.674	1.3125	1.2578	Polos lisos

En la Tabla A.4 se muestran los valores de la magnitud de voltaje y ángulo nodales correspondientes a la solución del caso base del SEP Nueva Inglaterra, los valores están en [p.u.] a la base de 100 MVA.

**Tabla A.4. Valores resultantes de la magnitud de voltaje y ángulo nodal del SEP Nueva Inglaterra, sin contingencia en el caso base.**

Nodo	V  [p.u.]	Ángulo [grados]	Nodo	V  [p.u.]	Ángulo [grados]	Nodo	V  [p.u.]	Ángulo [grados]
1	1.0495	0.3991	14	1.0069	-0.5442	27	1.0438	-1.7912
2	1.0509	1.1097	15	1.0140	-1.5508	28	1.0743	2.7433
3	1.0299	-1.9276	16	1.0320	-0.3649	29	1.0784	5.2991
4	0.9984	-2.3386	17	1.0352	-1.3397	30	1.0475	3.5244
5	0.9961	-0.7851	18	1.0318	-2.0088	31	0.9520	9.0805
6	0.9975	-0.606	19	1.050	4.3413	32	0.9831	10.1655
7	0.9879	-2.1228	20	0.9911	2.9931	33	0.9972	9.5585
8	0.9874	-2.5555	21	1.0315	1.9126	34	1.0123	8.1830
9	1.0247	-1.0626	22	1.0496	6.3129	35	1.0493	11.2757
10	1.0112	2.1221	23	1.0444	6.0807	36	1.0635	13.9360
11	1.0054	1.3753	24	1.0377	-0.3178	37	1.0278	8.8690
12	0.9936	1.2862	25	1.0580	2.0866	38	1.0625	11.9192
13	1.0086	1.3281	26	1.0625	0.0480	39	1.03	0.0

En la Figura A.2 se muestra el diagrama unifilar del SEP Nueva Inglaterra, se muestran los valores de potencia activa y reactiva de cada uno de los nodos. Cabe destacar que este diagrama unifilar respeta la ubicación geográfica de cada nodo del SEP (de acuerdo a la escala mostrada).

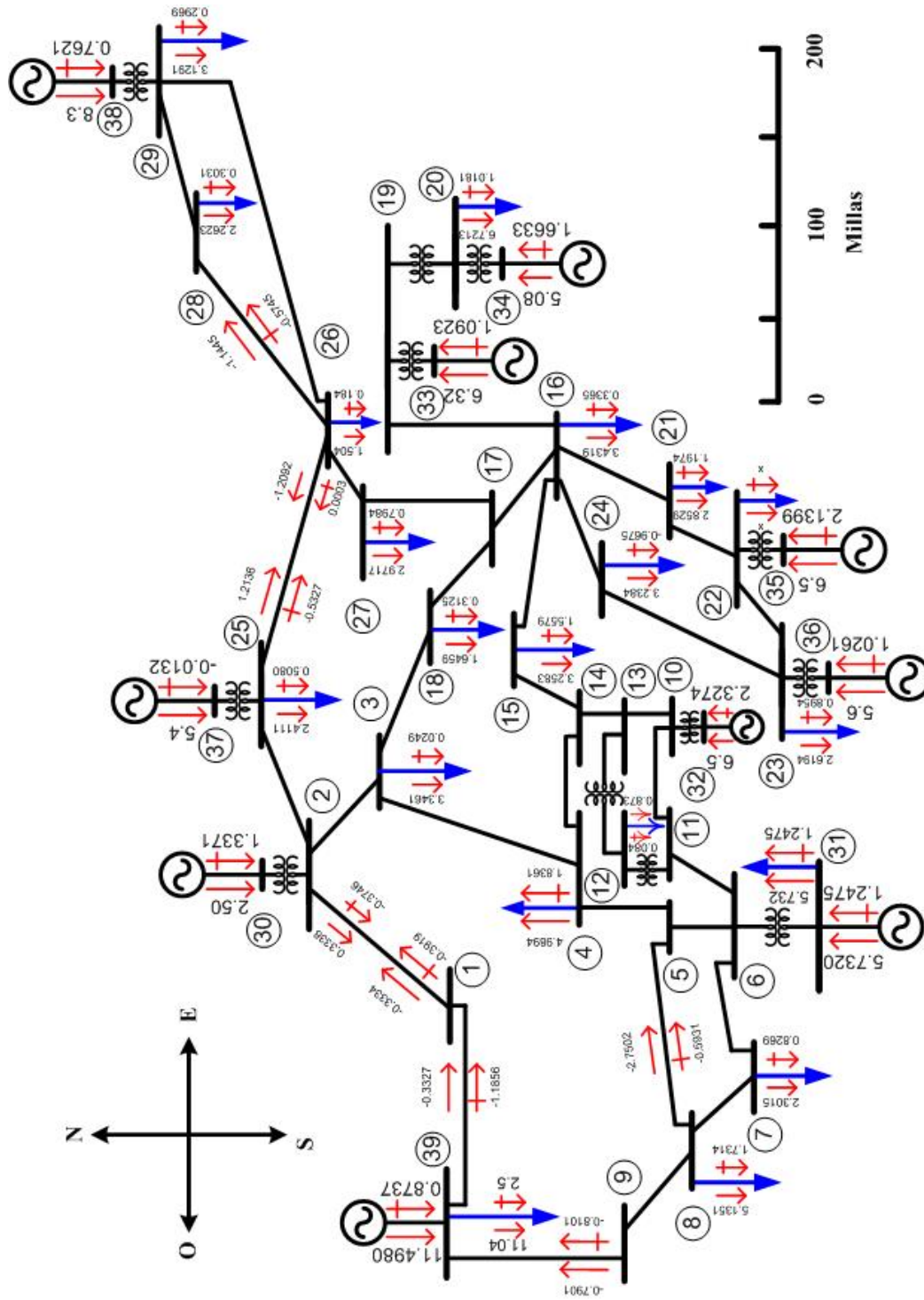


Figura A.2. Solución del caso inicial para el Sistema Eléctrico de Potencia Nueva Inglaterra sin contingencia, potencia base de 100 MVA.

Se presenta en la Tabla A.5 los datos de las líneas, en la Tabla A.7 los datos de los transformadores y en la Tabla A.8 datos de los nodos de generación para el SEP Nueva Inglaterra.

**Tabla A.5. Datos de las líneas del SEP Nueva Inglaterra [Sauer and Pai, 1998].**

<b>Elemento</b>	<b>Nodo i</b>	<b>Nodo j</b>	<b>Circuito</b>	<b>R [p.u.]</b>	<b>X [p.u.]</b>	<b>B/2 [p.u.]</b>
Línea 1	1	2	1	0.00350	0.04110	0.34940
Línea 2	1	39	1	0.00100	0.02500	0.37500
Línea 3	2	3	1	0.00130	0.01510	0.12860
Línea 4	2	25	1	0.00700	0.00860	0.07300
Línea 5	3	4	1	0.00130	0.02130	0.11070
Línea 6	3	18	1	0.00110	0.01330	0.10690
Línea 7	4	5	1	0.00080	0.01280	0.06910
Línea 8	4	14	1	0.00080	0.01290	0.07380
Línea 9	5	6	1	0.00020	0.00260	0.02170
Línea 10	5	8	1	0.00080	0.01120	0.07380
Línea 11	6	7	1	0.00060	0.00920	0.05650
Línea 12	6	11	1	0.00070	0.00820	0.06950
Línea 13	7	8	1	0.00040	0.00460	0.03900
Línea 14	9	8	1	0.00230	0.03630	0.19020
Línea 15	9	39	1	0.00100	0.02500	0.60000
Línea 16	10	11	1	0.00040	0.00430	0.03650
Línea 17	10	13	1	0.00040	0.00430	0.03650
Línea 18	13	14	1	0.00090	0.01010	0.08620
Línea 19	14	15	1	0.00180	0.02170	0.18300
Línea 20	15	16	1	0.00090	0.00940	0.08550
Línea 21	16	17	1	0.00070	0.00890	0.06710
Línea 22	16	19	1	0.00160	0.01950	0.15200
Línea 23	16	21	1	0.00080	0.01350	0.12740
Línea 24	16	24	1	0.00030	0.00590	0.03400
Línea 25	17	18	1	0.00070	0.00820	0.06600
Línea 26	17	27	1	0.00130	0.01730	0.16080
Línea 27	21	22	1	0.00080	0.01400	0.12830
Línea 28	22	23	1	0.00060	0.00960	0.09230
Línea 29	23	24	1	0.00220	0.03500	0.18050
Línea 30	25	26	1	0.00320	0.03230	0.25650
Línea 31	26	27	1	0.00140	0.01470	0.11980
Línea 32	26	28	1	0.00430	0.04740	0.39010
Línea 33	26	29	1	0.00570	0.06250	0.51450
Línea 34	28	29	1	0.00140	0.01510	0.12450

**Tabla A.6. Datos de los transformadores del SEP Nueva Inglaterra.**

Elemento	Nodo i	Nodo j	Circuito	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]	Tap (magnitud) [p.u.]	Tap (ángulo) [p.u.]
Transformador 1	2	30	1	0.0	0.01810	0.0	1.0250	0.0
Transformador 2	6	31	1	0.0	0.02500	0.0	1.0700	0.0
Transformador 3	10	32	1	0.0	0.02000	0.0	1.0700	0.0
Transformador 4	12	11	1	0.0016	0.04350	0.0	1.0060	0.0
Transformador 5	12	13	1	0.0016	0.04350	0.0	1.0060	0.0
Transformador 6	19	20	1	0.0007	0.01380	0.0	1.0600	0.0
Transformador 7	19	33	1	0.0007	0.01420	0.0	1.0700	0.0
Transformador 8	20	34	1	0.0009	0.01800	0.0	1.0090	0.0
Transformador 9	22	35	1	0.0	0.01430	0.0	1.0250	0.0
Transformador 10	23	36	1	0.0005	0.02720	0.0	1.0000	0.0
Transformador 11	25	37	1	0.0006	0.02320	0.0	1.0250	0.0
Transformador 12	29	38	1	0.0008	0.01560	0.0	1.0250	0.0

**Tabla A.7. Datos de nodos generadores del SEP Nueva Inglaterra.**

Elemento	Nodo i	S <sub>nom</sub> [p.u.]	Factor de Potencia	P <sub>max</sub> [p.u.]	Q <sub>max</sub> [p.u.]	X <sub>d</sub> [p.u.]	X <sub>q</sub> [p.u.]	Tipo Máquina
Generador 1	30	416.667	0.9	3.75	1.326	0.1	0.069	Polos lisos
Generador 2	31	955.333	0.9	8.598	4.698	0.295	0.282	Polos lisos
Generador 3	32	1083.333	0.9	9.75	4.922	0.2495	0.237	Polos lisos
Generador 4	33	1053.333	0.9	9.48	4.623	0.262	0.258	Polos lisos
Generador 5	34	846.667	0.9	7.62	3.447	0.67	0.62	Polos lisos
Generador 6	35	1083.333	0.9	9.75	3.395	0.254	0.241	Polos lisos
Generador 7	36	933.333	0.9	8.4	2.541	0.295	0.292	Polos lisos
Generador 8	37	900	0.9	8.1	3.326	0.29	0.28	Polos lisos
Generador 9	38	1383.333	0.9	12.45	3.808	0.2106	0.205	Polos lisos
Generador 10	39	1691.5	0.9	15.223	99.999	0.02	0.019	Polos lisos





## **APÉNDICE B:**

### **SUBROUTINAS PARA REALIZAR EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

*Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje en  
Sistemas Eléctricos de Potencia*

**a).- Subrutina que genera todos los archivos de salida para cada una de las subrutinas con las que se realiza el análisis de sensibilidad y manda a llamar a estas.**

```

C*****
C
C SUBROUTINE QUE REALIZA EL ANALISIS MODAL PARA
C DIFERENTES VALORES DE LAMBDA
C*****
C
C -----
C
C SUBROUTINE MODAL
C
C IMPLICIT NONE
C
C INCLUDE 'COMMONS.FOR'
C INCLUDE 'COMMFC.FOR'
C INCLUDE 'COMMODAL.FOR'
C
C INTEGER I
C DOUBLE PRECISION JN(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1))
C
C -----
C
C Se crean archivos de salida para valores específicos de lambda
C
C IF (LAMBDA.EQ.0) THEN
C   OPEN(30,FILE='D:\RESULTADOS\SENSIRES.RES')
C   OPEN(31,FILE='LAMBDA.RES')
C   OPEN(32,FILE='EIGCRITICO.RES')
C   OPEN(33,FILE='VECTANG.RES')
C   OPEN(35,FILE='VSCRITICO.RES')
C   OPEN(36,FILE='SENSITAN.RES')
C
C   Se escriben las curvas de resultados en un solo archivo
C
C   WRITE(30,10)
10  FORMAT(20X,'|-----EIG PERDIDAS-----|',
*      '|--EIG LINEA--|',
*      '|-----DVS PERDIDAS-----|',
*      '|--DVS LINEA--|',/,
*      'PUNTOS',6X,'LAMBDA',3X,'VALOR CRITICO',2X,'NODO
CRITICO',2X,
*      'RAMA CRITICA',2X,
*      'RAMA CRITICA',2X,'VALOR CRITICO',2X,'NODO CRITICO',2X,
*      'RAMA CRITICA',2X,
*      'RAMA CRITICA')
END IF
C
C   Se nombran los archivos de salida
C
C   WRITE(ARSAL1(1:17)," (A17) ") "D:\RESULTADOS\EIG"
C   WRITE(ARSAL2(1:17)," (A17) ") "D:\RESULTADOS\tAN"
C   WRITE(ARSAL3(1:17)," (A17) ") "D:\RESULTADOS\DVS"
C   WRITE(ARSAL1(18:21)," (A4) ") 'PERD'
C   WRITE(ARSAL2(18:21)," (A4) ") 'PERD'
C   WRITE(ARSAL3(18:21)," (A4) ") 'PERD'
C
C IF (NumPunto.LT.10) THEN
C
C   WRITE(ARSAL1(22:24)," (A3) ") '000'
C   WRITE(ARSAL2(22:24)," (A3) ") '000'
C   WRITE(ARSAL3(22:24)," (A3) ") '000'
C   WRITE(ARSAL1(25:25)," (I1) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL2(25:25)," (I1) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL3(25:25)," (I1) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL1(26:29)," (A4) ") '.RES'
C   WRITE(ARSAL2(26:29)," (A4) ") '.RES'
C   WRITE(ARSAL3(26:29)," (A4) ") '.RES'
C
C ELSE IF (NumPunto.GE.10.AND.NumPunto.LT.100) THEN
C
C   WRITE(ARSAL1(22:23)," (A2) ") '00'
C   WRITE(ARSAL2(22:23)," (A2) ") '00'
C   WRITE(ARSAL3(22:23)," (A2) ") '00'
C   WRITE(ARSAL1(24:25)," (I2) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL2(24:25)," (I2) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL3(24:25)," (I2) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL1(26:29)," (A4) ") '.RES'
C   WRITE(ARSAL2(26:29)," (A4) ") '.RES'
C   WRITE(ARSAL3(26:29)," (A4) ") '.RES'
C
C ELSE IF (NumPunto.GE.100.AND.NumPunto.LT.1000) THEN
C
C   WRITE(ARSAL1(22:22)," (A1) ") '0'
C   WRITE(ARSAL2(22:22)," (A1) ") '0'
C   WRITE(ARSAL3(22:22)," (A1) ") '0'
C   WRITE(ARSAL1(23:25)," (I3) ") NumPunto

```

```

WRITE(ARSAL2(23:25)," (I3) ") NumPunto
WRITE(ARSAL3(23:25)," (I3) ") NumPunto
WRITE(ARSAL1(26:29)," (A4) ") '.RES'
WRITE(ARSAL2(26:29)," (A4) ") '.RES'
WRITE(ARSAL3(26:29)," (A4) ") '.RES'
C
C ELSE IF (NumPunto.GE.1000.AND.NumPunto.LT.10000) THEN
C
C   WRITE(ARSAL1(22:25)," (I4) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL2(22:25)," (I4) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL3(22:25)," (I4) ") NumPunto
C   WRITE(ARSAL1(26:29)," (A4) ") '.RES'
C   WRITE(ARSAL2(26:29)," (A4) ") '.RES'
C   WRITE(ARSAL3(26:29)," (A4) ") '.RES'
C
C END IF
C
C Se abren los archivos de salida
C
C OPEN(25,FILE=ARSAL1)
C OPEN(34,FILE=ARSAL2)
C OPEN(27,FILE=ARSAL3)
C
C Se escriben los resultados
C
C WRITE(25,11)LAMBDA,N,NCJ
C WRITE(34,11)LAMBDA,N,NCJ
C WRITE(27,11)LAMBDA,N,NCJ
C
C 11 FORMAT("LAMBDA= ",F7.4,
*, "NUMERO DE NODOS= ",I4,/,
**ORDEN DE LA MATRIZ JACOBIANA= ",I4)
C
C Se reduce la matriz Jacobiana del sistema
C
C CALL JREDUCIDO(JN)
C
C Se realiza el estudio de analisis modal
C
C CALL EIGPERD(JN)
C CALL DVSPERD(JN)
C
C Si se resuelve el caso base con flujos de potencia
convencional y los demas puntos con
C flujos de continuación entonces se llama a la subrutina
tanperd.f
C
C CALL TANPERD
C
C Se cierran los archivos de salida
C
C CLOSE(25)
C CLOSE(34)
C CLOSE(27)
C
C En el archivo de salida SENSIRES.RES se imprimen los
resultados obtenidos con eigenvalores,
C valores singulares y vector tangente para cada valor de lambda
C
C WRITE(30,12)NumPunto,LAMBDA,EIGCRITI,NODOCRITI,LC,LCRITL,VSCRITI,
* NODOCRITIC,LCC,LCRITLC
12 FORMAT(1X,I5,2X,F11.6,5X,F10.5,7X,I4,10X,I4,10X,I4,7X,F10.5,
*8X,I4,10X,I4,10X,I4)
C
C En el archivo de salida LAMBDA.RES se imprimen unicamente los
valores de lambda
C
C WRITE(31,*)LAMBDA
C
C En el archivo de salida EIGCRITI.RES se imprimen el eigenvalor
critico
C para cada valor de lambda
C
C WRITE(32,*)EIGCRITI
C
C En el archivo de salida VECTANG.RES se imprimen el vector
tangente
C para cada valor de lambda
C
C WRITE(33,570)LAMBDA
570 FORMAT(3X,'LAMBDA=',F8.5)
DO I=1,NCJ+1
C   WRITE(33,8)I,TAO(I)
8 FORMAT('t(',I2,') =',1X,F12.5)
END DO
C   WRITE(33,569)
569 FORMAT(//)
C
C En el archivo de salida VSCRITICO.RES se imprimen el valor
critico
C para cada valor de lambda
C

```

Apéndice B: Subrutinas para realizar el Análisis de Sensibilidad

```

WRITE(35,*)VSCRITI
C
WRITE(36,13)NumPunto,LAMBDA
13 FORMAT(1X,I5,2X,F11.6)
C
RETURN
END
C
b).-Subrutina que hace el Jacobiano reducido.
C
C
C Esta subrutina obtiene el Jacobiano reducido del sistema
C
C-----
C
SUBROUTINE JREDUCIDO(JN)
C
USE MSIMSL
C
IMPLICIT NONE
C
INCLUDE 'COMMONS.FOR'
INCLUDE 'COMMFC.FOR'
INCLUDE 'COMMFC.FOR'
C
INTEGER I,J,K
DOUBLE PRECISION JN(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1))
C-----
C
NCJ=Orden del Jacobiano que se obtiene de la subrutina de
Flujos
C
ORN=Orden del Jacobiano reducido
C
ORN=NCJ-(N-1)
ORD=N-1
C
SE IMPRIME EL JACOBIANO EN UN ARCHIVO (.DAT) Y EN EL MISMO
ARCHIVO
C
DONDE SE IMPRIME EL JACOBIANO REDUCIDO
C
WRITE(25,10)
WRITE(27,10)
WRITE(25,22)((JP0(I,J),J=1,NCJ),I=1,NCJ)
WRITE(27,22)((JP0(I,J),J=1,NCJ),I=1,NCJ)
C
10 FORMAT(/,2X,"%%%%%%%% JACOBIANO DE FLUJOS DE CARGA ",
* "%%%%%%%%",/)
22 FORMAT(14(F10.4,""),)
C
Se guarda el Jacobiano JP0 en JR
C
DO I=1,NCJ
DO J=1,NCJ
JR(I,J)=JP0(I,J)
END DO
END DO
C
Reduccion del Jacobiano
C
DO K=1,N-1
DO I=K+1,NCJ
DO J=K+1,NCJ
JR(I,J)=JR(I,J)-((1/JR(K,K))*JR(I,K)*JR(K,J))
END DO
END DO
END DO
C
Se guarda el Jacobiano reducido JR en la matriz JN
C
DO I=1,ORN
DO J=1,ORN
JN(I,J)=JR(I+(N-1),J+(N-1))
END DO
END DO
C
Se imprime el Jacobiano reducido para comprobacion
C
WRITE(25,11)
WRITE(27,11)
DO I = 1, ORN
WRITE(25,22)(JN(I,J),J=1,ORN)
WRITE(27,22)(JN(I,J),J=1,ORN)
END DO
C
11 FORMAT(/,2X,"%%%%%%%% JACOBIANO REDUCIDO ",
* "%%%%%%%%",/)
C
RETURN

```

```

END
C).-Subrutina que realiza el eigenanálisis.
C
C
C SUBROUTINA DE ANALISIS MODAL POR MEDIO DE EIGENVALORES
C
C
C Esta subrutina obtienen los eigenvalores, eigenvectores derechos
C e izquierdos de un punto de operacion en la curva PV obtenida por
C medio del metodo de flujos de potencia de continuacion. En base a
C los valores anteriores, se calculan los factores de participacion
C de nodo y rama para estudios de sensibilidad de estabilidad de
C voltaje.
C-----
C
SUBROUTINE EIGPERD(JN)
C
IMPLICIT NONE
C
INCLUDE 'COMMONS.FOR'
INCLUDE 'COMMFC.FOR'
INCLUDE 'COMMFC.FOR'
C
INTEGER I,J,K,IMIN,IMAXN,NI,NJ,NZ
C
COMPLEX*16 PQPERD,
* YE
COMPLEX*16 EVJNL(NCJ-(N-1)),EVEC(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1)),
* EVECINV(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1)),
* YL(NEL),DQPERDR(NEL),
* YPI(NEL)
C
DOUBLE PRECISION AUXP,AUXF,AUXI,AUXIN,ANGYPI,
* CTAP
DOUBLE PRECISION JN(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1)),EIGCRIT(NCJ-(N-1)),
* EVJN(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1)),P(N,N),SUMA(N),
* EVJNINV(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1)),
* DV(NCJ-(N-1),NCJ-(N-1)),J1(N-1,N-1),
* J1INV(N-1,N-1),J2(N-1,NCJ-(N-1)),
* JA(N-1,N-1),DTHETA(N-1,N-1),
A1(N),B1(N),VMAG(N),VANG(N),DQI(NEL),DQII(NEL),
*
DQPERDRAMA(NEL),FPRAMA(NEL),RIJ(NEL),XIJ(NEL),
* ANGYIJ(NEL),DQ(NEL),FPRAMAF(NEL),DVOL(NEL)
PARAMETER (ANGYPI=1.57079)
C-----
C
C
C OBTENCION DE EIGENVALORES Y EIGENVECTORES DERECHOS E
IZQUIERDOS
C
C
C Se llama a la subrutina EIGEN para calcular los eigenvalores,
eigenvectores derechos e izquierdos
C
CALL EIGEN(JN,EVJNL,EVEC,ORN,EVECINV)
C
C
C Se busca el eigenvalor critico
C
DO I=1,ORN
EIGCRIT(I)=0.0
END DO
C
DO I=1,ORN
EIGCRIT(I)=DREAL(EVJNL(I))
END DO
C
IMIN=1
AUXI=(EIGCRIT(1))
DO I=2,ORN
IF((EIGCRIT(I)).LT.AUXI)THEN

```

*Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje en  
Sistemas Eléctricos de Potencia*

```

        AUXI=EIGCRIT(I)
        IMIN=I
    END IF
END DO
C
C El eigenvalor critico es:
C
    WRITE(25,10) IMIN,EIGCRIT(IMIN)
10 FORMAT(/," %%%%%%%%% EIGENVALOR CRITICO (" ,I5," ): ",F10.5,/ )
C
    EIGCRITI=EIGCRIT(IMIN)
C
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
C Se imprimen las matrices de eigenvalores, y eigenvectores
derechos
C e izquierdos
C
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
    WRITE(25,*)
    WRITE(25,*) " %%%%%%%%% MATRIZ DIAGONAL DE EIGENVALORES
%%%%%%%%%"
    WRITE(25,*)
C
C Se inicializa la matriz de eigenvalores
C
    DO I=1,ORN
        DO J=1,ORN
            EVJN(I,J)=0.0
        END DO
    END DO
C
C Se guarda el vector complejo de eigenvalores en la diagonal de
la matriz
C
    DO I=1,ORN
        DO J=1,ORN
            IF(I.EQ.J) THEN
                EVJN(I,J)=DREAL(EVJNL(I))
            END IF
        END DO
    END DO
C
C Se imprime la matriz diagonal de eigenvalores
C
    DO I=1,ORN
        WRITE(25,22) (EVJN(I,J),J=1,ORN)
22 FORMAT(100(1X,F12.4))
    END DO
C
C Se imprimen los eigenvectores derechos
C
    WRITE(25,*)
    WRITE(25,*) " %%%%%%%%% EIGENVECTORES DERECHOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%"
    WRITE(25,*)
    DO I=1,ORN
        WRITE(25,22) (DREAL(EVEC(I,J)),J=1,ORN)
    END DO
C
C Se imprimen los eigenvectores izquierdos
C
    WRITE(25,*)
    WRITE(25,*) " %%%%%%%%% EIGENVECTORES IZQUIERDOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%"
    WRITE(25,*)
    DO I=1,ORN
        WRITE(25,22) (DREAL(EVECINV(I,J)),J=1,ORN)
    END DO
C
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
C OBTENCION DE LOS FACTORES DE PARTICIPACION DE NODO
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
    DO I=1,ORN
        DO J=1,ORN
            P(I,J)=0.0
        END DO
    END DO
C
    DO I=1,ORN
        DO J=1,ORN
            P(I,J)=DREAL(EVEC(I,J)*EVECINV(J,I))
        END DO
    END DO
C
C Se imprimen los factores de participacion de nodo
C
        WRITE(25,*)
        WRITE(25,*) " %%%%%%%%% FACTORES DE PARTICIPACION DE NODO
%%%%%%%%%"
        WRITE(25,*)
C
    DO I=1,ORN
        WRITE(25,22) (P(I,J),J=1,ORN)
    END DO
C
C Comprobacion de que la suma de los factores de participacion
es 1
C
    DO J=1,ORN
        SUMA(J)=0.0
    END DO
C
    DO J=1,ORN
        DO I=1,ORN
            SUMA(J)=SUMA(J)+P(I,J)
        END DO
    END DO
C
C Se imprimen las sumas de los factores de participacion de nodo
C
    WRITE(25,*)
    WRITE(25,*) " %%%%%%%%% SUMAS DE F.P.
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%"
    WRITE(25,*)
    WRITE(25,22) (SUMA(J),J=1,ORN)
C
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
C SE BUSCA EL NODO CRITICO
C
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
    IMAXN=1
    AUXIN=(P(1,IMIN))
    DO I=2,ORN
        IF((P(I,IMIN)).GT.AUXIN) THEN
            AUXIN=P(I,IMIN)
            IMAXN=I
        END IF
    END DO
C
C NODOCRITI=NODOVQ(IMAXN)
C
C Se escribe el nodo critico
C
    WRITE(25,11) NODOCRITI
11 FORMAT(/," %%%%%%%%% NODO CRITICO: ",I5,/)
C
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
C OBTENCION DE LOS FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA UTILIZANDO
LA ECUACION DE PERDIDAS REACTIVAS EN LAS RAMAS
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C
C Primero se calcula el inverso de la matriz de eigenvalores
C
    CALL DLINRG(ORN,EVJN,ORN,EVJNINV,ORN)
C
C Se imprime la matriz inversa de eigenvalores
C
    WRITE(25,*)
    WRITE(25,*) " %%%%%%%%% MATRIZ INVERSA DE LOS EIGENVALORES
%%%%%%%%%"
    WRITE(25,*)
    DO I=1,ORN
        WRITE(25,22) (EVJNINV(I,J),J=1,ORN)
    END DO
C
C Se calculan las variaciones modales de voltaje
C
    DO I=1,ORN
        DO J=1,ORN
            DV(I,J)=0.0
        END DO
    END DO
C
    DO I=1,ORN
        DO J=1,ORN
            DO K=1,ORN
                DV(I,J)=DV(I,J)+DREAL(EVJNINV(I,K)*EVEC(K,J))
            END DO
        END DO
    END DO
C
C Se imprimen las variaciones modales de voltaje
C

```

Apéndice B: Subrutinas para realizar el Análisis de Sensibilidad

```

WRITE(25,*)
WRITE(25,*)" %%%%%%%%% VARIACIONES DE VOLTAJE DELTAV %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)
DO I=1,ORN
  WRITE(25,22) (DV(I,J),J=1,ORN)
END DO

C
C Se calculan las variaciones del ángulo tetha
C
C Se obtienen la matriz J1
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORD
    J1(I,J)=0.0
  END DO
END DO

C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORD
    J1(I,J)=JP0(I,J)
  END DO
END DO

C
C Se imprime la submatriz J1
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% J1 %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)
DO I=1,ORD
  WRITE(25,22) (J1(I,J),J=1,ORD)
END DO

C
C Se calcula la matriz inversa de J1
C
CALL DLINRG (ORD,J1,ORD,J1INV,ORD)
C
C Se imprime la matriz inversa de J1
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% INVERSA DE LA MATRIZ J1 %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)
DO I=1,ORD
  WRITE(25,22) (J1INV(I,J),J=1,ORD)
END DO

C
C Se renombra la matriz Jacobiana para J2
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORN
    J2(I,J)=0.0
  END DO
END DO

C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORN
    J2(I,J)=JP0(I,J+(N-1))
  END DO
END DO

C
C Se imprime J2
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% J2 %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)
DO I=1,ORD
  WRITE(25,22) (J2(I,J),J=1,ORN)
END DO

C
C SE MULTIPLICA LA MATRIZ J1INV POR J2
C
C PRIMERO SE HACE LA MATRIZ JA CERO
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORN
    JA(I,J)=0.0
  END DO
END DO

C
C Se obtiene el resultado previo. JA=- (J1^-1) *J2
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORN
    DO K=1,ORD
      JA(I,J)=JA(I,J)+(-1*J1INV(I,K))*J2(K,J)
    END DO
  END DO
END DO

C
C Se imprime JA
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% JA %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)
DO I=1,N-1
  WRITE(25,22) (JA(I,J),J=1,ORN)
END DO

C
C Se obtiene DTHETA=JA*DV
C
C Primero se inicializa DTHETA
C
DO I=1,N-1
  DO J=1,ORN
    DTHETA(I,J)=0.0
  END DO
END DO

C
C Se realiza la multiplicacion
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORN
    DO K=1,ORN
      DTHETA(I,J)=DTHETA(I,J)+JA(I,K)*DV(K,J)
    END DO
  END DO
END DO

C
C Se imprimen las variaciones modales de angulo
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% DTHETA %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)

DO I=1,N-1
  WRITE(25,22) (DTHETA(I,J),J=1,ORN)
END DO

C
C Verificando los voltajes en los nodos
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% VOLTAJES EN LOS NODOS %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)
WRITE(25,76)
76 FORMAT(2X,'Nombre',5X,'NumN'11X,'Voltaje(mag y angulo)')

DO I=1,N
  A1(I)=DREAL(V(I))
  B1(I)=DIMAG(V(I))
  VMAG(I)=DSQRT(A1(I)**2.+B1(I)**2.)
  VANG(I)=(DATAN(B1(I)/A1(I)))
  WRITE(25,75)NOMBRE(I),NUMNODO(I),TIPONODO(I),
  * VMAG(I),VANG(I)
75 FORMAT(1X,A10,2X,I4,2X,I1,6X,F9.4,1X,F9.4)
END DO

C
C Verificando las admitancias de las lineas
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% ADMITANCIA DE LA LINEA %%%%%%%%%"
WRITE(25,*)
WRITE(25,77)
77 FORMAT(1X,'Parametros de los elementos del sistema de '
*' transmision:',/,
*4X,'I',3X,'J',2X,'Cto',3X,'Impedancia Serie',3X,'B/2(en
paralelo)'
* ,2X,'TAP(mag)',1X,'TAP(ang)',1X,'Elemento')

DO I=1,NEL
WRITE(25,45)NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),DSP(I,1),DSP(I,2),TAP(I),
* TAPI(I),ELEM(I)
45 FORMAT(1X,I4,1X,I4,1X,I1,4(1X,F9.5),2(1X,F8.4),1X,A11)
END DO

C
C Se calculan las admitancias de las lineas a analizar en forma
polar
C
WRITE(25,23)
23 FORMAT(/,' Admitancias conjugadas de las lineas a
analizar',/,
* ' I J Cto Admitancia (polar)')
DO I=1,NEL
  IF (TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
    YL(I)=DCONJG(1/DSP(I,1))
    WRITE(25,24)NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),YL(I)
24 FORMAT(2(1X,I5),1X,I2,2(1X,F10.6))
  END IF
END DO

C
C Se calcula P+jQ de perdidas como
C
C P+jQ= [(Vi^2+Vj^2-2ViVjcos(Di-Dj))YijSIS-THETAij]
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"%%%%%%%% POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE PERDIDAS
%%"
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)" I J Cto Pperd Qperd"

DO I=1,NEL
  IF (TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C
C Se aplica la ecuacion
C
PQPERD= ((VMAG(NT(I,1))**2 + VMAG(NT(I,2))**2 -

```

*Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje en  
Sistemas Eléctricos de Potencia*

```

*          (2*VMAG (NT (I,1)) *VMAG (NT (I,2)) *
*          DCOS (VANG (NT (I,1)) -VANG (NT (I,2)))) * (YL (I)))
C
C          Se imprimen las potencias aparentes de perdidas
C
C          WRITE (25,25) NT (I,1), NT (I,2), NCTO (I), PQPERD
25          FORMAT (2 (1X, I5), 1X, I2, 2 (1X, F10.6))
C          END IF
C          END DO
C
C          Se calculan los cambios incrementales modales de las perdidas
de Q
C
C          Calculo de DQI:
C          DQI= (2Vi-2Vjcos (Di-Dj)) DVi + (2Vj-2Vicos (Di-Dj)) DVj
C
C          Primero se renombra DV como DVOL
C          DO I=1, ORN
C          DVOL (I)=DV (I, I)
C          END DO
C          Se imprime DV renombrado como DVOL
C          WRITE (25, *) "*****
*****"
C          WRITE (25, *)
C
C          DO I=1, ORN
C          WRITE (25, 22) DVOL (I)
C          END DO
C
C          Se aplica la ecuacion
C
C          WRITE (25, *)
C          WRITE (25, *) "***** DQ1 *****"
C          WRITE (25, *)
C
C          DO I=1, NEL
C          NI=0
C          NJ=0
C          IF (TIPONODO (NT (I,1)) .EQ. 1 .AND. TIPONODO (NT (I,2)) .EQ. 1) THEN
C          DO J=1, ORN
C          IF (NT (I,1) .EQ. NODOVQ (J)) THEN
C          NI=J
C          END IF
C          END DO
C
C          DO J=1, ORN
C          IF (NT (I,2) .EQ. NODOVQ (J)) THEN
C          NJ=J
C          END IF
C          END DO
C
C          IF (NI .EQ. 0) THEN
C          WRITE (*, *) "NI =", NI
C          STOP
C          ELSE IF (NJ .EQ. 0) THEN
C          WRITE (*, *) "NJ =", NJ
C          STOP
C          END IF
C
C          DQI (I) = (((2*VMAG (NT (I,1))) -
*          (2*VMAG (NT (I,2)) *DCOS (VANG (NT (I,1)) -
VANG (NT (I,2)))) *
*          (DVOL (NI))) +
*          ((2*VMAG (NT (I,2)) -
*          (2*VMAG (NT (I,1)) *DCOS (VANG (NT (I,1)) -
VANG (NT (I,2)))) *
*          (DVOL (NJ))) )
C
C          Se escribe DQI
C
C          WRITE (25, 22) DQI (I)
C          END IF
C          END DO
C
C          Calculo de DQII:
C          DQII = (2ViVjsen (Di-Dj)) DDELTAi - (2ViVjsen (Di-Dj)) DDELTAj
C
C          NOTA: Se eliminan las primeras NZ=ORD-ORN filas de la
matriz
C          DTHETA obtenida anteriormente. Solo se trabaja con las
C          variaciones de angulo de los nodos de carga.
C
C          WRITE (25, *)
C          WRITE (25, *) "***** DQ2 *****"
C          WRITE (25, *)
C
C          DO I=1, NEL
C          NI=0
C          NJ=0
C          IF (TIPONODO (NT (I,1)) .EQ. 1 .AND. TIPONODO (NT (I,2)) .EQ. 1) THEN
C          DO J=1, ORN
C          IF (NT (I,1) .EQ. NODOVQ (J)) THEN
C          NI=J
C          END IF
C          END IF
C
C          END DO
C
C          END DO
C
C          DO J=1, ORN
C          IF (NT (I,2) .EQ. NODOVQ (J)) THEN
C          NJ=J
C          END IF
C          END DO
C
C          Se determina el número de renglones a eliminar
C
C          NZ=ORD-ORN
C
C          DQII (I) = (((2*VMAG (NT (I,1)) *VMAG (NT (I,2)) *
*          DSIN (VANG (NT (I,1)) -
VANG (NT (I,2)))) * (DTHETA (NI+NZ, NI))) -
*          ((2*VMAG (NT (I,1)) *VMAG (NT (I,2)) *
*          DSIN (VANG (NT (I,1)) -
VANG (NT (I,2)))) * (DTHETA (NJ+NZ, NJ))))
C
C          Se escribe DQII
C
C          WRITE (25, 22) DQII (I)
C          END IF
C          END DO
C
C          Calculo de las perdidas de rama como
C          DQPERDR = (DQ1+DQ2) * (Yijsis (-THETAij))
C
C          WRITE (25, *)
C          WRITE (25, *) "***** DQ PERDIDAS DE RAMA
*****"
C          WRITE (25, *)
C
C          K=0
C          DO I=1, NEL
C          IF (TIPONODO (NT (I,1)) .EQ. 1 .AND. TIPONODO (NT (I,2)) .EQ. 1) THEN
C          K=K+1
C          DQPERDR (K) = (DQI (I) +DQII (I)) * (YL (I))
C
C          DQPERDRAMA (K) = (DIMAG (DQPERDR (K)))
C
C          Se imprimen las variaciones de potencia reactiva de
C          perdidas en las ramas
C
C          WRITE (25, 22) DQPERDRAMA (K)
C          END IF
C          END DO
C
C          Calculo de los factores de participacion de rama como:
C
C          PARTij = (DQPERDRAMA para la rama k) / (MAX DQPERDRAMA para todas
las ramas)
C
C          WRITE (25, *)
C          WRITE (25, *) "%% FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA (PERDIDAS)
%%"
C          WRITE (25, *)
C
C          Se busca la DQ mas grande
C
C          LC=1
C          AUXP=DABS (DQPERDRAMA (1))
C          DO I=2, K
C          IF (DABS (DQPERDRAMA (I)) .GT. AUXP) THEN
C          AUXP=DABS (DQPERDRAMA (I))
C          LC=I
C          END IF
C          END DO
C
C          Se imprime la linea critica y la variacion de perdidas
mayor
C
C          WRITE (25, *)
C          WRITE (25, *) ('LINEA CRITICA: ', I5) LC
C          WRITE (25, *)
C          WRITE (25, *) ('MAYOR VARIACION DE POTENCIA REACTIVA:',
*F10.6) DQPERDRAMA (LC)
C
C          Se obtienen los factores de participacion dividiendo todos
C          los cambios
C          de perdidas
C
C          WRITE (25, *)
C          WRITE (25, *) " LINEA NODO I NODO J DQPERDRAMA F. DE P.DE
RAMA"
C          K=0
C          DO I=1, NEL
C          IF (TIPONODO (NT (I,1)) .EQ. 1 .AND. TIPONODO (NT (I,2)) .EQ. 1) THEN
C          K=K+1
C          IF (DQPERDRAMA (K) .NE. (0)) THEN
C          FPRAMA (K) = DQPERDRAMA (K) / DQPERDRAMA (LC)
C
C          WRITE (25, 54) K, NT (I,1), NT (I,2), DABS (DQPERDRAMA (K)),
*          DABS (FPRAMA (K))
C          54          FORMAT (2X, I5, ', ', 2 (I5, ', '), F12.4, ', ', F12.4)

```

Apéndice B: Subrutinas para realizar el Análisis de Sensibilidad

```

END IF
END IF
END DO
C
C*****
C
C      A partir de aqui se realiza el estudio por medio de la
ecuacion de
C      incremento de flujo de potencia reactiva en las ramas
C
C*****
C
C      Se obtienen los angulos de las admitancias serie y paralelo
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"***** ANGULOS DE LA ADMITANCIAS SERIES (RADIANES)
*****"
WRITE(25,*)
DO I=1,NEL
IF(TIPONODO(NI,I)).EQ.1.AND.TIPONODO(NI,I+1).EQ.1)THEN
C
RIJ(I)=DREAL(DSP(I,I))
XIJ(I)=DIMAG(DSP(I,I))
C
C      Se observa que cuando en la linea hay un transformador,
la resistencia es cero por lo que se considera que el
C      angulo de la linea es de 90, aqui se expresa en radianes
C
IF(RIJ(I).NE.(0.00000))THEN
ANGYIJ(I)=(DATAN(XIJ(I)/RIJ(I)))
ELSE IF(RIJ(I).EQ.(0.00000))THEN
ANGYIJ(I)=ANGYPI
END IF
WRITE(25,22)ANGYIJ(I)
END IF
END DO
C
C      Ecuacion de incremento del flujo de potencia reactiva en las
ramas
C
DO I=1,NEL
DQ(I)=0.0
END DO
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"***** VARIACIONES DE POTENCIA REACTIVA DELTAQ
%*
WRITE(25,*)
K=0
NI=0
NJ=0
DO I=1,NEL
IF(TIPONODO(NI,I)).EQ.1.AND.TIPONODO(NI,I+1).EQ.1)THEN
C
DO J=1,ORN
IF(NI,I).EQ.NODOVQ(J)THEN
NI=J
END IF
END DO
C
DO J=1,ORN
IF(NI,I+1).EQ.NODOVQ(J)THEN
NJ=J
END IF
END DO
C
K=K+1
C
C      Se calcula la potencia que circula en el elemento
dependiendo de su tipo
C
IF(TAP(I).EQ.0..AND.TAPI(I).EQ.0.)THEN
C
Linea de transmision y transformador con tap nominal
C
YPI(I)=DCONJG(DSP(I,2))
C
ELSE IF(TAPI(I).EQ.0.)THEN
C
Transformador con tap real fuera del nominal
C
CTAP=1/TAP(I)
YE=1/DSP(I,1)
C
YPI(I)=DCONJG(CTAP*(CTAP-1)*YE)
C
ELSE
C
Transformador defasador
C
YE=(1/DSP(I,1))
END IF
C
DQ(K)=((2*VMAG(NT(I,1))*CDABS(1/DSP(I,1))*
* DSIN(-1*ANGYIJ(I)))-(VMAG(NT(I,2))*CDABS(1/DSP(I,1))*
* DSIN(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))-ANGYIJ(I)))+(
* (2*VMAG(NT(I,1))*YPI(I))*DSIN(-1*ANGYPI)))*
* (DV(NI,NI))-
* ((VMAG(NT(I,1))*CDABS(1/DSP(I,1))*
* DSIN(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))-ANGYIJ(I)))*(DV(NJ,NJ)))-
* ((VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2))*CDABS(1/DSP(I,1))*
* DCOS(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))
* -ANGYIJ(I))*(DTHETA(NI+NZ,NI)))+
* ((VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2))*CDABS(1/DSP(I,1))*
* DCOS(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))
* -ANGYIJ(I))*(DTHETA(NJ+NZ,NJ)))
C
C      Se imprimen las variaciones de flujo de potencia reactiva
C
WRITE(25,22)DQ(K)
END IF
END DO
C
C      Calculo de los factores de participacion de rama
C
PARTij=(DQPERDRAMA para la rama k) / (MAX DQPERDRAMA para
todas las ramas)
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"***** FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA (FLUJOS)
*****"
WRITE(25,*)
C
C      Se busca la DQ mas grande
C
LCRITL=1
AUXF=DABS(DQ(1))
DO I=2,K
IF(DABS(DQ(I)).GT.AUXF)THEN
AUXF=DABS(DQ(I))
LCRITL=I
END IF
END DO
C
C      Se imprime la linea critica y el valor de DQ mas grande
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"('LINEA CRITICA: ',I5)LCRITL
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)"('MAYOR VARIACION DE POTENCIA REACTIVA: ',F10.5)
* DQ(LCRITL)
C
C      Se dividen los DQ entre el mas grande y se imprimen los
C      factores de participacion de las ramas
C
WRITE(25,*)
WRITE(25,*)" LINEA NODO I NODO J DQPERDRAMA F. DE P.DE
RAMA"
K=0
DO I=1,NEL
IF(TIPONODO(NI,I)).EQ.1.AND.TIPONODO(NI,I+1).EQ.1)THEN
K=K+1
IF(DQ(K).NE.(0))THEN
FPRAMAF(K)=DQ(K)/DQ(LCRITL)
END IF
END DO
C
WRITE(25,54)K,NT(I,1),NT(I,2),DABS(DQ(K)),DABS(FPRAMAF(K))
END IF
END DO
C
RETURN
END

```

d). -Subrutina que realiza la Descomposición en Valores Singulares.

```

C*****
C
C      SUBROUTINA DE ANALISIS MODAL POR MEDIO DE VALORES SINGULARES
C
C*****
C
C      Esta subrutina obtiene los valores singulares, vectores singulares
C      derechos e izquierdos de un punto de operacion en la curva PV
C      obtenida por medio del metodo de flujos de potencia de
continuation.
C      En base a los valores anteriores, se calculan los factores de
C      participacion de nodo y rama para estudios de sensibilidad de
C      estabilidad de voltaje.
C
C
C -----
C
SUBROUTINE DVSPERD(JN)

```





Apéndice B: Subrutinas para realizar el Análisis de Sensibilidad

```

C
DO J=1,ORN
  SUMA(J)=0.0
END DO
C
DO J=1,ORN
  DO I=1,ORN
    SUMA(J)=SUMA(J)+P(I,J)
  END DO
END DO
C
C Se imprimen las sumas de los factores de participacion de nodo
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)"          SUMAS DE F.P.
*****"
WRITE(27,*)
WRITE(27,22)(SUMA(J),J=1,ORN)
C
C*****
C
NORMALIZACION DE LOS VECTORES SINGULARES DERECHOS E IZQUIERDOS
C
C*****
C
CALL NORMALIZA(VE,VENORM,ORN,UNORM,FPN,SUMAN)
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" ***** VECTORES SIGULARES DERECHOS NORMALIZADOS
*****"
WRITE(27,*)
C Se imprimen los vectores singulares derechos normalizados
DO I=1,ORN
  WRITE(27,22)(VENORM(I,J),J=1,ORN)
END DO
C
C Se imprimen los vectores singulares izquierdos normalizados
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" ***** VECTORES SINGULARES IZQUIERDOS NORMALIZADOS
*****"
WRITE(27,*)
C
DO I=1,ORN
  WRITE(27,22)(UNORM(I,J),J=1,ORN)
END DO
C
C Se imprimen los factores de participacion de nodo
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" *** FACTORES DE PN CON VECTORES SDeI NORMALIZADOS
**"
WRITE(27,*)
C
DO I=1,ORN
  WRITE(27,22)(FPN(I,J),J=1,ORN)
END DO
C
C Se imprimen las sumas de los factores de participacion de nodo
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" ***** SUMAS DE F.P. (NORMALIZACION)
*****"
WRITE(27,*)
WRITE(27,22)(SUMAN(J),J=1,ORN)
C
C*****
C
SE BUSCA EL NODO CRITICO
C
C*****
C
IMAXN=1
AUXIN=(FPN(1,IMIN))
DO I=2,ORN
  IF((FPN(I,IMIN)).GT.AUXIN)THEN
    AUXIN=FPN(I,IMIN)
    IMAXN=I
  END IF
END DO
C
NODOCRITIC=NODOVQ(IMAXN)
C
C Se escribe el nodo crítico
C
WRITE(27,11) NODOCRITIC
11 FORMAT(/," ***** NODO CRITICO: ",I5,/)
C
C*****
C
OBTENCION DE LOS FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA UTILIZANDO
C LA ECUACION DE PERDIDAS REACTIVAS EN LAS RAMAS

```

```

C
C*****
C
Primero se calcula el inverso de la matriz de valores
singulares
C
CALL DLINRG (ORN,VS,ORN,VSINV,ORN)
C
C Se imprime la matriz inversa de eigenvalores
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" ***** MATRIZ INVERSA DE LOS VALORES SINGULARES
*****"
WRITE(27,*)
DO I=1,ORN
  WRITE(27,22)(VSINV(I,J),J=1,ORN)
END DO
C
C Se calculan las variaciones modales de voltaje
C
DO I=1,ORN
  DO J=1,ORN
    DV(I,J)=0.0
  END DO
END DO
C
DO I=1,ORN
  DO J=1,ORN
    DO K=1,ORN
      DV(I,J)=DV(I,J)+VSINV(I,K)*VENORM(K,J)
    END DO
  END DO
END DO
C
C Se imprimen las variaciones modales de voltaje
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" ***** VARIACIONES DE VOLTAJE DELTAV *****"
WRITE(27,*)
DO I=1,ORN
  WRITE(27,22)(DV(I,J),J=1,ORN)
END DO
C
C Se calculan las variaciones del ángulo tetha
C
C Se obtienen la matriz J1
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORD
    J1(I,J)=0.0
  END DO
END DO
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORD
    J1(I,J)=JP0(I,J)
  END DO
END DO
C
C Se imprime la submatriz J1
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" ***** J1 *****"
WRITE(27,*)
DO I=1,ORD
  WRITE(27,22)(J1(I,J),J=1,ORD)
END DO
C
C Se calcula la matriz inversa de J1
C
CALL DLINRG (ORD,J1,ORD,J1INV,ORD)
C
C Se imprime la matriz inversa de J1
C
WRITE(27,*)
WRITE(27,*)" ***** INVERSA DE LA MATRIZ J1 *****"
WRITE(27,*)
DO I=1,ORD
  WRITE(27,22)(J1INV(I,J),J=1,ORD)
END DO
C
C Se renombra la matriz Jacobiana para J2
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORN
    J2(I,J)=0.0
  END DO
END DO
C
DO I=1,ORD
  DO J=1,ORN
    J2(I,J)=JP0(I,J+(N-1))
  END DO
END DO
C

```

*Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje en  
Sistemas Eléctricos de Potencia*

```

C      Se imprime J2
C
C      WRITE (27,*)
C      WRITE (27,*) "***** J2 *****"
C      WRITE (27,*)
C      DO I=1,ORD
C          WRITE (27,22) (J2(I,J),J=1,ORN)
C      END DO
C
C      Se multiplica la matriz J1INV POR J2
C      Primero se hace la matriz JA cero
C
C      DO I=1,ORD
C          DO J=1,ORN
C              JA(I,J)=0.0
C          END DO
C      END DO
C
C      Se obtiene el resultado previo. JA=-(J1^-1)*J2
C
C      DO I=1,ORD
C          DO J=1,ORN
C              DO K=1,ORD
C                  JA(I,J)=JA(I,J)+(-1*J1INV(I,K))*J2(K,J)
C              END DO
C          END DO
C      END DO
C
C      Se imprime JA
C
C      WRITE (27,*)
C      WRITE (27,*) "***** JA *****"
C      WRITE (27,*)
C      DO I=1,N-1
C          WRITE (27,22) (JA(I,J),J=1,ORN)
C      END DO
C
C      Se obtiene DTHETA=JA*DV
C      Primero se inicializa DTHETA
C
C      DO I=1,N-1
C          DO J=1,ORN
C              DTHETA(I,J)=0.0
C          END DO
C      END DO
C
C      Se realiza la multiplicacion
C
C      DO I=1,ORD
C          DO J=1,ORN
C              DO K=1,ORN
C                  DTHETA(I,J)=DTHETA(I,J)+JA(I,K)*DV(K,J)
C              END DO
C          END DO
C      END DO
C
C      Se imprimen las variaciones modales de angulo
C
C      WRITE (27,*)
C      WRITE (27,*) "***** DTHETA *****"
C      WRITE (27,*)
C
C      DO I=1,N-1
C          WRITE (27,22) (DTHETA(I,J),J=1,ORN)
C      END DO
C
C      Verificando los voltajes en los nodos
C
C      WRITE (27,*)
C      WRITE (27,*) "***** VOLTAJES EN LOS NODOS *****"
C      WRITE (27,*)
C      WRITE (27,76)
C      76 FORMAT(2X,'Nombre',5X,'NumN'11X,'Voltaje (mag y angulo)')
C
C      DO I=1,N
C          A1(I)=DREAL(V(I))
C          B1(I)=DIMAG(V(I))
C          VMAG(I)=DSQRT(A1(I)**2.+B1(I)**2.)
C          VANG(I)=(DATAN(B1(I)/A1(I)))
C          WRITE (27,75) NOMBRE(I), NUMNODO(I), TIPONODO(I),
C          * VMAG(I), VANG(I)
C      75 FORMAT(1X,A10,2X,I4,2X,I1,6X,F9.4,1X,F9.4)
C      END DO
C
C      Verificando las admitancias de las lineas
C
C      WRITE (27,*)
C      WRITE (27,*) "***** ADMITANCIA DE LA LINEA *****"
C      WRITE (27,*)
C      WRITE (27,77)
C      77 FORMAT(1X,'Parametros de los elementos del sistema de '
C          * 'transmission:',/,
C          * '4X,'I',3X,'J',2X,'Cto',3X,'Impedancia Serie',3X,'B/2(en
C          paralelo)'
C
C          * ,2X,'TAP (mag)',1X,'TAP(ang)',1X,'Elemento')
C
C          DO I=1,NEL
C
C          WRITE (27,45) NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),DSP(I,1),DSP(I,2),TAP(I),
C          * TAPI(I),ELEM(I)
C          45 FORMAT(1X,I4,1X,I4,1X,I1,4(1X,F9.5),2(1X,F8.4),1X,A11)
C          END DO
C
C          Se calculan las admitancias de las lineas a analizar en forma
C          polar
C
C          WRITE (27,23)
C          23 FORMAT(/,' Admitancias conjugadas de las lineas a
C          analizar',/,
C          * ' I J Cto Admitancia (polar)')
C          DO I=1,NEL
C              IF (TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C                  YL(I)=DCONJG(1/DSP(I,1))
C                  WRITE (27,24) NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),YL(I)
C                  24 FORMAT(2(1X,I5),1X,I2,2(1X,F10.6))
C              END IF
C          END DO
C
C          Se calcula P+jQ de perdidas como
C          P+jQ={(Vi^2+Vj^2-2ViVjcos(Di-Dj))Yi+jSIS-THETAij}
C
C          WRITE (27,*)
C          WRITE (27,*) "***** POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE PERDIDAS
C          **"
C          WRITE (27,*)
C          WRITE (27,*) " I J Cto Pperd Qperd"
C
C          DO I=1,NEL
C              IF (TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C
C                  Se aplica la ecuacion
C
C                  PQPERD=((VMAG(NT(I,1))**2 + VMAG(NT(I,2))**2 -
C                  * (2*VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2))*
C                  * DCOS(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))))*(YL(I)))
C
C                  Se imprimen las potencia aparente de perdidas
C
C                  WRITE (27,25) NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),PQPERD
C                  25 FORMAT(2(1X,I5),1X,I2,2(1X,F10.6))
C              END IF
C          END DO
C
C          Se calculan los cambios incrementales modales de las perdidas
C          de Q
C
C          Calculo de DQI:
C          DQI=(2Vi-2Vjcos(Di-Dj))DVi + (2Vj-2Vicos(Di-Dj))DVj
C
C          Primero se renombra DV como DVOL
C          DO I=1,ORN
C              DVOL(I)=DV(I,I)
C          END DO
C
C          Se imprime DV renombrado como DVOL
C          WRITE (27,*)
C          WRITE (27,*) "***** DV renombrado como DVOL
C          *****"
C          WRITE (27,*)
C
C          DO I=1,ORN
C              WRITE (27,22) DVOL(I)
C          END DO
C
C          Se aplica la ecuacion
C
C          WRITE (27,*)
C          WRITE (27,*) "***** DQ1 *****"
C          WRITE (27,*)
C
C          DO I=1,NEL
C              NI=0
C              NJ=0
C              IF (TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C                  DO J=1,ORN
C                      IF (NT(I,1).EQ.NODOVQ(J)) THEN
C                          NI=J
C                      END IF
C                  END DO
C
C                  DO J=1,ORN
C                      IF (NT(I,2).EQ.NODOVQ(J)) THEN
C                          NJ=J
C                      END IF
C                  END DO
C
C                  DQI(I)={(((2*VMAG(NT(I,1))-
C                  * (2*VMAG(NT(I,2))*DCOS(VANG(NT(I,1))-
C                  * VANG(NT(I,2))))*(
C                  * (DVOL(NI)))+

```

Apéndice B: Subrutinas para realizar el Análisis de Sensibilidad

```

*          ((2*VMAG(NT(I,2)))-
*          (2*VMAG(NT(I,1))*DCOS(VANG(NT(I,1))-
VANG(NT(I,2)))))*
*          (DVOL(NJ))) )
C
C          Se escribe DQI
C          WRITE(27,22)DQI(I)
C          END IF
C          END DO
C
C          Calculo de DQII:
C          DQII=(2ViVjsen(Di-Dj))DDELTAi - (2ViVjsen(Di-Dj))DDELTAj
C
C          NOTA: Se eliminan las primeras NZ=ORD-ORN filas de la
matriz
C          DTHETA obtenida anteriormente.Solo se trabaja con las
variaciones de angulo de los nodos de carga.
C
C          WRITE(27,*)
C          WRITE(27,*)"***** DQ2 *****"
C          WRITE(27,*)
C
C          DO I=1,NEL
C            NI=0
C            NJ=0
C            IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
C              DO J=1,ORN
C                IF(NT(I,1).EQ.NODOVQ(J))THEN
C                  NI=J
C                END IF
C              END DO
C
C            DO J=1,ORN
C              IF(NT(I,2).EQ.NODOVQ(J))THEN
C                NJ=J
C              END IF
C            END DO
C
C            Se determina el número de renglones a eliminar
C
C            NZ=ORD-ORN
C
C            DQII(I)=(((2*VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2)))*
*            DSIN(VANG(NT(I,1))-
VANG(NT(I,2))))*(DTHETA(NI+NZ,NI)))-
*            ((2*VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2)))*
*            DSIN(VANG(NT(I,1))-
VANG(NT(I,2))))*(DTHETA(NJ+NZ,NJ)))
C
C            Se escribe DQII
C            WRITE(27,22)DQII(I)
C            END IF
C            END DO
C
C            Calculo de las perdidas de rama como
C            DQPERDR=(DQ1+DQ2)*(YiSIS(-THETAij))
C
C            WRITE(27,*)
C            WRITE(27,*)"***** DQ PERDIDAS DE RAMA *****"
C            WRITE(27,*)
C
C            K=0
C            DO I=1,NEL
C              IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
C                K=K+1
C                DQPERDR(K)=(DQI(I)+DQII(I))*(YL(I))
C
C                DQPERDRAMA(K)=(DIMAG(DQPERDR(K)))
C
C                Se imprimen las variaciones de potencia reactiva de
perdidas en las ramas
C
C                WRITE(27,22)DQPERDRAMA(K)
C                END IF
C              END DO
C
C            Calculo de los factores de participacion de rama como:
C
C            PARTij=(DQPERDRAMA para la rama k)/(MAX DQPERDRAMA para todas
las ramas)
C
C            WRITE(27,*)
C            WRITE(27,*)"*** FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA (PERDIDAS) ***"
C            WRITE(27,*)
C
C            Se busca la DQ mas grande
C
C            LCC=1
C            AUXP=DABS(DQPERDRAMA(1))
C            DO I=2,K
C              IF(DABS(DQPERDRAMA(I)).GT.AUXP)THEN
C                AUXP=DABS(DQPERDRAMA(I))
C                LCC=I
C
C            END IF
C            END DO
C
C            K=K+1
C
C            Se imprime la linea critica y la variacion de perdidas
mayor
C
C            WRITE(27,*)
C            WRITE(27,*)"LINEA CRITICA: ',I5) LCC
C            WRITE(27,*)
C            WRITE(27,*)"MAYOR VARIACION DE POTENCIA REACTIVA:',
*F10.6) DQPERDRAMA(LCC)
C
C            Se obtienen los factores de participacion dividiendo todos
los cambios
C            de perdidas
C
C            WRITE(27,*)
C            WRITE(27,*)" LINEA NODO I NODO J DQPERDRAMA F. DE P.DE
RAMA"
C
C            K=0
C            DO I=1,NEL
C              IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
C                K=K+1
C                IF(DQPERDRAMA(K).NE.(0))THEN
C                  FPRAMA(K)=DQPERDRAMA(K)/DQPERDRAMA(LCC)
C                  WRITE(27,54)K,NT(I,1),NT(I,2),DABS(DQPERDRAMA(K)),
*                  DABS(FPRAMA(K))
C                  54 FORMAT(2X,I5,',',2(I5,','),F12.4,',',F12.4)
C                END IF
C              END IF
C            END DO
C
C            A partir de aqui se realiza el estudio por medio de la
ecuacion de flujo de
C            incremento de potencia reactiva en las ramas
C
C            Se obtienen los angulos de las admitancias serie y paralelo
C
C            WRITE(27,*)
C            WRITE(27,*)"*** ANGULOS DE LA ADMITANCIAS SERIES (RADIANES) ***"
C            WRITE(27,*)
C            DO I=1,NEL
C              IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
C                RIJ(I)=DREAL(DSP(I,1))
C                XIJ(I)=DIMAG(DSP(I,1))
C
C                Se observa que cuando en la linea hay un transformador,
la resistencia es cero por lo que se considera que el
C            angulo de la linea es de 90, aqui se expresa en radianes
C
C            IF(RIJ(I).NE.(0.00000))THEN
C              ANGYIJ(I)=(DATAN(XIJ(I)/RIJ(I)))
C            ELSE IF(RIJ(I).EQ.(0.00000))THEN
C              ANGYIJ(I)=ANGYPI
C            END IF
C            WRITE(27,22)ANGYIJ(I)
C            END IF
C          END DO
C
C            Ecuacion de incremento del flujo de potencia reactiva en las
ramas
C
C            DO I=1,NEL
C              DQ(I)=0.0
C            END DO
C
C            WRITE(27,*)
C            WRITE(27,*)"***** VARIACIONES DE POTENCIA REACTIVA DELTAQ *****"
C            WRITE(27,*)
C            K=0
C            NI=0
C            NJ=0
C            DO I=1,NEL
C              IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
C                DO J=1,ORN
C                  IF(NT(I,1).EQ.NODOVQ(J))THEN
C                    NI=J
C                  END IF
C                END DO
C
C                DO J=1,ORN
C                  IF(NT(I,2).EQ.NODOVQ(J))THEN
C                    NJ=J
C                  END IF
C                END DO
C
C                K=K+1

```

*Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje en  
Sistemas Eléctricos de Potencia*

```

C      Se calcula la potencia que circula en el elemento          RETURN
C      dependiendo de su tipo                                    END
C
C      IF (TAP(I).EQ.0..AND.TAPI(I).EQ.0.) THEN
C
C          Línea de transmisión y transformador con tap nominal
C
C          YPI(I)=DCONJG(DSP(I,2))
C
C      ELSE IF (TAPI(I).EQ.0.) THEN
C
C          Transformador con tap real fuera del nominal
C
C          CTAP=1/TAP(I)
C          YE=1/DSP(I,1)
C
C          YPI(I)=DCONJG(CTAP*(CTAP-1)*YE)
C
C      ELSE
C
C          Transformador defasador
C
C          YE=(1/DSP(I,1))
C
C      END IF
C
C      DQ(K)=(((2*VMAG(NT(I,1))*CDABS(1/DSP(I,1))*
*      DSIN(-1*ANGYIJ(I)))-(VMAG(NT(I,2))*CDABS(1/DSP(I,1))*
*      DSIN(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))-ANGYIJ(I)))+
*      (2*VMAG(NT(I,1))*YPI(I))*DSIN(-1*ANGYPI)))*
*      (DV(NI,NI)) -
C
C      ((VMAG(NT(I,1))*CDABS(1/DSP(I,1))*
*      DSIN(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))-ANGYIJ(I)))*(DV(NJ,NJ)))-
C
C      ((VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2))*CDABS(1/DSP(I,1))*
*      DCOS(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))
*      -ANGYIJ(I)))*(DTHETA(NI+NZ,NI)))+
C
C      ((VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2))*CDABS(1/DSP(I,1))*
*      DCOS(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))
*      -ANGYIJ(I)))*(DTHETA(NJ+NZ,NJ)))
C
C      Se imprimen las variaciones de flujo de potencia reactiva
C
C      WRITE(27,22)DQ(K)
C      END IF
C      END DO
C
C      Calculo de los factores de participacion de rama
C      PARTIJ=(DQPERDRAMA para la rama k) / (MAX DQPERDRAMA para
todas las ramas)
C
C      WRITE(27,*)
C      WRITE(27,*)"***** FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA (FLUJOS)
*****"
C      WRITE(27,*)
C
C      Se busca la DQ mas grande
C
C      LCRITLC=1
C      AUXF=DABS(DQ(1))
C      DO I=2,K
C          IF(DABS(DQ(I)).GT.AUXF) THEN
C              AUXF=DABS(DQ(I))
C              LCRITLC=I
C          END IF
C      END DO
C
C      Se imprime la linea critica y el valor de DQ mas grande
C
C      WRITE(27,*)
C      WRITE(27,*)"LINEA CRITICA: ',I5)*)LCRITLC
C      WRITE(27,*)
C      WRITE(27,*)"MAYOR VARIACION DE POTENCIA REACTIVA: ',F10.5)*)
*      DQ(LCRITLC)
C
C      Se dividen los DQ entre el mas grande y se imprimen los
factores de participacion de las ramas
C
C      WRITE(27,*)
C      WRITE(27,*)" LINEA NODO I NODO J DQPERDRAMA F. DE P.DE
RAMA"
C      K=0
C      DO I=1,NEL
C          IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C              K=K+1
C              IF(DQ(K).NE.(0)) THEN
C                  FPRAMAF(K)=DQ(K)/DQ(LCRITLC)
C
C      WRITE(27,54)K,NT(I,1),NT(I,2),DABS(DQ(K)),DABS(FPRAMAF(K))
C          END IF
C      END IF
C      END DO
C
C          e). -Subrutina que realiza el análisis de sensibilidad con Vector
Tangente.
C
C          C*****
C          C
C          C      SUBROUTINA DE ANALISIS MODAL POR MEDIO DEL VECTOR TANGENTE
C          C
C          C*****
C          C
C          C      Esta subrutina obtiene directamente las variaciones de angulo y de
C      voltaje de un punto de operacion en la curva PV obtenida por
C      medio del metodo de flujos de potencia de continuacion. En base a
C      los valores anteriores, se calculan los factores de participacion
C      de nodo y rama para estudios de sensibilidad de estabilidad de
C      voltaje.
C          C
C          C-----
C          C
C          C      SUBROUTINE TANPERD
C          C
C          C      IMPLICIT NONE
C
C          C      INCLUDE 'COMMONS.FOR'
C          C      INCLUDE 'COMMFC.FOR'
C          C      INCLUDE 'COMMODAL.FOR'
C
C          C      INTEGER I,J,K,NI,NJ,NZ,EM
C
C          C      COMPLEX*16 PQPERD,
*          C      YE
C          C      COMPLEX*16 YL(NEL),DQPERDR(NEL),
*          C      YPI(NEL)
C
C          C      DOUBLE PRECISION AUXP,AUXF,ANGYPI,AUXNC,
*          C      CTAP
C          C      DOUBLE PRECISION DV(N),DTHETA(N-1),A1,B1,VMAG(N),VANG(N),
*          C
C          C      DQI(NEL),DQII(NEL),DQPERDRAMA(NEL),FPRAMA(NEL),
*          C      RIJ(NEL),XIJ(NEL),ANGYIJ(NEL),DQ(NEL),
*          C      FPRAMAF(NEL)
C          C      PARAMETER (ANGYPI=1.57079)
C
C          C-----
C          C
C          C      Se escribe el vector tangente para cada valor de lambda
C
C          C      WRITE(34,570)LAMBDA
C          C      570 FORMAT(3X,'LAMBDA=',F8.5)
C          C      DO I=1,NCJ+1
C          C          WRITE(34,8)I,TAO(I)
C          C      8 FORMAT('t(',I2,')=',1X,F12.4)
C          C      END DO
C          C      WRITE(34,569)
C          C      569 FORMAT(//)
C
C          C      Se guarda parte del vector tangente en el vector DTHETA
C
C          C      Primero se inicializa DTHETA
C
C          C      DO I=1,N-1
C          C          DTHETA(I)=0.0
C          C      END DO
C
C          C      DO I=1,ORD
C          C          DTHETA(I)=TAO(I)
C          C      END DO
C
C          C      Se imprimen las variaciones modales de angulo
C
C          C      WRITE(34,*)
C          C      WRITE(34,*)"***** DTHETA *****"
C          C      WRITE(34,*)
C          C      WRITE(34,*)" Node"
C
C          C      DO I=1,ORD
C          C          WRITE(34,26)DTHETA(I),NODODP(I)
C          C      26 FORMAT(1X,F10.6,1X,I5)
C          C      END DO
C
C          C      Se guarda parte del vector tangente en el vector DV
C
C          C      DO I=1,ORN
C          C          DV(I)=0.0
C          C      END DO
C
C

```

Apéndice B: Subrutinas para realizar el Análisis de Sensibilidad

```

DO I=1,ORN
  DV(I)=TAO(ORD+I)
END DO
C
C Se imprimen las variaciones modales de voltaje
C
WRITE(34,*)
WRITE(34,*) " %%%%%%%%% VARIACIONES DE VOLTAJE DELTAV %%%%%%%%%"
WRITE(34,*)
WRITE(34,*) "          Nodo"
DO I=1,ORN
  WRITE(34,26)DV(I),NODOVQ(I)
END DO
C
C Se encuentra el nodo critico identificando el elemento mas
grande el vector tangente
C en la parte correspondiente a las variaciones de voltaje
C
C Se busca la entrada mas grande
C
EM=1
AUXNC=DABS(DV(1))
DO I=2,ORN
  IF(DABS(DV(I)).GT.AUXNC)THEN
    AUXNC=DABS(DV(I))
    EM=I
  END IF
END DO
C
NODOCRITAN=NODOVQ(EM)
C
C Se imprime el nodo critico y la entrada mas grande del vector
DV
C
WRITE(34,*)
WRITE(34,*)('NODO CRITICO: ',I5) NODOCRITAN
WRITE(34,*)
WRITE(34,*)('EL ELEMENTO MAS GRANDE DEL VECTOR DV:',
*F10.6) DV(EM)
C
C Verificando los voltajes en los nodos
C
WRITE(34,*)
WRITE(34,*) "%%%%%%%% VOLTAJES EN LOS NODOS %%%%%%%%%"
WRITE(34,*)
WRITE(34,76)
76 FORMAT(2X,'Nombre',5X,'NumN'11X,'Voltaje (mag y angulo)')
C
DO I=1,N
  A1=DREAL(V(I))
  B1=DIMAG(V(I))
  VMAG(I)=DSQRT(A1**2.+B1**2.)
  VANG(I)=(DATAN(B1/A1))
  WRITE(34,75)NOMBRE(I),NUMNODO(I),TIPONODO(I),
* VMAG(I),VANG(I)
75 FORMAT(1X,A10,2X,I4,2X,I1,6X,F9.5,1X,F9.4)
END DO
C
C Verificando las admitancias de las lineas
C
WRITE(34,*)
WRITE(34,*) "%%%%%%%% ADMITANCIA DE LA LINEA %%%%%%%%%"
WRITE(34,*)
WRITE(34,77)
77 FORMAT(1X,'Parametros de los elementos del sistema de '
*'transmision:',/,
*4X,'I',3X,'J',2X,'Cto',3X,'Impedancia Serie',3X,'B/2 (en
paralelo) '
*,2X,'TAP (mag)',1X,'TAP (ang)',1X,'Elemento')
C
DO I=1,NEL
WRITE(34,45)NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),DSP(I,1),DSP(I,2),TAP(I),
* TAPI(I),ELEM(I)
45 FORMAT(1X,I4,1X,I4,1X,I1,4(1X,F9.5),2(1X,F8.4),1X,A11)
END DO
C
C Se calculan las admitancias de las lineas a analizar en forma
polar
C
WRITE(34,23)
23 FORMAT(/,' Admitancias conjugadas de las lineas a
analizar',/,
* ' I J Cto Admitancia (polar)')
DO I=1,NEL
  IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
    YL(I)=DCONJG(1/DSP(I,1))
    WRITE(25,24)NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),YL(I)
24 FORMAT(2(1X,I5),1X,I2,2(1X,F10.6))
  END IF
END DO
C
C Se calcula P+jQ de perdidas como
C
P+jQ=(Vi^2+Vj^2-2ViVjcos(Di-Dj))YijSIS-THETAij]
C
WRITE(34,*)

```

```

WRITE(34,*) "%%%%%%%% POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE PERDIDAS
%%"
WRITE(34,*)
WRITE(34,*) " I J Cto Pperd Qperd"
C
DO I=1,NEL
  IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
C
C Se aplica la ecuacion
C
PQPERD=((VMAG(NT(I,1))**2 + VMAG(NT(I,2))**2 -
* (2*VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2))*
* DCOS(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2))))*(YL(I)))
C
C Se imprimen las potencias aparentes de perdidas
C
WRITE(34,25)NT(I,1),NT(I,2),NCTO(I),PQPERD
25 FORMAT(2(1X,I5),1X,I2,2(1X,F10.6))
  END IF
END DO
C
C Se calculan los cambios incrementales modales de las perdidas
de Q
C
C Calculo de DQI:
C
DQI=(2Vi-2Vjcos(Di-Dj))DVi + (2Vj-2Vicos(Di-Dj))DVj
C
C Se aplica la ecuacion
C
WRITE(34,*)
WRITE(34,*) "%%%%%%%% DQ1 %%%%%%%%%"
WRITE(34,*)
C
C Primero se inicializa DQI
C
DO I=1,NEL
  DQI(I)=0.0
END DO
C
DO I=1,NEL
  NI=0
  NJ=0
  IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
    DO J=1,ORN
      IF(NT(I,1).EQ.NODOVQ(J))THEN
        NI=J
      END IF
    END DO
  END DO
  DO J=1,ORN
    IF(NT(I,2).EQ.NODOVQ(J))THEN
      NJ=J
    END IF
  END DO
  DQI(I)=(((2*VMAG(NT(I,1))-
* (2*VMAG(NT(I,2))*DCOS(VANG(NT(I,1))-
VANG(NT(I,2))))*
* (DV(NI)))+
* ((2*VMAG(NT(I,2))-
* (2*VMAG(NT(I,1))*DCOS(VANG(NT(I,1))-
VANG(NT(I,2))))*
* (DV(NJ))))
C
C Se escribe DQI
C
WRITE(34,22)DQI(I)
22 FORMAT(1X,F10.6)
  END IF
END DO
C
C Calculo de DQII:
C
DQII=(2ViVjsen(Di-Dj))DDELTAi - (2ViVjsen(Di-Dj))DDELTAj
C
C NOTA: Se eliminan las primeras NZ=ORD-ORN filas de la
matriz
C
C DTHETA obtenida anteriormente.Solo se trabaja con las
variaciones de angulo de los nodos de carga.
C
WRITE(34,*)
WRITE(34,*) "%%%%%%%% DQ2 %%%%%%%%%"
WRITE(34,*)
C
C Primero se inicializa DQII
C
DO I=1,NEL
  DQII(I)=0.0
END DO
C
DO I=1,NEL
  NI=0
  NJ=0
  IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1)THEN
    DO J=1,ORN
      IF(NT(I,1).EQ.NODOVQ(J))THEN
        NI=J
      END IF
    END DO
  END IF

```

*Métodos de Análisis de Sensibilidad para la Evaluación de la Estabilidad de Voltaje en  
Sistemas Eléctricos de Potencia*

```

C          END DO
C          DO J=1,ORN
C            IF (NT(I,2).EQ.NODOVQ(J)) THEN
C              NJ=J
C            END IF
C          END DO
C
C          Se determina el número de renglones a eliminar
C
C          NZ=ORD-ORN
C
C          DQII(I) = ((2*VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2)))*
C            * DSIN(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2)))*(DTHETA(NI+NZ)))-
C            * ((2*VMAG(NT(I,1))*VMAG(NT(I,2)))*
C            * DSIN(VANG(NT(I,1))-VANG(NT(I,2)))*(DTHETA(NJ+NZ))))
C
C          Se escribe DQII
C          WRITE(34,22)DQII(I)
C        END IF
C      END DO
C
C          Calculo de las perdidas de rama como
C          DQPERDR=(DQ1+DQ2)*(YiSIS(-THETAij))
C
C          WRITE(34,*)
C          WRITE(34,*) "*****"
C          *****
C          WRITE(34,*)
C
C          Primero se inicializa DQPERDR
C
C          DO I=1,NEL
C            DQPERDR(I)=0.0
C          END DO
C
C          K=0
C          DO I=1,NEL
C            IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C              K=K+1
C              DQPERDR(K) = ((DQI(I)+DQII(I))*(YL(I)))
C
C              DQPERDRAMA(K) = (DIMAG(DQPERDR(K)))
C
C          Se imprimen las variaciones de potencia reactiva de
C          perdidas en las ramas
C
C          WRITE(34,22)DQPERDRAMA(K)
C        END IF
C      END DO
C
C          Calculo de los factores de participacion de rama como:
C
C          PARTij=(DQPERDRAMA para la rama k)/(MAX DQPERDRAMA para todas
C          las ramas)
C
C          WRITE(34,*)
C          WRITE(34,*) "%%%" FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA (PERDIDAS)
C          *****
C          WRITE(34,*)
C
C          Se busca la DQ mas grande
C
C          LCTAN=1
C          AUXP=DABS(DQPERDRAMA(1))
C          DO I=2,K
C            IF(DABS(DQPERDRAMA(I)).GT.AUXP) THEN
C              AUXP=DABS(DQPERDRAMA(I))
C              LCTAN=I
C            END IF
C          END DO
C
C          Se imprime la linea critica y la variacion de perdidas
C          mayor
C
C          WRITE(34,*)
C          WRITE(34,*) ("LINEA CRITICA: ',I5)") LCTAN
C          WRITE(34,*)
C          WRITE(34,*) ("MAYOR VARIACION DE POTENCIA REACTIVA:',
C          *F10.6)") DQPERDRAMA(LCTAN)
C
C          Se obtienen los factores de participacion dividiendo todos
C          los cambios
C          de perdidas
C
C          WRITE(34,*)
C          WRITE(34,*) " LINEA NODO I NODO J DQPERDRAMA F. DE P.DE
RAMA "
C
C          K=0
C          DO I=1,NEL
C            IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C              K=K+1
C              IF(DQPERDRAMA(K).NE.(0)) THEN
C                FPRAMA(K)=DQPERDRAMA(K)/DQPERDRAMA(LCTAN)
C
C                WRITE(34,54)K,NT(I,1),NT(I,2),DABS(DQPERDRAMA(K)),
C                * DABS(FPRAMA(K))
C                54 FORMAT(I5,',',2(I5,','),F10.4,',',F10.4)
C              END IF
C            END IF
C          END DO
C
C          *****
C
C          A partir de aqui se realiza el estudio por medio de la
C          ecuacion de flujo de
C          incremento de potencia reactiva en las ramas
C
C          *****
C
C          Se obtienen los angulos de las admitancias serie y paralelo
C
C          WRITE(34,*)
C          WRITE(34,*) "%%%" ANGULOS DE LA ADMITANCIAS SERIES (RADIANES)
C          *****
C          WRITE(34,*)
C          DO I=1,NEL
C            IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C              RIJ(I)=DREAL(DSP(I,1))
C              XIJ(I)=DIMAG(DSP(I,1))
C
C          Se observa que cuando en la linea hay un transformador,
C          la resistencia es cero por lo que se considera que el
C          angulo de la linea es de 90, aqui se expresa en radianes
C
C          IF(RIJ(I).NE.(0.00000)) THEN
C            ANGYIJ(I)=(DATAN(XIJ(I)/RIJ(I)))
C          ELSE IF(RIJ(I).EQ.(0.00000)) THEN
C            ANGYIJ(I)=ANGYPI
C          END IF
C          WRITE(34,22)ANGYIJ(I)
C        END IF
C      END DO
C
C          Ecuacion de incremento del flujo de potencia reactiva en las
C          ramas
C
C          WRITE(34,*)
C          WRITE(34,*) "%%%" VARIACIONES DE POTENCIA REACTIVA DELTAQ
C          %"
C          WRITE(34,*)
C          K=0
C          NI=0
C          NJ=0
C          DO I=1,NEL
C            IF(TIPONODO(NT(I,1)).EQ.1.AND.TIPONODO(NT(I,2)).EQ.1) THEN
C              DO J=1,ORN
C                IF(NT(I,2).EQ.NODOVQ(J)) THEN
C                  NI=J
C                END IF
C              END DO
C
C              DO J=1,ORN
C                IF(NT(I,2).EQ.NODOVQ(J)) THEN
C                  NJ=J
C                END IF
C              END DO
C
C              K=K+1
C
C          Se calcula la potencia que circula en el elemento
C          dependiendo de su tipo
C
C          IF(TAP(I).EQ.0..AND.TAPI(I).EQ.0.) THEN
C
C          Linea de transmision y transformador con tap nominal
C
C          YPI(I)=DCONJG(DSP(I,2))
C
C          ELSE IF(TAPI(I).EQ.0.) THEN
C
C          Transformador con tap real fuera del nominal
C
C          CTAP=1/TAP(I)
C          YE=1/DSP(I,1)
C
C          YPI(I)=DCONJG(CTAP*(CTAP-1)*YE)
C
C          ELSE
C
C          Transformador defasador
C
C          YE=(1/DSP(I,1))
C
C          END IF
C
C          DQ(K) = ((2*VMAG(NT(I,1))*CDABS(1/DSP(I,1)))*
C          * DSIN(-1*ANGYIJ(I)) - (VMAG(NT(I,2))*CDABS(1/DSP(I,1)))*

```

```

* DSIN (VANG (NT (I,1)) -VANG (NT (I,2)) -ANGYIJ (I)) +
* (2*VMAG (NT (I,1)) * (YPI (I)) *DSIN (-1*ANGYPI)) *
* (DV (NI)) -
C
* ((VMAG (NT (I,1)) *CDABS (1/DSP (I,1)) *
* DSIN (VANG (NT (I,1)) -VANG (NT (I,2)) -ANGYIJ (I))) * (DV (NJ))) -
C
* ((VMAG (NT (I,1)) *VMAG (NT (I,2)) *CDABS (1/DSP (I,1)) *
* DCOS (VANG (NT (I,1)) -VANG (NT (I,2))
* -ANGYIJ (I))) * (DTHETA (NI+NZ))) +
C
* ((VMAG (NT (I,1)) *VMAG (NT (I,2)) *CDABS (1/DSP (I,1)) *
* DCOS (VANG (NT (I,1)) -VANG (NT (I,2))
* -ANGYIJ (I))) * (DTHETA (NJ+NZ)))
C
C Se imprimen las variaciones de flujo de potencia reactiva
C
C WRITE (34,22) DQ (K)
C END IF
C END DO
C
C Calculo de los factores de participacion de rama
C PARTij=(DQPERDRAMA para la rama k) / (MAX DQPERDRAMA para
todas las ramas)
C
C WRITE (34,*)
C WRITE (34,*) "%%%%%%%% FACTORES DE PARTICIPACION DE RAMA (FLUJOS)
%%%%%%%%"
C WRITE (34,*)
C
C Se busca la DQ mas grande
C
C LCRITLTAN=1
C AUXF=DABS (DQ (1))
C DO I=2,K
C IF (DABS (DQ (I)) .GT. AUXF) THEN
C AUXF=DABS (DQ (I))
C LCRITLTAN=I
C END IF
C END DO
C
C Se imprime la linea critica y el valor de DQ mas grande
C
C WRITE (34,*)
C WRITE (34,*) ('LINEA CRITICA: ',I5) LCRITLTAN
C WRITE (34,*)
C WRITE (34,*) ('MAYOR VARIACION DE POTENCIA REACTIVA: ',F10.6)
* DQ (LCRITLTAN)
C
C Se dividen los DQ entre el mas grande y se imprimen los
C factores de participacion de las ramas
C
C WRITE (34,*)
C WRITE (34,*) " LINEA NODO I NODO J DQPERDRAMA F. DE P.DE
RAMA"
C K=0
C DO I=1,NEL
C IF (TIPONODO (NT (I,1)) .EQ.1 .AND. TIPONODO (NT (I,2)) .EQ.1) THEN
C K=K+1
C IF (DQ (K) .NE. (0)) THEN
C FPRAMAF (K) = (DQ (K)) / (DQ (LCRITLTAN))
C
C WRITE (34,54) K,NT (I,1),NT (I,2),DABS (DQ (K)),DABS (FPRAMAF (K))
C END IF
C END IF
C END DO
C
C RETURN
C END

```