



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**Estudios de Estabilidad Transitoria por el
Método de la Función de Energía
Transitoria Incorporando los Modelos de
Carga Estática No Lineales**

T E S I S

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

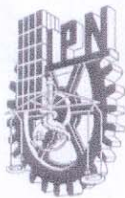
P R E S E N T A

EDGAR LORENZO BELMONTE GONZÁLEZ



MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE, 2004



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 17:30 horas del día 30 del mes de Septiembre del 2004 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada Por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. Para examinar la tesis de grado titulada:

“ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA POR EL MÉTODO DE LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA INCORPORANDO LOS MODELOS DE CARGA ESTÁTICA NO LINEALES”

Presentada por el alumno:

BELMONTE

Apellido paterno

GONZALEZ

materno

EDGAR LORENZO

nombre(s)

Con registro:

B	9	7	0	9	0	8
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:


MAESTRO EN CIENCIAS

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

LA COMISION REVISORA

Director de tesis


DR. DANIEL OLGUIN SALINAS


DR. DAVID ROMERO ROMERO


DR. DANIEL RUIZ VEGA


DR. HUGO AMBRIZ PEREZ


DR. JAIME ROBLES GARCIA


DR. DAVID SEBASTIAN BALTAZAR

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO


DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA



SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA SESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 22 del mes de Octubre del año 2004, el (la) que suscribe Ing. Edgar Lorenzo Belmonte González alumno(a) del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B970908, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Daniel Olguín Salinas y cede los derechos del trabajo intitulado: **Estudios de Estabilidad Transitoria por el Método de la Función de Energía Transitoria Incorporando los Modelos de Carga Estática No Lineales**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección:

ebelmonte@inter01.lfc.gob.mx o dolquin47@yahoo.com.

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



Edgar Lorenzo Belmonte González
Nombre y firma

RESUMEN

Los estudios de estabilidad transitoria son parte fundamental en la planeación y operación de los sistemas eléctricos de todo el mundo. Tradicionalmente estos estudios se realizan a través de simulaciones en el tiempo, con ecuaciones diferenciales y métodos numéricos, lo cual permite la simulación de los elementos del sistema con modelos complejos y detallados. Sin embargo, la obtención de los tiempos críticos de liberación de fallas requiere de una gran cantidad de simulaciones para llegar a resultados confiables por lo que no son adecuados para estudios de estabilidad transitoria en línea (seguridad dinámica).

Por lo anterior, se ha buscado un método alternativo, para reducir el tiempo de cómputo en la obtención de los tiempos críticos, adecuado a aplicaciones en línea. Los métodos directos para estudios de estabilidad transitoria, aún cuando solo consideran el modelo más sencillo de los generadores (fuente de voltaje constante detrás de la reactancia transitoria), han probado tener el potencial para aplicaciones en línea pues además de poder determinar los tiempos críticos sin la necesidad de resolver ecuaciones diferenciales (lo cual elimina tiempo de cómputo), también pueden mostrar los márgenes de estabilidad del sistema. Si bien es cierto que, actualmente, estos métodos son un buen complemento de las simulaciones en el tiempo, pues sirven como herramientas de filtrado de contingencias para reducir el número de casos a estudiar y en consecuencia el tiempo de simulación, también es cierto que estos métodos presentan limitantes en el modelo de los generadores y de otros elementos como son los modelos de motores y de cargas estáticas, éstas últimas consideradas comúnmente con modelo de impedancia constante, con lo cual no se consideran las variaciones de voltaje durante el transitorio y por consiguiente se obtienen de resultados conservadores. En la realidad las cargas estáticas también pueden ser de corriente constante, potencia constante o una combinación de ellas.

Este trabajo consiste en la obtención de una función de energía transitoria, utilizando la formulación de red reducida, la cual incluya los modelos de carga estática no lineales (incluyendo el modelo ZIP), con el fin de considerar las variaciones de voltaje que ocurren durante la primera oscilación. La función de energía obtenida se utiliza para evaluar la estabilidad transitoria en un sistema máquina-bus infinito y en dos sistemas multimáquinas, con diferentes combinaciones de carga. Para validar el método de la función de energía transitoria que incorpora los modelos de cargas estáticas no lineales, se comparan los tiempos críticos obtenidos mediante la función de energía con los resultados de tiempos críticos de simulaciones realizadas en el dominio del tiempo. Estos tiempos críticos se consideran aceptables pues en promedio presentan una variación del 8% entre ambos métodos, es decir, las diferencias de los tiempos obtenidos por ambos métodos son menores a 1 ciclo. Sin embargo, es necesario mejorar la metodología para obtener los puntos de equilibrio inestables controlados pues en algunos casos las diferencias en los tiempos obtenidos fueron superiores al 20%.

ABSTRACT

Transient stability studies are a fundamental part in power system's planning and operation all over the world. These studies are usually carried out through time domain simulations which imply differential equations and numerical methods, allowing the use of more complex and detailed models of the elements of the whole system. However, obtaining reliable critical clearing times using this method requires too many simulations, which is very time consuming, This is why time domain simulation it is not useful for on-line transient stability assessments (dynamic security).

Due to these problems, it has been searched an alternative method for consuming less computer time in obtaining critical clearing times, suitable for on-line applications. Nevertheless, the simplest generator model is used (constant voltage source behind a transient reactance), direct methods for transient stability studies have proved to have the potential for on-line applications, because these methods, in addition to obtain the critical clearing time without solving differential equations (which eliminates computer time consumption), evaluate the transient energy margin of a power system too. Although it is true that, nowadays, direct methods are a good complement for time domain simulations because they serve as contingency filtering tools in order to reduce both, the number of cases to study and the computer time; it is also true that these methods use simplified models to represent other devices like motors and static loads. Static loads, for example, are usually modeled as constant impedance, model which does not consider voltage variations during, producing conservative results; since in reality, the static loads can be found to be constant current, constant power or even a combination from each other.

Current work is focused in obtaining a transient energy function, using the reduced network formulation, that takes into account the non linear load models (including the ZIP model), in order to consider the voltage variations occurred during the first swing. The obtained transient energy function is used for transient stability assessment of a single machine-infinite bus system and two multimachine systems, with different load combinations. This transient energy function is validated by the comparison of the critical clearing times computed by both methods, the transient energy function method and the time domain method. These critical times are considered acceptable because they present an 8 per cent deviation between each other, i.e., the difference in critical clearing times obtained by both methods are less than 1 cycle. However, a better methodology for obtaining the controlling unstable equilibrium points is required because in some of the cases studied, the differences were greater than 20 per cent.

CONTENIDO

Resumen	i
Abstract	ii
Contenido	iii
Índice de tablas	viii
Índice de figuras	ix
Simbología	xi
Abreviaturas	xiii

CAPÍTULO 1: Introducción y Generalidades

1.1 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	1
1.1.1 <i>Clasificación de la estabilidad de un SEP</i>	1
1.1.2 <i>Evaluación de la estabilidad transitoria</i>	2
1.2 Objetivos de la Tesis	3
1.3 Justificación de la Tesis	3
1.4 Aportaciones de la Tesis	4
1.5 Métodos de Solución	4
1.5.1 <i>Métodos de simulación en el tiempo</i>	4
1.5.2 <i>Métodos directos</i>	5
1.5.3 <i>Métodos híbridos</i>	5
1.6 Reseña y Estado del Arte	5
1.7 Análisis de Estabilidad por Métodos Híbridos	8
1.8 Estructura de la Tesis	9

CAPÍTULO 2: Método de la Función de Energía para un Sistema Simplificado Incluyendo los Modelos de Carga no Lineal

2.1 Introducción	11
2.2 Criterio de las Áreas Iguales para un Sistema Máquina-Bus Infinito	12
2.3 Función de Energía Transitoria para un Sistema Máquina-Bus Infinito	13
2.4 El Criterio de las Áreas Iguales y la Función de Energía	16
2.5 Aplicación del Criterio de Áreas Iguales y la Función de Energía Transitoria a un SMBI	18
2.6 Función de Energía Transitoria para un SMBI Incorporando el Modelo de Carga Estática no Lineal	22
2.7 Aplicación de la Función de Energía a un SMBI con Modelo de Carga Estática no Lineal	24

CAPÍTULO 3: Incorporación del Modelo de Carga No Lineal al Método de la Función de Energía Transitoria para Sistemas Multimáquinas

3.1	Introducción	27
3.2	Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia	27
3.2.1	<i>Representación clásica de una máquina síncrona en estudios de estabilidad</i>	27
3.2.2	<i>Líneas de transmisión</i>	28
3.2.3	<i>Transformadores</i>	29
3.2.4	<i>Modelos de Cargas Estáticas</i>	30
3.2.4.1	<i>Modelo de impedancia / corriente / potencia constante</i>	31
3.2.4.2	<i>Modelo exponencial de la carga</i>	32
3.3	Obtención de las Impedancias y Corrientes de Carga	32
3.4	Reducción de la Matriz Y_{bus} a los Nodos Internos de Generación	33
3.5	Ecuación de Equilibrio y Potencia Eléctrica	35
3.6	Ecuaciones de Equilibrio Referidas al Centro Inercial	36
3.7	Formulación de la Función de Energía Transitoria a los Nodos Internos con Modelos de Carga no Lineales	38
3.8	Margen de Energía Transitoria, Elementos y Definiciones	40
3.8.1	<i>Energía crítica</i>	40
3.8.2	<i>Corrección de la energía crítica debido al cambio en la referencia</i>	40
3.8.3	<i>Energía crítica corregida</i>	40
3.8.4	<i>Energía al momento de liberar la falla</i>	41
3.8.5	<i>Energía cinética corregida</i>	41
3.8.6	<i>Energía corregida al momento de liberar la falla</i>	42
3.8.7	<i>Margen de energía normalizado</i>	42
3.8.8	<i>Modo de disturbio</i>	42
3.9	Metodología para Evaluar la Función de Energía con la Incorporación del Modelo de Carga Estática no Lineal	43
3.9.1	<i>Introducción</i>	43
3.9.2	<i>Procedimiento general</i>	43
3.9.3	<i>Incorporación de las cargas estáticas no lineales</i>	44
3.9.3.1	<i>Solución del PEE y del PEIC</i>	44
3.9.3.2	<i>Condiciones al liberar la falla</i>	46
3.9.3.3	<i>Evaluación del modo de disturbio</i>	47
3.9.3.4	<i>Cálculo del margen de energía</i>	47

CAPÍTULO 4: Aplicación del MFETCNL y Análisis de Resultados

4.1	Introducción	51
4.2	Criterios para la Selección de las Fallas Más Críticas	51
4.3	Sistema WSCC Modificado	53
4.3.1	<i>Casos de estudio</i>	53
4.3.2	<i>Resultados del caso W1</i>	54
4.3.3	<i>Resultados del caso W2</i>	57
4.3.4	<i>Resultados del caso W3</i>	60
4.3.5	<i>Resultados del caso W4</i>	64
4.4	Análisis de Resultados del Sistema WSCC Modificado	68
4.4.1	<i>Caso W1</i>	68
4.4.2	<i>Caso W2</i>	68
4.4.3	<i>Caso W3</i>	68
4.4.4	<i>Caso W4</i>	68
4.5	Sistema de Nueva Inglaterra	69
4.5.1	<i>Casos de estudio</i>	69
4.5.2	<i>Resultados del caso NE1</i>	70
4.5.3	<i>Resultados del caso NE2</i>	73
4.5.4	<i>Resultados del caso NE3</i>	76
4.5.5	<i>Resultados del caso NE4</i>	79
4.6	Análisis de Resultados del Sistema de Nueva Inglaterra	82
4.6.1	<i>Caso NE1</i>	82
4.6.2	<i>Caso NE2</i>	82
4.6.3	<i>Caso NE3</i>	82
4.6.4	<i>Caso NE4</i>	83

CAPÍTULO 5: Conclusiones y Recomendaciones

5.1	Introducción	85
5.2	Conclusiones sobre la Incorporación de las Cargas Estáticas no Lineales al MFET	85
5.3	Conclusiones del Sistema WSCC modificado	86
5.4	Conclusiones del Sistema de Nueva Inglaterra	87
5.5	Contribuciones	87
5.6	Recomendaciones para Trabajos Futuros.	88

REFERENCIAS

Referencias	89
-------------	----

APÉNDICE A

Estabilidad en el Sentido de Lyapunov	97
A1. Sistema autónomo	97
A2. Puntos de equilibrio	97
A3. Definiciones de estabilidad	97
A4. Estabilidad asintótica	98
A5. Función escalar positiva definida	98
A6 Función escalar negativa definida	98
A7 Función escalar positiva semidefinida	98
A8. Función escalar negativa semidefinida	99
A9. Función escalar indefinida	99
A10. Segundo método de Lyapunov	99
A11. Teorema de estabilidad de Lyapunov	99
A12. Función de energía	99

APÉNDICE B

Programa CAIFET.M	101
-------------------	-----

APÉNDICE C

Programa SMBICNL.M	105
--------------------	-----

APÉNDICE D

Obtención de los Voltajes Nodales	111
-----------------------------------	-----

APÉNDICE E

E1. Cálculo de los Elementos del Jacobiano con la Inclusión de los Modelos de Carga Estática no Lineales	113
E2. Elementos del Hessiano	115

APÉNDICE F

F1. Diagrama Unifilar y Parámetros del Sistema WSCC Modificado	119
F2. Diagrama Unifilar y Parámetros del Sistema de Nueva Inglaterra	121

APÉNDICE G

G1. PROGRAMA: MFETCNL.FOR	125
G2. Archivos Requeridos	144
G3. Archivo General	144
G4. Archivo de Control	144
G5. Archivo de Datos de Máquinas	144
G6. Archivo de Flujos	145
G7. Archivo de Datos de Sistema	145
G8. Archivo de Cargas	145
G9. Simulación	146
G10. Archivos de Salida	146
<i>G10.1 YBUSRED.SAL</i>	146
<i>G10.2 RESULT.SAL</i>	146

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Resumen de los resultados obtenidos por ambas simulaciones	22
Tabla 2.2	Resumen de los resultados obtenidos por ambas simulaciones	26
Tabla 4.1	Fallas aplicadas al sistema WSCC modificado	52
Tabla 4.2	Fallas aplicadas al sistema de Nueva Inglaterra	52
Tabla 4.3	Fallas y combinaciones de carga en el sistema WSCC modificado	53
Tabla 4.4	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1000$ s)	55
Tabla 4.5	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	55
Tabla 4.6	Energías, correcciones y margen de estabilidad	55
Tabla 4.7	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0667$ s)	58
Tabla 4.8	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	58
Tabla 4.9	Energías, correcciones y margen de estabilidad	59
Tabla 4.10	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1667$ s)	61
Tabla 4.11	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	62
Tabla 4.12	Energías, correcciones y margen de estabilidad	62
Tabla 4.13	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1000$ s)	65
Tabla 4.14	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	65
Tabla 4.15	Energías, correcciones y margen de estabilidad	66
Tabla 4.16	Combinaciones de fallas y cargas en el sistema de Nueva Inglaterra	69
Tabla 4.17	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0500$ s)	70
Tabla 4.18	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	71
Tabla 4.19	Energías, correcciones y margen de estabilidad	71
Tabla 4.20	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0500$ s)	73
Tabla 4.21	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	74
Tabla 4.22	Energías, correcciones y margen de estabilidad	74
Tabla 4.23	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0500$ s)	76
Tabla 4.24	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	77
Tabla 4.25	Energías, correcciones y margen de estabilidad	77
Tabla 4.26	Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1000$ s)	79
Tabla 4.27	Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla	80
Tabla 4.28	Energías, correcciones y margen de estabilidad	80
Tabla 4.29	Variaciones de los tiempos críticos	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Sistema máquina-bus infinito	12
Figura 2.2	Curvas P- δ del sistema de la figura 2.1	12
Figura 2.3	Curva de energía potencial	14
Figura 2.4	Curva s P- δ , para el sistema de la figura 2.1	16
Figura 2.5	Sistema máquina-bus infinito [3]	18
Figura 2.6	Criterio de áreas iguales para el SMBI de la figura 2.5	19
Figura 2.7	Trayectorias de las condiciones de prefalla, falla y posfalla	19
Figura 2.8	Curva de energía potencial del sistema de la figura 2.5	20
Figura 2.9	Superficie Límite de Energía Potencial para un SMBI	21
Figura 2.10	Simulación en el tiempo para el SMBI de la figura 2.5	21
Figura 2.11	Equivalente de dos máquinas del SMBI	22
Figura 2.12	Parámetros del SMBI considerado	24
Figura 2.13a)	Curva Potencia-ángulo del SMBI	25
Figura 2.13b)	Curvas de potencia, voltaje y corriente de la carga considerada en el SMBI	25
Figura 2.14	Curvas potencia-ángulo del SMBI con modelo de carga estática no lineal	25
Figura 2.15	Simulación en el tiempo para el SMBI de la figura 2.12	26
Figura 3.1	Modelo clásico del generador	28
Figura 3.2a)	Representación de una línea corta	29
Figura 3.2b)	Representación de una línea media	29
Figura 3.2c)	Representación de una línea larga	29
Figura 3.3	Modelo del transformador de dos devanados	29
Figura 3.4	Modelo del transformador de dos devanados con tap fuera de la posición nominal	30
Figura 3.5	Sistema Eléctrico de Potencia	32
Figura 3.6	Sistema de Potencia reducido a los nodos internos de generación con cargas estáticas no lineales	35
Figura 3.7	Diagrama de flujos común para el MFET	44
Figura 3.8	Diagrama de flujos del MFET incorporando el modelo de cargas no lineal	49
Figura 4.1	Margen de estabilidad y energías para el caso W1	56
Figura 4.2	Curvas de oscilación para el caso W1	56
Figura 4.3	Margen de estabilidad y energías para el caso W2	59
Figura 4.4	Curvas de oscilación para el caso W2	60
Figura 4.5	Margen de estabilidad y energías para el caso W3	63
Figura 4.6	Curvas de oscilación para el caso W3	63
Figura 4.7	Margen de estabilidad y energías para el caso W4	66
Figura 4.8	Curvas de oscilación para el caso W4	67

Figura 4.9	Márgenes de estabilidad de los casos de estudio del sistema WSCC	67
Figura 4.10	Margen de estabilidad y energías para el caso NE1	72
Figura 4.11	Curvas de oscilación para el caso NE1	72
Figura 4.12	Margen de estabilidad y energías para el caso NE2	75
Figura 4.13	Curvas de oscilación para el caso NE2	75
Figura 4.14	Margen de estabilidad y energías para el caso NE3	78
Figura 4.15	Curvas de oscilación para el caso NE3	78
Figura 4.16	Margen de estabilidad y energías para el caso NE1	81
Figura 4.17	Curvas de oscilación para el caso NE4	81
Figura 4.18	Márgenes de estabilidad de los casos de estudio del sistema de Nueva Inglaterra	82
Figura A1	Estabilidad	98
Figura A2	Estabilidad asintótica	98
Figura F1	Sistema WSCC modificado	119
Figura F2	Sistema de Nueva Inglaterra	121

SIMBOLOGÍA

n	Número de nodos
δ_{CI}	Ángulo del centro inercial
δ_i	Ángulo del rotor del generador i con respecto a un marco de referencia síncrono
δ_{e1}	Punto de equilibrio estable de prefalla del rotor del generador con respecto a un marco de referencia síncrono
δ_{lib}	Ángulo de liberación del rotor del generador con respecto a un marco de referencia síncrono
δ_{e2}	Punto de equilibrio estable de posfalla del rotor del generador con respecto a un marco de referencia síncrono
δ_I	Punto de equilibrio inestable de prefalla del rotor del generador con respecto a un marco de referencia síncrono
D_i	Amortiguamiento del generador i
H_i	Constante de inercia del generador i
I_{GLi}	Magnitud de la inyección de corriente de carga reflejada en el nodo interno del generador i
E_i	Magnitud del voltaje interno del generador i
M_i	Momento de inercia del generador i
M_T	Momento de inercia del centro inercial
P'_{ei}	Potencia eléctrica del generador i
P_{mi}	Potencia mecánica del generador i
P'_{CI}	Potencia del centro inercial
t_{cr}	Tiempo crítico de liberación de la falla
t_{lib}	Tiempo de liberación de la falla
θ_i	Ángulo del rotor del generador i corregido al centro inercial
θ_{ij}	Diferencia angular entre los rotores de los generadores i y j corregidos al centro inercial
θ_{e1}	Punto de equilibrio estable de prefalla corregido al centro inercial
θ_{e2}	Punto de equilibrio estable de posfalla corregido al centro inercial
θ_{lib}	Posición angular al momento de librarse la falla corregida al centro inercial
θ_I	Punto de equilibrio inestable controlado de posfalla corregido al centro inercial
V_{EC}	Energía cinética
V_{EP}	Energía potencial
$V(\delta, \omega)$	Función de Energía Transitoria
V_{cr}	Energía transitoria crítica, energía cinética que el sistema puede absorber después de un disturbio
ΔV_{cr}	Corrección de la energía transitoria crítica
$V_{cr_{corr}}$	Energía transitoria crítica corregida
V_{lib}	Energía transitoria del sistema en el instante de liberación de la falla
$V_{lib_{corr}}$	Energía transitoria corregida en el instante de liberación de la falla

V_{ECorr}	Energía cinética corregida
ΔV	Margen de energía transitoria
ΔV_n	Margen de energía normalizado o margen de energía potencial normalizado
ω_i	Velocidad angular del generador i con respecto al marco de referencia síncrono
$\tilde{\omega}_i$	Velocidad angular del generador i corregida al centro inercial
$\dot{\omega}_i$	Aceleración del generador i con respecto al marco de referencia síncrono
$\dot{\tilde{\omega}}_i$	Aceleración del generador i referida al centro inercial
ω_{CI}	Velocidad angular del centro inercial
p_1, q_1	Coefficiente de contenido de potencia real y potencia reactiva de impedancia constante en la carga
p_2, q_2	Coefficiente de contenido de potencia real y potencia reactiva de corriente constante en la carga
p_3, q_3	Coefficiente de contenido de potencia real y potencia reactiva de potencia constante en la carga
T'_{d0}	Constante de tiempo a circuito abierto
X'_d, X'_q	Reactancia transitoria de eje directo, reactancia transitoria de eje de cuadratura
E'_d, E'_q	Tensión interna de eje directo, tensión interna de eje de cuadratura
$P(V,f)$	Característica de carga estática de potencia activa
$Q(V,f)$	Característica de carga estática de potencia reactiva
Y_{bus}	Matriz de admitancia nodal compleja
Y^A_{bus}	Matriz de admitancia nodal compleja aumentada con los n nodos internos de generación
Y^B_{bus}	Matriz de admitancia nodal compleja con los n nodos terminales eliminados
Y_{red}	Matriz de admitancia nodal compleja reducida a los n nodos internos de generación
G_{ij}	Conductancia de transferencia del ij -ésimo elemento de la matriz Y_{red}
B_{ij}	Suceptancia de transferencia del ij -ésimo elemento de la matriz Y_{red}
σ_i	Ángulo de la corriente reflejada en los nodos internos de generación con referencia a un marco síncrono
ϕ_i	Ángulo de la inyección de corriente reflejada en los nodos internos de generación corregido al centro inercial
Y_{Li}	Admitancia de carga en el nodo i
I_{Ci}	Inyección de corriente de la carga en el nodo i modelada como corriente constante
I_{Pci}	Inyección de corriente de la carga en el nodo i modelada como potencia constante
M_{cr}	Momento de inercia del grupo de generadores críticos
M_{sis}	Momento de inercia del grupo del resto de los generadores
M_{eq}	Momento de inercia del equivalente máquina-bus infinito
$\tilde{\omega}_{cr}^{lib}$	Velocidad angular del grupo de generadores críticos, al instante de liberar la falla, referida al centro inercial
$\tilde{\omega}_{sis}^{lib}$	Velocidad angular del resto de los generadores, al instante de liberar la falla, referida al centro inercial
$\tilde{\omega}_{eq}^{lib}$	Velocidad angular del equivalente máquina-bus infinito al instante de liberar la falla

ABREVIATURAS

BCU	Método del PEIC del límite de la región de estabilidad (B oundary C ontrolling U EP)
CI	C entro I ercial
CAI	C riterio de Á reas I guales
CEV	C ompensador E stático de VAR 's
DSA	Estudio de Seguridad Dinámica (D ynamic S ecurity A ssessment)
MD	M odo de D isturbio
MFET	M étodo de la F unción de E nergía T ransitoria
MFETCNL	M étodo de la F unción de E nergía T ransitoria con Modelos de C arga E stática N o L ineales
PEE	P unto(s) de E quilibrio E stable
PEI	P unto(s) de E quilibrio I nestable
PEIC	P unto(s) de E quilibrio I nestable C ontrolado
PEBS	Superficie Límite de Energía Potencial (P otential E nergy B oundary S urface)
SEP	S istema E léctrico de P otencia
SMBI	S istema M áquina- B us I nfinito
WECC	Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (W estern E lectricity C oordinating C ouncil)
WSCC	Consejo Coordinador de los Sistemas del Oeste (W estern S ystems C oordinated C ouncil)
ZIP	Modelo de cargas estáticas con componente de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P)

CAPÍTULO 1

Introducción y Generalidades

1.1 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) consiste de unidades de generación, líneas de transmisión, cargas, transformadores y compensadores estáticos de VAR's (CEV's). El tamaño de la interconexión varía pero los problemas técnicos son los mismos [1,87,89].

Por otra parte, la evolución del propio SEP la dictan los factores social, geográfico y del medio ambiente, lo que hace más compleja la configuración del sistema. Otro factor que contribuye a la complejidad del sistema es la imposibilidad de adquirir nuevos derechos de vía [87]. Tal condición singular del sistema eléctrico impone problemas complejos de ingeniería en los niveles de diseño y planeación, así como también en la operación [87,89]. Otro de los serios problemas en la industria eléctrica es la de producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica en la forma más económica posible.

Uno de los factores más importantes para cumplir con todos los objetivos anteriores, es el estudio de estabilidad del sistema de potencia, empleado por ingenieros tanto de planeación como de operación del sistema. A continuación se da una clasificación de los tipos de estabilidad en un SEP.

1.1.1 Clasificación de la estabilidad de un SEP.

En [85,88,104] se identifican los siguientes problemas de estabilidad dentro de un sistema de potencia:

- Estabilidad Angular
- Estabilidad de Voltaje
- Estabilidad de la Frecuencia.

Este trabajo se enfoca a la primera clasificación, es decir, a la estabilidad angular.

La estabilidad angular del sistema de potencia es un término aplicado a los SEP's de corriente alterna (CA), para indicar una condición en la cual las diversas máquinas síncronas del sistema permanecen "en sincronismo" o "en paso" entre todas ellas. De forma inversa, la inestabilidad indica una condición de "pérdida de sincronismo" o de "fuera de paso" [1,3,4].

En la evaluación de la estabilidad, lo importante es el comportamiento del SEP cuando se somete a un disturbio. Un disturbio es un cambio repentino en una condición de operación o en un parámetro del sistema de potencia [85,87]. El disturbio puede ser pequeño o grande. A un disturbio se le considera pequeño cuando para propósitos de análisis se puede justificar la linealización de las ecuaciones del sistema. Cuando la linealización de las ecuaciones del sistema no se puede justificar, entonces se dice que el disturbio es grande [87,88]. Los pequeños disturbios continuamente tienen lugar en forma de cambios de carga, y el sistema se ajusta por sí mismo a las condiciones cambiantes. El sistema debe ser capaz

de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones y suministrar con éxito la máxima cantidad de carga [85,88,104]. También debe ser capaz de subsistir a numerosos disturbios de naturaleza severa, tales como cortos circuitos en las líneas de transmisión, la pérdida de un gran generador o centro de carga, o la pérdida de una línea de enlace entre dos sistemas [85,87,88]. Un sistema de potencia es transitoriamente estable para una condición de operación en estado estacionario o ante un disturbio grande, si, después de dicho disturbio alcanza una condición de operación aceptable de estado estacionario. Se debe resaltar que es un requerimiento el estado estacionario aceptable [85,86].

Se debe hacer hincapié en que las ecuaciones que describen el comportamiento dinámico del sistema de potencia son no lineales. Estas ecuaciones principalmente describen el comportamiento dinámico de los generadores [93,94]. De particular interés es el comportamiento de las variables de los generadores tales como los ángulos de los rotores, las fuerzas electromotrices, los voltajes terminales, corrientes, etc. Éstas, determinan el comportamiento de otros parámetros de la red tales como los voltajes en determinados nodos, los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión. De lo anterior se observa que el estudio de estabilidad transitoria consiste en más que investigar si después de un disturbio, los generadores permanecerán en sincronismo.

1.1.2 Evaluación de la estabilidad transitoria.

La estabilidad transitoria se encuentra entre los elementos que determinan la seguridad del sistema de potencia. La seguridad es la capacidad del sistema de potencia de soportar disturbios repentinos tales como cortos circuitos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema [1,3,93].

Desde un punto de vista teórico, la estabilidad transitoria es un problema altamente no lineal y dimensional [87,88]. La manera tradicional de resolver este problema es la integración numérica en el dominio del tiempo de las ecuaciones no lineales del sistema, y la medida convencional de robustez del sistema, para soportar un disturbio grande, es su tiempo crítico de liberación (t_{cr}), esto es, el tiempo máximo de duración de un disturbio sin que el sistema pierda su capacidad de recuperarse a un nuevo estado estacionario o punto de operación aceptable. La evaluación convencional implica considerar tres etapas diferentes (prefalla, falla y posfalla) y, la obtención de las curvas de oscilación [7,86,94].

Dentro de una empresa eléctrica, aun cuando varían las necesidades de estudios de estabilidad transitoria, la velocidad para realizar los estudios de estabilidad transitoria es un requerimiento que va en aumento en la actualidad, por ejemplo, en la etapa de planeación del sistema de potencia donde se deben de llevar a cabo numerosos casos de estudio previendo escenarios desde meses hasta años antes de que el sistema planeado sea finalmente diseñado [86,87].

Actualmente, la simulación detallada en el dominio del tiempo es ampliamente aceptada por los ingenieros que planean el sistema. Sin embargo, esta herramienta no es adecuada para identificar apropiadamente los escenarios críticos o para hacer análisis de la sensibilidad del sistema [31,34,86]. Se tiene la necesidad de métodos más rápidos. En términos de tiempo de cálculo, el objetivo es aumentar la velocidad de manera importante con respecto a la simulación en el dominio del tiempo.

En la planeación de la operación, donde el horizonte de tiempo se reduce a días u horas, la velocidad de cálculo se vuelve crítica. Más aún, como el SEP se opera de formas no necesariamente previstas durante su diseño, existe la necesidad de asegurar márgenes de seguridad y sugerir medios de incrementarlo, además de evaluar el t_{lib} . Una vez más, el análisis de

sensibilidad y los medios de control, son las características esenciales requeridas. No necesitan ser muy exactas, teniendo en cuenta que le permiten al operador tomar decisiones con pocas simulaciones de estabilidad [16,86,87].

Por último, en la operación en tiempo real, solo le quedan al operador unos cuantos minutos para analizar la situación y si es necesario, tomar decisiones; por consiguiente, la velocidad de cómputo se vuelve un factor importante, además, se requiere forzosamente contar con las herramientas de control y de sensibilidad [16,86].

Las simulaciones en el dominio del tiempo son inapropiadas dentro de este contexto, no solo son incapaces de sugerir acciones de control, sino que tampoco pueden proporcionar una idea rápida del comportamiento de la estabilidad transitoria del sistema. Lo anterior implica tener márgenes de seguridad innecesarios en la operación diaria de los sistemas de potencia [7,86].

El método de la función de energía transitoria (MFET), tiene el potencial para el cálculo de los límites de estabilidad en línea [22,31,32], se pueden determinar directamente los límites, utilizando una combinación de técnicas de sensibilidad y de evaluación de la estabilidad. A todo este proceso se le conoce como Estudio de Seguridad Dinámica (Dynamic Security Assessment, DSA) y control preventivo [7,11,93].

1.2 Objetivos de la Tesis.

El presente trabajo se basa en el trabajo realizado por Fouad [2] y busca los siguientes objetivos:

- Incorporar los modelos de cargas estáticas no lineales en los estudios de estabilidad transitoria por el método de la función de energía transitoria (método directo) que emplea el modelo de red reducida a los nodos internos, con el fin de tomar en cuenta las variaciones en los voltajes de los nodos de carga los cuales influyen en la potencia y corriente de las cargas y así obtener tiempos críticos y márgenes de estabilidad más confiables y menos conservadores.
- Presentar una metodología para obtener una función de energía con modelo de carga estática no lineal tanto para un sistema máquina-bus infinito y como para un sistema multimáquinas.
- Implementar una subrutina de empaquetamiento y reducción de redes para agilizar el proceso de determinación del tiempo crítico de liberación de la falla.
- Utilizar la función de energía con modelos de cargas estáticas no lineales para un sistema máquina-bus infinito y dos sistemas multimáquinas de prueba.
- Comparar el Método de la Función de Energía Transitoria, la cual incluye los modelos de cargas estáticas no lineales, con simulaciones en el tiempo, para validar los resultados.

1.3 Justificación de la Tesis.

El uso del modelo clásico de los generadores para estudios de estabilidad transitoria en la primera oscilación ha mostrado ser adecuado en algunos sistemas para predecir tiempos críticos de liberación [15,28,34], mientras que el empleo del modelo de cargas de impedancia constante ha llevado a la obtención de resultados demasiado conservadores [35,36,94], esto es, la estimación de los tiempos críticos de liberación determinados con este modelo de carga no le permite tener una idea clara al operador de la robustez del sistema ante un disturbio. Por otro lado, en la realidad, las cargas no se presentan

únicamente como impedancia constante [19,35,36], tal es el caso de los aires acondicionados, las lámparas fluorescentes, etc., cuyas características de consumo de corriente o potencia varían de acuerdo al voltaje que alimente dichas cargas en algunos casos dicha variación será lineal (corriente constante) y en otras no dependerán del voltaje (potencia constante). Estas características de carga se ven reflejadas en los ángulos de los generadores en el momento de existir un disturbio, con lo cual se modifica la estabilidad del sistema [2,35,36], por lo que la inclusión de los modelos de carga estática dependientes del voltaje en los estudios de estabilidad transitoria, pueden ayudar a mejorar la predicción de tiempos críticos y márgenes de estabilidad, además, la inclusión de este modelo de cargas no lineales es un paso hacia delante en la aplicación de los métodos directos para estudios de seguridad dinámica, pues uno de los principales obstáculos actuales para su implementación comercial es el empleo de modelos sencillos de los elementos de un sistema de potencia.

1.4 Aportaciones de la Tesis.

Como resultado de este trabajo, se pretenden las siguientes aportaciones:

- Inclusión del modelo de carga estática no lineal, conocido como modelo ZIP, en la Función de Energía Transitoria para un sistema máquina-bus infinito (SMBI).
- Elaboración de un programa en MATLAB para obtener el tiempo crítico y la energía crítica de un SMBI.
- Inclusión del modelo ZIP en el MFET para un sistema multimáquinas.
- Elaboración de un programa en FORTRAN 90 que permita evaluar la estabilidad transitoria de primera oscilación en un sistema multimáquinas utilizando la función de energía con modelos de cargas estáticas no lineales.

1.5 Métodos de Solución.

Comúnmente, el modelo de los elementos de un SEP se hace a través de ecuaciones diferenciales y algebraicas no lineales, las cuales se deben resolver para evaluar la estabilidad transitoria [1,7,87]. No hay que perder de vista que las ecuaciones diferenciales permiten modelar mejor, en el caso de los generadores y CEV's, los sistemas de control, los reguladores de voltaje y los gobernadores de las turbinas, que nos permiten observar el comportamiento dinámico de los generadores y los CEV's ante un disturbio, por lo que aún el modelo más sencillo de un sistema por más pequeño que éste sea, requiere de ecuaciones diferenciales [86].

Actualmente existen tres formas de lidiar con estas ecuaciones para evaluar la estabilidad transitoria de un sistema de potencia:

1.5.1. *Métodos de simulación en el tiempo.*

Actualmente los más difundidos y empleados en las empresas eléctricas, resuelven las ecuaciones que caracterizan a los sistemas de potencia, empleando diferentes métodos de integración y manejo de matrices [3,85,98].

1.5.2. Métodos directos.

Entre los cuales cae la Función de Energía Transitoria, evalúan la estabilidad transitoria de un sistema sin resolver las ecuaciones las ecuaciones diferenciales de un SEP, por medio de criterios de estabilidad como el de Lyapunov [90,91,92].

1.5.3. Métodos híbridos.

Este tipo de métodos son más recientes y tratan de reunir lo mejor de los dos métodos anteriores para realizar estudios de estabilidad. Por un lado pueden simular en detalle a cada uno de los elementos del sistema y evalúan la estabilidad transitoria por un método directo, una vez que reconocen ciertas condiciones de estado del sistema cuando se resuelven las ecuaciones diferenciales [47,52,89].

1.6 Reseña y Estado del Arte.

Un método directo con el cual se evaluaba la estabilidad transitoria sin resolver las ecuaciones diferenciales del sistema se conoce como el método de áreas iguales [3]. En este método se decide si un sistema máquina bus-infinito es estable o no, al analizar en forma gráfica las áreas bajo las curvas de los tres estados de operación de una máquina (antes, durante y después de una falla).

Al final de la década de 1940, Magnusson [84], propuso la evaluación de la estabilidad transitoria empleando funciones de energía. A finales de la década de 1950, Aylett [5], obtiene las ecuaciones para calcular los tiempos críticos de liberación tomando en cuenta las resistencias del sistema, así como también obtiene las ecuaciones de la función de energía para un sistema multimáquinas y las aplica en conjunto con el método de paso a paso para calcular el tiempo crítico de liberación. En 1966, El-Abbiad y Nagappan [13] obtienen, a través del teorema de Lyapunov, la región de estabilidad asintótica para el sistema de posfalla. También, establecen el método para calcular dicha región de estabilidad y obtener el tiempo crítico de liberación. Dentro de esta metodología, emplean el método de la pendiente más descendente (steepest descent method) para calcular los puntos de equilibrio estable (PEE) y los puntos de equilibrio inestable (PEI) del sistema de posfalla; en ese mismo año, Gless [39] demuestra la relación entre el criterio de áreas iguales, el método del plano de fase, el criterio de la integral de energía y el método de las funciones de Lyapunov, además, establece que el método de la función de Lyapunov se aplica a partir de la última operación hecha en el sistema, los ángulos y las velocidades angulares se determinan como funciones del tiempo hasta el instante de la última operación.

En 1970, Tavora y Smith [6], formulan las ecuaciones de estado con respecto al centro inercial, esta formulación tiene la ventaja de además de dar un sentido físico al problema de estabilidad transitoria, también proporciona un marco coherente para el análisis de sistemas con conductancias de transferencia. En 1979, Athay [9] y su grupo de colaboradores analizan los resultados conservadores de la teoría de Lyapunov e incorporan al método de la función de energía las conductancias de transferencia, puesto que se observa que al ocurrir una falla, la carga total del sistema no es la misma en el PEE que en el PEI, lo cual ocasiona que la máquina swing se acelere con respecto al resto del sistema; igualmente, identifican los elementos de las energías potencial y cinética que intervienen en dicha función. En la década de 1980, Fouad [11], descubre que no todo el exceso de energía cinética creado por la falla contribuye a la inestabilidad del sistema, una componente es responsable en gran parte del movimiento ínter máquinas y no de la separación de las máquinas críticas

con las del resto del sistema. Para análisis de estabilidad, esa componente de energía cinética se debe restar de la energía cinética que debe ser absorbida por el sistema para que se mantenga la estabilidad. Además determinó que el valor de la energía crítica se debe obtener cuando la trayectoria de la o las máquinas críticas pasa por los puntos de equilibrio inestable controlados (PEIC), los cuales se obtienen empleando el método de optimización de Davidon-Fletcher-Powell. Carvalho y su equipo, en [15], obtienen un equivalente de dos máquinas del sistema, con el fin de comparar la energía transitoria de un generador cualquiera contra el resto del sistema, el equivalente con el menor margen normalizado de energía transitoria es el generador más afectado por el disturbio y el primero en perder el sincronismo, además, determinan que la pérdida de sincronismo sucede cuando el margen normalizado de energía desaparece al terminar el disturbio. Para esa misma década, se realizan simulaciones con el método de la función de energía en sistemas grandes, Fouad [11] y Carvalho [34], emplean el modelo clásico de los generadores, desprecian el amortiguamiento, consideran la potencia mecánica constante en el periodo de estudio y las cargas se modelan como impedancias constantes. Otra característica es que el método de la función de energía empleado utiliza el modelo de red reducida hasta los nodos internos de generación. Aún con todas estas simplificaciones, los resultados obtenidos son buenos pero conservadores.

Chiang [10] y Fouad [37], explican los fundamentos de los métodos directos, las diferencias entre los métodos del PEI más cercano y el PEIC, el empleo de los modelos de red reducida y de conservación de la red. A principios de la década de 1980, se realizaron algunos esfuerzos para incorporar los modelos de cargas no lineales en el MFET [8,97], en estas aproximaciones se utilizó el método de la PEBS para estimar la energía crítica. En [8], las cargas real y reactiva de cada nodo se representan como funciones dependientes del voltaje de una demanda base. El término de demanda se representa como un torque, y se desarrolla una ecuación de oscilación conceptual para cada nodo de carga. La energía correspondiente a cada nodo de carga se adiciona entonces a la energía correspondiente a las ecuaciones de oscilación de la máquina para obtener la energía total del sistema. En [97], las inyecciones de corriente correspondientes a los nodos de carga se reflejan en los nodos internos del generador bajo la consideración de que la relación compleja del voltaje interno del generador entre el voltaje del nodo de carga es constante. A finales de esa misma década, Abu-Elnaga, Debs [36] y Fouad [2], incorporan los modelos de carga no lineales para mejorar el análisis de estabilidad. En [35], Abu-Elnaga emplea el modelo de conservación de la red y aplica diferentes modelos de carga estática, también comprueba que el empleo del modelo de carga de impedancia constante implica resultados conservadores toda vez que se comparan con estudios de modelos de carga de potencia constante y que los resultados obtenidos con el modelo de carga de corriente constante caen entre los valores de impedancia y potencia constantes. Los PEE y PEI se calculan a través del método de Newton-Raphson. En [36], Debs se basa en el trabajo de [35], conservando la red, sin embargo, obtiene una función de energía que además de depender de los ángulos también depende de los voltajes de los nodos de carga, esto es debido a que al obtener la energía consumida por las cargas se tiene que considerar las variaciones del voltaje en el periodo de estudio, lo cual implica una integral de línea, para resolverla, descompone la trayectoria en pequeños segmentos, en dichos segmentos se consideran los voltajes y ángulos constantes, sin embargo, para cada segmento es necesario obtener una corrida de flujos para determinar los voltajes y ángulos de los nodos. En [2], Fouad utiliza el modelo de red reducida para incorporar las cargas estáticas no lineales en el método de la función de energía transitoria, en el se utilizan los voltajes de la red de prefalla como punto de partida y mediante el método de Newton-Raphson obtener las variaciones de voltaje al

momento de liberar la falla, el cálculo de los voltajes de red están implícitamente ligados con los cálculos de los PEE y los PEIC.

En 1989, Pai, basado en [7], elabora uno de los primeros libros que tratan completamente la estabilidad transitoria con funciones de energía [93], en él también se contempla la incorporación de los modelos de carga no lineal empleando funciones de energía individuales y conservando la red. En los inicios de la década de 1990, varios investigadores consideran a los métodos directos factibles para la evaluación de la estabilidad transitoria [49,85,86,87,88,94]; sin embargo, tanto Chiang [46] como Fouad [86], reconocen que el modelo clásico empleado en los métodos directos no considera las variaciones de voltaje ni la demanda de potencia reactiva en los nodos de carga; [46] señala además que la reducción de la red implica perder la topología de la misma, elimina del estudio los cambios de energía transitoria entre los diferentes componentes de la red, por lo que, por un lado, Chiang [46], Pai [93] y Hiskens [19], proponen como alternativa los métodos directos que conservan la red que incluyen modelos de carga no lineales y con ellos también se puede estudiar el abatimiento del voltaje que ocurre durante un disturbio. Fouad y su equipo [41,86], por otro lado, continuaron implementando mejoras en el modelo clásico como la inclusión de los modelos detallados de los generadores y controles del sistema de excitación.

En [26,30,49], se identifica a la evaluación correcta de los puntos de equilibrio inestables como el principal problema matemático del método de la función de energía transitoria. Las condiciones de carga de un sistema pueden hacer que se converja en PEI equivocados o se tengan problemas para encontrar los PEI [30,49]. Bergren y Andersson [30] descubrieron que los puntos de equilibrio inestables dependen del punto de falla cuando el sistema tiene una carga moderada, sin embargo, Rahimi [49] encontró que, cuando el sistema opera con una alta carga, los puntos de equilibrio son difíciles de obtener. Chiang [22], Pai [25,94] y Rahimi [49], establecen las diferencias de los métodos aplicados para la obtención de los puntos de equilibrio inestables, los cuales, son el método del PEIC y el método del PEIC basado en el PEIC del límite de la región de estabilidad (Boundary Controlling UEP, BCU). De los dos métodos mencionados con anterioridad, el método BCU tiende a ser numéricamente más estable que el método del PEIC [49], aunque en [26], se establece un método basado en flujos de potencia para la obtención del PEIC, el cual, comparado con el programa DIRECT V3.0 del EPRI, obtiene los mismos PEI pero mejora los tiempos de cálculo tanto de los PEI como de los márgenes de energía. Chiang presenta en 1998, un estudio completo sobre los métodos directos para estabilidad transitoria [22], en él se observan las diferencias entre los métodos BCU y PEIC, tanto con red reducida como con la conservación de la red, también recomienda la mejora en los modelos empleados para implementar los métodos directos en el estudio de estabilidad de voltaje. Ese mismo año Pai, et. al. [24], establecen que las funciones de sensibilidad de las trayectorias se pueden usar como medida de la seguridad del sistema. En el año de 1999, Moon, et. al, [50] proponen una función de energía estática para estudios de estabilidad de voltaje, la función de energía puede considerar las conductancias de transferencia para un sistema multimáquinas si las relaciones X/R de todas las líneas de transmisión son uniformes. Jardim, et. al. [43], consideran que la trayectoria de falla y la integración de las ecuaciones del gradiente no proporcionan un punto de salida suficientemente cercano al PEIC para que se tenga convergencia o se obtienen PEI que no son los controlados, por lo que proponen, a través de una formulación híbrida, el uso de una trayectoria alterna para detectar un punto de salida más cercano al PEI que el obtenido por la trayectoria de falla sostenida. El objetivo es simular una trayectoria en la cual la

falla se libera en un tiempo situado entre el tiempo crítico y el tiempo estimado por la trayectoria de falla. Pai y Hiskens, en [56], proponen el uso de las sensibilidades de las trayectorias con el fin de determinar el tiempo crítico de liberación; obtienen dicha sensibilidad de la variación de la función de energía con respecto al tiempo de liberación, para dos tiempos de liberación distintos, con los resultados obtenidos realizan una interpolación para obtener el tiempo crítico correspondiente a la falla aplicada al sistema; en esta metodología se emplean tanto el modelo que conserva la red como los modelos de cargas no lineales dependientes del voltaje.

En la SEPI-ESIME-IPN, [17] es de los primeros trabajos en implementar los métodos directos para el análisis de estabilidad transitoria, sin embargo, sus resultados fueron conservadores al considerar los ángulos de los rotores como valores absolutos lo cual influyó en la determinación de las regiones de estabilidad. En [33] Olgún y Mirabal analizan las bases de los diferentes métodos numéricos y llegan a la conclusión de que el método PEBS presenta ventajas sobre el método del PEIC, ya que en el primero no se requiere del cálculo de los PEI. Gallegos [21] incluye el modelo de cargas como impedancia constante, a su vez, realiza un programa de simulación el cual permite obtener el margen de estabilidad; la función de energía se obtiene a través de la red reducida a los nodos internos de generación y emplea el método del PEIC. En México, el trabajo de [27] se enfoca en el análisis de la naturaleza de los métodos directos utilizando consideraciones intuitivas. En [28], se utiliza el método de la PEBS para el análisis de estabilidad transitoria y la obtención de una función de energía, además se comparan los resultados obtenidos por el método PEBS con la simulación en el tiempo, empleando un sistema de 50 nodos, con resultados satisfactorios. En [63] se utiliza el método del BCU para la obtención de una función de energía y el análisis de estabilidad transitoria, y se aplica al sistema eléctrico mexicano. En [101] se observa que la aplicación de diferentes métodos de optimización no es la solución para obtener mejores resultados sobre todo del PEIC, por lo que se propone una metodología basada en la trayectoria punto rayo con la cual se determinan los verdaderos PEIC.

En la actualidad, el MFET encuentra ya alguna aplicación práctica [22,105] para el DSA. Un estimador de estado proporciona los datos en tiempo real del SEP, el MFET se utiliza como técnica de filtrado de contingencias, pues se aprovecha su característica de menor tiempo de evaluación de la estabilidad transitoria, una vez que el MFET determina cuales son las contingencias más severas, éstas se analizan con mayor detalle en la simulaciones en el dominio del tiempo. En [22,105] se demuestra que los métodos directos y las simulaciones en el tiempo son métodos complementarios para evaluar la estabilidad transitoria de un sistema. En el presente trabajo, la metodología empleada se basa en el modelo ZIP para la incorporación de las cargas no lineales en la función de energía transitoria y en el empleo del método de la red reducida. Dicha metodología se explicará y analizará en los siguientes capítulos.

1.7 Análisis de Estabilidad por Métodos Híbridos.

Este tipo de métodos para estudios de estabilidad transitoria se obtienen pseudo-funciones de Lyapunov, que puedan tratar el problema de estabilidad transitoria de forma flexible, exacta y computacionalmente eficiente [89]. Los métodos híbridos pueden ser explícitos o implícitos de acuerdo a lo siguiente:

- El problema de estimación de la región de estabilidad se puede resolver en forma sencilla si se considera un sistema de dos máquinas o un sistema máquina-bus infinito equivalente del sistema de potencia multimáquinas.
- El problema del modelado se puede resolver si se hace un híbrido del método directo con las simulaciones en el dominio del tiempo.

La primera observación resalta el hecho en que un caso particular de un sistema equivalente de dos máquinas o máquina-bus infinito descrito con un modelo simplificado, la condición de estabilidad del criterio de Lyapunov se hace necesaria y suficiente en lugar de ser solo suficiente.

La segunda observación requiere la construcción de una función de Lyapunov para el sistema de potencia con modelo simple, $V(x)$, mientras que el cálculo de los componentes del vector x se realiza con un programa de simulación en el tiempo con el detalle deseado en el modelo. La función $V(x)$ resultante se hace dependiente de la trayectoria y por lo tanto ya no es una función verdadera de Lyapunov, sin embargo, se puede resolver el problema con el método de la función de energía transitoria [9,86,93].

Las aproximaciones resultantes son una combinación de métodos directos con simulación en el tiempo (métodos híbridos) que suelen ser de dos tipos. Algunas aproximaciones consideran una función de Lyapunov para un sistema de potencia multimáquinas y calculan dicha función a lo largo de la trayectoria multimáquinas; otras aproximaciones consideran un equivalente máquina-bus infinito del sistema multimáquina, y evalúan la estabilidad utilizando el criterio de áreas iguales (CAI). El método SIME [85,89], elaborado en la Universidad de Liege, Bélgica, por el grupo de la Dra. Pavella, pertenece a este último tipo.

1.8 Estructura de la Tesis.

En el capítulo 2 se obtiene la función de energía transitoria para un sistema máquina-bus infinito, dicha función incluye el modelo ZIP de las cargas, con lo cual se introduce en la función de energía la característica no lineal de las cargas dependientes del voltaje. En el capítulo 3, se señala la metodología para obtener la función de energía transitoria de un sistema multimáquinas, incorporando los modelos de carga estática no lineales a dicha función, y su influencia en la obtención de los puntos de equilibrio estables e inestables, las condiciones al liberar la falla y el margen de estabilidad.

El capítulo 4, se dedica al empleo del programa de computadora desarrollado en este trabajo, el cual utiliza el método de la función de energía transitoria con modelos de carga estática no lineales (MFETCNL) para evaluar la estabilidad transitoria de sistemas multimáquinas ; se emplean dos sistemas de potencia a los cuales se les aplican fallas trifásicas en diferentes nodos y se comparan los resultados obtenidos con un programa de simulación en el tiempo [100]. En el capítulo 5, se presentan las conclusiones con base en los resultados obtenidos en el capítulo anterior para los dos sistemas de prueba, así como también, se establecen las conclusiones del empleo de la función de energía transitoria con modelos de carga estática no lineales, las aportaciones del presente trabajo y algunas recomendaciones para trabajos futuros. Por último se tienen 7 apéndices, en los cuales se incluyen: los fundamentos básicos de la estabilidad en el sentido de Lyapunov (apéndice A), los programas para los casos de máquina-bus infinito mostrados en el capítulo 2 (apéndices B y C); el método de Newton-Raphson para la obtención de los voltajes nodales, necesario para tomar en cuenta las variaciones de

voltaje en las cargas durante la primera oscilación (apéndice D); los elementos tanto del Jacobiano como del Hessiano, que incluyen los modelos de carga estática no lineales para la obtención de los PEE y PEI (apéndice E); los diagramas unifilares de los sistemas de prueba empleados y sus parámetros de red y de máquinas (apéndice F) y, finalmente, se lista el programa desarrollado en lenguaje FORTRAN 90 para el análisis de estabilidad transitoria por el método de la función de energía transitoria que incluye los modelos de carga estática no lineales (apéndice G), así como los archivos requeridos para efectuar simulaciones y un ejemplo de los resultados de salida.

CAPÍTULO 2

Método de la Función de Energía para un Sistema Simplificado Incluyendo los Modelos de Carga no Lineal

2.1 Introducción.

Conceptualmente, el movimiento de un sistema de potencia sujeto a un disturbio es fácil de entender. Cuando se perturba el equilibrio del sistema de potencia, hay un exceso (o deficiencia) de energía relacionada con las máquinas síncronas, esta variación de energía hace que las máquinas oscilen o se alejen de su equilibrio [86,87,94]. Este movimiento es una indicación del hecho de que el exceso de energía se convierte en energía cinética (o la deficiencia de energía se sustrae de la energía cinética de las masas rodantes). Obviamente, si el movimiento es indefinido, se perdería el sincronismo. Para evitar esto, el sistema debe ser capaz de absorber este exceso de energía en un tiempo tal que las fuerzas sobre los generadores tiendan a situarlos en nuevos puntos de equilibrio [86,87,93].

La habilidad del sistema de potencia de absorber el exceso de energía cinética depende en gran medida de su habilidad de convertir esta energía en energía potencial, esto es, mediante el desplazamiento angular de los rotores de los generadores, la variación de los flujos magnéticos en los generadores y/o las líneas, y la disipación de energía a través de las cargas y líneas. De hecho, lo anterior depende en gran parte de la configuración de la red de posfalla. Naturalmente, la capacidad es finita. Por consiguiente, para una configuración dada del sistema, existe una cantidad máxima o crítica de energía cinética que la red puede absorber y convertir a otras formas de energía [85-88]. Si el sistema comienza con una cantidad de energía transitoria menor que esta energía crítica, los rotores oscilarán tanto como el sistema lo requiera, es decir, hasta que el exceso de energía sea absorbido por la red, pero el sistema permanecerá estable. A la diferencia entre la energía transitoria del sistema al inicio del periodo de posfalla y el valor crítico de la energía transitoria, se le conoce como margen de energía transitoria [86,87,93].

Con el fin de comprender lo expuesto anteriormente, se presentará una breve descripción tanto del criterio de las áreas iguales como de la función de energía para un sistema simplificado o SMBI (secciones 2.2 y 2.3 respectivamente), posteriormente, en la sección 2.4, se presentará la relación existente entre el criterio de áreas iguales y la función de energía transitoria para un SMBI; después se utilizarán todos estos conceptos en un SMBI y se compararán con una simulación en el tiempo (sección 2.5). En las últimas dos secciones de este capítulo, se obtendrá la función de energía para un SMBI a partir de la obtenida en el capítulo 3 para un sistema multimáquina (sección 2.6) y se aplicará igualmente a un SMBI con una carga no lineal y se comparará el resultado con una simulación en el tiempo (sección 2.7).

2.2 Criterio de las Áreas Iguales para un Sistema Máquina-Bus Infinito.

Considere el sistema máquina-bus infinito (SMBI) de la figura 2.1.

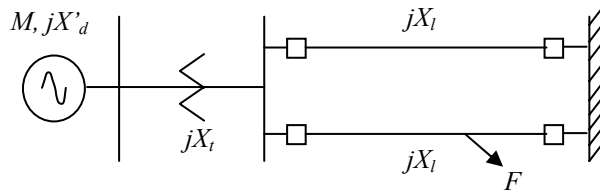


Figura 2.1. Sistema máquina-bus infinito.

El criterio de áreas iguales [3,85,87] permite conocer si un sistema (como el mostrado en la figura 2.1) será estable o no después de un disturbio, sin que necesariamente se resuelva la ecuación de oscilación del generador, únicamente se requiere conocer cual podría ser la máxima desviación del ángulo del rotor (δ) para determinar el margen de estabilidad en forma gráfica a través de la figura 2.2. Aunque dicho criterio no se puede emplear para un sistema multimáquinas, sirve para ilustrar los parámetros que intervienen en un estudio de estabilidad transitoria. Este criterio presenta las ideas básicas con las que el método de la función de energía transitoria se fundamenta para evaluar la estabilidad de un sistema sin resolver las ecuaciones diferenciales que lo caracterizan [85,88,96].

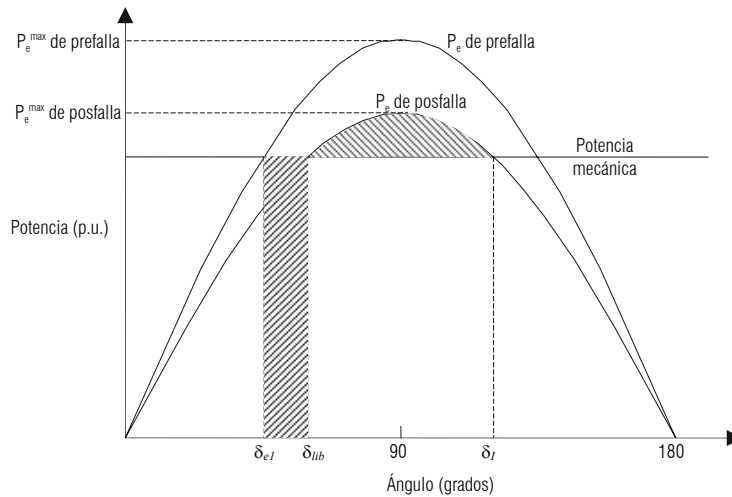


Figura 2.2. Curvas P- δ del sistema de la figura 2.1.

La ecuación de oscilación de un generador está dada por:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e^{\max} \text{sen}(\delta) \quad (2.1)$$

De otra forma se tiene:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.2)$$

Puesto que P_e es una función no lineal de δ , entonces para poder resolver la ecuación anterior, se tiene:

$$M \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (2.3)$$

Integrando la ecuación (2.3), se tiene:

$$\frac{1}{2} M \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int (P_m - P_e) d\delta \quad (2.4)$$

Para evaluar el término de la integral de la ecuación (2.4), se debe tener en cuenta que después de iniciado el disturbio (δ_{e1}), la variación de la velocidad $\frac{d\delta}{dt}$ tenderá a cero en algún otro ángulo (δ_l), por lo tanto:

$$0 = \int_{\delta_{e1}}^{\delta_l} (P_m - P_e) d\delta \quad (2.5)$$

De acuerdo a la figura 2.2, la trayectoria a integrar se divide en dos tramos:

$$\underbrace{\int_{\delta_{e1}}^{\delta_{lib}} (P_m - P_e) d\delta}_{Area\ 1} + \underbrace{\int_{\delta_{lib}}^{\delta_l} (P_m - P_e) d\delta}_{Area\ 2} = 0 \quad (2.6)$$

Lo anterior es cierto cuando A_1 es igual al A_2 , esto es, A_1 corresponde a la energía cinética ganada cuando el rotor cambia de su posición original en δ_{e1} a una nueva posición en δ_{lib} , A_2 corresponde a la energía perdida cuando el rotor pasa de δ_{lib} a δ_l . Del análisis anterior se tienen las siguientes conclusiones de estabilidad para un sistema máquina-bus infinito:

- Si $A_1 > A_2$, el sistema será inestable.
- Si $A_1 < A_2$, el sistema será estable.
- Si $A_1 = A_2$, el sistema será críticamente estable.

2.3 Función de Energía Transitoria para un Sistema Máquina-Bus Infinito [87].

La función de energía siempre se construye para el sistema de posfalla. En el caso del SMBI, la ecuación de posfalla es:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e^{\max} \text{sen}\delta \quad (2.7)$$

donde, $P_e^{\max} = \frac{E_1 E_2}{X}$ y δ es el ángulo relativo al bus infinito, y $\frac{d\delta}{dt} = \omega$ es la velocidad relativa del rotor. El lado derecho de

(2.7) se puede escribir como $-\frac{\partial V_{EP}}{\partial \delta}$, donde:

$$V_{EP}(\delta) = -P_m \delta - P_e^{\max} \cos \delta \quad (2.8)$$

Multiplicando (2.7) por $\frac{d\delta}{dt}$, se puede reescribir como:

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{M}{2} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 + V_{EP}(\delta) \right] = 0 \quad (2.9)$$

es decir,

$$\frac{d}{dt} \left[\frac{1}{2} M \omega^2 + V_{EP}(\delta) \right] = 0 \quad (2.10)$$

esto es:

$$\frac{d}{dt} [V(\delta, \omega)] = 0 \quad (2.11)$$

Por consiguiente, la función de energía es:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2} M \omega^2 + V_{EP}(\delta) \quad (2.12)$$

Se deduce de (2.11) que la cantidad $V(\delta, \omega)$, es una constante. El punto de equilibrio está dado por la solución de:

$$P_m - P_e^{\max} \text{sen} \delta_{e2} = 0 \quad \Rightarrow \quad \delta_{e2} = \text{sen}^{-1} \left(\frac{P_m}{P_e^{\max}} \right) \quad (2.13)$$

Este es un punto de equilibrio rodeado por dos puntos de equilibrio inestables $\delta_1 = \pi - \delta_{e2}$ y $\hat{\delta}_1 = -\pi - \delta_{e2}$. Si se hace un cambio de coordenadas de tal forma que $V_{EP} = 0$ en $\delta = \delta_{e2}$, entonces, (2.8) es:

$$V_{EP}(\delta, \delta_{e2}) = -P_m(\delta - \delta_{e2}) - P_e^{\max}(\cos \delta - \cos \delta_{e2}) \quad (2.14)$$

con lo anterior, la función de energía de (2.12) se puede escribir como [21,87]:

$$\begin{aligned} V(\delta, \omega) &= \frac{1}{2} M \omega^2 - P_m(\delta - \delta_{e2}) - P_e^{\max}(\cos \delta - \cos \delta_{e2}) \\ &= V_{EC} + V_{EP} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Como se mencionó, de (2.11) se deduce que $V(\delta, \omega)$ es igual a una constante E , la cual es la suma de las energías cinética y potencial, y permanece constante una vez que se libera la falla puesto que el sistema es conservativo [7,87,99]. Evaluar $V(\delta, \omega)$ en $t = t_{lib}$ a partir de la trayectoria de falla, representa la energía total E presente en el sistema en $t = t_{lib}$. Esta energía debe ser absorbida por el sistema una vez que la falla se ha liberado, para que el sistema sea estable. La energía cinética siempre es positiva y es la diferencia entre E y $V_{EP}(\delta, \delta_{e2})$. Esto se muestra gráficamente en la figura 2.3, la cual es la curva de la energía potencial.

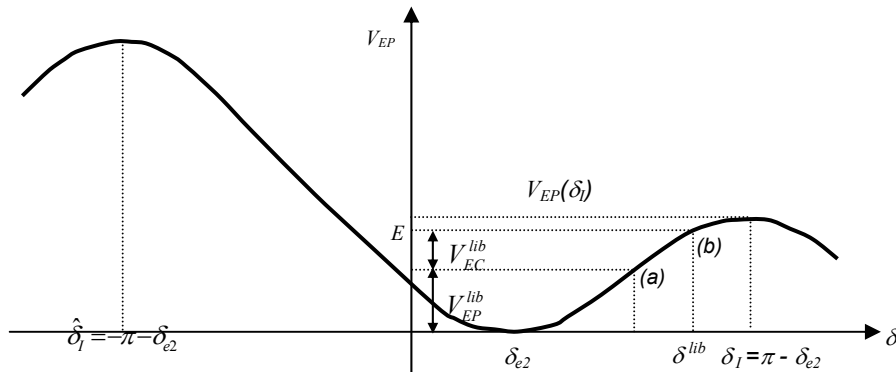


Figura 2.3. Curva de energía potencial.

De (2.15), cuando $\delta = \delta_{e2}$, se encuentra en el punto de equilibrio estable de postfalla y $V(\delta, \omega)$ es cero, pues para V_{EC} se tiene que $\omega = 0$ y por la condición $\delta = \delta_{e2}$, entonces $V_{EP} = 0$. Si se supone que, al final del periodo de falla $t = t_{lib}$, el ángulo del rotor es $\delta = \delta_{lib}$, y la velocidad es ω_{lib} , entonces:

$$\begin{aligned} V_{lib}(\delta_{lib}, \omega_{lib}) &= \frac{1}{2} M \omega_{lib}^2 - P_m(\delta_{lib} - \delta_{e2}) - P_e^{\max}(\cos \delta_{lib} - \cos \delta_{e2}) \\ &= V_{EC}^{lib} + V_{EP}^{lib} \end{aligned} \quad (2.16)$$

La expresión (2.16) es el valor de E . Existen otros dos puntos de equilibrio en la figura 2.3, estos son $\delta_I = \pi - \delta_{e2}$ y $\hat{\delta}_I = -\pi - \delta_{e2}$, ambos son inestables y de hecho son puntos de equilibrio tipo 1 (tipo silla de montar) [87,89]. La energía potencial es cero en $\delta = \delta_{e2}$, y tiene dos máximos relativos en $\delta = \pi - \delta_{e2}$ y $\delta = -\pi - \delta_{e2}$. En el punto (a), δ_{lib} y ω_{lib} se conocen a partir de la trayectoria de falla; por consiguiente, $V(\delta_{lib}, \omega_{lib}) = E$ se conoce. Esto se muestra en el punto (b). Si $E < V_{EP}(\delta_I)$, entonces, puesto que el sistema es conservativo, el sistema liberado en el punto (a) se acelerará hasta llegar al punto (b), y entonces comenzará a desacelerar. Si $E > V_{EP}(\delta_I)$, entonces, el sistema liberado se acelerará más allá de δ_I , y por consiguiente, el sistema será inestable. $V_{EP}(\delta_I)$ se obtiene a partir de la ecuación (2.14), con $-P_m(\pi - 2\delta_{e2}) - 2P_e^{\max}(\cos \delta_{e2})$. Si δ decrece debido a la desaceleración para $t > 0$, entonces el sistema es inestable cuando $E > V(\hat{\delta}_I)$. Los puntos δ_I y $\hat{\delta}_I$ constituyen la superficie límite de energía potencial (Potential Energy Boundary Surface, PEBS) de dimensión cero para el SMBI de la figura 2.1. Algunos investigadores restablecen la idea anterior al decir que si la V_{EP} se inicializa en cero con δ_{lib} , entonces V_{EC}^{lib} representa el exceso de energía cinética inyectada al sistema [28,87,93]. La estabilidad la determina la habilidad del sistema de postfalla de absorber este exceso de energía, es decir, el sistema es estable si:

$$V_{EP}(\delta_I) - V_{EP}(\delta_{lib}) > V_{EC}^{lib} \quad (2.17)$$

La mayoría de los conceptos de estabilidad se pueden interpretar como si al momento de inercia M se le considera como una partícula que se desliza sin fricción dentro de una colina con la forma $V_{EP}(\delta)$. Los movimientos dentro de la colina están limitados y por consiguiente, son estables. Utilizando (2.8) en (2.7) se tiene:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = - \frac{\partial V_{EP}(\delta)}{\partial \delta} \quad (2.18)$$

si se expande el lado derecho de (2.18) en una serie de Taylor alrededor de un punto δ^* , es decir, $\delta = \delta^* + \Delta \delta$ y se retiene solo el término lineal, entonces:

$$M \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = - \left. \frac{\partial^2 V_{EP}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} \Delta \delta \quad (2.19)$$

$$M \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \left. \frac{\partial^2 V_{EP}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} \Delta \delta = 0 \quad (2.20)$$

Si $\left. \frac{\partial^2 V_{EP}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} < 0$, el equilibrio es inestable. Si $\left. \frac{\partial^2 V_{EP}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} > 0$, entonces es un sistema oscilatorio y las

oscilaciones alrededor de δ^* están limitadas. Puesto que siempre existe un amortiguamiento positivo, se puede decir que es estable. En el caso de la figura 2.3, se puede verificar que δ_{e2} es un punto de equilibrio estable y que los puntos δ_I y $\hat{\delta}_I$ son inestables utilizando este criterio. Entonces, en el caso de un SMBI, la función de energía, y la PEBS son equivalentes. Para el caso de sistemas multimáquinas y sistemas no conservativos, cada método establece únicamente aproximaciones al verdadero límite de estabilidad [87]. En el análisis de sistemas multimáquinas, la segunda derivada de V_{EP} es la matriz de Hess o matriz Hessiana.

2.4 El Criterio de las Áreas Iguales y la Función de Energía.

Las curvas ángulo-potencia para los estados de prefalla, falla y posfalla del SMBI de la figura 2.1, con falla en la mitad de una de las líneas, se muestran en la figura 2.4. Inicialmente, el sistema se encuentra en $\delta = \delta_{e1}$. Ahora se demostrará que el área A_1 representa la energía cinética inyectada al sistema durante la falla, la cual es la misma que V_{EC}^{lib} de la figura 2.3. El área A_2 representa la capacidad del sistema de posfalla de absorber esta energía. En términos de la figura 2.3, A_2 representa $V_{EP}(\delta_I) - V_{EP}(\delta_{lib})$. Por el criterio de las áreas iguales, el sistema es estable si $A_1 < A_2$.

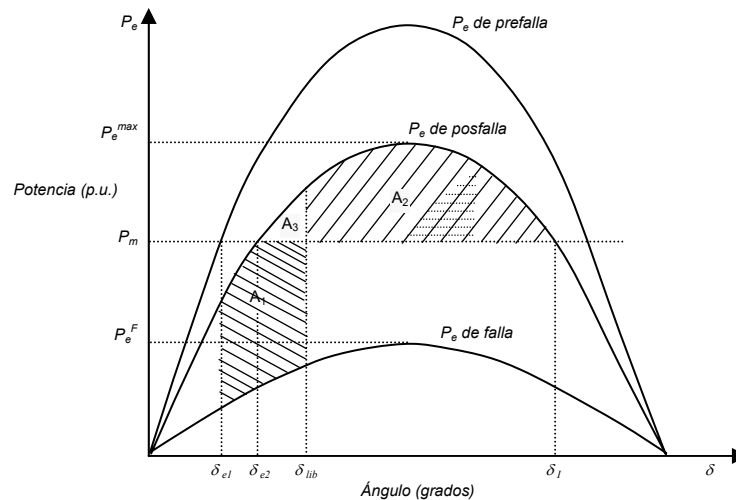


Figura 2.4. Curva s P- δ , para el sistema de la figura 2.1.

Las ecuaciones de falla y posfalla son, respectivamente:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e^F \text{sen} \delta \quad (2.20)$$

y

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e^{\max} \text{sen} \delta \quad (2.21)$$

donde:

$$P_e^F = \frac{E_1 E_2}{X^F} \quad ; \quad P_e^{\max} = \frac{E_1 E_2}{X}$$

El área A_1 está dada por:

$$\begin{aligned} A_1 &= \int_{\delta_{e1}}^{\delta_{lib}} (P_m - P_e^F \text{sen} \delta) d\delta = \int_{\delta_{e1}}^{\delta_{lib}} M \frac{d\omega}{dt} d\delta \\ &= \int_{\delta_{e1}}^{\delta_{lib}} M \frac{d\omega}{dt} \omega dt = \int_{\delta_{e1}}^{\delta_{lib}} M \omega d\omega = \frac{1}{2} M \omega_{lib}^2 \end{aligned} \quad (2.22)$$

Por consiguiente, A_1 es la energía cinética inyectada al sistema debido a la falla. El área A_2 está dada por:

$$\begin{aligned} A_2 &= \int_{\delta_{lib}}^{\delta_I} (P_e^{\max} \text{sen} \delta - P_m) d\delta = -P_e^{\max} (\cos \delta_I - \cos \delta_{lib}) - P_m (\delta_I - \delta_{lib}) \\ &= V_{EP}(\delta_I) - V_{EP}(\delta_{lib}) \end{aligned} \quad (2.23)$$

Añadiendo A_3 al criterio $A_1 < A_2$, se tiene:

$$A_1 + A_3 < A_2 + A_3 \quad (2.24)$$

donde,

$$\begin{aligned} A_3 &= \int_{\delta_{e2}}^{\delta_{lib}} (P_e^{\max} \text{sen} \delta - P_m) d\delta \\ &= -P_m (\delta_{lib} - \delta_{e2}) - P_e^{\max} (\cos \delta_{lib} - \cos \delta_{e2}) \end{aligned} \quad (2.25)$$

Si se sustituye δ_{lib} y ω_{lib} por cualquier δ y ω , y se realiza la sumatoria del lado izquierdo de (2.24), se tiene:

$$A_1 + A_3 = \frac{1}{2} M \omega^2 - P_m (\delta - \delta_{e2}) - P_e^{\max} (\cos \delta - \cos \delta_{e2}) \quad (2.26)$$

(2.26) es la misma función $V(\delta, \omega)$ de (2.15).

De la figura 2.4, se tiene:

$$A_2 + A_3 = \int_{\delta_{e2}}^{\pi - \delta_{e2}} (P_e^{\max} \text{sen} \delta - P_m) d\delta = 2P_e^{\max} \cos \delta_{e2} - P_m (\pi - 2\delta_{e2}) \quad (2.27)$$

Se puede verificar a partir de (2.15) que:

$$\begin{aligned} V(\delta, \omega) \Big|_{\omega=0}^{\delta=\delta_I} &= -P_m (\pi - 2\delta_{e2}) + 2P_e^{\max} \cos \delta_{e2} = A_2 + A_3 \\ &= V_{EP}(\delta_I) = V_{cr} \end{aligned} \quad (2.28)$$

Así, por el criterio de las áreas iguales, un sistema es estable cuando $A_1 < A_2$, lo cual es equivalente a:

$$V(\delta, \omega) < V_{cr} \quad (2.29)$$

donde $V_{cr} = V_{EP}(\delta_I)$. Tanto δ como ω se obtienen de la ecuación de falla.

2.5 Aplicación del Criterio de Áreas Iguales y la Función de Energía Transitoria a un SMBI.

En esta sección se empleará el programa CAIFET.M, escrito en lenguaje de MATLAB, en el cual se aplican tanto el criterio de áreas iguales, para determinar la estabilidad del sistema, como la función de energía para determinar el tiempo crítico de liberación, esto se comprobará con una simulación en el tiempo con el programa de estabilidad desarrollado en [100]. El listado del programa CAIFET.M se muestra en el apéndice B.

Considere el SMBI de la figura (2.5), con los siguientes parámetros:

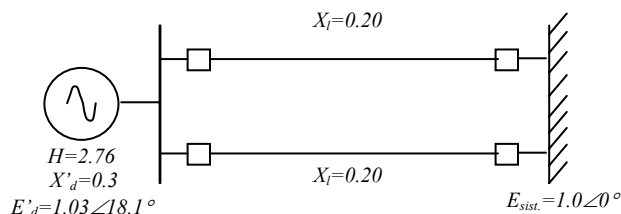


Figura 2.5. Sistema máquina-bus infinito [3].

En el sistema de la figura 2.5, se aplica una falla a la mitad de una de las líneas, y empleando la metodología para construir las curvas potencia-ángulo, mencionadas en las secciones 2.3 y 2.5, se realizó una simulación en el programa CAIFET.M, con los siguientes datos:

$$\begin{array}{ll}
 \text{Tiempo de estudio} = & 1.0 \text{ s} \\
 \text{Frecuencia} = & 60.0 \text{ Hz} \\
 \text{Constante de inercia } H = & 2.7600
 \end{array}
 \qquad
 \begin{array}{ll}
 \text{Tiempo de liberación} = & 0.614 \text{ s} \\
 \text{Potencia mecánica} = & 0.8000 \text{ p.u.}
 \end{array}$$

Al realizar la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\begin{array}{lll}
 \text{Ángulo de falla} = & 18.1002^\circ & ; \\
 \text{Ángulo crítico} = & 138.9105^\circ & ; \\
 \text{Energía crítica} = & 1.9215 \text{ p.u.} & ;
 \end{array}
 \qquad
 \begin{array}{ll}
 \text{PEE} = & 22.8518^\circ \\
 \text{Ángulo de liberación} = & 138.8165^\circ \\
 \text{Tiempo crítico} = & 0.6145 \text{ s}
 \end{array}
 \qquad
 \begin{array}{l}
 \text{PEI} = 157.1482^\circ
 \end{array}$$

Para determinar el tiempo crítico, se empleó la metodología de integración de paso a paso [3,85,88], por lo que el método de la función de energía empleado se puede considerar híbrido, pues aunque no se integran las ecuaciones diferenciales que describen el sistema, se utiliza el método de paso a paso para determinar el tiempo crítico de liberación de la falla a partir de la intersección de la trayectoria de posfalla con la trayectoria de falla. En la figura 2.6, por medio del criterio de áreas iguales, se pueden apreciar los ángulos de falla, el punto de equilibrio estable y el punto de equilibrio inestable de posfalla.

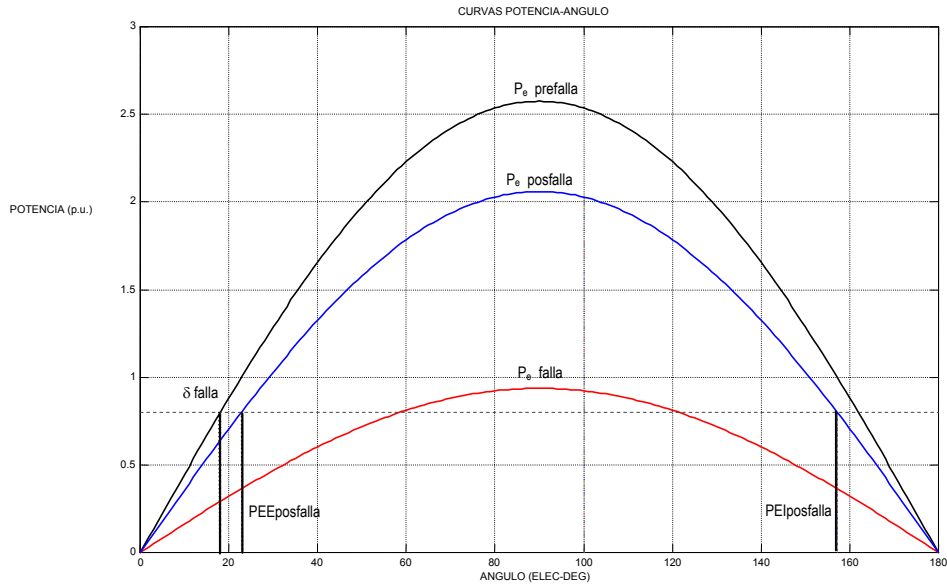


Figura 2.6. Criterio de áreas iguales para el SMBI de la figura 2.5.

Las trayectorias de la figura 2.7, se determinaron a partir de (2.15) y (2.16), en ella se puede apreciar cual es la región de estabilidad delimitada por la red de posfalla y el PEI de posfalla para el sistema considerado, el sistema será estable para toda trayectoria dependiente del ángulo de liberación que se encuentre dentro de la región de estabilidad, en este caso en particular, el tiempo de liberación dado (0.614 seg.), permite que el sistema permanezca estable, pues la trayectoria que sigue el sistema una vez que se liberó la falla, es muy cercana a la trayectoria del sistema de posfalla.

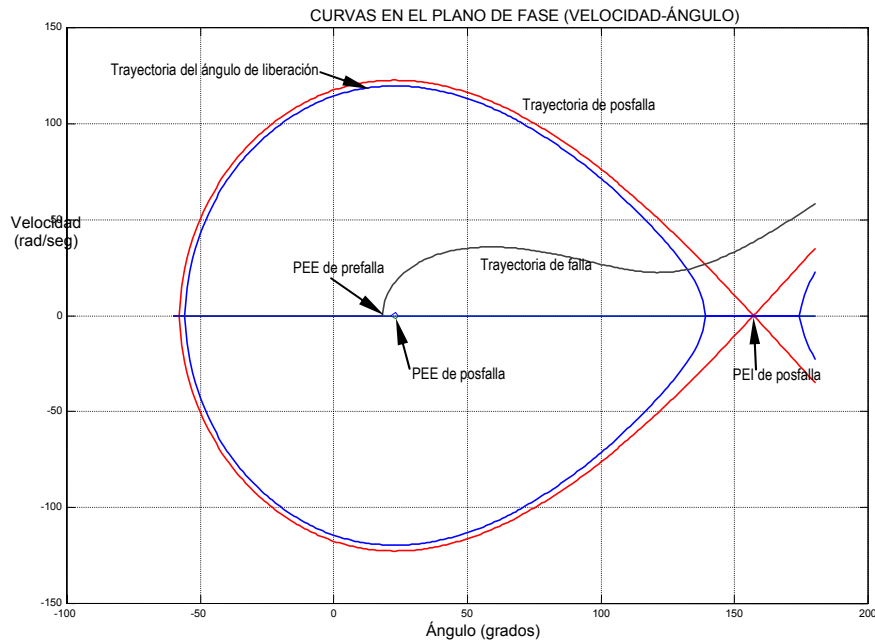


Figura 2.7. Trayectorias de las condiciones de prefalla, falla y posfalla.

De la figura 2.7, también se puede deducir fácilmente el ángulo crítico de liberación a partir del instante en que las trayectorias de falla y posfalla se intersectan, el ángulo crítico para este caso es de 138.91° .

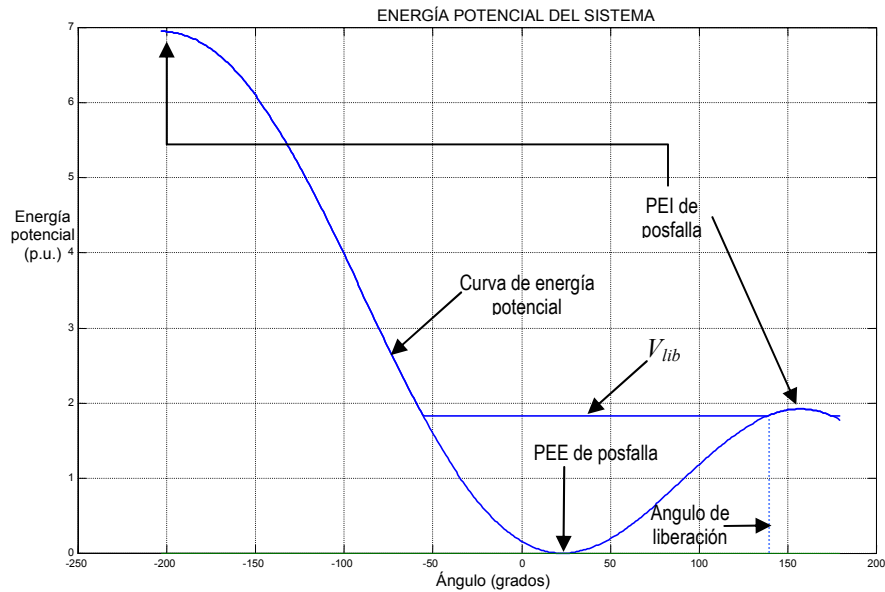


Figura 2.8. Curva de energía potencial del sistema de la figura 2.5.

La figura 2.8 muestra la curva de energía potencial, se comprueba que durante la falla la función de energía es constante hasta el momento de liberar la falla δ_{lib} , después de ese punto, para este caso en particular, el sistema tenderá hacia el máximo de la derecha, para después oscilar, por lo que se puede decir que el sistema es estable para el tiempo de liberación dado. En la figura 2.9, se muestra la superficie de energía potencial del SMBI de la figura 2.1, dicha superficie tiene la forma de una colina [9,85,86], donde los movimientos dentro de ella son estables. Si la energía cinética inyectada al sistema es mayor que la energía potencial, el sistema será inestable, es decir, los movimientos tienden a salirse de la superficie de energía potencial.

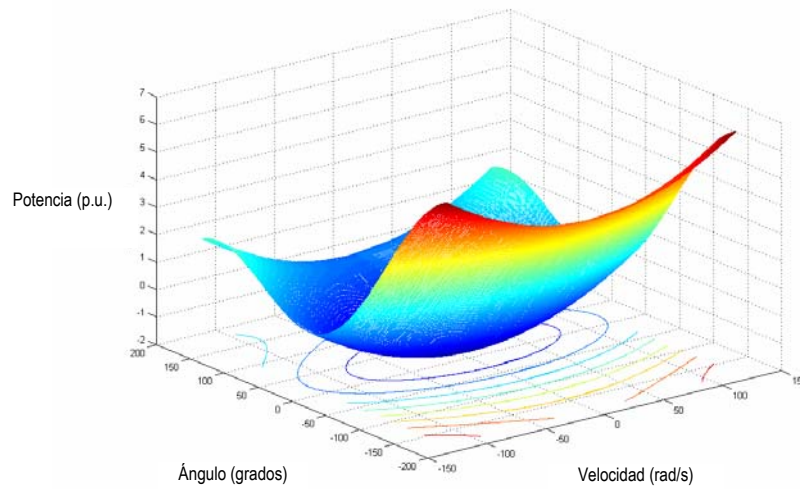


Figura 2.9. Superficie Límite de Energía Potencial para un SMBI.

En la figura 2.10, se observa la simulación en el tiempo para diferentes tiempos de liberación, con la falla aplicada a la mitad de una de las líneas del sistema de la figura 2.8. Con el $t_1=0.626$ segundos, se comprueba que efectivamente ese es el tiempo crítico de liberación, pues en un $t_2=0.627$ segundos, se observa que el sistema es inestable (en la simulación en el tiempo se utilizó el programa de [100]).

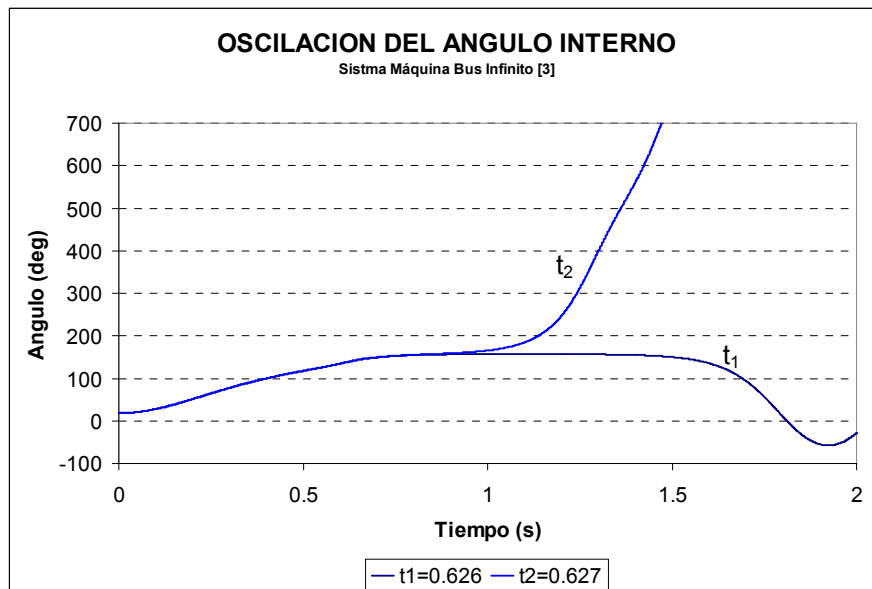


Figura 2.10. Simulación en el tiempo para el SMBI de la figura 2.5.

En la tabla 2.1 se muestra un resumen de los resultados obtenidos tanto por la simulación de la función de energía para un SMBI como por la simulación en el tiempo.

Tabla 2.1 Resumen de los resultados obtenidos por ambas simulaciones

Resultados	Función de Energía	Dominio del tiempo
Ángulo de falla	18.1002°	18.1054°
Tiempo crítico	0.6145 s	0.626 s
Ángulo crítico	138.91°	139.3357°

2.6 Función de Energía Transitoria para un SMBI Incorporando el Modelo de Carga Estática no Lineal.

Para efectos del presente capítulo, se obtendrá la función de energía para un SMBI con modelo de carga no lineal a partir de lo visto en la sección 2.4. En el capítulo 3, sección 3.7 se explicará en detalle el método para obtener la función de energía de un sistema multimáquinas con modelos de carga no lineales y cada uno de los elementos que la componen.

Un SMBI con carga, se puede representar como:

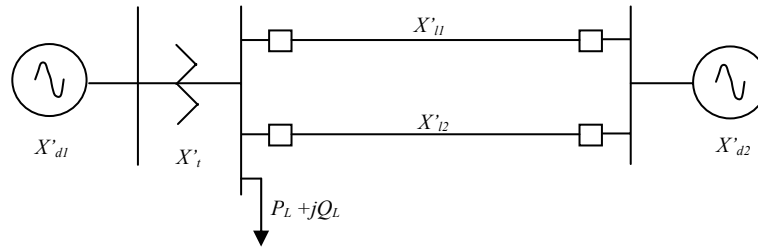


Figura 2.11. Equivalente de dos máquinas del SMBI.

Para cada generador la constante de inercia M está dada por:

$$M_i = \frac{2H_i}{\omega_0} = \frac{H_i}{\pi f} \quad (2.30)$$

si $M_2 \rightarrow \infty$, entonces la constante de inercia del centro inercial sería:

$$M_T = \sum_{i=1}^2 M_i \cong \infty \quad (2.31)$$

la formulación del centro inercial queda entonces:

$$\delta_{Cl} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^2 \delta_i M_i \Rightarrow \delta_{Cl} \cong 0 \quad (2.32)$$

$$\dot{\delta}_{Cl} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^2 \dot{\delta}_i M_i \Rightarrow \dot{\delta}_{Cl} = \omega_{Cl} \cong 0 \quad (2.33)$$

Ahora bien, para el caso del bus infinito se tiene que $\delta_2 = 0 \Rightarrow \omega_2 = 0$, por lo tanto, el centro inercial y el bus infinito se encuentran en el mismo sitio, por consiguiente, para G_1 se tiene:

$$\theta_1 = \delta_1 - \delta_{CI} = \delta_1 \quad (2.34)$$

$$\tilde{\omega}_1 = \omega_1 - \omega_{CI} = \omega_1 \quad (2.35)$$

Lo anterior indica que la función de energía para un SMBI se puede obtener con los valores del generador del sistema; por lo que se vio en la sección 2.4, las ecuaciones de equilibrio de falla y de posfalla son:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e^F \text{sen} \delta_1 - E_1 I_{GL1} \cos(\delta_1 - \sigma_1) \quad (2.36)$$

y

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e^{\max} \text{sen} \delta_1 - E_1 I_{GL1} \cos(\delta_1 - \sigma_1) \quad (2.37)$$

Donde I_{GL} es la inyección de corriente de la carga reflejada en el nodo interno del generador, la cual se explica en la sección 3.4; de la expresión (2.36), para un sistema sin conductancias de transferencia, la energía inyectada al sistema durante el periodo de falla, el cual comprende desde el PEE de prefalla hasta el momento de liberar la falla, es:

$$\begin{aligned} V(\delta_{lib}, \omega_{lib}) &= \int_{\delta_1^{e1}}^{\delta_1^{lib}} \left[M \frac{d^2 \delta}{dt^2} - P_m + P_e^F \text{sen} \delta_1 + E_1 I_{GL1} \cos(\delta_1 - \sigma_1) \right] dt \\ &= \frac{1}{2} M \omega_{lib}^2 - P_m (\delta_1^{lib} - \delta_1^{e1}) - P_e^F (\cos \delta_1^{lib} - \cos \delta_1^{e1}) \\ &\quad + \int_{\delta_1^{e1}}^{\delta_1^{lib}} E_1 I_{GL1} \cos(\delta_1 - \sigma_1) dt \end{aligned} \quad (2.38)$$

Como se observó en la sección 2.4, la expresión (2.38) se conoce como la función de energía de un SMBI para el periodo de falla, de la misma manera, para el periodo de posfalla, se tiene:

$$\begin{aligned} V(\delta, \omega) &= \int_{\delta_1^{e2}}^{\delta_1^l} \left[M \frac{d^2 \delta}{dt^2} - P_m + P_e^{\max} \text{sen} \delta_1 + E_1 I_{GL1} \cos(\delta_1 - \sigma_1) \right] dt \\ &= -P_m (\delta_1^l - \delta_1^{e2}) - P_e^{\max} (\cos \delta_1^l - \cos \delta_1^{e2}) \\ &\quad + \int_{\delta_1^{e2}}^{\delta_1^l} E_1 I_{GL1} \cos(\delta_1 - \sigma_1) dt \end{aligned} \quad (2.39)$$

En la expresión (2.39), la cual representa la función de energía de un SMBI en el periodo de posfalla, no existe el término de energía cinética, pues tanto en ambos puntos δ_1^{e2} y δ_1^l , la velocidad angular ω es cero.

De lo anterior, la función de energía para un SMBI con carga no lineal con red reducida a los nodos internos de generación es:

$$V(\delta, \omega) = -P_m (\delta_1 - \delta_1^{e2}) - P_e^{\max} (\cos \delta_1 - \cos \delta_1^{e2}) + \int_{\delta_1^{e2}}^{\delta_1} E_1 I_{GL1} \cos(\delta_1 - \sigma_1) dt \quad (2.40)$$

Como se verá en el capítulo 3, el último término de la expresión (2.40) es una integral dependiente de la trayectoria, puesto que si existe una variación en el ángulo interno de generación, se provoca un nuevo valor en los voltajes de los nodos de la red y por consiguiente en la inyección de corriente reflejada en el nodo interno de generación I_{GL} [2,86]; ésta inyección de corriente depende directamente del modelo de carga estática no lineal, como se verá en 3.4.

2.7 Aplicación de la Función de Energía a un SMBI con Modelo de Carga Estática no Lineal.

En esta sección se empleará el programa SMBICNL.M, escrito en lenguaje de MATLAB y del cual se muestra su listado en el apéndice C de este trabajo, básicamente utiliza la misma metodología del programa realizado para el punto 2.4 de este capítulo, la diferencia radica en el cálculo de la función de energía dada por la expresión (2.40), este programa incorpora el modelo ZIP para cargas no lineales [85,87,88], una vez más, los resultados se comprobarán con una simulación en el tiempo empleando el programa TRANSTAB.FOR [100]. Considere el SMBI de la figura 2.12, con las siguientes características en p.u.:

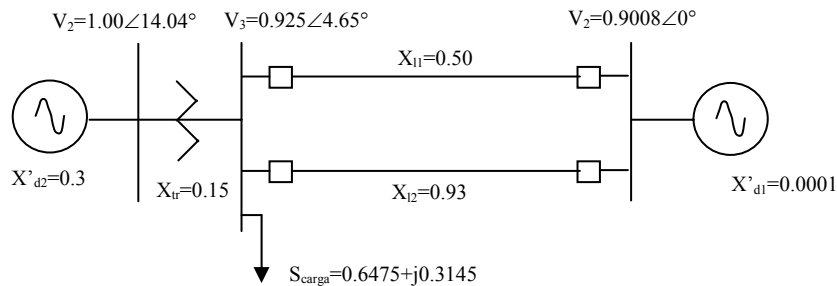


Figura 2.12. Parámetros del SMBI considerado.

Tiempo de estudio= 0.4 s

Tiempo de liberación = 0.15 s

Frecuencia = 60 Hz

Potencia mecánica = 0.9 p.u

Constante de inercia = 3.5 rad/s

Factores de carga para P (valor máximo = 1): $p_1=0.00$; $p_2=1.00$; $p_3=0.00$

Factores de carga para Q (valor máximo = 1): $q_1=0.00$; $q_2=1.00$; $q_3=0.00$

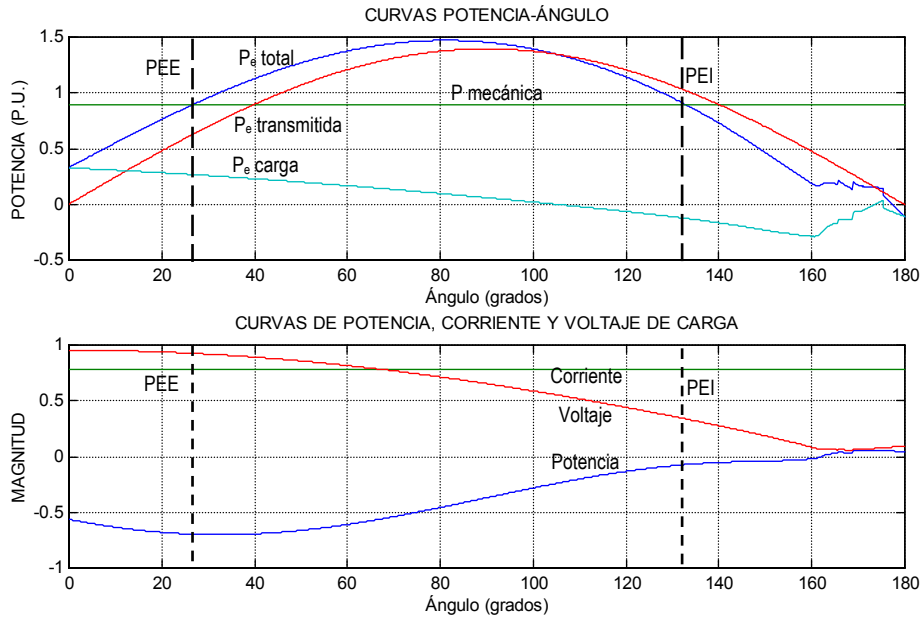
Es decir, se evaluó la estabilidad transitoria del SMBI (figura 2.12) con un modelo de carga no lineal de corriente constante, el modelo de la carga y los factores p y q se explicarán en la sección 3.2.4.1.

Al realizarse la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

Ángulo de falla= 27.1000° ; PEE= 29.8000° ; PEI= 130.5000°

Ángulo de liberación= 58.3637° ; Energía al momento de liberar = 0.4997 p.u.

Energía crítica = 0.5226 p.u. ; Tiempo crítico = 0.1534 s



Figuras 2.13. a) Curva Potencia-ángulo del SMBI, b) Curvas de potencia, voltaje y corriente de la carga considerada en el SMBI.

La figura 2.13a, muestra las curvas potencias-ángulo del SMBI para el estado de prefalla y están deformadas debido a la no linealidad de la carga (figura 2.13b), se puede apreciar para este caso en particular como al mantenerse la corriente constante en la carga para diferentes ángulos internos, se tiene que mantener el equilibrio en la fórmula de potencia y por consiguiente, tanto la potencia de la carga como el voltaje en el nodo de carga tienden a variar. Las oscilaciones que se muestran al final de las curvas, se deben a la inestabilidad numérica por la tolerancia dada para la convergencia de los voltajes de la red. Las curvas potencia-ángulo de los estados de prefalla, falla y posfalla del SMBI bajo estudio se muestran en la figura 2.14, en este caso, la potencia eléctrica durante la falla es cero, pues el disturbio ocurre en el nodo de alta tensión del transformador del SMBI.

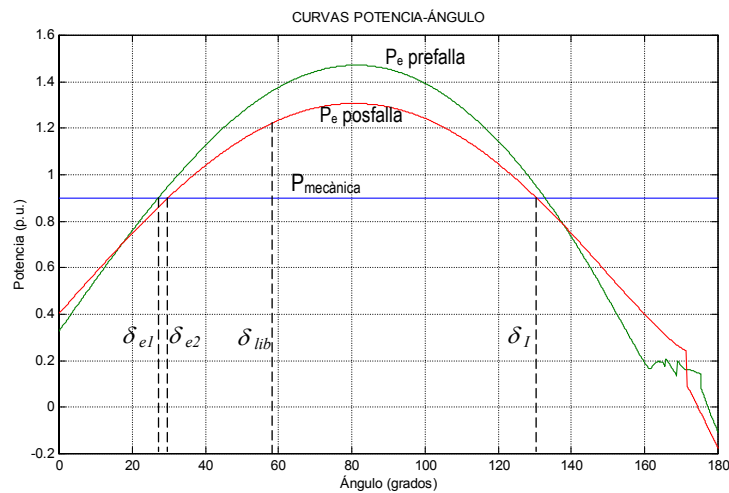


Figura 2.14. Curvas potencia-ángulo del SMBI con modelo de carga estática no lineal.

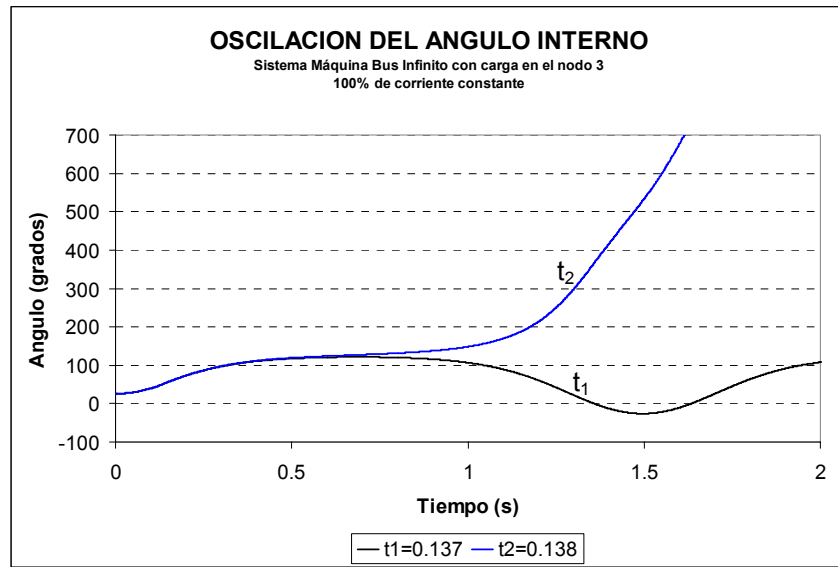


Figura 2.15. Simulación en el tiempo para el SMBI de la figura 2.12.

La simulación en el tiempo para el SMBI de la figura 2.12, se muestra en la figura 2.15, en ella se observa que el tiempo crítico de liberación es de 0.137 s, para un modelo de carga de corriente constante. A continuación en la tabla 2.2, se presentan los resultados obtenidos tanto por la función de energía transitoria como por el dominio del tiempo para diferentes combinaciones de carga no lineal en un SMBI.

Tabla 2.2 Resumen de los resultados obtenidos por ambas simulaciones

Caso	Contenido de carga en %			Tiempo Crítico (s)	
	Z	I	P	Función de Energía	Dominio del tiempo
SMBI-1	0	100	0	0.1534	0.137
SMBI-2	0	90	10	0.1692	0.158
SMBI-3	0	80	20	0.1832	0.158
SMBI-4	0	70	30	0.1911	0.158

CAPÍTULO 3

Incorporación del Modelo de Carga No Lineal al Método de la Función de Energía Transitoria para Sistemas Multimáquinas

3.1 Introducción.

En el análisis de estabilidad de un sistema de potencia las ecuaciones importantes son aquellas que describen el comportamiento dinámico de los generadores síncronos, por consiguiente, el modelo del sistema empleado es aquel el cual incluye los pares importantes que influyen en el movimiento de los rotores de los generadores y sus controles asociados [85,87]. El resto de la red de potencia se modela con el detalle suficiente que permita observar alguna influencia de la red en los pares eléctricos de los generadores. De forma casual, la red de potencia puede contener elementos importantes del sistema los cuales pueden verse afectados sustancialmente por el comportamiento dinámico de los rotores de los generadores síncronos durante el transitorio. Uno de estos elementos son las cargas estáticas no lineales. En el presente capítulo se desarrollará la función de energía para sistemas multimáquina en la cual se incluyen los modelos de cargas estáticas no lineales y la modificación que sufre el método de la función de energía transitoria presentada en [21,86] por la incorporación de dichos modelos de carga no lineal.

3.2 Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Un sistema de potencia se puede entender como un conjunto de generadores y de cargas interconectados a través de la red de transmisión. En condiciones normales de operación, todas las máquinas del sistema giran a velocidad síncrona. Si ocurre un gran disturbio, las máquinas comienzan a oscilar entre sí; el movimiento está descrito por ecuaciones diferenciales no lineales. Dependiendo del modelado del sistema, el número de mínimo de ecuaciones diferenciales de primer orden es el doble del número de máquinas del sistema, pero puede ser de orden más grande [85].

3.2.1 Representación clásica de una máquina síncrona en estudios de estabilidad.

El modelo clásico del generador síncrono considera que ni la corriente de armadura de eje directo I_d ni la *fem* interna E_f que representa el voltaje de excitación cambian mucho durante el estado transitorio; en este modelo el generador se representa por la ecuación de oscilación y una *fem* constante E' detrás de la reactancia transitoria X'_d [87,88,96].

La justificación del modelo clásico es que la constante de tiempo T'_{d0} , es relativamente grande (del orden de segundos) con respecto al periodo de estudio de estabilidad de primera oscilación (aproximadamente 1 s), de tal forma que E'_q no

cambia demasiado teniendo en cuenta que los cambios en E_f y I_d son pequeños. Esto significa que E'_q es casi constante y debido a que se asumió que E'_d es constante, tanto la magnitud de la *fem* transitoria E' como su posición con respecto al rotor (δ) se pueden considerar constantes. Si se desprecia la saliencia transitoria del rotor, i.e., $X'_q = X'_d$, el circuito equivalente es como el mostrado en la figura 3.1 [1,88].

La consideración de pequeños cambios en la componente directa de la corriente del generador y en la *fem* interna, significa que solo los generadores lejanos al punto de falla se deben representar por el modelo clásico. También puede ser útil para evaluar el comportamiento del generador durante la primera oscilación del rotor [87,88,89]. La ventaja de este modelo es que la separación mecánica del ángulo del rotor con respecto a la referencia síncrona se relaciona directamente con el circuito equivalente conocido como el modelo de la fuente de tensión detrás de la reactancia transitoria. Para ser precisos, el ángulo de fase de este voltaje es el ángulo de separación del rotor con respecto al marco de referencia síncrono. Por décadas se ha considerado a este modelo como el adecuado para predecir la estabilidad del sistema de potencia en un intervalo de 0 a 1 segundos, también conocido como el de estabilidad en la primera oscilación. Analíticamente este modelo, en un sistema multimáquinas, es fácil de manejar [1,88].

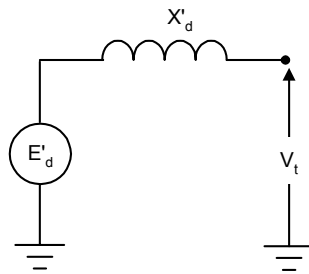


Figura 3.1. Modelo clásico del generador.

3.2.2 Líneas de transmisión.

La representación exacta de una línea de transmisión considera parámetros distribuidos los cuales varían con la frecuencia. En los estudios de estabilidad transitoria, los transitorios electromecánicos asociados a los rotores de las máquinas son varias miles de veces más lentos que los transitorios electromagnéticos, por lo que la red se puede tratar como si estuviera en estado estacionario y la línea de transmisión se puede representar por su circuito nominal π , con los parámetros concentrados como una buena aproximación [85]. La rama serie en el circuito nominal π tiene una impedancia igual a la impedancia total serie por fase de la línea. Las ramas paralelas en cada extremo de la π tienen una admitancia igual a la mitad del valor de la admitancia paralela al neutro. La impedancia serie Z consiste en resistencias y reactancias inductivas mientras que la admitancia en paralelo Y tiene únicamente susceptancias capacitivas de la línea. Esta representación simplificada es válida para líneas relativamente cortas, i.e., aquellas donde la longitud es significativamente menor a la longitud de onda, esta condición se expresa como:

$$ZY < < 1 \quad (\text{para líneas menores a 150 km}).$$

Para líneas más largas se puede emplear el equivalente de dos puertos de dos o más circuitos nominales π conectados en serie. Por otra parte, las líneas muy cortas se pueden representar por impedancias serie (figura 3.2 a), b) y c)).

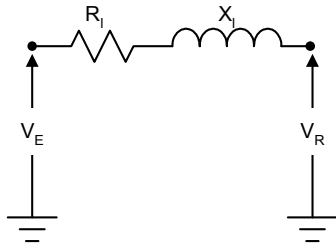


Figura 3.2 a). Representación de una línea corta.

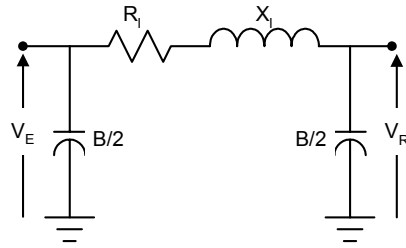


Figura 3.2 b). Representación de una línea media.

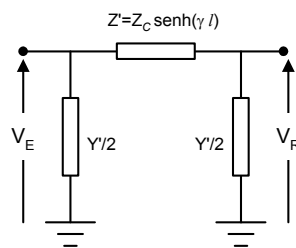


Figura 3.2 c). Representación de una línea larga.

3.2.3 Transformadores.

Los modelos de transformadores de dos devanados se representan en forma exacta mediante un circuito equivalente T, donde las ramas serie representan las impedancias de dispersión y la rama en paralelo representa la impedancia de magnetización o de excitación [85]. En general, para estudios de estabilidad, la impedancia de magnetización se puede despreciar y la T se reduce a una impedancia en serie igual a su impedancia equivalente o de corto circuito, la cual se da en los datos de placa. Todos los transformadores con el tap en posición nominal se pueden representar con este modelo (figura 3.3).

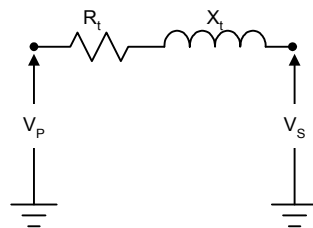


Figura 3.3. Modelo del transformador de dos devanados.

Los transformadores con tap en posición fuera de la nominal se pueden representar por un circuito equivalente π (figura 3.4), donde a es la relación de transformación y Y es la admitancia serie del transformador.

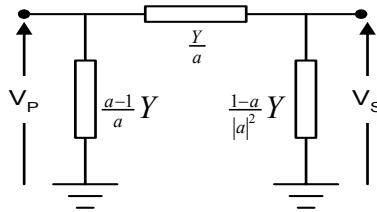


Figura 3.4. Modelo del transformador de dos devanados con tap fuera de la posición nominal.

3.2.4 Modelos de Cargas Estáticas.

Las redes de transmisión y subtransmisión sirven para conectar a la generación principal con los centros de carga, por lo cual son bastante dispersas, mientras que, las redes de distribución deben dar el suministro a todos los clientes en su área de servicio y por lo tanto son muy densas. Esto significa que, un sistema de potencia típico puede consistir de varios cientos de nodos en los niveles de transmisión y subtransmisión, y de varios miles de nodos en el nivel de distribución. Cuando se analizan los sistemas de potencia solo se consideran los niveles de transmisión y subtransmisión, la parte de distribución únicamente se modela con cargas equivalentes, algunas veces referidas como cargas compuestas. Comúnmente, cada carga compuesta representa una gran parte del sistema de distribución, la cual está formada de fuentes de potencia pequeñas, compensadores de potencia reactiva, reguladores de voltaje de distribución, etc., e incluye un gran número de componentes diferentes de la carga, tales como motores, iluminación, y aplicaciones eléctricas. Por lo tanto, determinar un modelo de carga sencillo y válido no es una tarea sencilla [87].

En estado estacionario, la demanda de la carga compuesta depende del voltaje de nodo V y de la frecuencia del sistema f . Las funciones que describen a la carga activa y reactiva como dependientes del voltaje y la frecuencia $P(V,f)$ y $Q(V,f)$ se les conoce como características de carga estática. Las características $P(V)$ y $Q(V)$ tomadas a frecuencia constante, se les conoce como características de voltaje, mientras que a las características $P(f)$ y $Q(f)$, tomadas a voltaje constante, se les conoce como características de frecuencia [87].

La pendiente de la característica de voltaje o de frecuencia se conoce como sensibilidad de la carga al voltaje o a la frecuencia, respectivamente. Las sensibilidades de voltaje k_{PV} y k_{QV} y las sensibilidades de frecuencia k_{Pf} y k_{Qf} , comúnmente se expresan en p.u. con respecto al punto de operación dado:

$$k_{PV} = \frac{\frac{\Delta P}{P_0}}{\frac{\Delta V}{V_0}}, \quad k_{QV} = \frac{\frac{\Delta Q}{Q_0}}{\frac{\Delta V}{V_0}} \quad (3.1)$$

$$k_{Pf} = \frac{\frac{\Delta P}{P_0}}{\frac{\Delta f}{f_0}}, \quad k_{Qf} = \frac{\frac{\Delta Q}{Q_0}}{\frac{\Delta f}{f_0}} \quad (3.2)$$

donde P_0, Q_0, V_0 y f_0 son la potencia activa, la potencia reactiva, el voltaje y la frecuencia en un punto de operación dado.

En general, las cargas de los sistemas de potencia son dependientes tanto del voltaje como de la frecuencia. En un transitorio de oscilaciones múltiples, se espera que los modelos exactos de las cargas reflejen esta dependencia así como los modelos de controles especiales los cuales pueden provocar la desconexión de las cargas. Sin embargo, en un transitorio de primera oscilación, los cambios en la magnitud de la frecuencia del sistema no son suficientemente grandes

como para tener un efecto en la carga del sistema [86]. Por consiguiente, solo se consideran los modelos de carga dependientes del voltaje.

A continuación se describirán algunos de los modelos más populares empleados en los programas de análisis de sistemas de potencia [87,88,89].

3.2.4.1 Modelo de impedancia / corriente / potencia constante.

Los modelos más simples de carga consideran una de las siguientes características:

Demanda de impedancia constante (Z).

Demanda de corriente constante (I).

Demanda de potencia constante (P).

Un modelo de potencia constante es independiente del voltaje y admite cargas con una característica de voltaje constante ($k_{PV} \approx k_{QV} \approx 0$). Este modelo, a menudo, se utiliza en los cálculos de flujos de potencia, sin embargo, no satisface en otro tipo de análisis, como el de estabilidad transitoria, sobretodo cuando ocurren grandes variaciones del voltaje [87,88]. El modelo de corriente constante implica que la demanda de la carga cambia linealmente con el voltaje ($k_{PV} \approx k_{QV} \approx 1$) y es un modelo adecuado para representar la demanda de potencia reactiva de un conjunto de motores y equipos resistivos. Cuando se modela la carga por una impedancia constante, la potencia de la carga varía proporcionalmente con el cuadrado del voltaje ($k_{PV} \approx k_{QV} \approx 2$) y representa bien las cargas de iluminación [87,89]. Para obtener una característica de voltaje más general, se pueden combinar los beneficios de cada una de estas características utilizando el modelo polinomial o modelo ZIP, el cual consiste de la suma de los términos de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P), esto es:

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \quad (3.3)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \quad (3.4)$$

donde P_0, Q_0 , y V_0 se toman como los valores en las condiciones de operación iniciales. Los parámetros de este modelo polinomial son los coeficientes p y q y el factor de potencia de la carga [87].

En la ausencia de una información detallada en la composición de la carga, la potencia real comúnmente se representa por el modelo de corriente constante mientras que la potencia reactiva se representa por el modelo de impedancia constante [88].

3.2.4.2 Modelo exponencial de la carga.

En este modelo, la potencia se relaciona al voltaje por:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (3.5)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (3.6)$$

donde n_p y n_q son los parámetros de carga del modelo [87,89]. Si los parámetros toman valores de 0, 1 ó 2, la carga se puede representar por potencia constante, corriente constante o impedancia constante respectivamente. La pendiente de las características dadas por (3.5) y (3.6), depende de los parámetros n_p y n_q . Al linealizar las características se puede demostrar que n_p y n_q son iguales a las sensibilidades del voltaje, esto es $n_p = k_{PV}$ y $n_q = k_{QV}$.

Ninguno de los modelos descritos anteriormente modelará correctamente la caída rápida en la carga que ocurre cuando el voltaje cae por debajo del 0.7 p.u., esto se puede solucionar utilizando una representación de dos tramos, utilizando el modelo polinomial o exponencial para voltajes cercanos al nominal y el modelo de impedancia constante para voltajes entre 0.3-0.7 p.u [87].

3.3 Obtención de las Impedancias y Corrientes de Carga.

Considere el siguiente sistema de potencia.

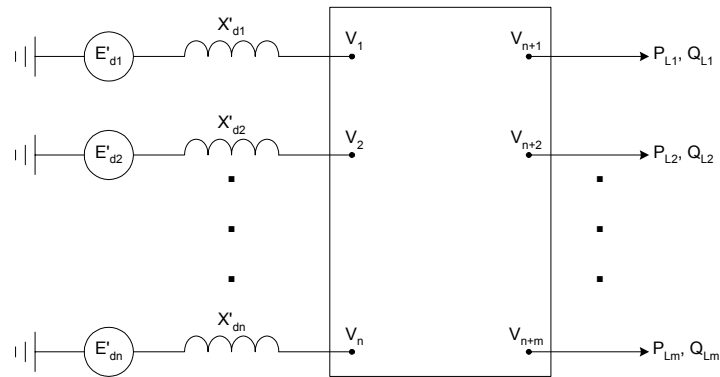


Figura 3.5. Sistema Eléctrico de Potencia.

De acuerdo a la figura 3.5, se tienen n nodos de generación y el resto se consideran nodos de carga (desde $n+1$ hasta $n+m$). Las cargas de estos nodos se pueden modelar como se vio en la sección 3.2.4.1, de las siguientes formas:

Impedancia constante:

$$Y_{Li} = \frac{P_{Li} p_i - j Q_{Li} q_i}{|V_i|^2} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.7)$$

las cargas calculadas a partir de (3.7) se incorporan a la matriz Y_{bus} .

Corriente constante:

$$I_{ICi} = \frac{P_{Li}p_2 - jQ_{Li}q_2}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.8)$$

estas cargas no intervienen en la matriz Y_{bus} , sin embargo, si lo hacen al momento de calcular las potencias eléctricas de los generadores con la matriz de admitancias reducida a los nodos internos de generación.

Potencia constante:

$$S_i = P_{Li}p_3 + jQ_{Li}q_3 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.9)$$

la corriente está dada por:

$$I_{PCi} = \frac{P_{Li}p_3 - jQ_{Li}q_3}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.10)$$

al igual que las cargas representadas como corriente constante, las cargas de potencia constante no intervienen en la matriz Y_{bus} , sino en el cálculo de las potencias eléctricas.

3.4 Reducción de la Matriz Y_{bus} a los Nodos Internos de Generación.

En el presente trabajo, se emplea la metodología Ward-Hale [74,82,83] para la formación de la matriz Y_{bus} y su reducción, así mismo, se empleó esta metodología porque permite el uso de técnicas de dispersidad que disminuyen el trabajo computacional [75,76,77] y con ello se agiliza la obtención del tiempo crítico de liberación. Para llevar a cabo la reducción de la red a los nodos internos de generación, es necesario que en la matriz Y_{bus} se incorporen las reactancias X'_d de los generadores, con lo que la matriz Y_{bus} original se ve aumentada en n nodos, sin embargo, para volver al tamaño original de la matriz Y_{bus} , se eliminan los nodos terminales de los generadores, esto es:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_T & Y_X \\ Y_Y & Y_Z \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

donde:

Y_T = Submatriz que contiene los elementos que conectan a los nodos terminales de los generadores ($n \times n$)

Y_X = Submatriz que contiene los elementos mutuos entre los nodos terminales y los nodos de carga, de orden ($n \times m$)

$Y_Y = Y_B^T$, de orden ($m \times n$)

Y_Z = Submatriz que contiene el resto de los elementos de la red, de orden ($m \times m$)

Al aumentar los nodos internos, se tiene:

$$Y_{bus}^A = \begin{bmatrix} Y_1 & Y_2 & Y_3 \\ Y_4 & Y_5 & Y_X \\ Y_6 & Y_Y & Y_Z \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

donde:

Y_1 = Submatriz que contiene los elementos $1/jX'_d$ que conectan a los nodos internos de los generadores ($n \times n$)

Y_2 = Submatriz que contiene los elementos mutuos entre los nodos internos y los nodos terminales, de orden ($n \times n$)

Y_3 = Submatriz nula, pues no existen elementos que conecten los nodos internos con los nodos del resto del sistema, de orden ($n \times m$)

$Y_4 = Y_2^T$, de orden (n x n)

Y_5 = Submatriz que contiene los elementos que conectan a los nodos terminales más los elementos de los nodos internos, de orden (nxn)

$Y_6 = Y_3^T$, de orden (m x n)

Y_X , Y_Y y Y_Z son las mismas submatrices de la matriz Y_{bus} .

Una vez que se eliminan los nodos terminales (Y_5), la matriz Y_{bus} del sistema queda:

$$Y_{bus}^B = \begin{bmatrix} Y_A & Y_B \\ Y_C & Y_D \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

La matriz Y_{bus}^B , la cual incluye los nodos internos con los nodos terminales eliminados y es del mismo orden que la matriz Y_{bus} . Por lo tanto, ahora las ecuaciones de la red son:

$$[I] = [Y_{bus}^B][V] + [I_{IC}] + [I_{PC}] \quad (3.14)$$

$$\begin{bmatrix} I_A \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_A & Y_B \\ Y_C & Y_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_A \\ V_D \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ I_{IC} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ I_{PC} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Donde, E_A es el vector de voltajes internos de los generadores, V_D es el vector de voltajes de los nodos del resto del sistema sin los nodos terminales, I_{IC} e I_{PC} son los vectores de corriente de las cargas modeladas como corriente y/o potencia constantes, respectivamente.

A partir de (3.15), se puede obtener la matriz reducida a los nodos internos como sigue:

$$I_A = Y_A E_A + Y_B V_D \quad (3.16a)$$

$$0 = Y_C E_A + Y_D V_D + I_{IC} + I_{PC} \quad (3.16b)$$

despejando V_D de (3.16b) y sustituyendo en (3.16a), se tiene:

$$I_A = [Y_A - Y_B Y_D^{-1} Y_C] E_A - [Y_B Y_D^{-1}] (I_{IC} + I_{PC}) \quad (3.17)$$

si

$$[Y_{red}] = [Y_A - Y_B Y_D^{-1} Y_C] \quad (3.18)$$

y

$$I_{GL} = -[Y_B Y_D^{-1}] (I_{IC} + I_{PC}) \quad (3.19)$$

entonces (3.17) queda como:

$$I_A = [Y_{red}] E_A + I_{GL} \quad (3.20)$$

donde Y_{red} es la matriz de admitancias reducida a los nodos internos de generación, e I_{GL} es el vector de corrientes de cargas, de corriente y/o potencia constante, reflejadas en los nodos internos de generación. El sistema reducido a los nodos internos se muestra en la figura 3.6. este procedimiento también se aplica cuando se eliminan los nodos terminales de la expresión (3.12) y con ello obtener (3.13).

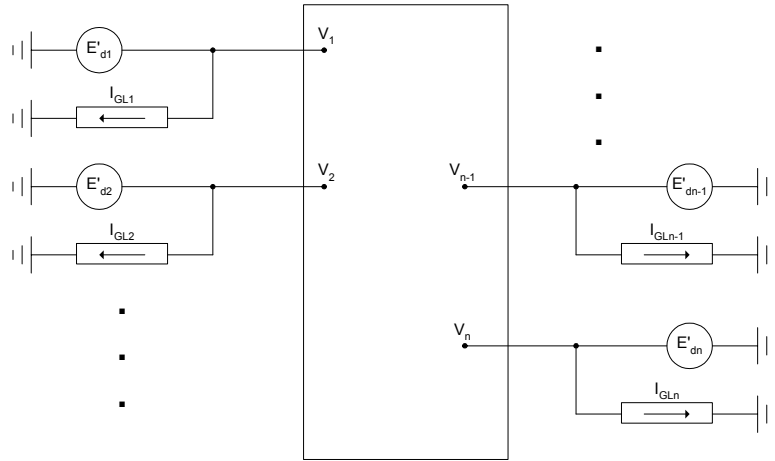


Figura 3.6 Sistema de Potencia reducido a los nodos internos de generación con cargas estáticas no lineales.

3.5 Ecuación de Equilibrio y Potencia Eléctrica.

La ecuación de equilibrio de cualquier generador está dada por [93]:

$$M_i \dot{\omega}_i + D_i \omega_i = P_{mi} - P'_{ei} \quad (3.21)$$

donde:

$$M_i = \frac{H_i}{\pi f} \quad (3.22)$$

La potencia eléctrica generada, está dada por la expresión siguiente:

$$P'_e = \text{Re}[EI^*] \quad (3.23)$$

Sustituyendo (3.20) en (3.23)

$$P'_e = \text{Re}[E(Y_{red}^* E^* + I_{GL}^*)] \quad (3.24)$$

Para desarrollar (3.24) en cada uno de los n generadores con la red reducida, se debe tener en cuenta que:

$$E_i = |E_i| \angle \delta_i = |E_i| (\cos \delta_i + j \text{sen} \delta_i) \quad (3.25a)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.25b)$$

$$I_{GLi} = |I_{GLi}| \angle \sigma_i = |I_{GLi}| (\cos \sigma_i + j \text{sen} \sigma_i) \quad (3.25c)$$

Desarrollando (3.24) a partir de las ecuaciones (3.25) se tiene para el nodo i :

$$P'_{ei} = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [|E_i| |E_j| G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + |E_i| |E_j| B_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j)] + |E_i| |I_{GLi}| \cos(\delta_i - \sigma_i) \quad (3.26)$$

Si se considera que:

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j \quad , \quad |E_i||E_j|B_{ij} = C_{ij} \quad \text{y} \quad |E_i||E_j|G_{ij} = D_{ij}$$

entonces:

$$P'_{ei} = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [D_{ij} \cos(\delta_{ij}) + C_{ij} \text{sen}(\delta_{ij})] + |E_i||I_{GLi}| \cos(\delta_i - \sigma_i) \quad (3.27)$$

De acuerdo a la ecuación (3.21), se tiene entonces:

$$M_i \dot{\omega}_i + D_i \omega_i = P_{mi} - |E_i|G_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [D_{ij} \cos(\delta_{ij}) + C_{ij} \text{sen}(\delta_{ij})] - |E_i||I_{GLi}| \cos(\delta_i - \sigma_i) \quad (3.28)$$

3.6 Ecuaciones de Equilibrio Referidas al Centro Inercial

La ecuación (3.28) se expresó en términos de ángulos de rotor y velocidades con respecto a un marco de referencia síncrono rotatorio arbitrario. A continuación se mostrará la formulación de esta misma ecuación en el marco de referencia del centro inercial.

Tavora y Smith [6] fueron los primeros en proponer la formulación de las ecuaciones de estado con respecto al centro inercial, dicha formulación tiene la ventaja de tratar expresiones más compactas y, por consiguiente, un aumento en la eficiencia computacional. La referencia al Centro de Inercia o Centro Inercial (CI) es una transformación común utilizada en los análisis de estabilidad transitoria. El marco de referencia CI se define como sigue:

$$\delta_{CI} \doteq \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (3.29)$$

donde:

$$M_T \doteq \sum_{i=1}^n M_i \quad (3.30)$$

El movimiento del CI se obtiene al sumar las n ecuaciones de equilibrio (3.21) de los n generadores del sistema (figura 3.5) y al sustituir la ecuación (3.29) en el resultado, se tiene:

$$M_T \dot{\omega}_{CI} = \sum_{i=1}^n M_i \dot{\omega}_i = - \sum_{i=1}^n D_i \omega_i + \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P'_{ei}) \quad (3.31)$$

si se considera un amortiguamiento uniforme, el CI tendrá la siguiente forma:

$$\dot{\omega}_{CI} = -\lambda \omega_{CI} + \frac{1}{M_T} P'_{CI} \quad (3.32)$$

donde:

$$P'_{CI} = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P'_{ei}) \quad (3.33)$$

Sin embargo, si se desprecia el amortiguamiento, el movimiento del CI entonces es:

$$\dot{\omega}_{CI} = \frac{1}{M_T} P'_{CI} \quad (3.34)$$

Cabe resaltar que en cualquier punto de equilibrio del sistema de potencia, la potencia del centro inercial es:

$$P'_{CI} \Big|_{PEE} \equiv 0 \quad (3.35)$$

puesto que:

$$\sum_{i=1}^n (P_{mi} - P'_{ei}) = 0 \quad (3.36)$$

El nuevo ángulo y su derivada en el tiempo de la i -ésima máquina en el marco de referencia del CI están dados por:

$$\theta_i = \delta_i - \delta_{CI} \quad (3.37)$$

$$\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_{CI} \quad (3.38)$$

Las variables del CI definidas en (3.37) y (3.38) están restringidas por las propiedades de (3.29), es decir:

$$\sum_{i=1}^n M_i \theta_i = 0 \quad (3.39)$$

$$\sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i = 0 \quad (3.40)$$

de las ecuaciones (3.39) y (3.40) se puede observar que las variables del CI no son linealmente independientes, esto es:

$$\theta_n = -\frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{n-1} M_i \theta_i \quad (3.41)$$

$$\tilde{\omega}_n = -\frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{n-1} M_i \tilde{\omega}_i \quad (3.42)$$

De acuerdo a (3.31), si se desprecia el amortiguamiento, se tiene:

$$M_T \dot{\omega}_{CI} = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P'_{ei}) \quad (3.43)$$

Corrigiendo los ángulos de (3.27) al CI con (3.37), la potencia eléctrica del i -ésimo generador estará dada por:

$$P'_{ei} = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [D_{ij} \cos(\theta_{ij}) + C_{ij} \text{sen}(\theta_{ij})] + |E_i| |I_{GLi}| \cos(\theta_i - \phi_i) \quad (3.44)$$

Efectuando la sumatoria de las potencias eléctricas de los n generadores con (3.44), se tiene:

$$\sum_{i=1}^n P'_{ei} = \sum_{i=1}^n |E_i|^2 G_{ii} + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n [D_{ij} \cos(\theta_{ij})] + \sum_{i=1}^n |E_i| |I_{GLi}| \cos(\theta_i - \phi_i) \quad (3.45)$$

Sustituyendo (3.45) en (3.43)

$$M_T \dot{\omega}_{CI} = \sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{i=1}^n |E_i|^2 G_{ii} - 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n [D_{ij} \cos(\theta_{ij})] - \sum_{i=1}^n |E_i| |I_{GLi}| \cos(\theta_i - \phi_i) = P'_{CI} \quad (3.46)$$

Ahora, si en (3.28) se desprecia el amortiguamiento y se corrigen los ángulos al CI, la ecuación de equilibrio en este marco de referencia queda como:

$$M_T \dot{\omega}_{CI} = P'_{CI} \Rightarrow \dot{\omega}_{CI} = \frac{P'_{CI}}{M_T} \quad (3.47)$$

$$M_i \dot{\omega}_i = P_{mi} - P'_{ei} \Rightarrow \dot{\omega}_i = \frac{P_{mi} - P'_{ei}}{M_i} \quad (3.48)$$

Restando (3.47) de (3.48), y multiplicando ambos lados por M_i , se tiene:

$$f_i(\theta) = M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = P_{mi} - P'_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P'_{CI} \quad (3.49)$$

La expresión (3.49) representa la ecuación de equilibrio del i -ésimo generador referida al CI y se emplea en el análisis de estabilidad a través de dos grupos de ecuaciones, llamadas ecuaciones de falla y de postfalla, dadas por las expresiones (3.50) y (3.51), respectivamente.

$$\dot{\tilde{\omega}}_i = \frac{1}{M_i} f_i^f(\theta) \quad 0 < t < t_{lib} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.50)$$

$$\dot{\tilde{\omega}}_i = \frac{1}{M_i} f_i^p(\theta) \quad t > t_{lib} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.51)$$

3.7 Formulación de la Función de Energía Transitoria a los Nodos Internos con Modelos de Carga no Lineales.

La función de energía se basa en dos conceptos que se pueden explicar al hacer la analogía entre la estabilidad del movimiento de Lyapunov y la estabilidad del equilibrio de un cuerpo en un campo de fuerza conservativo [90,91,99]. Si se multiplica (3.49) por $\frac{d\theta_i}{dt}$, se tiene:

$$M_i \dot{\tilde{\omega}}_i \frac{d\theta_i}{dt} - f_i(\theta) \frac{d\theta_i}{dt} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.52)$$

Sumando (3.52) para los n generadores de los que consta el sistema, se obtiene:

$$\sum_{i=1}^n \left[M_i \dot{\tilde{\omega}}_i \frac{d\theta_i}{dt} - f_i(\theta) \frac{d\theta_i}{dt} \right] = 0 \quad (3.53)$$

finalmente, para obtener la función de energía, se integra (3.53), esto es:

$$V(\theta, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 - \int_C \sum_{i=1}^n f_i(\theta) d\theta_i \quad (3.54)$$

El último término de (3.54) se puede escribir como:

$$\int_C \sum_{i=1}^n f_i(\theta) d\theta_i = \int_C \left[\sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{i=1}^n P'_{ei} - \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{M_T} P'_{CI} \right] d\theta_i \quad (3.55)$$

sustituyendo (3.44) en (3.55):

$$\int_C \sum_{i=1}^n f_i(\theta) d\theta_i = \int_C \left[\sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{i=1}^n |E_i|^2 G_{ii} - \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [D_{ij} \cos(\theta_{ij}) - C_{ij} \text{sen}(\theta_{ij})] - \sum_{i=1}^n [E_i \|I_{GLi}\| \cos(\theta_i - \phi_i)] - \sum_{i=1}^n \frac{M_i P_{Cl}}{M_T} \right] d\theta_i \quad (3.56)$$

El primer término de (3.56) se puede expresar como:

$$\sum_{i=1}^n P_i = \sum_{i=1}^n (P_{mi} - |E_i|^2 G_{ii}) \quad (3.57)$$

sustituyendo (3.57) en (3.56) se tiene:

$$\begin{aligned} \int_C \sum_{i=1}^n f_i(\theta) d\theta_i &= \int_C \sum_{i=1}^n P_i d\theta_i - \int_C \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [D_{ij} \cos(\theta_{ij}) - C_{ij} \text{sen}(\theta_{ij})] d\theta_i \\ &\quad - \int_C \sum_{i=1}^n [E_i \|I_{GLi}\| \cos(\theta_i - \phi_i)] d\theta_i - \int_C \sum_{i=1}^n \frac{M_i P_{Cl}}{M_T} d\theta_i \end{aligned} \quad (3.58)$$

Para el primer término, la solución es [21,86]:

$$\int_C \sum_{i=1}^n P_i d\theta_i = \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^e}^{\theta_i} P_i d\theta_i = \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i - \theta_i^{e2}) \quad (3.59)$$

En [34,63,86] se hace un análisis en cuanto a la dependencia de las trayectorias del segundo término de (3.58), aquí solo se muestra la solución obtenida en esos trabajos para la integral.

$$\begin{aligned} \int_C \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [D_{ij} \cos(\theta_{ij}) - C_{ij} \text{sen}(\theta_{ij})] d\theta_i &= - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^{e2}) \\ &\quad + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \int_{\theta_i^{e2} + \theta_j^{e2}}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \end{aligned} \quad (3.60)$$

El tercer término de (3.58) es dependiente de la trayectoria, pues de (3.15) a (3.20) se observa que las inyecciones de corriente reflejadas en los nodos internos de generación dependen directamente de la magnitud y ángulo de los voltajes internos de generación, su solución dependerá de un proceso iterativo el cual se presenta en la sección 3.8.

$$\int_C \sum_{i=1}^n P_{GL} d\theta_i = \int_{\theta_i^{e2}}^{\theta_i} \sum_{i=1}^n [E_i \|I_{GLi}\| \cos(\theta_i - \phi_i)] d\theta_i = \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^{e2}}^{\theta_i} [E_i \|I_{GLi}\| \cos(\theta_i - \phi_i)] d\theta_i \quad (3.61)$$

el último término de (3.58) es cero, ya que por (3.40) se tiene:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \frac{M_i P_{Cl}}{M_T} \frac{d\theta_i}{dt} dt &= P_{Cl} \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{M_T} \tilde{\omega}_i dt = \frac{P_{Cl}}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i dt \\ &= \frac{P_{Cl}}{M_T} (0) dt = 0 \end{aligned}$$

La función de energía de con la incorporación de los modelos de carga queda:

$$\begin{aligned}
V(\theta, \tilde{\omega}) = & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i - \theta_i^{e2}) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^{e2}) \\
& + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \int_{\theta_i^{e2} + \theta_j^{e2}}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) + \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^{e2}}^{\theta_i} [E_i \|I_{GLi}\| \cos(\theta_i - \phi_i)] d\theta_i
\end{aligned} \tag{3.62}$$

3.8 Margen de Energía Transitoria, Elementos y Definiciones

A continuación se darán, algunas definiciones útiles de los elementos que intervienen para evaluar la estabilidad transitoria de un SEP por el MFET [21,86].

3.8.1 Energía crítica.

La energía crítica es la máxima energía cinética que un sistema puede absorber sin entrar en la inestabilidad, se obtiene cuando la trayectoria de la o las máquinas críticas pasan por los puntos de equilibrio inestable. Puesto que se analiza en el periodo de posfalla y se evalúa desde el PEE hasta el PEIC, donde $\omega=0$, entonces, la energía crítica esta dada por:

$$\begin{aligned}
V_{cr} = & V|_{\theta^{e2}}^{\theta^l} = V(\theta, 0) \\
= & - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i^l - \theta_i^{e2}) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} (\cos \theta_{ij}^l - \cos \theta_{ij}^{e2}) \\
& + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \int_{\theta_i^{e2} + \theta_j^{e2}}^{\theta_i^l + \theta_j^l} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) + \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^{e2}}^{\theta_i^l} [E_i \|I_{GLi}\| \cos(\theta_i - \phi_i)] d\theta_i
\end{aligned} \tag{3.63}$$

3.8.2 Corrección de la energía crítica debido al cambio en la referencia.

Debido a que:

$$V_{cr} = V|_{\theta_{e2}}^{\theta_l} \tag{3.64}$$

y

$$V_{lib} = V|_{\theta_{e1}}^{\theta_{lib}} \tag{3.65}$$

es necesaria una corrección en la energía crítica con el fin de calcular el margen de energía con respecto a una misma referencia la cual está dada por:

$$\Delta V_{cr} = V|_{\theta_{e1}}^{\theta_{e2}} \tag{3.66}$$

3.8.3 Energía crítica corregida.

La expresión (3.66) permite hacer la corrección por cambio de referencia de la energía crítica, ya sea que se sume a (3.64) o se reste de (3.65), por simplicidad, se tomará la primera opción, es decir se suman (3.64) y (3.66), esto es:

$$\begin{aligned}
V_{cr_{corr}} = & V_{cr} + \Delta V_{cr} \\
= & V|_{\theta_{e2}}^{\theta_l} + V|_{\theta_{e1}}^{\theta_{e2}} = V|_{\theta_{e1}}^{\theta_l}
\end{aligned} \tag{3.67}$$

3.8.4 Energía al momento de liberar la falla.

La función de energía para el instante de liberación de la falla está dada por:

$$\begin{aligned}
 V_{lib}(\theta_{lib}, \tilde{\omega}_{lib}) &= V \Big|_{\theta_{e1}}^{\theta_{lib}} \\
 &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i (\tilde{\omega}_i^{lib})^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i^{lib} - \theta_i^{e1}) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} (\cos \theta_i^{lib} - \cos \theta_j^{e1}) \\
 &\quad + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \int_{\theta_i^{e1} + \theta_j^{e1}}^{\theta_i^{lib} + \theta_j^{lib}} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) + \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^{e1}}^{\theta_i^{lib}} [|E_i| |I_{GLi}| \cos(\theta_i - \phi_i)] d\theta_i
 \end{aligned} \tag{3.68}$$

3.8.5 Energía cinética corregida.

Fouad [12] determinó que durante un disturbio no toda la energía cinética que se presenta en el sistema provoca la inestabilidad, sino que parte de ella es responsable de las oscilaciones entre máquinas por lo que es necesario hacer una corrección en la energía cinética para tomar en cuenta únicamente la energía cinética que interviene para la separación de las máquinas. Originalmente, el sistema cuenta con n generadores, sin embargo, en la presencia de un disturbio, el sistema se divide en dos grupos, los generadores críticos (K) y el resto de los generadores sistema ($n-K$), cada grupo con sus velocidades y constantes de inercias dadas respectivamente por:

$$\tilde{\omega}_{cr}^{lib} = \frac{\sum_{i=1}^K M_i \tilde{\omega}_i^{lib}}{\sum_{i=1}^K M_i} \tag{3.69}$$

$$M_{cr} = \sum_{i=1}^K M_i \tag{3.70}$$

$$\tilde{\omega}_{sis}^{lib} = \frac{\sum_{i=1}^{n-K} M_i \tilde{\omega}_i^{lib}}{\sum_{i=1}^{n-K} M_i} \tag{3.71}$$

$$M_{sis} = \sum_{i=1}^{n-K} M_i \tag{3.70}$$

La energía cinética que provoca la separación de los dos grupos de generadores es similar a la de un equivalente máquina-bus infinito con su velocidad y momento inercial dado por:

$$\tilde{\omega}_{eq}^{lib} = \tilde{\omega}_{cr}^{lib} - \tilde{\omega}_{sis}^{lib} \tag{3.72}$$

$$M_{eq} = \frac{M_{cr} M_{sis}}{M_T} \tag{3.73}$$

por consiguiente, la energía cinética corregida o la energía cinética causante de la separación de las máquinas es:

$$V_{EC\ corr}(\theta_{lib}, \tilde{\omega}_{lib}) = \frac{1}{2} M_{eq} (\tilde{\omega}_{eq})^2 \quad (3.74)$$

3.8.6 Energía corregida al momento de liberar la falla.

La expresión (3.74) sustituye al término de energía cinética de (3.68), por lo que la energía transitoria corregida en el instante de liberar la falla es:

$$\begin{aligned} V_{lib\ corr}(\theta_{lib}, \tilde{\omega}_{lib}) &= V \Big|_{\theta_{e1}}^{\theta_{lib}} \\ &= \frac{1}{2} M_{eq} (\tilde{\omega}_{eq})^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i^{lib} - \theta_i^{e1}) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} (\cos \theta_i^{lib} - \cos \theta_j^{e1}) \\ &\quad + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \int_{\theta_i^{e1} + \theta_j^{e1}}^{\theta_i^{lib} + \theta_j^{lib}} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) + \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^{e1}}^{\theta_i^{lib}} [E_i |I_{GLi}| \cos(\theta_i - \phi_i)] d\theta_i \end{aligned} \quad (3.75)$$

3.8.7 Margen de energía normalizado.

El margen de energía transitoria de un sistema está dado por:

$$\begin{aligned} \Delta V &= V_{cr\ corr} - V_{lib\ corr} \\ &= V \Big|_{\theta_{e1}}^{\theta_i} - V \Big|_{\theta_{e1}}^{\theta_{lib}} \end{aligned} \quad (3.76)$$

Sin embargo, la expresión (3.76) no es una estimación indicativa de que el sistema es estable o inestable para una falla en particular, ya que cada falla en particular desarrollará una cantidad de energía cinética específica responsable de la separación de las máquinas y que debe ser absorbida por la red, por lo cual, una medida más real de la severidad del disturbio es el margen de energía normalizado que mide el margen de energía para una falla dada con respecto a la energía cinética corregida de esa misma falla, esto es:

$$\Delta V_n = \frac{\Delta V}{V_{E\ corr}} \quad (3.77)$$

3.8.8 Modo de disturbio.

El modo de disturbio es una medida de cómo el disturbio afecta al sistema y se determina en base a la información disponible al momento de liberar la falla [21,86]. La selección del modo de disturbio correcto se obtiene de un filtrado el cual consiste en:

1. Clasificar los generadores en orden descendente con respecto a su energía cinética al final de la falla. se consideran los generadores cuya energía cinética esté dentro del 0.5% de la energía cinética máxima.
2. Clasificar los generadores con base en la aceleración alcanzada en t_{lib} , al igual que en el paso anterior se consideran únicamente los generadores cuya aceleración esté dentro del 5% de la aceleración máxima.
3. Elaborar una lista al final, de acuerdo a los pasos 1 y 2 anteriores, la estructura de la lista es:
 - 3.1 Generadores que aparecen en la lista tanto de energía cinética como de aceleración.
 - 3.2 Generadores que aparecen en la lista de energía cinética pero no en la de aceleración.
 - 3.3 Generadores que aparecen en la lista de generación pero no de energía cinética.

4. Formar, con diferentes generadores, dos grupos los críticos y los del resto del sistema, a partir de la lista obtenida en el paso 3 anterior para evaluar la V_{ECcorr} . Se comienza considerando al primer generador de la lista como grupo crítico y al resto de los generadores de esa lista como resto del sistema, se evalúa la V_{ECcorr} y se guarda la información sobre el agrupamiento de los generadores; después se incluye el siguiente generador en el grupo crítico, se evalúa V_{ECcorr} y *de nuevo se guardan los grupos de generadores*. El procedimiento de incluir más generadores críticos se continúa hasta que la V_{ECcorr} esté dentro del 10% de la V_{ECcorr} máxima. La V_{ECcorr} obtenida en cada inclusión de generadores, se ordena en forma descendente y la información de los grupos de generadores provee los modos de inestabilidad para ser probados.

Los modos de inestabilidad obtenidos del procedimiento anterior [21,86], se utilizan para calcular el margen de energía normalizado (ΔV_n), utilizando un valor aproximado de Θ . Una vez identificado el modo con el menor valor de ΔV_n aproximado, se determina el correspondiente Θ exacto. El modo con el menor valor de (ΔV_n) representa la configuración del sistema en la cual la relación, de la capacidad de absorción de la energía potencial y la energía cinética corregida, es la menor de todas, es decir, esta configuración es la más vulnerable del sistema y es el enlace más débil [86].

3.9 Metodología para Evaluar la Función de Energía con la Incorporación del Modelo de Carga Estática no Lineal.

3.9.1 Introducción.

Esta sección resalta en detalle el procedimiento para representar los modelos de carga no lineales, incluyendo combinaciones de componentes de corriente constante y potencia constante, en la formulación reducida del MFET. El efecto de las cargas no lineales sobre las soluciones del PEE y PEIC, se determinan a través de inyecciones de corriente de las componentes de la carga durante el proceso de solución en los nodos internos del generador. La función de energía se modifica adecuadamente para tener en cuenta estas inyecciones de corriente (ecuación 3.62). Se propone un procedimiento para realizar evaluaciones de estabilidad transitoria empleando la nueva función de energía.

3.9.2 Procedimiento general.

Al detallar el procedimiento, es conveniente tener un panorama completo de los diversos pasos implicados en el procedimiento común del MFET. La figura 3.7 resalta los diversos pasos algorítmicos en el procedimiento del MFET.

Un análisis de los diferentes pasos del procedimiento del MFET en la figura 3.7, indica que existen cuatro componentes mayores en los cuales se tiene que incorporar el efecto de las cargas no lineales. Estos son:

1. La solución del PEE y del PEIC.
2. Las condiciones al momento de liberar la falla.
3. El cálculo del Modo de Disturbio (MD).
4. El cálculo del margen de energía.

En la siguiente sección, se proporcionarán los detalles de la incorporación de las cargas no lineales en cada uno de los cuatro componentes anteriormente indicados.

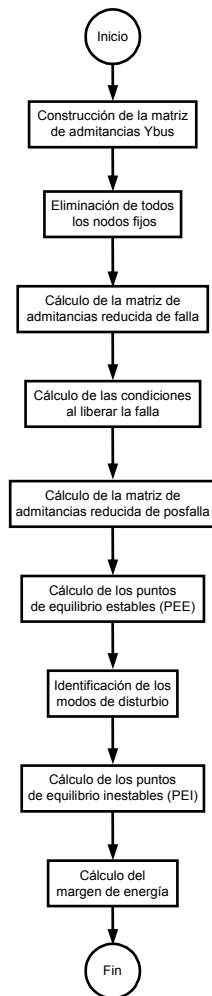


Figura 3.7 Diagrama de flujos común para el MFET [21,86].

3.9.3 Incorporación de las cargas estáticas no lineales.

3.9.3.1 Solución del PEE y del PEIC.

En la obtención de las soluciones del PEE y del PEIC para el modelo clásico del sistema en el marco de referencia del CI [9], se utilizan los mismos conjuntos de ecuaciones algebraicas no lineales para la red de posfalla [15,31,34]. El punto de partida (condición inicial) para el proceso de solución es diferente para cada caso. Estas ecuaciones para un sistema con n generadores están dadas por (3.21), sin considerar el amortiguamiento:

$$P_i - P'_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P'_{CI} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.78)$$

En esta etapa, todos los ángulos de los nodos deben estar referidos al CI.

En la obtención de la matriz de admitancias de posfalla reducida a los nodos internos del generador, se utilizan los siguientes pasos, y se salvan las etapas intermedias en la reducción de la Y_{bus} para incorporar las cargas no lineales en la solución del PEE y del PEIC.

- a). Al usar la matriz de admitancias de la red, la cual incluye todos los nodos terminales de generación y de carga, se incorporan los términos $\frac{1}{jX'_d}$ en las entradas de la diagonal de los nodos terminales de los generadores,

esto es:

$$\begin{bmatrix} I_1^A \\ I_2^A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^A & Y_{12}^A \\ Y_{21}^A & Y_{22}^A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.79)$$

- b). A la matriz anterior se le aumentan los nodos internos de los generadores y se eliminan todos los nodos terminales para obtener:

$$\begin{bmatrix} I_1^B \\ I_2^B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^B & Y_{12}^B \\ Y_{21}^B & Y_{22}^B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ E \end{bmatrix} \quad (3.80)$$

- c). Finalmente, se reducen todos los nodos de carga para obtener la matriz reducida a los nodos internos,

$$[I^C] = [Y_{red}] [E] \quad (3.81)$$

Estos pasos no requieren un cálculo adicional y se obtienen como pasos intermedios en la reducción final.

Procedimiento:

- i. En cada nodo de carga, la componente de carga de impedancia constante se introduce a la matriz Y_{bus} . Para las porciones de corriente constante y potencia constante, se evalúan sus componentes,

$$I_{IC}^0 = \left[\frac{(P_L^0 p_2 + jQ_L^0 q_2)}{V_L^0} \right]^* \quad (3.82)$$

$$I_{PC}^0 = \left[\frac{(P_L^0 p_3 + jQ_L^0 q_3)}{V_L^0} \right]^*$$

- ii. Se forma $[I_1] = [I_{IC}] + [I_{PC}]$ y se evalúa la corriente inyectada en los nodos de los generadores como:

$$[I_2] = \begin{bmatrix} E \angle \theta \\ jX'_d \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

- iii. Se resuelve para $\begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix}$, empleando:

$$\begin{bmatrix} -I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{BUS}^A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.84)$$

entonces, se actualiza

$$I_{IC} = \left[\frac{\left(P_L^0 p_2 \frac{|V_L^{nuevo}|}{|V_L^0|} + jQ_L^0 q_2 \frac{|V_L^{nuevo}|}{|V_L^0|} \right)}{V_L^0} \right]^* \quad (3.85)$$

$$I_{PC} = \left[\frac{(P_L^0 p_3 + jQ_L^0 q_3)}{V_L^{nuevo}} \right]^*$$

Se itera sobre las ecuaciones (3.84) y (3.85) hasta que la diferencia en la magnitud del vector de corriente entre iteraciones sucesivas satisfice una tolerancia dada. En el apéndice D, se presenta una breve descripción del procedimiento iterativo para la obtención de los nuevos voltajes a través de una aproximación por Newton-Raphson y la actualización de las corrientes de carga por (3.85) [2].

- iv. Utilizando $[Y_{BUS}^B]$, el vector de corrientes $[-I_1]$ se refleja en los nodos internos de generación utilizando los factores de distribución obtenidos para la reducción a los nodos internos, esto es:

$$[I_{GL}] = \left([Y_{21}^B] [Y_{11}^B]^{-1} \right) [-I_1] \quad (3.86)$$

(3.86) es idéntica a (3.19). El producto $[Y_{21}^B] [Y_{11}^B]^{-1}$ proporciona los factores de distribución con los que las inyecciones de corriente originales de las cargas se reparten en los nodos internos.

- v. Se incrementa la potencia eléctrica de salida de cada generador con una componente correspondiente a I_{GL} ,

$$P'_{ei} = P_{ei} + E_i I_{GLi} \text{Cos}(\theta_i - \phi_i) \quad (3.87)$$

- vi. Se lleva a cabo una iteración de la solución para el PEE y PEIC [15,31,34], usando (3.78):

Se actualiza el vector θ y se evalúan los desbalances. Si la solución converge se detiene, de lo contrario se regresa al paso ii.

Las modificaciones realizadas al Jacobiano para la obtención de los PEE y PEI con el fin de incorporar los modelos de carga no lineales a la función de energía transitoria, se muestran en el apéndice E.

3.9.3.2 Condiciones al liberar la falla

Las condiciones al liberar la falla se determinan utilizando la técnica de aproximación desarrollada en [11]. En esta técnica, la aceleración se mantiene constante sobre cada paso de tiempo del periodo de falla. Utilizando un procedimiento idéntico

al de la solución del PEE y del PEIC de posfalla, la componente de corriente que corresponde a las carga no lineales se refleja en el inicio de cada paso de tiempo y entonces se evalúa la nueva potencia de aceleración para cada máquina. El procedimiento para reflejar las corrientes emplea los parámetros de la Y_{bus} de falla.

3.9.3.3 Evaluación del modo de disturbio.

El MD [15,31,34] se evalúa utilizando la construcción del punto angular (corner point) para cada modo candidato. La trayectoria del punto angular se determina a partir del PEE de posfalla, el cual incorpora el efecto de las cargas no lineales. Las condiciones al liberar la falla se describieron anteriormente con el propósito de evaluar el margen de energía potencial normalizado (ΔV_n) para determinar el MD, una vez identificado el modo candidato con el menor ΔV_n , se determina el θ^{PEI} exacto [86]. Los pasos implicados en determinar el margen de energía se describen a continuación.

3.9.3.4 Cálculo del margen de energía.

Al incorporar la componente correspondiente a las cargas no lineales, la expresión para la energía del sistema está dada por:

$$V = \int \left[\sum_{i=1}^n \left(M_i \dot{\tilde{\omega}}_i - P_i + P'_{ei} + E_i I_{GLi} \cos(\theta_i - \phi_i) + \frac{M_i}{M_T} P'_{Ci} \right) \dot{\theta}_i \right] dt \quad (3.88)$$

Integrando la expresión anterior entre límites adecuados, la expresión para la función de energía transitoria, basada en la aproximación de la trayectoria lineal [9] para los términos de conductancia de transferencia, está dada por:

$$\begin{aligned} V = & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i - \theta_i^{e2}) \\ & - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left[C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^{e2}) \right. \\ & \left. - \left(\frac{\theta_i + \theta_j - \theta_i^{e2} - \theta_j^{e2}}{\theta_{ij} - \theta_{ij}^{e2}} \right) D_{ij} (\text{sen} \theta_{ij} - \text{sen} \theta_{ij}^{e2}) \right] \\ & + \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^{e2}}^{\theta_j} E_i I_{GLi} \cos(\theta_i - \phi_i) d\dot{\theta}_i \end{aligned} \quad (3.89)$$

La expresión para el margen de energía utilizando la energía cinética corregida [11] está dada entonces por:

$$\begin{aligned} \Delta V = & \frac{1}{2} M_{eq} (\tilde{\omega}_{eq}^{lib})^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i^I - \theta_i^{lib}) \\ & - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left[C_{ij} (\cos \theta_{ij}^I - \cos \theta_{ij}^{lib}) - \left(\frac{\theta_i^I + \theta_j^I - \theta_i^{lib} - \theta_j^{lib}}{\theta_{ij}^I - \theta_{ij}^{lib}} \right) D_{ij} (\text{sen} \theta_{ij}^I - \text{sen} \theta_{ij}^{lib}) \right] \\ & + \sum_{i=1}^n \int_{\theta_i^{lib}}^{\theta_i^I} E_i I_{GLi} \cos(\theta_i - \phi_i) d\dot{\theta}_i \end{aligned} \quad (3.90)$$

El último término en (3.90) es dependiente de la trayectoria y se evalúa al considerar una trayectoria lineal entre θ^{ib} y θ^f . Esta trayectoria se divide en varias partes. Una verificación numérica de esta división en diversos sistemas ha mostrado que el valor de la expresión permanece sin cambios cuando el número de divisiones es mayor de 10 [2].

En cada punto de la trayectoria lineal, al conocerse el vector θ , las corrientes inyectadas en los nodos terminales de los generadores se obtienen utilizando el procedimiento de la sección 3.9.3.1, los voltajes de los nodos de la red se solucionan al actualizar las corrientes de las cargas para mantener sus características no lineales. Se obtiene el vector de corrientes reflejadas I_{GL} y la componente de energía se evalúa utilizando la regla trapezoidal [2,98].

La figura 3.8 muestra, mediante un diagrama de flujos, la modificación del diagrama de la figura 3.7 para la incorporación de los modelos de carga estática no lineales al método de la función de energía transitoria, dicha modificación consiste en insertar el proceso iterativo para el cálculo de los voltajes de nodo y corrientes de carga y con ello tomar en cuenta las variaciones de voltaje en la red, dentro de los cálculos comúnmente realizados para evaluar la estabilidad transitoria con el MFET, como se indicó con más detalle en esta sección; el bloque sombreado de la figura 3.8 básicamente es la modificación realizada al MFET.

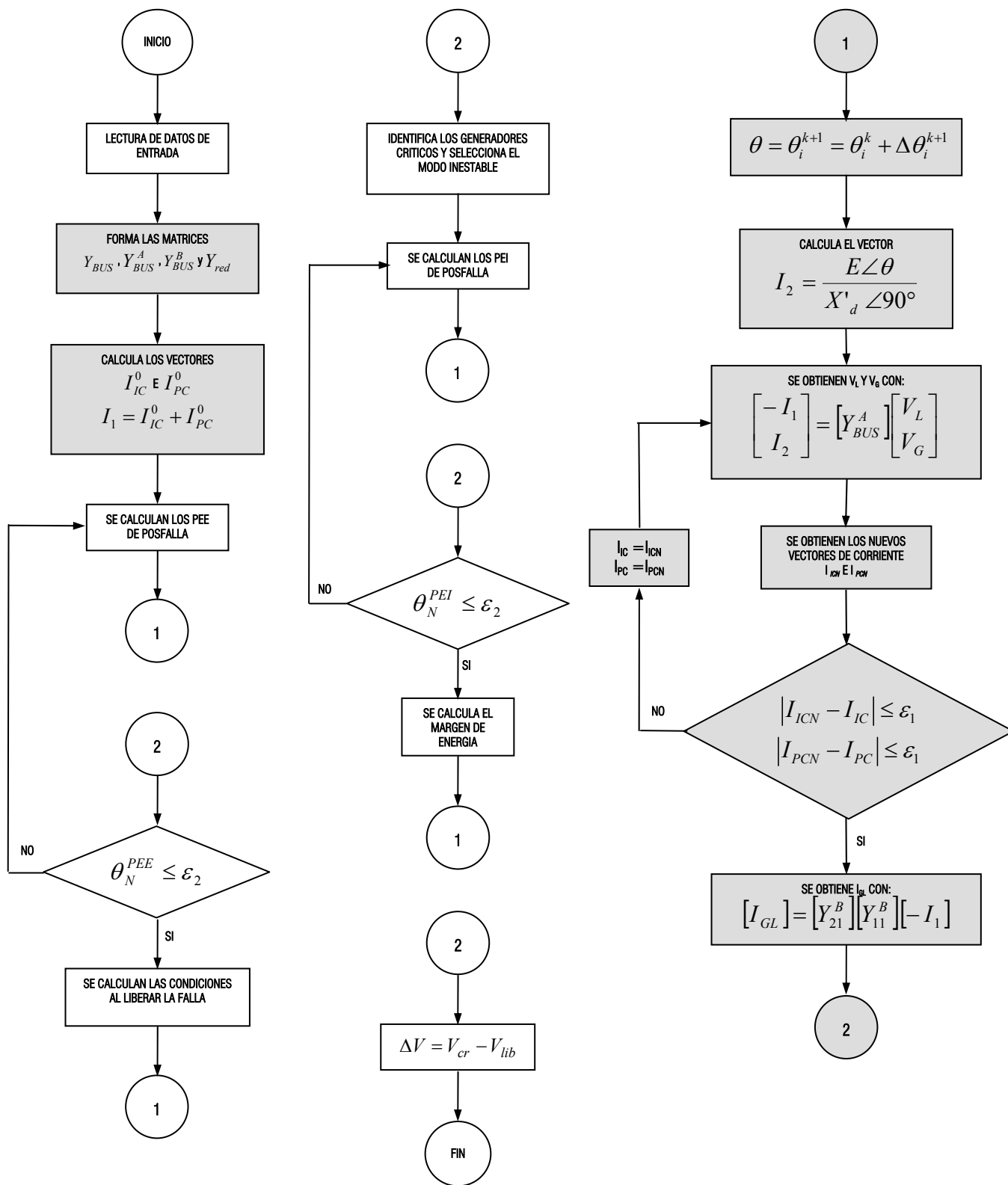


Figura 3.8 Diagrama de flujos del MFET incorporando el modelo de cargas no lineal.

Intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 4

Aplicación del MFETCNL y Análisis de Resultados

4.1 Introducción.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos con el programa MFETCNL.F90 desarrollado en este trabajo y el cual se lista en el Apéndice G. Los resultados de los tiempos críticos de liberación incluyendo diferentes modelos estáticos de carga se comparan con los obtenidos por el programa desarrollado en la SEPI-ESIME [100], que sirve para la simulación tanto de flujos de potencia como de estabilidad transitoria en el dominio del tiempo, y permite la inclusión de diferentes modelos de carga estática dependientes del voltaje.

Los sistemas de prueba considerados son el WSCC modificado (a partir de abril del 2002, el sistema WSCC cambió sus siglas por WECC, ver significado en la sección de abreviaturas) y el de Nueva Inglaterra [93], en ambos sistemas se aplicaron fallas trifásicas en diversos nodos con el fin de detectar las dificultades que se presentan al aplicar el MFETCNL en un sistema sencillo como el del WSCC y otro más complejo como lo es el de Nueva Inglaterra. Ambos sistemas se reportan en el Apéndice F, en donde se incluyen tanto sus diagramas unifilares como sus parámetros de red y máquinas de ambos sistemas.

En la primera parte del capítulo se analizarán los resultados de cuatro diferentes fallas aplicadas al sistema WSCC modificado y en la segunda parte el análisis de resultados se centrará en las cuatro fallas aplicadas al sistema de Nueva Inglaterra, cabe resaltar que en las fallas se emplearon diferentes composiciones de carga estática no lineal con el fin de observar el comportamiento del MFETCNL al comparar los resultados con las simulaciones en el dominio del tiempo.

4.2 Criterios para la Selección de las Fallas Más Críticas.

Debido a la gran cantidad de fallas que se podrían realizar en los sistemas de prueba con diferentes modelos de carga, fue necesario establecer criterios de selección de las fallas que se presentarán en el transcurso de este capítulo con el fin de hacer un filtrado y presentar las fallas que fueran más severas para cada sistema que a continuación se mencionan:

Sistema de prueba WSCC modificado (apéndice F):

1. El modelo de carga para obtener el tiempo crítico de liberación fue de impedancia constante.
2. Por ser un sistema pequeño, se aplicó una falla trifásica a cada uno de los nodos del sistema y se liberó uno de los circuitos adyacentes al bus de falla (total de fallas 14, ver apéndice F).

3. Al obtener los tiempos críticos de liberación para cada una de las fallas (tabla 4.1) por medio del programa de [100], se observó que los tiempos tenían un tiempo crítico mínimo de 0.155 s y un máximo de 0.957 s.
4. Se decidió tomar en cuenta únicamente las fallas que tuvieran un tiempo crítico de liberación igual o menor a 0.25 segundos. En la tabla 4.1, se observa que solo 4 de las 14 fallas cumplieron con este requisito.

Tabla 4.1 Fallas aplicadas al sistema WSCC modificado.

No. FALLA	BUS FALLADO	ELEMENTO LIBERADO	T _{cr}	MAQ _{cr}
1	11	11,9,1	0.155	4
2	9	9,11,1	0.206	4
3	10	7,10,1	0.215	1
4	8	8,9,1	0.248	2
5	10	9,10,1	0.272	1
6	9	9,10,1	0.276	2,4
7	8	8,6,1	0.292	1
8	9	9,8,1	0.328	1
9	5	5,6,1	0.551	1
10	5	5,7,1	0.553	1
11	6	6,8,1	0.587	1
12	6	6,5,1	0.75	1
13	7	7,10,1	0.925	1
14	7	7,5,1	0.957	1

Sistema de prueba de Nueva Inglaterra (apéndice F):

1. El modelo de carga para obtener el tiempo crítico de liberación fue de impedancia constante.
2. Por ser un sistema más grande que el anterior, se determinó simular fallas trifásicas en los nodos de alta tensión de los transformadores de los generadores (ver apéndice F) y liberar la falla abriendo una de las líneas que conectan a dichos nodos (total de fallas 20).
3. Se decidió tomar en cuenta únicamente las fallas que tuvieran un tiempo crítico de liberación igual o menor a 0.15 segundos. En la tabla 4.2, se observa que solo 7 de las 20 fallas cumplieron con este requisito.

Tabla 4.2 Fallas aplicadas al sistema de Nueva Inglaterra.

No. FALLA	BUS FALLADO	ELEMENTO LIBERADO	T _{cr}	MAQ _{cr}
1	39	36,39,1	0.08	9
2	16	15,16,1	0.11	1
3	16	16,17,1	0.119	1
4	12	11,12,1	0.137	10
5	32	31,32,1	0.14	10
6	20	20,23,1	0.141	1
7	20	20,21,1	0.146	1

4.3 Sistema WSCC Modificado.

Este sistema está formado por 4 generadores, 8 líneas de transmisión, 4 transformadores y 3 cargas (apéndice F). En la tabla 4.3 se muestran las fallas y combinaciones de carga seleccionadas para probar el método de la función de energía transitoria; por ser solo 3 cargas, se utilizaron tanto combinaciones generales de carga (todas las cargas con un mismo modelo ZIP), como combinaciones individuales por cada carga (modelos ZIP diferentes).

Tabla 4.3 Fallas y combinaciones de carga en el sistema WSCC modificado.

CASO	FALLA EN NODO	ELEMENTO LIBERADO			COMBINACION EN NODO 6			COMBINACION EN NODO 7			COMBINACION EN NODO 9			TIEMPO CRÍTICO (s)	
		NODO DE ENVIO	NODO DE RECEPCION	No. CIRCUITO	Z (%)	I (%)	P (%)	Z (%)	I (%)	P (%)	Z (%)	I (%)	P (%)	FUNCIÓN DE ENERGÍA	DOMINIO DEL TIEMPO
W1	11	9	11	1	100			100			100			0.151	0.155
					90	10		90	10		90	10		0.155	0.152
					100			100				100		0.134	0.136
W2	9	9	11	1	100			100			100			0.180	0.206
					95	5		95	5		95	5		0.125	0.199
					100			100				100		0.186	0.170
W3	10	7	10	1			100			100			100	0.361	0.194
					90	10		90	10		90	10		0.229	0.214
						50	50	100			100			NC	0.180
W4	8	8	9	1	95	5		95	5		95	5		0.224	0.247
					90	10		90	10		90	10		0.256	0.246
					85	15		85	15		85	15		0.268	0.245
							100	100					100	0.319	0.211

NC=NO CONVERGE

4.3.1 Casos de estudio.

De la tabla 4.3, se seleccionaron los siguientes casos:

W1. Falla trifásica en el nodo 11, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 9 y 11, en 0.1000 segundos (6 ciclos), con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 90% de impedancia constante (en P y Q), y 10% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 7: 90% de impedancia constante (en P y Q), y 10% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 9: 90% de impedancia constante (en P y Q), y 10% de corriente constante (en P y Q).

W2. Falla trifásica en el nodo 9, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 9 y 11, en 0.0667 segundos (4 ciclos), con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 100% de impedancia constante (en P y Q).

Nodo 7: 100% de impedancia constante (en P y Q).

Nodo 9: 100% de corriente constante (en P y Q).

W3. Falla trifásica en el nodo 10, liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 7 y 10 en 0.1667 segundos (10 ciclos), con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 100% de potencia constante (en P y Q).

Nodo 7: 100% de potencia constante (en P y Q).

Nodo 9: 100% de potencia constante (en P y Q).

W4. Falla trifásica en el nodo 8, liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 8 y 9 en 0.1000 segundos (6 ciclos), con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 7: 85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 9: 85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

4.3.2 Resultados del caso W1.

A continuación se muestran las matrices de admitancia nodal reducidas a los nodos internos de generación de las condiciones de prefalla, falla y posfalla para el caso W1.

Matriz de admitancia nodal de prefalla

YBUSRED (1, 1)=	1.1598	-3.4024	YBUSRED (3, 1)=	.3084	.9364
YBUSRED (1, 2)=	.3806	1.1540	YBUSRED (3, 2)=	.2211	.7639
YBUSRED (1, 3)=	.3084	.9364	YBUSRED (3, 3)=	.2942	-2.6290
YBUSRED (1, 4)=	.1939	.5775	YBUSRED (3, 4)=	.1450	.6281
YBUSRED (2, 1)=	.3806	1.1540	YBUSRED (4, 1)=	.1939	.5775
YBUSRED (2, 2)=	.4217	-3.1590	YBUSRED (4, 2)=	.1838	.8650
YBUSRED (2, 3)=	.2211	.7639	YBUSRED (4, 3)=	.1450	.6281
YBUSRED (2, 4)=	.1838	.8650	YBUSRED (4, 4)=	.2840	-2.2223

Matriz de admitancia nodal de falla

YBUSRED (1, 1)=	1.1007	-3.4961	YBUSRED (3, 1)=	.2558	.8317
YBUSRED (1, 2)=	.3109	1.0092	YBUSRED (3, 2)=	.1626	.6042
YBUSRED (1, 3)=	.2558	.8317	YBUSRED (3, 3)=	.2495	-2.7446
YBUSRED (1, 4)=	.0000	.0000	YBUSRED (3, 4)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 1)=	.3109	1.0092	YBUSRED (4, 1)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 2)=	.3452	-3.3794	YBUSRED (4, 2)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 3)=	.1626	.6042	YBUSRED (4, 3)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 4)=	.0000	.0000	YBUSRED (4, 4)=	.0000	-5.5617

Matriz de admitancia nodal de posfalla

YBUSRED (1, 1)=	1.1846	-3.3766	YBUSRED (3, 1)=	.3319	.9661
YBUSRED (1, 2)=	.4120	1.1954	YBUSRED (3, 2)=	.2500	.8107
YBUSRED (1, 3)=	.3319	.9661	YBUSRED (3, 3)=	.3158	-2.5953
YBUSRED (1, 4)=	.1410	.4229	YBUSRED (3, 4)=	.1052	.4598
YBUSRED (2, 1)=	.4120	1.1954	YBUSRED (4, 1)=	.1410	.4229
YBUSRED (2, 2)=	.4602	-3.0941	YBUSRED (4, 2)=	.1333	.6332
YBUSRED (2, 3)=	.2500	.8107	YBUSRED (4, 3)=	.1052	.4598
YBUSRED (2, 4)=	.1333	.6332	YBUSRED (4, 4)=	.2055	-1.6525

El tamaño de las tres matrices anteriores es igual al número de generadores existentes en el sistema, además de ser matrices llenas, es decir, presentan conectividad entre todos sus elementos, aún cuando en la matriz de admitancia nodal de falla existan elementos con valor igual a cero, pues para la simulación de la falla, realizó mediante una admitancia muy grande, lo cual ocasiona que al reducirse la red a los nodos internos, se aisle el nodo interno más cercano a la falla, en este caso el nodo 4 (apéndice F, figura F1).

La tabla 4.4 muestra la posición angular, velocidad angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de librarse la falla.

Tabla 4.4 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1000$ s).

Generador No.	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	-7.6034	-0.002537	0.057341
2	3.4604	-0.000146	0.000051
3	-1.4365	0.000121	0.000017
4	25.3001	0.009458	0.215828

La simulación solo identificó un modo de inestabilidad, el cual pertenece a la máquina 4, esta máquina es la crítica de acuerdo al procedimiento para identificar los modos de inestabilidad [21,86], como se aprecia en la tabla 4.4, presenta la mayor velocidad angular al momento de liberar la falla. Los signos negativos de las velocidades angulares implican una desaceleración de los rotores de las máquinas.

Los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI, se presentan en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	-4.8636	-8.2949	-29.0546
2	3.6179	2.7957	-3.9536
3	-1.5677	-2.1175	-8.4827
4	15.0845	28.8393	115.2636

En la tabla 4.6 se muestran las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para una falla trifásica en el nodo 11, liberando ésta con la apertura del circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 9 y 11, en 0.1000 segundos, con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 90% de impedancia constante (en P y Q), y 10% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 7: 90% de impedancia constante (en P y Q), y 10% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 9: 90% de impedancia constante (en P y Q), y 10% de corriente constante (en P y Q).

Tabla 4.6 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
0.8600	0.0750	0.9350	0.5637	0.5481	0.2576	1.5017

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.6 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.1.

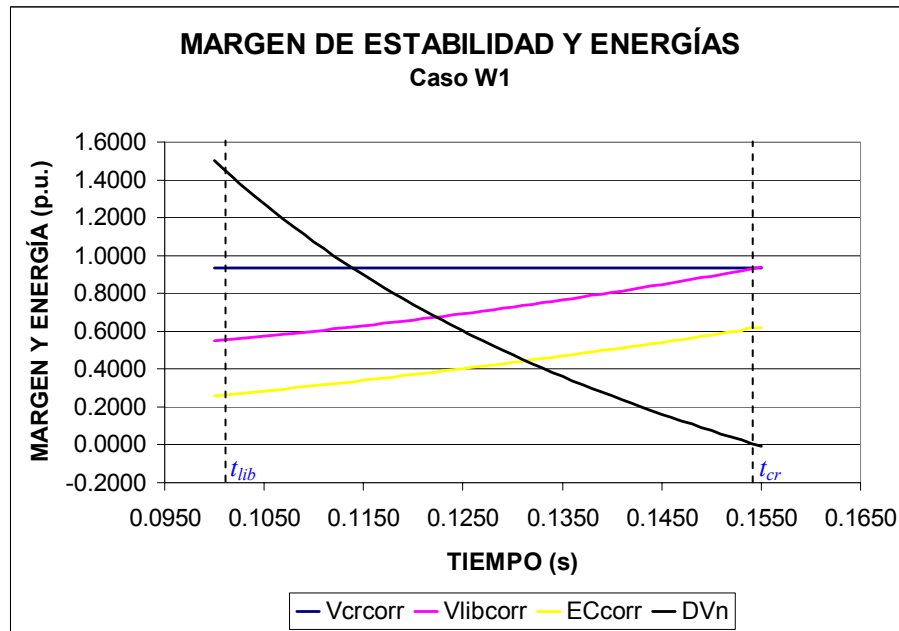


Figura 4.1 Margen de estabilidad y energías para el caso W1.

La $V_{cr\ corr}$ permanece prácticamente constante, es decir no existe gran influencia por el proceso iterativo del cálculo de los voltajes de red mostrado en 3.8.3 del capítulo 3, mientras que la $V_{lib\ corr}$ varía al ir aumentando el tiempo de liberación influenciada por la energía cinética desarrollada hasta el momento de liberar la falla. En la figura 4.1 se obtiene el tiempo crítico de liberación en el instante en que $V_{cr\ corr}$ cruza el eje del tiempo, el cual es de 0.1510 segundos para esta falla en particular.

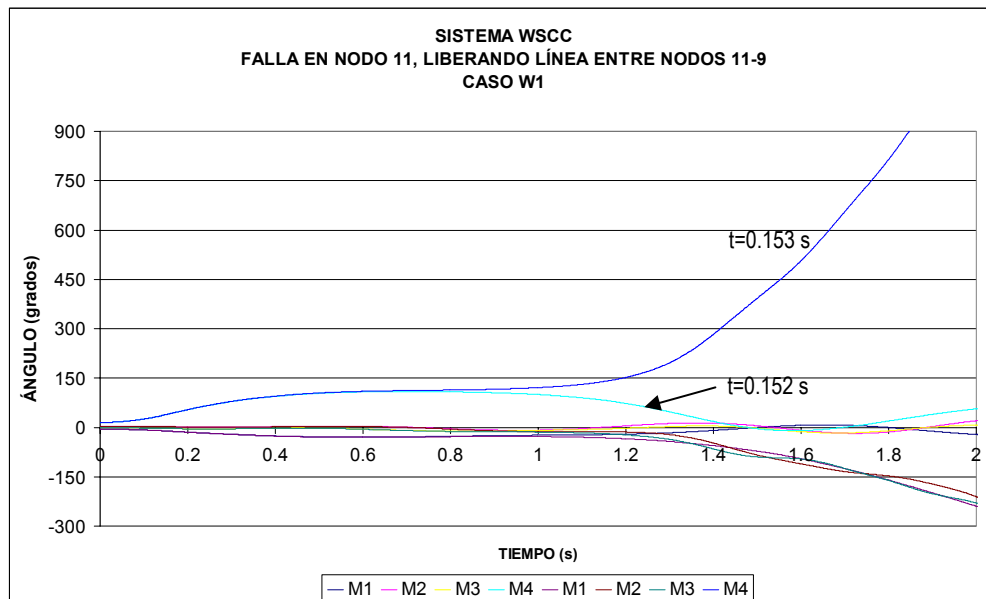


Figura 4.2 Curvas de oscilación para el caso W1.

La figura 4.2 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa de [100] para el tiempo crítico y un instante después de éste. La falla aplicada en este caso provoca que la máquina 4 se acelere más rápidamente que las otras tres, pues ésta ocurre en el nodo de alta tensión del transformador de la máquina 4 (Apéndice F), también se puede observar que el resto de los generadores se separan en un grupo.

4.3.3 Resultados del caso W2.

A continuación se muestran las matrices de admitancia nodal reducidas a los nodos internos de generación de las condiciones de prefalla, falla y posfalla del caso W2.

Matriz de admitancia nodal de prefalla

YBUSRED (1, 1)=	1.1607	-3.4218	YBUSRED (3, 1)=	.2703	.9718
YBUSRED (1, 2)=	.3234	1.2071	YBUSRED (3, 2)=	.1360	.8371
YBUSRED (1, 3)=	.2703	.9718	YBUSRED (3, 3)=	.2350	-2.5768
YBUSRED (1, 4)=	.1333	.6324	YBUSRED (3, 4)=	.0649	.6910
YBUSRED (2, 1)=	.3234	1.2071	YBUSRED (4, 1)=	.1333	.6324
YBUSRED (2, 2)=	.3026	-3.0595	YBUSRED (4, 2)=	.0714	.9505
YBUSRED (2, 3)=	.1360	.8371	YBUSRED (4, 3)=	.0649	.6910
YBUSRED (2, 4)=	.0714	.9505	YBUSRED (4, 4)=	.1803	-2.1513

Matriz de admitancia nodal de falla

YBUSRED (1, 1)=	.9652	-3.8859	YBUSRED (3, 1)=	.1183	.4527
YBUSRED (1, 2)=	.1281	.4905	YBUSRED (3, 2)=	.0152	.0486
YBUSRED (1, 3)=	.1183	.4527	YBUSRED (3, 3)=	.1364	-3.1492
YBUSRED (1, 4)=	.0000	.0000	YBUSRED (3, 4)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 1)=	.1281	.4905	YBUSRED (4, 1)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 2)=	.1569	-4.1453	YBUSRED (4, 2)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 3)=	.0152	.0486	YBUSRED (4, 3)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 4)=	.0000	.0000	YBUSRED (4, 4)=	.1666	-2.9805

Matriz de admitancia nodal de posfalla

YBUSRED (1, 1)=	1.1810	-3.3866	YBUSRED (3, 1)=	.2876	1.0118
YBUSRED (1, 2)=	.3462	1.2625	YBUSRED (3, 2)=	.1535	.8990
YBUSRED (1, 3)=	.2876	1.0118	YBUSRED (3, 3)=	.2486	-2.5320
YBUSRED (1, 4)=	.0931	.4675	YBUSRED (3, 4)=	.0421	.5102
YBUSRED (2, 1)=	.3462	1.2625	YBUSRED (4, 1)=	.0931	.4675
YBUSRED (2, 2)=	.3252	-2.9740	YBUSRED (4, 2)=	.0448	.7016
YBUSRED (2, 3)=	.1535	.8990	YBUSRED (4, 3)=	.0421	.5102
YBUSRED (2, 4)=	.0448	.7016	YBUSRED (4, 4)=	.1490	-1.6149

Si se comparan estas matrices con las del caso W1, se observa que los valores son diferentes y mayores, esto debido a que las combinaciones de carga no son iguales, pues en el caso W2 existe una mayor composición de impedancia constante. Al igual que en el caso W1, las matrices del caso W2 tienen el mismo orden y son matrices llenas. Para la condición de falla, como la máquina 4 es la más cercana a la falla (apéndice F, figura F1), se observa que el nodo 4 está aislado del sistema.

La tabla 4.7 muestra la velocidad angular, posición angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de librarse la falla.

Tabla 4.7 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0667$ s).

Generador No.	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	-6.3272	-0.002019	0.036319
2	4.8211	0.001649	0.006557
3	0.7231	0.003152	0.011273
4	18.2100	0.004326	0.045147

De acuerdo a los criterios de [21,86] para identificar el modo de inestabilidad, la simulación solo detectó un modo sencillo de inestabilidad, el cual pertenece a la máquina 4; esta máquina es crítica pues presenta la mayor velocidad angular y por consiguiente mayor energía cinética al momento de la liberar la falla. El signo negativo de la velocidad angular de la máquina 1 implica un proceso de desaceleración.

Tabla 4.8 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	-4.8729	-9.2056	-29.4390
2	3.6334	5.3832	-5.8860
3	-1.5476	1.3999	-10.2989
4	15.0936	27.9616	119.4700

En la tabla 4.8, se presentan los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI.

La tabla 4.9 muestra las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para una falla trifásica en el nodo 9, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 9 y 11, en 0.0667 segundos, con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 100% de impedancia constante (en P y Q).

Nodo 7: 100% de impedancia constante (en P y Q).

Nodo 9: 100% de corriente constante (en P y Q).

Tabla 4.9 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
0.4475	-0.0831	0.3645	0.0558	0.0104	0.0539	6.5703

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.6 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.3.

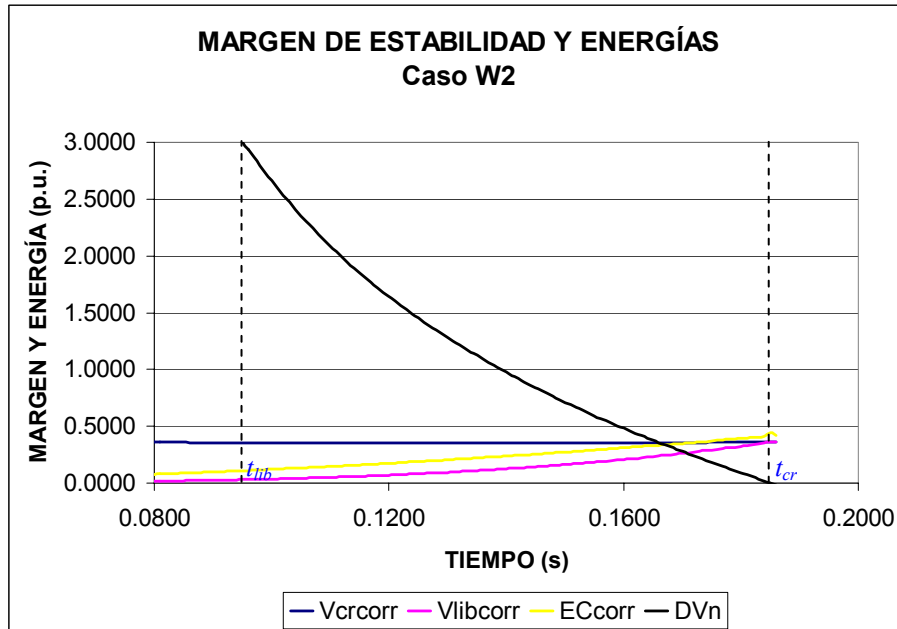


Figura 4.3 Margen de estabilidad y energías para el caso W2.

La $V_{cr_{corr}}$ permanece prácticamente constante, aunque el modelo de la carga del nodo 9 como 100% de corriente constante, introduce variaciones muy pequeñas en la $V_{cr_{corr}}$, debido principalmente al proceso iterativo del cálculo de los voltajes de red mostrado en 3.8.3. La $V_{lib_{corr}}$ varía al ir aumentando el tiempo de liberación influenciada por la energía cinética desarrollada hasta al momento de liberar la falla. De la figura 4.3, el tiempo crítico se obtiene en el instante cuando $\Delta V_n = 0.0$, el cual para este caso es 0.1860 segundos, este tiempo crítico también coincide cuando $V_{lib_{corr}} = V_{cr_{corr}}$.

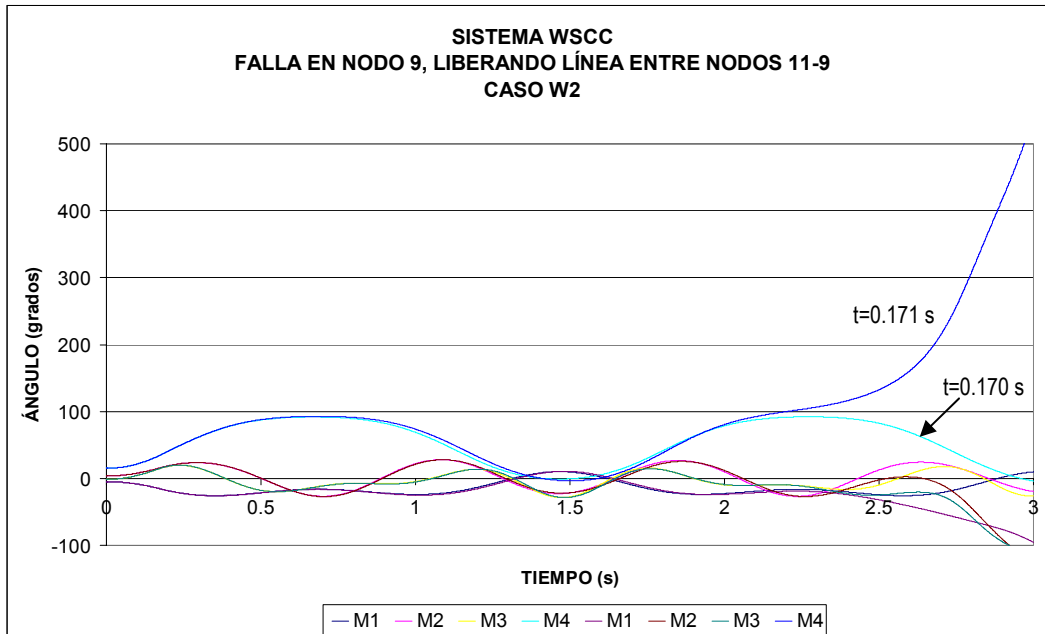


Figura 4.4 Curvas de oscilación para el caso W2.

La figura 4.4 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa TRANSTAB [100] para el tiempo crítico y un instante después de este. En esta figura se observa que la máquina con mayor desplazamiento angular es la número 4, debido a que se encuentra conectada de forma radial al sistema y también es la más cercana a la falla eléctricamente hablando (apéndice F, figura F1), el resto de los generadores se separan en un grupo.

4.3.4 Resultados del caso W3.

A continuación se muestran las matrices de admitancia nodal reducidas a los nodos internos de generación de las condiciones de prefalla, falla y posfalla del caso W3.

Matriz de admitancia nodal de prefalla

YBUSRED (1, 1)=	.2649	-2.5707	YBUSRED (3, 1)=	-.0699	1.2617
YBUSRED (1, 2)=	-.0796	1.5473	YBUSRED (3, 2)=	-.0099	.9476
YBUSRED (1, 3)=	-.0699	1.2617	YBUSRED (3, 3)=	.1008	-2.4738
YBUSRED (1, 4)=	-.0894	.7999	YBUSRED (3, 4)=	-.0185	.7472
YBUSRED (2, 1)=	-.0796	1.5473	YBUSRED (4, 1)=	-.0894	.7999
YBUSRED (2, 2)=	.1153	-2.9205	YBUSRED (4, 2)=	-.0280	1.0162
YBUSRED (2, 3)=	-.0099	.9476	YBUSRED (4, 3)=	-.0185	.7472
YBUSRED (2, 4)=	-.0280	1.0162	YBUSRED (4, 4)=	.1261	-2.1195

Matriz de admitancia nodal de falla

YBUSRED (1, 1)=	.4241	-3.4978	YBUSRED (3, 1)=	.0000	.0000
YBUSRED (1, 2)=	.0085	.8474	YBUSRED (3, 2)=	.0000	.0000
YBUSRED (1, 3)=	.0000	.0000	YBUSRED (3, 3)=	.0000	-4.1684
YBUSRED (1, 4)=	-.0120	.2489	YBUSRED (3, 4)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 1)=	.0085	.8474	YBUSRED (4, 1)=	-.0120	.2489
YBUSRED (2, 2)=	.1577	-3.4479	YBUSRED (4, 2)=	.0115	.6008
YBUSRED (2, 3)=	.0000	.0000	YBUSRED (4, 3)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 4)=	.0115	.6008	YBUSRED (4, 4)=	.1619	-2.4467

Matriz de admitancia nodal de posfalla

YBUSRED (1, 1)=	.2619	-1.3393	YBUSRED (3, 1)=	-.0619	.5569
YBUSRED (1, 2)=	-.0820	1.4523	YBUSRED (3, 2)=	-.0091	.9897
YBUSRED (1, 3)=	-.0619	.5569	YBUSRED (3, 3)=	.0914	-2.0989
YBUSRED (1, 4)=	-.0749	.5776	YBUSRED (3, 4)=	-.0277	.8629
YBUSRED (2, 1)=	-.0820	1.4523	YBUSRED (4, 1)=	-.0749	.5776
YBUSRED (2, 2)=	.1159	-2.9185	YBUSRED (4, 2)=	-.0283	1.0284
YBUSRED (2, 3)=	-.0091	.9897	YBUSRED (4, 3)=	-.0277	.8629
YBUSRED (2, 4)=	-.0283	1.0284	YBUSRED (4, 4)=	.1214	-2.0842

Al comparar las tres matrices anteriores con las matrices respectivas de los casos W1 y W2, se observan diferencias en los valores de las entradas de las matrices, debidas en gran parte a la combinación de carga utilizada, la cual para este caso fue de potencia constante para las tres cargas del sistema, por lo que no se añadió ninguna admitancia de la carga a la matriz de admitancias nodales. En la condición de falla, se observa que en este caso, el nodo 3 es el más cercano a la falla (apéndice F, figura F1) pues es el nodo aislado del sistema.

La tabla 4.10 muestra la velocidad angular, posición angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de librarse la falla.

Tabla 4.10 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1667$ s).

Generador No .	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	-12.7511	-0.002858	0.072800
2	14.3467	0.001028	0.002552
3	21.5621	0.015311	0.266026
4	22.6116	0.002328	0.013071

Para este caso, la simulación realizada en el programa MFETCNL, se identificó un modo sencillo de inestabilidad correspondiente a la máquina 3, la cual presenta la mayor velocidad angular y la mayor energía cinética en el instante de liberación de la falla; como también se observa en la tabla 4.10, la máquina 3 presenta la mayor velocidad angular. El signo negativo de la velocidad angular de la máquina 1 implica un proceso de desaceleración.

Los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI, se presentan en la tabla 4.11.

Tabla 4.11 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	-4.0798	-12.7511	-57.8767
2	2.4655	14.3467	29.3873
3	-2.8144	21.5621	202.3994
4	13.9279	22.6116	89.2037

En la tabla 4.12 se muestran las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para una falla trifásica en el nodo 10, liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 7 y 10 en 0.1667 segundos, con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 100% de potencia constante (en P y Q).

Nodo 7: 100% de potencia constante (en P y Q).

Nodo 9: 100% de potencia constante (en P y Q).

Tabla 4.12 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
4.3513	-0.3273	4.0241	0.1565	0.0900	0.2880	13.6599

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.6 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.5.

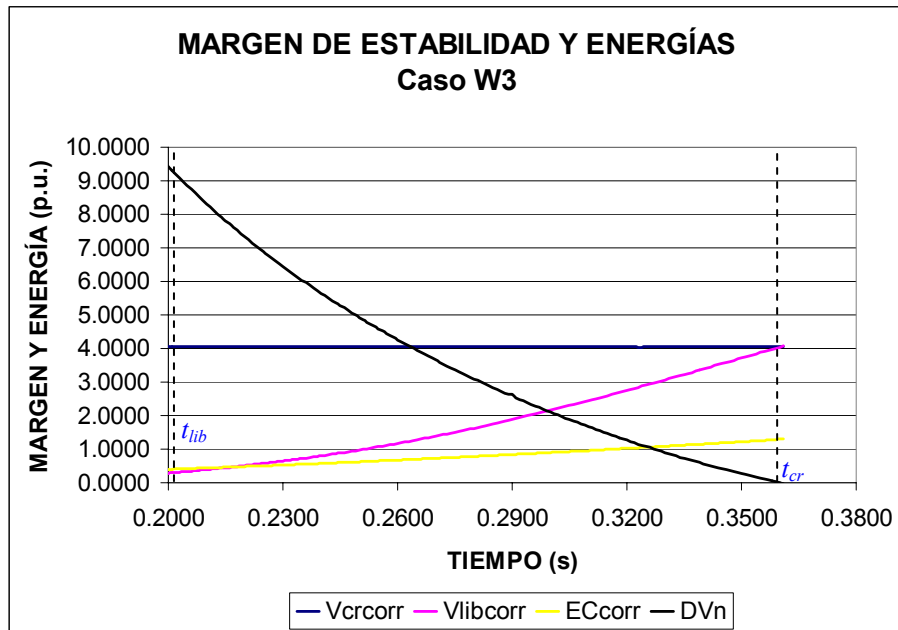


Figura 4.5 Margen de estabilidad y energías para el caso W3.

En la figura 4.5, la V_{cr_corr} permanece prácticamente constante, aún cuando el modelo empleado para los tres nodos de carga fue de 100% de potencia constante, no se introducen variaciones en la obtención de la V_{cr_corr} , por el proceso iterativo del cálculo de los voltajes de red mostrado en 3.8.3. La V_{lib_corr} varía al ir aumentando el tiempo de liberación influenciada por la V_{EC_corr} desarrollada hasta al momento de liberar la falla, sin embargo, la razón de cambio de la V_{lib_corr} es mayor en comparación con la razón de cambio de la V_{EC_corr} . De la figura 4.5, el tiempo crítico es de 0.3610 segundos, este tiempo crítico también coincide cuando $V_{lib_corr} = V_{cr_corr}$.

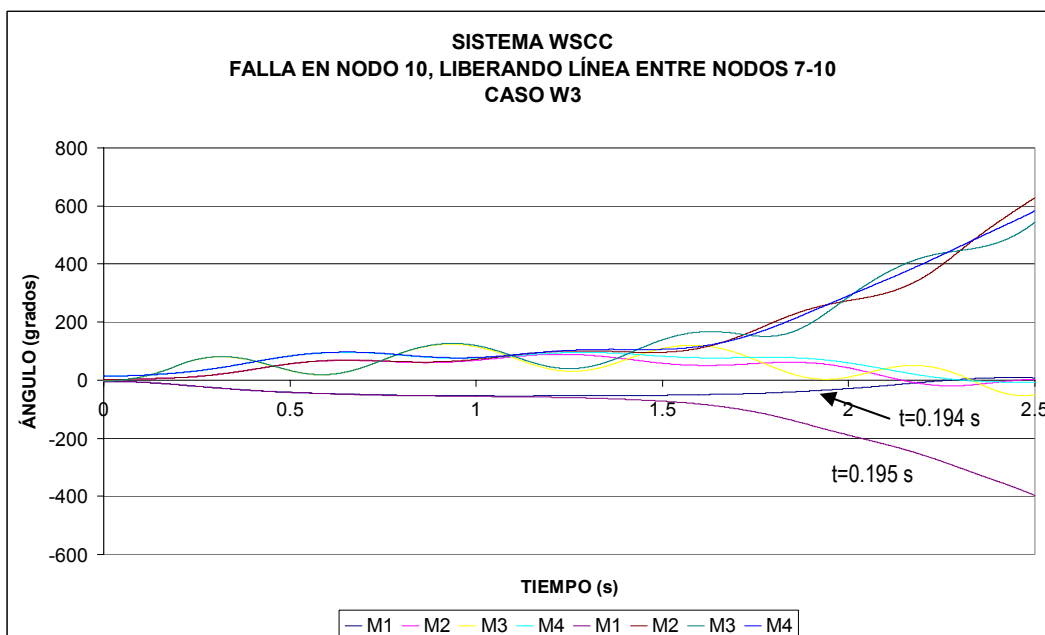


Figura 4.6 Curvas de oscilación para el caso W3.

La figura 4.6 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa TRANSTAB para el tiempo crítico y un instante después de éste. También se observa tanto una posición angular de la máquina 3 negativa, lo cual implica una desaceleración en el rotor de dicha máquina, como un agrupamiento del resto de las máquinas del sistema.

4.3.5 Resultados del caso W4.

A continuación se muestran las matrices de admitancia nodal reducidas a los nodos internos de generación de las condiciones de prefalla, falla y posfalla del caso W4.

Matriz de admitancia nodal de prefalla

YBUSRED (1, 1)=	1.1334	-3.3551	YBUSRED (3, 1)=	.2973	.9554
YBUSRED (1, 2)=	.3669	1.1771	YBUSRED (3, 2)=	.2136	.7750
YBUSRED (1, 3)=	.2973	.9554	YBUSRED (3, 3)=	.2879	-2.6197
YBUSRED (1, 4)=	.1854	.5910	YBUSRED (3, 4)=	.1393	.6354
YBUSRED (2, 1)=	.3669	1.1771	YBUSRED (4, 1)=	.1854	.5910
YBUSRED (2, 2)=	.4113	-3.1446	YBUSRED (4, 2)=	.1762	.8743
YBUSRED (2, 3)=	.2136	.7750	YBUSRED (4, 3)=	.1393	.6354
YBUSRED (2, 4)=	.1762	.8743	YBUSRED (4, 4)=	.2780	-2.2158

Matriz de admitancia nodal de falla

YBUSRED (1, 1)=	.8666	-3.9364	YBUSRED (3, 1)=	.1360	.5708
YBUSRED (1, 2)=	.0000	.0000	YBUSRED (3, 2)=	.0000	.0000
YBUSRED (1, 3)=	.1360	.5708	YBUSRED (3, 3)=	.1911	-2.8738
YBUSRED (1, 4)=	.0367	.1528	YBUSRED (3, 4)=	.0519	.3467
YBUSRED (2, 1)=	.0000	.0000	YBUSRED (4, 1)=	.0367	.1528
YBUSRED (2, 2)=	.0000	-5.4855	YBUSRED (4, 2)=	.0000	.0000
YBUSRED (2, 3)=	.0000	.0000	YBUSRED (4, 3)=	.0519	.3467
YBUSRED (2, 4)=	.0000	.0000	YBUSRED (4, 4)=	.2037	-2.5422

Matriz de admitancia nodal de posfalla

YBUSRED (1, 1)=	1.1194	-3.3226	YBUSRED (3, 1)=	.2907	.8579
YBUSRED (1, 2)=	.3255	1.3802	YBUSRED (3, 2)=	.0824	.2306
YBUSRED (1, 3)=	.2907	.8579	YBUSRED (3, 3)=	.4080	-2.3937
YBUSRED (1, 4)=	.1863	.4583	YBUSRED (3, 4)=	.2799	.9543
YBUSRED (2, 1)=	.3255	1.3802	YBUSRED (4, 1)=	.1863	.4583
YBUSRED (2, 2)=	.3883	-1.9397	YBUSRED (4, 2)=	.0524	.1231
YBUSRED (2, 3)=	.0824	.2306	YBUSRED (4, 3)=	.2799	.9543
YBUSRED (2, 4)=	.0524	.1231	YBUSRED (4, 4)=	.4373	-1.7688

Las tres matrices anteriores son diferentes en valores a las de los tres casos anteriores, debido a la combinación de la carga modelada, la cual fue de 85% de impedancia constante y 15% de corriente constante, por lo que los valores de los elementos de las matrices incluyen admitancias correspondientes a ese 85% de impedancia constante. Para este caso, en la condición de falla, se observa al nodo 2 como el más cercano a la falla (apéndice F, figura F1) pues es el nodo aislado del sistema.

La tabla 4.13 muestra la velocidad angular, posición angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de librarse la falla.

Tabla 4.13 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1000$ s).

Generador No.	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	-6.9721	-.001965	.034427
2	3.5343	-.000058	.000008
3	5.3399	.006417	.046720
4	19.7076	.004300	.044609

El programa MFETCNL detectó dos modos de inestabilidad, la máquina 3 por presentar la mayor energía cinética y la máquina 2 por presentar la mayor aceleración. En la tabla 4.13 se observa que la máquina con mayor velocidad angular es la máquina 3 y la máquina 2 presenta una desaceleración identificada por el signo negativo de su velocidad angular. Los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI, se presentan en la tabla 4.14.

Tabla 4.14 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	-4.8492	-.6515	-37.9555
2	3.5967	-23.6921	-30.7458
3	-1.5907	3.9676	13.0105
4	15.0633	24.2324	164.8249

En la tabla 4.15 se muestran las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para una falla trifásica en el nodo 8, liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 8 y 9 en 0.1000 segundos, con el siguiente modelo de carga:

Nodo 6: 85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 7: 85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

Nodo 9: 85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

Tabla 4.15 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
0.8534	0.4586	1.3120	0.1555	0.0803	0.0506	24.3514

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.6 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.7.

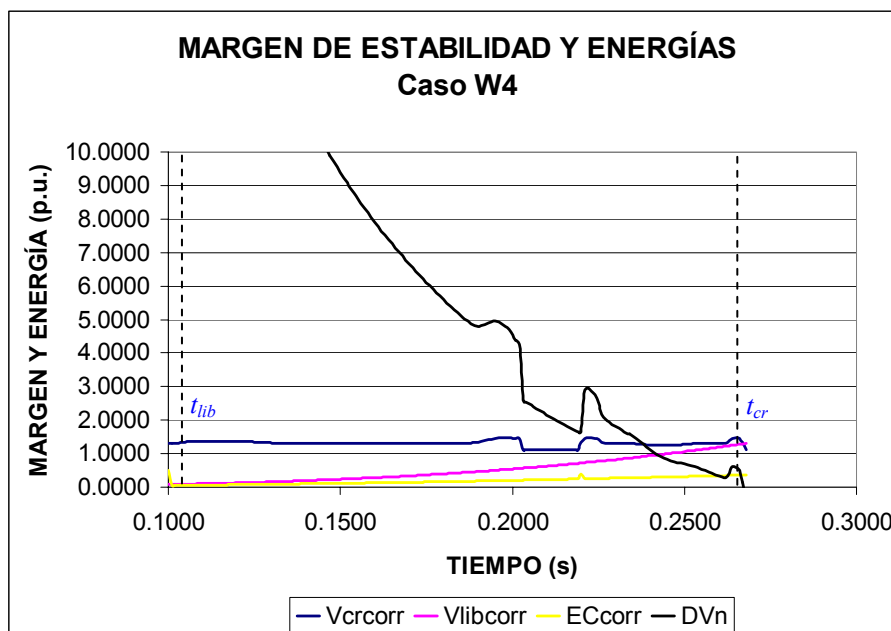


Figura 4.7 Margen de estabilidad y energías para el caso W4.

Debido al modelo empleado, la $V_{cr_{corr}}$ presenta variaciones en cálculo debidas al proceso iterativo del cálculo de los voltajes de red mostrado en 3.8.3. La $V_{lib_{corr}}$ varía al ir aumentando el tiempo de liberación influenciada por la $V_{EC_{corr}}$ desarrollada hasta al momento de liberar la falla, sin embargo, la razón de cambio de la $V_{lib_{corr}}$ es mayor en comparación con la razón de cambio de la $V_{EC_{corr}}$. De la figura 4.7, el tiempo crítico es de 0.2680 segundos, este tiempo crítico también coincide cuando $V_{lib_{corr}} = V_{cr_{corr}}$.

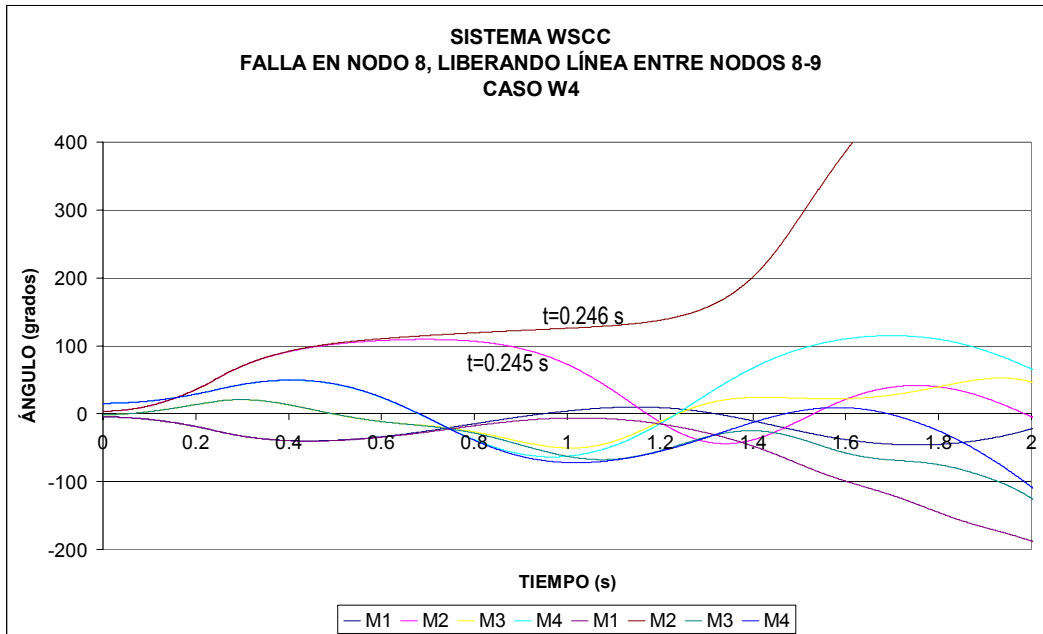


Figura 4.8 Curvas de oscilación para el caso W4.

La figura 4.8 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa de [100] para el tiempo crítico y un instante después de éste, en ella se puede identificar que la máquina 2 presenta el mayor desplazamiento angular en su rotor, por lo cual implica un aceleramiento de la máquina. El resto de los generadores oscila formando un grupo. La figura 4.9, muestra en resumen los márgenes de estabilidad obtenidos para los diferentes casos de estudio del sistema WSCC modificado.

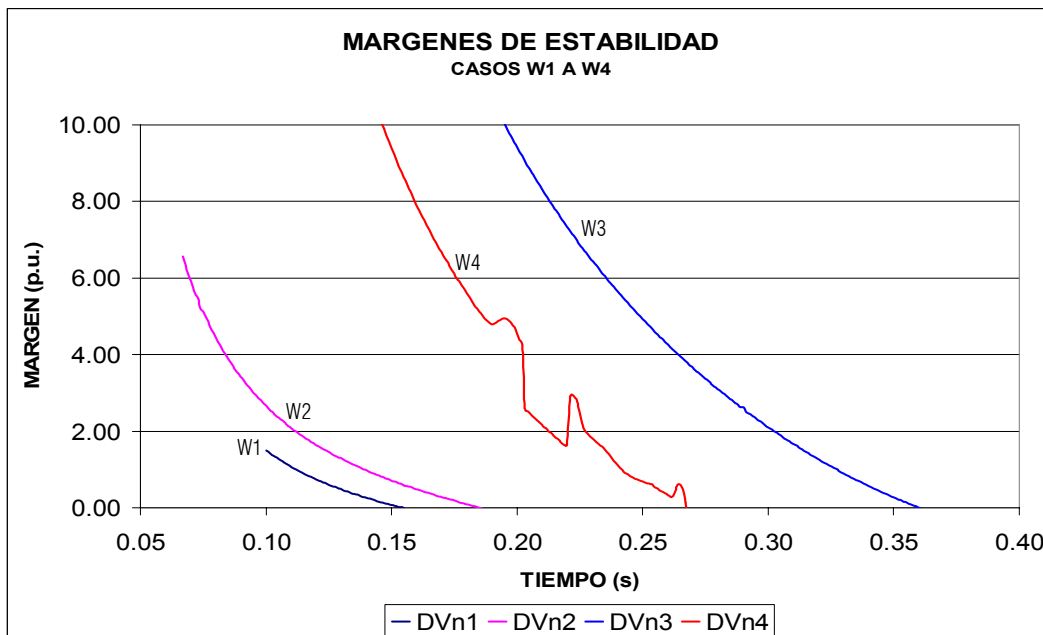


Figura 4.9 Márgenes de estabilidad de los casos de estudio del sistema WSCC modificado.

4.4 Análisis de Resultados del Sistema WSCC Modificado.

4.4.1 Caso W1.

En ambos métodos, tanto en el MFETCNL como en la simulación en el tiempo, se coincide en que la máquina crítica es la 4, lo cual se justifica por ser la máquina más cercana a la falla y pertenecer a un sistema radial (apéndice F). La $V_{cr_{corr}}$ obtenida es constante para todos los tiempos de liberación debido a que los PEE y PEI controlados, ambos calculados por Newton-Raphson, fueron los mismos. Los tiempos de liberación obtenidos por ambos métodos son prácticamente iguales 0.151 s (MFETCNL) y 0.152 s (TRANSTAB).

4.4.2 Caso W2.

El MFETCNL, al igual que la simulación en el tiempo, indica que la máquina crítica es la número 4, debido a su cercanía eléctrica a la falla. Los tiempos críticos obtenidos en este caso no tienen mucha similitud, 0.1860 segundos (MFETCNL) y 0.170 segundos (TRANSTAB), sin embargo, es aceptable esta variación, ya que por un lado el MFET es un método aproximado y por el otro el programa en el tiempo convierte las cargas a impedancia constante cuando en cualquier nodo, el voltaje es menor a 0.8 p.u. [100].

De acuerdo con [22], la función de energía con modelos de carga estática no lineal cumple con las tres condiciones de una función de energía (apéndice A, sección A12) y además utiliza el valor de la energía calculado en el PEIC, entonces esta función de energía con modelos de carga estática no lineales puede utilizarse para análisis de estabilidad con multioscilaciones, como se demuestra en este caso donde el sistema se hace inestable en la segunda oscilación.

4.4.3 Caso W3.

Tanto el MFETCNL como la simulación en el tiempo señalan a la máquina 3 como la crítica, sin embargo, en el primero la máquina 3 se acelera (tabla 4.10), mientras que en la figura 4.6, se observa una desaceleración. El tiempo de liberación obtenido por el MFETCNL es grande (0.361 s) en comparación al obtenido por la simulación en el tiempo (0.194 s), aun cuando la $V_{cr_{corr}}$ permanece constante para cada tiempo de liberación.

4.4.4 Caso W4.

Para este caso, el MFETCNL elige al modo inestable como la máquina 2, lo cual se justifica por ser la máquina más cercana al nodo de falla (apéndice F); en la figura 4.8 se demuestra que el MFETCNL eligió el modo correcto. El comportamiento de la $V_{cr_{corr}}$ no es completamente constante, debido a que las funciones de minimización para obtener los PEE y PEI se ven modificadas por las inyecciones de corriente de las cargas reflejadas en los nodos internos. Finalmente los tiempos críticos obtenidos por cada método 0.268 s (MFETCNL) y 0.245 s (TRANSTAB) son aceptables.

4.5 Sistema de Nueva Inglaterra.

Este sistema está formado por 41 nodos, 10 generadores, 35 líneas de transmisión, 14 transformadores y 19 cargas (apéndice F). a este sistema se le aplican una serie de fallas trifásicas en diferentes nodos; en la tabla 4.16 se muestran algunas de las combinaciones de carga seleccionadas para probar el método de la función de energía transitoria y los tiempos de liberación obtenidos tanto en el MFETCNL y como en el dominio del tiempo. En este sistema se consideraron solo combinaciones generales de carga (todas las cargas con un mismo modelo ZIP), ya que es un número mayor de cargas en el sistema.

Tabla 4.16 Combinaciones de fallas y cargas en el sistema de Nueva Inglaterra.

CASO	FALLA EN NODO	ELEMENTO LIBERADO			MODELO			TIEMPO CRÍTICO (s)	
		NODO DE ENVIO	NODO DE RECEPCION	No. CIRCUITO	Z (%)	I (%)	P (%)	FUNCIÓN DE ENERGÍA	DOMINIO DEL TIEMPO
NE1	39	36	39	1	100	0	0	0.079	0.080
					70	0	30	0.095	BVR
NE2	16	15	16	1	100	0	0	0.118	0.110
					80	10	10	0.128	BVR
NE3	16	16	17	1	100	0	0	0.126	0.119
					85	15	0	0.100	BVR
NE4	20	20	23	1	100	0	0	0.163	0.141
					70	15	15	0.140	0.147

BVR= BAJO VOLTAJE EN LA RED

4.5.1 Casos de estudio.

De la tabla 4.16, se seleccionaron los siguientes casos:

NE1. Falla trifásica en el nodo 39, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 36 y 39, en 0.0500 segundos (3 ciclos), con el siguiente modelo de carga en todos los nodos del sistema:

70% de impedancia constante (en P y Q), y 30% de potencia constante (en P y Q).

NE2. Falla trifásica en el nodo 16, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 15 y 16, en 0.0500 segundos (3 ciclos), con el siguiente modelo de carga en todos los nodos de carga:

100% de impedancia constante (en P y Q).

NE3. Falla trifásica en el nodo 16, liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 16 y 17 en 0.0500 segundos (3 ciclos), con el siguiente modelo de carga en todos los nodos de carga:

85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

NE4. Falla trifásica en el nodo 20 liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 20 y 23 en 0.1000 segundos (6 ciclos), con el siguiente modelo de carga:

70% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q) y 15% de potencia constante (en P y Q).

4.5.2 Resultados del caso NE1.

En este caso, se aplicó una falla trifásica en el nodo 39, y se liberó con la apertura del circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 36 y 39, en 0.0500 segundos (3 ciclos), con el siguiente modelo de carga en todos los nodos del sistema:

70% de impedancia constante (en P y Q), y 30% de potencia constante (en P y Q).

La tabla 4.17 muestra la velocidad angular, posición angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de librarse la falla.

Tabla 4.17 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0500$ s).

Generador No.	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	28.0035	0.000143	0.000235
2	-3.2965	-0.000625	0.006180
3	18.8125	0.000132	0.000236
4	14.9542	0.000198	0.000569
5	26.9771	0.000242	0.000576
6	16.8416	0.000321	0.001354
7	17.6469	0.000539	0.002892
8	15.3150	0.000829	0.006291
9	29.7414	0.005110	0.339675
10	-10.2247	-0.000437	0.036042

De la tabla 4.17, las máquinas que pierden velocidad son la 2 y la 10, mientras el resto ganan velocidad, de este segundo grupo, la máquina más avanzada es la número 9 (apéndice F) y también es la máquina con mayor energía cinética, por lo anterior, el programa MFETCNL determinó solo un modo sencillo de inestabilidad para ser probado y corresponde a la máquina 9.

Los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI, se presentan en la tabla 4.18.

Tabla 4.18 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	27.9260	31.8134	38.9882
2	-2.9591	4.0972	8.7824
3	18.7410	24.2208	29.6796
4	14.8474	24.5933	34.4839
5	26.8462	35.3929	45.5428
6	16.6681	26.2119	36.5298
7	17.3558	27.1552	37.6389
8	14.8675	22.2792	32.0052
9	26.9815	45.0091	129.4863
10	-9.9886	-15.1918	-25.2757

En la tabla 4.19 se muestran las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para la falla trifásica aplicada en el nodo 39.

Tabla 4.19 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
1.6565	-0.5488	1.1078	0.3274	0.2885	0.3551	2.3069

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.19 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.10.

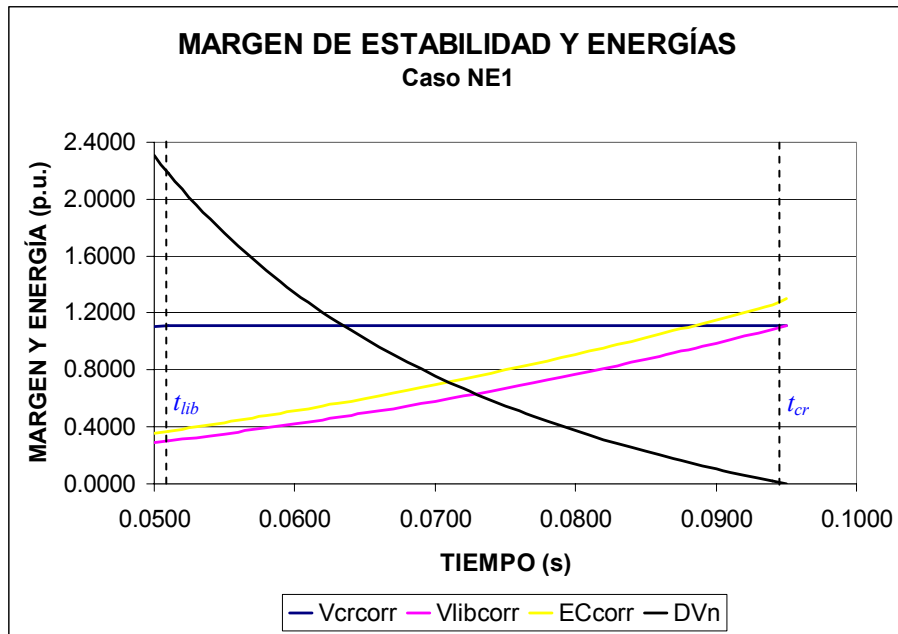


Figura 4.10 Margen de estabilidad y energías para el caso NE1.

La V_{cr_corr} permanece constante, ya que los puntos de equilibrio estables e inestables de posfalla son los mismos para todos los tiempos de liberación dados, así mismo el cálculo de los voltajes y corrientes reflejadas en los nodos internos (sección 3.8.3) no tiene problemas para su convergencia.

La figura 4.11 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa de [100] para el tiempo crítico y un instante después de éste, en ella no se aprecia que el sistema sea inestable, únicamente que la máquina 9 es la más adelantada para el tiempo en el que se liberó la falla ($t_{lib}=0.058$ s), pues el programa en el tiempo termina la simulación al detectar bajos voltajes en la red de transmisión cuando se libera la falla 0.001 segundos después.

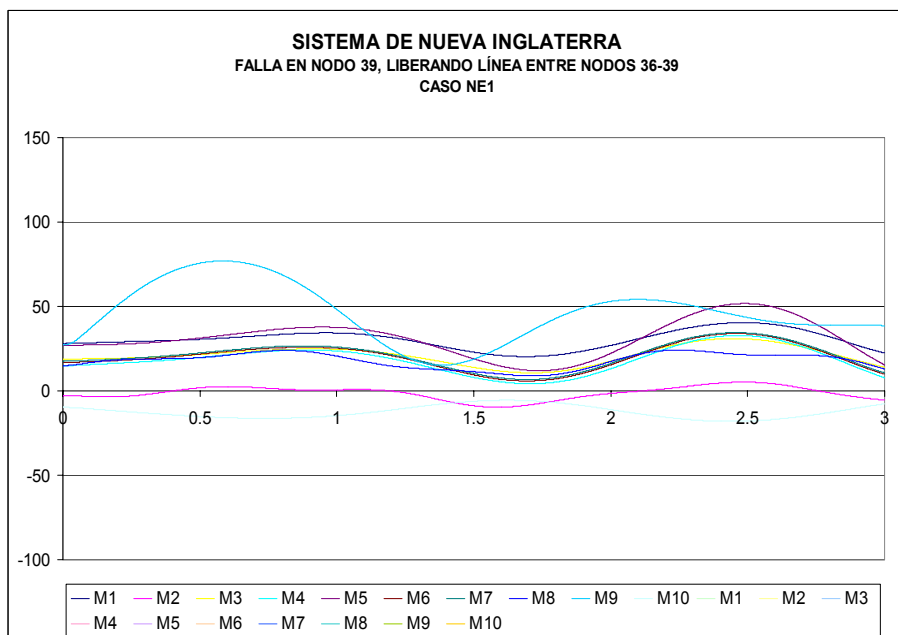


Figura 4.11 Curvas de oscilación para el caso NE1.

4.5.3 Resultados del caso NE2.

En este caso, la falla trifásica se aplicó en el nodo 16, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 15 y 16, en 0.0500 segundos (3 ciclos), con el siguiente modelo de carga en todos los nodos de carga:

100% de impedancia constante (en P y Q).

La tabla 4.20 muestra la velocidad angular, posición angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de liberarse la falla.

Tabla 4.20 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0500$ s).

Generador No .	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	34.8118	0.005989	0.409688
2	-3.0828	0.000072	0.000083
3	20.7873	0.002903	0.113758
4	15.1087	0.000692	0.006978
5	27.0317	0.000496	0.002415
6	16.9468	0.000948	0.011790
7	17.7164	0.001113	0.012319
8	15.0267	0.000793	0.005761
9	26.7283	0.000682	0.006043
10	-10.6005	-0.000866	0.141507

Para este caso, de la tabla 4.20, el MFETCNL identificó solo un modo simple de inestabilidad, el cual corresponde a la máquina 1 (apéndice F), la cual presenta el mayor desplazamiento angular, la mayor velocidad angular y la mayor energía cinética al momento de liberar la falla. El signo negativo de la velocidad angular de la máquina 10 indica desaceleración.

Los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI, se presentan en la tabla 4.21.

Tabla 4.21 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	31.5776	35.8539	123.3827
2	-3.1219	-3.2215	2.7613
3	19.2194	22.0242	48.1658
4	14.7347	15.2429	28.6898
5	26.7637	27.2768	40.7983
6	16.4348	16.9736	31.0617
7	17.1155	17.6647	31.9626
8	14.5984	14.6056	22.5837
9	26.3602	26.5597	37.3791
10	-10.1326	-10.7307	-23.0202

En la tabla 4.22 se muestran las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para una falla trifásica en el nodo 16.

Tabla 4.22 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
2.5213	-0.0236	2.4977	0.6899	0.4055	0.4260	4.9116

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.22 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.12., de la cual se deduce que los ángulos de posfalla estables e inestables fueron los mismos para cualquier tiempo de liberación, por lo que la V_{cr} y la $V_{cr_{corr}}$, permanecieron constantes, en este caso al convertirse las cargas en elementos de la matriz nodal de admitancias, no se requiere el cálculo de las inyecciones de corrientes reflejadas en los nodos internos ni la actualización de los vectores de voltaje.

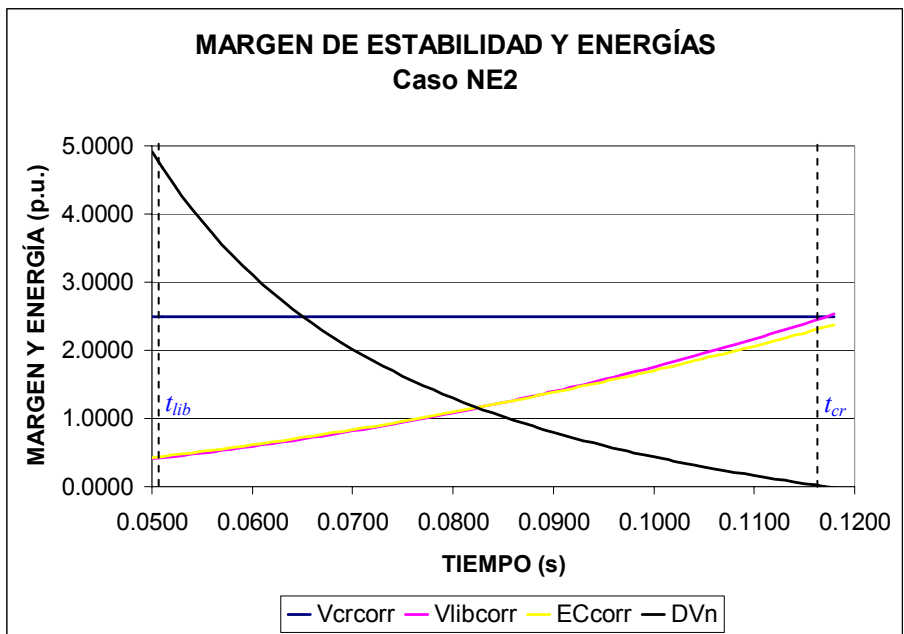


Figura 4.12 Margen de estabilidad y energías para el caso NE2.

La figura 4.13 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa TRANSTAB para el tiempo crítico y un instante después de éste, donde la máquina 1 es la crítica.

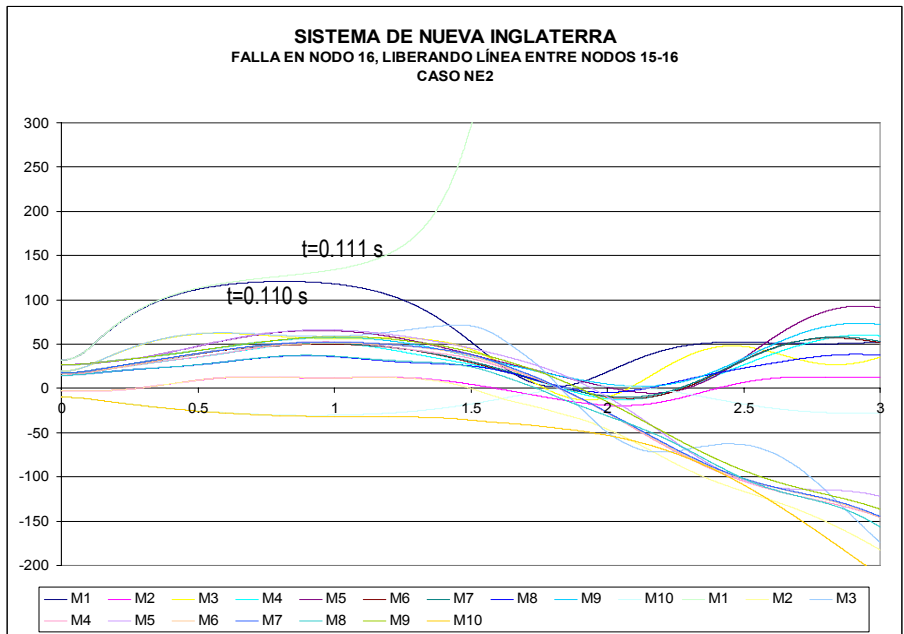


Figura 4.13 Curvas de oscilación para el caso NE2.

4.5.4 Resultados del caso NE3.

En este caso se simuló una falla trifásica en el nodo 16, liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 16 y 17 en 0.0500 segundos (3 ciclos), con el siguiente modelo de carga en todos los nodos de carga:

85% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q).

La tabla 4.23 muestra la velocidad angular, posición angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de librarse la falla.

Tabla 4.23 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.0500$ s).

Generador No .	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	33.5548	.005327	.324175
2	-3.0151	.000124	.000244
3	20.6736	.002918	.114904
4	15.2233	.000855	.010648
5	27.0895	.000568	.003157
6	17.0942	.001116	.016327
7	17.8209	.001197	.014266
8	15.2771	.001133	.011762
9	26.9545	.000812	.008575
10	-10.5773	-.000890	.149199

En este caso, el programa MFETCNL eligió dos modos candidatos, la máquina 1 por su energía cinética y la máquina 3 por su aceleración, finalmente identificó que el modo candidato era el de la máquina 1.

Los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI, se presentan en la tabla 4.24.

Tabla 4.24 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	30.6778	27.7103	125.6794
2	-3.0822	-.7980	14.0771
3	19.0978	21.4467	57.8426
4	14.7614	20.2337	38.9319
5	26.7830	33.3376	44.8043
6	16.4917	21.7537	48.3121
7	17.1743	22.8687	50.2708
8	14.6651	16.0273	32.5630
9	26.5160	31.6151	60.6864
10	-10.0968	-12.1253	-30.0623

En la tabla 4.25 se muestran las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para una falla trifásica en el nodo 16, liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 16 y 17 en 0.0500 segundos.

Tabla 4.25 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
1.8781	-0.1722	1.7060	0.6122	0.2960	0.3371	4.1831

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.25 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.14.

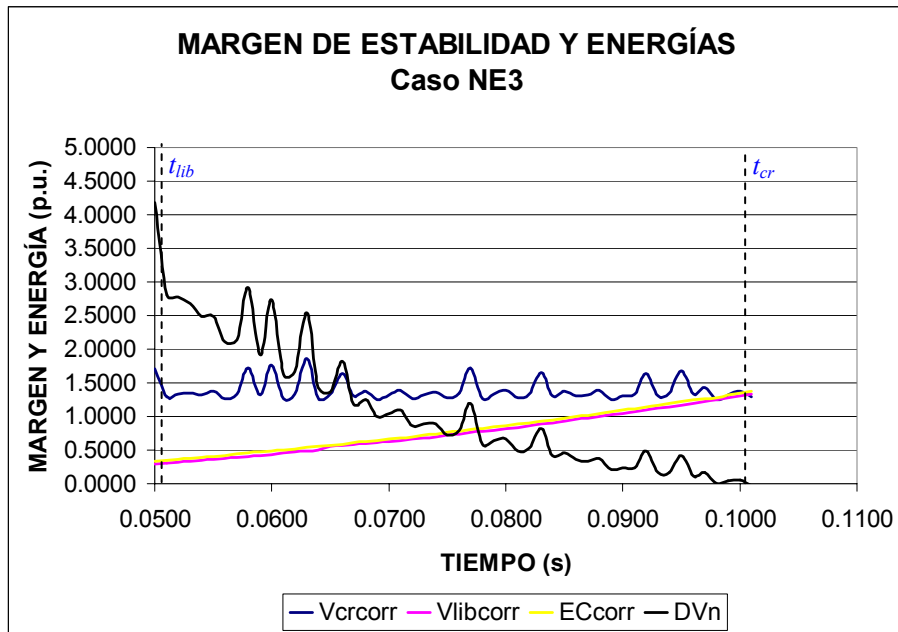


Figura 4.14 Margen de estabilidad y energías para el caso NE3.

En la figura 4.14 se observa que la V_{cr_corr} no es constante, debido principalmente a que el proceso iterativo del cálculo de los voltajes y corrientes reflejadas en los nodos internos modifican las funciones de optimización y por consiguiente los puntos de equilibrio estable e inestable de posfalla.

La figura 4.15 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa TRANSTAB [100], solo se puede observar que la máquina 1 es la más adelantada para $t=0.122$ s, pues 0.001 s después el programa se detiene por bajo voltaje en la red.

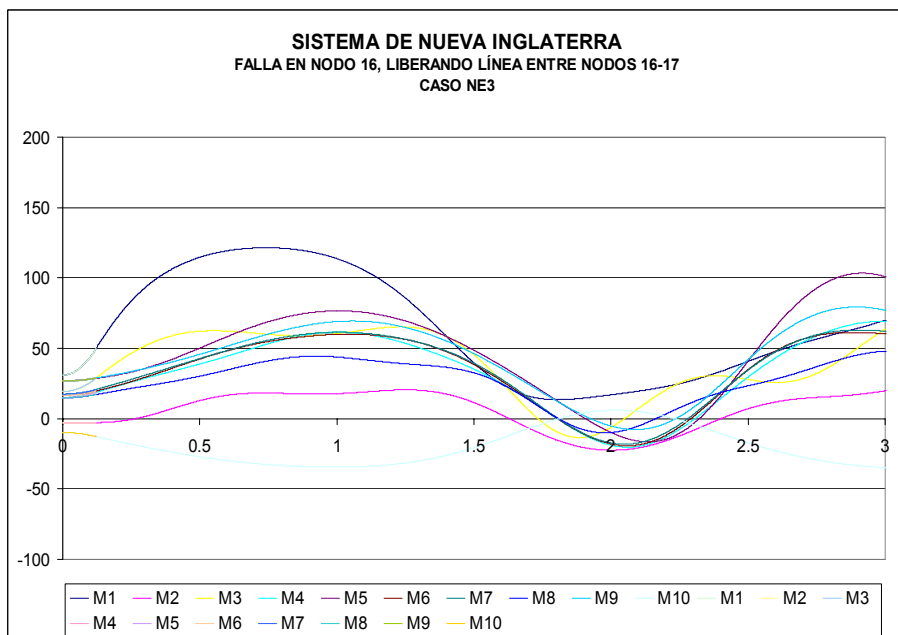


Figura 4.15 Curvas de oscilación para el caso NE3.

4.5.5 Resultados del caso NE4.

La falla trifásica, simulada en esta ocasión, se aplicó en el nodo 20, efectuando la liberación de la falla al abrir el circuito que conecta a los nodos 20 y 23 en 0.1000 segundos (6 ciclos), con el siguiente modelo de carga:

70% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q) y 15% de potencia constante (en P y Q).

La tabla 4.26 muestra la velocidad angular, posición angular y energía cinética de cada generador del sistema con respecto al CI en el instante de liberarse la falla.

Tabla 4.26 Posición angular, velocidad y energía cinética en el instante de liberación de la falla ($t_{lib}=0.1000$ s).

Generador No .	θ_{lib} [grados]	$\tilde{\omega}_{lib}$ [p.u.]	V_{EC} [p.u.]
1	37.5767	.008078	.745412
2	-2.9014	.000092	.000134
3	26.1553	.006756	.615940
4	16.8425	.001875	.051136
5	28.4779	.001531	.022973
6	19.1550	.002358	.072921
7	20.3216	.002803	.078174
8	16.5248	.001597	.023368
9	28.7445	.001776	.041001
10	-11.8799	-.001717	.556013

En este caso en el MFETCNL, se detectó solo un modo sencillo de inestabilidad, el cual corresponde a la máquina 1, como se puede ver de la tabla 4.26, esta máquina presenta el mayor desplazamiento angular, así como la velocidad angular y su energía cinética son los más grandes en comparación con las 9 máquinas restantes.

Los puntos de equilibrio estables de prefalla (θ_{e1}), de posfalla (θ_{e2}) y los puntos de equilibrio inestables de posfalla (θ_I), todos referidos al CI, se presentan en la tabla 4.27.

Tabla 4.27 Ángulos de equilibrio estables de prefalla, de posfalla e inestable de posfalla.

GENERADOR No.	θ_{e1} [grados]	θ_{e2} [grados]	θ_I [grados]
1	28.8515	33.8379	110.5677
2	-3.0006	1.8086	31.6461
3	18.8586	24.8609	91.3699
4	14.8178	22.0234	71.5173
5	26.8243	33.1813	86.2850
6	16.6086	23.5475	71.7952
7	17.2945	23.9688	69.0148
8	14.7998	20.4590	61.0370
9	26.8268	33.4770	83.9350
10	-10.0248	-13.6169	-43.3076

En la tabla 4.28 se muestran las energías y corrección de éstas, así como el margen de energía normalizado para una falla trifásica en el nodo 20 liberando ésta al abrir el circuito que conecta a los nodos 20 y 23 en 0.1000 segundos (6 ciclos), con el siguiente modelo de carga:

70% de impedancia constante (en P y Q), y 15% de corriente constante (en P y Q) y 15% de potencia constante (en P y Q).

Tabla 4.28 Energías, correcciones y margen de estabilidad.

V_{cr}	ΔV_{cr}	$V_{cr_{corr}}$	V_{lib}	$V_{lib_{corr}}$	$V_{EC_{corr}}$	ΔV_n
2.5611	-0.4359	2.1252	2.0577	0.6257	0.7750	1.9347

El comportamiento de las variables presentadas en la tabla 4.28 para diferentes tiempos de liberación, se muestra en la figura 4.16.

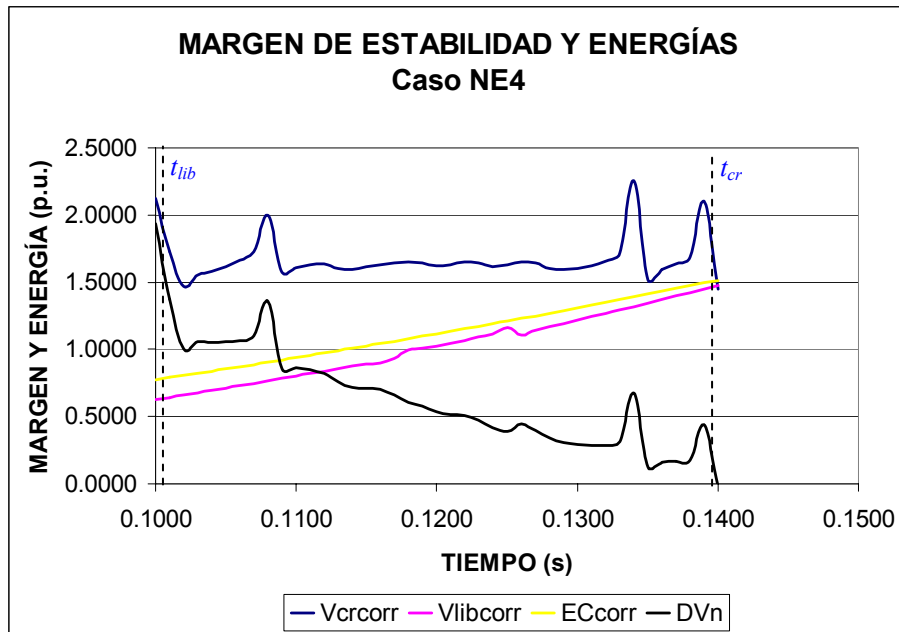


Figura 4.16 Margen de estabilidad y energías para el caso NE1.

En la figura 4.16, la V_{cr_corr} no presenta un comportamiento uniforme o constante, debido a que los puntos de equilibrio estables e inestables de posfalla no son los mismos para cualquier tiempo de liberación, debido en parte al proceso iterativo del cálculo de las inyecciones de corrientes reflejadas en los nodos internos de generación, sin embargo, el tiempo de crítico de liberación es de 0.142 segundos. La figura 4.17 muestra que para un $t=0.147$ segundos el sistema es críticamente estable con la máquina 1 como la más avanzada, para $t=0.148$ segundos el sistema es inestable.

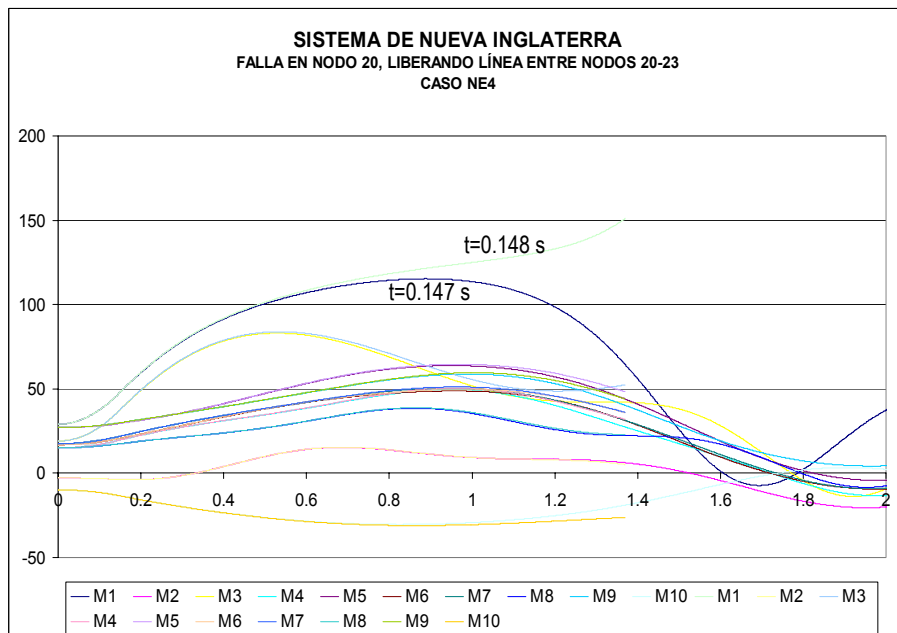


Figura 4.17 Curvas de oscilación para el caso NE4.

La figura 4.18, muestra en resumen los márgenes de estabilidad obtenidos para los diferentes casos de estudio del sistema de Nueva Inglaterra.

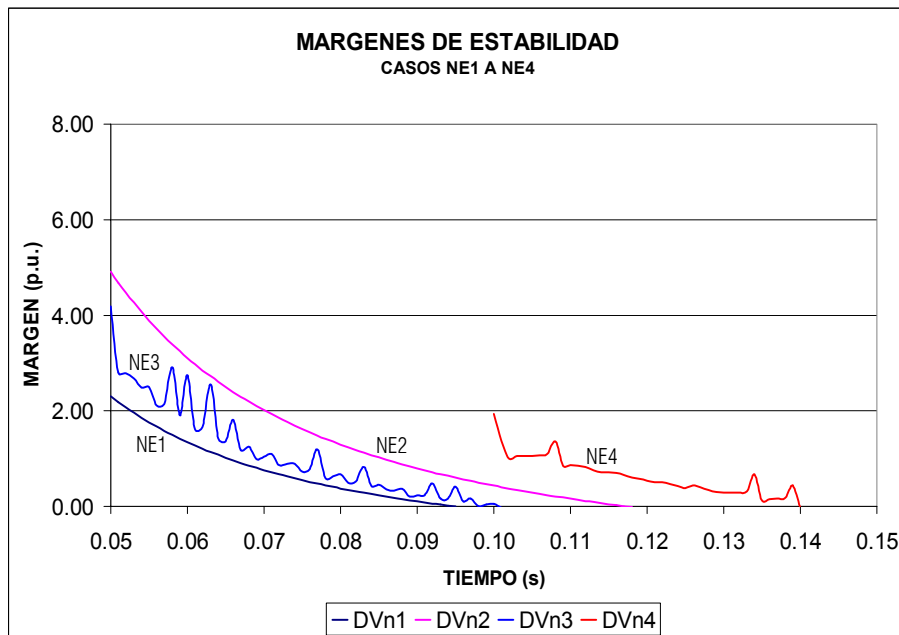


Figura 4.18 Márgenes de estabilidad de los casos de estudio del sistema de Nueva Inglaterra.

4.6 Análisis de Resultados del Sistema de Nueva Inglaterra.

4.6.1 Caso NE1.

Tanto el MFETCNL como la simulación en el tiempo señalan a la máquina 9 como la crítica, sin embargo, no es posible establecer una comparación entre ambos métodos debido a que la simulación en el tiempo no pudo continuar la solución para tiempos mayores a 0.058 segundos, debido a los bajos voltajes en la red, mientras que en el MFETCNL el tiempo crítico es de 0.095 segundos (figura 4.10), aun cuando la V_{cr_corr} permanece constante para cada tiempo de liberación.

4.6.2 Caso NE2.

El MFETCNL, al igual que la simulación en el tiempo, indica que la máquina crítica es la número 1, debido a su cercanía eléctrica a la falla. Los tiempos críticos obtenidos en este caso no tienen mucha similitud, 0.118 segundos (MFETCNL) y 0.110 segundos (TRANSTAB), sin embargo, es aceptable esta variación. En cuanto a la V_{cr_corr} , se observa que su valor es constante para cualquier tiempo de liberación comprendido entre 0.05 y 0.118 segundos, pues tanto los PEE como los PEI de posfalla son los mismos para el mismo intervalo de tiempo.

4.6.3 Caso NE3.

En ambos métodos, tanto en el MFETCNL como en la simulación en el tiempo, se coincide en que la máquina crítica es la 1, lo cual se justifica por ser la máquina más cercana a la falla (apéndice F). Sin embargo no es posible establecer una

comparación entre los dos métodos, pues al igual que en el caso NE1, el programa TRANSTAB [100] detuvo la simulación en $t=0.123$ segundos por bajos voltajes en el sistema. La V_{cr_corr} obtenida no es constante pues el proceso iterativo de la obtención de los voltajes de la sección 3.8.3 interviene en el cálculo de los PEE y PEI, de postfalla, ambos calculados por Newton-Raphson. Los tiempos de liberación obtenidos por ambos métodos son: 0.100 s (MFETCNL) y 0.122 s (TRANSTAB).

4.6.4 Caso NE4.

Para este caso, el MFETCNL elige como modo inestable a la máquina 1, lo cual se justifica por ser la máquina más cercana al nodo de falla (apéndice F); en la figura 4.17 se demuestra que el MFETCNL eligió el modo correcto. El comportamiento de la V_{cr_corr} no es completamente constante, pues las funciones de minimización para obtener los PEE y PEI se ven modificadas por las inyecciones de corriente de las cargas reflejadas en los nodos internos. Finalmente los tiempos críticos obtenidos por cada método 0.142 s (MFET) y 0.147 s (dominio del tiempo) son aceptables.

En la tabla 4.29 se presentan las variaciones en los tiempos críticos de liberación obtenidos tanto por el método de la función de energía transitoria con modelos de carga estática no lineal, como por la simulación en el dominio del tiempo.

Tabla 4.29. Variaciones de los tiempos críticos.

Caso	Tiempo crítico		Variación	
	MFETCNL	DT	%	Ciclos
SMBI-2	0.169	0.158	7	0.7
W-1	0.151	0.152	1	0.1
W-2	0.186	0.170	9	1.0
W-4	0.268	0.245	9	1.4
NE-2	0.118	0.110	7	0.5
NE-4	0.142	0.147	3	0.3
SMBI-1	0.153	0.137	12	1.0
SMBI-3	0.183	0.158	16	1.5
SMBI-4	0.191	0.158	21	2.0
W-3	0.361	0.194	86	10.0
NE-1	0.095	0.058	64	2.2
NE-3	0.100	0.122	18	1.3

Intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 5

Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Introducción.

En este último capítulo se divide en cuatro partes, en la primera se presentan las conclusiones sobre la incorporación del modelo de cargas no lineales en el MFET y su aplicación en estudios de estabilidad transitoria; en la segunda, las conclusiones referentes a los casos estudiados en el capítulo 4. La tercera parte se dedica a las aportaciones logradas con el desarrollo de este trabajo, y en la última parte se presentan una serie de recomendaciones para trabajos futuros con el fin de mejorar el MFETCNL.

5.2 Conclusiones sobre la Incorporación de las Cargas Estáticas no Lineales al MFET.

Las matrices de admitancias reducidas de prefalla, falla y posfalla de los casos analizados presentan valores diferentes entre ellas y entre cada uno de los casos analizados, lo cual es adecuado, debido al modelo y combinación de carga empleados, al lugar donde se aplicó la falla y el elemento que se abrió, esto influye en los PEE y PEI obtenidos, los cuales son diferentes para cada caso estudiado.

Se ha implementado una metodología en un programa computacional, que permite la incorporación de los modelos de cargas no lineales en el MFET (como es el modelo ZIP), el uso de la matriz de admitancias reducida a los nodos internos de generación en la cual se emplean técnicas de dispersidad y la representación gráfica de los márgenes de estabilidad.

La inclusión del modelo ZIP en el MFET implicó el desarrollo de un proceso iterativo que permitiera calcular las variaciones del voltaje durante la primera oscilación del sistema. En los casos estudiados se observó que las variaciones de voltaje que se dan en los nodos durante y después de la liberación de la falla, influyen directamente en el comportamiento de las cargas modeladas y éstas a su vez en el tiempo crítico de liberación, lo cual también se traduce en una modificación en los márgenes de estabilidad. Cabe señalar que a medida que los sistemas tienen más contenido de corriente y potencia constante, en ambos métodos (MFETCNL y Dominio en el tiempo) es difícil determinar un tiempo crítico de liberación pues se presentan problemas de voltaje en la red durante el proceso de solución, lo cual ya no pertenece a un problema de estabilidad angular.

En la mayoría de los casos estudiados, los PEE y PEI obtenidos son los mismos para todos los tiempos de liberación dados, lo cual se refleja en energías potenciales críticas constantes.

De los 12 de casos mostrados para los tres sistemas de prueba empleados (SMBI, WSCC modificado y Nueva Inglaterra), 8 resultados de esos casos se consideran aceptables ya que en promedio presentan una variación en el tiempo crítico del 8% (menor a 1 ciclo) tomando como referencia el tiempo calculado por la simulación en el tiempo. El MFETCNL proporciona resultados aceptables para el sistema pequeño (sistema WSCC modificado), sin embargo, aún cuando para el sistema más grande (sistema de Nueva Inglaterra) en algunos casos también se obtuvieron resultados aceptables, es necesario el uso de mejores técnicas para la obtención de los PEIC más cercanos, pues de ello depende en gran medida la exactitud de los resultados dados por el MFETCNL, pues se pueden obtener tiempos críticos erróneos aún cuando la energía potencial crítica corregida permanezca constante, esto debido a que el MFET obtiene un PEIC que no es el correcto.

Las figuras 4.9 y 4.18, demuestran que el margen de estabilidad varía dependiendo del modelo, la localización de la falla y el elemento utilizado para liberar la falla, por lo que, para un operador sería necesario tener varias gráficas para una sola falla con el fin de determinar que acción le permite un mayor o menor margen de estabilidad. El MFETCNL puede ser una herramienta útil para el análisis de seguridad dinámica, pues los tiempos de cómputo se reducen considerablemente en comparación con los métodos de análisis en el tiempo, debido a esta característica para evaluar la estabilidad transitoria en línea, este método es adecuado para detectar de manera rápida las contingencias más severas que pudieran ocurrir en un sistema. Otra característica importante del MFETCNL, es que le da al usuario una idea clara de que tan lejos o cerca se encuentra el sistema de entrar a la inestabilidad síncrona, sin embargo, como se demostró en los casos de estudio, se requiere una metodología confiable para el cálculo de los puntos de equilibrio inestables controlados pues de ella depende que los resultados también lo sean.

El empleo del MFETCNL se recomienda para el análisis de seguridad dinámica preventivo, pues en ocasiones y dependiendo del tamaño del sistema, los procesos iterativos para la obtención de los PEE, PEI, voltajes y los procesos de reducción de red, ocasionan que los tiempos de computadora se incrementen, aún y cuando dichos tiempos son mucho menores a los necesarios para el análisis de estabilidad transitoria en el dominio del tiempo.

Por último, cabe mencionar que, tanto los métodos directos como los del dominio del tiempo son complementarios y no sustitutos ya que cada uno ofrece ventajas diferentes en su uso. Un claro ejemplo de ello se menciona en [22,105], donde el MFET se emplea como método de filtrado de contingencias y la simulación en el tiempo se emplea, con los modelos más completos, para aquellas contingencias más severas detectadas por el MFET. Sin embargo, todavía falta mucho por desarrollar para que los programas de estabilidad transitoria que emplean métodos directos puedan incluir modelos más complejos y dejen de ser herramientas de filtrado.

5.3 Conclusiones del Sistema WSCC Modificado.

En los casos analizados del sistema WSCC modificado (actualmente conocido como WECC), el MFETCNL prácticamente coincidió con el análisis en el dominio del tiempo en la elección del modo inestable o máquina crítica. sin embargo, existen algunas diferencias en cuanto a la aceleración, pues como en el caso W3, aunque la máquina crítica detectada por

los dos métodos es la número 3, en el MFETCNL se obtiene una aceleración positiva, mientras que en el dominio del tiempo se observa una desaceleración, es de notarse que en este caso en particular, ambos métodos tuvieron la mayor diferencia en cuanto al tiempo crítico de liberación, en cuanto a los tres casos restantes, las diferencias en los tiempos obtenidos por ambos métodos son aceptables.

Los procesos iterativos de cálculo de los voltajes y corrientes por el procedimiento señalados en 3.9.3 (apéndice D), simulan correctamente las variaciones de voltaje durante la falla y después de ella, pues aún cuando las inyecciones de corriente modifican la función a minimizar para obtener los PEE y PEI de posfalla, estos puntos son los mismos en cada uno de los casos para los tiempos de liberación dados.

5.4 Conclusiones del Sistema de Nueva Inglaterra.

Para este sistema, el cual es más grande que el WSCC, tanto en el MFETCNL como en el análisis en el dominio del tiempo, se obtuvieron los mismos modos de inestabilidad o máquina crítica, aunque en los casos NE1 y NE3, solo se pueden deducir, pues las simulaciones en el tiempo tienen problemas de convergencia por detectarse bajos voltajes en la red.

En los casos NE1 y NE2, los PEE y PEI obtenidos son los mismos para todos los tiempos de liberación dados, lo cual se refleja en energías potenciales críticas constantes, caso contrario para los casos NE3 y NE4, donde se observan variaciones en la energía potencial crítica corregida y el margen de estabilidad (figuras 4.16 y 4.18, respectivamente), donde los PEE y PEI varían debido a la interrelación entre el procedimiento del cálculo de los puntos de equilibrio y el procedimiento iterativo de cálculo de las inyecciones de corriente visto en 3.8.3 y como se señala en la figura 3.9. Aun con estas variaciones mostradas en los márgenes de estabilidad, la figura 4.18 muestra que los tiempos calculados por el MFETCNL (en 3 de los 4 casos) son muy próximos a los obtenidos por la simulación en el dominio del tiempo, por consiguiente, son aceptables.

5.5 Contribuciones.

- Se ha incluido el modelo ZIP, de cargas no lineales, en el Método de la Función de Energía Transitoria para un sistema máquina- bus infinito SMBI y se ha implementado a través de un programa en lenguaje de MATLAB para obtener el tiempo crítico y la energía crítica de un SMBI.
- Se ha desarrollado una metodología para considerar el modelo de cargas no lineales (ZIP) en el MFET para un sistema multimáquinas, y a su vez, se ha desarrollado un programa en FORTRAN 90 que permite evaluar la estabilidad transitoria de primera oscilación por medio del MFETCNL.
- Se ha verificado que los resultados obtenidos por el Método de la Función de Energía Transitoria con modelo ZIP son confiables y también, estos resultados mostraron la influencia de las variaciones de voltaje, durante la primera oscilación, en las cargas de los sistemas considerados.

5.6 Recomendaciones para Trabajos Futuros.

A continuación se presentan una serie de recomendaciones para trabajos futuros que permitirían mejorar los resultados obtenidos a través del empleo del MFET y por consiguiente, hacer más confiable el empleo de dicho método en el análisis de estabilidad transitoria. Estas recomendaciones son:

- a). Trabajar en el aspecto de formular una función de energía con modelos de máquinas más completos, como la inclusión del excitador, gobernador turbina, los cuales permitan realizar análisis para periodos de tiempo más grandes [66,86].
- b). Trabajar en la obtención de una función de energía que considere los modelos de cargas dinámicas (motores de inducción) [19,102].
- c). Trabajar en la obtención de una función de energía que incluya el modelo de los compensadores estáticos de var's [18].
- d). Implementar el criterio utilizado en todos los programas de estabilidad transitoria en el dominio del tiempo, los cuales permiten el cambio de modelo de carga a impedancia constante cuando los voltajes en la red son menores a 0.7 p.u. [87,85,88].
- e). Utilizar la trayectoria punto rayo para la obtención de los PEIC y compararla con la metodología empleada en este trabajo.[9, 86 ,101], así como de otros métodos de optimización [101].
- f). Explorar la aplicación del método de la función de energía transitoria para estudios de estabilidad de voltaje [19].
- g). Obtención de una función de energía que conserve de la red, con el fin de aumentar la precisión de los cálculos, ya que cuando se reduce la matriz de admitancias a los nodos internos se pierden de vista algunas variables como los voltajes en los nodos de la red o las inyecciones de corriente en las cargas [93,94].
- h). Obtención de la función de energía con modelos exponenciales de cargas no lineales, con el fin de dar modelos más precisos de las cargas estáticas no lineales si se conocen los exponentes n_p y n_q .

REFERENCIAS

- [1] Anderson P.M., and A.A. Fouad. Power System Control and Stability. Ames; Iowa State University Press, 1977.
- [2] Vittal, V., N. Bhatia, A. A. Fouad, G.A. Maria, and H.M. Zein El-Din. "Incorporation of Nonlinear Load Models in the Transient Energy Function Method". IEEE Transactions on Power Systems, 4, no. 3 (August 1989): 1031-1036.
- [3] Kimbark, E.W. "Power System Stability", Vol. 1. New York: John Wiley & Sons, 1948.
- [4] Fouad, A. A. "Stability Theory-Criteria for Transient Stability". In Proceedings of the Engineering Foundation Conference on System Engineering for Power. Status and Prospects-NIT Publication no. Conf.-750867, August 1975.
- [5] Aylett, P.D. "The Energy Integral Criterion of Transient Stability Limits of Power Systems". In Proceedings of Institution of Electrical Engineers 105C, no. 8, London (September 1958): 527-536.
- [6] a) Tavora, Carlos J., and O.J.M. Smith. "Characterization of Equilibrium and Stability in Power Systems". IEEE Transactions PAS-72 (May/June): 1127-1130.
b) Tavora, Carlos J., and O.J.M. Smith. "Equilibrium of Power Systems". IEEE Transactions PAS-72 (May/June): 1131-1137.
c) Tavora, Carlos J., and O.J.M. Smith. "Stability Analysis of Power Systems". IEEE Transactions PAS-72 (May/June): 1138-1144.
- [7] Pai, M.A. Power System Stability-Analysis by the Direct Method of Lyapunov. Amsterdam: North Holland, 1981.
- [8] Athay, T., and SUN, D. I. "An Improved Energy Function for Transient Stability Analysis". Proceedings of the IEEE International Symposium on Circuits and Systems, Chicago, April 1981.
- [9] Athay, T., R. Podmore, and S. Virmani. "A Practical Method for Direct Analysis of Transient Stability". IEEE Transactions Power App. Syst. 98(1979): 573-584.
- [10] Chiang, H.-D., F. F. Wu, and P. P. Varaiya. "Foundations of the Direct Methods for Power System Transient Stability Analysis". IEEE Transactions Circuits and Systems 34 (February 1987): 160-173.
- [11] Fouad, A. A., K. C. Kruempel, K. R. C. Mamandur, S. E. Stanton, M. A. Pai, and V. Vittal. "Transient Stability Margin as a Tool for Dynamic Security Assessment". EPRI Report EL-1755, March 1981.
- [12] Fouad, A. A., and S. E. Stanton. "Transient Stability of a Multimachine Power System. Part I: Investigation of the System Trajectory. Part II: Critical Transient Energy". IEEE Transactions PAS-100 (1981): 3408-3424.
- [13] El-Abiad, A. H., and K. Nagappan. "Transient Stability Regions of Multimachine Power Systems". IEEE Transactions PAS-85 (February 1966): 169-179.
- [14] William D. S. Jr., y Grainger, J. J. "Análisis de Sistemas de Potencia", McGraw-Hill, México, 1998.
- [15] Carvalho, V. F., M.A. El-Kady, E. Vaahedi, P. Kundur, C. K. Tang, G. Rogers, J- Libaque, D. Wong, A. A. Fouad, V. Vittal, S. Rajagopal. "Direct Analysis of Power System Transient Stability for Large Power Systems". Electric Power Research Institute report EL-4980, December 1986.

- [16] Fouad, A. A., S. E. Stanton, K. R. C. Mamandur, and K. C. Kruempel. "Contingency Analysis Using the Transient Energy Margin Technique". IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems, PAS-101, No. 4, April 1982 : 757-766.
- [17] G. A. Inda Ruíz. "Análisis de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia por Métodos Directos". Tesis de Maestría, SEPI-ESIME-IPN, Enero 1978.
- [18] I. A. Hiskens., and D. J. Hill. "Incorporation of SVC's into Energy Function Methods". IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 7, No. 1 (February 1992).
- [19] J. D. Robert, and I. A. Hiskens. "Lyapunov Functions for Multimachine Power Systems with Dynamic Loads". IEEE Transactions on Circuits and Systems-I: Fundamental Theory and Applications. Vol. 44, No. 9 (September 1997).
- [20] W. F. Tinney, V. Vittal, G. Cauley, et. al. "A Sparse Formulation and Implementation of the Transient Energy Function Method for Dynamic Security Analysis". Electrical Power and Energy Systems. Vol. 18, No. 1, pp. 3-9, 1996. Elsevier Science Ltd.
- [21] J. M. Gallegos López. "Método de la Función de Energía Transitoria Aplicado al Estudio de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia". Tesis de Maestría, SEPI-ESIME-IPN, Noviembre 1994.
- [22] H. Chiang, et. al. "Direct Stability Analysis of Large Electric Power Systems Using Energy Functions: Foundations, Methods, and Applications". EPRI Report TR-109763, April 1998.
- [23] Fouad, A. A., and V. Vittal. "Power System Response to a Large Disturbance: Energy Associated with System Separation". IEEE Transactions PAS-102, No. 11 (November 1983): 3534-3540.
- [24] M. J. Laufenberg, and M.A. Pai. "A New Approach to Dynamic Security Assesment Using Trajectory Sensitivities". IEEE Transactions on Power Systems Vol. 13, No. 3 (August 1998).
- [25] M. J. Laufenberg, M.A. Pai, and P. W. Sauer. "Some Clarifications in the Transient Energy Function Method". Electrical Power and Energy Systems. Vol. 18, No. 1, pp. 65-72, 1996. Elsevier Science Ltd.
- [26] W. F. Tinney, G. D. Irisarri, G. C. Ejebe and J. G. Waight. "Efficient Solution for Equilibrium Points in Transient Energy Function Analysis". IEEE Transactions on Power Systems Vol. 9, No. 2 (May 1994).
- [27] I. L. López, et. al. "Métodos Directos para la Estimación de Estabilidad Transitoria. Análisis Conceptual". Reunión de Verano de Potencia, IEEE, Acapulco, México 2000.
- [28] Castillo, T. I, y J. M. Ramírez. "Aplicación del Método de la Superficie Límite de la Energía Potencial al Análisis de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia". Reunión de Verano de Potencia, IEEE, Acapulco, México 2000.
- [29] Vargas, S. R, y M. Ramírez G. "Simulador para Estudios de Estabilidad Transitoria Basado en Matlab". Reunión de Verano de Potencia, IEEE, Acapulco, México 2000.
- [30] Berggren, B., and G. Andersson. "On the Nature of Unstable Equilibrium points in Power Systems". IEEE- PES Summer Meeting, Seattle, WA, July 1992.
- [31] Carvalho, V. F., M.A. El-Kady, C. K. Tang, A. A. Fouad, and V. Vittal. "Dynamic Security Assesment Utilizing the Transient energy Function Method". IEEE Transactions on Power Systems Vol. PWRS-1, No. 3 (August 1986).

- [32] M. A. Pai, C. L. Narayana. "Dynamic Equivalents Using Energy Functions". IEEE-PES Summer Meeting, Mexico City, Mexico, July 1977.
- [33] Olgún, S. D, y M. A. Mirabal, G. "Métodos Directos de Análisis de Estabilidad para Evaluación de Seguridad Dinámica". MEXICON-86, IEEE, Guadalajara, México 1986.
- [34] Carvalho, V. F., M.A. El-Kady, C. K. Tang, A. A. Fouad, V. Vittal, S. Rajagopal and J. V. Mitsche. "Direct Transient Stability Analysis Using Energy Functions. Application to Large Power Networks". IEEE Transactions on Power Systems Vol. PWRS-2, No. 1 (February 1987).
- [35] Abu-Elnaga, M. M., M. A. El-Kady, and R. D. Findlay. "Incorporation of Load Models in the Direct Method of Power System transient Stability". IEE Proceedings, Vol. 135, Pt. C, No. 6 November 1988.
- [36] Debs A. S. "Power System Direct Stability Anlysis with Nonlinear Load Models". Proceedings of the 27th Conference on Decision and Control, Austin Texas, December 1988.
- [37] Fouad A.A., and V. Vittal. "The Transient Energy Function. State of the Art Paper". Electrical Power & Energy Systems, Elsevier Science Ltd, Vol. 10, No. 4, Iowa State University, Iowa, USA, October 1988.
- [38] Venkata S. S., and M. Ramamoorthy. "Transient Stability and Sensitivity Analysis of Improved Models of Integrated Power Systems by Popov's Criterion. Part I: Stability Analysis".
- [39] Gless G. E. "Direct Method of Liapunov Applied to Transient Power System Stability" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-85, No. 2, February 1966.
- [40] Vittal V., and V. Chadalavada. "Transient Stability Assesment for Network Topology Changes: Application of Energy Margin Analytical Sensitivity". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, August 1994: 1658-1664.
- [41] Vittal, V. "Extending Applications of the Transient Energy Function Method". Proceedings of the 35th Midwest Symposium on Circuits and Systems. Vol. 2, August 1992: 1428-1431.
- [42] Vittal V., and J. L. Gleason. "Determination of Transient Stability Constrained Line Flow Limits: An Application Of Linearized techniques for the Transient Energy Function Method". Internal report , Iowa State University, Iowa, USA, 1988.
- [43] Jardim J. L., B. J. Cory and N. Martins. "Efficient Transient Stability Assessment Using Transient Energy Function". Proceedings of the 13th PSCC in Trondheim, june 28-July 2nd , 1999: 661-668.
- [44] Padiyar K. R., and K. K. Ghosh. "Direct Stability Evaluation of Power Systems with Detailed Generator Models Using Structure Preserving Energy Functions". Electrical Power & Energy Systems, Elsevier Science Ltd, Vol. 11, No. 1, India, January 1989.
- [45] Padiyar K. R., and K. K. Ghosh. "Dynamic Security Assessment of Power Systems Using Structure Preserving Energy Functions". Electrical Power & Energy Systems, Elsevier Science Ltd, Vol. 11, No. 1, India, January 1989.
- [46] Chiang H-D., and L. Fekih-Ahmed. "On the Direct Method for Transient Stability Analysis of Power System Structure Preserving Models". IEEE Transactions on Power Systems, June 1992: 2545-2548.
- [47] Haque M. H. "Hybrid Method of Determining the Transient Stability Margin of a Power System". IEE Proceedings on Transmission and Distribution, Vol. 143, No. 1, January 1996.
- [48] Haque M. H. "Novel Method of Finding the First Swing Stability Margin of a Power System from Time Domain Simulation". IEE Proceedings on Transmission and Distribution, Vol. 143, No. 5, September 1996.

- [49] Rahimi F. A., M.G. Lauby, J. N. Wrubel, and K. L. Lee. "Evaluation of the Transient Energy Function Method for On-line Dynamic Security Analysis". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993: 497-507.
- [50] Moon Y-H., B-H. Cho, T-H. Rho, and B-K Choi. "The Development of Equivalent System Technique for Deriving an Energy Function Reflecting Transfer Conductances". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, May 1999: 1335-1340.
- [51] Moon Y-H., B-H. Cho, T-H. Rho, and B-K Choi. "The Development of Equivalent System Technique for Deriving an Energy Function Reflecting Transfer Conductances". IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, Vol. 1: 671-676.
- [52] Bonvini B., S. Massucco, A. Morini, and T. Siewierski. "A Comparative Analysis of Power System Transient Stability Assessment by Direct and Hybrid Methods". IEEE Transactions on Power Systems, June 1996: 1575-1579.
- [53] Chung T. S., and D.Z. Fang. "Corrected Transient Energy Function and Transient Stability Limit Assessment". IEEE Transactions on Power Systems, April 2000: 72-77.
- [54] Sun Y. Z., X. Li, and Y.H. Song. "A New Lyapunov Function for Transient Stability Analysis of Controlled Power Systems". IEEE Transactions on Power Systems, May 2000: 1325-1330.
- [55] Da-Zhong F., T.S. Chung, and Z. Yao. "Corrected Transient Energy Function and Its Application to Transient Stability Margin Assessment". Proceedings of the 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-97, Hong-Kong, November 1997: 310-313.
- [56] Nguyen T.B., M.A. Pai and I.A. Hiskens. "Direct Computation of Critical Clearing Time Using Trajectory Sensitivities". IEEE Transactions on Power Systems, May 2000: 604-608.
- [57] Treinen R.T., V. Vittal., and W. Kliemann. "An Improved Technique to Determine the Controlling Unstable Equilibrium Point in a Power System". IEEE Transactions on Circuits and Systems-I: Fundamental Theory and Applications, Vol. 43, No. 4, April 1996: 313-323.
- [58] Rattray S. Sc. "A Critical Survey of Optimization Techniques". Thesis of the Faculty of the Technology, University of Manchester, England, October 1965.
- [59] James L. Kuester and Joe H. Mize. "Optimization Techniques with Fortran". Mc Graw-Hill, 1973.
- [60] Ringlee R.J. and B.F. Wollenberg. "Overview of Optimization Methods". Power Technologies Inc., Schenectady, New York, 1974.
- [61] Tinney W. F., W.L. Powell, and N.M. Peterson. "Sparsity-Oriented Network Reduction". IEEE Transactions on Power Systems, 1973: 384-389.
- [62] Fouad, A. A., V. Vittal, Y. X. Ni, H. R. Pota, K. Nodehi, and T. K. Oh. "Extending Applications of the Transient Energy Function Method". EPRI Report EL-5215, September 1987.
- [63] Sandoval, A. C. "Análisis de Estabilidad Transitoria Usando Funciones de Energía". Reunión de Verano de Potencia, IEEE, Acapulco, México 1998.
- [64] Vittal V., V. Chandalavada, G. C. Ejebe, G. D. Irisarri, J. Tong, G. Pieper, and M. McMullen. "An On-line Contingency Filtering Scheme for Dynamic Security Assessment". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, February 1997: 153-161.

- [65] IEEE task Force on Load Representation for Dynamic Performance, et. al. "Bibliography on Load Model for Power Flow and Dynamic Performance Simulation". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995: 523-538.
- [66] Bergen, A. R., D. J. Hill, and C. L. de Marcot. "Lyapunov Function for Multimachine Power Systems with Generator Flux Decay and Voltage Dependent Loads". Electrical Power and Energy Systems. Vol. 8, No. 1, pp. 2-10, January 1986. Elsevier Science Ltd.
- [67] Lesieutre, B. C., P. W. Sauer, and M- A. Pai. "Development and Comparative Study of Induction Machine Based Dynamic P, Q Load Models". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995: 182-191.
- [68] Llamas, A., J. D. López, L. Mili, A. G. Phadke, and J. S. Thorp. "Clarifications of the BCU Method for Transient Stability Analysis". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995: 210-219.
- [69] Momoh, J. A., and C. B. Effiong. "Generation Rescheduling for Dynamic Security Enhancement for Multi-Area Power System". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, May 1995: 3437-3442.
- [70] Ruiz, D. y D. Olguín. "Evaluación de la Seguridad Dinámica de Sistemas Eléctricos de Potencia II: Ejemplo numérico de estimación de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia". SEPI-ESIME-IPN, reporte interno, 1997.
- [71] Sasson, A. M. "Combined Use of the Powell and Fletcher Nonlinear Programming Methods for Optimal Load Flows". IEEE Power Engineering Society 1969 Winter Meeting, Paper No. 69-TP-108-PWR: 1-9.
- [72] Podmore, R., and A. Germond. "Development of Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies. Volume 2: Dynamic Equivalencing Programs User's Guide". EPRI Report EL-456, November 1977.
- [73] Alvarado, F. L., and E. H. Elkonyaly. "Reduction in Power Systems". IEEE-PES Summer Meeting, Mexico City, Mexico, July 1977.
- [74] De Mello, R. W., R. Podmore, and K. N. Stanton. "Coherency-Based Dynamic Equivalents: Applications in Transient Stability Studies". EPRI Report RP-90-4, Phase II.
- [75] Deckman, S., A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, and O. Alsac. "Numerical testing of Power System Load Flow Equivalents". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov/Dec 1980: 2292-2300.
- [76] Deckman, S., A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, and O. Alsac. "Studies on Power System Load Flow". IEEE Transactions on power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov/Dec 1980: 2301-2310.
- [77] Savulescu, S. C. "Equivalents for Security Analysis of Power Systems". IEEE-PES Winter Meeting, New York, NY, 1979: 1-9.
- [78] Housos, E. C., G. Irisarri, R. M. Porter, and A. M. Sasson. "Steady State Network Equivalents for Power System Planning Applications". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6, Nov/Dec 1980; 2113-2120.
- [79] Savulescu, S. C., T. E. Dy Liacco, and C. Goldenberg. "Criteria for the Selection of Essential Nodes in Equivalents of Electric Power Systems". IEEE-PES Summer Meeting, Mexico City, Mexico, July 1977.
- [80] Dy Liacco, T. E., S. C. Savulescu, and K. A. Ramarao. "An On-line Topological Equivalent of a Power System". IEEE-PES Summer Meeting, Mexico City, Mexico, July 1977.

- [81] Tinney, W. F., and W. L. Powell. "The REI Approach to Power Network Equivalents". 1977 PICA Conference. Toronto, May, 1977.
- [82] Ward, J. B. "Equivalent Circuits for Power Flow Studies". AIEE Transactions, Vol. 68, pp. 373-382, 1949.
- [83] Podmore, R. "A Comprehensive Program for Computing Coherency-based Dynamic Equivalents". 1979 PICA Conference and 1980 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting.
- [84] Magnusson, P.C. "Transient Energy Method of Calculating Stability". AIEE Transactions, Vol. 66, pp. 747-755, 1947.
- [85] M. Ribbens-Pavella and P.G. Murthy "Transient Stability of Power Systems". John Wiley and Sons, England, 1994.
- [86] Fouad, A. A. and V. Vittal. "Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function". Prentice-Hall Inc. New Jersey 1992.
- [87] Machowsky, J., et. al., "Power System Dynamics and Stability", John Wiley & Sons, England, 1997.
- [88] Kundur, P. "Power System Stability and Control". Mc Graw-Hill, USA, 1994.
- [89] Pavella, M., D. Ernst, and D. Ruiz-Vega. "Transient Stability of Power Systems, A Unified Assessment and Control". Kluwer Academic Publishers, USA, 2000.
- [90] Gibson, J. E. "Nonlinear Automatic Control", Mc Graw-Hill Company, USA, 1963.
- [91] Castro, F. A. R. "Estabilidad de las Ecuaciones Diferenciales Ordinarias y de las Ecuaciones Funcionales con sus Aplicaciones", Instituto Politécnico Nacional, México, 1998.
- [92] Bonne, C. F., y A. C. Montiel. "Fundamentos de Automatización para Ingenieros Electroenergéticos", Ed. Pueblo y Educación, Cuba, 1987.
- [93] M. A. Pai. Ames, "Energy Function Analysis for Power System Stability". Kluwer Academic Publishers, 1989.
- [94] Sauer, P. W., and Pai, M. A. "Power System Dynamics and Stability", Prentice-Hall, USA, 1998.
- [95] Elgerd, O. I. "Electric Energy Systems Theory, an Introduction", Mc Graw-Hill Company, USA, 1971.
- [96] Venikoff, V. A. "Transient Processes in Electrical Power Systems". Mir Publishers, Moscow, 1977.
- [97] Pai, M. et. al., "Transient Stability Analysis of Multimachine AC/DC Power Systems Via Energy Function Method". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, pp. 5027-5035, December 1981.
- [98] Chapra, C. S., and R. P. Canalle. "Numerical Methods for Engineers, with Programming and Software Applications". Mc Graw-Hill International Editions, 1998.
- [99] Ogata, K. "Ingeniería de Control Moderna". Prentice-Hall, 1a. Ed., México, 1980.
- [100] Ruiz, D. "Efecto de los Motores de inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia". Tesis de Maestría, SEPI-ESIME-IPN, Enero 1997.
- [101] Guerra, S., G. y J. M. Cañedo, C., "Solución de Ecuaciones Algebraicas No Lineales Utilizando Algoritmos de

Optimización sin Restricciones Aplicados al Problema de Estabilidad de SEPS en la Búsqueda del PEIC". Reunión de Verano de Potencia, IEEE, Acapulco, México 2004.

- [102] Ishigame, A., and T., Taniguchi, "Transient Stability Analysis for Power System Using Lyapunov Function with Load characteristics" IEEE, 2003.
- [103] Kuester, J. L., and J. H. Mize, "Optimization Techniques with Fortran", Mc Graw-Hill, USA, 1973.
- [104] IEEE/CIGRE Join Task Force on Stability Terms and Definitions, "Definition and Classification of Power System Stability", Power System Stability and Control, Course Notes, IEEE Morelos Section, Cuernavaca, Mexico, November 2003.
- [105] Ejebe, G. C., et. al., "Transient Energy Based Screening and Monitoring for Stability Limits", IEEE Power System Stability and Control, Course Notes, IEEE-PES Summer Meeting, Berlin, Germany, 1997.

Intencionalmente en blanco

APÉNDICE A

Estabilidad en el Sentido de Lyapunov [86,99,22]

A1. Sistema autónomo.

Si se considera un sistema descrito por:

$$\dot{x}(t) = f(t, x(t)) \quad (A1)$$

entonces, se dice que es autónomo si:

$$f(t, x) \equiv f(x) \quad (A2)$$

es decir, independiente de t , de otra forma es un sistema no autónomo.

A2. Puntos de equilibrio.

Un punto $x_0 \in R^n$ se dice que es un punto de equilibrio para el sistema de (A1) en t_0 si:

$$f(t, x_0) \equiv 0 \quad \forall \quad t \geq t_0 \quad (A3)$$

Si x_0 es un punto de equilibrio de (A1) en t_0 , es evidente que x_0 es también un punto de equilibrio de (A1) cuando $t \geq t_0$. Si (A1) es autónomo, entonces x_0 es un punto de equilibrio de (A1) en todo momento.

Se dice que un punto de equilibrio x_e de (A1) es un punto de equilibrio aislado si existe una vecindad de x_e la cual no contiene algún otro punto de equilibrio de (A1)

A3. Definiciones de estabilidad.

El equilibrio $x=0$ de (A1) se dice que es estable en el sentido de Lyapunov, o simplemente estable, si para todo número real $\varepsilon > 0$ y un tiempo inicial $t_0 > 0$ existe un número real $\delta(\varepsilon, t_0) > 0$, tal que para todas las condiciones iniciales se satisface la desigualdad:

$$\|x(t_0)\| = \|x_0\| < \delta \quad (A4)$$

y el movimiento satisface

$$\|x(t)\| < \varepsilon \quad \forall \quad t \geq t_0 \quad (A5)$$

la estabilidad en el sentido de Lyapunov es un concepto local, en la definición no se dice que tan pequeño se debe elegir δ .

El equilibrio $x=0$ en t_0 es inestable en t_0 si no es estable en t_0 . Esto significa que el punto de equilibrio $x=0$ es inestable si para algun $\varepsilon > 0$, no se puede encontrar $\delta > 0$, tal que cuando

$$\|x_0\| < \delta, \|x(t)\| < \varepsilon \quad \forall \quad t \geq t_0 \quad (A6)$$

Físicamente, esto significa que el punto de equilibrio $x=0$ es inestable si existe un círculo B_ε de radio ε con centro en $x=0$, tal que para todo $\delta > 0$, no importa que tan pequeño sea, existe un estado inicial diferente de cero $x(t_0)$ en B_δ tal que la trayectoria que comienza en $x(t_0)$ eventualmente sale de B_ε . En la figura A1 se ilustra el comportamiento de las trayectorias en la vecindad de un punto de equilibrio estable para el caso donde $x \in R^2$.

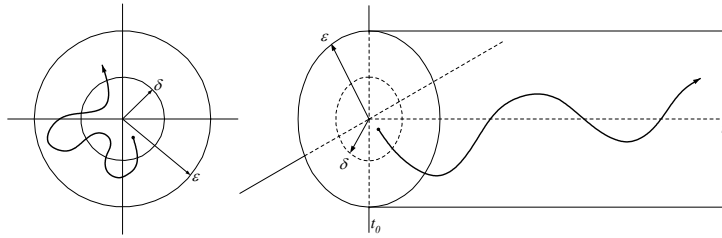


Figura A1. Estabilidad

A4. Estabilidad asintótica.

El equilibrio $x=0$ de (A1) es asintóticamente estable en t_0 , si:

1.- $x=0$ es estable en $t=t_0$

2.- Para todo $t_0 \geq 0$ existe un $\eta(t_0) > 0$, tal que:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \|x(t)\| \rightarrow 0 \text{ siempre que } \|x(t_0)\| < \eta$$

esta definición combina tanto el aspecto estabilidad como el de atracción del equilibrio. Este concepto también es local, porque la región que contiene todas las condiciones iniciales, las cuales convergen al equilibrio, es una parte del espacio de estado. La figura A2 muestra una descripción de la estabilidad asintótica.

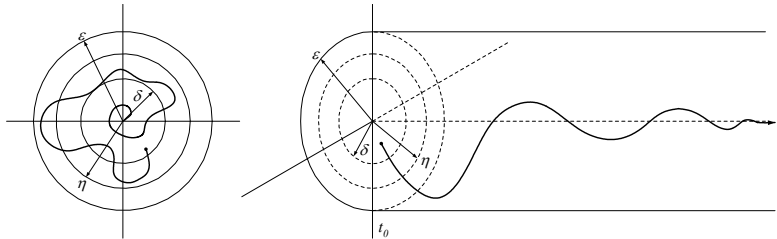


Figura A2. Estabilidad asintótica

A5. Función escalar positiva definida.

Se dice que una función escalar $V(x)$ es positiva definida en una región Ω (incluyendo el origen del espacio de estado) si $V(x) > 0$ para todos los estados de x diferentes de cero en la región Ω y $V(0) = 0$.

Se dice que una función variable en el tiempo $V(x,t)$ es positiva definida en una región Ω si está limitada desde abajo por una función positiva definida invariante en el tiempo, es decir, si existe una función positiva definida, tal que:

$$\begin{aligned} V(x,t) &> V(x) & \forall & t \geq t_0 \\ V(0,t) &= 0 & \forall & t \geq t_0 \end{aligned}$$

A6 Función escalar negativa definida.

Se dice que una función escalar $V(x)$ es negativa definida si $-V(x)$ es positiva definida.

A7 Función escalar positiva semidefinida.

Una función escalar $V(x)$ es positiva semidefinida si es positiva en todos los estados en la región Ω excepto en el origen y en ciertos estados determinados donde vale cero, es decir:

$$\begin{aligned} V(x) &\geq 0 & \forall & t \geq t_0 \\ V(0) &= 0 & \forall & t \geq t_0 \end{aligned}$$

A8. Función escalar negativa semidefinida.

Una función escalar $V(x)$ es negativa semidefinida si $-V(x)$ es positiva semidefinida.

A9. Función escalar indefinida.

Una función escalar $V(x)$ es indefinida si en la región Ω toma valores tanto positivos como negativos, por pequeña que sea la región Ω .

A10. Segundo método de Lyapunov.

En 1892 Lyapunov presentó dos métodos para determinar la estabilidad de sistemas dinámicos descritos por ecuaciones diferenciales ordinarias.

El primer método utiliza la forma explícita de las soluciones de las ecuaciones diferenciales para el análisis de estabilidad.

El segundo método no requiere las soluciones de las ecuaciones diferenciales, por lo tanto, este método es conveniente para el análisis de estabilidad de sistemas no lineales.

A11. Teorema de estabilidad de Lyapunov.

Sea un sistema descrito por:

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (A7)$$

donde:

$$f(0, t) = 0 \quad \forall \quad t \geq 0$$

Si existe una función escalar $V(x, t)$ con primeras derivadas parciales continuas y que satisfacen las siguientes condiciones:

1. $V(x, t)$ es positiva definida
2. $\dot{V}(x, t)$ es negativa definida

entonces, el estado de equilibrio en el origen es uniforme y asintóticamente estable.

Si, además, $V(x, t) \rightarrow \infty$ cuando $\|x\| \rightarrow \infty$, el estado de equilibrio en el origen es uniforme global y asintóticamente estable.

A12. Función de energía.

Se dice que una función $V: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$ es una función de energía para el sistema de la expresión (A1) si satisface las tres condiciones siguientes:

- i) La derivada de la función de energía $V(x)$ a lo largo de cualquier trayectoria del sistema $x(t)$ es no positiva, es decir:

$$\dot{V}(x, (t)) \leq 0$$

- ii) Si $x(t)$ es una trayectoria no trivial (es decir, $x(t)$ no es un punto de equilibrio), entonces, a lo largo de la trayectoria no trivial $x(t)$ el conjunto:

$$\{t \in \mathbb{R} : \dot{V}(x(t)) = 0\}$$

tiene medida cero en \mathbb{R} .

- iii) Que una trayectoria $x(t)$ tenga un valor acotado de $V(x(t))$ para $t \in \mathbb{R}^+$ implica que la trayectoria $x(t)$ también es acotada, es decir:

Que $V(x(t))$ sea acotada implica que $x(t)$ también es acotada.

Intencionalmente en blanco

APÉNDICE B

Programa: CAIFET.M

```

clc, clear, clf

%PROGRAMA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD
TRANSITORIA POR EL MFET PARA UN SMBI
disp (' INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL')
disp ('ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y
ELECTRICA')
disp (' SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACION')
disp (' ')
disp (' TOPICOS SELECTOS EN I. E. ')
disp (' ')
disp ('"TRAYECTORIAS, ÁNGULO CRÍTICO Y TIEMPO CRÍTICO
PARA EL SISTEMA DEL KIMBARK"')
disp (' ')
disp ('TESISTA: EDGAR L. BELMONTE GONZALEZ')
disp (' ')
disp ('DIRECTOR DE TESIS: DR. DANIEL OLGUIN SALINAS')
disp (' ')
disp ('NOVIEMBRE 1998')

disp (' ')
pause

%Tiempos
te=input('Tiempo de estudio (seg)=')
tlib=input('Tiempo de liberación (seg)=')

disp('DATOS DEL SISTEMA (p.u.):')
E1=1.0300 %Voltaje interno
Vbus=1.00000 %Voltaje en el bus infinito
Xpd=0.3 %Reactancia transitoria en el eje d
Xt=0.0 %Reactancia del
transformador
X11=0.2 %Reactancia de la linea 1
X12=0.2 %Reactancia de la linea 2
F=60 %Frecuencia nominal (Hz)
pmec=0.8 %Potencia mecánica de
entrada
Cl=2.76 %Cl= Cte. de inercia H (rad*seg)
m=Cl/(180*F)

%Calculos para antes, durante y despues de la falla
%Antes de la falla
Xeq1=Xpd+Xt+(X11*X12)/(X11+X12);
pep=(E1*Vbus)/Xeq1; %Potencia electrica de prefalla

%Durante la falla (se considera que la falla ocurre en la linea 2)
frac=0.5; %Fraccion de linea donde
ocurre la falla a partir del nodo 2
Xab=X11;
Xaf=frac*X12;
Xfb=(1-frac)*X12;
Xeq2=Xab+Xaf+Xfb;
X1=(Xab*Xaf)/Xeq2+Xt+Xpd;
X2=(Xab*Xfb)/Xeq2;
X3=(Xfb*Xaf)/Xeq2;
Xeq3=(X1*X2+X2*X3+X3*X1)/X3;
pefal=(E1*Vbus)/Xeq3; %Potencia eléctrica durante la falla

%Después de la falla (se considera que se libera la linea 2)
Xeq4=Xpd+Xt+X11;
pe=(E1*Vbus)/Xeq4; %Potencia electrica de posfalla

%grid on
%caismbi

%Constantes consideradas
tol=0.0001; %Tolerancia de acuerdo al paso de
integracion
c=pi/180;
ti=0.0; %Tiempo inicial
h=tol; %Paso de integracion
curvas=4; %El numero de curvas no debe ser menor a 4
di=-60.0; %Limite inferior del eje delta
df=180; %Limite superior del eje delta
cte=1.0; %Para obtener la curva mas cercana al pee
disp('Angulo de falla=')
dfalla=(asin(pmec/pep));
dfalla/c

%Puntos de equilibrio
pee=asin(pmec/pe)/c
pei=180-pee
pee1=pee-cte; %pee ficticio para calcular la curva mas
cercana al pee real

%Angulo crítico
A=pe/(pe-pefal)*cos(pei*c);
B=pefal/(pe-pefal)*cos(dfalla);
C=pmec/(pe-pefal)*(pei*c-dfalla);
dcrit=acos(A-B+C);
disp('Angulo critico =')
dcrit/c

%Velocidad en el punto critico
%dw1 y dw2 deben ser iguales para garantizar el ángulo
critico
dw1=sqrt((2*pmec*(dcrit-pei*c)+2*pe*(cos(dcrit)-
cos(pei*c)))/m);
dw2=sqrt((2*pmec*(dcrit-dfalla)+2*pefal*(cos(dcrit)-
cos(dfalla)))/m);
disp('Var. de la velocidad en el ángulo crítico (rad/seg)='); dw1

%Energia critica
%Vcr1=0.5*m*dw1^2-pmec*(dcrit-pei*c)-pe*(cos(dcrit)-
cos(pee*c))
%Vcr2=0.5*m*dw2^2-pmec*(dcrit-dfalla)-pef*(cos(dcrit)-
cos(dfalla))
Vcr=2*pe*cos(pee*c)-pmec*(pi-2*pee*c)

%Numero de pasos
n=(te-ti)/h;

%Condiciones iniciales
DDELTA(1)=0.0;
DELTA(1)=dfalla;
PE(1)=pefal*sin(dfalla);
Pa(1)=(pmec-pefal*sin(DELTA(1)))/2;
C1=h^2/m;
t(1)=0.0;

%tr por el metodo de paso a paso
for l=2:n
DDELTA(l)=DDELTA(l-1)+C1*Pa(l-1)*c;
DELTA(l)=DELTA(l-1)+DDELTA(l);
PE(l)=pefal*sin(DELTA(l));
Pa(l)=pmec-PE(l);

```

```

t(l)=t(l-1)+h;

%Calculo del angulo de liberación
if abs(t(l)-tiib)<=tol/2;
    disp('El angulo de liberación es='); DELTA(l)/c
    dpos=DELTA(l)/c;
end
%Calculo del tiempo critico
dif=DELTA(l)-dcrit;
if abs(dif)<=tol*2
    disp('Angulo critico real='); dcrit/c
    disp('Angulo mas cercano='); DELTA(l)/c
    disp('El tiempo critico es='); t(l)
end
end

grid on
caismbi

%Numero de curvas a dibujar
h1=(pei-pee)/curvas;
teta(1)=pee*1*c;
teta(curvas-2)=pei*c;
teta(curvas-1)=dpos*c;
teta(curvas)=dfalla;

for i=2:curvas-3
    teta(i)=teta(i-1)+h1*c;
end

ren=curvas*2; %numero de renglones
col=df-di+1; %numero de columnas

%Calculo de las curvas
for i=1:2:ren
    for j=1:col
        if j==1
            delta(1)=di*c;
        else
            delta(j)=delta(j-1)+c;
        end
        num=0.5*(i+1);
        if (num==curvas)
            % En el instante de liberacion, se tiene pefal, por lo que la
            expresion queda como:
            w(i,j)=sqrt((2*pmec*(delta(j)-
            teta(num))+2*pefal*(cos(delta(j))-cos(teta(num))))/m);
            w(i+1,j)=0;
        else
            w(i,j)=sqrt((2*pmec*(delta(j)-
            teta(num))+2*pe*(cos(delta(j))-cos(teta(num))))/m);
            w(i+1,j)=sqrt((2*pmec*(delta(j)-
            teta(num))+2*pe*(cos(delta(j))-cos(teta(num))))/m);
        end
        ang(j)=delta(j)/c;
    end
end
%Vectores
ang=ang';
w1=w';
w=real(w1);
d=delta';

%Energías cinética y potencial
%Energia cinética
y=real(w);
v=y.^2;
ec=0.5*m*v;
mec=ec(:,1:2:ren);
y1=y(:,1:2:ren);

%Energía potencial
for i=1:curvas
    for j=1:col
        ep(i,j)=-pmec*(d(j)-teta(i))-pe*(cos(d(j))-cos(teta(i)));
    end
end
ep=ep';

%Gráficas
figure (2)
plot(ang,w)
title('CURVAS EN EL PLANO DE FASE (VELOCIDAD-ÁNGULO)')
xlabel('Ángulo (grados)')
ylabel('Velocidad (rad/seg)')
grid
% pause

figure (3)
plot(y1(:,1:3),mec(:,1:3),y1(:,1:3),ep(:,1:3),y1(:,1:3),mec(:,1:3)+ep(:,1:3))
title('ENERGÍA CINÉTICA DEL SISTEMA')
xlabel('Velocidad (rad/seg)')
ylabel('Energia cinetica (p.u.)')
grid
% pause

figure (4)
plot(ang,mec(:,1:3),ang,ep(:,1:3),ang,mec(:,1:3)+ep(:,1:3))
title('ENERGÍA POTENCIAL DEL SISTEMA')
xlabel('Ángulo (grados)')
ylabel('Energia potencial (p.u.)')
grid
% pause

%end
funenmod

```

Subrutina: CAISMBI.M

```
for i=1:181
pm(i)=pmec;
end

delta=0:pi/180:pi;
ang=delta*180/pi;
pe1=(E1*Vbus)/Xeq1*sin(delta);
pe2=(E1*Vbus)/Xeq3*sin(delta);
pe3=(E1*Vbus)/Xeq4*sin(delta);

xfal=dfalla/c;
yfal=0:pmec/180:pmec;

xlib=dpos;
plib=(E1*Vbus)/Xeq4*sin(dpos*c);
ylib=0:plib/180:plib;

xstab=pee;
pstab=(E1*Vbus)/Xeq4*sin(pee*c);
ystab=0:pstab/180:pstab;

xunstab=pei;
punstab=(E1*Vbus)/Xeq4*sin(pei*c);
yunstab=0:pstab/180:pstab;

%GRAFICAS
plot(xfal,yfal,xstab,ystab,xlib,ylib,xunstab,yunstab,ang,pe1,ang,pe2,ang,pe3,ang,pm');
%,delta,pe2,delta,pe3,delta,pm
title('CURVAS POTENCIA-ANGULO')
xlabel('ANGULO (ELEC-DEG)')
ylabel('POTENCIA (p.u.)')
grid
```

```
figure(5)
meshc(y,x,z)
xlabel('Velocidad (rad/seg)')
ylabel('Angulo (grados)')
zlabel('Energia (p.u.)')
```

Subrutina: FUNENMOD.M

```
%clc,clear,clf

%PROGRAMA PARA GRAFICAR LA ENERGIA DE UN SMBI
%pm=0.0;
%pe=2.06;
%m=0.000256;
%c=pi/180;
if pe==0
delta=0;
else
% delta=asin(pmec/pe)/c;
delta=180-asin(pmec/pe)/c;
end
x=-180:180;
if pe==0
y1=sqrt((2*pmec*(x-delta)*c)/m);
else
y1=sqrt(((2*pmec*(x-delta)*c)+2*pe*(cos(x*c)-cos(delta*c)))/m);
end
y1=real(y1);
y=[y1';-y1'];

[x,y]=meshgrid(x,y);
if pe==0
z=0.5*m*(y.^2)-pmec*(x-delta)*c;
else
z=0.5*m*(y.^2)-pmec*(x-delta)*c-pe*(cos(x*c)-cos(delta*c));
end
```

Intencionalmente en blanco

APÉNDICE C

Programa: SMBICNL.M

```

clc, clear, clf

%PROGRAMA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA
POR EL MFET INCLUYENDO MODELOS DE CARGA ESTATICA NO
LINEAL PARA UN SMBI
disp (' INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL')
disp ('ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y
ELECTRICA')
disp (' SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION')
disp (' ')
disp (' TOPICOS SELECTOS EN I. E. ')
disp (' ')
disp ('"CALCULO DEL VECTOR IGL PARA EL SISTEMA DEL KUNDUR"')
disp (' ')
disp ('TESISTA: EDGAR L. BELMONTE GONZALEZ')
disp (' ')
disp ('DIRECTOR DE TESIS: DR. DANIEL OLGUIN SALINAS')
disp (' ')
disp ('FEBRERO 2004')
disp (' ')
pause

%Tiempos
te=input('Tiempo de estudio (seg)=')
tlib=input('Tiempo de liberación (seg)=')

% disp('DATOS DE LA CORRIDA DE FLUJOS')
V1=0.90081; %Voltaje en el bus
infinito
V2=1.00000; %Voltaje en el bus de generacion
V3=0.925079; %Voltaje en el bus de carga
Alfa1=0.00000; %Angulo del bus infinito
Alfa2=14.0446; %Angulo del bus de generacion
Alfa3=0.56533; %Angulo del bus de carga
Xbi=0.0001i; %Reactancia transitoria del bus infinito
Xpd=0.30i; %Reactancia transitoria en el eje d del generador
Xtr=0.15i; %Reactancia del
transformador
Xl1=0.50i; %Reactancia de la linea 1
Xl2=0.93i; %Reactancia de la linea 2
F=60; %Frecuencia nominal (Hz)
pmec=0.9; %Potencia mecánica de
entrada
Pgen=0.9; %Potencia activa del generador
Qgen=0.565500; %Potencia reactiva del generador
Pbi=-0.252445; %Potencia activa del bus infinito
Qbi=-0.054765; %Potencia reactiva del bus infinito
Pcarga=0.647555; %Potencia activa de la carga
Qcarga=0.314527; %Potencia reactiva de la carga
p2=0.70; q2=0.70; %Factores de la componente de corriente constante
(valor maximo=1)
p3=0.30; q3=0.30; %Factores de la componente de potencia constante
(valor maximo=1)
Cl=3.5; %Cl= Cte. de inercia H (rad*seg)
m=Cl/(180*F);

%-----
%P R E F A L L A
%-----
disp ('SE CALCULAN LAS VARIABLES DE PREFALLA...')

%Calculo de los voltajes internos
Sgen=Pgen+1i*Qgen;
anggen=atan(imag(Sgen)/real(Sgen))*180/pi;

```

```

lgen=conj(Sgen)/conj(V2*(cos(Alfa2*pi/180)+1i*sin(Alfa2*pi/180)));
angigen=atan(imag(lgen)/real(lgen))*180/pi;
ei=V2*(cos(Alfa2*pi/180)+1i*sin(Alfa2*pi/180))+lgen*Xpd;
eint=abs(ei);
delta=atan(imag(ei)/real(ei))*180/pi;

Sbi=Pbi+1i*Qbi;
angbi=atan(imag(Sbi)/real(Sbi))*180/pi;
lbi=conj(Sbi)/conj(V1*(cos(Alfa1*pi/180)+1i*sin(Alfa1*pi/180)));
angibi=atan(imag(lbi)/real(lbi))*180/pi;
eibir=V1*(cos(Alfa1*pi/180)+1i*sin(Alfa1*pi/180))+lbi*Xbi;
eibi=abs(eibir);
deltabi=atan(imag(eibir)/real(eibir))*180/pi;

%Vector de voltajes iniciales
vecv=[V1*(cos(Alfa1*pi/180)+1i*sin(Alfa1*pi/180))
V2*(cos(Alfa2*pi/180)+1i*sin(Alfa2*pi/180))
V3*(cos(Alfa3*pi/180)+1i*sin(Alfa3*pi/180))];

i2g1=eibir/Xbi; %Corriente interna del
bus infinito
sigma1=atan(imag(i2g1)/real(i2g1))*180/pi; %Angulo de
la corriente interna del bus infinito
i2g2=ei/Xpd; %Corriente interna del
generador sincrono
sigma2=atan(imag(i2g2)/real(i2g2))*180/pi; %Angulo de
la corriente interna del generador sincrono
Pc=Pcarga*p2; Qc=Qcarga*q2; %Pontencias
real y reactiva de la carga con corriente constante
Pp=Pcarga*p3; Qp=Qcarga*q3; %Pontencias
real y reactiva de la carga con potencia constante
Sc=Pc+1i*Qc; %Potencia aparente
de la carga de corriente constante
Scp=Pp+1i*Qp; %Potencia aparente
de la carga de potencia constante
l1c=conj(Sc)/conj(V3*(cos(Alfa3*pi/180)+1i*sin(Alfa3*pi/180)));
%Componente de la carga de corriente constante (nodo 3)
l1p=conj(Scp)/conj(V3*(cos(Alfa3*pi/180)+1i*sin(Alfa3*pi/180)));
%Componente de la carga de potencia constante (nodo 3)
if (l1c==0.00)
fic=0.0;
Angc=0.0;
else
fic=atan(imag(l1c)/real(l1c))*180/pi; %Angulo debido
a la corriente constante de la carga
Angc=atan(imag(Sc)/real(Sc)); %Angulo de la
carga (corriente constante)
end

if (l1p==0.00)
fip=0.0;
Angp=0.0;
else
fip=atan(imag(l1p)/real(l1p))*180/pi; %Angulo debido
a la potencia constante de la carga
Angp=atan(imag(Scp)/real(Scp)); %Angulo de la
carga (potencia constante)
end

%Corriente compuesta de la carga
l1=l1c+l1p;

%Vector de corrientes iniciales
veci=[i2g1
i2g2
-l1];
Yf=0.0;

```



```

YBUSKUN

%Matrices de falla
YAbusb=YAbusb;
YBbusb=YBbusb;
YCbusb=YCbusb;
FDCB=FDCB;
Jacb=Jacb;
Yeqb=Yeqb;
% indice=0;

%datos requeridos para las subrutinas VARIDELTA y NRM
% vecv=vecvi; %Vector de voltajes iniciales
% veci=vecii; %Vector de corrientes iniciales
% JM=Jacb; %Jacobiano para N-R
modificado
% YA=YAbusb; %Matriz YAbus de falla
% FDC=FDCB; %Factor de distribucion de
corrientes de falla
% cont=0;
% angulo1=0; %Los angulos y el
incremento
% angulo2=pi; %determinan los limites
empleados
% incre=pi/1800; %en la subrutina
VARIDELTA

% VARIDELTA %Subrutina para variar el
angulo delta

% % Variables a graficar de falla
% peb=pe; %Potencia electrica de falla
% petb=pet; %Potencia electrica transmitida de falla
% pelb=pel; %Potencia electrica de la carga en falla
% v1b=v1; %Voltaje o corriente de falla en el bus 1
(modificar NRM para pedir corrientes)

% v2b=v2; %Voltaje o corriente de falla en el bus 2
(modificar NRM para pedir corrientes)
% v3b=v3; %Voltaje o corriente de falla en el bus 3
(modificar NRM para pedir corrientes)
% peeb=pee; %PEE de falla
% peib=pei; %PEI de falla

% figure(2)
% subplot(2,1,1)
% plot(dlt,peb,dlt,pm,dlt,petb,dlt,pelb)
% title('CURVAS POTENCIA-ÁNGULO')
% xlabel('Ángulo (grados)')
% ylabel('POTENCIA (P.U.)')
% grid
% subplot(2,1,2)
% plot(dlt,v1b,dlt,v2b,dlt,v3b)
% title('CURVAS DE VOLTAJE, ANGULO Y RELACION DE
VOLTAJES')
% xlabel('Ángulo (grados)')
% ylabel('MAGNITUD')
% grid
% pause

tama=length(pm) length(pea);
tam=min(tama);
figure(4)

plot(dlt(1,1:tam),pea(1,1:tam),dlt(1,1:tam),pec(1,1:tam),dlt(1,1:tam),pm(1,1:tam))
title('CURVAS POTENCIA-ÁNGULO DE PREFALLA, FALLA Y POSFALLA')

xlabel('Ángulo (grados)')
ylabel('POTENCIA (P.U.)')
grid
% pause

%-----
% ENERGIA CRITICA
%-----

indice=0;
JM=Jacc; %Jacobiano para N-R
modificado
YA=YAbusb; %Matriz YAbus de falla
FDC=FDCC; %Factor de distribucion de
corrientes de falla
Yeq=Yeqc;

%Se obtiene la energia critica
NI=10; %NUMERO DE
SEGMENTOS
angulo1=peec*pi/180; %Los angulos y el
incremento
angulo2=peic*pi/180; %determinan los
limites empleados
incre=(peic-peec)*pi/(180*NI); %en la subrutina
VARDLTTRAP
cont=0;
VARDLTTRAP

%Energia critica
ecrit=-pmec*(angulo2-angulo1)-eibi*eint*abs(Yeq)*(cos(angulo2)-
cos(angulo1))+funcion %energia critica

%-----
% ENERGIA EN LA TRAYECTORIA DE FALLA
%-----

%Constantes consideradas
tol=0.0001; %Tolerancia de acuerdo al
paso de integracion
c=pi/180;
ti=0.0; %Tiempo inicial
h=tol; %Paso de integracion
curvas=4; %El numero de curvas no debe
ser menor a 4
di=0.0; %Limite inferior del eje delta
df=180; %Limite superior del eje delta
cte=1.0; %Para obtener la curva mas
cercana al pee
% disp('Angulo de falla='),peea;
dfalla=peea*c;

%Numero de pasos
n=(te-ti)/h;

%Calculo de la trayectoria de falla
%Se reinician valores
pe=0;
pet=0;
pel=0;
%Condiciones iniciales
vecv=vecvi; %Vector de voltajes iniciales
veci=vecii; %Vector de corrientes iniciales
JM=Jacb; %Jacobiano para N-R
modificado
YA=YAbusb; %Matriz YAbus de falla
FDC=FDCB; %Factor de distribucion de
corrientes de falla

```

```

Yeq=Yeqb;
DELTA(1)=peea*c;           %Angulo de falla en
radianes
j=DELTA(1);
veci(2)=eint*(cos(j)+1*(sin(j)))/Xpd;
cont=1;
NRM
DDELTA(1)=0.0;
% DELTA(1)=peea*c;           %Angulo de falla en
radianes
PE(cont)=pe(1);
Pa(1)=(pmec-PE(1));
C1=h^2/m;
t(1)=0.0;
VEL(1)=0.0;

angulo1=DELTA(1);         %Los angulos y el
incremento
angulo2=DELTA(1);         %determinan los limites
empleados
inre=(angulo2-angulo1)/(NI); %en la subrutina
VARDLTTRAP
cont=0;
funcion=0.0;
VARDLTTRAP
ener=0.5*m*VEL(1)^2-pmec*(angulo2-angulo1)-
eibi*eint*abs(Yeq)*(cos(angulo2)-cos(angulo1))+funcion;
margen(1)=ecrit-ener;
cont=1;
%pause

%Calculo del tcr por el metodo de paso a paso
for l=2:n
cont=l;
DDELTA(l)=DDELTA(l-1)+C1*Pa(l-1)*c;
DELTA(l)=DELTA(l-1)+DDELTA(l);
j=DELTA(l);
veci(2)=eint*(cos(j)+1*(sin(j)))/Xpd;
if (p3>0.0 | q3>0.0)
pe(l)=0; %Eliminar este renglon si la
falla no es en el nodo de A.T. del TR
else

NRM
end
PE(l)=pe(l);
Pa(l)=pmec-PE(l);
t(l)=t(l-1)+h;
VEL(l)=DDELTA(l)/h;

%Calculo del angulo de liberación
if abs(t(l)-tlib)<=tol/2;
cont=cont;
disp('El angulo de liberación es'); DELTA(l)/c

%Se obtiene la energia en el instante de liberacion

vecv=vecvi; %Vector de voltajes iniciales
veci=vecii; %Vector de corrientes
iniciales
angulo1=DELTA(l); %Los angulos y el
incremento
angulo2=dfalla; %determinan los limites
empleados
inre=(angulo2-angulo1)/(NI); %en la subrutina
VARDLTTRAP
cont=0;
funcion=0.0;
VARDLTTRAP
%Energia en el instante de liberacion

```

```

elib=0.5*m*VEL(l)^2-pmec*(angulo2-angulo1)-
eibi*eint*abs(Yeq)*(cos(angulo2)-cos(angulo1))+funcion
margen(l)=ecrit-elib;
if (abs(ecrit-elib)<=0.0001)
disp 'El sistema es criticamente estable'
disp 'El tiempo critico de liberacion es',tlib
elseif (ecrit-elib)>0.0001)
disp 'El sistema es estable para el tiempo de liberacion dado'
else
disp 'El sistema es inestable para el tiempo dado'
break
end
cont=cont;
else
%Calculo del margen de energia
cont=cont;
%Se obtiene la energia en el angulo DELTA
% vecv=vecvi; %Vector de voltajes
iniciales % veci=vecii; %Vector de corrientes
iniciales
% NI=10; %NUMERO DE
SEGMENTOS
angulo1=DELTA(l); %Los angulos y el
incremento
angulo2=dfalla; %determinan los limites
empleados
inre=(angulo2-angulo1)/(NI); %en la subrutina
VARDLTTRAP
cont=0;
funcion=0.0;
VARDLTTRAP
%Energia en el instante en el angulo DELTA
ener=0.5*m*VEL(l)^2-pmec*(angulo2-angulo1)-
eibi*eint*abs(Yeq)*(cos(angulo2)-cos(angulo1))+funcion;
margen(l)=ecrit-ener;
if (abs(ecrit-ener)<=0.0005)
disp ' '
disp ' '
disp 'El tiempo critico de liberacion es',t(l)
end
cont=cont;
end
end
figure (5)
plot(DELTA/c,VEL)
title('Plano de Fase')
xlabel('Angulo (deg)')
ylabel('Velocidad (rad/seg)')
grid

figure (6)
plot(t,margen)
title('Margen de energia')
xlabel('Tiempo (s)')
ylabel('Margen de energía (p.u.)')
grid
end

```

Subrutina: YBUSKUN.M

```

%SUBROUTINA PARA CALCULAR LAS MATRICES YAbus, YBbus,
YCbus, EL FDC Y EL JACOBIANO
%DEL SMBI DEL KUNDUR
%Calculo de la matriz de admitancias incluyendo los nodos internos
Yext
Yext(1,1)=1/Xbi;
Yext(1,3)=-1/Xbi;
Yext(2,2)=1/Xpd;
Yext(2,4)=-1/Xpd;

```

```

Yext(3,1)=-1/Xbi;
Yext(3,3)=1/Xbi+1/Xl1+1/Xl2;
Yext(3,5)=-1/Xl1+1/Xl2;
Yext(4,2)=-1/Xpd;
Yext(4,4)=1/Xpd+1/Xtr;
Yext(4,5)=-1/Xtr;
Yext(5,3)=Yext(3,5);
Yext(5,4)=Yext(4,5);
Yext(5,5)=1/Xtr+1/Xl1+1/Xl2+Yf;
%Calculo de la matriz de admitancias YAbus
YAbus(1,1)=Yext(3,3);
YAbus(1,3)=Yext(3,5);
YAbus(2,2)=Yext(4,4);
YAbus(2,3)=Yext(4,5);
YAbus(3,1)=Yext(3,5);
YAbus(3,2)=Yext(4,5);
YAbus(3,3)=Yext(5,5);
%Se intercambian filas y columnas de la Yext para eliminar los nodos
terminales
%Se definen filas
Y11=Yext(1:2,1:5);
Y21=Yext(3:4,1:5);
Y31=Yext(5,1:5);
Yext=[Y11
      Y31
      Y21];
%Se definen columnas
Y11=Yext(1:5,1:2);
Y12=Yext(1:5,3:4);
Y13=Yext(1:5,5);
Yext=[Y11 Y13 Y12];
%Se definen submatrices para eliminar los nodos terminales y obtener
YBbus
YA=Yext(1:3,1:3);
YB=Yext(1:3,4:5);
YC=Yext(4:5,1:3);
YD=Yext(4:5,4:5);
YBbus=YA-YB*inv(YD)*YC;
%Se vuelven a definir las submatrices YA,YB,YC y YD para reducir a
los nodos internos
YA=YBbus(1:2,1:2);
YB=YBbus(1:2,3);
YC=YBbus(3,1:2);
YD=YBbus(3,3);
YCbus=YA-YB*inv(YD)*YC;
Yeq=YCbus(1,2);
FDC=YB*inv(YD); %Factor de distribucion de inyecciones de
cargas en los nodos internos
%Calculo del Jacobiano
Jac=[imag(YAbus) real(YAbus)
     real(YAbus) -imag(YAbus)];

```

Subrutina: VARIDELTA.M

```

%SUBROUTINA PARA VARIAR EL ANGULO DELTA DE UN SMBI Y
%CALCULAR LA VARIACION DE LOS VOLTAJES Y LAS CORRIENTES
%DE LAS CARGAS DEL SMBI
for j=angulo1:inre:angulo2
cont=cont+1;
pm(cont)=Pgen;
veci(2)=eint*(cos(j)+1i*(sin(j)))/Xpd;
NRM %Subrutina de N-R modificado para
el calculo de las variaciones de los voltajes
if (length(pe)~=length(pm) & indice==1)
pei=j*180/pi;
elseif (j<pi/2 & abs(pm(cont)-pe(cont))<=epsilon & indice==0)
pee=j*180/pi; %Se detecta el PEE
elseif (j>pi/2 & abs(pm(cont)-pe(cont))<=epsilon & indice==0)
pei=j*180/pi; %Se detecta el PEI

```

```

elseif (abs(pe(cont))<epsilon & indice==0 & Yf==0.0 & cont==1)
pefal=pe(1);
pee=0.0;
pei=0.0;
end

if (indice==1)
pm=pm(1,1:cont-1);
v1=v1(1,1:cont-1);
v2=v2(1,1:cont-1);

v3=v3(1,1:cont-1);
break
end
end

```

Subrutina: VARDLTTTRAP.M

```

%SUBROUTINA PARA VARIAR EL ANGULO DELTA DE UN SMBI Y
%CALCULAR LA VARIACION DE LOS VOLTAJES Y LAS CORRIENTES
%DE LAS CARGAS DEL SMBI Y EMPLEAR LA REGLA TRAPEZOIDAL
for j=angulo1:inre:angulo2
cont=cont+1;
veci(2)=eint*(cos(j)+1i*(sin(j)))/Xpd;
NRM %Subrutina de N-R modificado para
el calculo de las variaciones de los voltajes
if(j==angulo1)
funcion=inre/2*pe(cont);
elseif(j==angulo2)
funcion=funcion+inre/2*pe(cont);
else
funcion=funcion+inre*pe(cont);
end
if (indice==1)
pm=pm(1,1:cont-1);
v1=v1(1,1:cont-1);
v2=v2(1,1:cont-1);
v3=v3(1,1:cont-1);
break
end
end

```

Subrutina: NRM.M

```

%NEWTON-RAPHSON MODIFICADO PARA CALCULAR LA
VARIACION DE LOS VOLTAJES Y LAS CORRIENTES
%DE LAS CARGAS DE UN SMBI
for k=1:250 %iteraciones para
convergencia
deltai=veci-YA*vecv;
incri=[imag(deltai)
      real(deltai)];
incrv=inv(JM)*incri; %Calculo de las variaciones
en los voltajes
deltav=incrv(1:3,1)+incrv(4:6,1)*1i;
vecv=vecv+deltav;
relvol=abs(vecv(3))/abs(vecvi(3));
l1cn=conj(Pc*relvol+1i*Qc*relvol)/conj(vecv(3));
l1pn=conj(Scp)/conj(vecv(3));
l1n=l1cn+l1pn;
dif1=l1cn-l1c;
dif2=l1pn-l1p;
if (abs(dif1)>epsilon|abs(dif2)>epsilon)

i2g1n=vecv(1)/Xbi; %Corriente interna del
bus infinito
veci=[i2g1n
      eint*(cos(j)+1i*(sin(j)))/Xpd

```

```

-11n);
l1c=l1cn; %Actualiza el valor de la
inyeccion por modelo de corriente constante
l1p=l1pn; %Actualiza el valor de la
inyeccion por modelo de potencia constante
if (k==250) %disp 'El sistema no converge en 250 iteraciones'
    indice=1; %Criterio para finalizar
simulacion
    break
end
else
    %disp 'Las iteraciones en las que converge el sistema son:', disp
(k)
    veci;
    vecv;

```

```

igl=-FDC*11n;
dlt(cont)=j*180/pi;
fi=atan(imag(igl(2))/real(igl(2)));
pet(cont)=eibi*eint*abs(Yeq)*sin(j);
pel(cont)=eint*abs(igl(2))*cos(j-fi);
pe(cont)=pet(cont)+pel(cont);
v1(cont)=abs(veci(3));
v2(cont)=relvol;
v3(cont)=abs(vecv(3));
break
end
end
end

```

APÉNDICE D

Obtención de los Voltajes Nodales.

Se utiliza una aproximación por Newton-Raphson [2] para obtener iterativamente las soluciones a la ecuación (3.84), la cual se representa en forma rectangular como:

$$[I] = [Y][V] \quad (C1)$$

donde:

$$\begin{aligned} I_i &= c_i + jd_i & i &= 1, 2, \dots, n \\ Y_{ij} &= G_{ij} + jB_{ij} & i, j &= 1, 2, \dots, n \\ V_i &= e_i + jf_i & i &= 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

esto implica que:

$$c_i = \sum_{j=1}^n (G_{ij} e_j - B_{ij} f_j) \quad (C2)$$

$$d_i = \sum_{j=1}^n (B_{ij} e_j + G_{ij} f_j) \quad (C3)$$

Se quiere la solución de la ecuación

$$z = F(x) \quad (C4)$$

con:

$$z = [d_1 \quad d_2 \quad \dots \quad d_n \quad c_1 \quad c_2 \quad \dots \quad c_n]^T \quad (C5)$$

y

$$F(x) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^n (B_{ij} e_j + G_{ij} f_j) \\ \sum_{j=1}^n (G_{(i-n)j} e_j - B_{(i-n)j} f_j) \end{bmatrix} \quad \begin{matrix} i = 1, 2, \dots, n \\ i = n+1, n+2, \dots, 2n \end{matrix} \quad (C6)$$

El vector desconocido es:

$$x = [e_1 \quad e_2 \quad \dots \quad e_n \quad f_1 \quad f_2 \quad \dots \quad f_n]^T \quad (C7)$$

Por series de Taylor se sabe:

$$z - F(x) = [J]\Delta x \quad (C8)$$

donde:

$$[J] = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n} & G_{11} & G_{12} & \cdots & G_{1n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n1} & B_{n2} & \cdots & B_{nn} & G_{n1} & G_{n2} & \cdots & G_{nn} \\ G_{11} & G_{12} & \cdots & G_{1n} & -B_{11} & -B_{12} & \cdots & -B_{1n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{n1} & G_{n2} & \cdots & G_{nn} & -B_{n1} & -B_{n2} & \cdots & -B_{nn} \end{bmatrix} \quad (C9)$$

Se obtiene Δx a partir de (C8) y se sustituye en:

$$x_i^{(k+1)} = x_i^{(k)} + \Delta x_i^{(k)} \quad (C10)$$

con estos nuevos voltajes se calculan las inyecciones de corriente dadas por (3.85), y se repite la solución. El procedimiento continua hasta que dos valores sucesivos de cada I_i difieran únicamente por una tolerancia especificada.

APÉNDICE E

E1. Cálculo de los Elementos del Jacobiano con la Inclusión de los Modelos de Carga Estática no Lineales.

La potencia de cada generador esta dada por [86]:

$$P_i = Pm_i - |E_i|^2 G_{ii} \quad (D1)$$

$$\begin{aligned} Pe'_i &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (C_{ij} \cos \theta_{ij} - D_{ij} \sin \theta_{ij}) + E_i I_{GLi} \cos(\theta_i - \phi_i) \\ &= \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (C_{ij} \cos \theta_{ij} - D_{ij} \sin \theta_{ij}) + C_{in} \cos \theta_{in} - D_{in} \sin \theta_{in} + E_i I_{GLi} \cos(\theta_i - \phi_i) \end{aligned} \quad (D2)$$

$i = 1 : n$

La potencia del centro inercial, está definida por:

$$P'_{CI} = \sum_{i=1}^n P_i - 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n D_{ij} \cos \theta_{ij} + \sum_{i=1}^n E_i I_{GLi} \cos(\theta_i - \phi_i) \quad i = 1 : n \quad (D3)$$

$$f_i(\theta) = P_i - Pe'_i - \frac{M_i}{M_T} P'_{CI} ; M_T = \sum_{i=1}^n M_i \quad i = 1 : n \quad (D4)$$

Esto implica:

$$\frac{\partial f_i(\theta)}{\partial \theta_j} = \frac{\partial}{\partial \theta_j} (P_i) - \frac{\partial}{\partial \theta_j} (Pe'_i) - \frac{M_i}{M_T} \frac{\partial}{\partial \theta_j} (P'_{CI}) ; M_T = \sum_{i=1}^n M_i \quad \begin{matrix} i = 1 : n \\ j = 1 : n-1 \end{matrix} \quad (D5)$$

Por lo tanto:

$$J = \begin{bmatrix} -\frac{\partial Pe'_1}{\partial \theta_1} - \frac{M_1}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_1} & -\frac{\partial Pe'_1}{\partial \theta_2} - \frac{M_1}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_2} & \dots & -\frac{\partial Pe'_1}{\partial \theta_{n-1}} - \frac{M_1}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_{n-1}} \\ -\frac{\partial Pe'_2}{\partial \theta_1} - \frac{M_2}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_1} & -\frac{\partial Pe'_2}{\partial \theta_2} - \frac{M_2}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_2} & \dots & -\frac{\partial Pe'_2}{\partial \theta_{n-1}} - \frac{M_2}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_{n-1}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -\frac{\partial Pe'_{n-1}}{\partial \theta_1} - \frac{M_{n-1}}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_1} & -\frac{\partial Pe'_{n-1}}{\partial \theta_2} - \frac{M_{n-1}}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_2} & \dots & -\frac{\partial Pe'_{n-1}}{\partial \theta_{n-1}} - \frac{M_{n-1}}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_{n-1}} \\ -\frac{\partial Pe'_n}{\partial \theta_1} - \frac{M_n}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_1} & -\frac{\partial Pe'_n}{\partial \theta_2} - \frac{M_n}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_2} & \dots & -\frac{\partial Pe'_n}{\partial \theta_{n-1}} - \frac{M_{n-1}}{M_T} \frac{\partial P'_{CI}}{\partial \theta_{n-1}} \end{bmatrix} \quad (D6)$$

Cálculo de las primeras derivadas:

$$\frac{\partial Pe'_i}{\partial \theta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (-D_{ij} \sin \theta_{ij} + C_{ij} \cos \theta_{ij}) + (-D_{in} \sin \theta_{in} + C_{in} \cos \theta_{in}) \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] - E_i I_{GLi} \sin(\theta_i - \phi_i) \quad i = 1 : n-1 \quad (D7)$$

$$\frac{\partial P e_i'}{\partial \theta_j} = D_{ij} \text{Sen} \theta_{ij} - C_{ij} \text{Cos} \theta_{ij} + (-D_{in} \text{Sen} \theta_{in} + C_{in} \text{Cos} \theta_{in}) \left[\frac{M_j}{M_n} \right] \quad \begin{array}{l} i \neq j \\ j = 1 : n-1 \end{array} \quad (D8)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{Cl}'}{\partial \theta_i} = & 2 \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{ij} \text{Sen} \theta_{ij}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{jn} \text{Sen} \theta_{jn}) + D_{in} \text{Sen} \theta_{in} \left(1 + \frac{M_i}{M_n} \right) \right] \\ & + E_i I_{GLi} \text{Sen}(\theta_i - \phi_i) - \frac{M_i}{M_n} E_n I_{GLn} \text{Sen}(\theta_n - \phi_n) \end{aligned} \quad (D9)$$

$i = 1 : n-1$

Por lo tanto los elementos del Jacobiano son:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_i(\theta)}{\partial \theta_i} = & \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{ij} \text{Sen} \theta_{ij} - C_{ij} \text{Cos} \theta_{ij}) + (D_{in} \text{Sen} \theta_{in} - C_{in} \text{Cos} \theta_{in}) \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] + E_i I_{GLi} \text{Sen}(\theta_i - \phi_i) \\ & - 2 \frac{M_i}{M_T} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{ij} \text{Sen} \theta_{ij}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{jn} \text{Sen} \theta_{jn}) + \left(1 + \frac{M_i}{M_n} \right) D_{in} \text{Sen} \theta_{in} \right] \\ & - \frac{M_i}{M_T} E_i I_{GLi} \text{Sen}(\theta_i - \phi_i) + \frac{M_i}{M_T} \frac{M_i}{M_n} E_n I_{GLn} \text{Sen}(\theta_n - \phi_n) \end{aligned} \quad (D10)$$

$i = 1 : n-1$

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_i(\theta)}{\partial \theta_j} = & -D_{ij} \text{Sen} \theta_{ij} + C_{ij} \text{Cos} \theta_{ij} + \left[\frac{M_j}{M_n} \right] (D_{in} \text{Sen} \theta_{in} - C_{in} \text{Cos} \theta_{in}) \\ & - 2 \frac{M_i}{M_T} \left[\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^{n-1} (D_{jk} \text{Sen} \theta_{jk}) + \left(\frac{M_j}{M_n} \right) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^{n-1} (D_{kn} \text{Sen} \theta_{kn}) + \left(1 + \frac{M_j}{M_n} \right) D_{jn} \text{Sen} \theta_{jn} \right] \\ & - \frac{M_i}{M_T} E_j I_{GLj} \text{Sen}(\theta_j - \phi_j) + \frac{M_i}{M_T} \frac{M_j}{M_n} E_n I_{GLn} \text{Sen}(\theta_n - \phi_n) \end{aligned} \quad (D11)$$

$j = 1 : n-1 ; j \neq i$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial f_n(\theta)}{\partial \theta_i} = & \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] (-D_{in} \text{Sen} \theta_{in} + C_{in} \text{Cos} \theta_{in}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (-D_{nj} \text{Sen} \theta_{nj} + C_{nj} \text{Cos} \theta_{nj}) - \left(\frac{M_i}{M_n} \right) E_n I_{GLn} \text{Sen}(\theta_n - \phi_n) \\
& - 2 \frac{M_n}{M_T} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{ij} \text{Sen} \theta_{ij}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{jn} \text{Sen} \theta_{jn}) + \left(1 + \frac{M_i}{M_n} \right) D_{in} \text{Sen} \theta_{in} \right] \\
& - \frac{M_n}{M_T} E_i I_{GLi} \text{Sen}(\theta_i - \phi_i) + \frac{M_n}{M_T} \frac{M_i}{M_n} E_n I_{GLn} \text{Sen}(\theta_n - \phi_n) \\
& i = 1 : n - 1
\end{aligned} \tag{D12}$$

E2. Elementos del Hessiano.

Para el caso en donde se requiera emplear métodos casi-Newton para la obtención de los PEI's, se requiere el cálculo de los elementos de la matriz de Hess o Hessiano [86], a continuación se muestra la modificación que sufren dichos elementos de la matriz de Hess por la incorporación del modelo de cargas no lineales en la función de energía transitoria. El Hessiano está dado por:

$$G_i = \left[\frac{\partial^2 f_i}{\partial f_j \partial f_k} \right] \quad i = 1, \dots, n; \quad j = 1, \dots, n-1; \quad k = 1, \dots, n-1 \tag{D13}$$

Por lo tanto, los elementos del Hessiano están dados por:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 f_i(\theta)}{\partial \theta_i^2} = & \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{ij} \text{Cos} \theta_{ij} + C_{ij} \text{Sen} \theta_{ij}) + (D_{in} \text{Cos} \theta_{in} + C_{in} \text{Sen} \theta_{in}) \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right]^2 + E_i I_{GLi} \text{Cos}(\theta_i - \phi_i) \\
& - 2 \frac{M_i}{M_T} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{ij} \text{Cos} \theta_{ij}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right)^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{jn} \text{Cos} \theta_{jn}) + \left(1 + \frac{M_i}{M_n} \right)^2 D_{in} \text{Cos} \theta_{in} \right] \\
& - \frac{M_i}{M_T} E_i I_{GLi} \text{Cos}(\theta_i - \phi_i) + \frac{M_i}{M_T} \left(\frac{M_i}{M_n} \right)^2 E_n I_{GLn} \text{Cos}(\theta_n - \phi_n) \\
& i = 1 : n - 1
\end{aligned} \tag{D14}$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 f_i(\theta)}{\partial \theta_i \partial \theta_j} = & -D_{ij} \text{Cos} \theta_{ij} - C_{ij} \text{Sen} \theta_{ij} + \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] \left(\frac{M_j}{M_n} \right) (D_{in} \text{Cos} \theta_{in} - C_{in} \text{Sen} \theta_{in}) \\
& - 2 \frac{M_i}{M_T} \left[-D_{ij} \text{Cos} \theta_{ij} + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \left(1 + \frac{M_j}{M_n} \right) (D_{jn} \text{Cos} \theta_{jn}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \left(\frac{M_j}{M_n} \right) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^{n-1} D_{kn} \text{Cos} \theta_{kn} \right] \\
& - 2 \left(\frac{M_i}{M_T} \right) \left(1 + \frac{M_i}{M_n} \right) \left(\frac{M_j}{M_n} \right) D_{in} \text{Cos} \theta_{in} - \frac{M_i}{M_T} \frac{M_i}{M_n} \frac{M_j}{M_n} E_n I_{GLn} \text{Cos}(\theta_n - \phi_n) \\
& j = 1 : n - 1
\end{aligned} \tag{D15}$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 f_i(\theta)}{\partial \theta_j^2} &= D_{ij} \text{Cos} \theta_{ij} + C_{ij} \text{Sen} \theta_{ij} + \left[\frac{M_j}{M_n} \right]^2 (D_{in} \text{Cos} \theta_{in} + C_{in} \text{Sen} \theta_{in}) \\
&\quad - 2 \frac{M_i}{M_T} \left[\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{n-1} (D_{ji} \text{Cos} \theta_{ji}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right)^2 \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{n-1} (D_{in} \text{Cos} \theta_{in}) + \left(1 + \frac{M_j}{M_n} \right)^2 D_{jn} \text{Cos} \theta_{jn} \right] \\
&\quad - \frac{M_i}{M_T} E_j I_{GLj} \text{Cos}(\theta_j - \phi_j) + \frac{M_i}{M_T} \left(\frac{M_j}{M_n} \right)^2 E_n I_{GLn} \text{Cos}(\theta_n - \phi_n) \\
&\quad i, j = 1 : n-1 ; j \neq i
\end{aligned} \tag{D16}$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 f_i(\theta)}{\partial \theta_j \partial \theta_k} &= \frac{M_i}{M_T} \frac{M_i}{M_n} (D_{in} \text{Cos} \theta_{in} + C_{in} \text{Sen} \theta_{in}) \\
&\quad - 2 \frac{M_i}{M_T} \left[-D_{jk} \text{Cos} \theta_{jk} + \left(\frac{M_j}{M_n} \right) \left(1 + \frac{M_k}{M_n} \right) (D_{kn} \text{Cos} \theta_{kn}) + \left(\frac{M_j}{M_n} \right) \left(\frac{M_k}{M_n} \right) \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k, j}}^{n-1} D_{in} \text{Cos} \theta_{in} \right] \\
&\quad - 2 \left(\frac{M_i}{M_T} \right) \left(1 + \frac{M_j}{M_n} \right) \left(\frac{M_k}{M_n} \right) D_{jn} \text{Cos} \theta_{jn} - \frac{M_i}{M_T} \frac{M_j}{M_n} \frac{M_k}{M_n} E_n I_{GLn} \text{Cos}(\theta_n - \phi_n) \\
&\quad i, j, k = 1 : n-1 ; i \neq j, k
\end{aligned} \tag{D17}$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 f_n(\theta)}{\partial \theta_i^2} &= \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right]^2 (D_{ni} \text{Cos} \theta_{ni} + C_{ni} \text{Sen} \theta_{ni}) + \left[\frac{M_i}{M_n} \right]^2 \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{n-1} (D_{nj} \text{Cos} \theta_{nj} + C_{nj} \text{Sen} \theta_{nj}) \\
&\quad + \left(\frac{M_i}{M_n} \right)^2 E_n I_{GLn} \text{Cos}(\theta_n - \phi_n) \\
&\quad - 2 \frac{M_n}{M_T} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{ij} \text{Cos} \theta_{ij}) + \left(\frac{M_i}{M_n} \right)^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (D_{jn} \text{Cos} \theta_{jn}) + \left(1 + \frac{M_i}{M_n} \right)^2 D_{in} \text{Cos} \theta_{in} \right] \\
&\quad - \frac{M_n}{M_T} E_i I_{GLi} \text{Cos}(\theta_i - \phi_i) + \frac{M_n}{M_T} \left(\frac{M_i}{M_n} \right)^2 E_n I_{GLn} \text{Cos}(\theta_n - \phi_n) \\
&\quad i = 1 : n-1
\end{aligned} \tag{D18}$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial^2 f_n(\theta)}{\partial \theta_i \partial \theta_j} = & \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] \left(\frac{M_j}{M_n} \right) (D_{ni} \cos \theta_{ni} + C_{ni} \sin \theta_{ni}) + \left[1 + \frac{M_j}{M_n} \right] \left(\frac{M_i}{M_n} \right) (D_{nj} \cos \theta_{nj} + C_{nj} \sin \theta_{nj}) \\
& + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \left(\frac{M_j}{M_n} \right) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^{n-1} (D_{nk} \cos \theta_{nk} + C_{nk} \sin \theta_{nk}) + \frac{M_i}{M_n} \frac{M_j}{M_n} E_n I_{GLn} \cos(\theta_n - \phi_n) \\
& - 2 \frac{M_n}{M_T} \left[-D_{ij} \cos \theta_{ij} + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \left(\frac{M_j}{M_n} \right) \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^{n-1} D_{kn} \cos \theta_{kn} + \left(\frac{M_i}{M_n} \right) \left(1 + \frac{M_j}{M_n} \right) (D_{jn} \cos \theta_{jn}) \right] \\
& - 2 \left(\frac{M_n}{M_T} \right) \left(\frac{M_j}{M_n} \right) \left(1 + \frac{M_i}{M_n} \right) D_{in} \cos \theta_{in} - \frac{M_n}{M_T} \frac{M_i}{M_n} \frac{M_j}{M_n} E_n I_{GLn} \cos(\theta_n - \phi_n)
\end{aligned} \tag{D19}$$

$j = 1 : n-1$

Intencionalmente en blanco

APÉNDICE F

F1. Diagrama Unifilar y Parámetros del Sistema WSCC Modificado.

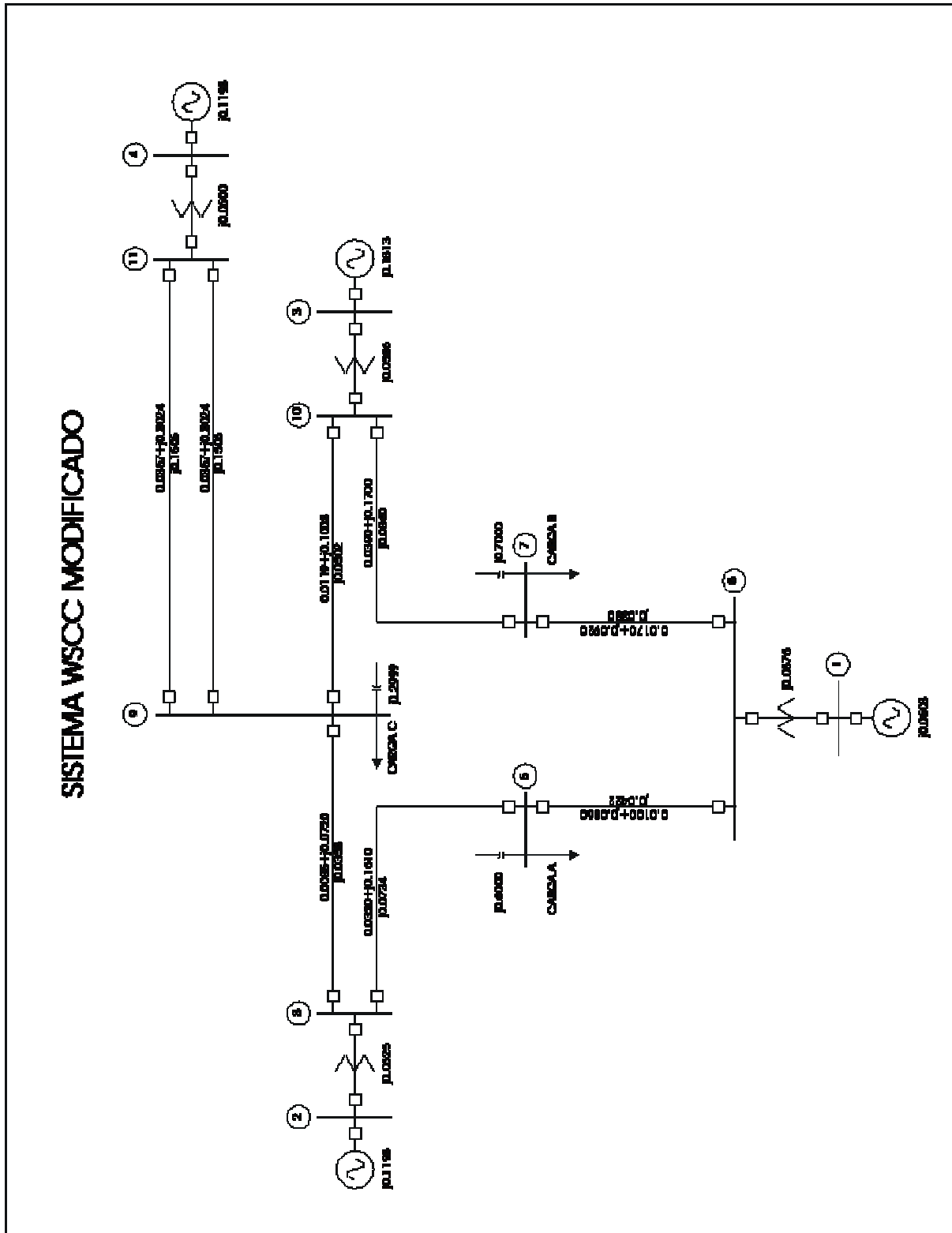


Figura F1. Sistema WSCC modificado

Parámetros de líneas

PBUS	QBUS	R	X	BA	TAP	ANGLE
1	5	0.0000	0.0576	0.0000	1.0000	0.0000
2	8	0.0000	0.0625	0.0000	1.0000	0.0000
3	10	0.0000	0.0586	0.0000	1.0000	0.0000
4	11	0.0000	0.0600	0.0000	1.0000	0.0000
5	6	0.0100	0.0850	0.0422	0.0000	0.0000
5	7					
0.0170	0.0920	0.0380	0.0000	0.0000		
6	8	0.0320	0.1610	0.0734	0.0000	0.0000
7	10	0.0390	0.1700	0.0860	0.0000	0.0000
8	9	0.0085	0.0720	0.0358	0.0000	0.0000
9	10	0.0119	0.1008	0.0502	0.0000	0.0000
9	11	0.0357	0.3024	0.1506	0.0000	0.0000
9	11	0.0357	0.3024	0.1506	0.0000	0.0000

Parámetros de cargas

6	00.95000	0.95000	0.05000	0.05000	0.00000	0.00000
7	00.95000	0.95000	0.05000	0.05000	0.00000	0.00000
9	00.95000	0.95000	0.05000	0.05000	0.00000	0.00000

Parámetros de máquinas

BUS	X'd	H (MW/MVA)
1	0.0608	23.6400
2	0.1198	6.4000
3	0.1813	3.0100
4	0.1198	6.4000

F2. Diagrama Unifilar y Parámetros del Sistema de Nueva Inglaterra.

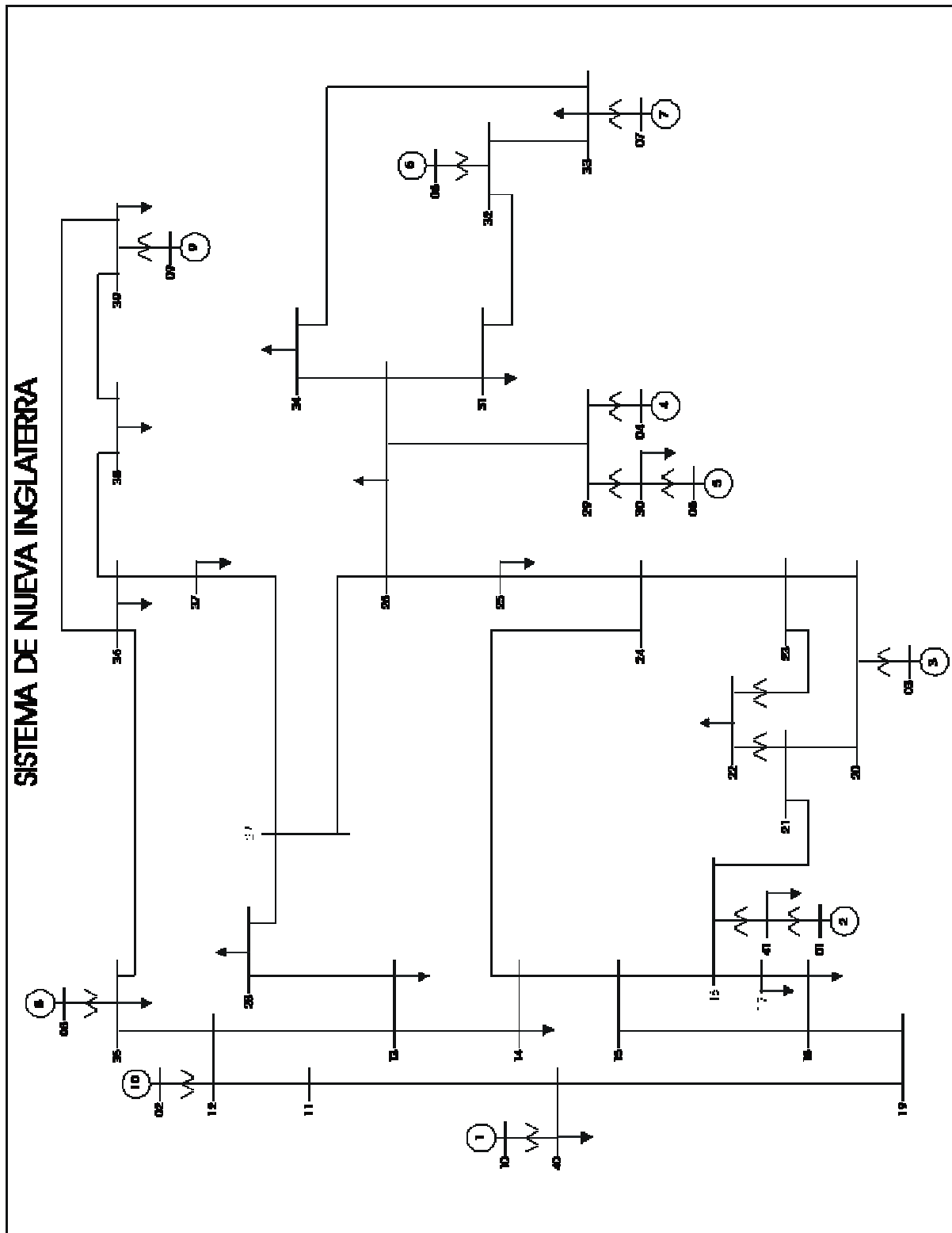


Figura F2. Sistema de Nueva Inglaterra

Parámetros de líneas

PBUS	QBUS	R	X	BA	TAP	ANGLE
1	41	0.0000	0.0001	0.0000	1.0000	0.0000
2	12	0.0000	0.0181	0.0000	1.0250	0.0000
3	20	0.0000	0.0200	0.0000	1.0700	0.0000
4	29	0.0007	0.0142	0.0000	1.0700	0.0000
5	30	0.0009	0.0180	0.0000	1.0090	0.0000
6	32	0.0000	0.0143	0.0000	1.0250	0.0000
7	33	0.0005	0.0272	0.0000	1.0000	0.0000
8	35	0.0006	0.0232	0.0000	1.0250	0.0000
9	39	0.0008	0.0156	0.0000	1.0250	0.0000
10	40	0.0000	0.0001	0.0000	1.0000	0.0000
11	40	0.0010	0.0250	0.7500	0.0000	0.0000
11	12	0.0035	0.0411	0.6987	0.0000	0.0000
12	13	0.0013	0.0151	0.2572	0.0000	0.0000
12	35	0.0070	0.0086	0.1460	0.0000	0.0000
13	14	0.0013	0.0213	0.2214	0.0000	0.0000
13	28	0.0011	0.0133	0.2138	0.0000	0.0000
14	15	0.0008	0.0128	0.1342	0.0000	0.0000
14	24	0.0008	0.0129	0.1382	0.0000	0.0000
15	16	0.0002	0.0026	0.0434	0.0000	0.0000
15	18	0.0008	0.0112	0.1476	0.0000	0.0000
16	17	0.0006	0.0092	0.1130	0.0000	0.0000
16	21	0.0007	0.0082	0.1389	0.0000	0.0000
17	18	0.0004	0.0046	0.0780	0.0000	0.0000
18	19	0.0023	0.0363	0.3804	0.0000	0.0000
19	40	0.0010	0.0250	1.2000	0.0000	0.0000
20	21	0.0004	0.0043	0.0729	0.0000	0.0000
20	23	0.0004	0.0043	0.0729	0.0000	0.0000
21	22	0.0016	0.0435	0.0000	1.0060	0.0000
23	22	0.0016	0.0435	0.0000	1.0060	0.0000
23	24	0.0009	0.0101	0.1724	0.0000	0.0000
24	25	0.0018	0.0217	0.3660	0.0000	0.0000
25	26	0.0009	0.0094	0.1710	0.0000	0.0000
26	27	0.0007	0.0089	0.1342	0.0000	0.0000
26	29	0.0016	0.0195	0.3040	0.0000	0.0000
26	31	0.0008	0.0135	0.2548	0.0000	0.0000
26	34	0.0003	0.0059	0.0680	0.0000	0.0000
27	28	0.0007	0.0082	0.1319	0.0000	0.0000
27	37	0.0013	0.0173	0.3216	0.0000	0.0000
30	29	0.0007	0.0138	0.0000	1.0600	0.0000
31	32	0.0008	0.0140	0.2565	0.0000	0.0000
32	33	0.0006	0.0096	0.1846	0.0000	0.0000
33	34	0.0022	0.0350	0.3610	0.0000	0.0000
35	36	0.0032	0.0323	0.5130	0.0000	0.0000
36	37	0.0014	0.0147	0.2396	0.0000	0.0000
36	38	0.0043	0.0474	0.7802	0.0000	0.0000
36	39	0.0057	0.0625	1.0290	0.0000	0.0000
38	39	0.0014	0.0151	0.2490	0.0000	0.0000
41	16	0.0000	0.0250	0.0000	1.0700	0.0000

Parámetros de cargas

BUS	FZA	GZA	FIA	GIA	FSA	GSA
13	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
14	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
17	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
18	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
22	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
25	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
26	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
28	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
30	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
31	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
33	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
34	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
35	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
36	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
37	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
38	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
39	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
40	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
41	01.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Parámetros de máquinas

BUS	X'd	H (MW/MVA)
1	0.0697	30.3000
2	0.0310	42.0000
3	0.0531	35.8000
4	0.0440	38.6000
5	0.1320	26.0000
6	0.0500	34.8000
7	0.0490	26.4000
8	0.0570	24.3000
9	0.0570	34.5000
10	0.0060	500.0000

Intencionalmente en blanco


```

END=LIST(PBUS)
3213 QBUS=FAR(END)
IF(CABS(YMUT2(END)),EQ.0.0)GOTO 3214
CURR=CURR+VMOD(QBUS)*YMUT2(END)
CALL PSHIFT(END,YMUT2,YPQ,PHASE)
YSH=YSH-YPQ
3214 IF(NEXT(END),EQ.0)GOTO 3216
END=NEXT(END)
GOTO 3213
3216 CONTINUE

! SUBSTRAE CORRIENTE A TIERRA
CURR=CURR-VMOD(PBUS)*YSH
SFLOW(PBUS)=SFLOW(PBUS)+VMOD(PBUS)*CONJG(CURR)

! CALCULA COMPONENTES DE CARGA NO-LINEAL
PIC(PBUS)=PIC(PBUS)+REAL(VMOD(PBUS)*CONJG(VCI(PBUS)))
QIC(PBUS)=QIC(PBUS)+AIMAG(VMOD(PBUS)*CONJG(VCI(PBUS)))
PSC(PBUS)=PSC(PBUS)+REAL(VMOD(PBUS)*CONJG(VCS(PBUS)))
QSC(PBUS)=QSC(PBUS)+AIMAG(VMOD(PBUS)*CONJG(VCS(PBUS)))
PL(PBUS)=PZC(PBUS)+PIC(PBUS)+PSC(PBUS)
QL(PBUS)=QZC(PBUS)+QIC(PBUS)+QSC(PBUS)
PLA=PL(PBUS)
QLA=QL(PBUS)

! TRANSFORMA COMPONENTES DE CARGA (IMP.CTE.)A ADMITANCIAS EN DERIVACION
YSHUNT(PBUS)=YSHUNT(PBUS)+YSH
GSHUNA=REAL(YSHUNT(PBUS))
BSHUNA=AIMAG(YSHUNT(PBUS))
PSHUN=-EMAGA*EMAGA*GSHUNA
QSHUN=-EMAGA*EMAGA*BSHUNA
IF(NTYPE(PBUS),EQ.0)AREA(PBUS)=0
IF(NTYPE(PBUS),EQ.1.AND.GSHUNA,NE.0)AREA(PBUS)=0
PMISS=PG(PBUS)-PL(PBUS)-REAL(SFLOW(PBUS))-PSHUN
QMISS=QG(PBUS)-QL(PBUS)-AIMAG(SFLOW(PBUS))-QSHUN
3217 CONTINUE

! ESCRIBE DATOS DE NODO UNIT=20
WRITE(30,3219)PBUS,AREA(PBUS),NTYPE(PBUS),EMAGA,ARGA,PG(PBUS),QG(PBUS),PLA,QLA,GSHUNA,BSHUNA,PMI
SS,QMISS
3219 FORMAT(1X,I3,1X,I3,1F6.4,F6.2,6F7.4,2F7.1)
3218 CONTINUE

WRITE(20,3225)PBUS,KV(PBUS),AREA(PBUS),NTYPE(PBUS),EMAGA,ARGA,PG(PBUS),QG(PBUS),PLA,QLA,GSHUNA,B
SHUNA
3225 FORMAT(1X,I4,A4,I2,I1,F6.4,F6.2,4F6.1,2F8.4)
YBUSPROP(PBUS,PBUS)=CMPLX(GSHUNA,BSHUNA)
NBUS=NBUS+1
3220 CONTINUE

! ESCRIBE FINAL DE DATOS
WRITE(20,3226)
3226 FORMAT(X)

! SALIDA DE DATOS DE LINEA PARA RED EQUIVALENTE UNIT=21
WRITE(21,103)
103 FORMAT(/,'LINEAS EN RED EQUIVALENTE :')
NLINE=NLSAVE
DO 3240 PBUS=1,NG
IF(LIST(PBUS),EQ.0)GOTO 3240
IF(NSTATE(PBUS),EQ.-1)GOTO 3240
END=LIST(PBUS)
3245 QBUS=FAR(END)

! CHECA SI LA LINEA HA SIDO SACADA
IF(QBUS,LT,PBUS)GOTO 3246
BRANCH=(END+1)/2

! CHECA SI LA LINEA HA SIDO PRESENTADA
IF(CABS(YMUT2(END)),EQ.0.0)GOTO 3246
CALL PSHIFT(END,YMUT2,YPQ,PHASE)
ZPQ=1.0/YPQ
R=REAL(ZPQ)
X=AIMAG(ZPQ)
BA=0.0
TAP=1.0
ANGLE=PHASE*180.0/PI
! WRITE(6,3241)PBUS,QBUS,R,X,BA,TAP,ANGLE
WRITE(21,3241)PBUS,QBUS,R,X,BA,TAP,ANGLE
3241 FORMAT(1X,I4,4X,I4,5F10.4)
YBUSMUT(PBUS,QBUS)=1/CMPLX(R,X)
YBUSMUT(QBUS,PBUS)=YBUSMUT(PBUS,QBUS)
NLINE=NLINE+1
3246 IF(NEXT(END),EQ.0)GOTO 3247
END=NEXT(END)
GOTO 3245
3247 CONTINUE
3240 CONTINUE

! ESCRIBE DATOS FINALES DE LINEA
WRITE(21,3250)
3250 FORMAT(X)

! ESCRIBE DATOS DE CARGA
! WRITE(6,3255)
3255 FORMAT('1 DATOS DE CARGA PARA RED EQUIVALENTE/')
NLOAD=0
DO 3261 PBUS=1,NBUSES
IF(PBUS>NG.AND.PBUS<2*NG+1)THEN
PL(PBUS)=0.0 ; QL(PBUS)=0.0
END IF
IF(PL(PBUS),EQ.0.0.AND.QL(PBUS),EQ.0.0)GOTO 3261
IF(LIST(PBUS),EQ.0.AND.NSTATE2(PBUS),NE.1)GOTO 3261
I=PBUS
NLOAD=NLOAD+1

! CONVIERTE MW DE COMPONENTE DE CARGAS A FRACCIONES
FZA=1.0 ; FIA=0.0 ; FSA=0.0
GZA=1.0 ; GIA=0.0 ; GSA=0.0
IF(PL(I),EQ.0.0)GOTO 3256
FZA=PZC(I)/PL(I)
FIA=PIC(I)/PL(I)
FSA=PSC(I)/PL(I)
3256 IF(QL(I),EQ.0.0)GOTO 3257
GZA=QZC(I)/QL(I)
GIA=QIC(I)/QL(I)
GSA=QSC(I)/QL(I)
3257 CONTINUE

! ESCRIBE DATOS DE REPRESENTACION DE CARGA EN 23
WRITE(23,3258)I,FZA,GZA,FIA,GIA,FSA,GSA
3258 FORMAT(1X,I4,2X,6F7.3)
3259 FORMAT(' ',1X,I4,2X,6F7.3)
3260 CONTINUE
3261 CONTINUE
WRITE(23,3262)
3262 FORMAT(X)

! SE CALCULAN LAS ADMITANCIAS DE LINEAS EN NODOS RETENIDOS
DO I=1,NB
IF(I<=NG)THEN
STATE(I)=0
ELSE
STATE(I)=1
END IF
END DO
WRITE(30,'')(YMUT(I),FARMOD(I),I=1,2*LINE)

DO I=1,2*LINE,2
PBUS=FARMOD(I)
QBUS=FARMOD(I+1)
IF(STATE(PBUS)=1.AND.STATE(QBUS)=1)THEN
YBUSMUT(PBUS+NG,QBUS+NG)=-YMUT(I)
YBUSMUT(QBUS+NG,PBUS+NG)=-YMUT(I+1)
NLINE=NLINE+1
ELSE
YBUSMUT(PBUS+NG,QBUS+NG)=0.0
YBUSMUT(QBUS+NG,PBUS+NG)=0.0
END IF
END DO
NLINE=NLINE+NINPAR

DO I=1,NBUSES
YBUSRED(I,I)=YBUSPROP(I,I)
DO J=1,NBUSES
YBUSRED(I,I)=YBUSRED(I,I)+YBUSMUT(I,J)
END DO
END DO

DO I=1,NBUSES
DO J=1,NBUSES
IF(J=I)THEN
YBUSRED(I,J)=-YBUSMUT(I,J)
ENDIF
END DO
END DO

WRITE(30,7090)((I,J),YBUSRED(I,J),J=1,NBUSES),I=1,NBUSES)
IF(NUMRED==2.OR.NUMRED==4.OR.NUMRED==6)GOTO 10000

! SE MODIFICAN LAS ADM. EN PARALELO Y LOS FLUJOS
DO I=1,NBUSES
COMODIN=YSHUNT(I) ; YSHUNT(I)=0.0 ; YSHUNT(I-NG)=COMODIN
COMODIN=BCAP(I) ; BCAP(I)=0.0 ; BCAP(I-NG)=COMODIN
ENDDO

NINPAR=0 ; NBRAN=0.0 ; NELIM=0.0 ; LAST=100
IELIM=NB ; LINE=0

DO I=1,200
LIST(I)=0 ; NSTATE(I)=0 ; NSTATE2(I)=0 ; NORDER(I)=0 ; NCONN(I)=0
YSELF2(I)=(0.0,0.0) ; YSHUNT(I)=(0.0,0.0)
ENDDO

DO I=1,900
YMUT2(I)=(0.0,0.0) ; NEXT(I)=0 ; FAR(I)=0 ; FAR2(I)=0
ENDDO

```

```

YBUSMUT=0.0 ; YBUSPROP=0.0

! VECTOR YSELF2
DO I=1,NG
  YSELF2(I)=YBUSRED(I,I)
  WRITE(30,*)YSELF DE:I,YSELF2(I)
ENDDO
DO I=2*NG+1,NBUSES
  YSELF2(I-NG)=YBUSRED(I,I)
  WRITE(30,*)YSELF DE:I-NG,YSELF2(I-NG)
ENDDO

! VECTOR YMUT2
K=1
DO I=2*NG+1,NBUSES
  DO J=1,NG
    IF(YBUSRED(I,J)=0.0)THEN
      YMUT2(K)=YBUSRED(I,J)
      FAR2(K)=J
      K=K+1
      YMUT2(K)=YBUSRED(J,I)
      FAR2(K)=I-NG
      K=K+1
    ENDF
  ENDDO
DO I=2*NG+2,NBUSES
  DO J=2*NG+1,NBUSES
    IF(YBUSRED(I,J)/=0.0.AND.J<I)THEN
      YMUT2(K)=YBUSRED(I,J)
      FAR2(K)=J-NG
      K=K+1
      YMUT2(K)=YBUSRED(J,I)
      FAR2(K)=I-NG
      K=K+1
    ENDF
  ENDDO
ENDDO

DO I=1,NB
  NSTATE2(I)=1
ELSE
  NSTATE2(I)=0
ENDIF
ENDDO

! SE RECALCULAN LOS VECTORES LIST, FAR Y NEXT
CALL VECTORES(FAR2,LIST,NEXT,FAR)

! SE MODIFICAN LOS VOLTAJES EN LOS BUSES,
! PZC,QZC,PIC,QIC,PSC,QSC,PL Y QL
VMOD=0.0
VMOD=E

DO I=2*NG+1,NBUSES
  COMODIN1=PZC(I) ; PZC(I)=0.0 ; PZC(I-NG)=COMODIN1
  COMODIN1=QZC(I) ; QZC(I)=0.0 ; QZC(I-NG)=COMODIN1
  COMODIN1=PIC(I) ; PIC(I)=0.0 ; PIC(I-NG)=COMODIN1
  COMODIN1=QIC(I) ; QIC(I)=0.0 ; QIC(I-NG)=COMODIN1
  COMODIN1=PSC(I) ; PSC(I)=0.0 ; PSC(I-NG)=COMODIN1
  COMODIN1=QSC(I) ; QSC(I)=0.0 ; QSC(I-NG)=COMODIN1
  COMODIN1=PL(I) ; PL(I)=0.0 ; PL(I-NG)=COMODIN1
  COMODIN1=QL(I) ; QL(I)=0.0 ; QL(I-NG)=COMODIN1
ENDDO

! SUMA SUCEPTANCIAS CAPACITIVAS Y COMPONENTES DE CARGAS
! COMO ADMITANCIA CONSTANTE A YBUS
DO I=1,NB
  YCARGA(I)=CMPLX(PZC(I),-QZC(I))/CABS(VMOD(I))**2
  IF(YPTRANSF2(I)/=0.0)THEN
    YSELF2(I)=YSELF2(I)+YCARGA(I)+BCAP(I)+YPTRANSF2(I)
  ELSE
    YSELF2(I)=YSELF2(I)+YCARGA(I)+BCAP(I)
  ENDF
END DO

NBUSES=NB ; NBUS=0 ; FARMOD=FAR2 ; VCI=VCI2 ; VCS=VCS2

DO I=1,NBUSES
  DO J=1,NBUSES
    YBUSRED(I,J)=0.0
  ENDDO
ENDDO
WRITE(30,*)(YMUT2 DE:FAR2(I),YMUT2(I),I=1,2*NB+2*NG)

DO I=1,NBUSES
  YBUSRED(I,I)=YSELF2(I)

```

```

ENDDO

DO I=1,2*KLINE,2
  J=I+1
  PBUS=FAR2(I)
  QBUS=FAR2(J)
  YBUSRED(PBUS,QBUS)=YMUT2(I)
  YBUSRED(QBUS,PBUS)=YMUT2(J)
ENDDO

WRITE(25,*)LA MATRIZ Ybus REDUCIENDO LOS NODOS TERMINALES ES:
DO I=1,NBUSES
  DO J=1,NBUSES
    IF(YBUSRED(I,J)/=0.0)THEN
      WRITE(25,7005)I,J,YBUSRED(I,J)
7005 FORMAT(1X,YBUSRED('I4','I4,')= '2F10.4)
    ENDF
  ENDDO
ENDDO

! SE DEFINEN LAS SUBMATRICES DE Ybus
DO I=NG+1,NBUSES
  DO J=NG+1,NBUSES
    SMYBUS22(I-NG,J-NG)=YBUSRED(I,J)
    IF(SMYBUS22(I-NG,J-NG)/=0.0) THEN
      WRITE(25,7006)I-NG,J-NG,SMYBUS22(I-NG,J-NG)
7006 FORMAT(1X,SMYBUS22('I4','I4,')= '2F10.4)
    ENDF
  ENDDO
ENDDO

DO I=1,NG
  DO J=NG+1,NBUSES
    SMYBUS12(I,J-NG)=YBUSRED(I,J)
    IF(SMYBUS12(I,J-NG)/=0.0) THEN
      WRITE(25,7007)I,J-NG,SMYBUS12(I,J-NG)
7007 FORMAT(1X,SMYBUS12('I4','I4,')= '2F10.4)
    ENDF
  ENDDO
ENDDO

! SE INVIERTE LA SUBMATRIZ SMYBUS22
CALL INVERSION(RESBUSES,SMYBUS22,SMZBUS22)

! SE MULTIPLICAN LAS DOS SUBMATRICES
CALL MULTIPLICACION(NG,RESBUSES,SMYBUS12,SMZBUS22,MULTSUB)

IF(NUMRED==1)THEN
  MULTSUB1=MULTSUB
ELSE IF(NUMRED==3)THEN
  MULTSUB2=MULTSUB
ELSE
  MULTSUB3=MULTSUB
ENDIF

WRITE(25,*)MULTIPLICACION DE SUBMATRICES:
DO I=1,NG
  DO J=1,RESBUSES
    WRITE(25,7008)I,J,MULTSUB(I,J)
7008 FORMAT(1X,MULTSUB('I4','I4,')= '2F10.4)
  ENDDO
ENDDO

NUMRED=NUMRED+1 !AUMENTA CONTADOR PARA REDUCCIONES
GOTO 3165 !REGRESA A EFECTUAR LA REDUCCION A LOS
NODOS INTERNOS

! CALCULO Y ESCRITURA DE LAS MATRICES REDUCIDAS A LOS NODOS INTERNOS
10000 IF(NUMRED==2)THEN
  DO I=1,NG
    DO J=1,NG
      YMBUS(I,J)=YBUSRED(I,J)
    ENDDO
  ENDDO
  WRITE(24,200) ; !WRITE(6,200)
200 FORMAT(//1X,LA MATRIZ Ybus REDUCIDA DE PREFALLA ES: )
  CALL ESCRITURA(YMBUS,NG)
  CLOSE(1) !FILE=CONWSCC.DAT
  CLOSE(9) !FILE=MAQWSCC.DAT
  CLOSE(10) !FILE=BUSWSCC.DAT
  CLOSE(11) !FILE=LINWSCC.DAT
  CLOSE(12) !FILE=LOADWSCC.DAT
  GOTO 7800 !REGRESA A LA REDUCCION DE LA
MATRIZ DE FALLA
ELSE IF(NUMRED==4)THEN
  DO I=1,NG
    DO J=1,NG
      YMBUSF(I,J)=YBUSRED(I,J)
    ENDDO
  ENDDO
  WRITE(24,210) ; !WRITE(6,210)
210 FORMAT(//1X,LA MATRIZ Ybus REDUCIDA DE FALLA ES: )
  CALL ESCRITURA(YMBUSF,NG)
  CLOSE(1) !FILE=CONWSCC.DAT

```



```

DO J=1,NG
  AUX=0.0; AUX1=0.0
  AUX1=CABS(EQI(J))*2*REAL(YMBUSF(J,J))+&
  CABS(EQI(J))*CABS(IGLF(J))*COS(TETA2(J)-FIF(J))
  DO K=1,NG
    IF(K=J)THEN
      AUX=AUX+C(J,K)*SIN(TETA2(J)-TETA2(K))+D(J,K)*COS(TETA2(J)-TETA2(K))
    END IF
  END DO
  PG(J)=AUX1+AUX

!***** SE CALCULA POTENCIA DE ACELERACION
  PA(J)=PM(J)-PG(J)

!***** SE CALCULA CAMBIO DE VELOCIDAD Y ANGULO
! EN CADA INCREMENTO DE TIEMPO (DTIME).
  DELTW(J)=(PA(J)*TL)/(2.0*HMAQ(J))
  DELTDEL(J)={(377.0*57.3)*(DELTW(J)*TL/2.0)}*S1
  DELT(J)=DELT(J)+DELTDEL(J)
  WAO(J)=WAO(J)+DELTW(J)
END DO

2000   format(1x,4f10.4)
      write(30,2000)delt(1),delt(2),delt(3),delt(4)

      CALL CENTRO(TETA,OMEGA1,DO)

      DO I=1,NG
        TETAL(I)=TETA(I)           !EL CALCULO COMIENZA CON LOS
        ANGULOS TETA DE PREFALLA
      END DO

! VALORES AL FINAL DE LA FALLA (CALCULADOS CON TETAL)
DO J=1,NG
  EQI(J)=ABS(EQI(J))*CPLX(COS(TETAL(J)),SIN(TETAL(J)))
END DO

DO K=1,NB
  VEC1(K)=VCI2(K)+VCS2(K)
END DO
CALL CORALCI(NB,DO,VEC1)           !CORRIGE VEC1 AL CENTRO INERCIAL
CALL VECTORI2(EQI,XPD,TETAL,VEC1)
CALL VECCORR(VEC1,VEC2,VEC1)
CALL NRM(MYBUS2,MULTSUB2,VCI2,VCS2,VEC1,VEC2,IGLF,FIF)
CALL POTCNL(EQI,IGLF,TETAL,FIF,PCNL2)   !FALLA

!***** SE EVALUA LA ENERGIA CINETICA DE CADA MAQUINA
! CON RESPECTO AL CENTRO INERCIAL
SUMA=0.0
DO I=1,NG
  OMEGA1(I)=OMEGA1(I)*(2*PI*60)
  VEC(I)=0.5*M(I)*OMEGA1(I)**2
  VVEC(I)=VEC(I)
  SUMA=VEC(I)+SUMA
  OMEGA1(I)=OMEGA1(I)/(2*PI*60)
END DO

P0=0.0
DO I=1,NG
  P0=P(I)+P0
  IF(OMEGA1(I).LT.0)VEC(I)=-VEC(I)
END DO

CALL FUNCIONL(EQI,P,TETAL,P0,C,D,IGLF,FIF,PCNL2,FL)
CALL ORDENA(VEC,MAQCEC)
CALL ORDENA(FL,MAQCFL)
WRITE(14,8005)NG
WRITE(6,8005)NG
8005  FORMAT(22X,'SISTEMA DE 'I2,' GENERADORES',19X,'GENERADORES EN', &
' ORDEN DESCENDENTE')
      WRITE(14,223)
      WRITE(14,8008)
      WRITE(6,223)
      WRITE(6,8008)
8008  FORMAT(2X,'GEN. No.',4X,'ENERGIA CINETICA',5X,'GEN. No.', &
4X,'POTENCIA DE ACELERACION',18X,['p.u.'],32X,['p.u.'])
      WRITE(14,223)
      WRITE(6,223)
      DO lmn=1,ng
        WRITE(14,8006)maqcec(lmn),vec(lmn),maqcfi(lmn),fl(lmn)
        WRITE(6,8006)maqcec(lmn),vec(lmn),maqcfi(lmn),fl(lmn)
8006  FORMAT(5X,I2,8X,F10.5,12X,I2,12X,F10.5)
      ENDDO
      WRITE(14,223)
      WRITE(6,223)
      READ(5,*)

      VECMAX=VEC(1)-VEC(1)*0.005
      FLMAX=FL(1)-FL(1)*0.005
!***** SE CONSIDERAN SOLO AQUELLAS CON 0.5%
      J=1

```

```

DO I=2,NG
  IF(VEC(I).GE.VECMAX.AND.VEC(I).LE.VEC(1))THEN
    J=J+1
    VEC(J)=VEC(I)
    MAQCEC(J)=MAQCEC(I)
  END IF
END DO

CALL BRINCO
WRITE(14,8000)
WRITE(6,8000)
8000  FORMAT(/,1X,'MAQUINA SELECCIONADA, ENERGIA CINETICA',/)
      DO JJ=1,J
        WRITE(14,*)maqcec(JJ),VEC(JJ)
        WRITE(6,*)maqcec(JJ),VEC(JJ)
      ENDDO
      READ(5,*)

      K=1
      DO I=2,NG
        IF(FL(I).GE.FLMAX.AND.FL(I).LE.FL(1))THEN
          K=K+1
          FL(K)=FL(I)
          MAQCFL(K)=MAQCFL(I)
        END IF
      END DO

      WRITE(14,8001)
      WRITE(6,8001)
8001  FORMAT(/,1X,'MAQUINA SELECCIONADA, POTENCIA ACELERACION',/)
      DO JJ=1,K
        WRITE(14,*)maqcfi(JJ),FL(JJ)
        WRITE(6,*)maqcfi(JJ),FL(JJ)
      ENDDO
      READ(5,*)

!***** SE CONSIDERAN TANTO LAS MAQUINAS QUE ESTAN
! EN LA LISTA DE ENERGIA CINETICA COMO EN LA
! LISTA DE ACELERACION.
      JK=0
      DO I=1,J
        DO L=1,K
          IF(MAQCEC(I).EQ.MAQCF(L))THEN
            JK=JK+1
            MAQC(JK)=MAQCEC(I)
          END IF
        END DO
      END DO

!***** SE CONSIDERAN AQUELLAS MAQUINAS QUE ESTAN
! SOLO EN LA LISTA DE ENERGIA CINETICA
      DO I=1,J
        DO L=1,JK
          IF(MAQCEC(I).EQ.MAQC(L)) GOTO 50
        END DO
        JK=JK+1
        MAQC(JK)=MAQCEC(I)
      50  CONTINUE
      END DO

!***** SE CONSIDERAN AQUELLAS MAQUINAS QUE ESTAN
! SOLO EN LA LISTA DE ACELERACION.
      DO I=1,K
        DO L=1,JK
          IF(MAQCF(L).EQ.MAQC(L)) GOTO 62
        END DO
        JK=JK+1
        MAQC(JK)=MAQCFL(I)
      62  CONTINUE
      END DO
      K1=0
      XMSIS=0.0
      XWSIS=0.0

      WRITE(14,8004)
      WRITE(6,8004)
8004  FORMAT(/,1X,'MAQUINAS SELECCIONADAS DE LISTA 1 Y LISTA 2',/
&
15X,'LISTA 3 ')
      DO mln=1,jk
        WRITE(14,8007)MAQC(MLN)
        WRITE(6,8007)MAQC(MLN)
8007  FORMAT(2X,I3)
      ENDDO
      READ(5,*)

      DO I=1,JK
        CALL MOD01(VKEcorr,MAQC,OMEGA1,K1,XMSIS,XWSIS,MEQQ,WEQQ,MOD0,MCR,MSIS,*71,*72)
      72  CONTINUE
      END DO

      71  DO I=1,K1
        TETAI=0.0
        TETAI=0.0

```

```

MN=MOD0(I)
DO N=1,MN
  LM=MAQC(N)
  TETA1=(1.0/MCR(MN))*(MI(LM)*TETA2(LM))+TETA1
END DO
DO L=1,NG
  DO LK=1,MN
    LM=MAQC(LK)
    IF(L.EQ.LM)GOTO 800
  END DO
  TETA1I=(1.0/MSIS(MN))*(MI(L)*TETA2(L))+TETA1I
800  CONTINUE
END DO
TETA1II=TETA1-TETA1I
VALOR=PI-2.0*TETA1II
DEL TETA1(I)=VALOR*(MSIS(MN)/MT)
DEL TETA1I(I)=VALOR*(MCR(MN)/MT)
DO N=1,MN
  LM=MAQC(N)
  TETA3(LM)=TETA2(LM)+DEL TETA1(I)
END DO
DO L=1,NG
  DO LK=1,MN
    LM=MAQC(LK)
    IF(L.EQ.LM)GOTO 810
  END DO
  TETA3(L)=TETA2(L)-DEL TETA1I(I)
810  CONTINUE
END DO

EPCNL=0.0
DO K=1,NB
  VEC1(K)=VCI(K)+VCS(K)
END DO
CALL CORALCI(NB,D0,VEC1)          !CORRIGE VEC1 AL CENTRO INERCIAL
CALL TRAP(EQI,XPD,VEC1,MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECV3,TETA1,TETA3,EPCNL)
CALL EPNOR(TETA1,TETA3,P,DVEPn,I,C,D,EPCNL,VKecorr)
END DO

!*****
CALL ORDENA2(DVEPn,MOD0,K1)
MN=MOD0(1)
WRITE(14,8003)MOD0(1)
WRITE(6,8003)MOD0(1)
8003 FORMAT(/,1X,EL MODO SELECCIONADO ES //,3X,I3)
  READ(5,*)
  DO N=1,MN
    LM=MAQC(N)
    TETA3(LM)=TETA2(LM)+DEL TETA1(MN)
  END DO
  DO L=1,NG
    DO LK=1,MN
      LM=MAQC(LK)
      IF(L.EQ.LM)GOTO 820
    END DO
    TETA3(L)=TETA2(L)-DEL TETA1I(MN)
820  CONTINUE
  END DO
  CALL BRINCO
  WRITE(14,222)NG,NBFA,TL
  WRITE(6,222)NG,NBFA,TL
222 FORMAT(23X,'SISTEMA DE',I2,' GENERADORES',/,13X,'FALLA EN EL BUS',&
  ' ',I2,' FALLA LIBERADA EN ',F5.3,' seg.',/,13X,'(VELOCIDAD Y ',&
  'ENERGIA CINETICA REFERIDAS AL CI)')
  WRITE(14,223)          ; WRITE(6,223)
223 FORMAT(72(' '))
  WRITE(14,224)          ; WRITE(6,224)
224 FORMAT(4X,'GEN. No.',6X,' Mi',8X,'VELOCIDAD ANGULAR',9X,'ENER',&
  'GIA CINETICA',/,34X,'[p.u.]',20X,'[p.u.]')
  WRITE(14,223)
  WRITE(6,223)
!*****
DO I=1,NG
  TETA(I)=TETA3(I)
  WRITE(14,122)I,MI(I),OMEGA1(I),VVEC(I)
  WRITE(6,122)I,MI(I),OMEGA1(I),VVEC(I)
122 FORMAT(6X,I2,4X,F10.4,6X,F12.6,14X,F12.6)
END DO
WRITE(14,223)
WRITE(6,223)
! READ(5,*)
CALL BRINCO

VECCOM1=IGLPI; VECCOM2=FIPF

GOTO 85          IREGRESA A CALCULAR EL PEIC
!*****
75  CALL BRINCO
EPCNL=0.0
DO I=1,K1
  CALL TRAP(EQI,XPD,VEC1,MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECV3,TETA1,TETA3,EPCNL)
  CALL EPNOR(TETA1,TETA3,P,DVEPn,I,C,D,EPCNL,VKecorr)
END DO
!*****
WRITE(14,226)NG,TL
WRITE(6,226)NG,TL
226 FORMAT(23X,'SISTEMA DE',I2,' GENERADORES',/,17X,'ANGULOS REFERI',&
'DOS AL CENTRO INERCIAL',/,22X,'FALLA LIBERADA EN ',F5.3,' seg.',)
WRITE(14,223)          ; WRITE(6,223)
WRITE(14,227)          ; WRITE(6,227)
227 FORMAT(4X,'GEN. No.',3X,'ANGULO',9X,'ANGULO',9X,'ANGULO',11X,&
'ANGULO',/,14X,'PREFALLA',7X,'POSFALLA',6X,'AL LIBERAR',8X,&
'POSFALLA',/,29X,'ESTABLE',10X,'FALLA',10X,'INESTABLE',/,14X,&
'[grados]',7X,'[grados]',7X,'[grados]',9X,'[grados]')
WRITE(14,223)
WRITE(6,223)
DO I=1,NG
  WRITE(14,225)I,TETA1(I)*S,TETA2(I)*S,TETA1(I)*S,TETA3(I)*S
  WRITE(6,225)I,TETA1(I)*S,TETA2(I)*S,TETA1(I)*S,TETA3(I)*S
225 FORMAT(6X,I2,3X,F9.4,6X,F9.4,7X,F9.4,8X,F9.4)
END DO
WRITE(14,223)          ; WRITE(6,223)
! READ(5,*)
CALL BRINCO
CALL BRINCO
EPCNL=0.0
DO K=1,NB
  VEC1(K)=VCI(K)+VCS(K)
END DO
CALL CORALCI(NB,D0,VEC1)          !CORRIGE VEC1 AL CENTRO INERCIAL
CALL TRAP(EQI,XPD,VEC1,MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECV3,TETA1,TETA3,EPCNL)
CALL FCRI(TETA1,TETA3,C,D,P,EPCNL,VCR)

IF(NODOE==0.AND.NODOR==0)THEN
  VEPCR=VCR
  EPCR=0.0
  ELSE
    EPCNL=0.0
  DO K=1,NB
    VEC1(K)=VCI(K)+VCS(K)
  END DO
  CALL CORALCI(NB,D0,VEC1) !CORRIGE VEC1 AL CENTRO INERCIAL
  CALL TRAP(EQI,XPD,VEC1,MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECV3,TETA1,TETA2,EPCNL)
  CALL FEPCRR(TETA1,TETA2,C,D,P,EPCNL,EPCR)
  VEPCR=VCR+EPCR
  END IF
  EPCNL=0.0
  DO K=1,NB
    VEC1(K)=VCI2(K)+VCS2(K)
  END DO
  CALL CORALCI(NB,D0,VEC1) !CORRIGE VEC1 AL CENTRO INERCIAL
  CALL TRAP(EQI,XPD,VEC1,MYBUS2,MULTSUB2,VCI,VCS,VECV2,TETA1,TETA1,EPCNL)
  CALL FCRI(TETA1,TETA1,C,D,P,EPCNL,VEP)

V1=SUMA+VEP
V=VKECCORR(1)+VEP
IF(VKECCORR(1),EQ.0)VKECCORR(1)=1.0
DELTV=(VEPCR-V)/vkeccorr(1)
WRITE(14,228)VCR
228 FORMAT(/,1X,'LA ENERGIA POTENCIAL CRITICA PARA ESTE DISTURBIO',&
' ES ',F10.4)
  WRITE(14,231)EPCR,VEPCR,TL,V1,V,KECCORR(1),DELTV
231 FORMAT(/,1X,'LA CORRECCION DE ENERGIA DEBIDA AL CAMBIO DE AN',&
'GULO',/,1X,'EN EL PEE ES',41X,'=',F10.4,/,1X,'LA ENERGIA POTEN',&
'CIAL CRITICA CORREGIDA POR EL CAMBIO',/,1X,'EN EL PUNTO DE EQU',&
'LIBRIO ESTABLE ES',17X,'=',F10.4,/,1X,'LA ENERGIA TRANSITORI',&
'A DE LIBERACION PARA UN TIEMPO',/,1X,'DE LIBERACION DE ',F5.3,&
' ES',28X,'=',F10.4,/,1X,'LA ENERGIA TRANSITORIA DE LIBERACION',&
'CORREGIDA POR',/,1X,'LA ENERGIA QUE NO CONTRIBUYE A LA SEPARA',&
'CION DEL',/,1X,'SISTEMA ES',43X,'=',F10.4,/,1X,'LA ENERGIA CINE',&
'TICA CORREGIDA ES',F10.4,/,1X,'EL MARGEN DE ',&
'ESTABILIDAD PARA ESTE DISTURBIO ES',6X,'=',F10.4)

!***** SE CALCULAN NUEVOS VALORES DE VELOCIDAD
! ANGULAR, ANGULOS AL LIBERAR FALLA Y ENER-
! GIA CINETICA SI EL MARGEN DE ESTABILIDAD
! ES MAYOR O IGUAL A CERO

IF(DELTV.GE.0)THEN
  TL=TL+0.001
  K1=0
  XMSIS=0.0
  XWSIS=0.0

  DO I=1,NG
    DELTW(I)=(PA(I)*TL)/(2.0*HMAQ(I))
    DELTDEL(I)=((377.0*57.3)*(DELTW(I)*TL/2.0))*S1
    DELT(I)=DELTO(I)+DELTDEL(I)
    WAO(I)=DELTWO(I)+DELTW(I)
  END DO
  CALL CENTRO(TETA,OMEGA1,D0)
  DO J=1,NG
    TETA(J)=TETA(J)
  END DO

! VALORES AL FINAL DE LA FALLA
DO J=1,NG
  EQI(J)=ABS(EQI(J))*CMPLX(COS(TETA(J)),SIN(TETA(J)))
  END DO

DO K=1,NB
  VEC1(K)=VCI2(K)+VCS2(K)

```

```

END DO

CALL CORALCI(NB,D0,VEC1) !CORRIGE VEC1 AL CENTRO INERCIAL
CALL VECTORI2(EQI,XPD,TETAL,VEC2)
CALL VECORR(VEC1,VEC2,VEC)
CALL NRM(MYBUS2,MULTSUB2,VC12,VCS2,VEC1,VEC2,VECV2,VECI,IGLF,FIF)

!EVALUA LA ENERGIA CINETICA DE CADA MAQUINA
SUMA=0.0
DO I=1,NG
  OMEGA1(I)=OMEGA1(I)*(2.0*PI*60)
  VEC(I)=0.5*MI(I)*OMEGA1(I)**2
  SUMA=SUMA+VEC(I)
  OMEGA1(I)=OMEGA1(I)/(2.0*PI*60)
END DO
DO I=1,JK
  CALL MODO1(VKEcorr,MAQC,OMEGA1,K1,XMSIS,XWSIS,MEQQ,WEQQ,M0D0,MCR,MSIS,*100,*101)
101 CONTINUE
  END DO
  CALL BRINCO
  WRITE(14,222)NG,NBFA,TL
  WRITE(14,223)
  WRITE(14,224)
  WRITE(14,223)
  WRITE(6,222)NG,NBFA,TL
  WRITE(6,223)
  WRITE(6,224)
  WRITE(6,223)
  DO I=1,NG
    WRITE(14,122)I,MI(I),OMEGA1(I),VEC(I)
    WRITE(6,122)I,MI(I),OMEGA1(I),VEC(I)
  END DO
  WRITE(14,223)
  WRITE(6,223)
! READ(5,*)
100 GOTO 75
ELSE
  WRITE(14,230)TL
  WRITE(6,230)TL
230 FORMAT(///,1X,'EL TIEMPO CRITICO DONDE EL SISTEMA ES INESTABLE', &
'ES = ',F5.3)
END IF
READ(5,*)

!*****
80 STOP
11000 END
ITERMINA PROGRAMA PRINCIPAL

!-----!
! SUBRUTINAS EMPLEADAS !
!-----!

!*****
! SUBROUTINA PARA ACTUALIZAR VALORES
!*****
SUBROUTINE ACTUAL(TETA,S,ITER)
DIMENSION TETA(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
COMMON/CTTES/ MT,MI(50)
COMMON/SOLU/ B(50)
REAL MI
DO J=1,NG-1
  TETA(J)=TETA(J)+B(J)
END DO
TETA(NG)=0.0
DO I=1,NG-1
  TETA(NG)=-(-1.0/MI(NG))*(MI(I)*TETA(I))+TETA(NG)
END DO
S=S
ITER=ITER
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA LIMPIAR LA PANTALLA
!*****
SUBROUTINE BRINCO
WRITE(6,1)
1 FORMAT(25(/))
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA CALCULAR ANGULO Y VELOCIDAD ANGULAR DE CADA GENERA-
! DOR REFERIDO AL CENTRO DE ANGULO (CENTRO INERCIAL)
!*****
SUBROUTINE CENTRO(TETA,OMEGA1,DELTA0)
DIMENSION TETA(50),OMEGA1(50)
COMMON/ANGL/ DELT(50),WAO(50)
COMMON/CTTES/ MT,MI(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
REAL MI,MT
OMEGA0=0.0
DELTA0=0.0
DO I=1,NG
  DELTA0=DELTA0+(MI(I)*DELT(I))/MT
  OMEGA0=OMEGA0+(MI(I)*WAO(I))/MT
END DO
DELTA0=DELTA0
DO K=1,NG
  TETA(K)=(DELT(K)-DELTA0)
  OMEGA1(K)=WAO(K)-OMEGA0
END DO
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA CALCULAR LAS CONSTANTES C, D Y PI
!*****
SUBROUTINE CONSTAN(YMB,EQI,C,D,P)
DIMENSION C(50,50),D(50,50),P(50)
COMPLEX YMB(50,50),EQI(50)
COMMON/CTTES/ MT,MI(50)
COMMON/CINIC/ PM(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
DO I=1,NG
  DO J=1,NG
    C(I,J)=CABS(EQI(I))*CABS(EQI(J))*IMAG(YMB(I,J))
    D(I,J)=CABS(EQI(I))*CABS(EQI(J))*REAL(YMB(I,J))
  END DO
  P(I)=PM(I)-((CABS(EQI(I)))**2)*REAL(YMB(I,I))
END DO
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA EVALUAR EL MARGEN DE ENERGIA POTENCIAL NORMALIZADA
!*****
SUBROUTINE EPNOR(TETA,TETA3,P,DVEPn,KK,C,D,NLLPE,VKEcorr)
DIMENSION TETA(50),TETA3(50),P(50),DVEPn(50),C(50,50),D(50,50),VKEcorr(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
REAL NLLPE(50)
AUX=0.0
AUX1=0.0
AUX2=0.0
AUX3=0.0
DO I=1,NG
  AUX=P(I)*(TETA3(I)-TETA(I))+AUX
  AUX3=AUX3+NLLPE(I)
END DO
DO I=1,NG-1
  DO J=I+1,NG
    AUX1=C(I,J)*(COS(TETA3(I)-TETA3(J))-COS(TETA(I)-TETA(J)))+AUX1
    AUX2=D(I,J)*((TETA3(I)+TETA3(J)-TETA(I)-TETA(J))/(TETA3(I)-
TETA(I)-TETA3(J)+TETA(J)))*(SIN(TETA3(I)-TETA3(J))-
SIN(TETA(I)-TETA(J)))+AUX2
  END DO
END DO
DVEPn(KK)=(-AUX-AUX1+AUX2)
DVEPn(KK)=(-AUX-AUX1+AUX2+AUX3)/VKEcorr(kk)
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA EVALUAR LA ENERGIA CRITICA
!*****
SUBROUTINE FCRT(TETA2,TETA3,C,D,P,NLLPE,VCR)
DIMENSION TETA2(50),TETA3(50),C(50,50),D(50,50),P(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
REAL NLLPE(50)
AUX=0.0
AUX1=0.0
AUX2=0.0
AUX3=0.0
DO I=1,NG
  AUX=P(I)*(TETA3(I)-TETA2(I))+AUX
  AUX3=AUX3+NLLPE(I)
END DO
DO I=1,NG-1
  DO J=I+1,NG
    AUX1=C(I,J)*(COS(TETA3(I)-TETA3(J))-COS(TETA2(I)-TETA2(J)))+
AUX1
    AUX2=D(I,J)*((TETA3(I)+TETA3(J)-TETA2(I)-TETA2(J))/(TETA3(I)-
TETA2(I)-TETA3(J)+TETA2(J)))*(SIN(TETA3(I)-TETA3(J))-
SIN(TETA2(I)-TETA2(J)))+AUX2
  END DO
END DO
Vcr=-AUX-AUX1+AUX2+AUX3
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA EVALUAR LA ENERGIA POTENCIAL CORREGIDA
!*****
SUBROUTINE FEPCRR(TETA2,TETA3,C,D,P,NLLPE,VCR)
DIMENSION TETA2(50),TETA3(50),C(50,50),D(50,50),P(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
REAL NLLPE(20)
AUX=0.0

```

```

AUX1 = 0.0
AUX2 = 0.0
AUX3 = 0.0
DO I = 1, NG
  AUX = P(I)*(TETA3(I)-TETA2(I)) + AUX
  AUX3=AUX3+NULLPE(I)
END DO
DO I = 1, NG-1
  DO J = I+1, NG
    AUX1 = C(I,J)*(COS(TETA3(I)-TETA3(J))-COS(TETA2(I)-TETA2(J))) + AUX1
    AUX2 = D(I,J)*((TETA3(I) + TETA3(J)-TETA2(I)-TETA2(J))/(TETA3(I)-
    TETA2(I)-TETA3(J) + TETA2(J)))*(SIN(TETA3(I)-TETA3(J))-
    SIN(TETA2(I)-TETA2(J))) + AUX2
  END DO
END DO
Vcr = -AUX-AUX1 + AUX2 + AUX3
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA CALCULAR EL INCREMENTO DE CADA FUNCION
!*****
SUBROUTINE FUNCION2(EQI,P,TETA,P0,C,D,VIGL,FI,PCNL,DELTF)
DIMENSION FPOSF(50),C(50,50),D(50,50),TETA(50),P(50),DELTF(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
COMMON/CTTES/ MT,M(50)
COMMON/SOLU/ B(50)
COMPLEX VIGL(50),EQI(50)
REAL FI(50) !,FIF(20),FIPF(20)
REAL MI,MT

!*****
PCOAP=0.0
DO I = 1, NG-2
  DO J = I+1, NG-1
    PCOAP = D(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J)) + PCOAP
  END DO
END DO
DO I = 1, NG-1
  ANG1 = TETA(I)*(1.0 + MI(I)/MI(NG))
  ANG2 = 0.0
  DO J = 1, NG-1
    IF(J.NE.I)THEN
      ANG2 = (1.0/MI(NG))*(MI(J)*TETA(J)) + ANG2
    END IF
  END DO
  PCOAP = D(I,NG)*COS(ANG1 + ANG2) + PCOAP
END DO

PCOA = P0 - 2.0*PCOAP - PCNL
!***** SE EVALUA CADA FUNCION REFERIDA AL COA
DO I = 1, NG-1
  PSI = 0.0
  ANG3 = 0.0
  DO J = 1, NG-1
    IF(J.NE.I)THEN
      PSI = C(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J)) + D(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J)) + PSI
      ANG3 = (1.0/MI(NG))*(MI(J)*TETA(J)) + ANG3
    END IF
  END DO
  ANG4 = TETA(I)*(1.0 + MI(I)/MI(NG))
  PSI = C(I,NG)*SIN(ANG4 + ANG3) + D(I,NG)*COS(ANG4 + ANG3) &
  + ABS(EQI(I))*ABS(VIGL(I))*COS(TETA(I)-
  FI(I)) + PSI
  FPOSF(I) = P(I) - PSI - (MI(I)/MT)*PCOA
  DELTF(I) = -FPOSF(I)
  B(I) = DELTF(I)
END DO
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA FORMAR LA MATRIZ JACOBIANA
!*****
SUBROUTINE JACMOD(TETA,C,D,EQI,IGL,FI)
DIMENSION TETA(50),C(50,50),D(50,50),VECT(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
COMMON/CTTES/ MT,M(50)
COMMON/JACOB/ JC(50,50)
COMPLEX IGL(50),EQI(50)
REAL FI(50)
REAL MI,JC

!***** SE CALCULAN LOS ELEMENTOS DIAGONALES
DO I = 1, NG-1
  JC(I,I) = 0.0
  DO J = 1, NG-1
    IF(I.NE.J)THEN
      JC(I,J) = -C(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J)) + D(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J)) &
      + JC(I,I)
    END IF
  END DO

  ANG1 = TETA(I)*(1.0 + (MI(I)/MI(NG)))
  ANG2 = 0.0
  DO J = 1, NG-1
    IF(J.NE.I)THEN
      ANG2 = (1.0/MI(NG))*MI(J)*TETA(J) + ANG2
    END IF
  END DO
  JC(I,I) = JC(I,I) - (C(I,NG)*COS(ANG1 + ANG2) + D(I,NG)*SIN(ANG1 + ANG2))*(1.0 + MI(I)/MI(NG)) &
  + CABS(EQI(I))*CABS(IGL(I))*SIN(TETA(I)-FI(I))
END DO

DO J = 1, NG-1
  VECT(I) = 0.0
  IF(J.NE.I)THEN
    VECT(I) = -D(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J)) + VECT(I)
  END IF
END DO

DO J = 1, NG-1
  IF(J.NE.I)THEN
    ANG3 = TETA(J)*(1.0 + MI(J)/MI(NG))
    ANG4 = 0.0
    DO K = 1, NG-1
      IF(K.NE.J)THEN
        ANG4 = (1.0/MI(NG))*MI(K)*TETA(K) + ANG4
      END IF
    END DO
    VECT(I) = VECT(I) - D(J,NG)*SIN(ANG3 + ANG4)*(MI(I)/MI(NG))
  END IF
END DO
VECT(I) = VECT(I) - D(I,NG)*SIN(ANG1 + ANG2)*(1.0 + MI(I)/MI(NG))
VECT(I) = 2.0*VECT(I)
JC(I,I) = JC(I,I) + VECT(I)*(MI(I)/MT)
AUX1 = ABS(EQI(I))*ABS(IGL(I))*SIN(TETA(I)-FI(I))
AUX2 = -(MI(I)/MI(NG))*ABS(EQI(NG))*ABS(VIGL(NG))*SIN(TETA(NG)-FI(NG))
AUX2 = -(MI(I)/MI(NG))*ABS(EQI(NG))*ABS(IGL(NG))*SIN(ANG4-FI(NG))
JC(I,I) = JC(I,I) - (MI(I)/MT)*(AUX1 + AUX2)
END DO

!***** SE CALCULAN LOS ELEMENTOS FUERA DE DIAGONAL
DO I = 1, NG-1
  ANG5 = TETA(I)*(1.0 + (MI(I)/MI(NG)))
  DO J = 1, NG-1
    IF(I.NE.J)THEN
      ANG6 = (MI(J)/MI(NG))*TETA(J)
      JC(I,J) = C(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J)) - D(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J)) -
      (C(I,NG)*COS(ANG5 + ANG6) + D(I,NG)*SIN(ANG5 + ANG6))*(MI(J)/MI(NG)) &
      JC(I,J) = JC(I,J) + VECT(J)*(MI(I)/MT)
      AUX1 = CABS(EQI(J))*CABS(IGL(J))*SIN(TETA(J)-FI(J))
      AUX2 = -(MI(J)/MI(NG))*CABS(EQI(NG))*CABS(VIGL(NG))*SIN(TETA(NG)-FI(NG))
      AUX2 = -(MI(J)/MI(NG))*CABS(EQI(NG))*CABS(IGL(NG))*SIN(ANG4-FI(NG))
      JC(I,J) = JC(I,J) - (MI(I)/MT)*(AUX1 + AUX2)
    END IF
  END DO
END DO

RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA DE FACTORIZACION LU PARA EL JACOBIANO PRINCIPAL
!*****
SUBROUTINE LU(NE,B,JC,ITER)
REAL JC(50,50),B(50)
!***** PROCESO DE DESCOMPOSICION MATRICIAL
DO J = 1, NE
  IF(J.GE.2)THEN
    JC(1,J) = JC(1,J)/JC(1,1)
  ELSE
    END IF
  END DO
DO K = 2, NE
  DO J = 2, NE
    IF(K.GE.J)THEN
      SUM = 0.0
      DO I = 1, J-1
        SUM = SUM + JC(K,I)*JC(I,J)
      END DO
      JC(K,J) = JC(K,J) - SUM
    ELSE
      AUX = 0.0
      DO I = 1, K-1
        AUX = AUX + JC(K,I)*JC(I,J)
      END DO
      JC(K,J) = (JC(K,J) - AUX)/JC(K,K)
    END IF
  END DO
END DO

!***** SUSTITUCION HACIA ADELANTE
B(1) = B(1)/JC(1,1)
DO I = 2, NE
  SUM = 0.0
  DO J = 1, I-1
    SUM = SUM + JC(I,J)*B(J)
  END DO
  B(I) = (B(I) - SUM)/JC(I,I)
END DO

!***** SUSTITUCION HACIA ATRAS
DO J = NE-1, 1, -1

```

```

SUM=0.0
DO I=NE,J+1,-1
  SUM=SUM+JC(J,I)*B(I)
END DO
B(J)=B(J)-SUM
END DO
!*****
ITER=ITER+1
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA CALCULAR Wcr, Wsis, Mcr, Msis
!*****
SUBROUTINE MOD01(VKEcorr,MAQC,OMEGA1,K1,XMSIS,XWSIS,MEQQ,WEQQ,MOD0,MCR,MSIS,*,*)
DIMENSION
VKEcorr(50),OMEGA1(50),MAQC(50),MCR(50),MSIS(50),WCR(50),WSIS(50),Meq(50),Weq(50),MOD0(20)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
COMMON/CTTES/ MT,M(50)
REAL MT,M,MCR,MSIS,MEQ,MEQQ
K1=K1+1
XMCR=0.0
XWCR=0.0
DO I=1,K1
  KL=MAQC(I)
  XMCR=XMCR+M(KL)
  XWCR=M(KL)*OMEGA1(KL)+XWCR
END DO
MCR(K1)=XMCR
WCR(K1)=XWCR/MCR(K1)
KL=MAQC(K1)
IF(K1.LE.1)THEN
  DO I=1,NG
    XMSIS=XMSIS+M(I)
    XWSIS=M(I)*OMEGA1(I)+XWSIS
  END DO
END IF
XMSIS=XMSIS-M(KL)
XWSIS=XWSIS-M(KL)*OMEGA1(KL)
MSIS(K1)=XMSIS
WSIS(K1)=XWSIS/MSIS(K1)
Weq(K1)=WCR(K1)-WSIS(K1)
Meq(K1)=MCR(K1)*MSIS(K1)/MT
WEQQ=WEQ(K1)
MEQQ=MEQ(K1)
!***** SE CALCULA LA CORRECCION DE Vec
VKEcorr(K1)=0.5*Meq(K1)*(Weq(K1)*376.9911)**2
MOD0(K1)=K1
IF(K1.EQ.2)THEN
  CALL ORDENA1(VKEcorr,MOD0,MCR,MSIS,K1)
  RAN=VKEcorr(1)-VKEcorr(1)*0.1
END IF
IF(K1.GE.2)THEN
  IF(VKEcorr(K1).LE.VKEcorr(1).AND.VKEcorr(K1).GE.RAN)THEN
    CALL ORDENA1(VKEcorr,MOD0,MCR,MSIS,K1)
    RAN=VKEcorr(1)-VKEcorr(1)*0.1
  ELSE
    K1=K1-1
  END IF
END IF
END

!*****
! SUBROUTINA DE ORDENAMIENTO DESCENDENTE
!*****
SUBROUTINE ORDENA(VLOR,MAQC)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
DIMENSION VALOR(50),MAQC(50)
DO I=1,NG
  MAQC(I)=I
END DO
50 CONTINUE
DO I=1,NG-1
  IF(VALOR(I+1).GT.VALOR(I))THEN
    C1=VALOR(I+1)
    KB=MAQC(I+1)
    VALOR(I+1)=VALOR(I)
    MAQC(I+1)=MAQC(I)
    VALOR(I)=C1
    MAQC(I)=KB
    GOTO 50
  END IF
END DO
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA DE ORDENAMIENTO DESCENDENTE
!*****
SUBROUTINE ORDENA1(VALOR,MAQC,M1,M2,I)
DIMENSION VALOR(50),MAQC(20),M1(50),M2(50)
REAL M1,M2

```

```

50 CONTINUE
DO L=1,J-1
  IF(VALOR(L+1).GT.VALOR(L))THEN
    C1=VALOR(L+1)
    KB=MAQC(L+1)
    C2=M1(L+1)
    C3=M2(L+1)
    VALOR(L+1)=VALOR(L)
    MAQC(L+1)=MAQC(L)
    M1(L+1)=M1(L)
    M2(L+2)=M2(L)
    VALOR(L)=C1
    MAQC(L)=KB
    M1(L)=C2
    M2(L)=C3
    GOTO 50
  END IF
END DO
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA DE ORDENAMIENTO DESCENDENTE
!*****
SUBROUTINE ORDENA2(VALOR,MAQC,I)
DIMENSION VALOR(50),MAQC(20)
50 CONTINUE
DO L=1,J-1
  IF(VALOR(L+1).LT.VALOR(L))THEN
    C1=VALOR(L+1)
    KB=MAQC(L+1)
    VALOR(L+1)=VALOR(L)
    MAQC(L+1)=MAQC(L)
    VALOR(L)=C1
    MAQC(L)=KB
    GOTO 50
  END IF
END DO
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA PARA CALCULAR EL INCREMENTO DE CADA FUNCION
!*****
SUBROUTINE FUNCIONL(EQI,P,TETA,P0,C,D,VIGL,FI,PCNL,DELTF)
DIMENSION FPOSF(50),C(50,50),D(50,50),TETA(50),P(50),DELTF(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
COMMON/CTTES/ MT,M(50)
COMPLEX VIGL(50),EQI(50)
REAL FI(50)
REAL MI,MT
PCOAP=0.0
DO I=1,NG-1
  DO J=I+1,NG
    PCOAP=D(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J))+PCOAP
  END DO
END DO
PCOA=P0-2.0*PCOAP-PCNL
!***** SE EVALUA CADA FUNCION REFERIDA AL COA
DO I=1,NG
  PSI=0.0
  DO J=1,NG
    IF(I.NE.J)THEN
      PSI=C(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J))+D(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J))&
        +ABS(EQI(I))*ABS(VIGL(I))*COS(TETA(I)-FI(I))+PSI
    END IF
  END DO
  FPOSF(I)=P(I)-PSI-(MI(I)/MT)*PCOA
  DELTF(I)=FPOSF(I)/MI(I)
END DO
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINA FLETCHER
!*****
SUBROUTINE FLETCHER(EQI,VCI,VCS,X,EST,EPS,C,D,P,PCNL,IGL,FI,P0,IER,KOUNT,F)
DIMENSION X(50),G(50),H(100),C(50,50),D(50,50),P(50)
COMMON/CTTES/ MT,M(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMMON/CINIC/ PM(50)
COMPLEX EQI(50),IGL(50),VCI(150),VCS(150)
REAL FI(50)
REAL MI,MT
EXTERNAL FUNCT
LIMIT=9999
N=NG-1
M=N*(N+7)/2
CALL FMFP(FUNCT,EQI,VCI,VCS,N,M,X,F,G,EST,EPS,LIMIT,IER,H,KOUNT,C,D,P0,PCNL,IGL,FI,P)

```



```

RETURN
END
!*****
! SUBROUTINE FMTP
!*****
SUBROUTINE FMFP(FUNCT,EQI,VCI,VCS,N,M,X,F,G,EST,EPS,LIMIT,IER,H,KOUNT,C,D,P,PCNL,IGL,FI,P)

COMMON/VECTORESPOSFALLA/ VECI2,VECV3
COMMON/MATRICESPOSFALLA/ MYBUS3,JACYABUS3,MULTSUB3

COMMON/VECTORES2/ PFIV,MULTSUB3
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMMON/CINIC/ PM(50)
COMMON/DATAMAQ/ XPD
DIMENSION H(M),X(N+1),G(N+1)
DIMENSION C(50,50),D(50,50),P(50)

COMPLEX MZBUS3(50,50),VCI2(150),VCS2(150),VECI(150),VECI1(150)
COMPLEX VCI(150),VCS(150)
COMPLEX VECI1(150),VECI2(50),VECI(150)
COMPLEX MULTSUB3(150,150),VECV3(150)
COMPLEX EQI(50),IGL(50),MYBUS3(150,150)
REAL XPD(50),FI(50),JACYABUS3(300,300)
INTEGER RESBUSES

! CALCULA EL VALOR DE LA FUNCION Y EL VECTOR GRADIENTE PARA EL ARGUMENTO INICIAL
CALL FUNCT(EQI,IGL,FI,N,X,F,G,C,D,P,PCNL,P0)

DO I=1,NG
! EQI(I)=ABS(EQI(I))*CMPLX(COS(X(I)),SIN(X(I)))
! END DO
! CALL VECTORI2(EQI,XPD,X,VECI2)
! CALL VECCORR(VECI1,VECI2,VECI)
! CALL NRM(MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECI2,VECV3,VECI,IGL,PF,PIPF)

! RESTABLECE EL CONTADOR DE ITERACIONES Y GENERA UNA MATRIZ IDENTIDAD
IER=0
KOUNT=0
N2=N+N
N3=N2+N
N31=N3+1
1 K=N31
DO 4 J=1,N
H(K)=1
NJ=N-J
IF(NJ)5,5,2
2 DO 3 L=1,NJ
KL=K+L
3 H(KL)=0
4 K=KL+1

! COMIENZA EL LOOP ITERATIVO
5 KOUNT=KOUNT+1

! SALVA EL VALOR DE LA FUNCION, EL ARGUMENTO DEL VECTOR Y EL VECTOR GRADIENTE
OLDF=F
DO 9 J=1,N
K=N+J
H(K)=G(J)
K=K+N
H(K)=X(J)

! DETERMINA EL VECTOR DE DIRECCION H H
K=J+N3
T=0.0
DO 8 L=1,N
T=T-G(L)*H(K)
IF(L-J)6,7,7
6 K=K+N-L
GOTO 8
7 K=K+1
8 CONTINUE
9 H(J)=T

! REvisa si la funcion disminuye en la direccion de H
DY=0.0
HNRM=0.0
GNRM=0.0

! CALCULA LA DERIVADA DIRECCIONAL Y PRUEBA LOS PARA EL VECTOR DE DIRECCION H
! Y EL VECTOR DE GRADIENTE G
DO 10 J=1,N
HNRM=HNRM+ABS(H(J))
GNRM=GNRM+ABS(G(J))
10 DY=DY+H(J)*G(J)

! REPITE LA BUSQUEDA EN LA DIRECCION DE LA PENDIENTE MAS INCLINADA SI LA
! DERIVADA DIRECCIONAL PARECE SER POSITIVA O CERO
IF(DY)11,51,51

! REPITE LA BUSQUEDA EN LA DIRECCION DE LA PENDIENTE MAS INCLINADA SI EL
! VECTOR DE DIRECCION H ES PEQUEÑO EN COMPARACION AL VECTOR GRADIENTE G
11 IF(HNRM/GNRM-EPS)51,51,12

! BUSCA EL MINIMO EN LA DIRECCION DE H
! BUSCA A TRAVES DE H POR UNA DERIVADA DIRECCIONAL POSITIVA
12 FY=F
ALFA=2.0*(EST-F)/DY
AMBDA=1.0

! USA UN ESTIMADO PARA EL INCREMENTO SOLO SI POSITIVA Y ES MENOR QUE
! 1.0 OTHERWISE TAKE 1.0 AS STEPSIZE
IF(ALFA)15,15,13
13 IF(ALFA-AMBDA)14,15,15
14 AMBDA=ALFA
15 ALFA=0.0

! SALVA LOS VALORES DE LA FUNCION Y DERIVADA PARA EL ARGUMENTO ANTERIOR
16 FX=FY
DX=DY

! ARGUMENTO DE PASO A LO LARGO DE H
DO 17 I=1,N
17 X(I)=X(I)+AMBDA*H(I)

DO I=1,NG
EQI(I)=ABS(EQI(I))*CMPLX(COS(X(I)),SIN(X(I)))
WRITE(6,*) EQI(I)
END DO
CALL VECTORI2(EQI,XPD,X,VECI2)
! WRITE(6,*) 'HOLA',VECI2
! PAUSE
CALL VECCORR(VECI1,VECI2,VECI)
CALL NRM(MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECI1,VECI2,VECV3,VECI,IGL,FI)
CALL POTCNL(EQI,IGL,X,FI,PCNL) IPCNL DE POSFALLA

! CALCULA EL VALOR DE LA FUNCION Y EL GRADIENTE PARA EL NUEVO ARGUMENTO
CALL FUNCT(EQI,IGL,FI,N,X,F,G,C,D,P,PCNL,P0)
FY=F

! CALCULA LA DERIVADA DIRECCIONAL DY PARA EL NUEVO ARGUMENTO, TERMINA LA
! BUSQUEDA, SI DY ES POSITIVA. SI DY ES CERO SE ENCONTRO EL MINIMO
DY=0.0
DO 18 I=1,N
18 DY=DY+G(I)*H(I)
IF(DY)19,36,22

! TERMINA TAMBIEN LA BUSQUEDA SI EL VALOR DE LA FUNCION INDICA QUE
! SE HA PASADO UN MINIMO
19 IF(FY-FX)20,22,22

! REPITE LA BUSQUEDA Y AUMENTA AL DOBLE EL INCREMENTO
! PARA BUSQUEDAS FUTURAS
20 AMBDA=AMBDA+ALFA
ALFA=AMBDA

! FIN DEL LOOP DE BUSQUEDA

! TERMINA SI EL CAMBIO EN EL ARGUMENTO ES MUY GRANDE
IF(HNRM*AMBDA-1.0E10)16,16,21

! LA TECNICA LINEAL DE BUSQUEDA INDICA QUE NO EXISTE UN MINIMO
21 IER=2
RETURN

! INTERPOLA EN FORMA CUBICA EN EL INTERVALO DEFINIDO POR LA BUSQUEDA ANTERIOR
! Y CALCULA EL ARGUMENTO X PARA EL CUAL LA INTERPOLACION POLINOMIAL SE MINIMIZA
22 T=0.0
23 IF(AMBDA)24,36,24
24 Z=3.0*(FX-FY)/AMBDA+DX+DY
ALFA=AMAX1(ABS(Z),ABS(DX),ABS(DY))
DALFA=Z/ALFA
DALFA=DALFA*DALFA-DX/ALFA*DY/ALFA
IF(DALFA)51,25,25
25 W=ALFA*SQRT(DALFA)
ALFA=(DY+W-Z)*AMBDA/(DY+2.0*W-DX)
DO 26 I=1,N
26 X(I)=X(I)+(T-ALFA)*H(I)

```

```

DO I=1,NG
      EQI(I)=ABS(EQI(I))*CMPLX(COS(X(I)),SIN(X(I)))
      END DO
CALL VECTORI2(EQI,XPD,X,VECI2)
CALL VECCORR(VECI1,VECI2,VECI)
CALL NRM(MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECI1,VECI2,VECV3,VECI,IGL,FI)
CALL POTCNL(EQI,IGL,X,FI,PCNL)          IPCNL DE POSFALLA

! TERMINA SI EL VALOR DE LA FUNCION ACTUAL EN X ES MENOR
! QUE LOS VALORES DE LA FUNCION EN LOS EXTREMOS INTERNOS, DE OTRA FORMA REDUCE
! EL INTERVALO POR LA ELECCION DE UN EXTREMO, LO HACE IGUAL A X Y REPITE
! LA INTERPOLACION, LA ELECCION DEL EXTREMO DEPENDE DEL
! DEL VALOR DE LA FUNCION Y SU GRADIENTE EN X

CALL FUNCT(EQI,IGL,FI,N,X,F,G,C,D,P,PCNL,P0)

IF(F-FX)27,27,28
27 IF(F-FY)36,36,28
28 DALFA=0.0
DO 29 I=1,N
29 DALFA=DALFA+G(I)*H(I)
IF(DALFA)30,33,33
30 IF(F-FX)32,31,33
31 IF(DX-DALFA)32,36,32
32 FX=F
DX=DALFA
T=ALFA
AMBDA=ALFA
GOTO 23
33 IF(FY-F)35,34,35
34 IF(DY-DALFA)35,36,35
35 FY=F
DY=DALFA
AMBDA=AMBDA-ALFA
GOTO 22

! CALCULA LOS VECTORES DIFERENCIA DEL EL ARGUMENTO Y EL GRADIENTE A PARTIR
! DE DOS ITERACIONES CONSECUTIVAS

36 DO 37 J=1,N
K=N+J
H(K)=G(J)-H(K)
K=N+K
37 H(K)=X(J)-H(K)

! TERMINA, SI LA FUNCION NO HA DECRECIDO DURANTE LA ULTIMA ITERACION

IF(OLDF-F+EPS)51,38,38

! PRUEBA EL TAMAÑO DEL VECTOR DIFERENCIA DEL ARGUMENTO DEL VECTOR DE DIRECCION
! SI POR LO MENOS SE HAN EJECUTADO N ITERACIONES, TERMINA SI
! AMBOS SON MENORES A EPS

38 IER=0
IF(KOUNT-N)42,39,39
39 T=0.0
Z=0.0
DO 40 J=1,N
K=N+J
W=H(K)
K=K+N
T=T+ABS(H(K))
40 Z=Z+W*H(K)
IF(HNRM-EPS)41,41,42
41 IF(T-EPS)56,56,42

! TERMINA SI LA N-ESIMA ITERACION EXCEDIERA EL LIMITE

42 IF(KOUNT-LIMIT)43,50,50

! PREPARA LA ACTUALIZACION DE LA MATRIZ H

43 ALFA=0.0
DO 47 J=1,N
K=J+N3
W=0.0
DO 46 L=1,N
KL=N+L
W=W+H(KL)*H(K)
IF(L-J)44,45,45
44 K=K+N-L
GOTO 46
45 K=K+1
46 CONTINUE
K=N+J
ALFA=ALFA+W*H(K)
47 H(J)=W

! REPITE LA BUSQUEDA EN LA DIRECCION DE LA PENDIENTE MAS INCLINADA SI LOS RESULTADOS
! NO SON SATISFACTORIOS

IF(Z*ALFA)48,1,48

```

```

! ACTUALIZA LA MATRIZ H

48 K=N31
DO 49 L=1,N
KL=N2+L
DO 49 J=L,N
NJ=N2+J
H(K)=H(K)+H(KL)*H(NJ)/Z-H(L)*H(J)/ALFA
49 K=K+1
! PRINT*, 'PASA POR AQUI'
GOTO 5

! NO CONVERGE DESPUES DELAS ITERACIONES LIMITE

50 IER=1
RETURN

! RESTABLECE LOS VALORES ANTERIORES DE LA FUNCION Y LOS ARGUMENTOS

51 DO 52 J=1,N
K=N2+J
52 X(J)=H(K)

DO I=1,NG
      EQI(I)=ABS(EQI(I))*CMPLX(COS(X(I)),SIN(X(I)))
      END DO
CALL VECTORI2(EQI,XPD,X,VECI2)
CALL VECCORR(VECI1,VECI2,VECI)
CALL NRM(MYBUS3,MULTSUB3,VCI,VCS,VECI1,VECI2,VECV3,VECI,IGL,FI)
CALL POTCNL(EQI,IGL,X,FI,PCNL)          IPCNL DE POSFALLA

CALL FUNCT(EQI,IGL,FI,N,X,F,G,C,D,P,PCNL,P0)

! REPITE LA BUSQUEDA EN LA DIRECCION DE LA PENDIENTE MAS INCLINADA SI LA DERIVADA
! FALLA EN SER SUFICIENTEMENTE PEQUEÑA

IF(GNRM-EPS)55,55,53

! PRUEBA PARA LA REPETICION DE FALLA EN LA ITERACION

53 IF(IER)56,54,54
54 IER=-1
GOTO 1
55 IER=0
56 RETURN
END

!*****
! SUBROUTINE FUNCT
!*****
SUBROUTINE FUNCT(EQI,IGL,FI,N,TETA,VAL,GRAD,C,D,P,PCNL,P0)

! ARGUMENT LIST

! TETA = VECTOR DE VALORES DE X
! VAL = ECUACION DE LA FUNCION OBJETIVO
! GRAD = VECTOR DE LA DERIVADA DE LA FUNCION OBJETIVO, (TAMAÑO N)

DIMENSION TETA(N+1),GRAD(N+1)
DIMENSION F(50),C(50,50),D(50,50),P(50),VECT(50),JC(50)
COMMON/CTTES/ MT,MI(50)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES !,NTL,NSL,NBFA,NLD,NSVC,NTV,NSH
COMMON/DATAMAQ/XPD
! COMMON/VIGS/ IGL,IGLF,IGLPPF
! COMMON/FIS/ FI,FI,FI,FI,FI
COMPLEX IGL(50),EQI(50)
REAL FI(50),XPD(50)
REAL MI,MT,JC

PCOAP=0.0
DO I=1,NG-2
DO J=I+1,NG-1
PCOAP=D(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J))+PCOAP
END DO
END DO
DO I=1,NG-1
ANG1=TETA(I)*(1.0+MI(I)/MI(NG))
ANG2=0.0
DO J=1,NG-1
IF(J.NE.I)THEN
ANG2=(1.0/MI(NG))*(MI(J)*TETA(J))+ANG2
END IF
END DO
PCOAP=D(I,NG)*COS(ANG1+ANG2)+PCOAP
END DO
PCOA=P0-2.0*PCOAP-PCNL
!***** SE EVALUA CADA FUNCION REFERIDA AL COA

VAL=0.0
DO I=1,NG-1
PSI=0.0
ANG3=0.0
DO J=1,NG-1
IF(J.NE.I)THEN
PSI=C(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J))+D(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J))+PSI

```

```

ANG3=(1.0/MI(NG))*MI(J)*TETA(J)+ANG3
END IF
END DO
ANG4=TETA(I)*(1.0+MI(I)/MI(NG))
PSI=C(I,NG)*SIN(ANG4+ANG3)+D(I,NG)*COS(ANG4+ANG3) &
+ CABS(EQI(I))*CABS(IGL(I))*SIN(TETA(I)-
F(I))+PSI
F(I)=P(I)-PSI-(MI(I)/MT)*PCOA
VAL=F(I)*F(I)+VAL
END DO
!***** SE EVALUA LA DERIVADA DE LA FUNCION OBJETIVO
DO I=1,NG-1
JC(I)=0.0
DO J=1,NG-1
IF(I.NE.J)THEN
JC(I)=-C(I,J)*COS(TETA(I)-TETA(J))+D(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J))+JC(I)
END IF
END DO
ANG1=TETA(I)*(1.0+(MI(I)/MI(NG)))
ANG2=0.0
DO J=1,NG-1
IF(J.NE.I)THEN
ANG2=(1.0/MI(NG))*MI(J)*TETA(J)+ANG2
END IF
END DO
JC(I)=JC(I)-C(I,NG)*COS(ANG1+ANG2)+D(I,NG)*SIN(ANG1+ANG2)*(1.0+MI(I)/MI(NG)) &
+ CABS(EQI(I))*CABS(IGL(I))*SIN(TETA(I)-
F(I))+PSI
DO J=1,NG-1
VECT(I)=0.0
IF(J.NE.I)THEN
VECT(I)=-D(I,J)*SIN(TETA(I)-TETA(J))+VECT(I)
END IF
END DO
DO J=1,NG-1
IF(J.NE.I)THEN
ANG3=TETA(J)*(1.0+MI(J)/MI(NG))
ANG4=0.0
DO K=1,NG-1
IF(K.NE.J)THEN
ANG4=(1.0/MI(NG))*MI(K)*TETA(K)+ANG4
END IF
END DO
VECT(I)=VECT(I)-D(J,NG)*SIN(ANG3+ANG4)*(MI(I)/MI(NG))
END IF
END DO
VECT(I)=VECT(I)-D(I,NG)*SIN(ANG1+ANG2)*(1.0+MI(I)/MI(NG))
VECT(I)=2.0*VECT(I)
JC(I)=JC(I)+VECT(I)*(MI(I)/MT) &
(MI(I)/MT)*CABS(EQI(I))*CABS(IGL(I))*SIN(TETA(I)-F(I)) &
+ (MI(I)/MT)*(MI(I)/MI(NG))*CABS(EQI(NG))*CABS(IGL(NG))*SIN(ANG4-FI(NG))
GRAD(I)=0.0
GRAD(I)=F(I)*JC(I)*2.0
AUXX = 0.0
AUXX2 = 0.0
DO J=1,NG-1
IF(J.NE.I)THEN
AUXX=TETA(J)*(1.0+MI(J)/MI(NG))
AUXX1=0.0
DO K=1,NG-1
IF(K.NE.J)THEN
AUXX1=MI(K)*TETA(K)*(1.0/MI(NG))+AUXX1
END IF
END DO
AUXX2=(C(J,I)*COS(TETA(J)-TETA(I))-D(J,I)*SIN(TETA(J)
&
-TETA(I))+(-C(J,NG)*COS(AUXX+AUXX1)+D(J,NG)*SIN(AUXX+AUXX1))
&
*(MI(I)/MI(NG))-(MI(J)/MT)*VECT(I))*F(J)
&
-(MI(I)/MT)*CABS(EQI(J))*CABS(IGL(J))*SIN(TETA(J)-F(I))*F(J) &
+ (MI(I)/MT)*(MI(J)/MI(NG))*CABS(EQI(NG))*CABS(IGL(NG))*SIN(AUXX1-FI(NG))*F(J) &
+ AUXX2
END IF
END DO
GRAD(I)=GRAD(I)+AUXX2*2.0
END DO
RETURN
END
!*****
! SUBROUTINA PARA SUMAR ENDA SOBRE LA LISTA UNIDA DE EXTREMOS DE BUSA
!*****
SUBROUTINE ADDEND(BUSA, ENDA)
COMMON /BLOCK1/ LIST,NEXT,FAR
INTEGER LIST(200),NEXT(900),FAR(900)
INTEGER BUSA, ENDA
IF(LIST(BUSA).NE.0)GOTO 21

```

```

LIST(BUSA)=ENDA
RETURN
21 END=LIST(BUSA)
22 IF(NEXT(ENDA).EQ.0)GOTO 23
END=NEXT(ENDA)
GOTO 22
23 NEXT(ENDA)=ENDA
RETURN
END
!*****
! SUBROUTINA PARA DETERMINAR ADMITANCIA DE RAMA Y CAMBIO
! DE FASE DE LAS ADMITANCIAS MUTUAS
!*****
SUBROUTINE PSHIFT(ENDP, YMUT, YPQ, PHASE)
COMPLEX YMUT(900), YPQ
INTEGER ENDP, ENDO, BRANCH
BRANCH=(ENDP+1)/2
ENDQ=2*BRANCH
IF(ENDP.EQ.ENDQ)ENDQ=ENDQ-1
BETAP=ATAN2(AIMAG(YMUT(ENDP)),REAL(YMUT(ENDP)))
BETAQ=ATAN2(AIMAG(YMUT(ENDQ)),REAL(YMUT(ENDQ)))
THETA=(BETAP+BETAQ)/2.0
YPQ=-CABS(YMUT(ENDP))*CPLX(COS(THETA),SIN(THETA))
PHASE=(BETAP-BETAQ)/2.0
RETURN
END
!*****
! SUBROUTINA PARA TRIANGULARIZAR LA MATRIZ DE ADMITANCIA DE LA
! RED POR ELIMINACION NODAL
!*****
SUBROUTINE ELIMIN(YSELF, YMUT, LIST, NEXT, FAR, NSTATE, &
NORDER, NCONN, NBUS, NELIM, LAST, IELIM, IBRAN, VCI, VCS)
COMPLEX YSELF(200), YMUT(900)
COMPLEX YROW(100), YCOL(100), YMM, YMI, YJM, YJY, YJI, YJI
COMPLEX VCI(50), VCS(50)
INTEGER LIST(200), NEXT(900), FAR(900), NSTATE(200), NORDER(200), &
NCONN(200), STACK(500)
INTEGER NBUS, NELIM, LAST
INTEGER NTAB(500)
INTEGER ENDI, ENDJ, ENDM, ENDN, END
DATA NL/450/
! NSTATE=0 SI EL NODO SE VA A ELIMINAR
! NSTATE=-1 SI EL NODO HA SIDO ELIMINADO
! NSTATE=1 SI EL NODO ES RETENIDO
NELIM=0
ntab=0
stack=0
mbus=0
NBRAN=LAST
NBRMIN=10000
ycol=0.0
yrow=0.0
nterm=0
! SUMA RAMAS NO USADAS AL GRUPO DISPONIBLE
NAVAIL=NL-LAST
DO 10 I=1, NAVAIL
10 STACK(I)=NL-I+1
! ELIMINA LOS NODOS NO REQUERIDOS DENTRO
! DE LA ESTRUCTURA LINKNET
! CUENTA LAS CONEXIONES MUTUAS DE LOS NODOS A ELIMINAR
MBUS=0
DO 35 NODEI=1, NBUS
IF(LIST(NODEI).EQ.0)GOTO 35
! CHECA SI EL NODO SE GUARDA O SI EL NODO HA SIDO ELIMINADO
MBUS=MBUS+1
IF(NSTATE(NODEI).NE.0)GOTO 35
NCONN(NODEI)=0
ENDI=LIST(NODEI)
30 NCONN(NODEI)=NCONN(NODEI)+1
IF(NEXT(ENDI).EQ.0)GOTO 35
ENDI=NEXT(ENDI)
GOTO 30
35 CONTINUE
! LOOP AQUI PARA CADA NODO POR ELIMINARSE EN LA RED
36 CONTINUE
! ENCUENTRA EL NODO CON EL MINIMO NUMERO DE CONEXIONES
NMAX=1000
NODEM=0
DO 40 NODEI=1, NBUS
IF(LIST(NODEI).EQ.0)GOTO 40
! CHECA SI EL NODO SE GUARDA O SI HA SIDO ELIMINADO
IF(NSTATE(NODEI).NE.0)GOTO 40
IF(NCONN(NODEI).GT.NMAX)GOTO 40
NMAX=NCONN(NODEI)
NODEM=NODEI

```

```

40 CONTINUE

! CHECA SI TODOS LOS NODOS REQUERIDOS HAN SIDO ELIMINADOS
IF(NODEM.EQ.0)GOTO 120
NELIM=NELIM+1
! CHECA POR SUSPENSION DE ELIMINACIONES
IF(NELIM.GT.IELIM)GOTO 120
IF(NBRAN.GT.IBRAN)GOTO 120
IF(NBRAN.NBRMIN+10)GOTO 120
NORDER(NELIM)=NODEM

! NODEM ES EL NODO CON EL MINIMO NUMERO DE CONEXIONES
! A LOS NODOS NO ELIMINADOS
! REALIZA LA ELIMINACION DE KRON EN NODEM
! FORMA LA TABLA DE NODOS CONECTADOS A NODEM EL CUAL NO
! HA SIDO ELIMINADO
I=0
ENDM=LIST(NODEM)
45 NODEN=FAR(ENDM)
! CHECA SI NODEN HA SIDO ELIMINADO
IF(NSTATE(NODEN).EQ.-1)GOTO 48
I=I+1
IF(I.LE.100)GOTO 47
WRITE(6,2003)
2003 FORMAT(' DIMENSIONES DE TABLA EXCEDIDAS. ')
RETURN
47 CONTINUE
NTAB(I)=NODEN
MUTUAL=(ENDM+1)/2
ENDN=2*MUTUAL-1
IF(ENDN.EQ.ENDM)ENDN=ENDN+1
YROW(I)=YMUT(ENDM)
YCOL(I)=YMUT(ENDN)
48 IF(NEXT(ENDM).EQ.0)GOTO 50
ENDM=NEXT(ENDM)
GOTO 45
50 CONTINUE
NMUT=I
NBRAN=NBRAN-NMUT
YMM=YSELF(NODEM)

! CALCULA LAS EXTRACCIONES EQUIVALENTES DE CORRIENTE EN
! LOS NODOS ADYACENTES A NODEM
DO 55 I=1,NMUT
NODEI=NTAB(I)
YIM=YCOL(I)
VCI(NODEI)=VCI(NODEI)-YIM/YMM*VCI(NODEM)
VCS(NODEI)=VCS(NODEI)-YIM/YMM*VCS(NODEM)
55 CONTINUE
DO 100 I=1,NMUT
DO 100 J=1,NMUT
NODEI=NTAB(I)
NODEJ=NTAB(J)
YMI=YROW(I)
YMJ=YROW(J)
YIM=YCOL(I)
YJM=YCOL(J)

! CHECA SI LA ADMITANCIA PROPIA O MUTUA ES CAMBIADA
IF(NODEI.NE.NODEJ)GOTO 64

! CAMBIA LA ADMITANCIA PROPIA DE NODEI
YSELF(NODEI)=YSELF(NODEI)-YIM*YMI/YMM
GOTO 90
64 CONTINUE

! CAMBIA LA ADMITANCIA MUTUA ENTRE NODEI Y NODEJ
YIJ=-YIM*YMI/YMM
YJI=-YJM*YMI/YMM

! CHECA SI UN TERMINO MUTUO YA EXISTE ENTRE NODEI Y NODEJ
ENDI=LIST(NODEI)
65 IF(FAR(ENDI).EQ.NODEJ)GOTO 70
IF(NEXT(ENDI).EQ.0)GOTO 75
ENDI=NEXT(ENDI)
GOTO 65

! EL TERMINO MUTUO YA EXISTE, ENTONCES CAMBIA EL TERMINO EXISTENTE
70 MUTUAL=(ENDI+1)/2
ENDJ=2*MUTUAL-1
IF(ENDJ.EQ.ENDI)ENDJ=ENDJ+1
YMUT(ENDI)=YMUT(ENDI)+YIJ
YMUT(ENDJ)=YMUT(ENDJ)+YJI
GOTO 90

! VEN AQUI SI EL TERMINO DE LA ADMITANCIA MUTUA NO EXISTE TODAVIA
! ENTONCES SUMA UN NUEVO TERMINO MUTUO A LINKNET
75 LAST=LAST+1
NBRAN=NBRAN+1

! CHECA SI CUALQUIER RAMA SE DEJA EN EL GRUPO DISPONIBLE
IF(NAVAIL.GT.0)GOTO 222
WRITE(6,221)NELIM
221 FORMAT(' LA DIMENSION DE LAS RAMAS SE EXCEDE ' / EL NUMERO DE &
NODOS ELIMINADOS ES ',I5)

RETURN
222 CONTINUE

! TOMA LA RAMA DE LA PARTE SUPERIOR DEL GRUPO DISPONIBLE
MUTUAL=STACK(NAVAIL)
NAVAIL=NAVAIL-1
ENDI=MUTUAL+MUTUAL-1
ENDJ=ENDI+1
YMUT(ENDI)=YIJ
YMUT(ENDJ)=YJI
NEXT(ENDI)=LIST(NODEI)
LIST(NODEI)=ENDI
FAR(ENDI)=NODEJ
NEXT(ENDJ)=LIST(NODEJ)
LIST(NODEJ)=ENDJ
FAR(ENDJ)=NODEI
NCONN(NODEI)=NCONN(NODEI)+1
NCONN(NODEJ)=NCONN(NODEJ)+1
90 CONTINUE
100 CONTINUE
NSTATE(NODEM)=-1
MBUS=MBUS-1

! TODAS LAS ADICIONES DE LA MATRIZ Y DEBIDO A LA ELIMINACION DE KRON
! DEL NODO M SE HA HECHO AHORA
! RESTA 1 DE NCONN DE NODOS CONECTADOS A NODEM LOS CUALES NO HAN
! SIDO ELIMINADOS
ENDM=LIST(NODEM)
110 NODEN=FAR(ENDM)
IF(NSTATE(NODEN).EQ.0)NCONN(NODEN)=NCONN(NODEN)-1
IF(NEXT(ENDM).EQ.0)GOTO 115
ENDM=NEXT(ENDM)
GOTO 110
115 CONTINUE

! QUITA CADA RAMA CONECTADA A NODEM EN TURNO
DO 150 I=1,NMUT
NODEN=NTAB(I)

! REESTABLECE APUNTADES DESDE NODEN
ENDN=LIST(NODEN)

! CHECA SI EL PRIMER EXTREMO DE LA LISTA SERA REMOVIDO
IF(FAR(ENDN).NE.NODEM)GOTO 130

! BRINCA ENDN CON EL APUNTADES LIST
LIST(NODEN)=NEXT(ENDN)
GOTO 135
130 END=ENDN
ENDN=NEXT(ENDN)
IF(FAR(ENDN).NE.NODEM)GOTO 130

! BRINCA ENDN CON EL APUNTADES NEXT
NEXT(END)=NEXT(ENDN)
135 CONTINUE
NEXT(ENDN)=0
FAR(ENDN)=0
YMUT(ENDN)=(0.0,0.0)
MUTUAL=(ENDN+1)/2
ENDM=2*MUTUAL
IF(ENDM.EQ.ENDN)ENDM=ENDM-1
NEXT(ENDM)=0
FAR(ENDM)=0
YMUT(ENDM)=(0.0,0.0)

! SUMA RAMA QUITADA A GRUPO DISPONIBLE
NAVAIL=NAVAIL+1
STACK(NAVAIL)=MUTUAL
150 CONTINUE
LIST(NODEM)=0
YSELF(NODEM)=(0.0,0.0)
VCI(NODEM)=(0.0,0.0)
VCS(NODEM)=(0.0,0.0)
NTERM=MBUS+2*NBRAN
! WRITE(6,1500)NELIM,NODEM,NBRAN,NCONN(NODEM),NTERM
1500 FORMAT(' ',5I7)
116 CONTINUE
IF(NBRAN.LT.NBRMIN)NBRMIN=NBRAN

! LOOP HACIA ATRAS PARA ELIMINAR EL SIGUIENTE NODO
GOTO 36
120 CONTINUE
RETURN
END

!*****
! SUBROUTINE PARA EL CALCULO DE LOS NUEVOS VECTORES LIST, NEXT Y FAR
!*****
SUBROUTINE VECTORES(VECFAR2,VECLIST,VECNEXT,VECFAR)
INTEGER VECFAR2(900),VECLIST( 200),VECNEXT( 900),VECFAR( 900)
INTEGER PBUS,QBUS,NBRAN,BRANCH,END
NBRAN=0
VECLIST=0
VECNEXT=0
VECFAR=0

```

```

NBRAN=0
BRANCH=0
DO I=1,100,2
  QBUS=VECFAR2(I)
  PBUS=VECFAR2(I+1)
  IF(PBUS/=0.AND.QBUS/=0)THEN
    IF(VECLIST(PBUS)/=0)THEN
      END=VECLIST(PBUS)
7250  IF(VECNEXT(END)/=0)THEN
      END=VECNEXT(END)
      GOTO 7250
    END IF
  END IF
  NBRAN=NBRAN+1
  BRANCH=BRANCH
  END=2*NBRAN-1
  CALL ADDEND(PBUS,END)
  VECFAR(END)=QBUS
  END=2*NBRAN
  CALL ADDEND(QBUS,END)
  VECFAR(END)=PBUS
  ENDIF
END DO
END

!*****
! SUBROUTINA PARA LA ESCRITURA DE LAS MATRICES REDUCIDAS
!*****
SUBROUTINE ESCRITURA(MATYBUSRED,NUMGEN)
COMMON /DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMPLEX MATYBUSRED(50,50)
INTEGER NUMGEN
  DO I=1,NUMGEN
    DO J=1,NUMGEN
      WRITE(24,7005)I,J,MATYBUSRED(I,J)
7005  FORMAT(1X,'YBUSRED(',I4,',',I4,')= ',2F10.4)
      IF(J==NUMGEN)WRITE(24,7006)
7006  FORMAT(//)
    END DO
  END DO
END

!*****
! SUBROUTINA PARA LA ESCRITURA DE VECTORES
!*****
SUBROUTINE WRITEIGL(VEC,NUMGEN)
COMPLEX VEC(50),VECTOR(NUMGEN)
INTEGER NUMGEN
  DO I=1,NUMGEN
    VECTOR(I)=VEC(I)
    WRITE(26,7350)I,VECTOR(I)
7350  FORMAT(1X,'I(',I3,')=',2F10.4)
  ENDDO
END

!*****
! SUBROUTINA PARA LA INVERSION DE MATRICES COMPLEJAS
!*****
SUBROUTINE INVERSION(MDATO,YBUS,ZBUS)
COMPLEX YBUS(150,150),YABUS(MDATO,MDATO),ZABUS(MDATO,MDATO),ZBUS(150,150)
YABUS=0.0
ZABUS=0.0
DO I=1,MDATO
  DO J=1,MDATO
    YABUS(I,J)=YBUS(I,J)
  ENDDO
ENDDO
CALL LINC6(MDATO,YABUS,MDATO,ZABUS,MDATO)
DO I=1,MDATO
  DO J=1,MDATO
    ZBUS(I,J)=ZABUS(I,J)
  ENDDO
ENDDO
END

!*****
! SUBROUTINA PARA LA INVERSION DE MATRICES REALES
!*****
SUBROUTINE INVERSION2(MDATO,YBUS,ZBUS)
REAL YBUS(300,300),YABUS(MDATO,MDATO),ZABUS(MDATO,MDATO),ZBUS(300,300)
YABUS=0.0
ZABUS=0.0
DO I=1,MDATO
  DO J=1,MDATO
    YABUS(I,J)=YBUS(I,J)
  ENDDO
ENDDO
CALL LINRG(MDATO,YABUS,MDATO,ZABUS,MDATO)
DO I=1,MDATO
  DO J=1,MDATO
    ZBUS(I,J)=ZABUS(I,J)
  ENDDO
ENDDO
END

!*****
! SUBROUTINA DE MULTIPLICACION DE MATRICES COMPLEJAS
!*****
SUBROUTINE MULTIPLICACION(NDATA1,NDATA2,SM1,SM2,SM12)
COMPLEX
SM1(150,150),SM2(150,150),SM12(150,150),MATA(NDATA1,NDATA2),MATB(NDATA2,NDATA2),MATAB(NDATA1,NDATA2)
MATA=0.0
MATB=0.0
MATAB=0.0
DO I=1,NDATA1
  DO J=1,NDATA2
    MATA(I,J)=SM1(I,J)
  ENDDO
ENDDO
DO I=1,NDATA2
  DO J=1,NDATA2
    MATB(I,J)=SM2(I,J)
  ENDDO
ENDDO
CALL MCRCR(NDATA1,NDATA2,MATA,NDATA1,NDATA2,NDATA2,MATB,NDATA2,NDATA1,NDATA2,MATAB,NDATA1)
DO I=1,NDATA1
  DO J=1,NDATA2
    SM12(I,J)=MATAB(I,J)
  ENDDO
ENDDO

!*****
! SUBROUTINA DE MULTIPLICACION DE UNA MATRIZ COMPLEJA POR UN VECTOR COMPLEJO
!*****
SUBROUTINE MULTMATVEC1(NDATA1,NDATA2,MSUB,VECTOR1,VIGL)
INTEGER NDATA2,NDATA1
COMPLEX MSUB(150,150),VECTOR1(150),VIGL(150),MATC(NDATA1,NDATA2)
COMPLEX VECA(NDATA2),VECB(NDATA1)
MATA=0.0
VECA=0.0
VECB=0.0
DO I=1,NDATA1
  DO J=1,NDATA2
    MATC(I,J)=MSUB(I,J)
  ENDDO
ENDDO
DO I=1,NDATA2
  VECA(I)=VECTOR1(I)
ENDDO
CALL MUCRV(NDATA1,NDATA2,MATC,NDATA2,NDATA2,VECA,1,NDATA1,VECB)
DO I=1,NDATA1
  VIGL(I)=VECB(I)
ENDDO
END

!*****
! SUBROUTINA DE MULTIPLICACION DE UNA MATRIZ REAL POR UN VECTOR REAL
!*****
SUBROUTINE MULTMATVEC2(NDATA1,NDATA2,MSUB,VECTOR1,VIGL)
REAL MSUB(100,100),VECTOR1(100),VIGL(100),MATC(NDATA1,NDATA2)
REAL VECA(NDATA2),VECB(NDATA1)
MATA=0.0
VECA=0.0
VECB=0.0
DO I=1,NDATA1
  DO J=1,NDATA2
    MATC(I,J)=MSUB(I,J)
  ENDDO
ENDDO
DO I=1,NDATA2
  VECA(I)=VECTOR1(I)
ENDDO
CALL MURRV(NDATA1,NDATA2,MATC,NDATA1,NDATA2,VECA,1,NDATA1,VECB)
DO I=1,NDATA1
  VIGL(I)=VECB(I)
ENDDO
END

!*****
! SUBROUTINA PARA EL CALCULO DE LA POTENCIA EN LAS CARGAS NO LINEALES
!*****
SUBROUTINE POTCNL(EQI,IGL,ANG1,ANG2,PCNL)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMMON/CTTES/ MT,M(50)
COMPLEX EQI(50),IGL(50)
DIMENSION ANG1(50)
REAL ANG2(50),ANGULO
PCNL=0.0
ANGULO=0.0

```

```

DO I=1,NG-1
! PRINT*,ABS(IGL(I)),ABS(EQI(I)),ANG1(I),ANG2(I)
PCNL=PCNL+ABS(EQI(I))*ABS(IGL(I))*COS(ANG1(I)-ANG2(I))
ANGULO=ANGULO+(MI(I)*ANG1(I)/MI(NG))
END DO
PCNL=PCNL+ABS(EQI(NG))*ABS(IGL(NG))*COS(-ANGULO-ANG2(I))
print*,PCNL
! PAUSE
END

```

```

!*****
! SUBROUTINA DE INTEGRACION POR LA REGLA TRAPEZOIDAL
!*****
SUBROUTINE TRAP(EQI,XPD,VEC1,MYBUS,MULTSUB,VCI,VCS,VECV,ANG1,ANG2,INTEGRAL)
COMMON /DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMPLEX EQI(50),IGL(50)

```

```

COMPLEX VEC1(150),VEC1(150),VEC2(50)
COMPLEX VCI(150),VCS(150)
COMPLEX MYBUS(150,150),MULTSUB(150,150),VECV(150)
REAL ANG1(50),ANG2(50),ANG3(50),XPD(50),ANG(50)
REAL PASO(50),NPASOS,FUNCION,INTEGRAL(50),SUMA(50)

```

```

INTEGRAL=0.0; SUMA=0.0
DO I=1,NG
EQI(I)=ABS(EQI(I))*CMPLX(COS(ANG1(I)),SIN(ANG1(I)))
END DO
CALL VECTORI2(EQI,XPD,ANG1,VEC1)
CALL VECCORR(VEC1,VEC2,VEC1)
CALL NRM(MYBUS,MULTSUB,VCI,VCS,VEC1,VEC2,VECV,VECI,IGL,ANG3)

```

```

DO I=1,NG
INTEGRAL(I)=FUNCION(CABS(EQI(I)),CABS(IGL(I)),ANG1(I),ANG3(I))
END DO
NPASOS=10
DO I=1,NG
PASO(I)=(ANG2(I)-ANG1(I))/NPASOS
END DO

```

```

DO J=1,NPASOS-1
DO I=1,NG
ANG(I)=ANG1(I)+J*PASO(I)
EQI(I)=ABS(EQI(I))*CMPLX(COS(ANG(I)),SIN(ANG(I)))
END DO

```

```

CALL VECTORI2(EQI,XPD,ANG,VEC1)
CALL VECCORR(VEC1,VEC2,VEC1)
CALL NRM(MYBUS,MULTSUB,VCI,VCS,VEC1,VEC2,VECV,VECI,IGL,ANG3)
DO I=1,NG
SUMA(I)=SUMA(I)+FUNCION(CABS(EQI(I)),CABS(IGL(I)),ANG(I),ANG3(I))
END DO
END DO

```

```

DO I=1,NG
EQI(I)=ABS(EQI(I))*CMPLX(COS(ANG2(I)),SIN(ANG2(I)))
END DO

```

```

CALL VECTORI2(EQI,XPD,ANG2,VEC1)
CALL VECCORR(VEC1,VEC2,VEC1)
CALL NRM(MYBUS,MULTSUB,VCI,VCS,VEC1,VEC2,VECV,VECI,IGL,ANG3)

```

```

DO I=1,NG
INTEGRAL(I)=INTEGRAL(I)+FUNCION(CABS(EQI(I)),CABS(IGL(I)),ANG2(I),ANG3(I))
INTEGRAL(I)=PASO(I)/2*(INTEGRAL(I)+2*SUMA(I))
END DO
END

```

```

FUNCTION funcion (V,COR,TETA,FI)
real FUNCION,V,COR,TETA,FI
FUNCION=V*COR*COS(TETA-FI)
END FUNCTION

```

```

!*****
! SUBROUTINA DE ACTUALIZACION DEL VALOR DE TETA PARA CALCULAR I2
!*****

```

```

SUBROUTINE VECTORI2(EQI,XPD,TETA,VECCOR2)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMMON/CTES/PI,S1
COMPLEX EQI(50),VECCOR2(50)
DIMENSION TETA(50)
REAL XPD(50)

```

```

DO I=1,NG
CORR2=ABS(EQI(I))/XPD(I)
ANGI2=TETA(I)-(PI/2)
VECCOR2(I)=CORR2*CMPLX(COS(ANGI2),SIN(ANGI2))
END DO
END

```

```

!*****
! SUBROUTINA DE FORMACION EL VECTOR DE CORRIENTES CON -I E I2
!*****

```

```

SUBROUTINE VECCORR(VEC1,VEC2,VEC1)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMPLEX VEC1(150),VEC1(150),VEC2(150)
DO I=1,NB
IF(I<=NG)THEN
VEC(I)=VEC2(I)
ELSE
VEC(I)=-VEC1(I)
END IF
END DO
END

```

```

!*****
! SUBROUTINA PARA FORMAR Y ACTUALIZAR EL NUEVO VECTOR DE CORRIENTES
!*****

```

```

SUBROUTINE ACTUALVECI(VV,VCIN,VCSN,VEC1N)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMMON/DATOS3/VECVIN
COMMON/DATOS4/PIC,QIC,PSC,QSC
! COMPLEX VECIN(150),VEC1N(150),VEC2(150),VCIN(150),VCSN(150),SIC(150),SSC(150)
COMPLEX VEC1N(150),VCIN(150),VCSN(150),SIC(150),SSC(150)
COMPLEX VECVIN(150),VV(150)
REAL PIC(150),QIC(150),PSC(150),QSC(150)
REAL RELVOLT(150)
DO J=1,NB
IF(PIC(J).NE.0.0.OR.PSC(J).NE.0.0)THEN
RELVOLT(J)=ABS(VV(J))/ABS(VECVIN(J))
SIC(J)=CMPLX(PIC(J),QIC(J))
SSC(J)=CMPLX(PSC(J),QSC(J))
VCIN(J)=(RELVOLT(J)*CONJG(SIC(J))/CONJG(VV(J)))
VCSN(J)=CONJG(SSC(J))/CONJG(VV(J))
VEC1N(J)=VCIN(J)+VCSN(J)
ELSE
VCIN(J)=(0.0,0.0)
VCSN(J)=(0.0,0.0)
END IF
END DO

```

```

! NUEVO VECTOR DE CORRIENTES (VECI)
! CALL VECCORR(VEC1N,VEC2,VECI)
END

```

```

!*****
! SUBROUTINA PARA FORMAR EL VECTOR DE VARIACIONES DE CORRIENTES
!*****

```

```

SUBROUTINE DELTAIMOD(DELTAI,DELTAIM)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
REAL DELTAIM(300) !DEBE SER DEL DOBLE DE ENTRADAS DEL VECTOR DELTAI
COMPLEX DELTAI(150)
DO I=1,NB
DELTAIM(I)=AIMAG(DELTAI(I))
DELTAIM(I+NB)=REAL(DELTAI(I))
END DO
END

```

```

!*****
! SUBROUTINA PARA FORMAR EL JACOBIANO DE LA MATRIZ YABUS
!*****

```

```

SUBROUTINE JCYABUS(MYBUS,JACYABUS)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMPLEX MYBUS(150,150)
REAL JACYABUS(300,300) !JACYABUS DEBE SER DEL DOBLE DE MYBUS
DO I=1,NB
DO J=1,NB
JACYABUS(I,J)=AIMAG(MYBUS(I,J))
JACYABUS(I+NB,J+NB)=-JACYABUS(I,J)
END DO
END DO

```

```

DO I=1,NB
DO J=NB+1,2*NB
JACYABUS(I,J)=REAL(MYBUS(I,J-NB))
JACYABUS(J,I)=JACYABUS(I,J)
END DO
END DO
END

```

```

!*****
! SUBROUTINA DE FACTORIZACION LU PARA UNA MATRIZ REAL
!*****

```

```

SUBROUTINE LUJC(NE,DELTAIM,JACYABUS,DELTAVOLT)
REAL JACYABUS(300,300) !JACYABUS DEBE SER DEL DOBLE DE MYBUS
REAL DELTAIM(300),DELTAVOLT(300) !DEBE SER DEL DOBLE DE ENTRADAS DEL VECTOR
DELTAIM
REAL MATRIZL(300,300),MATRIZU(300,300),INVMAT(300,300)
REAL COM1,COM2
MATRIZU=JACYABUS
DO i=1,NE
com1=MATRIZU(i,i)
DO j=1,NE
MATRIZL(j,i)=MATRIZU(j,i)
MATRIZU(i,j)=MATRIZU(i,j)/com1

```

```

END DO
DO j=i+1,NE
  com2=MATRIZU(j,i)
  DO k=1,NE
    MATRIZU(j,k)=MATRIZU(j,k)*(-com2)+MATRIZU(j,k)
  END DO
END DO
DO i=1,NE
  DO j=i+1,NE
    MATRIZL(i,j)=0.0
  END DO
END DO
invmat=0.0
DO I=1,NE
  DO J=1,NE
    IF (MATRIZL(I,J)/=0.0)THEN
      ! WRITE(30,800),J,MATRIZL(I,J)
800   FORMAT(1X,MATRIZL=','I3,','I3,')=','F10.4)
    END IF
  END DO
END DO
DO I=1,NE
  DO J=1,NE
    IF (MATRIZU(I,J)/=0.0)THEN
      ! WRITE(30,810),J,MATRIZU(I,J)
810   FORMAT(1X,MATRIZU=','I3,','I3,')=','F10.4)
    END IF
  END DO
END DO
! SUSTITUCION HACIA ADELANTE
CALL INVERSION2(NE,MATRIZL,INVMAT)
CALL MULTMATVEC2(NE,NE,INVMAT,DELTAIM,DELTA VOLT)
INVMAT=0.0
DELTAIM=0.0
DELTAIM=DELTA VOLT
DELTA VOLT=0.0
! SUSTITUCION INVERSA
CALL INVERSION2(NE,MATRIZU,INVMAT)
CALL MULTMATVEC2(NE,NE,INVMAT,DELTAIM,DELTA VOLT)
! ITERAC=ITERAC+1
END

!-----
! SUBROUTINA PARA FORMAR EL VECTOR DE VARIACIONES DE VOLTAJES
!-----
SUBROUTINE VOLTCOMP(DELTA VOLT,DVOLTCOMP)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
REAL DELTA VOLT(300)
COMPLEX DVOLTCOMP(150)

DO I=1,NB
  DVOLTCOMP(I)=CMPLX(DELTA VOLT(I),DELTA VOLT(I+NB))
END DO
END

!-----
! SUBROUTINA PARA CORREGIR VECTORES AL CENTRO INERCIAL
!-----
SUBROUTINE CORALCI(NB,D0,VECTOR)
COMPLEX VECTOR(150)
REAL MAGNITUD,ANGULO

DO I=1,NB
  MAGNITUD=ABS(VECTOR(I))
  IF (MAGNITUD/=0.0)THEN
    ANGULO=ATAN(AIMAG(VECTOR(I))/REAL(VECTOR(I)))
    ANGULO=ANGULO-D0
    VECTOR(I)=MAGNITUD*CMPLX(COS(ANGULO),SIN(ANGULO))
  END IF
END DO
END

!-----
! SUBROUTINA PARA EVALUAR EL VECTOR IGL
!-----
SUBROUTINE NRM(MYA,MSYB,VCI,VCS,VI1,VI2,VV,VI,IGL,FI)
COMMON/DATOS/ NB,NG,RESBUSES
COMPLEX MYA(150,150),VV(150),VI2(50),VI(150),IYV(150),DI(150),DVWC(150),VCIN(150),VCSN(150)
COMPLEX VCI(150),VCS(150),VI1(150),VI1N(150),MSYB(150,150),VCRNI(150),IGL(50)
REAL DCM(300),JMYA(300,300),JMZA(300,300),DVV(300),FI(50)
INTEGER RESBUSES
ITERA=750
LOOP1: DO K=1,ITERA
  CALL MULTMATVEC1(NB,NB,MYA,VV,IYV)
  DO I=1,NB
    DI(I)=VI(I)-IYV(I)
  ENDDO

  CALL DELTAIMOD(DI,DCM)
  CALL JCYABUS(MYA,JMYA)
  CALL INVERSION2(2*NB,JMYA,JMZA)
  CALL MULTMATVEC2(2*NB,2*NB,JMZA,DCM,DVV)
! CALL LUJC(2*NB,DCM,JMYA,DVV)

```

G2. Archivos Requeridos.

Para poder realizar las simulaciones en el programa presentado en la sección F1, se requieren de 6 archivos, uno que es general, en el cual están contenidos los nombres de los otros cinco archivos, los cuales contienen diversa información, en las siguientes secciones se explica el contenido de cada uno de estos archivos. Cada uno de los archivos se puede editar con un procesador de texto cualquiera, además en cada uno se numeran las columnas para saber la posición en la cual se leen cada uno de los datos. En este caso en particular se muestran los archivos utilizados para simular el sistema WSCC.

G3. Archivo General.

Este archivo contiene el nombre de los cinco archivos requeridos para obtener todas las características del sistema a simular.

Archivo: WSCC.SEP

```
ARCHIVOS EMPLEADOS PARA EL SISTEMA WSCC
1234567890123456789012345678901234567890
CONTROL.DAT
MAQWSCC.DAT
FLUJOSW.DAT
LINEW.DAT
LOADW.DAT
```

G4. Archivo de Control.

Este archivo contiene las características generales del sistema a simular como son el número máximo de nodos, de generadores, condiciones para efectuar la reducción de la matriz Ybus, nodos retenidos, etc.

Archivo: CONTROL.DAT

```
TARJETA DE CONTROL
123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
Numero máximo de nodos.....= 11
Numero máximo de generadores.....= 4
Termina la reducción si el numero de nodos reducidos excede..= 15
Termina la reducción si el numero de ramas excede.....= 100
Numero de ramas en la red original.....= 12
Numero de nodos retenidos (maxbus-maxgen).....= 4
Se borrarán las ramas de Z equivalente mayor a (p.u.).....=1000.0000
Nodo donde ocurre la falla.....= 8
Nodos entre los que se libera la falla.....= 8 9
Nodos retenidos:
 1  2  3  4
```

G5. Archivo de Datos de Máquinas.

El contenido de este archivo se refiere a los parámetros de las máquinas del sistema con modelo clásico.

Archivo: MAQWSCC.DAT

```
123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
ARCHIVO DE DATOS DE MAQUINAS DEL SISTEMA WSCC
BUS      X'd      H(MW/MVA)
 1      0.0608   23.6400
 2      0.1198    6.4000
 3      0.1813    3.0100
 4      0.1198    6.4000
```


G6. Archivo de Flujos.

Este archivo se requiere para conocer las condiciones iniciales del sistema bajo estudio, contiene la numeración de los nodos, voltajes de nodos, ángulos, potencias de generación, de carga y elementos conectados en paralelo, y se requiere actualizar cada vez que se cambien los modelos de carga del sistema.

Archivo: *FLUJOSW.DAT*

```

1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
ARCHIVO DE DATOS DE BUS DEL SISTEMA WSCC
BUS      VOLT.    ANG.      PGEN      QGEN      PCAR      QCAR      GSHUNT    BSHUNT
1 BUS-001 001.0400  .0000    2.050624  0.703461  0.000000  0.000000  0.0000    0.0000
2 BUS-002 001.0350  5.1305    1.600000  0.405120  0.000000  0.000000  0.0000    0.0000
3 BUS-003 001.0350  .5367    1.000000  0.318208  0.000000  0.000000  0.0000    0.0000
4 BUS-004 001.0350  16.3699   1.600000  0.187439  0.000000  0.000000  0.0000    0.0000
5 BUS-005 001.0074  -6.4728   .000000  0.000000  0.000000  0.000000  0.0000    0.0000
6 BUS-006 00 .9774  -10.5057  .000000  0.000000  1.912926  0.765170  0.0000    0.6000
7 BUS-007 00 .9739  -12.7374  .000000  0.000000  2.184449  0.731316  0.0000    0.7000
8 BUS-008 001.0151  -.3310    .000000  0.000000  .000000    0.000000  0.0000    0.0000
9 BUS-009 00 .9982  -2.2302   .000000  0.000000  1.993087  0.697580  0.0000    0.2999
10 BUS-010 001.0185  -2.6499   .000000  0.000000  .000000    0.000000  0.0000    0.0000
11 BUS-011 001.0283  11.1948   .000000  0.000000  .000000    0.000000  0.0000    0.0000

```

G7. Archivo de Datos de Sistema.

El archivo contiene los datos de secuencia positiva de las líneas y transformadores del sistema, con la posibilidad de especificar el tap y ángulo deseado en los transformadores. La susceptancia de las líneas debe ser la total.

Archivo: *LINEW.DAT*

```

1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
ARCHIVO DE DATOS DE LINEA DEL SISTEMA WSCC
PBUS QBUS  R      X      BA      TAP     ANGLE
1 5 0.0000 0.0576 0.0000 1.0000 0.0000
2 8 0.0000 0.0625 0.0000 1.0000 0.0000
3 10 0.0000 0.0586 0.0000 1.0000 0.0000
4 11 0.0000 0.0600 0.0000 1.0000 0.0000
5 6 0.0100 0.0850 0.0422 0.0000 0.0000
5 7 0.0170 0.0920 0.0380 0.0000 0.0000
6 8 0.0320 0.1610 0.0734 0.0000 0.0000
7 10 0.0390 0.1700 0.0860 0.0000 0.0000
8 9 0.0085 0.0720 0.0358 0.0000 0.0000
9 10 0.0119 0.1008 0.0502 0.0000 0.0000
9 11 0.0357 0.3024 0.1506 0.0000 0.0000
9 11 0.0357 0.3024 0.1506 0.0000 0.0000
X 0 0 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000

```

G8. Archivo de Cargas.

Como el programa MFETCNLF90 utiliza el modelo ZIP para cargas no lineales, en este archivo se especifican los por cientos de carga a modelar para cada una de las cargas del sistema, cabe señalar que cualquier combinación de carga no debe ser mayor a 1, ni tampoco dejar en cero los modelos de las cargas.

Archivo: *LOADW.DAT*

```

ARCHIVO DE DATOS DE CARGA NO LINEAL DEL SISTEMA WSCC
BUS  FZA  GZA  FIA  GIA  FSA  GSA
6 00.95000 0.95000 0.05000 0.05000 0.00000 0.00000
7 00.95000 0.95000 0.05000 0.05000 0.00000 0.00000
9 00.95000 0.95000 0.05000 0.05000 0.00000 0.00000
X 0 00.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000

```

G9. Simulación.

A continuación se muestran, a manera de ejemplo, los datos de entrada que se dan para realizar una simulación en el programa MFETCNL.

```

ESPECIFICA ARCHIVO DE SEP ---->                WSCC.SEP
ESPECIFICA TOLERANCIA ---->                    0.001
ESPECIFICA TIEMPO DE LIBERACION DE LA FALLA ----> 0.05
  
```

Después de estos datos de entrada, comienza la simulación, todos los datos que aparecen en pantalla se escriben en el archivo YBUSRED.SAL y RESUL.SAL.

G10. Archivos de Salida.

G10.1 YBUSRED.SAL

```

                                Matriz de admitancia nodal de prefalla
YBUSRED(  1,  1)=      1.1607  -3.4218      YBUSRED(  3,  1)=      .2703      .9718
YBUSRED(  1,  2)=      .3234   1.2071      YBUSRED(  3,  2)=      .1360   .8371
YBUSRED(  1,  3)=      .2703   .9718      YBUSRED(  3,  3)=      .2350  -2.5768
YBUSRED(  1,  4)=      .1333   .6324      YBUSRED(  3,  4)=      .0649   .6910

YBUSRED(  2,  1)=      .3234   1.2071      YBUSRED(  4,  1)=      .1333   .6324
YBUSRED(  2,  2)=      .3026  -3.0595      YBUSRED(  4,  2)=      .0714   .9505
YBUSRED(  2,  3)=      .1360   .8371      YBUSRED(  4,  3)=      .0649   .6910
YBUSRED(  2,  4)=      .0714   .9505      YBUSRED(  4,  4)=      .1803  -2.1513
  
```

```

                                Matriz de admitancia nodal de falla
YBUSRED(  1,  1)=      .9652  -3.8859      YBUSRED(  3,  1)=      .1183   .4527
YBUSRED(  1,  2)=      .1281   .4905      YBUSRED(  3,  2)=      .0152   .0486
YBUSRED(  1,  3)=      .1183   .4527      YBUSRED(  3,  3)=      .1364  -3.1492
YBUSRED(  1,  4)=      .0000   .0000      YBUSRED(  3,  4)=      .0000   .0000

YBUSRED(  2,  1)=      .1281   .4905      YBUSRED(  4,  1)=      .0000   .0000
YBUSRED(  2,  2)=      .1569  -4.1453      YBUSRED(  4,  2)=      .0000   .0000
YBUSRED(  2,  3)=      .0152   .0486      YBUSRED(  4,  3)=      .0000   .0000
YBUSRED(  2,  4)=      .0000   .0000      YBUSRED(  4,  4)=      .1666  -2.9805
  
```

```

                                Matriz de admitancia nodal de posfalla
YBUSRED(  1,  1)=      1.1810  -3.3866      YBUSRED(  3,  1)=      .2876   1.0118
YBUSRED(  1,  2)=      .3462   1.2625      YBUSRED(  3,  2)=      .1535   .8990
YBUSRED(  1,  3)=      .2876   1.0118      YBUSRED(  3,  3)=      .2486  -2.5320
YBUSRED(  1,  4)=      .0931   .4675      YBUSRED(  3,  4)=      .0421   .5102

YBUSRED(  2,  1)=      .3462   1.2625      YBUSRED(  4,  1)=      .0931   .4675
YBUSRED(  2,  2)=      .3252  -2.9740      YBUSRED(  4,  2)=      .0448   .7016
YBUSRED(  2,  3)=      .1535   .8990      YBUSRED(  4,  3)=      .0421   .5102
YBUSRED(  2,  4)=      .0448   .7016      YBUSRED(  4,  4)=      .1490  -1.6149
  
```

G10.2 RESUL.SAL

```

EL NUMERO DE ITERACIONES PARA EL PEE ES =      10
SISTEMA DE      4 GENERADORES
GENERADORES EN ORDEN DESCENDENTE
  
```

```

-----
GEN. No.      ENERGIA CINETICA      GEN. No.      POTENCIA DE ACELERACION
[p.u.]                                     [p.u.]
-----
4              .21583                4              36.85483
3              .00002                2              -2.04030
2              -.00005                3              -3.83783
1              -.05734                1              -9.84156
-----
  
```

MAQUINA SELECCIONADA, ENERGIA CINETICA

4 2.158283E-01

MAQUINA SELECCIONADA, POTENCIA ACELERACION

4 36.854830

MAQUINAS SELECCIONADAS DE LISTA 1 Y LISTA 2

LISTA 3

4

EL MODO SELECCIONADO ES

1

SISTEMA DE 4 GENERADORES

FALLA EN EL BUS 11, FALLA LIBERADA EN .100 seg.

(VELOCIDAD Y ENERGIA CINETICA REFERIDAS AL CI)

GEN. No. [p.u.]	Mi	VELOCIDAD ANGULAR [p.u.]	ENERGIA CINETICA
1	.1254	-.002537	.057341
2	.0340	-.000146	.000051
3	.0160	.000121	.000017
4	.0340	.009458	.215828

PEIC CALCULADO POR NEWTON-RAPHSON

EL NUMERO DE ITERACIONES PARA EL PEIC ES = 8

SISTEMA DE 4 GENERADORES

ANGULOS REFERIDOS AL CENTRO INERCIAL

FALLA LIBERADA EN .100 seg.

GEN. No.	ANGULO PREFALLA ESTABLE [grados]	ANGULO POSFALLA FALLA [grados]	ANGULO AL LIBERAR INESTABLE [grados]	ANGULO POSFALLA [grados]
1	-4.8636	-8.2949	-7.6034	-29.0546
2	3.6179	2.7957	3.4604	-3.9536
3	-1.5677	-2.1175	-1.4365	-8.4827
4	15.0845	28.8393	25.3001	115.2636

LA ENERGIA POTENCIAL CRITICA PARA ESTE DISTURBIO ES = .8600

LA CORRECCION DE ENERGIA DEBIDA AL CAMBIO DE ANGULO EN EL PEE ES = .0750

LA ENERGIA POTENCIAL CRITICA CORREGIDA POR EL CAMBIO EN EL PUNTO DE EQUILIBRIO ESTABLE ES = .9350

LA ENERGIA TRANSITORIA DE LIBERACION PARA UN TIEMPO DE LIBERACION DE .100 ES = .5637

LA ENERGIA TRANSITORIA DE LIBERACION CORREGIDA POR LA ENERGIA QUE NO CONTRIBUYE A LA SEPARACION DEL SISTEMA ES = .5481

LA ENERGIA CINETICA CORREGIDA ES .2576

EL MARGEN DE ESTABILIDAD PARA ESTE DISTURBIO ES = 1.5017

.
.
.
.

SISTEMA DE 4 GENERADORES

FALLA EN EL BUS 11, FALLA LIBERADA EN .155 seg.

(VELOCIDAD Y ENERGIA CINETICA REFERIDAS AL CI)

GEN. No. [p.u.]	Mi	VELOCIDAD ANGULAR [p.u.]	ENERGIA CINETICA
1	.1254	-.003932	.137761
2	.0340	-.000226	.000123
3	.0160	.000188	.000040
4	.0340	.014660	.518528

SISTEMA DE 4 GENERADORES
 ANGULOS REFERIDOS AL CENTRO INERCIAL
 FALLA LIBERADA EN .155 seg.

GEN. No.	ANGULO PREFALLA ESTABLE [grados]	ANGULO POSFALLA FALLA [grados]	ANGULO AL LIBERAR AL INESTABLE [grados]	ANGULO POSFALLA [grados]
1	-4.8636	-8.2949	-11.4458	-29.0546
2	3.6179	2.7957	3.2396	-3.9536
3	-1.5677	-2.1175	-1.2524	-8.4827
4	15.0845	28.8393	39.6276	115.2636

LA ENERGIA POTENCIAL CRITICA PARA ESTE DISTURBIO ES = .8600
 LA CORRECCION DE ENERGIA DEBIDA AL CAMBIO DE ANGULO
 EN EL PEE ES = .0750
 LA ENERGIA POTENCIAL CRITICA CORREGIDA POR EL CAMBIO
 EN EL PUNTO DE EQUILIBRIO ESTABLE ES = .9350
 LA ENERGIA TRANSITORIA DE LIBERACION PARA UN TIEMPO
 DE LIBERACION DE .155 ES = .9769
 LA ENERGIA TRANSITORIA DE LIBERACION CORREGIDA POR
 LA ENERGIA QUE NO CONTRIBUYE A LA SEPARACION DEL
 SISTEMA ES = .9394
 LA ENERGIA CINETICA CORREGIDA ES .6189
 EL MARGEN DE ESTABILIDAD PARA ESTE DISTURBIO ES = -.0071
 EL TIEMPO CRITICO DONDE EL SISTEMA ES INESTABLE ES = .155