

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA ELECTROMECAÁNICA
MEDIANTE EL MÉTODO DE LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA –
APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PERUANO**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MANFRED FRITZ BEDRIÑANA ARONÉS

**PROMOCIÓN
2000 - II**

**LIMA – PERÚ
2007**

ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA ELECTROMECÁNICA
MEDIANTE EL MÉTODO DE LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA –
APLICACIÓN AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PERUANO

DEDICATORIA

A mi padre Juan J. Bedriñana, por la presión y aliento incondicional. A mi hermano por sus palabras de aliento. A mi novia Karina Ccanto por su amor, cariño y comprensión.

Al Dr. V. Leonardo Paucar por la orientación y especial cuidado en la realización de este trabajo

A la Universidad Nacional de Ingeniería por mi formación en matemática e ingeniería, fundamental motivación para ingresar al área de investigación.

Madre, este trabajo te lo dedico a ti.

SUMARIO

En las décadas pasadas los sistemas eléctricos de potencia crecieron en tamaño y en complejidad a medida que aumentaba el número de interconexiones, así diversos problemas técnicos forzaron a las empresas de transmisión y generación eléctrica a operar sus sistemas eléctricos en forma eficiente y económica. Para cumplir con estos objetivos, el estudio de estabilidad transitoria tuvo que ser reconocido como uno de los factores más importantes para los ingenieros de planeamiento y para los operadores del sistema.

Una de las herramientas más utilizadas para análisis de estabilidad transitoria es la simulación numérica en el dominio del tiempo (método indirecto). En la búsqueda de metodologías alternativas para el análisis de la operación en tiempo real, los métodos directos basados en las funciones de energía transitoria obtuvieron ventajas sobre los métodos indirectos. Estos métodos evalúan la estabilidad mediante un número simple llamado “índice de estabilidad transitoria”, el cual indica si el sistema es estable o no y, si es estable, cuanto es la distancia a la frontera de estabilidad o margen de estabilidad.

En la presente tesis se explican los conceptos asociados a la estabilidad transitoria, como también es desarrollado el marco conceptual para la introducción de los métodos directos basados en la función de energía. Para la aplicación en sistemas de potencia, actualmente es usada la técnica PEBS (*Potential Energy Boundary Surface*), la cual es desarrollada e implementada en un programa computacional usando lenguaje de programación de alto nivel. La eficacia y eficiencia de este método fue comprobada a través la aplicación de la metodología en sistemas de prueba como: WSCC (*Western System Coordinating Council*; 3 generadores, 9 barras), IEEE17 (17 generadores, 162 barras), así también son usados sistemas reales como el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional; 50 generadores, 460 barras). Es realizado el análisis de algunos casos de estabilidad transitoria en el SEIN, lo que permite entender las ventajas y limitaciones aun existentes para el uso de estos métodos en la operación a tiempo real.

ÍNDICE

	Página
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	3
1.1 ANTECEDENTES.....	4
1.2 OBJETIVO	7
1.3 IMPORTANCIA DEL TEMA	7
1.4 ALCANCES DE LA TESIS	8
CAPÍTULO II ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS DE POTENCIA	10
2.1 CONCEPTOS BÁSICOS	11
2.1.1 <i>Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia</i>	11
2.1.2 <i>Definiciones Generales usadas en Estabilidad de Sistemas de Potencia</i>	14
2.2 ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	16
2.2.1 <i>Definición Actual de Estabilidad</i>	16
2.2.2 <i>Clasificación de la Estabilidad</i>	17
2.2.3 <i>Categorías Temporales del Análisis de Estabilidad</i>	18
2.2.4 <i>Análisis de Estabilidad y Perturbaciones</i>	18
2.3 ESTABILIDAD TRANSITORIA ELECTROMECAÁNICA DE SISTEMAS DE POTENCIA	19
2.3.1 <i>Definiciones</i>	19
2.3.2 <i>Formulación Matemática General de la Estabilidad Transitoria</i>	22
2.3.3 <i>Concepto de Estado y Variables de Estado</i>	23
2.3.4 <i>Métodos de Solución</i>	24
2.4 MODELO DEL GENERADOR SÍNCRONO PARA ESTABILIDAD TRANSITORIA	25
2.4.1 <i>Introducción a la Máquina Síncrona</i>	25
2.4.2 <i>Modelo Eléctrico en Régimen Estacionario</i>	26
2.4.3 <i>Modelo Eléctrico Clásico en Régimen Transitorio</i>	28
2.4.4 <i>Ecuación de Oscilación del Generador Síncrono</i>	32
2.5 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	35
2.5.1 <i>Métodos de Integración Numérica</i>	35
2.5.2 <i>Determinación de la Estabilidad Transitoria usando Simulación Numérica</i>	38
2.5.3 <i>Modelo para Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Multimáquina</i>	41

CAPÍTULO III MÉTODOS DIRECTOS BASADOS EN LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA.....	49
3.1 IMPORTANCIA DE LOS MÉTODOS DIRECTOS EN ESTABILIDAD TRANSITORIA	50
3.1.1 <i>Campos de Aplicación para el Análisis de Estabilidad Transitoria</i>	50
3.1.2 <i>Función de Seguridad Dinámica en Centros de Control Modernos</i>	52
3.1.3 <i>Tendencias en las Técnicas para el Análisis de Estabilidad Transitoria</i>	52
3.2 INTRODUCCIÓN A LOS MÉTODOS DIRECTOS PARA ESTABILIDAD TRANSITORIA	53
3.2.1 <i>Puntos de Equilibrio de un Sistema Dinámico</i>	53
3.2.2 <i>Aspectos Matemáticos de la Estabilidad Transitoria</i>	54
3.2.3 <i>Región de Atracción y Tiempo Crítico</i>	55
3.2.4 <i>Métodos basados en la Función de Energía Transitoria</i>	56
3.2.5 <i>Cálculo del Tiempo Crítico de Eliminación</i>	57
3.3 MÉTODO DE LYAPUNOV	57
3.4 MODELOS PARA MÉTODOS DIRECTOS BASADOS EN FUNCIONES DE ENERGÍA	59
3.4.1 <i>Aspectos Generales del Modelo</i>	59
3.4.2 <i>Función de Energía Transitoria</i>	61
3.5 CRITERIO DE ÁREAS IGUALES Y FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA	64
3.5.1 <i>Sistema Máquina Barra Infinita</i>	64
3.5.2 <i>Función de Energía para un SMBI</i>	65
3.5.3 <i>Criterio de Áreas Iguales y Función de Energía</i>	68
3.6 MÉTODO DE LA SUPERFICIE FRONTERA DE ENERGÍA POTENCIAL (PEBS).....	71
3.6.1 <i>Caracterización del PEBS para sistemas multimáquina</i>	71
3.6.2 <i>Algoritmo del Método PEBS</i>	73
3.6.3 <i>Inicialización de la Energía Potencial</i>	74
CAPÍTULO IV IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS DEL MÉTODO DIRECTO BASADO EN FUNCIONES DE ENERGÍA TRANSITORIA	76
4.1 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA	76
4.1.1 <i>Módulo 1 – Lectura de Datos</i>	77
4.1.2 <i>Módulo 2 – Flujo de Potencia</i>	79
4.1.3 <i>Módulo 3 – Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo</i>	79
4.1.4 <i>Módulo 4 – Cálculo de Puntos de Equilibrio</i>	79
4.1.5 <i>Módulo 5 – Función de Energía Transitoria</i>	79
4.1.6 <i>Módulo 6 – Método PEBS</i>	80
4.2 SISTEMAS DE POTENCIA PARA PRUEBAS EN ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	80
4.2.1 <i>Sistema ATHAY3</i>	80
4.2.2 <i>Sistema WSCC3</i>	81
4.2.3 <i>Sistema IEEE17</i>	81
4.3 ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA EN EL DOMINIO DEL TIEMPO	82

4.3.1 Sistema ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)	83
4.3.2 Sistema WSCC3 (3 generadores, 9 barras).....	88
4.3.3 Sistema IEEE17 (17 generadores, 162 barras)	91
4.4 COMPORTAMIENTO DE LAS FUNCIONES DE ENERGÍA TRANSITORIA	95
4.4.1 Sistema ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)	95
4.4.2 Sistema WSCC3 (3 generadores, 9 barras).....	98
4.4.3 Sistema IEEE17 (17 generadores, 162 barras)	100
4.5 ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA MEDIANTE MÉTODOS DIRECTOS BASADOS EN LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA.....	102
4.5.1 Sistema ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)	102
4.5.2 Sistema WSCC3 (3 generadores, 9 barras).....	104
4.5.3 Sistema IEEE17 (17 generadores, 162 barras)	105
4.6 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL – SEIN.....	106
4.6.1 Sistema SEIN50.....	107
4.6.2 Estabilidad Transitoria mediante Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo	107
4.6.3 Comportamiento de las Funciones de Energía Transitorias.....	112
4.6.4 Estabilidad Transitoria mediante Métodos Directos basados en la Función de Energía Transitoria.....	116
CONCLUSIONES.....	120
ANEXO A DATOS DE SISTEMAS DE PRUEBA Y REALES PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	122
ANEXO B PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE PUNTOS DE EQUILIBRIO	145
ANEXO C PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA MÉTODOS DE LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA.....	150
ANEXO D ABREVIATURAS.....	153
BIBLIOGRAFÍA.....	156

PRÓLOGO

En la presente tesis se analiza el problema de la estabilidad transitoria electromecánica de sistemas de potencia a través de métodos directos, para lo cual fue usado el método de la función de energía transitoria. Para esto se hace una explicación del fenómeno dinámico asociado a la estabilidad transitoria, se desarrollan las metodologías propuestas para los métodos directos y se determinan las funciones de energía usadas según los modelos dinámicos existentes. Para la aplicación de la metodología en sistemas de prueba y reales fue necesaria la implementación de diversas técnicas numéricas, y de acuerdo a los resultados obtenidos se analiza la estabilidad transitoria y se definen las ventajas y limitaciones para el uso de estos métodos dentro de la operación en tiempo real.

Las metodologías presentadas para el análisis de estabilidad transitoria usando métodos directos están actualmente en proceso de prueba y mejora dentro del ámbito académico, por consiguiente este trabajo busca la aplicación de estos avances al análisis de la estabilidad transitoria de sistemas de potencia reales.

En el Capítulo I (Introducción) se presenta los antecedentes, el objetivo, la importancia del tema, así como los alcances de la tesis.

En el Capítulo II (Estabilidad Transitoria de Sistemas de Potencia) se define la estabilidad transitoria electromecánica, se explica su fenómeno dinámico, clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia, métodos actuales usados para el análisis estabilidad transitoria, formulación matemática y el procedimiento para determinar la estabilidad del sistema máquina barra infinita y sistemas multimáquina. Esto permite el entendimiento de los conceptos introducidos en el Capítulo III.

En el Capítulo III (Métodos Directos basados en la Función de Energía Transitoria) se realiza una revisión bibliográfica del avance en los métodos directos basados en la función de energía. A continuación se definen las funciones de Lyapunov y se deducen las funciones de energía transitoria. Se escoge el método PEBS (*Potencial Energy Boundary Surface*) dentro de las distintas técnicas utilizadas en los métodos directos basados en

funciones de energía transitoria. El marco teórico de esta técnica permite entender la implementación y aplicación de la metodología a sistemas de potencia.

En el Capítulo IV (Implementación y Resultados de la Metodología) se explica brevemente la implementación del programa computacional que se uso para la aplicación de la metodología presentada. Como parte importante de la tesis, se muestran los resultados del análisis de estabilidad transitoria mediante simulación numérica en el dominio del tiempo en sistemas de prueba y reales, se analiza el comportamiento de las funciones de energía, y se muestran los resultados de aplicar el método PEBS a los mismos sistemas de potencia. Estos resultados son comparados (en eficacia y exactitud) con los resultados obtenidos mediante simulación en el dominio del tiempo.

En la última sección se establecen las conclusiones referidas al método de la función de energía transitoria para análisis de estabilidad transitoria, además se resalta las ventajas y limitaciones de su uso en la operación en tiempo real. También se mencionan trabajos futuros de investigación que son consecuencia de esta tesis.

En la sección de anexos son consideradas las siguientes informaciones: Anexo A – Datos de Sistemas de Prueba y Reales para el Análisis de Estabilidad Transitoria, el cual contiene los datos estáticos y dinámicos de los sistemas de prueba y reales usados en la tesis; Anexo B – Procedimiento para el Cálculo de Puntos de Equilibrio, cual contiene el algoritmo para cálculo de puntos de equilibrio; Anexo C – Programa Computacional para Métodos de la Función de Energía Transitoria, el cual muestra brevemente las opciones de análisis, salidas gráficas y resultados de la implementación computacional realizada en la tesis. Adicionalmente en el Anexo D fue estructurada la sección de Abreviaturas, la cual permite que el lector obtenga rápidamente el significado de las abreviaturas usadas. Al final de la tesis se encuentra la sección de Bibliografía, la cual contiene las referencias numeradas usadas en el texto de la tesis.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En las décadas pasadas los sistemas eléctricos de potencia crecieron en tamaño y en complejidad a medida que aumentaba el número de interconexiones. El tamaño de las interconexiones varía pero los problemas técnicos son los mismos. Es así que las empresas de energía eléctrica enfrentan una gran variedad de problemas de ingeniería en las etapas planeamiento y operación.

Por una parte manejar modelos complejos y tratar con grandes dimensiones, y por otra evaluar rápidamente el comportamiento del sistema bajo una variedad de situaciones de contingencias para monitorear la seguridad en tiempo real, son solo un par de ejemplos que permanecen en la preocupación de los analistas. Muchas herramientas refinadas de análisis y técnicas numéricas están buscando continuamente obtener soluciones a estos problemas. En el futuro, con la escasez de fuentes de energías convencionales, la utilización óptima de fuentes de energía empezará a ser de gran importancia. Otro factor serio que enfrentan las empresas de electricidad hoy en día es la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica en una manera más económica.

Conforme a este marco, las empresas de electricidad presentan los siguientes objetivos:

- Proveer una aceptable calidad de potencia (mantener la tensión y la frecuencia dentro de los límites razonables en los puntos de carga, con un suministro de potencia libre de armónicos).
- Mantener una alta confiabilidad de suministro (mantener continuidad en el suministro de potencia con un mínimo de interrupciones). Esto está cercanamente enlazado con la seguridad del sistema.
- Alcanzar efectivamente la demanda de carga y energía.
- Uso óptimo de las fuentes de energía disponibles (carbón, gas, petróleo, agua, combustible nuclear, etc.).
- Operar el sistema en forma eficiente y económica.

- Asegurar la compatibilidad ambiental.

Para realizar los objetivos antes expuestos, el estudio de estabilidad transitoria electromecánica¹ fue reconocido como uno de los factores más importantes para los ingenieros de planeamiento y para los operadores del sistema. [1]

De manera amplia, el análisis de estabilidad transitoria evalúa la habilidad del sistema para soportar grandes disturbios y sobrevivir el transitorio resultante para llegar a una condición aceptable de operación. “Grandes disturbios” significan fallas severas (tales como los cortocircuitos trifásicos), pérdida de generadores/cargas, pérdida de parte de las redes de transmisión. Los transitorios iniciados por tales disturbios son generalmente de naturaleza electromecánica y su comportamiento es bastante complejo y no se pueden predecir con facilidad. Ellos difieren de un sistema de potencia a otro y de un disturbio a otro. Ellos también dependen fuertemente del origen, tipo, localización y severidad del disturbio. Así, gran número de simulaciones son realizadas regularmente durante las etapas de planeamiento con el objetivo de ganar mayor conocimiento sobre el sistema. No obstante, aun dentro de un buen diseño y operación normal, el sistema puede encarar problemas de estabilidad transitoria. Por tanto, con el crecimiento de los sistemas de potencia, hoy en día existe la necesidad de evaluar la estabilidad transitoria.

1.1 Antecedentes

A nivel de planeamiento, después de examinar la suficiencia de la capacidad en transmisión, generación económica, etc., el ingeniero de planeamiento necesita estudiar la estabilidad del sistema para un conjunto de disturbios seleccionados desde el peor, tal como la falla trifásica a tierra (cuya probabilidad de ocurrencia es rara), hasta las fallas monofásica (las cuales constituyen cerca del 70% de los disturbios). Para afrontar esto, en el área existe actualmente una buena producción de programas profesionales, los cuales simulan el comportamiento del sistema en el tiempo frente a tales disturbios. Hay literalmente miles de variables que pueden ser monitoreadas inclusive en grandes sistemas.

El ingeniero de planeamiento requiere ver si la falla fue eliminada apropiadamente verificando que el sistema no pierda el sincronismo. Un sistema permanece en sincronismo

¹ En adelante se usa el término “estabilidad transitoria” para referirse a la estabilidad transitoria electromecánica de sistemas de potencia.

para un cierta falla si las variables del sistema permanecen a valores de estado estacionario cuando $t \rightarrow \infty$.

Estos estudios de simulación son llamados estudios de estabilidad transitoria. Un típico estudio de estabilidad transitoria con modelo detallado puede llevar hasta una hora para un sistema de 500 barras y 100 generadores. De aquí que el ingeniero de planeamiento se limita a evaluar pocos escenarios de ocurrencias de fallas.

En la operación actual, sin embargo, el sistema afronta condiciones y parámetros que pueden ser muy diferentes a los asumidos en la etapa de planeamiento. Así, para garantizar la seguridad del sistema de potencia frente a posibles condiciones anormales debido a las contingencias, el operador deberá simular las contingencias por adelantado, evaluar los resultados, y entonces tomar alguna acción de control necesaria. Este proceso entero es llamado de “Evaluación de la Seguridad Dinámica (ESD)” y consecuencia de este es definida una subsecuente etapa de control preventivo. Una técnica similar existe alrededor de la evaluación de seguridad estática, actualmente los centros de control modernos poseen programas computacionales llevando en cuenta estas funciones. [2]

Sin embargo, muy poco progreso ha sido realizado en la ESD y el control preventivo. La razón es simplemente porque para conducir una simulación transitoria en el dominio del tiempo, para una contingencia simple, este análisis compromete mucho tiempo de procesamiento. Incluso considerando generadores con modelos simplificados, el operador tiene que observar detenidamente las curvas generadas para el ángulo del rotor y la velocidad de diversas máquinas para así tomar una decisión acerca de la estabilidad del sistema.

En la búsqueda de metodologías alternativas a los métodos de simulación en el dominio del tiempo (llamados métodos indirectos), fueron propuestos diversos métodos como los directos e híbridos. Dentro de ellos, los métodos directos basados en las funciones de Lyapunov, o funciones de energía transitoria, son las que vienen ofreciendo las mejores soluciones para el análisis de estabilidad transitoria de sistemas de potencia reales. [2]

Los métodos directos se caracterizan por tomar un camino directo de decisión de estabilidad/inestabilidad por medio de la computación de un número simple tal como un índice de estabilidad transitoria (IET). El IET puede indicar cualitativamente si el sistema es estable o no y, si es estable, medir cuantitativamente el margen de estabilidad. En el

método directo basado en las funciones de energía, comúnmente el IET es definido como la energía crítica del sistema calculada para un determinado disturbio. Como consecuencia, esta información resulta útil para la operación del sistema pues permite determinar las medidas necesarias para eliminar la falla con el objetivo que se recobre la estabilidad.

De acuerdo con el estado del arte, las funciones de energía transitoria presentan diversas ventajas de orden práctico en la determinación del IET para el análisis eficiente y directo de la estabilidad transitoria de sistemas de potencia. Este método directo (basado en funciones de energía transitoria) posee actualmente fundamentos teóricos bien sustentados, pero algunos aspectos todavía están en discusión. Del lado de aplicación han sido hechos extensivas pruebas en el método de Athay [3] con modificaciones por Fouad [4] sobre sistemas reales de grande porte. Por lo tanto, uno puede argumentar que el método, después de cuatro décadas de investigación, permanece como una promesa para la ESD.

Dentro de las técnicas actuales relacionadas con el método directo basado en funciones de energía transitoria se tienen básicamente dos tendencias, las cuales sufren continuamente un cierto número de variaciones. Estos métodos son:

- Método de la Superficie Frontera de Energía Potencial (PEBS: *Potencial Energy Boundary Surface*) [5]
- Método del UEP (*Unstable Equilibrium Point*: Punto de Equilibrio Inestable) de Control. Aquí existen tres principales variantes: El primer método fue propuesto por Athay [3], se caracteriza por calcular los UEP asociados a la falla, computacionalmente es inviable en sistemas reales. El segundo método es llamado BCU (*Boundary of stability region based Controlling UEP*) fue propuesto por Chiang [6], actualmente viene siendo discutido y se demostró que aun presenta ciertas incongruencias [7]. El tercero es llamado método de sombreado (*shadowing*) y fue propuesto en [8], presenta mejores resultados con respecto al BCU.

1.2 Objetivo

El objetivo de la tesis es presentar y desarrollar una metodología de análisis de la estabilidad transitoria del SEIN² (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) mediante el método directo basado en la función de energía transitoria. Para cumplir con este objetivo se utilizan los conceptos más recientes involucrados con este método. El análisis de estabilidad transitoria lleva en cuenta las condiciones más desfavorables, por ese motivo se uso fallas trifásicas como perturbaciones. La metodología incluye técnicas actuales de modelamiento computacional eficiente de sistemas eléctricos de potencia basado en el manejo de matrices dispersas de gran dimensión y se implementó una plataforma computacional integrada.

1.3 Importancia del Tema

El análisis de la estabilidad transitoria es parte importante de las actividades de planeamiento y operación de los actuales sistemas de potencia, así, métodos como la simulación en el dominio del tiempo actualmente son usados para cumplir con estos objetivos. Es importante resaltar que estos métodos necesitan de la interpretación del operador así no pueden ser aplicados a la operación en tiempo real debido a que no determinan en forma directa la estabilidad transitoria para un determinado disturbio. Con esa motivación esta tesis pretende presentar nuevos conceptos y criterios para la determinación directa (cualitativa y cuantitativa) de la estabilidad transitoria a través del método directo basado en la función de energía transitoria.

La aplicación de la metodología presentada para el análisis de estabilidad transitoria del SEIN permite entender las diversas ventajas y limitaciones de la implantación de este recurso en los sistemas de gerenciamiento de energía (EMS: *Energy Management System*) dentro de los centros de control de la operación de sistemas de potencia.

Actualmente no existen trabajos en métodos directos que posibiliten el desarrollo del área de análisis de estabilidad transitoria en el país, por eso es importante establecer una revisión de los nuevos conceptos de estabilidad orientado al problema de seguridad dinámica e implementar técnicas numéricas modernas.

² El SEIN es el sistema eléctrico de potencia interconectado que une casi todos los centros de consumo del Perú, con excepción de algunos sistemas aislados. Posee un nivel máximo de tensión de 220 kV a 60 Hz., una potencia instalada hidrotérmica de 6.15 GW y máxima demanda de 3.3 GW registrada en el año 2005.

1.4 Alcances de la Tesis

Este trabajo de tesis explica el comportamiento dinámico de los sistemas de potencia operando en condiciones extremas provocada por la aplicación de fallas y utiliza la eficiencia computacional de los métodos directos basados en funciones de energía para el análisis de la estabilidad transitoria del SEIN.

La implementación computacional de la metodología presentada exige el desarrollo de diversos módulos de análisis, así tenemos: Módulo de Lectura de Datos (preparación de datos), Módulo de Flujo de Potencia (para el cálculo de las condiciones pre-falla, utiliza métodos desacoplados tipo Newton, con un ordenamiento casi óptimo de las matrices dispersas), Módulo de Estabilidad Transitoria en el Dominio del Tiempo (será la herramienta de simulación, utiliza como integración numérica la técnica del trapecio implícito, útil para el análisis de sistemas rígidos), Módulo de Cálculo de Puntos de Equilibrio (el cual servirá para el cálculo del punto de equilibrio estable post-falla), el Módulo de la Función de Energía Transitoria (evaluará las energías transitorias del sistema) y el Módulo del Método PEBS (gerencia el proceso y realiza el análisis de estabilidad transitoria mediante el método directo de la función de energía transitoria y calcula el margen de energía transitoria). La programación de los algoritmos fue realizada en el lenguaje MATLAB versión 7.0, lo cual permitió el análisis gráfico y opciones rápidas para la integración de los módulos.

El programa modular integrado es aplicado para el análisis de la estabilidad transitoria de sistemas de prueba como: WSCC (*Western System Coordinating Council*; 3 generadores, 9 barras), IEEE17 (17 generadores, 162 barras), así también son usados sistemas reales como el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional; 50 generadores, 460 barras). Esto permitió verificar el grado de aplicación, eficiencia y rapidez de los métodos directos en comparación con los métodos basados en simulación en el dominio del tiempo. Los resultados obtenidos son esquematizados de acuerdo a estándares conocidos en diferentes estudios y publicaciones en el área.

Dentro de los alcances de la tesis se tiene:

- Revisión de los conceptos involucrados en la estabilidad transitoria electromecánica de los sistemas eléctricos de potencia. Formulación matemática del problema de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia. Clasificación y descripción de los métodos actuales para su análisis.

- Realizar la revisión bibliográfica de los temas actuales de investigación concernientes en el análisis de la estabilidad transitoria electromecánica mediante el método directo basado en funciones de energía transitoria.
- Desarrollar los conceptos necesarios para establecer el análisis de estabilidad transitoria basado en funciones de energía (aspectos físicos y matemáticos del problema, función de Lyapunov, formulación de la energía transitoria y desarrollo del método PEBS).
- Implementación de los módulos del programa computacional de acuerdo con la metodología presentada.
- Análisis de la estabilidad transitoria del SEIN usando el prototipo computacional desarrollado. Verificación de tiempos de eliminación de fallas como resultado de la actuación de la protección asociada a las líneas, interpretación de resultados de acuerdo al margen de energía transitoria.
- Presentación de conclusiones y sugerencias para trabajos futuros de investigación dentro del análisis de la estabilidad transitoria y análisis de seguridad dinámica de sistemas de potencia.

CAPÍTULO II

ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS DE POTENCIA

La estabilidad de sistemas de potencia es un problema importante para la operación segura de los sistemas de potencia desde los años 1920 [9]. Muchos de los grandes *blackouts* (apagones) causados por la inestabilidad de los sistemas de potencia ilustraron la importancia de este fenómeno [10].

Históricamente, la estabilidad transitoria (estabilidad del ángulo del rotor a grandes perturbaciones) fue el problema de estabilidad dominante en muchos sistemas, y ha sido el foco de atención de la industria preocupada por la estabilidad. Como los sistemas de potencia han evolucionado a través del crecimiento continuo de las interconexiones, así como con el uso de nuevas tecnologías y controles, surgieron diferentes formas de inestabilidad. Por ejemplo, la estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y oscilaciones inter-áreas comenzaron a ser de mayor preocupación que en el pasado. En la esta tesis estamos interesados en la estabilidad transitoria, por ser un problema aun presente en los actuales sistemas de potencia.

En este capítulo son presentados los conceptos básicos asociados con sistemas de potencia y términos usados en el análisis de estabilidad. En lo siguiente se desarrollan los conceptos principales de estabilidad, clasificación, categorías temporales y el análisis que se realiza según el tipo de perturbaciones. También se define el problema de estabilidad transitoria, su formulación matemática, conceptos de estado, y se mencionan los métodos existentes para su solución. Se desarrolla el modelo de generador síncrono para estabilidad transitoria, se hace una introducción a la máquina síncrona, se establece su operación a régimen estacionario y transitorio resaltando el modelo clásico, y se define la ecuación de oscilación. En el análisis de estabilidad transitoria se definen los conceptos y técnicas para integración numérica, se determina la estabilidad transitoria y se define el modelo clásico para sistemas multimáquina. Esto permite el entendimiento de los conceptos introducidos en el Capítulo III.

2.1 Conceptos Básicos

2.1.1 Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia

A continuación se definen algunos conceptos importantes asociados a la estructura y control de sistemas de potencia, los cuales permiten el mejor entendimiento de la tesis.

a) Estructura de Sistemas de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia varían en tamaño y en componentes que conforman su estructura. Sin embargo, ellos tienen las mismas características básicas [11]:

- Están conformados por sistemas trifásicos AC (*Alternating Current*: Corriente Alterna). Las empresas de transmisión y generación usan equipos trifásicos. Las cargas industriales son necesariamente trifásicas; las cargas monofásicas como las residenciales y comerciales están distribuidas igualmente entre las fases de manera a formar un sistema trifásico balanceado.
- Usa generadores síncronos para la generación de electricidad. Los motores primos convierten las fuentes primarias de energía (fósil, nuclear e hidráulica) a energía mecánica, de allí es convertido a energía eléctrica por los generadores síncronos.
- Transmite potencia a largas distancias hacia consumidores ubicados en una extensa área. Esto requiere de un sistema de transmisión conformado por subestaciones operando a diferentes voltajes.

En la Figura 2.1 se muestran los elementos básicos de un moderno sistema de potencia. La potencia eléctrica es producida por las subestaciones generadoras y transmitidas a los consumidores a través de una red compleja de componentes, que incluyen líneas, transformadores y dispositivos de seccionamiento.

Comúnmente la red de transmisión se clasifica en los subsistemas: transmisión, subtransmisión y distribución. Para análisis de estabilidad transitoria estamos interesados en los sistemas de transmisión y generación eléctrica. El sistema de transmisión interconecta todas las mayores subestaciones de generación y los principales centros de carga en el sistema. Este forma el esqueleto del sistema de potencia y opera en altos niveles de tensión (en el Perú típicamente es 60, 138, 220 kV). Las tensiones de generación están usualmente en el rango de 11 a 35 kV. Las interconexiones a sistemas de potencia vecinos se dan en el nivel de transmisión. Todo el sistema consiste de múltiples fuentes de generación y diversas capas de redes de transmisión. Esto provee un alto grado de

redundancia en su estructura y permite que el sistema soporte contingencias repentinas sin interrumpir el servicio a los consumidores.

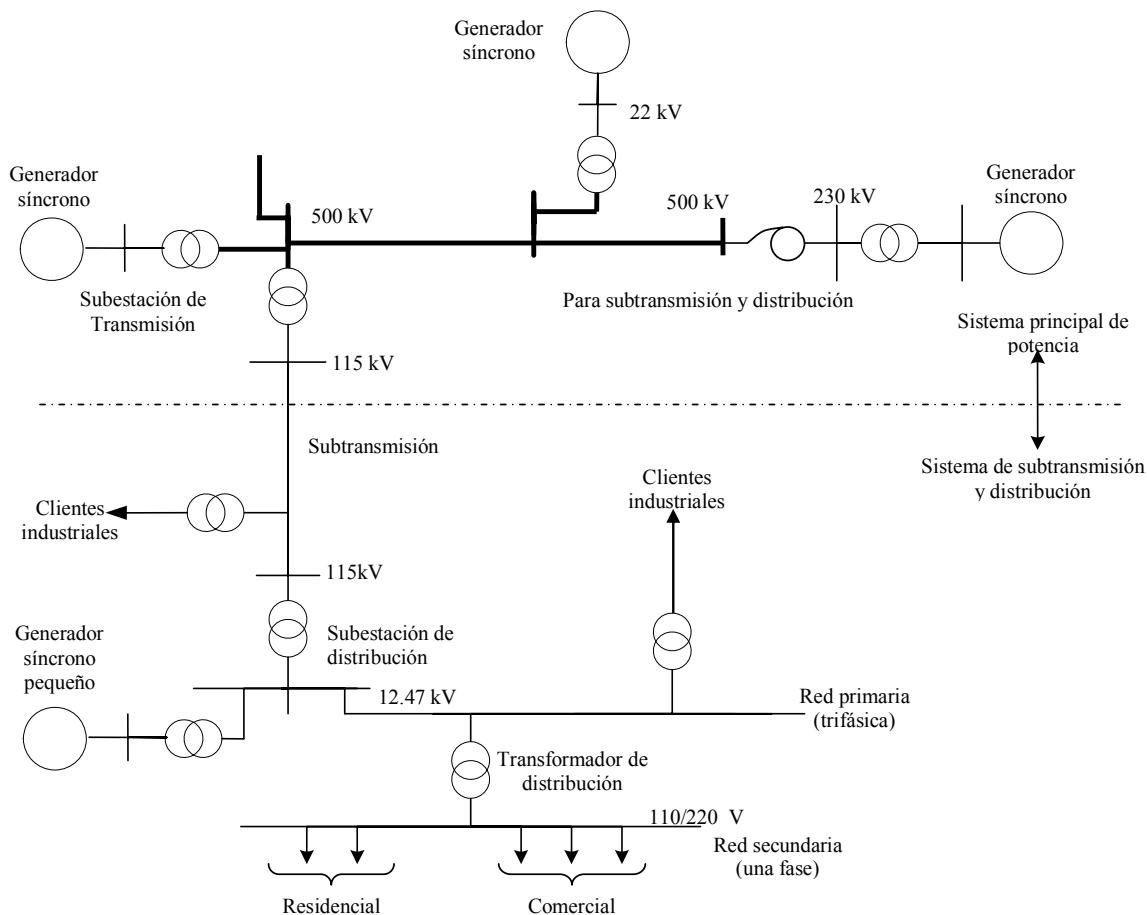


Figura 2.1 Elementos básicos de los sistemas de potencia

b) Control de Sistemas de Potencia

La función de los sistemas de potencia³ es convertir la energía desde las formas disponibles en la naturaleza hacia la forma eléctrica, y transportarla a los puntos de consumo. La ventaja de usar energía eléctrica es que puede ser transportada y controlada con relativa facilidad y con un alto grado de eficiencia y confiabilidad. El diseño y operación de sistemas de potencia cumple con los siguientes requerimientos [11]:

- El sistema debe ser hábil de atender continuamente los cambios de la demanda de la carga en potencia activa y reactiva. Desafortunadamente, en comparación a

³ En adelante se usará el término “sistemas de potencia” para referirse a sistemas eléctricos de potencia involucrando los subsistemas de transmisión y generación eléctrica. La distribución eléctrica es un nivel final de entrega de potencia y es modelada aquí como cargas concentradas en barras de subtransmisión.

otros tipos de energía, la electricidad no puede ser almacenada convenientemente en grandes cantidades. Por tanto, una adecuada reserva rotante de potencia activa y reactiva debe ser mantenida y controlada en todo momento.

- El sistema debe suministrar energía a costo mínimo y con el mínimo impacto ambiental.
- La calidad del suministro de energía debe cumplir los estándares mínimos con respecto a mantener: la frecuencia constante, tensión constante y un adecuado nivel de confiabilidad.

Para mantener los requerimientos anteriores son usados diversos niveles de control envolviendo un complejo arreglo de dispositivos. En la Figura 2.2 son mostrados los varios subsistemas de un sistema de potencia y sus controles asociados.

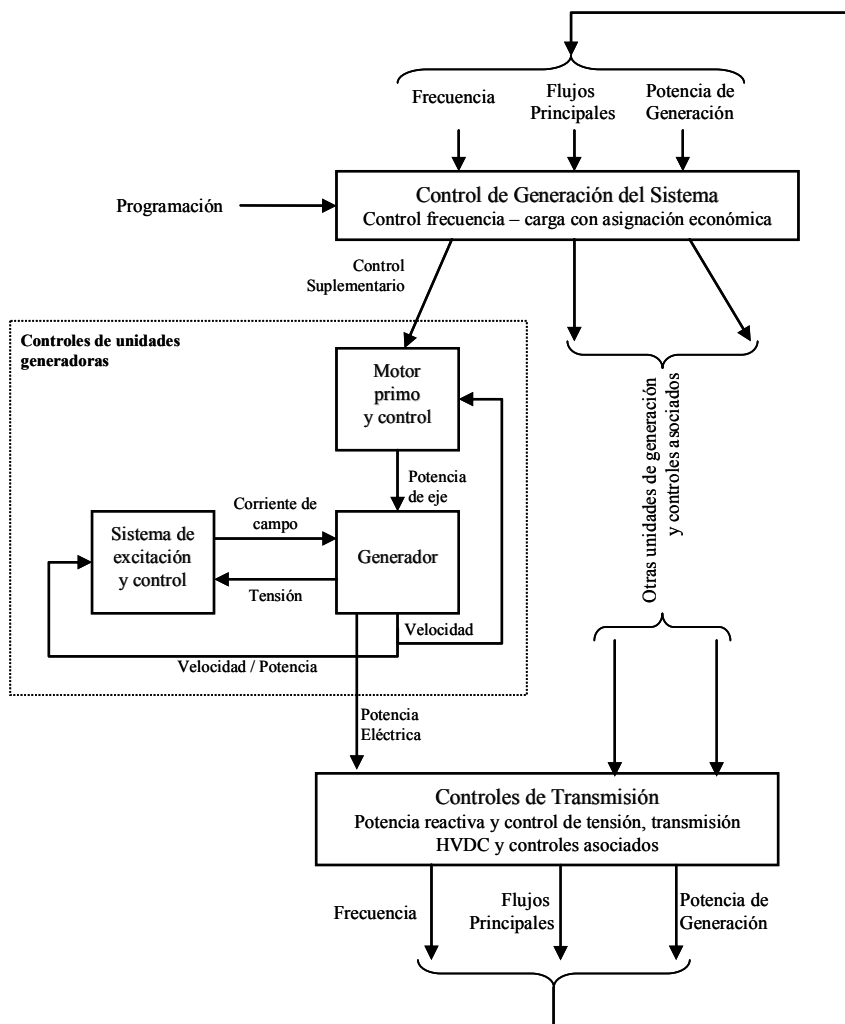


Figura 2.2 Subsistemas asociados al control de sistemas de potencia

En esta estructura, hay controladores operando directamente sobre elementos individuales del sistema. Los controles del motor primo están relacionados con la regulación de velocidad y las variables del control de suministro de energía tales como presión, temperatura y flujos en las calderas. La función del sistema de excitación es regular la tensión de generación y la salida de potencia reactiva.

Los objetivos de control dependen del estado de operación del sistema de potencia. Bajo condiciones normales, el objetivo de control es operar con la mejor eficiencia para posicionar las tensiones y frecuencias muy cerca de los valores nominales. Cuando una condición anormal se desarrolla, por ejemplo la salida de un componente importante del sistema, nuevos objetivos deben ser colocados para restaurar el sistema a su operación normal. Estos objetivos deben ser analizados como parte de los estudios de la seguridad de sistemas de potencia, así el análisis de estabilidad transitoria forma parte de estos estudios.

2.1.2 Definiciones Generales usadas en Estabilidad de Sistemas de Potencia

Distinta terminología es usada en el área de estabilidad de sistemas de potencia, y está es obtenida del Comité 32 del CIGRÉ (*Comité Internacional des Grands Réseaux Electriques*: Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos) en 1978 [12] y del *task force* (reunión de especialistas) del IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) en 1982 [13].

a) Operación de Sistemas de Potencia

Estado de Operación.- También llamado “punto de operación” o “condición de operación”, es un conjunto de cantidades físicas o variables físicas que pueden ser medidas o calculadas, las cuales describen significativamente el estado (estatus) del sistema en forma completa, es decir caracterizan el sistema. Ejemplo: Para el análisis estático comúnmente el estado de operación es representado por los módulos y ángulos de las tensiones en barras.

Estado de Operación en Equilibrio.- También llamado “estado de operación en estado estacionario”, es un estado de operación en el cual todas las cantidades físicas que caracterizan el sistema pueden ser consideradas constantes para propósito de análisis. Nota: Estrictamente hablando un sistema de potencia nunca esta en estado estacionario porque siempre existe fluctuación continua de los niveles de carga con ajustes asociados en la generación. Sin embargo, para

análisis es requerida una referencia de equilibrio y por eso es necesaria esta definición.

b) Sincronismo en Sistemas de Potencia

Operación síncrona de una máquina.- *Una máquina esta en “operación síncrona” con una red u otra máquina, la cual está conectada, si su velocidad eléctrica (producto de su velocidad angular del rotor y el número de pares de polos) es igual a la velocidad eléctrica de la otra máquina o de la red AC.*

Operación síncrona de un sistema de potencia.- *Un sistema de potencia esta en operación síncrona si todas sus máquinas síncronas conectadas están en operación síncrona con la red AC y una con cada otra máquina. Nota: La operación síncrona no necesariamente significa situarse en la frecuencia nominal de operación (50 o 60 Hz) del sistema entero. En general, la frecuencia no es la misma en cualquier lugar en la red y en cualquier instante de tiempo. Note también que la operación asíncrona es simplemente la operación no síncrona.*

c) Perturbaciones en Sistemas de Potencia

Perturbación.- *Es un cambio repentino o secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o en uno o más cantidades físicas. Nota: Para propuesta de estudio de la estabilidad de sistemas de potencia, son identificados dos tipos de perturbaciones: pequeñas y grandes.*

Perturbación pequeña.- *Es una perturbación en que el conjunto de ecuaciones que describen el sistema de potencia puede ser linealizado para propuesta de análisis. Ejemplo: Repentinos cambios en la potencia activa y reactiva de las cargas.*

Perturbación Grande.- *Es una perturbación para lo cual las ecuaciones que describen el sistema de potencia no pueden ser linealizados para propuesta de análisis. Ejemplo: Fallas o cortocircuitos trifásicos, salida de carga o generación importante. A lo largo de esta tesis se usa este tipo de perturbaciones.*

Sistema pre-perturbación.- *También llamado “sistema pre-falla”, es el sistema de potencia que inmediatamente precede a la iniciación de una perturbación grande. En esta fase el sistema es considerado en estado estacionario.*

Sistema durante la perturbación.- *También llamado “sistema durante la falla”, es el sistema de potencia que esta bajo la continua influencia de una perturbación (o*

secuencia de perturbaciones). Esta fase termina al finalizar la perturbación. Este es el escenario inicial del periodo transitorio.

Sistema post-perturbación.- También llamado “sistema post-falla”, es el sistema de potencia inmediatamente después de eliminar en forma completa la perturbación grande. Durante esta fase el periodo transitorio continúa y el sistema puede o no eventualmente alcanzar una operación de estado estacionario. En esta fase se decide si el sistema es estable o no.

2.2 Estabilidad de Sistemas de Potencia

El análisis de la estabilidad de sistemas de potencia es similar a la estabilidad de cualquier sistema dinámico y tiene fundamental apoyo matemático. Definiciones exactas de estabilidad se pueden encontrar en la literatura, tratando la estabilidad de sistemas de potencia con gran rigurosidad matemática.

2.2.1 Definición Actual de Estabilidad

Fue presentado por P. Kundur en [14], el cual forma parte del *task force* del IEEE y CIGRÉ en 2004, y actualmente cuenta con mayor aceptación.

Definición.- *Es la habilidad del sistema eléctrico para retornar al estado de operación de equilibrio, dada una condición de operación inicial, después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema limitadas, siendo así, el sistema entero permanece prácticamente intacto.*

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal que opera en un ambiente de constante cambio; salidas de carga, generadores y parámetro de operación cambian continuamente. Cuando esta sujeto a una perturbación, la estabilidad del sistema depende de la condición de operación inicial del sistema como también de la naturaleza de la perturbación.

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es así una propiedad del movimiento del sistema alrededor de una operación de equilibrio, esto es, la condición de operación inicial. En una operación de equilibrio, las fuerzas que existen en el sistema son instantáneamente iguales (en el caso de puntos de equilibrio) o sobre un ciclo (en el caso de variaciones cíclicas lentas debido a las fluctuaciones continuas y pequeñas en cargas).

2.2.2 Clasificación de la Estabilidad

Los sistemas de potencia modernos están regidos por procesos multivariables de alto orden, cuya respuesta dinámica es influenciada por la disposición de dispositivos con diferentes características y tiempos de respuesta. La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. Dependiendo de la topología de la red eléctrica, la condición de operación del sistema, y el tipo y forma de perturbación, diferentes conjuntos de fuerzas opuestas pueden experimentar un desequilibrio, conduciendo a diferentes formas de inestabilidad.

De acuerdo con la referencia [11], en la Figura 2.3 se muestra el marco total del problema de estabilidad de sistemas de potencia, identificando sus categorías y subcategorías.

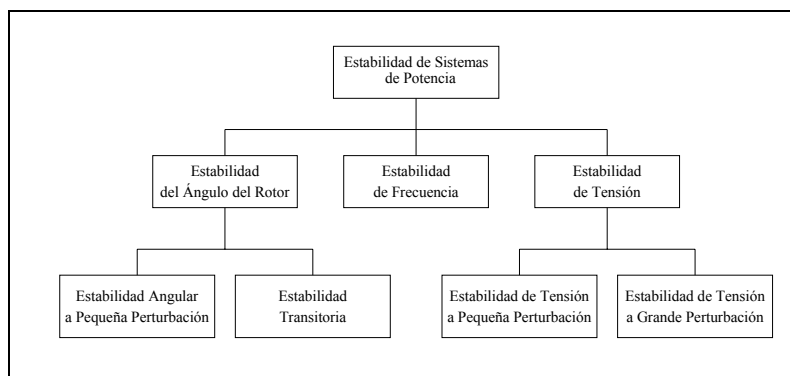


Figura 2.3 Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia

En la clasificación realizada en la Figura 2.3 podemos resaltar que la estabilidad angular (o ángulo del rotor) y la estabilidad de tensión son áreas que concentran el mayor interés en los estudios realizados por las empresas de energía eléctrica.

El fenómeno de estabilidad angular está relacionado con las oscilaciones de potencia activa/ángulo del rotor debido al desequilibrio entre el torque electromagnético y torque electromecánico en cada máquina síncrona del sistema. En cambio, el fenómeno de estabilidad de tensión se relaciona con las variaciones de potencia reactiva/tensión debido al desequilibrio entre la demanda de la carga y el suministro de potencia de parte del sistema.

Para entender las características temporales de estos fenómenos de estabilidad, a continuación se detalla las categorías en el tiempo del análisis de estabilidad.

2.2.3 Categorías Temporales del Análisis de Estabilidad

El fenómeno de estabilidad esta asociado fuertemente al comportamiento dinámico de los sistemas de potencia, así todo análisis de estabilidad puede ser efectuado en forma detallada mediante herramientas de simulación en el dominio del tiempo. Según este esquema temporal, los problemas típicos de estabilidad de sistemas de potencia pueden ser clasificados como:

a) Corto Plazo (milisegundos a segundos)

Este esquema esta asociado con controles automáticos rápidos tales como los HVDC (*High Voltage Direct Current*: Enlace de Corriente Continua de Alto Voltaje) y FACTS (*Flexible AC Transmisión System*: Sistema de Transmisión AC Flexible). Por ejemplo en este esquema podemos observar en los HVDC, como las bajas tensiones del inversor generan problemas de conmutación (falla en disparo de tiristores) que cortocircuitan el enlace DC (*Direct Current*: Corriente Continua), resultando en la supresión momentánea de la transferencia de potencia.

b) Mediando Plazo (segundos a minutos)

Este esquema esta asociado con los controles automáticos lentos tales como el AVR (*Automatic Voltage Regulation*: Regulación Automática de Voltaje), PSS (*Power System Stabilizer*: Estabilizador de Sistemas de Potencia) y reguladores de velocidad de generadores, intercambiadores de tap bajo carga LTC (*Load Tap Changer*), y capacitores/inductores shunt. A manera de ejemplo se puede observar como la operación de los LTCs mantienen la alta demanda de potencia reactiva en los sistemas con bajo soporte de reactivos.

c) Largo Plazo (minutos a horas)

Este esquema esta asociado con los controles manuales tales como la reprogramación de la generación y cambios en las cargas.

2.2.4 Análisis de Estabilidad y Perturbaciones

Los sistemas de potencia reales son inherentemente no lineales debido a la naturaleza no lineal de las cargas, también a las no linealidades asociadas con todos los equipos que emplean circuitos magnéticos (efectos de saturación), y las no linealidades presentes en los controles de turbina, regulador de velocidad, lazos del sistema de excitación, etc.

Para análisis de pequeñas perturbaciones, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas convenientemente alrededor de una condición de operación; el conjunto

resultante de ecuaciones lineales pueden ser analizadas usando métodos para el estudio de la estabilidad de sistemas lineales invariantes en el tiempo (tales como Nyquist, criterio de Routh-Hurwitz, análisis de eigenvalores, etc.), los cuales proveen condiciones necesarias y suficientes para su estudio. El problema comienza a ser altamente complejo cuando tratamos con grandes perturbaciones, desde que no puede ser llevado en cuenta la linealización del sistema. Como propósito de la tesis, en la siguiente sección se define el concepto de estabilidad transitoria y su relación con las grandes perturbaciones.

2.3 Estabilidad Transitoria Electromecánica de Sistemas de Potencia

2.3.1 Definiciones

a) Definición Clásica de Estabilidad Transitoria

Inicialmente la dinámica de los sistemas de potencia era estudiada desde el punto de vista del comportamiento angular de los rotores de los generadores síncronos, así las definiciones iniciales trataban al problema de estabilidad como si fuese netamente angular, eso puede ser visto en la siguiente definición realizada por E. Kimbark en 1948 [15].

Definición.- *Es el término aplicado a sistemas de potencia de corriente eléctrica alternada, denotando una condición en la cual varias máquinas síncronas del sistema permanecen en “sincronismo” o “en paso” con las otras.*

Así antiguamente a la estabilidad de sistemas de potencia se le denominó como “estabilidad transitoria”, porque esta se analizaba usando el régimen transitorio de las máquinas síncronas. No obstante, tiempo después, se llevaría en cuenta esta definición para tratar con otro tipo de estabilidad angular, la cual se analizaba usando el régimen de estado estacionario. Muchos autores inicialmente denominaron a este tipo de estabilidad como “estabilidad dinámica”, actualmente esta estabilidad fue definida como “estabilidad del ángulo del rotor a pequeñas perturbaciones”.

De lo anterior podemos notar que fue necesario definir de una mejor forma el término de “estabilidad transitoria”, así este término aun es usado en la actualidad para definir la “estabilidad del ángulo del rotor a grandes perturbaciones” teniendo en cuenta que el fenómeno dinámico que se analiza involucra transitorios electromecánicos dentro de distintas categorías temporales. Es importante resaltar que correctamente se debe hablar de “estabilidad transitoria electromecánica” para excluir el análisis de los fenómenos transitorios electromagnéticos, pero por fines prácticos se sigue usando aun el término de

“estabilidad transitoria” a lo largo de la tesis. En las siguientes secciones son presentadas las definiciones actuales que permiten comprender y organizar este estudio.

b) Definición Actual de Estabilidad del Ángulo del Rotor

Para definir la estabilidad transitoria debemos primero definir la estabilidad del ángulo del rotor, así la siguiente definición de estabilidad angular es extraída del *task force* presentado por P. Kundur en [14].

Definición. - *Es la habilidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado a permanecer en sincronismo comenzando después de ser sujeto a una perturbación. Esto depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio del sistema entre el torque electromagnético y el torque electromecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad que puede resultar ocurre en la forma de incremento de oscilaciones angulares de algunos generadores llevándolos a la pérdida de sincronismo con respecto a los otros generadores.*

El problema de estabilidad angular envuelve el estudio de oscilaciones electromecánicas inherentes en el sistema de potencia. El factor fundamental de este problema es la manera como las salidas de potencia de las máquinas síncronas varían en cuanto los ángulos del rotor cambian. Sobre condiciones de estado estacionario existe equilibrio entre la entrada del torque electromecánico y la salida del torque electromagnético de cada generador, y la velocidad permanece constante. Si el sistema es perturbado, este equilibrio es quebrado, lo que resulta en aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes del movimiento aplicado a un cuerpo girante. Si temporalmente un generador avanza más rápido que otro, la posición angular de su rotor relativo a la máquina más lenta será mayor. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga desde la máquina más lenta a la máquina más rápida, dependiendo de la relación potencia ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de las velocidades y de aquí la separación angular. La relación potencia ángulo es altamente no lineal, pero en cierto limite, un incremento en la separación angular es acompañada por la disminución de la potencia transferida tal que la separación angular es incrementada adicionalmente. La inestabilidad resulta si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a esa diferencia de velocidad del rotor. Para una situación dada, la estabilidad del sistema depende si los cambios en las posiciones angulares de los rotores resultan o no en un suficiente torque restaurativo. [11]

La pérdida del sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre un grupo de máquinas, con el sincronismo mantenido dentro de cada grupo después de separarse cada grupo. El cambio del torque electromagnético de una máquina síncrona debido a una perturbación puede ser apreciado en dos componentes:

- i) Torque sincronizante, en fase con el cambio del ángulo del rotor.
- ii) Torque de amortiguamiento, en fase con el cambio de la velocidad del rotor.

La estabilidad del sistema depende de la existencia del par de componentes de torque en cada una de las máquinas síncronas. Un pobre o insuficiente torque sincronizante resulta en “inestabilidad aperiódica” o “inestabilidad no oscilatoria” (también llamado por varios autores como “inestabilidad monótonica”), a su vez un pobre torque de amortiguamiento resulta en “inestabilidad oscilatoria”.

c) Definición Actual de Estabilidad Transitoria

La estabilidad transitoria es también llamada como “estabilidad del ángulo del rotor a grandes perturbaciones” y la siguiente definición es extraída del *task force* presentado por P. Kundur en [14].

Definición.- *Es la habilidad del sistema de potencia en mantener el sincronismo cuando es sujeto a perturbaciones severas, tales como un corto-circuito sobre una línea de transmisión. La respuesta del sistema resultante envuelve grandes excursiones del ángulo del rotor y es influenciada por la no linealidad de la relación potencia ángulo.*

La estabilidad transitoria depende del estado de operación inicial del sistema y la severidad de la perturbación. La inestabilidad se presenta usualmente en la forma de separación angular aperiódica o monótonica debido al insuficiente torque sincronizante, manifestándose como una “inestabilidad de primera oscilación”. Entretanto, en sistemas de potencia de grande porte, la inestabilidad transitoria no siempre puede ocurrir como inestabilidad a primera oscilación asociado a un modo simple; esto porque es una resultante de la superposición de modos de oscilación inter-área lentos y un modo de oscilación local (planta) causando una gran excursión del ángulo del rotor. La inestabilidad podría también ser una resultante de efectos no lineales afectando un modo simple de oscilación.

El marco de tiempo de interés en los estudios de estabilidad transitoria es usualmente de 3 a 5 segundos después de ocurrida la perturbación. Esto puede ser extendido entre 10 a 20

segundos para sistemas muy grandes con oscilaciones inter-áreas dominantes. Comúnmente este estudio es categorizado como un fenómeno de corto y mediano plazo.

2.3.2 Formulación Matemática General de la Estabilidad Transitoria

a) Dinámica de Sistemas de Potencia

Un sistema de potencia es un sistema dinámico no lineal y su dinámica puede ser representada por un conjunto acoplado de ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden formuladas a partir de la aplicación de la segunda ley de Newton. En el caso de analizar la estabilidad transitoria de fenómenos electromecánicos, en forma genérica, podemos usar el siguiente conjunto de n ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}, t) \quad (2.1)$$

Donde:

- \mathbf{x} : Vector de n variables de estado del sistema.
- \mathbf{u} : Vector de r variables de control o entrada del sistema.
- \mathbf{p} : Vector de s variables no controlables o parámetros del sistema.
- t : Tiempo (variable independiente).
- $\mathbf{f}(\cdot)$: Vector de n funciones no lineales.

El vector \mathbf{p} contiene las variables no controladas (o parámetros) tales como las inyecciones de potencia activa y reactiva en las barras de carga. Comúnmente es mantenido este vector en la formulación cuando estamos interesados en el análisis de bifurcaciones para estabilidad de tensión.

Las funciones no lineales $\mathbf{f}(\cdot)$ representan las ecuaciones dinámicas del generador, incluyendo el modelo de sus devanados amortiguadores y controladores. Sin perder generalidad, para análisis de estabilidad transitoria todas estas ecuaciones no son funciones explícitas del tiempo, así el sistema resultante es denominado “autónomo”. Comúnmente las categorías temporales en que se sitúa el análisis de estabilidad transitoria son de corto y mediano plazo, así se puede considerar que no cambian las cargas y de ahí los parámetros del vector \mathbf{p} son modelados con valores constantes.

b) Representación en Ecuaciones Diferenciales Ordinarias

Sobre condiciones de operación normal, todas las máquinas síncronas funcionan a la velocidad síncrona. Si ocurre una perturbación grande, las máquinas comenzaran a oscilar y su dinámica, en general, será gobernada de acuerdo con las siguientes ecuaciones diferenciales ordinarias (EDO):

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.2)$$

El vector \mathbf{x} contiene las variables de estado, las cuales definen una condición de operación del sistema. Este contiene variables asociadas a los generadores síncronos y sus sistemas de excitación (incluyendo los PSS), turbinas y sistemas de regulación de velocidad, y más otros dispositivos electromecánicos de la red eléctrica.

El vector \mathbf{u} contiene las variables de control o entrada tales como las tensiones de las barras de generación y compensadores síncronos, así como sus tensiones de campo y potencia mecánica de entrada de cada máquina.

c) Representación en Ecuaciones Algebraicas Diferenciales Ordinarias

Normalmente estamos interesados en obtener variables de salida, las cuales pueden darnos un punto de observación del sistema, y estas se pueden expresar en términos de las variables de entrada y las variables de estado. La representación resulta en un sistema de ecuaciones algebraicas diferenciales ordinarias (EADO) de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{y} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \end{aligned} \quad (2.3)$$

Donde:

\mathbf{y} : Vector de variables de salida del sistema (por ejemplo, tensiones en las barras de cargas)

$\mathbf{g}(\cdot)$: Vector de funciones no lineales

2.3.3 Concepto de Estado y Variables de Estado

El concepto de estado es fundamental en la teoría de espacio de estados. El estado de un sistema representa la mínima cantidad de información necesaria a cerca del sistema en cualquier instante de tiempo t_0 , así que su futuro comportamiento pueda ser determinado sin llevar en cuenta las variables de entradas antes de t_0 .

Las variables de estado \mathbf{x} pueden ser cantidades físicas del sistema, tales como ángulo, velocidad, tensión, o ellas pueden ser variables matemáticas abstractas asociadas con las

ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema. La elección de las variables de estado no es única, esto no significa que el estado del sistema en cualquier tiempo no es único, sino que la representación de la información del estado no es única. Un conjunto de variables de estado pueden ser elegidas para proveer la misma información a cerca del sistema. Por otra parte si sobre-especificamos en el sistema muchas variables de estado, no todas de ellas serán independientes.

En el análisis dinámico usando el modelo clásico de generadores síncronos, se pueden usar variables de estado como los ángulos y velocidades angulares de los rotores de todos los generadores síncronos del sistema. Modelos detallados de los generadores, como por ejemplo la inclusión de los devanadores amortiguadores y los controladores (regulador de tensión y velocidad) darán lugar a adicionar nuevas ecuaciones diferenciales al sistema así como generarán nuevas variables de estado.

El estado del sistema puede ser representado en el espacio Euclidiano de n dimensiones, el cual es llamado como “espacio de estados”. Siempre que el sistema no este en equilibrio o tenga entradas diferentes de cero, el estado del sistema cambiará con el tiempo. El conjunto de puntos que representan al estado del sistema trazados en el espacio de estados como un sistema en movimiento es llamado “trayectoria del sistema”.

2.3.4 Métodos de Solución

Según como es abordada la ecuación (2.2) o la ecuación (2.3) tenemos diversos métodos de solución para el análisis de estabilidad transitoria.

a) Método Indirecto o Simulación en el Dominio del Tiempo

La estabilidad transitoria puede ser analizada mediante la observación de la evolución de las variables de estado en el tiempo, así este método es llamado de simulación en el dominio del tiempo. También es llamado como “método indirecto” debido que el diagnóstico de estabilidad es obtenido a partir de la interpretación humana o de un sistema especialista de las curvas de oscilación de los rotores. En este capítulo es desarrollado este método como herramienta básica para el análisis de estabilidad transitoria.

b) Método Directo

La estabilidad transitoria puede se evaluada en el espacio de estados según el movimiento del sistema en el dominio de atracción de un punto de equilibrio. Así la estabilidad es determinada sin solucionar las ecuaciones diferenciales del sistema post-falla. Reciben el nombre de métodos directos porque normalmente utilizan algún índice

que obtienen directamente para análisis la estabilidad transitoria. En la literatura es usual asociar el término método directo a los métodos basados en las funciones de Lyapunov y en las funciones de energía. En la tesis estamos interesados con estos métodos y en el Capítulo III son discutidos todos estos conceptos.

c) Método Híbrido

Estos métodos utilizan una mezcla de técnicas asociadas a los métodos directos e indirectos. Por ejemplo, este método puede combinar el método de simulación en el dominio del tiempo con el método de la función de energía.

Tal como es visto en el capítulo III, los métodos directos basados en la función de energía transitoria fueron desarrollados a partir de premisas y modelos básicos, así para comprender los fundamentos de estos métodos a lo largo de la tesis se utilizan con los modelos clásicos para el análisis de la estabilidad transitoria.

2.4 Modelo del Generador Síncrono para Estabilidad Transitoria

Para estudios de estabilidad de sistemas de potencia es indispensable un conocimiento básico de máquinas síncronas, por este motivo esta tesis no pretende desarrollar toda la exhaustiva justificación que es necesaria para construir los modelos detallados sino nos centraremos en el modelo clásico.

2.4.1 Introducción a la Máquina Síncrona

Físicamente, un generador síncrono trifásico⁴ consiste de tres devanados (circuitos *abc*), llamados también devanados de fase, en el estator (parte estacionaria), y un devanado de campo o circuito *F* (*field*) en el rotor (parte rotante). Los devanados de fase están espacialmente distribuidos en las ranuras del estator y están separados uno de otro por 120 grados eléctricos⁵. Basado en la construcción del rotor, nosotros tenemos dos tipos de máquinas: polos salientes o rotor cilíndrico. En la Figura 2.4 se muestra la representación esquemática de un generador síncrono de polos salientes. Los turbogeneradores (como los usados en turbinas de vapor) son máquinas de rotor cilíndrico y los hidrogeneradores (como los usados en las turbinas hidráulicas) son máquinas de polos salientes. En las máquinas de rotor cilíndrico el cuerpo del rotor es de hierro forjado con ranuras espaciadas uniformemente en el perímetro, y ahí es colocado en forma distribuida el devanado de

⁴ Los términos “generador” o “máquina” se refieren, en forma indistinta, al generador síncrono trifásico.

⁵ Los grados eléctricos son obtenidos por multiplicar los grados mecánicos con el número de pares de polos.

campo; en cambio en las máquinas de polos salientes el cuerpo del rotor es formado por laminas de polos salientes y a su alrededor es colocado el devanado de campo. [1]

De la Figura 2.4 podemos notar que el eje magnético del devanado de campo es definido como “eje directo” o “eje d ”, el eje de simetría entre los dos polos localizado a 90 grados eléctricos desde el eje d es llamado “eje de cuadratura” o “eje q ” (*quadrature*). El devanado de campo es excitado por corriente continua, el cual establece el flujo principal de campo a lo largo del eje d . El ángulo mecánico del rotor θ es definido entre el eje d y una referencia fija definida en el eje magnético del circuito aa' .

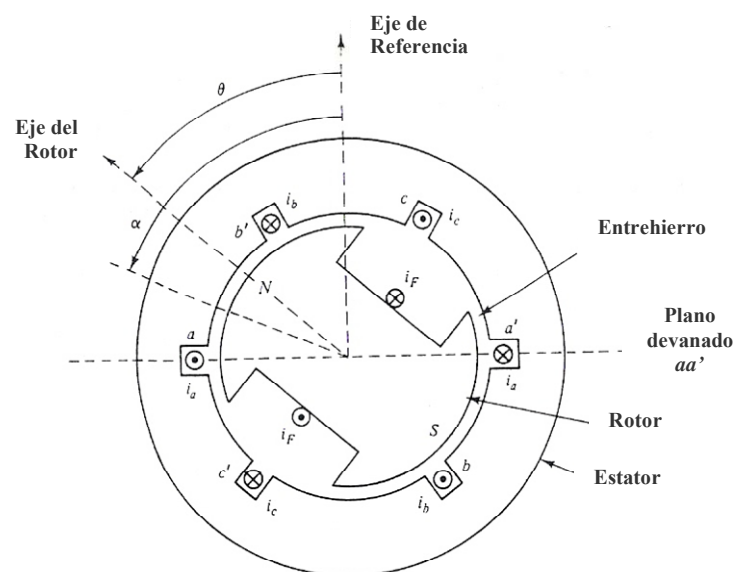


Figura 2.4 Representación esquemática del generador síncrono de polos salientes

2.4.2 Modelo Eléctrico en Régimen Estacionario

Dentro del comportamiento eléctrico en régimen estacionario, asumiendo una secuencia positiva de corrientes de fase, podemos decir que la tensión terminal del generador esta relacionada con los cambios (en el tiempo) de los flujos concatenados en todos sus circuitos. Estos flujos se dividen principalmente en dos [16]:

- i) Flujo concatenado en circuito abierto.- Es el flujo medido en las bobinas aa' debido a la acción única de la corriente de campo i_f , es decir $i_a = i_b = i_c = 0$. Esto produce la tensión interna E_a en el generador.
- ii) Flujo concatenado de reacción de armadura.- Es el flujo medido en las bobinas aa' debido a la acción de las corrientes $i_a, i_b, i_c \neq 0$, considerando $i_f = 0$.

Casi todos los flujos cruzan el entrehierro, así el flujo total en el entrehierro será la suma de los efectos de los flujos concatenados anteriores. Sin entrar en detalles, podemos decir que la tensión interna y la tensión terminal para una máquina de polos salientes se relacionan como:

$$\bar{V}_a = \bar{E}_a - r\bar{I}_{at} - jx_d\bar{I}_{ad} - jx_q\bar{I}_{aq} \quad (2.4)$$

Donde:

\bar{V}_a : Es el fasor de tensión terminal de la fase a , en V.

\bar{E}_a : Es el fasor de tensión interna de la fase a , en V.

r : Es la resistencia síncrona, igual en las tres fases, en ohmios.

x_d, x_q : Son las reactancias síncronas en el eje d y q , respectivamente, en ohmios.

$\bar{I}_{ad}, \bar{I}_{aq}$: Son las componentes de la corriente terminal en la fase a (\bar{I}_{at}) en los ejes d y q , respectivamente, en A.

En la Figura 2.5 es mostrado el diagrama fasorial correspondiente a la ecuación (2.4), el cual corresponde a máquinas de polos salientes. Esta representación es llamada “modelo de dos reacciones”. Los valores típicos de x_d, x_q son mostrados en la Tabla 2.1. Podemos notar que $x_d \approx x_q$ para el caso de máquinas de rotor cilíndrico (polos lisos), así la ecuación (2.4) sigue siendo válida realizando solo pequeñas modificaciones.

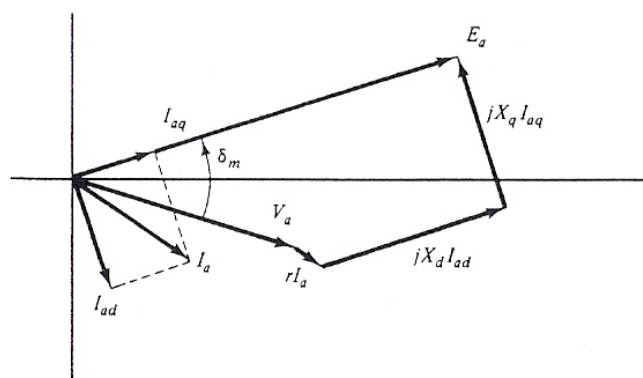
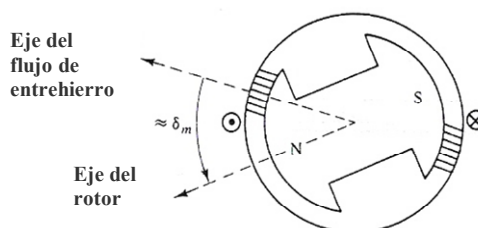


Figura 2.5 Diagrama fasorial de la máquina síncrona correspondiente al modelo de dos reacciones

Tabla 2.1 Valores típicos de reactancias síncronas

Tipo de reactancia síncrona	Tipo de Máquina	
	Rotor cilíndrico (dos polos)	Polos salientes (con amortiguadores)
x_d	1.20	1.25
x_q	1.16	0.70

De la Figura 2.5, el ángulo δ_m es llamado como ángulo de potencia y físicamente representa el ángulo entre el eje central del rotor y el eje generado por el flujo total en el entrehierro, el cual lleva en cuenta el efecto de la reacción de armadura. Esto puede ser visualizado en la Figura 2.6.

**Figura 2.6** Significado físico del ángulo δ_m

2.4.3 Modelo Eléctrico Clásico en Régimen Transitorio

Desde el punto de vista de teoría de circuitos la máquina síncrona es descrita matemáticamente mediante inductancias propias y mutuas entre circuitos del rotor y circuitos del estator. En la Figura 2.7 podemos ver la representación esquemática de estos circuitos. A diferencia de la Figura 2.4 en este modelo fueron adicionados barras de amortiguamiento embebidas en el rotor (circuitos D , Q) y conectadas juntas por segmentos o anillos continuos. Cada devanado de fase tiene una resistencia igual en todas las tres fases. Los devanados del estator están magnéticamente acoplados uno a uno y también con los circuitos del rotor.

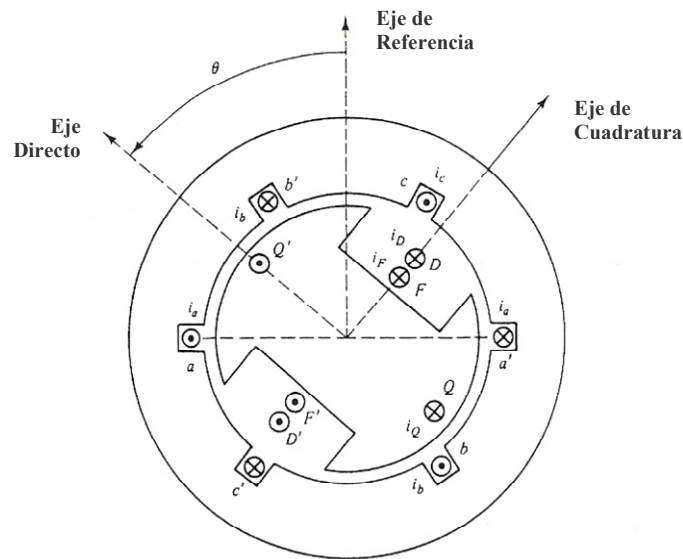


Figura 2.7 Representación de la máquina síncrona para desarrollo matemático

De acuerdo a la representación de las inductancias en los ejes abc y su conversión a los ejes $dq0$ mediante la “transformada de Park” obtenemos las siguientes “ecuaciones magnéticas” que relacionan los flujos concatenados⁶ con las corrientes de cada circuito:

$$\begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 & | & kM_F & kM_D & | & 0 \\ 0 & L_q & 0 & | & 0 & 0 & | & kM_Q \\ 0 & 0 & L_0 & | & 0 & 0 & | & 0 \\ \text{---} & \text{---} & \text{---} & + & \text{---} & \text{---} & + & \text{---} \\ kM_F & 0 & 0 & | & L_F & M_R & | & 0 \\ kM_D & 0 & 0 & | & M_R & L_D & | & 0 \\ \text{---} & \text{---} & \text{---} & + & \text{---} & \text{---} & + & \text{---} \\ 0 & kM_Q & 0 & | & 0 & 0 & | & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Donde:

$$L_d = L_s + M_s + \frac{3}{2} L_m$$

$$L_q = L_s + M_s - \frac{3}{2} L_m$$

$$L_0 = L_s - 2M_s$$

$$k = \sqrt{\frac{3}{2}}$$

⁶ El flujo concatenado es un concepto conocido en ingeniería eléctrica. Si una bobina tiene N espiras y φ es el flujo de enlace en todas las N espiras entonces el flujo concatenado, en weber-espira, es dado por $\lambda = N\varphi$.

L_s, M_s : Son las inductancias síncronas propias de un circuito cualquiera del estator y mutua entre circuitos del estator, iguales para las tres fases, en henrios.

M_i : Son las inductancias mutuas entre cualquier circuito del estator y el circuito i del rotor, en henrios.

M_R : Son las inductancias síncronas mutuas entre circuitos del rotor, en henrios.

Así mismo, la relación de la tensión en cada circuito con los flujos concatenados en la representación en el eje $dq0$ será:

$$\begin{aligned}\frac{d\lambda_d}{dt} &= -(v_d + ri_d + \dot{\theta}\lambda_q) \\ \frac{d\lambda_q}{dt} &= -(v_q + ri_q - \dot{\theta}\lambda_d)\end{aligned}\quad (2.6)$$

$$\frac{d\lambda_0}{dt} = -(v_0 + ri_0)$$

$$\frac{d\lambda_F}{dt} = (v_F - r_F i_F)\quad (2.7)$$

$$\frac{d\lambda_D}{dt} = -r_D i_D$$

$$\frac{d\lambda_Q}{dt} = -r_Q i_Q\quad (2.8)$$

Donde $\dot{\theta}$ es la velocidad angular mecánica instantánea del rotor, en rad/s. Los términos $\dot{\theta}\lambda_d$ y $\dot{\theta}\lambda_q$ son llamados “términos rotacionales”. Las ecuaciones (2.6), (2.7) y (2.8) son llamadas como “ecuaciones eléctricas” y pueden colocarse en un modelo circuital de acuerdo con la Figura 2.8.

Históricamente en estudios de estabilidad los generadores fueron representados por un modelo simple, el cual asumía flujos concatenados constantes en cada eje y despreciaba la saliencia transitoria (es decir, $x'_d = x'_q$). Fue definida una tensión interna \bar{E}'_i detrás de la reactancia transitoria de eje directo x'_d y su magnitud es considerada constante para las máquinas de rotor cilíndrico y polos salientes. El valor de x'_d puede ser definido de la siguiente forma:

$$L'_d = L_d - \frac{(kM_F)^2}{L_F}$$

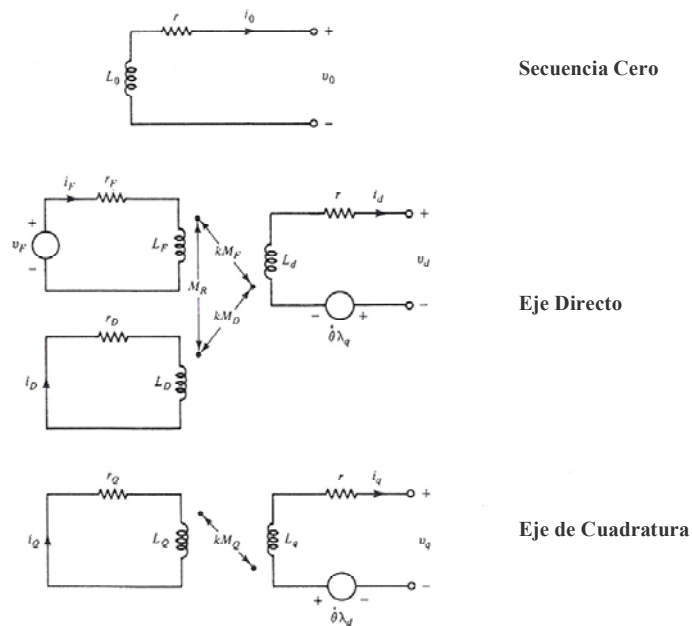


Figura 2.8 Representación circuital equivalente de la máquina síncrona

Este modelo es ampliamente conocido como “modelo clásico” o “modelo de tensión constante detrás de la reactancia transitoria”. El circuito equivalente Thevenin de este modelo clásico es mostrado en la Figura 2.9. El comportamiento del sistema de excitación no puede ser estudiado con este modelo.

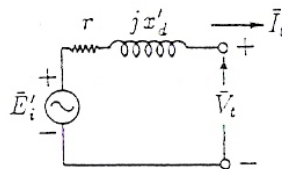


Figura 2.9 Modelo clásico del generador síncrono

Dentro de las ventajas de este modelo se puede mencionar que este requiere muy poca información, y durante las simulaciones en el dominio del tiempo la interfase entre las máquinas y la red eléctrica permite cálculos muy rápidos.

La adición uno a uno de los circuitos del rotor en los ejes d y q resulta en modelos más completos para los generadores. Seis modelos han sido identificados en la literatura, a parte del modelo clásico, y se obtuvieron incluyendo diferentes circuitos del rotor en cada eje. En esta tesis estamos interesados con el modelo clásico, así no serán incluidos en el análisis los distintos controladores (regulador de tensión y velocidad).

2.4.4 Ecuación de Oscilación del Generador Síncrono

Una de las fases más importantes en los estudios de estabilidad transitoria es el análisis de la dinámica del rotor de las máquinas durante el periodo transitorio. Los modelos dinámicos deben ser definidos de acuerdo a los transitorios observados en la máquina, los cuales básicamente son de naturaleza electromecánica envolviendo oscilaciones en el ángulo del rotor.

En estado estacionario, el ángulo mecánico del rotor θ incrementa uniformemente con el tiempo, es decir $\theta = \omega_s t + \theta_0$, donde θ_0 es el ángulo inicial del rotor con respecto de la referencia fija definida en el eje magnético del circuito aa' (ver Figura 2.4).

Durante transitorios electromecánicos, el ángulo del rotor no incrementa uniformemente. Así se puede describir el movimiento del rotor como lo siguiente [16]:

$$\theta(t) = \omega_s t + \theta_0 + \Delta\theta(t) \quad (2.9)$$

Donde:

ω_s : Es la velocidad angular mecánica del sistema a la frecuencia síncrona, igual a $\left(\frac{2}{p}\right)2\pi f_s$, en rad/s.

p : Es igual a número de pares de polos.

f_s : Es la frecuencia eléctrica nominal del sistema, igual a 50 o 60 Hz.

$\Delta\theta(t)$: Es el incremento angular que es impuesto o adicionado al movimiento rotatorio constante, en rad.

Comúnmente se analiza la dinámica del ángulo del rotor respecto a una referencia rotatoria síncrona, es decir $\theta_0 + \Delta\theta(t)$. Dentro del modelo clásico fue definido el ángulo δ , ángulo de fase de la tensión interna E_i ⁷ medido respecto a la referencia del sistema, así podemos establecer su acoplamiento con θ de la siguiente forma:

$$\delta = \theta_0 + \Delta\theta - \frac{\pi}{2} \quad (2.10)$$

⁷ Por simplicidad será usado el término E_i para referirse a la tensión interna transitoria E'_i .

Podemos resaltar que si $\Delta\theta \equiv 0$, entonces δ es constante e igual a $\theta_0 - \frac{\pi}{2}$ ⁸. Por otra parte si $\Delta\theta$ varía entonces δ varía en la misma razón. La ecuación (2.10) define la conexión entre δ y el ángulo del rotor respecto a la referencia rotatoria síncrona $\theta_0 + \Delta\theta$.

Bajo las leyes fundamentales de la mecánica, el movimiento de la máquina es representado por [1]:

$$I\alpha = T_{neto} \quad (2.11)$$

Donde:

I : Es el momento de inercia, en $\text{kg}\cdot\text{m}^2$. Este es igual al producto entre el peso del cuerpo girante y el cuadrado del radio de giro.

α : Es la aceleración del rotor, en rad/s^2 .

T_{neto} : Es el torque neto de la máquina responsable del movimiento, en N-m.

a) Torques en el Rotor

- Torque Electromagnético. Este puede ser subdividido en dos componentes: “torque sincronizante” y “torque de amortiguamiento”. i) El torque sincronizante, el cual esta en fase con el ángulo del rotor (también conocido como torque de entrehierro) es igual al torque de salida eléctrica más el torque correspondiente a las pérdidas eléctricas en la máquina. Este también es igual a la razón de cambio, con respecto al ángulo del rotor, de la energía total electromagnética almacenada; la razón de cambio en el tiempo de esta energía es la “potencia sincronizante”. Este torque es denominado T_g . ii) El torque de amortiguamiento, el cual esta en fase con la velocidad del rotor, es producido por los circuitos eléctricos equivalentes del rotor (es decir, amortiguadores y el cuerpo sólido del rotor cilíndrico) debido a la acción asíncrona. Este es denominado T_{DD} .
- Otros torques de amortiguamiento. Son los ocasionados por el motor primo y sus controles, controles del generador, sistema de potencia y cargas. Estos pueden ser combinados con T_{DD} para obtener un torque simple de amortiguamiento

⁸ La inclusión de $\frac{\pi}{2}$ en la expresión es para alinear el fasor de la tensión interna transitoria a un ángulo de δ grados a partir de la referencia rotatoria del sistema.

representado por T_D y es asumido que es proporcional a las variaciones de velocidad del rotor.

- Torque mecánico de entrada. Es definido como el torque mecánico entregado por el motor primo menos las pérdidas rotacionales. Es denominado como T_m .

De acuerdo a lo anterior, el torque neto responsable de la aceleración y desaceleración de los rotores de las máquinas bajo perturbaciones es:

$$T_{neto} = T_m - T_g - T_D \quad (2.12)$$

b) Momento de Inercia

En el caso de los generadores síncronos, el cuerpo rotante esta formado por las partes rotantes que están acoplados o montados al eje mecánico. Así el momento de inercia I es la combinación de los momentos de inercia de las partes rotantes del primo motor, generador y sistema de excitación.

c) Aceleración

La aceleración del rotor α puede ser expresada en términos del ángulo mecánico del rotor θ medido con respecto a la referencia estacionaria de la máquina de acuerdo con:

$$\alpha = \frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt} \quad (2.13)$$

Donde $\frac{d\theta}{dt} = \omega$, la cual es la velocidad angular mecánica instantánea del rotor, en rad/s.

De las ecuaciones (2.9) y (2.10) tenemos lo siguiente:

$$\theta = \omega_s t + \delta + \frac{\pi}{2} \quad (2.14)$$

Usando la ecuación (2.14) en (2.13), multiplicando ω para convertir las cantidades de (2.12) en unidades de potencia, tenemos:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_g - P_D \quad (2.15)$$

Donde:

P_m : Es la potencia mecánica de entrada (substrayendo las pérdidas rotacionales).

P_g : Es la potencia eléctrica P_e menos las pérdidas eléctricas. P_e es la potencia eléctrica obtenida en el entrehierro. Normalmente se desprecian las pérdidas.

P_D : Es la potencia de amortiguamiento equivalente proporcional a la velocidad angular. Todas las potencias están en p.u.

M : Es el momento de inercia igual a $I\omega_m$, en p.u-s²/rad.

La ecuación (2.15) puede ser colocado en función de los grados eléctricos⁹, de acuerdo con lo siguiente:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_g - D \frac{d\delta}{dt} \quad (2.16)$$

Donde:

D : Es el coeficiente de amortiguamiento, en p.u.-s/rad. Generalmente para máquinas típicas D' (en p.u.) está entre 1 – 2 p.u.

H : Es la constante de inercia de la máquina, en segundos. Generalmente para máquinas típicas este valor está entre 1 – 10 segundos.

A partir de la ecuación (2.14) tenemos lo siguiente

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.17)$$

Las ecuaciones (2.16) y (2.17) describen completamente la dinámica del rotor bajo perturbaciones, y la ecuación (2.16) es llamada de “ecuación de oscilación”, esto debido a su naturaleza oscilatoria en el tiempo.

2.5 Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas de Potencia

La introducción de los computadores digitales en los años 50 y versiones más avanzadas en los 60 permitió abrir camino al estudio en detalle del efecto de los controladores en la estabilidad transitoria y consecuentemente el cálculo clásico punto a punto de las curvas de oscilación, básicamente desarrolladas por computación manual. Este procedimiento fue reemplazado por eficientes y poderosos algoritmos de integración numérica los cuales pueden manipular numerosas ecuaciones diferenciales en simultáneo. [1]

2.5.1 Métodos de Integración Numérica

La solución de sistemas dinámicos de cualquier tipo involucra la integración y diferenciación de ecuaciones. En el caso de análisis de estabilidad transitoria el problema se reduce a las ecuaciones (2.2) o (2.3) las cuales son un conjunto de ecuaciones

⁹ En adelante δ y ω representan medidas en grados eléctricos.

diferenciales no lineales ordinarias de primer orden con valores iniciales conocidos. En forma práctica podemos colocar el problema de la siguiente forma:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (2.18)$$

Donde:

x : Es la variable de estado.

t : Es la variable independiente que representa al tiempo.

El objetivo es resolver x como una función de t , suponiendo valores iniciales de x y t iguales a x_0 y t_0 , respectivamente. Los métodos de integración numérica son usados cuando analíticamente no se puede obtener una solución, para esto se realizan diversas aproximaciones de esa solución por medio de evaluaciones punto a punto.

Los métodos de integración numérica pueden ser clasificados por diversas características [17]:

- Por usar la información de pasos previos: métodos de un paso o múltiples pasos.
- Por requerir de información de pasos futuros: métodos explícitos e implícitos.
- Por su rendimiento frente a problemas de estabilidad numérica: métodos rígidos.

a) Métodos Explícitos e Implícitos

En los métodos explícitos el valor de la variable dependiente x en cualquier valor de t es calculado desde el conocimiento de los valores de x de los pasos de tiempo previos. En otras palabras, x_{n+1} para el $(n+1)$ avo paso es calculado explícitamente por la evaluación de $f(x, t)$ con conocimiento de x_n . Estos métodos son fáciles de implementar para la solución de un conjunto complejo de ecuaciones diferenciales. Entre ellos tenemos: Método de Euler, Métodos de Runge Kutta, Métodos de Runge Kutta- Fehlberg, etc.

El método de Runge Kutta de 4to orden es uno de los más usados y en el siguiente conjunto de ecuaciones se muestra su regla de formación:

$$\begin{aligned}
w_0 &= x_0 \\
K_1 &= hf(t_i, w_i), \\
K_2 &= hf\left(t_i + \frac{h}{2}, w_i + \frac{h}{2}K_1\right), \\
K_3 &= hf\left(t_i + \frac{h}{2}, w_i + \frac{h}{2}K_2\right), \\
K_4 &= hf(t_{i+1}, w_i + K_3), \\
w_{i+1} &= w_i + \frac{1}{6}(K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4),
\end{aligned} \tag{2.19}$$

Normalmente los métodos implícitos son llevados en cuenta dentro de los métodos de múltiples pasos y de paso variable. Dentro de ellos tenemos: Métodos Adams, Métodos BDF (*Backward Differentiation Formula*), entre otros.

b) Estabilidad Numérica

La estabilidad numérica esta relacionada con la consistencia y convergencia de las ecuaciones de formación (que es un conjunto de ecuaciones en diferencias) del método de integración. La consistencia está definida por el error local de truncamiento en el paso i -ésimo y se espera que tienda a cero conforme el paso de integración se hace cero. La convergencia denota la diferencia entre el valor exacto de la solución de la ecuación diferencial y la aproximación obtenida por el método en el paso i -ésimo. Por lo tanto, el método deberá ser estable en la presencia de cambios pequeños o perturbaciones de las condiciones iniciales produciendo cambios en las consecuentes aproximaciones.

Los métodos explícitos tienen pobre estabilidad numérica cuando son aplicados a sistemas rígidos, la solución colapsa para estos sistemas al menos que se use un tamaño de paso más pequeño. En líneas generales, los métodos implícitos son los más estables en comparación a los explícitos. No siempre los métodos implícitos son estables para todo tipo de sistema. Dentro de los métodos implícitos que presentan ventajas en estabilidad numérica, tenemos: Método del Trapecio Implícito, Métodos EBDF (*Extended Backward Differentiation Formula*) y los MEBDF (*Modified Extended Backward Differentiation Formula*).

c) Método del Trapecio Implícito

La solución de x en $t_1 = t_0 + \Delta t$ puede ser expresado en la siguiente forma:

$$x(t_1) = x(t_0) + \int_{t_0}^{t_1} f(t, x(t)) dt \tag{2.20}$$

Los métodos implícitos usan funciones de interpolación para la expresión debajo de la integral. La interpolación implica que las funciones deban pasar a través de puntos

desconocidos en el tiempo t_1 . La simplicidad de este método de integración es que usa la regla trapezoidal, es decir una interpolación lineal. Como lo mostrado en la Figura 2.10, el área debajo de la integral de la ecuación (2.20) será aproximada por trapecios, por eso el nombre de regla trapezoidal.

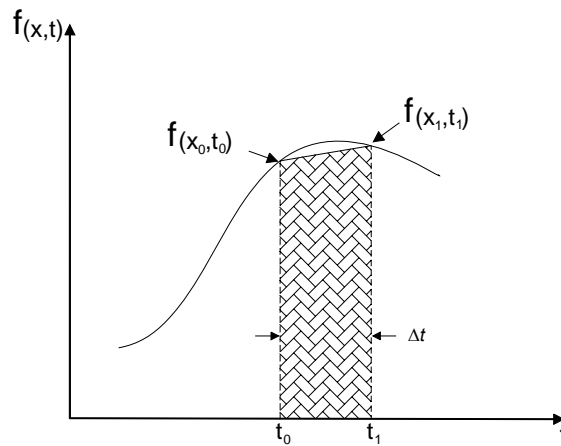


Figura 2.10 Representación esquemática del método del trapecio implícito

La ecuación de formación de este método es expresado de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} w_0 &= x_0 \\ w_{i+1} &= w_i + \frac{h}{2} [f(t_{i+1}, w_{i+1}) + f(t_i, w_i)] \quad 0 \leq i \leq N-1 \end{aligned} \quad (2.21)$$

Como vemos esto implica que la variable x es calculada como una función de sus valores en los pasos previos, como también de su valor actual (el cual es desconocido). Por tanto, la ecuación implícita debe ser resuelta. Generalmente se obtiene en forma iterativa de la solución de un sistema de ecuaciones no lineales usando frecuentemente el método de Newton. El método del trapecio implícito es un método de segundo orden y es numéricamente más estable en comparación a diversos métodos implícitos de alto orden.

H. D. Dommel en la referencia [18] sugiere el uso de métodos implícitos, como el trapecio implícito, para la integración numérica en el análisis de estabilidad transitoria de sistemas de potencia.

2.5.2 Determinación de la Estabilidad Transitoria usando Simulación Numérica

El objetivo principal de la simulación numérica de la dinámica no lineal de sistemas de potencia es ver si el sincronismo es preservado ante una perturbación. Usando cualquier método de integración numérica son obtenidas las curvas de oscilación de todas las máquinas síncronas del sistema, es decir es calculada la evolución en el tiempo del ángulo

del rotor δ de las máquinas medida respecto a la referencia síncrona del sistema, también llamado “ángulos absolutos”. Si el ángulo de rotor δ_i de una máquina o un grupo de máquinas continúa incrementando indefinidamente con respecto al resto del sistema, el sistema es inestable. Por lo tanto, la inestabilidad de una máquina significa que el ángulo rotor de la máquina i se separa del resto del sistema. La estabilidad transitoria del sistema es juzgada si los “ángulos relativos” del rotor no divergen.

Definimos ángulos relativos como los ángulos absolutos del rotor δ medidos respecto a una referencia oscilante del sistema, esta referencia puede ser el ángulo absoluto δ_i una máquina i (la máquina con mayor constante de inercia H_i) o el ángulo del centro de inercia del sistema δ_{COI} (COI: Center of Inertia). El δ_{COI} es definido en la sección (3.4.2) de acuerdo con la ecuación (3.21).

a) Sistema Máquina Barra Infinita

El sistema máquina barra infinita (SMBI) es aquel sistema con un solo generador oscilando respecto a un gran sistema o barra infinita. La barra infinita, referida al análisis de estabilidad transitoria, es definida idealmente como una máquina con una impedancia cero y una inercia infinita, la cual no se ve afectada por la cantidad de corriente fluyendo hacia ella. También es modelada como una fuente de tensión constante (módulo y ángulo) con frecuencia constante o inalterable.

En la Figura 2.11 son mostradas las curvas de oscilación típicas para los casos estable e inestable de un SMBI. Para este sistema la referencia oscilante es la barra infinita, la cual mantiene constante el ángulo de referencia. En la Figura 2.11, δ_0 es el ángulo relativo inicial del rotor de la máquina respecto a la barra infinita. En este caso la falla es liberada en dos tiempos de eliminación diferentes, t_{e1} y t_{e2} ($t_{e1} < t_{e2}$). Cuando la falla es eliminada para t_{e1} , el ángulo del rotor δ muestra una tendencia de caída y según esto probablemente el sistema es estable. Si existe una demora en la eliminación de la falla, como en el segundo caso, es decir la falla es eliminada en t_{e2} , el ángulo del rotor experimenta un incremento ilimitado y el sistema es posiblemente inestable.

Por otra parte, en el caso de estos sistemas hay una menor incertidumbre de equivocarnos en la comprobación de la estabilidad del sistema basado en la primera

oscilación. Así se puede decir que para el SMBI la máquina pierde el sincronismo siempre en la primera oscilación.

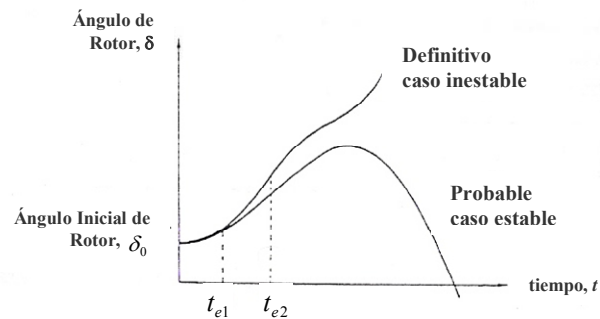


Figura 2.11 Curvas típicas de oscilación para el sistema máquina barra infinita

b) Sistema de Potencia Multimáquina

Un sistema multimáquina¹⁰ es un sistema de potencia interconectado con más de un generador síncrono conectado a la red eléctrica. En el análisis de estabilidad transitoria, para asegurarnos que los ángulos relativos no están divergiendo, la simulación debe ser realizada más allá de la primera oscilación, especialmente en sistemas donde una o más máquinas pierdan el sincronismo en la segunda o en las subsecuentes oscilaciones.

Para sistemas multimáquina, el análisis de estabilidad transitoria puede ser considerada dentro de tres categorías [1]: primera oscilación, corto plazo con 5–10 segundos de simulación en el tiempo, y largo plazo con un periodo de varios minutos de simulación en el tiempo. Adicionalmente esta clasificación puede ser basada en:

- Oscilaciones en “modo local” o “modo planta”: Es caracterizado por unidades en una subestación de generación oscilando con respecto al resto del sistema de potencia, experimentan un rango de frecuencias desde 0.8 a 2.5 Hz.
- Oscilaciones en “modo inter-área”: Es resultado de que varias máquinas en una parte del sistema oscilen con respecto a máquinas de otras partes, experimentan un rango frecuencias desde 0.1 a 0.7 Hz.

La Figura 2.12 se muestran los ángulos de rotor para los casos de estabilidad e inestabilidad. En la Figura 2.12 (a) se muestra que todos los ángulos de rotor relativos son finitos, conforme $t \rightarrow \infty$. En la Figura 2.12 (b), el ángulo de rotor de una máquina se incrementa respecto al resto del sistema, por lo tanto, es una inestabilidad de una sola

¹⁰ El término “sistemas multimáquina” se usará en referencia al sistema de potencia con múltiples máquinas.

máquina, experimentando oscilaciones en modo local. En la Figura 2.12 (c) se muestra un grupo de dos máquinas que van a la inestabilidad con respecto al resto del sistema, experimentando oscilaciones en modo inter-área.

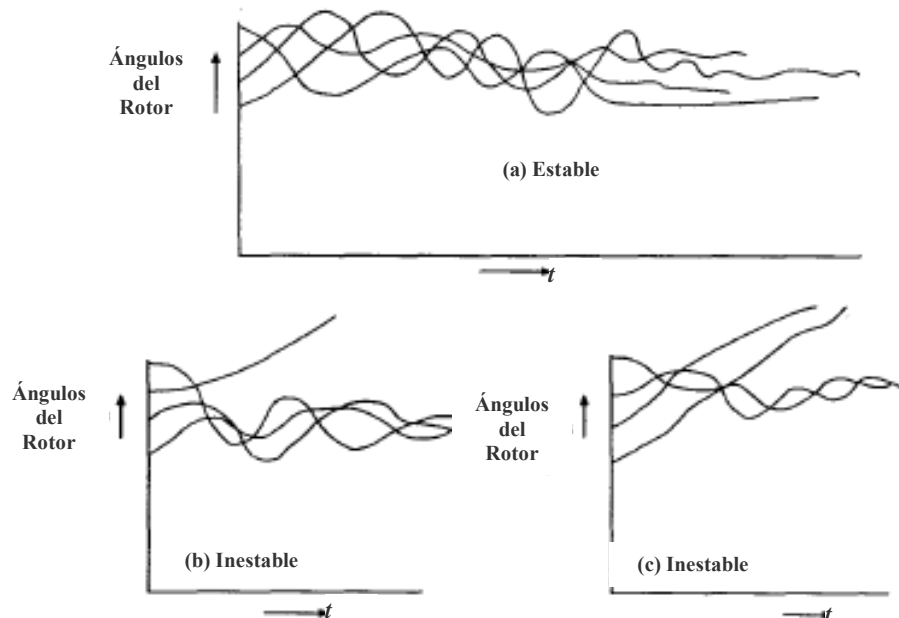


Figura 2.12 Comportamiento de los ángulos del rotor de un sistema multimáquina

En la siguiente sección se desarrollarán modelos usados para el análisis de estabilidad transitoria de sistemas multimáquina.

2.5.3 Modelo para Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Multimáquina

El modelo clásico es usado para el estudio de estabilidad transitoria de sistemas de potencia para un periodo de tiempo durante el cual el comportamiento dinámico del sistema depende fuertemente de la energía almacenada en las inercias de rotación. Este modelo es el más simple usado en estabilidad transitoria y requiere una mínima cantidad de datos. Este modelo será usado en adelante en la tesis.

a) Suposiciones del Modelo Clásico

Las suposiciones realizadas en el desarrollo del modelo clásico son las siguientes [19]:

- i) La potencia mecánica de entrada P_m de cada máquina síncrona es constante.
- ii) El amortiguamiento (acción de la potencia asíncrona) es despreciado.
- iii) Las máquinas síncronas están representadas eléctricamente por el modelo de fuente de tensión detrás de una reactancia transitoria.

- iv) El movimiento del rotor de cada máquina síncrona (relativa a una referencia rotatoria síncrona) es analizado usando el ángulo de la fuente de tensión detrás de la reactancia.
- v) Las cargas son representadas por impedancias constantes.

El modelo es útil para análisis de estabilidad transitoria pero es limitado para el estudio del transitorio para periodos de tiempo en el orden de 1 a 2 segundos. Este tipo de análisis es usualmente llamado análisis de primera oscilación.

La suposición ii) puede ser relajada asumiendo características lineales de amortiguamiento. En la ecuación de oscilación es incluido un torque de amortiguamiento de $D\dot{\delta}$.

En la suposición iii), el modelo de generador es igual al desarrollado en la sección 2.4.3, el cual es mostrado nuevamente en la Figura 2.13. En la Figura x'_d es la reactancia transitoria en eje directo. La fuente de tensión constante $E\angle\delta$ es determinada por las condiciones iniciales, es decir, determinadas por la operación en estado estacionario pre-falla. Durante el transitorio la magnitud E es mantenida constante, mientras la variación del ángulo δ es gobernada por las ecuaciones (2.16) y (2.17).

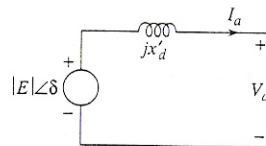


Figura 2.13 Representación de la máquina síncrona en el modelo clásico

La suposición v) trata con la representación de las cargas como impedancias constantes, lo cual es realizado usualmente por simplicidad. Esta suposición permite que eliminemos las ecuaciones algebraicas de la red y reduce el sistema de ecuaciones del sistema multimáquina a un sistema conformado solo de ecuaciones diferenciales. Es importante notar que las cargas tienen su propio comportamiento dinámico. En muchos estudios de cargas estas son modeladas como una combinación de impedancia constante, corriente constante y potencia MVA constante, junto con cargas críticas modeladas en detalle como los modelos de motores de inducción. La representación de la carga puede tener un efecto marcado en los resultados de estabilidad.

Considerando todas las suposiciones, se derivan todas las ecuaciones que gobiernan el movimiento de un sistema de potencia multimáquina. Las suposiciones permiten una representación del sistema de potencia de acuerdo con la Figura 2.14 para un sistema de n generadores. Los nodos 1, 2, ..., n son referidos como nodos internos de la máquina. Estos son los nodos o barras donde es aplicada la tensión $E\angle\delta$. La red de transmisión, junto con los transformadores es modelada como impedancias, conectadas a varios nodos. Las cargas, modeladas como impedancias, también son conectadas entre las barras de carga y el nodo de referencia.

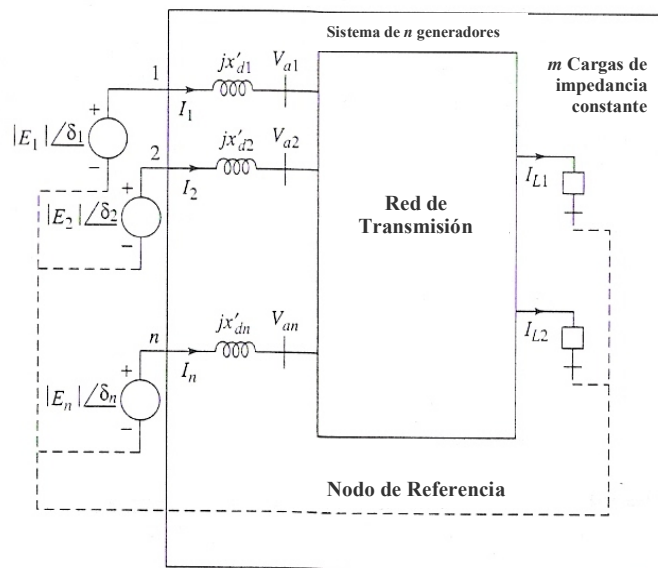


Figura 2.14 Representación del sistema multimáquina para el modelo clásico

b) Preparación de Datos

Para el estudio de estabilidad transitoria es necesaria la siguiente información:

- i) Estudio de "flujo de potencia"¹¹ pre-falla para determinar la potencia mecánica P_m (igual a la potencia activa de generación) y el cálculo de los valores de $E_i \angle \delta_i^0$ para todos los generadores. Las impedancias equivalentes de las cargas son obtenidas de los datos de barras de carga.
- ii) Datos del sistema como los siguientes:

¹¹ También llamado "flujo de carga", este análisis calcula la operación de estado estacionario del sistema. Envuelve la solución de un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales las cuales representan las ecuaciones de balance de potencia en cada barra. Al final se obtienen las tensiones en barras (módulo e ángulo), flujo de potencia en los ramos (líneas y transformadores), potencia de pérdidas, etc.

- a. La constante de inercia H y reactancia transitorias del eje directo x'_d para todos los generadores.
 - b. Las impedancias de las redes de transmisión para condiciones iniciales y las operaciones de conexión y reconexión tales como la eliminación de la falla y reconexión de interruptores.
- iii) El tipo y localización de la perturbación, tiempo de conexión y reconexión, y el tiempo máximo de simulación en los cuales la solución será obtenida.

c) Cálculos Preliminares

Para el estudio de la estabilidad, son realizados los siguientes cálculos preliminares:

- i) Los datos del sistema son convertidos en valores p.u. usando la base común del sistema; convencionalmente se usa una base de 100 MVA. Los valores de x'_d , H son disponibilizados por los fabricantes en función de cantidades base de la máquina, es importante su transformación a valores de base del sistema.
- ii) Los datos de carga del flujo de potencia pré-falla son convertidos a impedancias o admitancias equivalentes. La información necesaria para este paso es obtenida de los resultados del flujo de potencia. Si una cierta barra de carga tiene como tensión solución \bar{V}_{Li} y una demanda compleja de $\bar{S}_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li}$, entonces usamos $\bar{S}_{Li} = \bar{V}_{Li} \bar{I}_{Li}^*$ para obtener lo siguiente:

$$y_{Li} = \frac{\bar{I}_{Li}}{\bar{V}_{Li}} = \frac{\bar{S}_{Li}^*}{|\bar{V}_{Li}|^2} = \frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{|\bar{V}_{Li}|^2} \quad (2.22)$$

Donde $y_{Li} = g_{Li} + jb_{Li}$ es la admitancia shunt de carga equivalente.

- iii) Las tensiones internas de los generadores $E_i \angle \delta_i^0$ son calculadas a partir de los datos de flujo de carga usando las tensiones terminales pre-falla $V_{ai} \angle \beta_i$. Temporalmente usamos la tensión terminal como referencia, de acuerdo a la Figura 2.15, así tenemos:

$$E_i \angle \delta_i' = V_{ai} + jx'_{di} \bar{I}_i \quad (2.23)$$

Expresando \bar{I}_i en términos de \bar{S}_{Gi} y V_{ai} tenemos:

$$\begin{aligned}
 E_i \angle \delta_i' &= V_{ai} + j \frac{x_{di}' \bar{S}_{Gi}^*}{V_{ai}} = V_{ai} + j \frac{x_{di}' (P_{Gi} - jQ_{Gi})}{V_{ai}} \\
 &= \left(V_{ai} + \frac{x_{di}' Q_{Gi}}{V_{ai}} \right) + j \frac{x_{di}' P_{Gi}}{V_{ai}}
 \end{aligned} \tag{2.24}$$

Así, la diferencia angular entre la tensión interna y terminal en la Figura 2.15 es δ_i' . Desde que el ángulo de la tensión terminal actual es β_i , obtenemos el ángulo del generador inicial δ_i^0 de la siguiente forma:

$$\delta_i^0 = \delta_i' + \beta_i \tag{2.25}$$

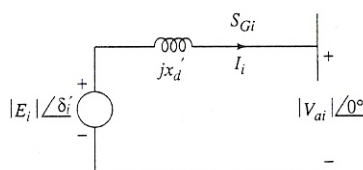


Figura 2.15 Representación del generador para cálculo del ángulo inicial

iv) Podemos asumir una matriz de admitancia nodal inicial de la red de transmisión de la siguiente forma [2]:

$$\mathbf{Y}_{barra} = \begin{bmatrix} n & n_b - n \\ \mathbf{Y}_1 & \mathbf{Y}_2 \\ \mathbf{Y}_3 & \mathbf{Y}_4 \end{bmatrix} \begin{matrix} n \\ n_b - n \end{matrix} \tag{2.26}$$

Donde n_b es el número de barras y la matriz \mathbf{Y}_{barra} tiene como nodos iniciales las n barras de generación. Las matrices admitancia de barra aumentadas $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ para las condiciones de la red pre-falla, durante la falla y post-falla son calculadas a continuación. Para obtener estas matrices aumentadas, es necesario realizar los siguientes pasos:

- a. Las admitancias de carga equivalentes en el paso ii) son conectadas a las barras de carga y al nodo de referencia. Nodos adicionales son empleados para los nodos internos de generación (nodos 1, 2, ..., n en la Figura 2.14) y los valores apropiados de las admitancias correspondientes a x_{di}' son conectadas entre estos nodos y los nodos terminales de generación. Así tenemos la matriz admitancia nodal aumentada:

$$\hat{\mathbf{Y}}_{barra} = \begin{bmatrix} n & n & n_b - n \\ \mathbf{y} & -\mathbf{y} & \mathbf{0} \\ -\mathbf{y} & \mathbf{y} + \mathbf{Y}_1 + \mathbf{y}_{Lg} & \mathbf{Y}_2 \\ \mathbf{0} & \mathbf{Y}_3 & \mathbf{Y}_4 + \mathbf{y}_{LL} \end{bmatrix} \begin{matrix} n \\ n \\ n_b - n \end{matrix} \quad (2.27)$$

donde:

\mathbf{y} : Es la matriz diagonal de elementos $\left(\frac{1}{jx'_{di}}\right)$, $i = 1, \dots, n$.

\mathbf{y}_{Lg} : Es la matriz diagonal de elementos y_{Li} , $i = n + 1, \dots, 2n$

\mathbf{y}_{LL} : Es la matriz diagonal de elementos y_{Li} , $i = 2n + 1, \dots, nb + n$

Para esta propuesta en la matriz $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ es usada la siguiente notación:

$$\hat{\mathbf{Y}}_{barra} = \begin{bmatrix} n & n_b \\ \mathbf{Y}_A & \mathbf{Y}_B \\ \mathbf{Y}_C & \mathbf{Y}_D \end{bmatrix} \begin{matrix} n \\ n_b \end{matrix} \quad (2.28)$$

Hasta aquí la matriz $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ de la ecuación (2.27) es la matriz asociada al periodo de pre-falla.

- b. Para calcular la matriz $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ asociada al periodo en falla (durante la falla) serán consideradas como fallas a los de tipo cortocircuito trifásico a tierra, así se procede a fijar a cero los valores de la fila y columna asociada al nodo de falla en la matriz $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ pre-falla.
- c. La matriz de $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ asociada al periodo post-falla es obtenida removiendo la línea que debió ser interrumpida siguiendo la operación de algún relé de protección. Análogamente que el caso durante la falla, se actualiza los elementos de la matriz $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ pre-falla eliminando las admitancias asociadas a la falla, línea de transmisión eliminada si fuese el caso, en la matriz.
- v) En el paso final eliminamos todos los nodos excepto los n primeros nodos (asociados a las tensiones internas de generación) usando la reducción de Kron. Después de esta reducción tenemos una matriz reducida que llamaremos \mathbf{Y}_{red} . Esta matriz reducida también puede ser obtenida a partir de los siguiente pasos:

- a. El sistema $\hat{\mathbf{Y}}_{barra}$ para cada condición de la red provee la siguiente relación de tensiones y corrientes:

$$\mathbf{I} = \hat{\mathbf{Y}}_{barra} \mathbf{V} \quad (2.29)$$

Donde \mathbf{I} es el vector de corrientes dado por las inyecciones de corriente en cada barra. En el modelo clásico, las inyecciones de corriente solo existen en las n barras internas de los generadores, todas las otras corrientes son cero. Así tenemos:

$$\begin{matrix} n \\ n_b \end{matrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_A \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_A & \mathbf{Y}_B \\ \mathbf{Y}_C & \mathbf{Y}_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_A \\ \mathbf{V}_D \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Donde:

\mathbf{E}_A : Es el vector de tensiones internas de los generadores.

\mathbf{V}_D : Es el vector de tensiones de las barras originales del sistema.

- b. Reteniendo los n primeros nodos y eliminando \mathbf{V}_D tenemos:

$$\begin{aligned} \mathbf{I}_A &= (\mathbf{Y}_A - \mathbf{Y}_B \mathbf{Y}_D^{-1} \mathbf{Y}_C) \mathbf{E}_A \\ &= \mathbf{Y}_{red} \mathbf{E}_A \end{aligned} \quad (2.31)$$

Donde \mathbf{Y}_{red} es la matriz admitancia del sistema reducido a los nodos internos de generación.

d) Sistema de Ecuaciones Diferenciales

Se usan las expresiones obtenidas anteriormente para derivar una expresión de la potencia eléctrica (activa) de salida de cada generador y así obtener las ecuaciones diferenciales que gobiernan el sistema.

La potencia de inyección en un nodo i de red, el cual es la potencia eléctrica de salida de la máquina i , es dada por $P_{gi} = \text{Re}\{\bar{E}_i \bar{I}_i^*\}$. La expresión de la corriente inyectada en cada barra de generación \bar{I}_i en términos de las admitancias de la matriz reducida es dada por:

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n Y_{red\ ij} \bar{E}_j \quad (2.32)$$

donde:

$Y_{red\ ij}$: Es el componente ij de la matriz Y_{red} , igual a $Y_{red\ ij} = G_{ij} + jB_{ij}$.

También $\bar{E}_i = E_i \angle \delta_i^0$, entonces la expresión de potencia eléctrica para la máquina i será:

$$P_{gi} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (C_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + D_{ij} \text{cos} \delta_{ij}) \quad (2.33)$$

Donde:

$$C_{ij} = E_i E_j B_{ij} \quad ; \quad D_{ij} = E_i E_j G_{ij}$$

$$\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$$

Substituyendo la ecuación (2.33) en la ecuación de oscilación (2.16) tenemos:

$$\frac{2H_i}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - D \frac{d\delta_i}{dt} - \left\{ E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (C_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + D_{ij} \text{cos} \delta_{ij}) \right\} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.34)$$

En las ecuaciones anteriores el valor de la potencia mecánica P_m es fijado igual al valor de la potencia eléctrica (activa) de cada generador en las condiciones pre-falla. Esto provee las condiciones de equilibrio y los ángulos de cada generador dados por δ_i^0 es calculado de las ecuaciones (2.24) y (2.25) con las condiciones pre-falla.

Las ecuaciones dadas en (2.34) son ecuaciones diferenciales de segundo orden, de manera de utilizar las técnicas de integración numérica, convertimos estas ecuaciones en un conjunto acoplado de ecuaciones diferenciales de primer orden dado por:

$$M_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - D_i \frac{d\delta_i}{dt} - \left\{ E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (C_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + D_{ij} \text{cos} \delta_{ij}) \right\} \quad (2.35)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Diversas técnicas de integración numérica pueden ser utilizadas para resolver el anterior conjunto de ecuaciones diferenciales.

CAPÍTULO III

MÉTODOS DIRECTOS BASADOS EN LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA

Cualquier sistema físico que es diseñado u operado para ejecutar ciertas tareas pre-definidas en un régimen de estado estacionario se debe mantener estable permanentemente bajo perturbaciones repentinas con un adecuado margen de seguridad. Cuando el sistema físico es enorme y complejo como un típico sistema de potencia, la comprobación de la estabilidad requiere: empleo de técnicas analíticas sofisticadas y experiencia práctica para la adecuada interpretación de resultados.

Esto es particularmente verdad cuando se observa el comportamiento del sistema para mantener sincronismo o estabilidad debido a disturbios repentinos como una pérdida de una línea de transmisión principal, carga o generación. Las herramientas convenientes para estudios *off-line* como la simulación en el dominio del tiempo no pueden ser convenientes para aplicaciones *on-line* debido a que un gran número de contingencias tienen que ser simuladas en corto tiempo. Una técnica ofrecida para este propósito es el método de Lyapunov. Lo atractivo de este método es su habilidad para calcular directamente el tiempo crítico de eliminación de los cortocircuitos para varias fallas y así asignar directamente el grado de estabilidad para una dada configuración y estado de operación. El tiempo crítico de eliminación puede también ser traducido en términos de energía adicional que el sistema puede soportar, así ofrece una herramienta para la evaluación de seguridad dinámica. Para aplicaciones *off-line*, el método puede servir como un rol complementario de simulación, seleccionando rápidamente las fallas importantes, las cuales necesitan ser estudiadas en detalle. El estado de arte en este campo, que es el resultado de dos décadas de trabajo de investigación, ha alcanzado cierto grado de madurez y por primera vez ofrece posibilidades de aplicación en la electricidad.

En este capítulo, primero, es mostrada la importancia actual del uso de los métodos directos en estabilidad transitoria, así son definidos los campos de aplicación del análisis de estabilidad transitoria, también comentaremos sobre las funciones de seguridad

dinámica en centros de control y las tendencias en las técnicas para el análisis de estabilidad transitoria. A continuación se hará una introducción a los métodos directos, definiendo los puntos de equilibrio, desarrollaremos la notación matemática asociada a la estabilidad, también comentaremos sobre la región de atracción y cálculo del tiempo crítico. Se mostrarán las técnicas actuales para métodos directos basados en la función de energía. Comentaremos sobre las funciones de Lyapunov y su relación con las funciones de energía, también desarrollaremos los modelos generales del sistema para el desarrollo de las funciones de energía. Abordaremos el análisis de estabilidad transitoria del sistema máquina barra infinita, para si mostrar la relación entre la función de energía y el criterio de áreas iguales. Por último, se desarrolla el método de la superficie frontera de energía potencial (PEBS: *Potencial Energy Boundary Surface*) definiendo la caracterización del PEBS en sistemas multimáquina. Se mostrará el algoritmo del método PEBS y algunas estrategias para su implementación rápida y eficiente.

3.1 Importancia de los Métodos Directos en Estabilidad Transitoria

3.1.1 Campos de Aplicación para el Análisis de Estabilidad Transitoria

La diversa morfología y estrategias de operación en los sistemas de potencia conducen a varias necesidades. Sin embargo, dentro de sus especificaciones, todos los sistemas de potencia tienen necesidades comunes relativas a un campo particular de aplicación. Tradicionalmente son distinguidos tres campos asociados al análisis de la estabilidad transitoria, cada uno con sus propios requerimientos, según la Tabla 3.1 [1].

Tabla 3.1 Campos de aplicación y necesidades de sistemas de potencia

Campo de Aplicación	Tiempo de Análisis	Requerimientos		Características Principales	Necesidades
		Velocidad	Precisión		
Planeamiento del Sistema de Potencia	Meses a décadas	Deseado	Importante	Muchos casos de análisis	* Herramientas de Filtraje * Sensibilidad
Planeamiento de la Operación	Días a minutos	Crítico	Importante	Combina economía con seguridad	* Margenes de Seguridad * Sensibilidad
Operación en Tiempo Real	Pocos segundos	Crucial	Deseado	El tiempo es crucial	* Control Preventivo * Sensibilidad

a) Planeamiento del Sistema

En este contexto muchos casos de análisis deben ser realizados en meses y años antes de ser planificado el sistema. La velocidad es un factor importante para afrontar el largo tiempo usado en las simulaciones en el dominio del tiempo. Aquí se hace necesario una herramienta de filtraje para identificar las situaciones de interés en donde el planeamiento debe concentrarse. Por otra parte, es deseado un método de evaluación de sensibilidades,

con la habilidad de proveer información a cerca de parámetros relevantes, medir el impacto de la estabilidad y sugerir medidas que mejoren la estabilidad.

La técnica de simulación en el dominio del tiempo es normalmente aceptada en los estudios de planeamiento. Sin embargo, esta técnica no permite generar herramientas de análisis de sensibilidades y filtraje, así es necesario de métodos rápidos. En términos de tiempo computacional, el objetivo es mejorar el análisis con técnicas más rápidas que la simulación en el dominio del tiempo.

b) Planeamiento de la Operación

Estos estudios tienen como horizonte de estudio días y horas, y la velocidad es un elemento crítico. Sin embargo, como el sistema de potencia está operando en situaciones no previstas en el etapa de diseño, existe la necesidad de evaluar el tiempo crítico de eliminación, calcular los márgenes de seguridad y sugerir medidas que la mejoren. El análisis de sensibilidad y medidas de control son características esenciales requeridas, pues ellas no son muy precisas pero permiten a los operadores la toma de decisión con pocas simulaciones.

En la práctica actual, los estudios de estabilidad en el planeamiento de la operación se reducen a calcular límites de estabilidad y generar guías de operación. Aquí son aceptadas técnicas basadas en la simplificación de los modelos, pues ellas deben ser usadas para identificar casos interesantes y posiblemente sugerir acciones correctivas.

c) Operación en Tiempo Real

Estos estudios se realizan en pocos segundos pues en ese lapso de tiempo el operador debe analizar la situación y tomar decisiones de la operación del sistema, de aquí la velocidad comienza a ser un aspecto crucial. Por otro lado estos estudios requieren de herramientas de sensibilidades y control.

Las técnicas de simulación en el dominio del tiempo son inapropiadas dentro de este contexto, pues no solo ellas no permiten sugerir acciones de control, sino también no proveen un rápido diagnóstico de la estabilidad transitoria del sistema. Hoy en día en la operación de sistemas de potencia es necesario medir los márgenes de seguridad en forma instantánea, así son necesarias herramientas rápidas de análisis.

3.1.2 Función de Seguridad Dinámica en Centros de Control Modernos

En 1968, Dy Liacco [20] propuso los fundamentos de la operación de sistemas de potencia, introduciendo el concepto de varios tipos de funciones, en particular las funciones de seguridad, e implantó el diagrama de toda su organización dentro de un centro de control moderno; las funciones de seguridad consideradas fueron principalmente relacionadas con la operación en estado estacionario. Pasaron 10 años, y él dijo: “no hay nada aun en el sentido de una contraparte dinámica a las funciones de seguridad de estado estacionario que están en servicio” [21]. Esta afirmación es aun verdad hoy en día.

Esto simplemente refleja las dificultades inherentes en abordar el problema de estabilidad transitoria, el cual es una de las principales “contrapartes dinámicas”.

3.1.3 Tendencias en las Técnicas para el Análisis de Estabilidad Transitoria

Lo anterior sugiere que los métodos basados en la simulación en el dominio del tiempo (métodos indirectos, ver Capítulo II), utilizados durante todo ese tiempo, no están habilitados a cumplir con las mencionadas necesidades. Por otra parte, las ventajas principales de estos métodos (por ejemplo: la posibilidad de manejo de cualquier tipo de modelo de sistema de potencia y de proveer un marco de análisis en el tiempo del fenómeno transitorio) está en contraparte por una deficiencia mayor. Esta desventaja fundamental esta relacionada al tipo de información que estos métodos proveen, es decir que cuando se les pregunta sobre la estabilidad transitoria del sistema estos no responden directamente si es o no estable, resultando en carencia de medios apropiados para el análisis de sensibilidad y control preventivo. Otra desventaja es que ellos demandan mucho tiempo computacional en el análisis.

Estos hechos reconocidos motivaron intensamente la búsqueda de alternativas en varias direcciones. De aquí estos métodos pueden agruparse en dos categorías: métodos directos e híbridos. Los primeros fueron desarrollados al aplicar el método directo de Lyapunov a la estabilidad de sistemas de potencia. La aplicación de los métodos híbridos, como el reconocimiento de padrones, fue sugerido al mismo tiempo [20]. Las funciones de energía (funciones tipo Lyapunov) surgieron dentro de los métodos directos y permitió la demostración del antiguo criterio de áreas iguales. En este capítulo son expuestos los fundamentos de los métodos directos basados en la función de energía transitoria.

3.2 Introducción a los Métodos Directos para Estabilidad Transitoria

Para comprender el desarrollo de los métodos directos, primero definiremos los puntos de equilibrio de sistemas dinámicos. Después será presentada una notación matemática usada por diversos autores para representar el fenómeno de estabilidad transitoria.

3.2.1 Puntos de Equilibrio de un Sistema Dinámico

a) Definición

Suponiendo un vector de entrada inicial \mathbf{u}_0 , un punto $\mathbf{x}_{pe} \in \mathcal{R}^n$ es llamado punto de equilibrio del sistema (2.2) para cualquier tiempo $t \geq t_0$ si se satisface lo siguiente:

$$\mathbf{0} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_{pe}) \quad (3.1)$$

Donde \mathbf{x}_{pe} es el vector de variables de estado en el punto de equilibrio.

Si la función $\mathbf{f}(\cdot)$ en la ecuación (3.1) es lineal, entonces el sistema es lineal. En un sistema lineal se tiene solo un estado o punto de equilibrio (si la matriz del sistema es no singular). Para sistemas no lineales habrá más de un punto de equilibrio.

Los puntos de equilibrio son características del comportamiento del sistema dinámico y por tanto pueden dar conclusiones a cerca de la estabilidad y su naturaleza.

b) Estabilidad y Puntos de Equilibrio

La estabilidad de un sistema lineal es independiente del vector de entrada \mathbf{u}_0 , y el estado de un sistema estable con ninguna entrada siempre retornará a su punto de equilibrio \mathbf{x}_{pe} en el espacio de estados, independiente del estado inicial \mathbf{x}_0 .

En contraste, la estabilidad de un sistema no lineal depende del tipo y magnitud del vector de entrada \mathbf{u}_0 , y del estado inicial \mathbf{x}_0 . Estos factores tienen que ser tomados en cuenta en la definición de la estabilidad de un sistema no lineal. En teoría de sistemas de control, es común clasificar la estabilidad de un sistema no lineal dentro de las siguientes categorías:

- Estabilidad local o estabilidad a pequeña señal.
- Estabilidad finita.
- Estabilidad global o estabilidad en grande señal.

Esta tesis estudia la estabilidad global o a grande señal (también llamado a grandes perturbaciones) y en este capítulo es explicado con mayor detalle este tipo de estabilidad relacionándolo con las funciones de Lyapunov.

c) Tipos de Puntos de Equilibrio

Dado un vector de entrada inicial \mathbf{u}_0 , la estabilidad de los puntos de equilibrio puede definirse según la linealización del sistema no lineal alrededor de \mathbf{x}_{pe} , esto es:

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_{pe} = \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} \Big|_{pe} \Delta \mathbf{x} = \mathbf{D}_x \mathbf{f} \Big|_{pe} \Delta \mathbf{x} \quad (3.2)$$

Donde:

$$\mathbf{D}_x \mathbf{f} \Big|_{pe} = \mathbf{D}_x \mathbf{f}(\mathbf{x}_{pe}) = \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} \Big|_{pe} : \text{Es el Jacobiano del sistema } \mathbf{f} \text{ evaluado en } \mathbf{x}_{pe} .$$

De acuerdo con la teoría de sistemas lineales, el punto de equilibrio es “localmente estable” cerca de \mathbf{x}_{pe} si todos los valores propios (μ_i) de $\mathbf{D}_x \mathbf{f} \Big|_{pe}$ están en el lado izquierdo del plano complejo. Caso contrario el punto de equilibrio es llamado de “localmente inestable”. El punto de equilibrio puede ser una “bifurcación” si al menos un valor propio μ_i de $\mathbf{D}_x \mathbf{f} \Big|_0$ esta sobre el eje imaginario del plano complejo.

En la Figura 3.1 se muestra la representación didáctica de la estabilidad de puntos de equilibrio.

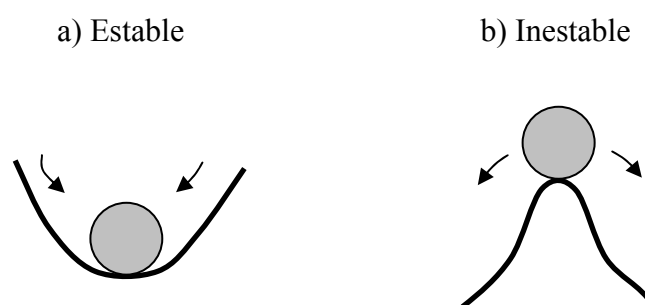


Figura 3.1 Estabilidad de puntos de equilibrio

3.2.2 Aspectos Matemáticos de la Estabilidad Transitoria

Un sistema de potencia experimenta una perturbación que puede ser descrita por el siguiente conjunto de ecuaciones diferenciales [22]:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}^I(\mathbf{x}(t)) \quad -\infty < t \leq 0 \quad (3.3)$$

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}^F(\mathbf{x}(t)) \quad 0 < t \leq t_{cl} \quad (3.4)$$

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t)) \quad t_{cl} < t < \infty \quad (3.5)$$

$\mathbf{x}(t)$ es el vector de variables de estado del sistema en el tiempo t . En $t = 0$, ocurre una falla en el sistema y la dinámica cambia de \mathbf{f}^I a \mathbf{f}^F . Durante $0 < t \leq t_{cl}$, llamado periodo de falla, el sistema es gobernado por las ecuaciones dinámicas \mathbf{f}^F . Realmente, antes de que la falla sea eliminada en t_{cl} , podemos tener diversas interrupciones en la red, cada una generando un diferente \mathbf{f}^F . Por simplicidad, tomaremos un solo \mathbf{f}^F , indicando que no hay cambios estructurales entre $t = 0$ y $t = t_{cl}$. Cuando la falla es eliminada en $t = t_{cl}$, tenemos a la dinámica del sistema post-falla representada por $\mathbf{f}(\mathbf{x}(t))$. En el periodo de pre-falla $-\infty < t \leq 0$, el sistema está posicionado en un estado estacionario, así que $\mathbf{x}(0) = \mathbf{x}_0$ es conocido. Por tanto, no será necesario utilizar la ecuación (3.3). Entonces solo tenemos:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}}(t) &= \mathbf{f}^F(\mathbf{x}(t)) & 0 < t \leq t_{cl} \\ \mathbf{x}(0) &= \mathbf{x}_0 \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t)) \quad t > t_{cl} \quad (3.7)$$

Las condiciones iniciales de (3.7) son $\mathbf{x}(t_{cl})$ calculadas como la solución del sistema durante falla (3.6) en $t = t_{cl}$. Viendo de otra manera, la solución de (3.6) provee en cada instante de tiempo unas posibles condiciones iniciales para (3.7). Asumimos que (3.7) tiene un punto de equilibrio estable \mathbf{x}_s . La pregunta es si la trayectoria $\mathbf{x}(t)$ de (3.7) con condición inicial $\mathbf{x}(t_{cl})$ convergerá a \mathbf{x}_s cuando $t \rightarrow \infty$. El mayor valor de t_{cl} para el cual lo anterior se mantiene verdadero es llamado de “tiempo crítico de eliminación” t_{cr} .

3.2.3 Región de Atracción y Tiempo Crítico

De lo anterior, es claro que si tenemos una estimación precisa de la región de atracción del punto de equilibrio estable post-falla (SEP: *Stable Equilibrium Point*) \mathbf{x}_s , entonces t_{cr} es obtenido cuando la trayectoria de (3.6) sale de la región de atracción de (3.7) en $\mathbf{x} = \mathbf{x}^*$. En la Figura 3.2 es mostrado este concepto en un sistema de dos dimensiones. La construcción de la región de atracción de un sistema dinámico no lineal genérico no es fácil. No es, en general, una región cerrada. En el caso de sistemas de potencia con

modelos de máquina simple (modelo clásico), la caracterización de esta región ha sido discutida teóricamente en la literatura. La región de estabilidad consiste de superficies pasando a través de los puntos de equilibrio inestables (UEP: *Unstable Equilibrium Point*) de (3.7). Para cada falla, el modo de inestabilidad (es decir, una o más máquinas yendo a la inestabilidad) puede ser diferente si la falla no es eliminada a tiempo. Podemos describir el interior de la región de atracción del sistema post-falla a través de una inecuación del tipo $V(\mathbf{x}) < V_{cr}$, donde $V(\mathbf{x})$ es la función de Lyapunov o función de energía de (3.7). $V(\mathbf{x})$ es generalmente la suma de la energía potencial y la energía cinética del sistema post-falla. El cálculo de V_{cr} , llamada de energía crítica, es diferente para cada falla y es un paso difícil

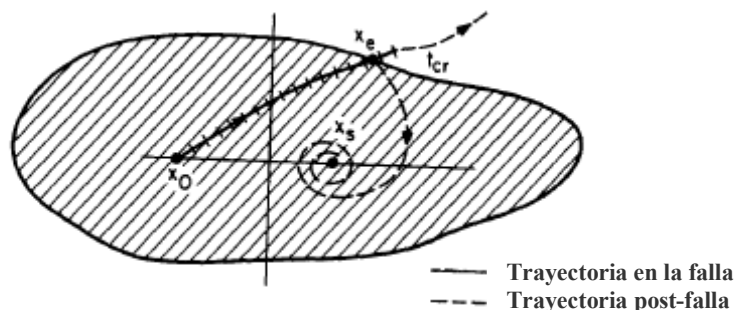


Figura 3.2 Región de atracción y cálculo del tiempo crítico de eliminación

3.2.4 Métodos basados en la Función de Energía Transitoria

Actualmente existen tres métodos básicos, con un número de variaciones en cada método. Estos métodos son:

a) Método del UEP de menor energía

$V_{cr} = V(\mathbf{x}^{uc})$, donde \mathbf{x}^{uc} es el punto de equilibrio inestable (UEP: *Unstable Equilibrium Point*) que posee el menor valor de V_{cr} entre los UEPs asociados a la frontera de estabilidad de (3.7). Este método requiere el cálculo de muchos UEPs del sistema post-falla y, de aquí, no es atractivo desde el punto de vista computacional. Sin embargo, este método da resultados conservativos. La referencia [23] fue la primera aplicación sistemática del método de Lyapunov para estabilidad transitoria.

b) Método de la Superficie Frontera de Energía Potencial

V_{cr} es definido como el valor máximo de la componente de energía potencial de $V(\mathbf{x})$ a lo largo de la trayecto de (3.6). Este es conocido como método PEBS (*Potencial Energy Boundary Surface*) [5].

c) Método del UEP de Control

$V_{cr} = V(\mathbf{x}^u)$, en el cual \mathbf{x}^u es el UEP de control o relevante, es decir, el UEP más cercano al punto donde la trayectoria durante la falla de (3.6) sale la región de atracción de (3.7). Este método llamado de UEP de control fue primero propuesto en [3]. El método del UEP de control basado en la frontera de la región de estabilidad (BCU: *Boundary of stability region based Controlling Unstable equilibrium point*) [6] (también llamado como “método del punto de salida”) es una técnica para calcular el UEP de control.

3.2.5 Cálculo del Tiempo Crítico de Eliminación

En los métodos directos basados en la función de energía transitoria, el cálculo de t_{cr} envuelve los siguientes pasos:

- i) Cálculo de \mathbf{x}_s , punto de equilibrio estable del sistema post-falla dado por (3.7).
- ii) Formulación de $V(\mathbf{x})$ para (3.7). Esto no es un paso difícil. Generalmente $V(\mathbf{x})$ es la suma de la energía potencial y cinética del sistema post-falla, es decir, $V(\mathbf{x}) = V_{KE} + V_{PE}$.
- iii) Cálculo de V_{cr} . En el método PEBS, V_{cr} es obtenido por la integración de la trayectoria durante la falla en (3.6) hasta que la energía potencia V_{PE} de $V(\mathbf{x})$ alcanza el valor máximo V_{PE}^{\max} . Este valor es tomado como V_{cr} en el método PEBS.
- iv) Calcular el instante de tiempo t_{cr} cuando $V(\mathbf{x}) = V_{cr}$ sobre la trayectoria durante la falla en (3.6). La trayectoria durante la falla tiene que ser integrado en los tres métodos para obtener t_{cr} . En el método PEBS, la trayectoria durante la falla está disponible mientras se calcula V_{cr} . También esta disponible en el método BCU. El tiempo computacional es menor para el método PEBS.

En la referencia [24] se discutió extensivamente las ventajas de los métodos presentados y sus variantes para su uso en la evaluación de la seguridad dinámica de sistemas de potencia.

3.3 Método de Lyapunov

En 1892, A. M. Lyapunov, en su famosa disertación de Ph.D. [25], propuso que la estabilidad del punto de equilibrio de un sistema dinámico no lineal de dimensión n

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}), \mathbf{f}(\mathbf{0}) = \mathbf{0} \quad (3.8)$$

puede ser comprobado sin integración numérica. Él dice que si existe un función escalar $V(\mathbf{x})$ para (3.8) definida-positiva, es decir $V(\mathbf{x}) > 0$ alrededor del punto de equilibrio “0” y la derivada $\dot{V}(\mathbf{x}) < 0$, entonces el punto de equilibrio es asintóticamente estable. $\dot{V}(\mathbf{x})$ se obtiene como:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\partial V}{\partial x_i} \dot{x}_i = \sum_{i=1}^n \frac{\partial V}{\partial x_i} f_i(\mathbf{x}) = \nabla V^T \cdot \mathbf{f}(\mathbf{x})$$

Donde n es el orden del sistema en (3.8). Así, $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ entra directamente en el cálculo de $\dot{V}(\mathbf{x})$. La condición $\dot{V}(\mathbf{x}) < 0$ puede ser relajada a $\dot{V}(\mathbf{x}) \leq 0$, proporcionado que $\dot{V}(\mathbf{x})$ no desaparece a lo largo de alguna otra solución con excepción de $\mathbf{x} = \mathbf{0}$.

$V(\mathbf{x})$ es realmente una generalización del concepto de la energía de un sistema. Desde 1948, cuando los resultados de Lyapunov aparecieron en lenguaje inglés, junto con aplicaciones potenciales, hubo mucha literatura alrededor de este tópico. La aplicación del método de la función de energía a la estabilidad de sistemas de potencia comienza con el trabajo inicial de Magnusson [26] y Aylett [27], seguida por una aplicación más general del método de Lyapunov por El-Abiad y Nagappan. La referencia [23] proporciona un procedimiento algorítmico para calcular el tiempo crítico de eliminación. Este usa el método del UEP de más baja energía para calcular V_{cr} . Aunque muchas diferentes funciones Lyapunov han sido tratadas desde entonces, la primera integral de movimiento, la cual es la suma de las energías cinética y potencial, parece haber proporcionado el mejor resultado. En la literatura de sistemas de potencia, el método de Lyapunov ha llegado a ser sinónimo con el método de función de energía transitoria (FET) y ha sido aplicado exitosamente. Hoy, esta técnica ha probado ser una herramienta práctica en la evaluación de seguridad dinámica.

Para hacerla una herramienta práctica, es necesario calcular la región de estabilidad del punto de equilibrio de (3.7). En sistemas físicos, es finito y no en todo el espacio de estado. Una estimativa de la región de estabilidad o atracción puede ser caracterizada por la desigualdad del tipo $V(\mathbf{x}) < V_{cr}$. El cálculo de V_{cr} permaneció como un gran desafío por un largo tiempo. Existen algoritmos muy probados para el caso del modelo clásico para

sistemas multimáquina con cargas siendo tratadas como impedancias constantes. Se han realizado extensiones a sistemas multimáquina con modelos detallados.

3.4 Modelos para Métodos Directos basados en Funciones de Energía

3.4.1 Aspectos Generales del Modelo

Para aplicar la técnica de la función de energía transitoria (FET), debemos considerar el modelo en dos periodos de tiempo:

i) Sistema durante la falla

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}^F(\mathbf{x}(t)), \quad 0 < t \leq t_d \quad (3.9)$$

ii) Sistema post-falla

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t)), \quad t > t_d \quad (3.10)$$

En realidad, el modelo es un conjunto de ecuaciones algebraicas diferenciales ordinarias (EADO), como el siguiente:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}^F(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t)) \quad (3.11)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}^F(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t)), \quad 0 < t \leq t_d \quad (3.12)$$

y

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t)) \quad (3.13)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t)), \quad t > t_d \quad (3.14)$$

La función \mathbf{g} representa las ecuaciones algebraicas no lineales del estator y la red, mientras las ecuaciones diferenciales representan la dinámica de las unidades generadoras y sus controles. Los modelos de orden reducido, como el modelo clásico, ha sido discutido ampliamente en el Capítulo II. En la representación del modelo clásico, podemos conservar la estructura de la red (modelo de preservación de estructura) o eliminar las barras de carga (asumiendo cargas de impedancia constante) para obtener el modelo de nodo interno. Seguiremos trabajando con el modelo de nodo interno como lo discutido en el Capítulo II.

En el área de los métodos directos, no está claro si un generador con modelo más detallado o con modelos de carga más reales llegan a estimaciones más exactas de t_{cr} . Lo que parece ser verdad, a partir de los exhaustivos estudios de simulación realizado por

investigadores, es que para el análisis de estabilidad transitoria a la primera oscilación (es decir, inestabilidad ocurriendo en un intervalo de 1 a 2 de segundos), el modelo clásico con las cargas representadas por impedancias constantes es suficiente. Para esto solo necesitaremos las ecuaciones diferenciales (3.9) – (3.10), en vez de representación en EADO. El método PEBS (que será desarrollado en detalle más adelante) da resultados satisfactorios para este modelo.

Tal como se desarrollo en el Capítulo II, se trata aquí en forma breve el problema general de estabilidad transitoria de sistemas multimáquina. Las ecuaciones de oscilación de las máquinas síncronas son las siguientes:

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei}, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.15)$$

donde la potencia eléctrica es definida por:

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m (C_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + D_{ij} \text{cos} \delta_{ij}) \quad (3.16)$$

Denotando $\frac{2H_i}{\omega_s} \equiv M_i$ y $P_i \equiv P_{mi} - E_i^2 G_{ij}$, se obtiene:

$$M_i \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m (C_{ij} \text{sen} \delta_{ij} + D_{ij} \text{cos} \delta_{ij}) \quad (3.17)$$

el cual puede ser definido como:

$$M_i \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_i - P_{ei}(\delta_1, \dots, \delta_m), \quad i = 1, \dots, m \quad (3.18)$$

Sea α_i el ángulo rotor con respecto a una referencia fija. Entonces $\delta_i = \alpha_i - \omega_s t$, $\dot{\delta}_i = \frac{d\alpha_i}{dt} - \omega_s \equiv \omega_i - \omega_s$ donde ω_i es la velocidad angular del rotor y ω_s es la velocidad síncrona en rad/s. Así, ambos δ_i y $\dot{\delta}_i$ son expresados con respecto a la referencia de rotación síncrona. La ecuación (3.18) se convierte en un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden por la introducción de las variables de estado δ_i y ω_i :

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_s \quad (3.19)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{M_i} (P_i - P_{ei}(\delta_1, \dots, \delta_m) - D_i(\omega_i - \omega_s)) \quad i = 1, \dots, m \quad (3.20)$$

Las ecuaciones (3.19) y (3.20) son aplicables ambas a los sistemas de falla y post falla, con la diferencia que P_{ei} es diferente en cada caso, porque la matriz admitancia reducida a nodos internos es diferente por los sistemas de falla y post falla. El modelo correspondiente a (3.19) – (3.20) es conocido como modelo de nodos internos desde que las barras físicas originales han sido eliminadas por la reducción de la red.

3.4.2 Función de Energía Transitoria

Anterior a 1979, hubo una investigación considerable relacionada a la construcción de funciones Lyapunov para el sistema (3.17) usando el modelo de espacio de estado dado por (3.19) y (3.20). Sin embargo, las funciones analíticas de Lyapunov pueden ser construidas sólo si las conductancias de transferencia son cero, es decir $D_{ij} \equiv 0$. A partir de esto, las primeras integrales de movimiento del sistema son construidas, y estas son llamadas de “funciones de energía”. Se tiene dos opciones para usar la ecuación con el ángulo del rotor: la formulación con ángulos relativos a una máquina o relativos al COI (centro de inercia). Se usa la última, desde que existen algunas ventajas, pues desde que los ángulos son referidos al centro de inercia el resultado de la función de energía es llamado Función de Energía Transitoria (FET).

a) Formulación en referencia al Centro de Inercia

En esta formulación, el ángulo del centro de inercia (COI) es usado como el ángulo de referencia, desde que este representa el “movimiento promedio” del sistema. Aunque el resultado de la función de energía es idéntico a $V(\delta, \omega)$ (usando ángulos de rotor relativos), este tiene la ventaja de ser más simétrico y fácil de manejar en términos de integrales dependientes de la trayectoria. El sincronismo de todas las máquinas es juzgado examinando los ángulos referenciados sólo al COI en lugar de los ángulos relativos a una máquina. La literatura moderna usa, invariablemente, la formulación en el COI. La función de energía en la notación del COI, incluyendo los términos D_{ij} (conductancias de transferencia), fue propuesta por primera vez por Athay en la referencia [3].

Derivamos la función de la energía transitoria para un sistema conservativo (asumiendo un amortiguamiento despreciable, $D_i \equiv 0$). El centro de inercia (COI) de los ángulos y las velocidades del sistema es definido como:

$$\delta_0 = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \delta_i \quad \omega_0 = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \omega_i \quad (3.21)$$

donde: $M_T = \sum_{i=1}^m M_i$.

Luego transformamos las variables δ_i , ω_i a las variables COI como:
 $\theta_i = \delta_i - \delta_0$, $\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_0$. Es fácil de verificar que $\dot{\theta}_i = \dot{\delta}_i - \dot{\delta}_0 = \omega_i - \omega_0 \equiv \tilde{\omega}_i$

De la ecuación de oscilación (3.17), asumiendo $D_i = 0$, se tiene:

$$\begin{aligned} M_i \frac{d^2 \theta_i}{dt^2} &= P_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (C_{ij} \sin \theta_{ij} + D_{ij} \cos \theta_{ij}) - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \\ &\equiv f_i(\boldsymbol{\theta}) \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (3.22)$$

donde: $P_i = P_{mi} - E_i^2 G_{ij}$; $P_{COI} = \sum_{i=1}^m P_i - 2 \sum_{i=1}^m \sum_{j=i+1}^m D_{ij} \cos \theta_{ij}$

Si una de las máquinas es una barra infinita, es decir, la máquina m cuya constante de inercia M_m es muy grande, entonces $\frac{M_i}{M_T} P_{COI} \approx 0$ ($i \neq m$) y también $\delta_0 \approx \delta_m$ y $\omega_0 \approx \omega_m$.

Las variables en el COI llegan a ser $\theta_i = \delta_i - \delta_m$ y $\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_m$. La ecuación (3.22) es modificada adecuadamente, y solamente habrán $(m-1)$ ecuaciones después de omitir la ecuación de la máquina m .

Se considera el caso general en el cual todas las M_i son finitas. Para los sistemas de falla y post-falla, tenemos dos conjuntos de ecuaciones diferenciales:

$$\begin{aligned} M_i \frac{d\tilde{\omega}_i}{dt} &= f_i^F(\boldsymbol{\theta}) \quad 0 < t \leq t_d \\ \frac{d\theta_i}{dt} &= \tilde{\omega}_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (3.23)$$

y

$$\begin{aligned} M_i \frac{d\tilde{\omega}_i}{dt} &= f_i(\boldsymbol{\theta}) \quad t > t_d \\ \frac{d\theta_i}{dt} &= \tilde{\omega}_i, \quad i = 1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (3.24)$$

b) Punto de Equilibrio Estable Post-falla

Vemos que el sistema post falla dado por (3.24) tiene un punto de equilibrio estable en $\boldsymbol{\theta} = \boldsymbol{\theta}^s$, $\tilde{\boldsymbol{\omega}} = \mathbf{0}$. $\boldsymbol{\theta}^s$ es obtenido resolviendo las ecuaciones algebraicas no lineales:

$$f_i(\boldsymbol{\theta}) = 0, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.25)$$

Desde que $\sum_{i=1}^m M_i \theta_i = 0$, θ_m puede ser expresado en términos de los otros θ_i y es sustituido en (3.25), lo cual es equivalente a:

$$f_i(\theta_1, \dots, \theta_{m-1}) = 0, \quad i = 1, \dots, m-1 \quad (3.26)$$

Normalmente para resolver las ecuaciones (3.26) es usado un método iterativo tipo Newton, montando la matriz Jacobiana del sistema J_f . En el Anexo B “Procedimiento para el Cálculo de Puntos de Equilibrio” es mostrado el procedimiento y matrices usadas para cálculo el SEP post-falla $\boldsymbol{\theta}^s$.

c) Cálculo del Tiempo Crítico de Eliminación

El procedimiento básico para el cálculo del tiempo crítico de eliminación de la falla consiste en los siguientes pasos:

- i) Construir una función de energía o de Lyapunov $V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}})$ para el sistema (3.24), es decir, el sistema de post-falla.
- ii) Encontrar el valor crítico de $V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}})$ para una falla dada, denotada por V_{cr} .
- iii) Integrar (3.23), es decir, las ecuaciones durante la falla, hasta $V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = V_{cr}$. Este instante de tiempo es llamado el tiempo crítico de eliminación t_{cr} .

Mientras el procedimiento es común para todos los métodos, ellos difieren de uno a otro en los pasos ii) y iii), es decir, encontrando V_{cr} e integrando las ecuaciones de oscilación.

d) Derivación de la Función de Energía Transitoria

Existe un acuerdo general que la primera integral de movimiento de (3.24) constituye una función de energía propia y es derivada como sigue [28].

Desde (3.24) tenemos, para $i = 1, \dots, m$:

$$dt = \frac{M_1 d\tilde{\omega}_1}{f_1(\boldsymbol{\theta})} = \frac{d\theta_1}{\tilde{\omega}_1} = \frac{M_2 d\tilde{\omega}_2}{f_2(\boldsymbol{\theta})} = \frac{d\theta_2}{\tilde{\omega}_2} = \dots = \frac{M_m d\tilde{\omega}_m}{f_m(\boldsymbol{\theta})} = \frac{d\theta_m}{\tilde{\omega}_m} \quad (3.27)$$

Integrando el par de ecuaciones para cada máquina entre el SEP post-falla $(\theta_i^s, 0)$ hasta un $(\theta_i, \tilde{\omega}_i)$ resulta en:

$$V_i(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = \frac{1}{2} M_i \tilde{\omega}_i^2 - \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i, \quad i = 1, \dots, m \quad (3.28)$$

Esto es conocido en la literatura como la función de energía de una máquina individual. Añadiendo esta función a todas las máquinas, obtenemos la primera integral de movimiento del sistema como:

$$V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^m \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \quad (3.29)$$

$$= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^m P_i(\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m \left[C_{ij} (\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \right] \quad (3.30)$$

$$= V_{KE}(\tilde{\boldsymbol{\omega}}) + V_{PE}(\boldsymbol{\theta}) \quad (3.31)$$

desde que: $\sum_{i=1}^m \frac{M_i}{M_T} \int P_{Cor} d\theta_i = 0$.

Notar que (3.30) contiene términos integrales dependientes de la trayectoria. En vista de esto, no podemos afirmar que V_i y V son definidas positivas, Si $D_{ij} = 0$, puede ser demostrado que $V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}})$ constituye una función de Lyapunov [28].

3.5 Criterio de Áreas Iguales y Función de Energía Transitoria

Debido a que el método PEBS posee una simplicidad en su desarrollo y una relación natural con el criterio de áreas iguales, en esta sección nos introduciremos al método PEBS a través de la aplicación de la función de energía hacia un sistema máquina barra infinita. Estableceremos la equivalencia entre la función energía y el criterio de áreas iguales,

3.5.1 Sistema Máquina Barra Infinita

Se considera un sistema máquina barra infinita (SMBI) como la Figura 3.3. Este sistema tiene dos líneas paralelas (cada con una reactancia x_1), conectado a un generador con reactancia transitoria de x_d' , a través de un transformador con una reactancia de x_t hacia una barra infinita cuyo voltaje es $E_2 \angle 0^\circ$. Ocurre una falla trifásica en el medio de una de las líneas en $t = 0$, y seguidamente es eliminada en $t = t_{cl}$ abriendo los circuitos de

seccionamiento (interruptores) en ambos extremos de la línea en falla. La potencia eléctrica P_e del sistema pre-falla, durante la falla y post-falla son:

$$\frac{E_1 E_2}{x^I} \text{sen} \delta, \frac{E_1 E_2 \text{sen} \delta}{x^F}, \text{ y } \frac{E_1 E_2 \text{sen} \delta}{x}, \text{ respectivamente.}$$

El cálculo de x^I y x del sistema pre-falla y post falla, respectivamente son obtenidos a partir de la reducción a nodos internos (nodo interno del generador y barra infinita).

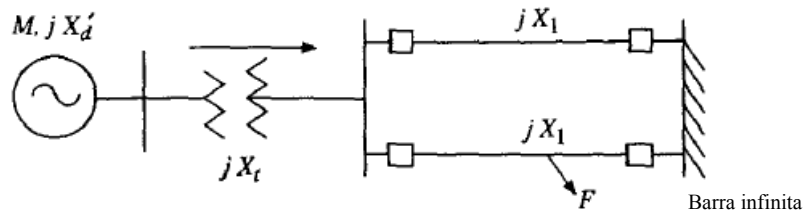


Figura 3.3 Sistema máquina barra infinita

3.5.2 Función de Energía para un SMBI

La función de energía siempre esta construida para el sistema post-falla. En el caso del SMBI, las ecuaciones de post falla son:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e^{\max} \text{sen} \delta \quad (3.32)$$

donde $P_e^{\max} = \frac{E_1 E_2}{x}$, δ es el ángulo relativo a la barra infinita, y $\frac{d\delta}{dt} = \omega$ es la velocidad del ángulo rotor relativo.

El lado derecho de (3.32) puede ser definido como $-\frac{\partial V_{PE}}{\partial \delta}$ donde:

$$V_{PE}(\delta) = -P_m \delta - P_e^{\max} \cos \delta \quad (3.33)$$

Multiplicando (3.32) por $\frac{d\delta}{dt}$, puede ser representado como:

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

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

$$\frac{d}{dt} [V(\delta, \omega)] = 0 \quad (3.34)$$

Por lo tanto, la función de energía es:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2} M \omega^2 + V_{PE}(\delta) \quad (3.35)$$

De (3.34) tenemos que la cantidad dentro de los corchetes $V(\delta, \omega)$ es una constante. El punto de equilibrio está dado por la solución de $0 = P_m - P_e^{\max} \text{sen} \delta$, es decir,

$\delta^s = \text{sen}^{-1}\left(\frac{P_m}{P_e^{\max}}\right)$. Este es el punto de equilibrio estable (SEP) rodeado por dos puntos de

equilibrio inestables $\delta^u = \pi - \delta^s$ y $\hat{\delta}_u = -\pi - \delta^s$. Si realizamos un cambio de coordenadas de modo que $V_{PE} = 0$ en $\delta = \delta^s$, luego en (3.33) se obtiene:

$$V_{PE}(\delta, \delta^s) = -P_m(\delta - \delta^s) - P_e^{\max}(\cos \delta - \cos \delta^s) \quad (3.36)$$

Con ello, la función de energía $V(\delta, \omega)$ puede ser definida como:

$$\begin{aligned} V(\delta, \omega) &= \frac{1}{2} M \omega^2 - P_m(\delta - \delta^s) - P_e^{\max}(\cos \delta - \cos \delta^s) \\ &= V_{KE} + V_{PE}(\delta, \delta^s) \end{aligned} \quad (3.37)$$

donde $V_{KE} = \frac{1}{2} M \omega^2$ es la energía cinética transitoria y $V_{PE}(\delta, \delta^s) = -P_m(\delta - \delta^s) - P_e^{\max}(\cos \delta - \cos \delta^s)$ es la energía potencial. De (3.34) tenemos 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 la falla es eliminada así el sistema es conservativo. $V(\delta, \omega)$ evaluado en $t = t_{cl}$ (usando la trayectoria de la falla) representa la energía total E presente en el sistema en $t = t_{cl}$. Esta energía debe ser absorbida por el sistema una vez que la falla es eliminada para que el sistema sea estable. La energía cinética es siempre positiva, y es la diferencia entre E y $V_{PE}(\delta, \delta^s)$. Esto es mostrado gráficamente en la figura 3.4, el cual es la curva de energía potencial.

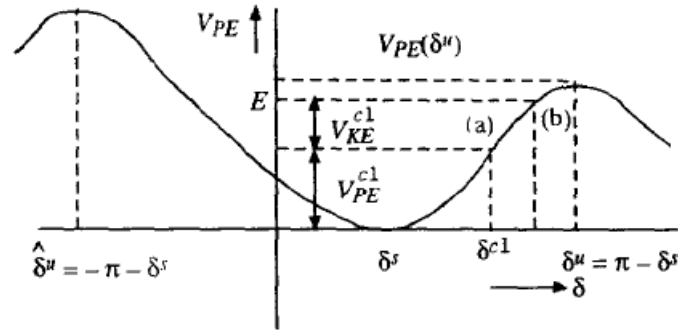


Figura 3.4 Curva de energía potencial

En $\delta = \delta^s$ (SEP post falla), V_{KE} y V_{PE} son cero desde que $\omega = 0$ y $\delta = \delta^s$ en este punto. Se supone que, al final del periodo de falla $t = t_{cl}$, el ángulo rotor es $\delta = \delta^{cl}$ y la velocidad es ω^{cl} . Entonces:

$$\begin{aligned} V^{cl}(\delta^{cl}, \omega^{cl}) &= \frac{1}{2} M \omega_{cl}^2 - P_m(\delta^{cl} - \delta^s) - P_e^{\max}(\cos \delta^{cl} - \cos \delta^s) \\ &= V_{KE}^{cl} + V_{PE}^{cl} \end{aligned} \quad (3.38)$$

Este es de valor igual a E . Existe otros dos puntos de equilibrio del sistema (3.32), llamado, $\delta^u = \pi - \delta^s$ y $\hat{\delta}^u = -\pi - \delta^s$. Ambos son inestables, es más, son puntos de equilibrio tipo 1 (nodo tipo “*saddle*” o silla). Los puntos de equilibrio tipo 1 son caracterizados por tener un valor propio en el semi plano derecho del plano complejo en el sistema linealizado del punto de equilibrio. La energía potencial es cero en $\delta = \delta^s$ y tiene un máximo relativo en $\delta = \delta^u$ y $\delta = \hat{\delta}^u$, en el punto (a), δ^{cl} y ω^{cl} son conocidos desde la trayectoria de falla, por lo tanto, $V(\delta^{cl}, \omega^{cl}) = E$ es conocido. Ello se muestra en el punto (b). Si $E < V_{PE}(\delta^u)$, desde que es un sistema conservativo, el sistema post-falla en el punto (a) acelerará hasta el punto (b), y luego comenzará a desacelerar. Si $E > V_{PE}(\delta^u)$, luego el sistema post-falla acelerará, mas allá de δ^u y, por lo tanto, el sistema es inestable. $V_{PE}(\delta^u)$ se obtiene de (3.36) como $-P_m(\pi - 2\delta^s) + 2P_e^{\max} \cos \delta^s$. Si δ disminuye debido a la desaceleración para $t > 0$, luego el sistema es inestable si $E < V(\hat{\delta}^u)$. Los puntos δ^u y $\hat{\delta}^u$ constituyen una superficie frontera de energía potencial (PEBS: *Potencial Energy Boundary Surface*) para un sistema con una máquina. Algunas investigaciones explican la idea expuesta diciendo que si V_{PE} es inicializado a cero en δ^{cl} , y V_{KE}^{cl} representa el exceso de energía cinética inyectada en el sistema. Luego la estabilidad del sistema es

determinado por la capacidad del sistema de post-falla para absorber el exceso de energía cinética (es decir, el sistema es estable si $V_{PE}(\delta^u) - V_{PE}(\delta^{cl}) > V_{KE}^{cl}$).

La mayoría de los conceptos de estabilidad pueden ser interpretados como si el momento de inercia M fuera asumido como una partícula que se resbala sin fricción en una colina con la forma $V_{PE}(\delta)$. Los movimientos dentro del pozo potencial son limitados y, por lo tanto, llevan a la estabilidad. Es interesante relacionar el concepto del pozo potencial con la estabilidad de puntos de equilibrio para pequeñas perturbaciones. Usando (3.33), (3.32) podemos escribir:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = - \frac{\partial V_{PE}(\delta)}{\partial \delta} \quad (3.39)$$

Podemos expandir el lado derecho de (3.39) en una serie de Taylor acerca de un punto de equilibrio δ^* , es decir, $\delta = \delta^* + \Delta\delta$ y retener sólo el término lineal. Luego:

$$M \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = - \left. \frac{\partial^2 V_{PE}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} \Delta\delta \quad (3.40)$$

$$M \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \left. \frac{\partial^2 V_{PE}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} \Delta\delta = 0 \quad (3.41)$$

Si $\left. \frac{\partial^2 V_{PE}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} < 0$, el punto de equilibrio es inestable. Si $\left. \frac{\partial^2 V_{PE}(\delta)}{\partial \delta^2} \right|_{\delta^*} > 0$, entonces el

punto de equilibrio es oscilatorio y las oscilaciones alrededor de δ^* son limitadas. Desde que siempre hay algunos amortiguamientos positivos, este será estable. En el caso de (3.32), se puede verificar usando este criterio que δ^s es un punto de equilibrio estable y que ambas δ^u y $\hat{\delta}^u$ son puntos de equilibrios inestables.

La función de energía y el PEBS son así equivalentes en el caso de un SMBI. Para este sistema la función de energía es una estricta función de Lyapunov. Para el caso de sistemas multimáquina y sistemas no conservativos, cada método (PEBS, BCU, etc.) otorga sólo aproximaciones de la verdadera frontera de estabilidad.

3.5.3 Criterio de Áreas Iguales y Función de Energía

Las curvas potencia ángulo P_e de los sistemas pre-falla, falla y post-falla para un SMBI se muestran en la figura 3.5. El sistema esta inicialmente en $\delta = \delta^o$. Ahora mostraremos que el área A_1 representa la energía cinética inyectada dentro del sistema durante la falla,

la cual es lo mismo que V_{KE}^{cl} en la Figura 3.5. A_2 representa la capacidad del sistema post-falla para absorber esa energía. En términos de la figura 3.4, A_2 representa $V_{PE}(\delta^u) - V_{PE}(\delta^{cl})$. Por el criterio de áreas iguales, el sistema es estable si $A_1 < A_2$.

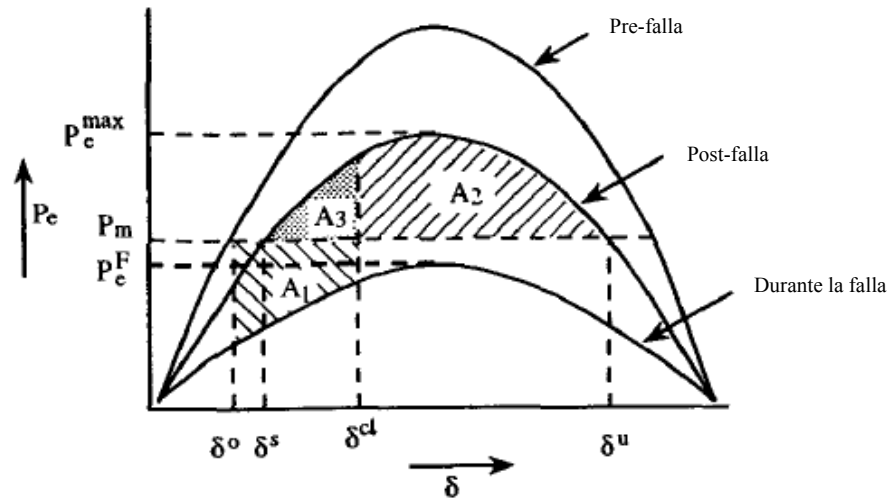


Figura 3.5 Criterio de áreas iguales para el caso de un SMBI

Así las ecuaciones de falla y post-falla son:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e^F \text{sen}\delta \quad (3.42)$$

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e^{\text{max}} \text{sen}\delta \quad (3.43)$$

donde: $P_e^F = \frac{E_1 E_2}{x^F}$, $P_e^{\text{max}} = \frac{E_1 E_2}{x}$. El área A_1 está dado por:

$$\begin{aligned} A_1 &= \int_{\delta^o}^{\delta^{cl}} (P_m - P_e^F \text{sen}\delta) d\delta \\ &= \int_{\delta^o}^{\delta^{cl}} M \frac{d\omega}{dt} d\delta = \int_{\delta^o}^{\delta^{cl}} M \frac{d\omega}{dt} \omega dt \\ &= \int_0^{\omega_{cl}} M \omega d\omega = \frac{1}{2} M (\omega_{cl})^2 \end{aligned} \quad (3.44)$$

Por lo tanto, A_1 es la energía cinética inyectada al sistema debido a la falla. Usando la ecuación (3.36) el área A_2 está dado por:

$$\begin{aligned}
A_2 &= \int_{\delta^{cl}}^{\delta^u} (P_e^{\max} \text{sen} \delta - P_m) d\delta \\
&= P_e^{\max} (\cos \delta^u - \cos \delta^{cl}) - P_m (\delta^u - \delta^{cl}) \\
&= V_{PE}(\delta^u) - V_{PE}(\delta^{cl})
\end{aligned}$$

Si agregamos el área A_3 a ambos lados del criterio $A_1 < A_2$, el resultado es

$$A_1 + A_3 < A_2 + A_3 \quad (3.45)$$

Ahora:

$$\begin{aligned}
A_3 &= \int_{\delta^s}^{\delta^{cl}} (P_e^{\max} \text{sen} \delta - P_m) d\delta \\
&= -P_m (\delta^{cl} - \delta^s) - P_e^{\max} (\cos \delta^{cl} - \cos \delta^s)
\end{aligned} \quad (3.46)$$

Cambiando δ^{cl} , ω^{cl} a un δ , ω cuales quiera y añadiendo A_1 a A_3 , obtenemos

$$A_1 + A_3 = \frac{1}{2} M \omega^2 - P_m (\delta - \delta^s) - P_e^{\max} (\cos \delta - \cos \delta^s) \quad (3.47)$$

Esto es lo mismo que $V(\delta, \omega)$ como en (3.37). Ahora, de la Figura 3.5 tenemos:

$$\begin{aligned}
A_2 + A_3 &= \int_{\delta^s}^{\pi - \delta^s} (P_e^{\max} \text{sen} \delta - P_m) d\delta \\
&= 2P_e^{\max} \cos \delta^s - P_m (\pi - 2\delta^s)
\end{aligned} \quad (3.48)$$

Se verifica que el lado derecho de (3.48) es la suma de las áreas A_2 y A_3 , de acuerdo con las expresiones analíticas derivadas. Se puede verificar desde (3.37) que:

$$\begin{aligned}
V(\delta, \omega) \Big|_{\substack{\delta=\delta^u \\ \omega=0}} &= -P_m (\pi - 2\delta^s) + 2P_e^{\max} \cos \delta^s = A_2 + A_3 \\
&= V_{PE}(\delta^u) \\
&\equiv V_{cr}
\end{aligned} \quad (3.49)$$

El criterio de áreas iguales $A_1 < A_2$ es equivalente a $A_1 + A_2 < A_2 + A_3$, finalmente:

$$V(\delta, \omega) < V_{cr} \quad (3.50)$$

donde $V_{cr} = V_{PE}(\delta^u)$. Notar que δ y ω son obtenidos del sistema durante la falla.

3.6 Método de la Superficie Frontera de Energía Potencial (PEBS)

Este método fue propuesto primero por Kakimoto [5] y luego por Athay [3]. Fue recibido con amplia atención por investigadores debido que este evita calcular el UEP de control (o UEP relevante) y requiere realizar sólo una rápida integración numérica del sistema durante la falla para calcular V_{cr} . Podemos aún evitar calcular el SEP post-falla, como será discutido más adelante. En esta sección explicaremos el método PEBS para un sistema multimáquina.

3.6.1 Caracterización del PEBS para sistemas multimáquina

En la sección 3.5, mencionamos que los puntos δ^u y $\hat{\delta}^u$ fueron la PEBS de dimensión cero para el sistema SMBI. En el caso de los sistemas multimáquina, la PEBS es más complejo en el espacio de estados (ángulos de los rotores), pues un número de puntos de equilibrio inestables rodea el punto de equilibrio estable del sistema post-falla. El PEBS, por lo tanto, constituye una superficie multidimensional pasando a través de los UEPs. La teoría detrás de la caracterización del PEBS es mostrada en la literatura [28]. En adelante extenderemos el concepto del cálculo V_{cr} para un sistema multimáquina usando el método PEBS.

En la sección anterior mostramos que en el caso del SMBI $V_{cr} = V_{PE}(\delta^u)$, es decir, $V(\delta, \omega)$ es evaluado en el punto de equilibrio $(\delta^u, 0)$. δ^u es por tanto, en este caso, no sólo el UEP más próximo sino también el relevante (o de control). En el caso del sistema multimáquina, dependiendo de la localización y naturaleza de la falla, el sistema puede perder el sincronismo debido a que una o más máquinas son inestables. Por tanto, cada perturbación genera un modo de inestabilidad (MOI: *Mode of Instability*). Asociado a cada MOI y perturbación tenemos un UEP que llamaremos de UEP de control. Un número de UEPs rodea el SEP del sistema post-falla. Matemáticamente, estas son las soluciones de (3.25). Empezando en el SEP pre-falla, el sistema durante la falla es integrado y es eliminada la falla en el tiempo crítico, así la trayectoria post-falla alcanza un UEP particular dependiendo del MOI. Este UEP es llamado de UEP de control para esta perturbación.

La PEBS de un sistema multimáquina es interpretado como un pozo potencial multidimensional, siguiendo la analogía de la Figura 3.4 para el caso SMBI. Para el sistema ATHAY3, de 3 máquinas, el PEBS es un pozo potencial como se muestra en la

Figura 3.6 donde los ejes son los ángulos del rotor θ_1 , θ_2 de dos máquinas (referenciados al COI). El eje vertical representa $V_{PE}(\boldsymbol{\theta})$. Se muestran contornos equipotenciales, como también tres UEPs denotados U_1 , U_2 , U_3 . La línea punteada que conecta los UEPs es ortogonal a las curvas equipotenciales y es llamada de PEBS. Si en el instante de eliminación de la falla el estado del sistema, en el espacio de ángulos, cruza el PEBS entonces el sistema es inestable. Si la falla es eliminada para evitar el cruce del PEBS, la trayectoria post-falla en el espacio de ángulos tenderá a retornar al punto de equilibrio estable eventualmente debido al amortiguamiento del sistema. El tiempo de eliminación crítico t_{cr} se define como el instante de tiempo en el cual la trayectoria post-falla permanece dentro del pozo potencial. En teoría, la trayectoria eliminada críticamente pasa “muy cerca” al UEP de control.

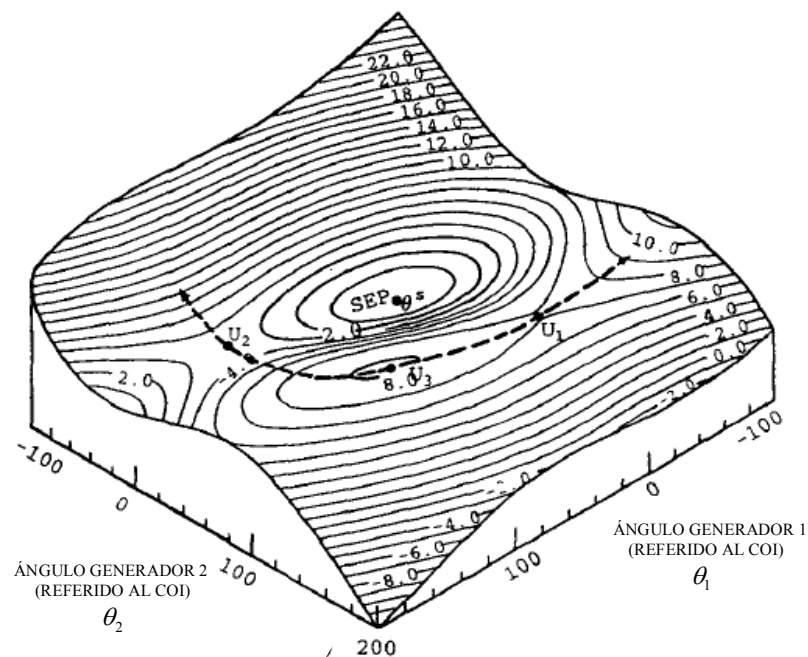


Figura 3.6 Superficie frontera de energía potencial, sistema ATHAY3

Para encontrar el valor crítico de $V(\delta, \omega)$, la trayectoria de falla es observada hasta que cruza el PEBS en el punto $\boldsymbol{\theta}^*$. En muchos casos, $\boldsymbol{\theta}^u$ (UEP de control) está próximo de $\boldsymbol{\theta}^*$, de manera que $V_{PE}(\boldsymbol{\theta}^u) \approx V_{PE}(\boldsymbol{\theta}^*) \equiv V_{cr}$. Esta es la esencia del método PEBS. Una pregunta clave aquí es como detectar el cruzamiento del PEBS. El cruzamiento se da aproximadamente en punto en el cual $V_{PE}(\boldsymbol{\theta})$ es máximo a lo largo de la trayectoria de falla. Por lo tanto V_{cr} puede ser tomado como $V_{PE}^{\max}(\boldsymbol{\theta})$ a lo largo de la trayectoria de falla. En la referencia [3] se muestra que el cruzamiento del PEBS es también el punto en el cual

$f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot (\boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^s) = 0$. $f(\boldsymbol{\theta})$ es la potencia de aceleración en el sistema post-falla. El punto de cruce anterior y el calculado con $V_{PE}(\boldsymbol{\theta})$ máximo son los mismos, tal como ha sido demostrado para un sistema conservativo en la referencia [3]. En años recientes, el método de cruce del PEBS ha sido la base para implementar nuevos algoritmos. Ahora explicamos el algoritmo básico del método PEBS.

3.6.2 Algoritmo del Método PEBS

La función de energía dada por (3.30) es repetida aquí:

$$V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^m P_i(\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m \left[C_{ij}(\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s) - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i + \theta_j} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \right] \quad (3.51)$$

El último término en el lado derecho de (3.51) denotado por $V_d(\boldsymbol{\theta})$ es un término dependiente de la trayectoria. Puede ser evaluado usando integración trapezoidal como:

$$V_d(\boldsymbol{\theta}) = \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m I_{ij} \quad (3.52)$$

donde en el paso k^{th} es:

$$I_{ij}(k) = I_{ij}(k-1) + \frac{1}{2} D_{ij} [\cos(\theta_i(k) - \theta_j(k)) + \cos(\theta_i(k-1) - \theta_j(k-1))] [\theta_i(k) + \theta_j(k) - \theta_i(k-1) - \theta_j(k-1)] \quad (3.53)$$

con $I_{ij}(0) = 0$. Esta evaluación de $I_{ij}(0)$ es correcta cuando el sistema post-falla es el mismo que el sistema pre-falla, pero es algo inexacto si existe apertura de línea. Esto se explica ahora. La ecuación (3.51) es reescrita como:

$$V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = V_{KE}(\tilde{\boldsymbol{\omega}}) + V_P(\boldsymbol{\theta}) + V_d(\boldsymbol{\theta}) \quad (3.54)$$

donde:

$$V_{PE}(\boldsymbol{\theta}) = V_P(\boldsymbol{\theta}) + V_d(\boldsymbol{\theta}) \quad (3.55)$$

$$V_P(\boldsymbol{\theta}) = - \sum_{i=1}^m P_i(\theta_i - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^m \sum_{j=i+1}^m C_{ij}(\cos \theta_{ij} - \cos \theta_{ij}^s)$$

y $V_d(\boldsymbol{\theta})$ es dado por (3.52). En la referencia [3] se demuestra que los puntos $\boldsymbol{\theta}$ en el PEBS son definidos por $\sum_{i=1}^m f_i(\boldsymbol{\theta})(\theta_i - \theta_i^s) = 0$. Esta es la caracterización del PEBS. En forma

vectorial puede ser definido como $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot (\boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^s) = 0$. Denotando $\boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^s = \hat{\boldsymbol{\theta}}$, podemos demostrar que dentro del PEBS $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}} < 0$, y fuera del PEBS es mayor que cero. En la ausencia de conductancias de transferencia, $f(\boldsymbol{\theta}) = -\frac{\partial V_{PE}(\boldsymbol{\theta})}{\partial \boldsymbol{\theta}}$. Cuando $\boldsymbol{\theta}$ esta alejado de $\boldsymbol{\theta}^s$, dentro del pozo potencial multidimensional, $\frac{\partial V_{PE}(\boldsymbol{\theta})}{\partial \boldsymbol{\theta}}$ (el cual es la gradiente de la función de energía potencial) y $\hat{\boldsymbol{\theta}}$ son mayores que cero. Por lo tanto, $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}} < 0$ dentro del pozo potencial. Fuera del pozo potencial $\hat{\boldsymbol{\theta}}$ es mayor que cero y $\frac{\partial V_{PE}(\boldsymbol{\theta})}{\partial \boldsymbol{\theta}} < 0$, resultando $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}} > 0$. En el PEBS, el producto $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}}$ es igual a cero.

Usando el método PEBS, los pasos para calcular t_{cr} son los siguientes:

- i) Calcular el SEP post-falla $\boldsymbol{\theta}^s$ resolviendo (3.25).
- ii) Calcular la trayectoria de falla dado por (3.23).
- iii) Supervisar $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}}$ y $V_{PE}(\boldsymbol{\theta})$ en cada paso de tiempo. Los parámetros en $f(\boldsymbol{\theta})$ y $V_{PE}(\boldsymbol{\theta})$ pertenecen a la configuración post-falla.
- iv) Dentro del pozo potencial $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}} < 0$. Continuar los pasos ii) y iii) hasta $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot \hat{\boldsymbol{\theta}} = 0$. Este es el cruce del PEBS $(t^*, \boldsymbol{\theta}^*, \tilde{\boldsymbol{\omega}}^*)$. En este punto, encontrar $V_{PE}(\boldsymbol{\theta}^*)$. Esta es una buena estimación de V_{cr} por falla.
- v) Encontrar cuando $V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = V_{cr}$ en la trayectoria de falla. Esto da una buena estimación de t_{cr} .

Uno puede reemplazar los pasos iii) y iv) monitoreando cuando $V_{PE}^{\max}(\boldsymbol{\theta})$ es alcanzado, y tomándolo como V_{cr} . Puede generarse alguna diferencia en cualquiera de los algoritmos.

3.6.3 Inicialización de la Energía Potencial

En esta sección, resaltaremos una simplificación del método PEBS que trabaja bien en muchos casos, particularmente cuando $\boldsymbol{\theta}^*$ esta muy próximo a $\boldsymbol{\theta}^o$. Para integrar la trayectoria en falla dada por (3.23), la condición inicial será $\theta_i(0) = \theta_i^o$ y $\tilde{\omega}_i(0) = 0$. En la función de energía (3.31), la referencia de las variables de ángulo y velocidad son θ_i^s y $\tilde{\omega}_i^s(0) = 0$. Así, en $t = 0$ evaluamos $V_{PE}(\boldsymbol{\theta})$, de acuerdo a (3.31), como:

$$\begin{aligned}
V_{PE}(\boldsymbol{\theta}^o) &= \sum_{i=1}^m \int_{\theta_i^s}^{\theta_i^o} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \\
&= -P(\theta_i^o - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^m \sum_{j=i+1}^m \left[C_{ij} (\cos \theta_{ij}^o - \cos \theta_{ij}^s) - \int_{\theta_i^s + \theta_j^s}^{\theta_i^o + \theta_j^o} D_{ij} \cos \theta_{ij} d(\theta_i + \theta_j) \right] \\
&= K \text{ (constante)}
\end{aligned} \tag{3.56}$$

El término integral dependiente de la trayectoria visto en (3.56) es evaluado usando la regla trapezoidal:

$$I_{ij}(0) = \frac{1}{2} D_{ij} [\cos(\theta_i^o - \theta_j^o) + \cos(\theta_i^s - \theta_j^s)] [(\theta_i^o + \theta_j^o) - (\theta_i^s + \theta_j^s)] \tag{3.57}$$

Si la red post-falla es la misma que la red pre-falla, entonces $K = 0$. De lo contrario, el valor de K deberá ser incluido en la función de energía.

Si usamos el método PEBS, entonces cuando la red post-falla no sea igual a la red pre-falla este término puede ser extraído de la función de energía, es decir:

$$V(\boldsymbol{\theta}, \tilde{\boldsymbol{\omega}}) = V_{KE}(\tilde{\boldsymbol{\omega}}) + V_{PE}(\boldsymbol{\theta}) - V_{PE}(\boldsymbol{\theta}^o) \tag{3.58}$$

La energía potencial puede ser definida usando $\boldsymbol{\theta}^o$ como dato, así tenemos:

$$\begin{aligned}
\hat{V}_{PE}(\boldsymbol{\theta}) \equiv V_{PE}(\boldsymbol{\theta}) - V_{PE}(\boldsymbol{\theta}^o) &= - \left[\sum_{i=1}^m \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i - \sum_{i=1}^m \int_{\theta_i^s}^{\theta_i^o} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i \right] \\
&= - \sum_{i=1}^m \int_{\theta_i^s}^{\theta_i} f_i(\boldsymbol{\theta}) d\theta_i
\end{aligned} \tag{3.59}$$

Si el término integral dependiente de la trayectoria es evaluado de (3.59), usando la integración trapezoidal como en (3.53), $I_{ij}(0) = 0$. En el cruzamiento del PEBS $\boldsymbol{\theta}^*$, $\hat{V}_{PE}(\boldsymbol{\theta}^*)$ da una buena aproximación de V_{cr} . El cruzamiento del PEBS ha sido mostrado aproximadamente como el punto en el cual la energía potencial V_{PE} alcanza un valor máximo. Por lo tanto, uno puede monitorear directamente V_{PE} y así evita tener que supervisar el resultado del punto $f^T(\boldsymbol{\theta}) \cdot (\boldsymbol{\theta} - \boldsymbol{\theta}^s)$ como en el paso iv) de la sección previa. Esto trae una ventaja importante al no tener que calcular $\boldsymbol{\theta}^s$. En el filtrado rápido de contingencias, para el análisis de seguridad dinámica, esto podría resultar en ahorro significativo de cálculo.

CAPÍTULO IV

IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS DEL MÉTODO DIRECTO BASADO EN FUNCIONES DE ENERGÍA TRANSITORIA

En los capítulos anteriores fue desarrollado el marco teórico conceptual del problema de análisis de estabilidad transitoria de sistemas de potencia usando métodos directos basados en la función de energía transitoria (FET). Para la aplicación de estos conceptos y metodologías fue implementado un programa computacional, el cual sirve de herramienta para analizar la estabilidad transitoria de sistemas de prueba y reales. Son usados casos de análisis definidos para sistemas de prueba conocidos en la literatura como: ATHAY3 (3 generadores, 3 barras), WSCC3 (3 generadores, 9 barras), IEEE17 (17 generadores, 162 barras), y sistemas reales como el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN (50 generadores, 460 barras). Para presentar de forma ordenada los resultados prácticos de la metodología, se propone abordar los siguientes análisis: estabilidad transitoria mediante simulación numérica en el dominio del tiempo, comportamiento de las funciones de energía transitorias, y estabilidad transitoria mediante métodos directos basados en la FET.

En este capítulo, se explica la implementación y módulos de análisis que conforman el programa computacional integrado. Luego, se realiza el análisis de estabilidad transitoria mediante simulación numérica, permitiendo calcular los tiempos críticos y modos de inestabilidad de los sistemas de prueba y reales. El análisis del comportamiento de las funciones de energía permite entender el concepto de sistema conservativo, energía crítica y su relación con la estabilidad del sistema. Finalmente se analiza la estabilidad transitoria mediante métodos directos basados en la FET (usaremos el método PEBS), donde se calcula la energía crítica aproximada, el tiempo crítico asociado a esta energía y los márgenes de energía de los casos analizados, esto último orientado al uso de los métodos directos como herramientas para el análisis de seguridad dinámica.

4.1 Implementación de la Metodología

Para la aplicación de los conceptos y metodologías presentadas en la tesis, fue implementado un programa computacional codificado en lenguaje de alto nivel. Se escogió

el entorno MATLAB versión 7.0, debido que es una plataforma que permite: rápida codificación en estructuras matriciales, facilidad de análisis de resultados y purga de errores, y soporte para trabajar con matrices dispersas. Este programa computacional sirve en adelante como herramienta para abordar el análisis la estabilidad transitoria de sistemas de potencia. En el Figura 4.1 es mostrado el diagrama de flujo del programa computacional integrado resaltando los módulos y etapas de análisis que lo conforman. El programa comienza ejecutando una etapa inicial de preparación de datos de los sistemas de potencia, la cual es usada por las otras etapas. Se muestran los resultados de la tesis agrupados en etapas de análisis, así se tiene:

- Análisis 1 : Estabilidad transitoria mediante simulación numérica en el dominio del tiempo.
- Análisis 2 : Comportamiento de las funciones de energía transitorias
- Análisis 3 : Estabilidad transitoria mediante métodos directos basados en la función de energía transitoria.

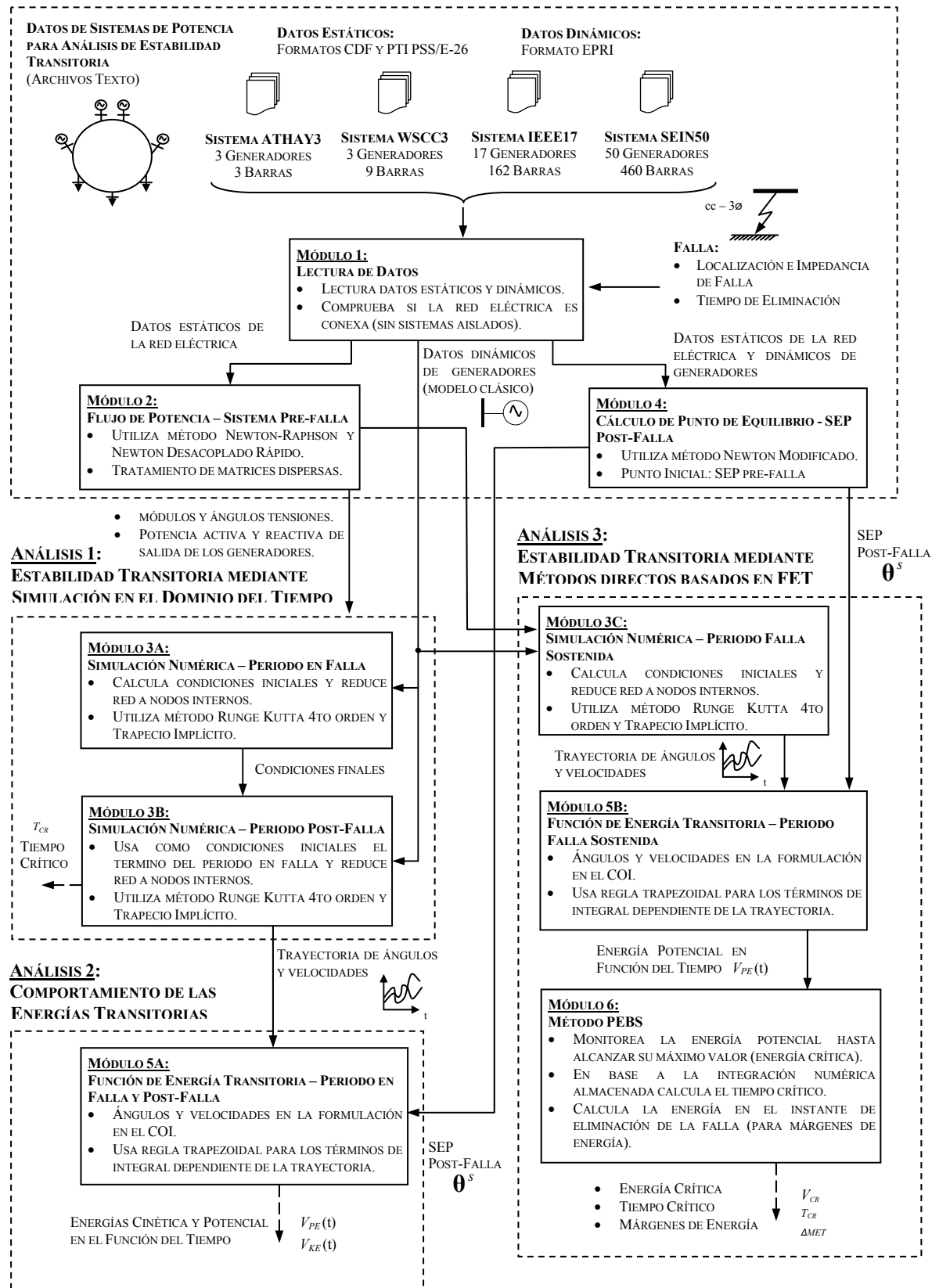
Las etapas de procesamiento y análisis anteriores agrupan distintos módulos. En lo siguiente, se describen brevemente las técnicas usadas para cada módulo, así como su aplicación dentro del programa computacional integrado.

4.1.1 Módulo 1 – Lectura de Datos

Este módulo lee y prepara los datos estáticos y dinámicos usados por los otros módulos.

a) Datos Estáticos

Los sistemas de prueba (ATHAY3, WSCC3 e IEEE17) usan datos estáticos en el formato IEEE-CDF (*Common Data Format: Formato Común de Datos*). El sistema real SEIN50 usa el formato del programa PTI (*Power Technologies, Inc.*) para el módulo PSS/E-26 (*Power System Simulator: Simulador de Sistemas de Potencia*) [29]. Realmente los datos estáticos originales del SEIN50 estaban cargados en el programa WinFlu versión 2.3 f, usando las herramientas de exportación se convirtió al formato PTI PSS/E-26. Los datos estáticos contienen la información necesaria para el análisis de flujo de potencia.

ETAPA INICIAL:**PREPARACIÓN DE DATOS****Figura 4.1** Programa computacional integrado y módulos de análisis

b) Datos Dinámicos

Los sistemas de prueba usan datos dinámicos en el formato EPRI (*Electric Power Research Institute: Instituto de Investigación en Sistemas de Potencia*), el cual contiene los datos dinámicos de los generadores para el modelo clásico y la secuencia de eventos de la perturbación. El sistema real SEIN50 usa el formato EPRI el cual fue construido manualmente con sus datos dinámicos reales obtenidos de los estudios de la operación del sistema realizados anteriormente.

En este módulo también se adicionó una rutina para reconocer si la red es conexas, es decir, si no existen subsistemas aislados.

4.1.2 Módulo 2 – Flujo de Potencia

En adelante, para el flujo de potencia se usa el método Newton Raphson original [30] para sistemas pequeños y medianos, y se usa el método Newton Desacoplado Rápido [31] [32] para sistemas de grande porte. Este módulo calcula la operación de estado estacionario del sistema pre-falla.

4.1.3 Módulo 3 – Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo

Las ecuaciones (2.35) se resuelven usando las técnicas de integración numérica recomendadas en la referencia [18], así se utilizó el método Runge Kutta de 4to orden y el método del Trapecio Implícito según las ecuaciones (2.19) y (2.21), respectivamente. Este módulo es usado para calcular la trayectoria del sistema en falla y post-falla, para cualquier tiempo de eliminación de la falla.

4.1.4 Módulo 4 – Cálculo de Puntos de Equilibrio

Este módulo calcula los puntos de equilibrio, definidos por la ecuación (3.26), usando el método Newton Raphson Modificado (ver Anexo B). Se usará este módulo para calcular los SEP post-falla θ^s . Normalmente es usado el SEP pre-falla θ^o como punto inicial.

4.1.5 Módulo 5 – Función de Energía Transitoria

Son transformados los valores de los ángulos y velocidades a la referencia del COI, en todo el régimen transitorio, a partir de los resultados de la simulación numérica en el dominio del tiempo. Las energías transitorias (cinética y potencial) en función el tiempo son determinadas a partir de la substitución de estos ángulos y velocidades en la ecuación (3.30), llevando en cuenta el SEP post-falla θ^s calculado anteriormente.

4.1.6 Módulo 6 – Método PEBS

En este módulo se implementó el método PEBS explicado en la sección 3.6.2. Brevemente podemos decir se monitorea la función potencial transitoria en el tiempo hasta alcanzar su máximo valor. Este valor es calificado como la energía crítica aproximada. En este módulo también se usan los resultados de integración numérica almacenados para calcular el tiempo crítico con un proceso de búsqueda cuando la energía total es igual a la energía crítica. Para cada uno de los casos analizados (diferentes fallas y tiempos de eliminación) se puede construir una margen de energía transitoria, la cual puede ser definida como:

$$\begin{aligned}\Delta MET &= V_{cr-PEBS} - V_{cl} \\ &= V_{cr-PEBS} - V(\theta^{cl})\end{aligned}\quad (4.1)$$

donde:

$V_{cr-PEBS}$: Es la energía crítica aproximada obtenida por el método PEBS, en p.u.

V_{cl} : Es la energía en el punto θ^{cl} , en p.u.

θ^{cl} : Es el punto asociado al tiempo de eliminación de la falla t_{cl} .

Además, podemos resaltar que:

$$V_{cr-PEBS} = V_{PE}^{\max} \quad (4.2)$$

4.2 Sistemas de Potencia para Pruebas en Análisis de Estabilidad Transitoria

Los sistemas de potencia que se usan en la tesis son llamados de sistemas de prueba y sistemas reales. Los sistemas de prueba son usados por autores e investigadores para mostrar resultados de metodologías propuestas en el área de estabilidad transitoria. Para el análisis usaremos los sistemas de prueba: ATHAY3 (3 generadores, 3 barras), WSCC3 (3 generadores, 9 barras) e IEEE17 (17 generadores, 162 barras). A continuación se describen estos sistemas:

4.2.1 Sistema ATHAY3

Este sistema esta conformado por 3 generadores, 3 barras, 3 ramos y 3 cargas que totalizan 1490 MW y 325 MVAR de potencia activa y reactiva, respectivamente. Este es un sistema de prueba propuesto por Athay en la referencia [3] para la aplicación de métodos

directos basados en la función de energía transitoria, es muy usado por diversos autores en esta área. La Figura 4.2 muestra el diagrama unifilar de este sistema.

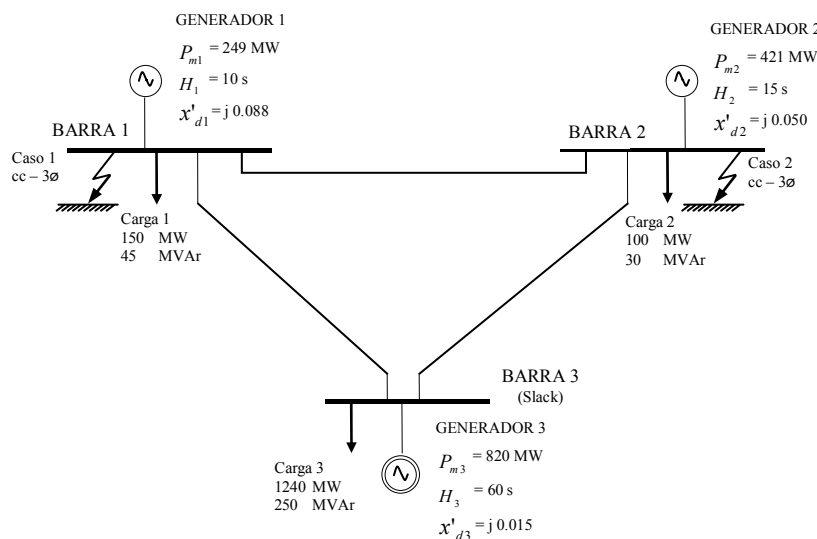


Figura 4.2 Diagrama unifilar del sistema de prueba ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)

4.2.2 Sistema WSCC3

Este sistema está conformado por 3 generadores, 9 barras, 9 ramos y 3 cargas que totalizan 315 MW y 115 MVAR de potencia activa y reactiva, respectivamente. Este es un sistema de prueba propuesto por Anderson y Fouad en la referencia [ANDE77], el cual representa a un equivalente reducido del sistema de potencia real del WSCC (*Western System Coordinating Council: Consejo de Coordinación del Sistema Oeste*). La Figura 4.3 muestra el diagrama unifilar de este sistema.

4.2.3 Sistema IEEE17

Este sistema está conformado por 17 generadores, 162 barras, 284 ramos y 89 cargas que totalizan 15387 MW y 1175 MVAR de potencia activa y reactiva, respectivamente. Fue adoptado como sistema de prueba padrón IEEE en la referencia [33] y es un equivalente del sistema eléctrico del estado de Iowa de los Estados Unidos, además tiene diversas plantas de generación a lo largo de la orilla del Río Missouri. Los datos estáticos y dinámicos del sistema se encuentran disponibles en la referencia [34]. La Figura 4.4 muestra el diagrama unifilar de la red en 345 kV de este sistema.

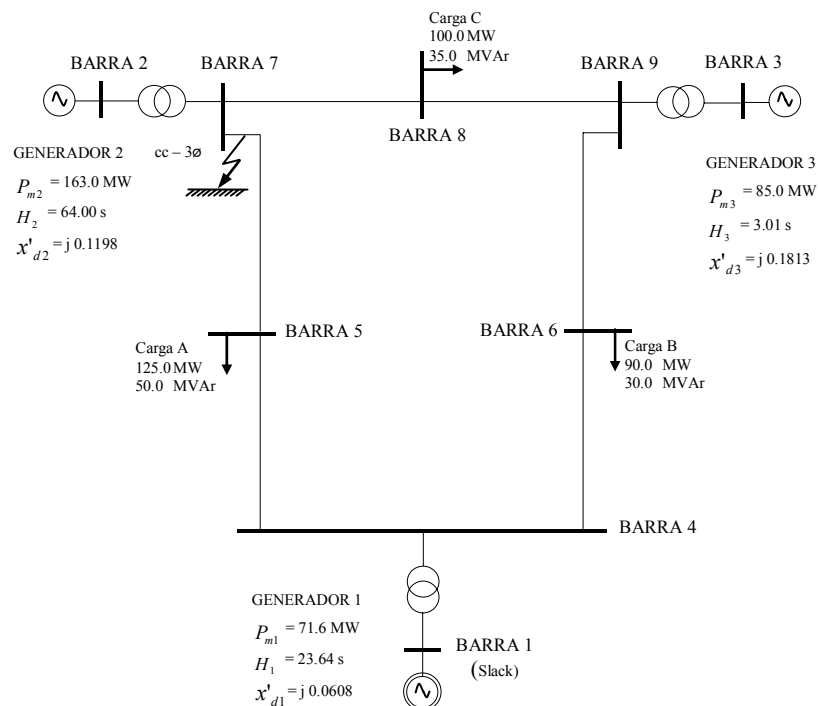


Figura 4.3 Diagrama unifilar del sistema de prueba WSCC3 (3 generadores, 9 barras)

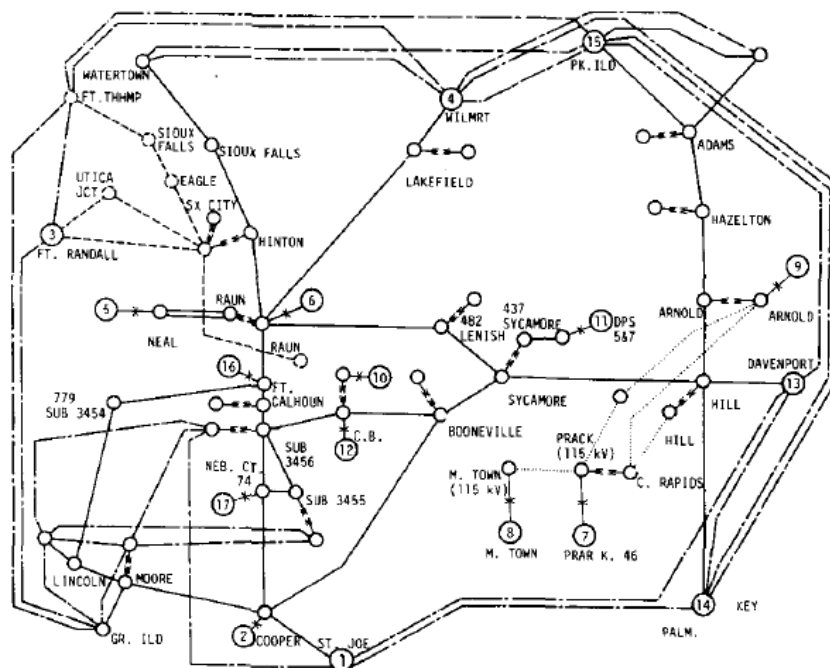


Figura 4.4 Diagrama unifilar de la red principal en 345 kV del sistema de prueba IEEE17 (17 generadores, 162 barras)

4.3 Análisis de la Estabilidad Transitoria mediante Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo

Como parte de este capítulo se realiza el análisis de estabilidad transitoria en sistemas de potencia de prueba utilizando la simulación numérica en el dominio del tiempo (método

indirecto). Son mostrados los resultados de simulación para varias fallas trifásicas a tierra y de ahí es comprobada la estabilidad transitoria del sistema para distintos tiempos de eliminación de la falla. Adicionalmente es calculado el tiempo crítico de eliminación.

4.3.1 Sistema ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)

a) Preparación de Datos y Cálculos Preliminares

Primero, se calcula la operación en estado estacionario del sistema pre-falla a través del análisis de flujo de potencia, para esto son usados los datos estáticos del sistema pre-falla (ver Anexo A – “Datos de Sistemas de Prueba y Reales para el Análisis de Estabilidad Transitoria”). Como parte de los resultados del flujo de potencia, en la Tabla 4.1 es mostrada la operación en estado estacionario pre-falla del sistema.

Tabla 4.1 Operación en estado estacionario pre-falla, sistema ATHAY3

Identificación de Barra			Tensión en Barra		Generación (+)		Shunt (+)	Carga (-)	
			Módulo (p.u.)	Ángulo (deg)	P (MW)	Q (MVar)	Q (MVar)	P (MW)	Q (p.u.)
#	Nombre	Tipo							
1	BUS 1	PV	1.0000	14.942	249.00	58.00	0	150.00	45.00
2	BUS 2	PV	1.0000	14.986	421.00	72.20	0	100.00	30.00
3	BUS 3	Slack	1.0000	0.000	820.00	305.20	0	1240.00	250.00
Total :					1490.00	435.40	0.00	1490.00	325.00

Dentro de las condiciones iniciales del régimen transitorio, calcularemos la tensión interna transitoria (módulo E_i y ángulo δ_i^0) según las ecuaciones (2.24) y (2.25) usando x'_d de los generadores (forma parte de los datos dinámicos, ver Anexo A), y las potencias (activa y reactiva) y tensiones (módulo y ángulo) en las barras terminales de generación obtenidas de la operación en estado estacionario del sistema pre-falla (ver Tabla 4.1). La potencia mecánica inicial P_{m0} (la cual será mantenida constante durante todo el periodo transitorio) será igual a la potencia activa en la barra terminal de generación del sistema pre-falla (ver Tabla 4.1). En la Tabla 4.2 son mostrados estos resultados.

Tabla 4.2 Condiciones iniciales del régimen transitorio, sistema ATHAY3

Identificación de Generador			Tensión Interna Transitoria $E_i \angle \delta_i^0$			Potencia Mecánica P_{mi} (p.u.)
			Módulo (p.u.)	Ángulo		
i	# Barra	Nombre		(p.u.)	(deg)	(rad)
1	1	BUS 1	1.0736	26.72	0.4663	2.490
2	2	BUS 2	1.0573	26.47	0.4620	4.210
3	3	BUS 3	1.0530	6.71	0.1171	8.200
Total :						14.900

Los casos de estudio de estabilidad transitoria son definidos de igual forma que la referencia [3], así tenemos:

i) Caso 1

- Evento 1 en $t = 0$: Se produce un falla sólida del tipo cortocircuito trifásico a tierra en la barra 1, con impedancia de falla despreciable ($r_f = 0, x_f = 0$).
- Evento 2 en $t = t_{cl}$: Eliminación de la falla sólida en la barra 1, con $t_{cl1} = 0.20$ s. y $t_{cl2} = 0.21$ s.

ii) Caso 2

- Evento 1 en $t = 0$: Se produce un falla sólida del tipo cortocircuito trifásico a tierra en la barra 2, con impedancia de falla despreciable ($r_f = 0, x_f = 0$).
- Evento 2 en $t = t_{cl}$: Eliminación de la falla sólida en la barra 2, con $t_{cl1} = 0.20$ s. y $t_{cl2} = 0.21$ s.

Las matrices de admitancia reducida \mathbf{Y}_{red} para los sistemas pre-falla, durante la falla y post-falla son calculadas según el procedimiento descrito anteriormente en las ecuaciones (2.26)-(2.31). Para esto utilizaremos la matriz \mathbf{Y}_{barra} original del sistema pre-falla (formado como parte del proceso de flujo de potencia), x'_d de los generadores (ver Anexo A), y las potencias (activa y reactiva) y módulo de las tensiones en las barras de carga obtenidos de la operación de estado estacionario pre-falla (ver Tabla 4.1). Al hacer la reducción a nodos internos de los generadores obtenemos las siguientes matrices:

$$\mathbf{Y}_{red\ pre-falla} = \mathbf{Y}_{red\ post-falla} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} 1 & 2 & 3 \\ \hline 0.6512 - j4.0176 & 0.1651 + j1.0533 & 0.5951 + j2.3641 \\ 0.1651 + j1.0533 & 0.4916 - j7.7883 & 1.1559 + j6.0228 \\ 0.5951 + j2.3641 & 1.1559 + j6.0228 & 8.6026 - j12.3444 \\ \hline \end{array} \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} \end{array}$$

$$\mathbf{Y}_{red\ en\ falla\ (caso\ 1)} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} 1 & 2 & 3 \\ \hline 0.0000 - j11.3636 & 0.0000 - j0.0000 & 0.0000 - j0.0000 \\ 0.0000 - j0.0000 & 0.4575 - j7.9386 & 1.0472 + j5.6876 \\ 0.0000 - j0.0000 & 1.0472 + j5.6876 & 8.2852 - j13.0851 \\ \hline \end{array} \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} \end{array}$$

$$\mathbf{Y}_{red\ en\ falla\ (caso\ 2)} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} 1 & 2 & 3 \\ \hline 0.6263 - j4.1073 & 0.0000 - j0.0000 & 0.4345 + j1.8537 \\ 0.0000 - j0.0000 & 0.0000 - j20.0000 & 0.0000 - j0.0000 \\ 0.4345 + j1.8537 & 0.0000 - j0.0000 & 7.5792 - j15.2466 \\ \hline \end{array} \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} \end{array}$$

$\mathbf{Y}_{red\ pre-falla}$ será la misma para todos los casos. Para el caso 1, $\mathbf{Y}_{red\ en\ falla}$ muestra una red equivalente sin conexiones entre el nodo interno 1 y los demás nodos internos (valor de cero de las admitancias equivalentes de conexión), esto debido a que la barra 1 fue conectada sólidamente a tierra separando el sistema en dos (un subsistema formado por el

nodo interno 1 con una única admitancia en paralelo correspondiente a x'_d del generador 1, y otro subsistema formado por los demás nodos internos). Análogamente ocurre para el caso 2. $\mathbf{Y}_{\text{red post-falla}}$ será la misma para todos los casos e igual a $\mathbf{Y}_{\text{red pre falla}}$, esto último debido a que es eliminada la conexión sólida a tierra y por consiguiente el sistema retorna a los valores de la red original.

b) Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo

Se resuelve el sistema EDO mostrado en (2.35), para esto usaremos H_i de los generadores (forma parte de los datos dinámicos, ver Anexo A), una frecuencia nominal síncrona de 60 Hz ($\omega_s = 2\pi \times 60 = 377$ rad/s), con amortiguamiento despreciable $D_i = 0$ en los generadores, con P_{mi} y E_i calculado en las condiciones iniciales (ver Tabla 4.2), G_{ij} y B_{ij} son los componentes real e imaginario i, j de la matriz \mathbf{Y}_{red} para los sistemas en falla y post-falla. C_{ij} y D_{ij} son calculados a partir de los datos anteriores.

Durante $0 < t \leq t_{cl}$ (periodo de falla), la simulación numérica comienza con los valores iniciales δ_i^0 calculados en las condiciones iniciales (ver Tabla 4.2) y $\omega_i^0 = \omega_s = 377$ rad/s (se supone que en estado estacionario las frecuencias de todos los generadores se mantienen al valor nominal síncrono), así se resuelven las ecuaciones (2.35) tomando en cuenta las admitancias equivalentes de $\mathbf{Y}_{\text{red en falla}}$. Durante $t_{cl} < t \leq t_{\text{max}}$ (periodo post-falla), la simulación numérica comienza con los valores finales de δ_i y ω_i del periodo de falla, se resuelven las ecuaciones (2.35) toman en cuenta las admitancias equivalentes de $\mathbf{Y}_{\text{red post-falla}}$. El tiempo máximo de simulación t_{max} es definido en 2 segundos.

Para el caso 1 (falla en barra 1), los resultados de la simulación numérica en el dominio del tiempo para $t_{cl1} = 0.20$ s. y $t_{cl2} = 0.21$ s. son mostrados en la Figura 4.5 y 4.6, respectivamente. En las curvas de oscilación anteriores, δ_i y ω_i fueron colocados en valores relativos al COI (centro de inercia). Para $t_{cl1} = 0.20$ s. el sistema es calificado de “estable” debido a que los ángulos relativos no divergen, además los ángulos se mantienen oscilando como consecuencia de haber despreciado el amortiguamiento. Para $t_{cl2} = 0.21$ s. el sistema es calificado de “inestable” debido a que el ángulo relativo del generador 1 diverge, además se observa que el generador 1 oscila con respecto al grupo de generadores

2 y 3, los cuales se mantienen en coherencia (oscilando en una misma razón de incremento).

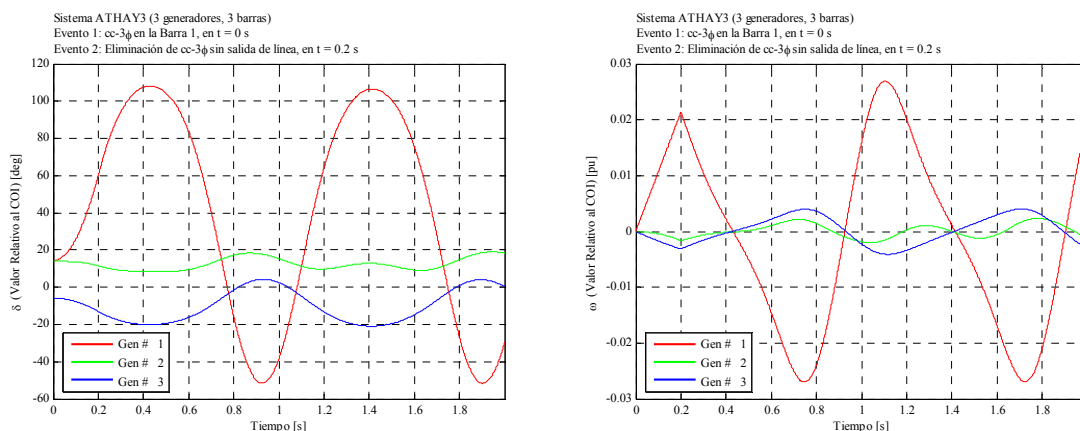


Figura 4.5 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 1 con $t_{cl1} = 0.20 \text{ s.}$, sistema ATHAY3

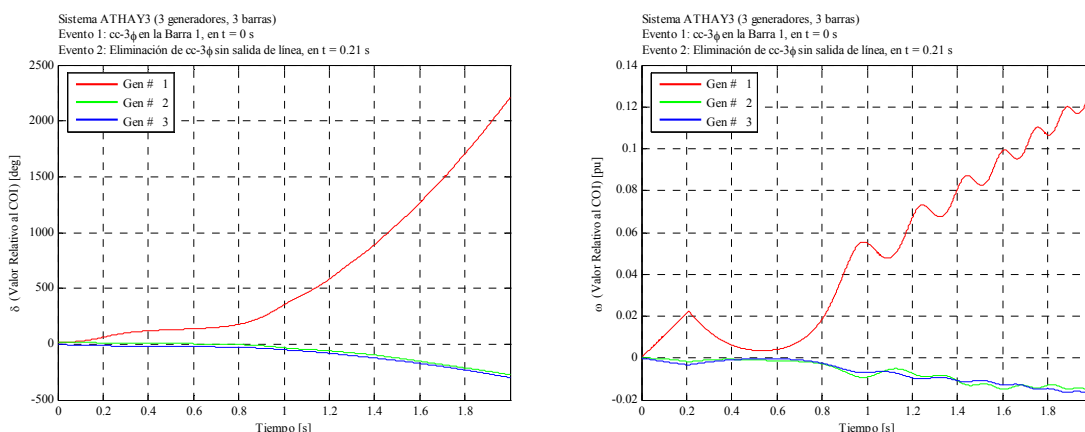


Figura 4.6 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 1 con $t_{cl2} = 0.21 \text{ s.}$, sistema ATHAY3

Para el caso 2 (falla en barra 2), los resultados para $t_{cl1} = 0.20 \text{ s.}$ y $t_{cl2} = 0.21 \text{ s.}$ son mostrados en la Figura 4.7 y 4.8, respectivamente. Para $t_{cl1} = 0.20 \text{ s.}$ el sistema es calificado de “estable”. Para $t_{cl2} = 0.21 \text{ s.}$ el sistema es calificado de “inestable” y ahora el generador 2 oscila con respecto al grupo coherente de generadores 1 y 3.

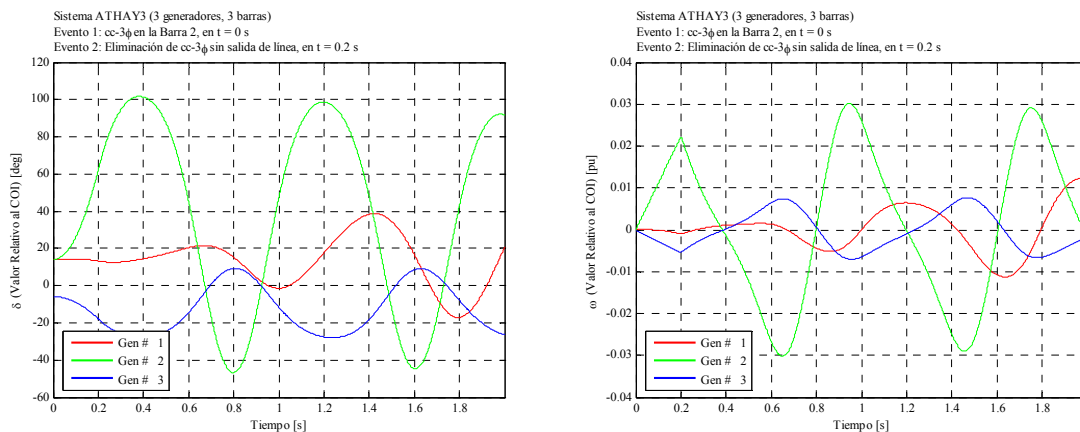


Figura 4.7 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 2 con $t_{cl1} = 0.20$ s., sistema ATHAY3

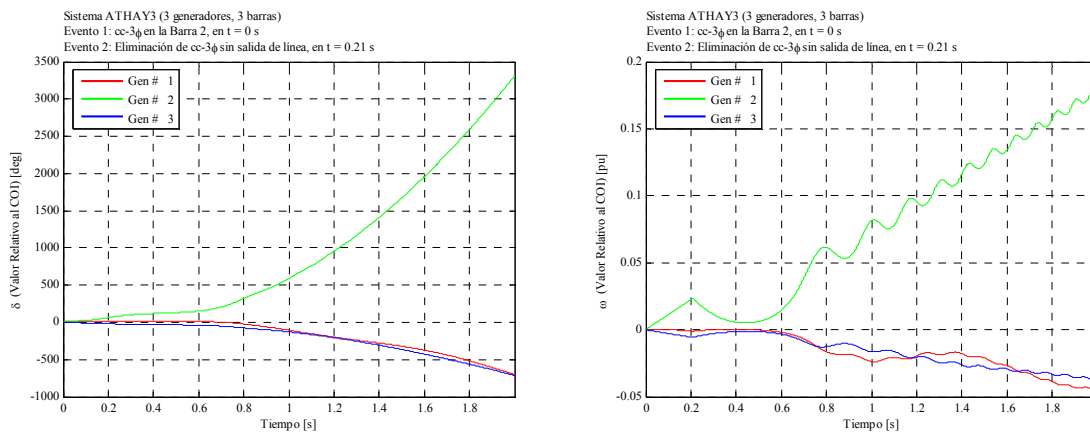


Figura 4.8 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 2 con $t_{cl2} = 0.21$ s., sistema ATHAY3

c) Cálculo del Tiempo Crítico de Eliminación

Para el cálculo del tiempo crítico de eliminación t_{cr} se realizaron simulaciones en el dominio del tiempo con tiempos eliminación desde $t_{cl1} = 0.20$ s. hasta $t_{cl2} = 0.21$ s., incremento el tiempo con un paso de 0.001 s, en los dos casos. En todo este proceso se observa cuando el sistema deja de ser estable.

Los resultados para el caso 1 son mostrados en la Figura 4.9, los ángulos fueron colocados en valores relativos al COI (centro de inercia), de aquí podemos ver que el tiempo crítico t_{cr} está entre 0.208 (estable) – 0.209 (inestable).

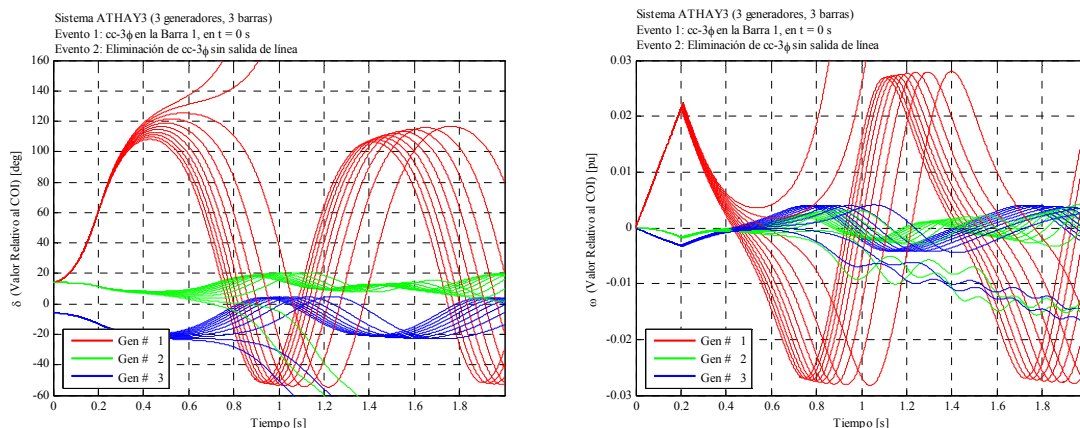


Figura 4.9 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 1 desde $t_{cl1} = 0.20$ s. hasta $t_{cl2} = 0.21$ s., paso de 0.001 s., sistema ATHAY3

Los resultados para el caso 2 son mostrados en la Figura 4.10, los ángulos fueron colocados en valores relativos al COI (centro de inercia), de aquí podemos ver que el tiempo crítico t_{cr} está entre 0.207 (estable) – 0.208 (inestable).

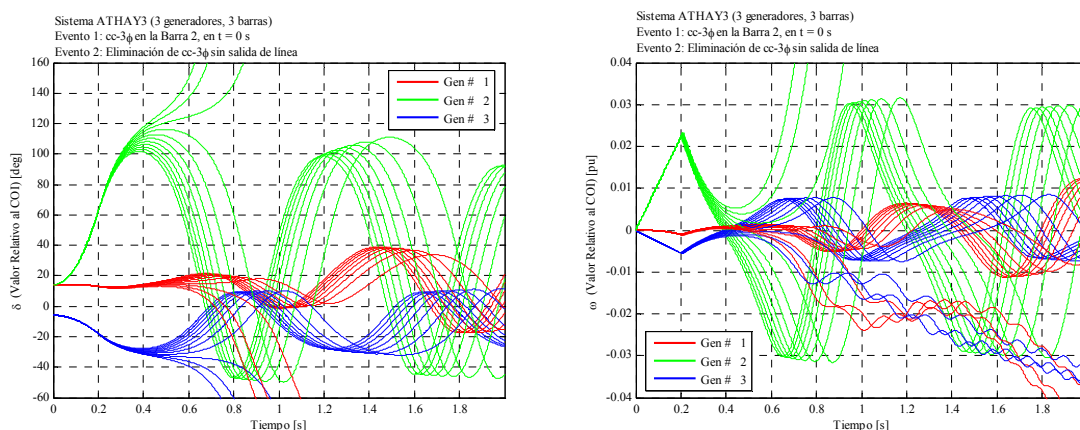


Figura 4.10 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 2 desde $t_{cl1} = 0.20$ s. hasta $t_{cl2} = 0.21$ s., paso de 0.001 s., sistema ATHAY3

4.3.2 Sistema WSCC3 (3 generadores, 9 barras)

a) Preparación de Datos y Cálculos Preliminares

Como parte de los resultados del flujo de potencia, en la Tabla 4.3 es mostrada la operación en estado estacionario pre-falla del sistema. También en la Tabla 4.4 son mostradas las condiciones iniciales del régimen transitorio.

Tabla 4.3 Operación en estado estacionario pre-falla, sistema WSCC3

Identificación de Barra			Tensión en Barra		Generación (+)		Shunt (+)	Carga (-)	
			Módulo (p.u.)	Ángulo (deg)	P (MW)	Q (MVar)	Q (MVar)	P (MW)	Q (p.u.)
#	Nombre	Tipo							
1	BUS 1	SL	1.0400	0.00	71.64	27.05	0	0.00	0.00
2	BUS 2	PV	1.0250	9.28	163.00	6.65	0	0.00	0.00
3	BUS 3	PV	1.0250	4.67	85.00	-10.86	0	0.00	0.00
4	BUS 4	PQ	1.0258	-2.22	0.00	0.00	0	0.00	0.00
5	BUS 5	PQ	0.9956	-3.99	0.00	0.00	0	125.00	50.00
6	BUS 6	PQ	1.0127	-3.69	0.00	0.00	0	90.00	30.00
7	BUS 7	PQ	1.0258	3.72	0.00	0.00	0	0.00	0.00
8	BUS 8	PQ	1.0159	0.73	0.00	0.00	0	100.00	35.00
9	BUS 9	PQ	1.0324	1.97	0.00	0.00	0	0.00	0.00
Total :					319.64	22.84	0.00	315.00	115.00

Tabla 4.4 Condiciones iniciales del régimen transitorio, sistema WSCC3

Identificación de Generador			Tensión Interna Transitoria $E_i \angle \delta_i^0$			Potencia Mecánica P_{mi} (p.u.)
			Módulo (p.u.)	Ángulo		
i	# Barra	Nombre		(p.u.)	(deg)	(rad)
1	1	BUS 1	1.0566	2.27	0.0396	0.716
2	2	BUS 2	1.0502	19.73	0.3444	1.630
3	3	BUS 3	1.0170	13.17	0.2298	0.850
Total :						3.196

Se definirá solo un caso de estudio de estabilidad transitoria de acuerdo a la referencia [19], así se tiene:

- Evento 1 en $t = 0$: Se produce un falla del tipo cortocircuito trifásico a tierra en la línea ubicada las barras 5–7 próxima a la barra 7, con impedancia de falla despreciable ($r_f = 0, x_f = 0$).
- Evento 2 en $t = t_{cl}$: Eliminación de la falla al abrir la línea 5–7, con $t_{cl} = 0.0833$ s. (5 ciclos).

Las matrices de admitancia reducida \mathbf{Y}_{red} para los sistemas pre-falla, durante la falla y post-falla serán mostradas a continuación:

$$\mathbf{Y}_{red \text{ pre-falla}} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} & 1 & 2 & 3 \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} & \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0.8455 - j2.9883 & 0.2871 + j1.5129 & 0.2096 + j1.2256 \\ \hline 0.2871 + j1.5129 & 0.4200 - j2.7239 & 0.2133 + j1.0879 \\ \hline 0.2096 + j1.2256 & 0.2133 + j1.0879 & 0.2770 - j2.3681 \\ \hline \end{array} & \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} \end{array} \\ \\ \\
 \mathbf{Y}_{red \text{ en falla}} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} & 1 & 2 & 3 \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} & \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0.6568 - j3.8160 & 0.0000 - j0.0000 & 0.0701 + j0.6306 \\ \hline 0.0000 - j0.0000 & 0.0000 - j5.4855 & 0.0000 - j0.0000 \\ \hline 0.0701 + j0.6306 & 0.0000 - j0.0000 & 0.1740 - j2.7959 \\ \hline \end{array} & \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} \end{array} \\ \\ \\
 \mathbf{Y}_{red \text{ post-falla}} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} & 1 & 2 & 3 \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} & \begin{array}{|c|c|c|} \hline 1.1814 - j2.2288 & 0.1376 + j0.7264 & 0.1910 + j1.0794 \\ \hline 0.1376 + j0.7264 & 0.3886 - j1.9526 & 0.1988 + j1.2293 \\ \hline 0.1910 + j1.0794 & 0.1988 + j1.2293 & 0.2727 - j2.3423 \\ \hline \end{array} & \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} \end{array}
 \end{array}$$

$Y_{\text{red en falla}}$ es una red equivalente sin conexiones entre el nodo interno 2 y los demás nodos internos, debido que la barra 7 fue conectada a tierra separando el sistema en dos subsistemas. $Y_{\text{red post-falla}}$ es la red equivalente al eliminar la línea 5–7 en la red original.

b) Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo

Para la simulación numérica es usada una frecuencia nominal síncrona de 60 Hz ($\omega_s = 2\pi \times 60 = 377$ rad/s), con amortiguamiento despreciable $D_i = 0$ en los generadores. El tiempo máximo de simulación t_{max} es definido en 2 segundos. En la Figura 4.11 son mostrados los resultados de la simulación numérica en el dominio del tiempo.

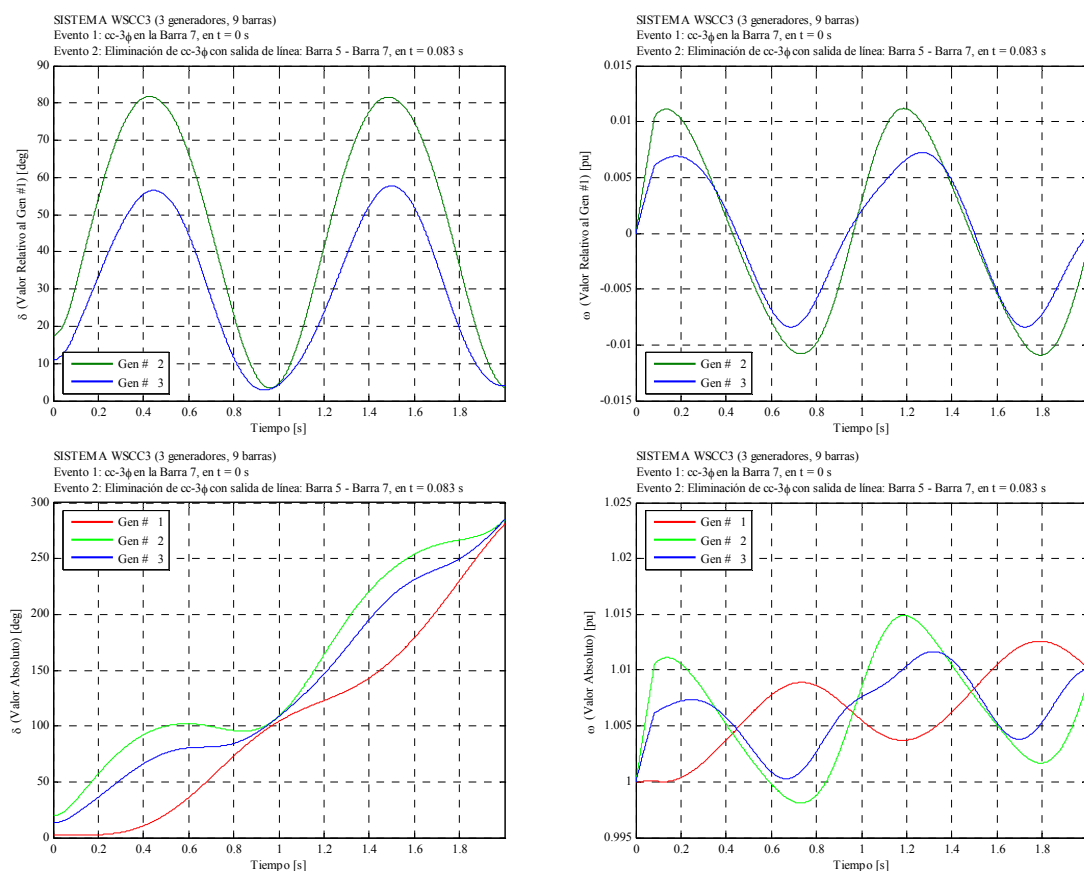


Figura 4.11 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, con $t_{cl} = 0.0833$ s. (5 ciclos), sistema WSCC3

En las curvas de oscilación mostradas, δ_i y ω_i fueron colocados en valores relativos al generador 1 (barra 1) y en valores absolutos para su fácil comparación con la referencia [19]. Para $t_{cl} = 0.0833$ s. (5 ciclos) el sistema es calificado de “estable” debido a que los ángulos relativos no divergen, además los ángulos se mantienen oscilando como consecuencia de haber despreciado el amortiguamiento.

c) Cálculo del Tiempo Crítico de Eliminación

Para el cálculo del tiempo crítico de eliminación t_{cr} se realizaron simulaciones en el dominio del tiempo con tiempos eliminación desde $t_{cl1} = 0.10$ s. hasta $t_{cl2} = 0.20$ s., incremento el tiempo con un paso de 0.01 s. Los resultados son mostrados en la Figura 4.12, los ángulos son colocados en valores relativos al COI (centro de inercia), de aquí el tiempo crítico t_{cr} está entre 0.16 (estable) – 0.17 (inestable) s., exactamente t_{cr} es 0.168 s.

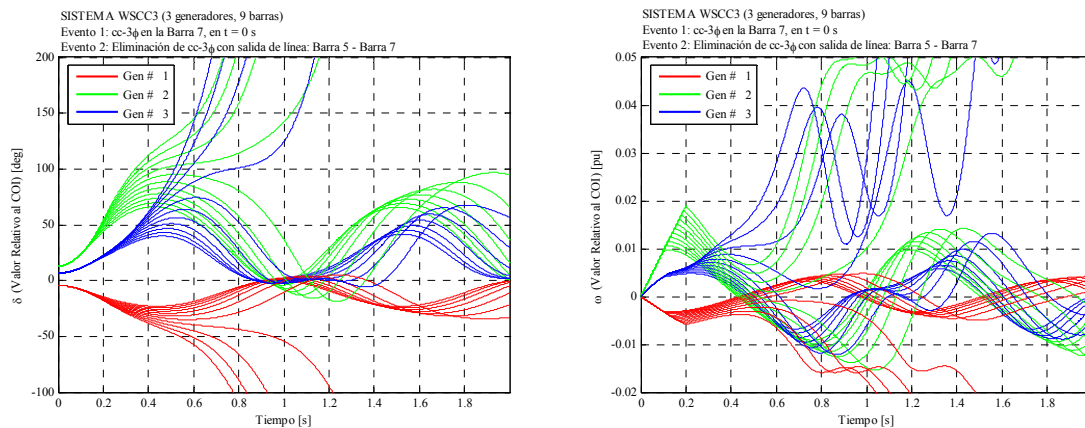


Figura 4.12 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, desde $t_{cl1} = 0.10$ s. hasta $t_{cl2} = 0.20$ s., paso de 0.01 s., sistema WSCC3

4.3.3 Sistema IEEE17 (17 generadores, 162 barras)

a) Preparación de Datos y Cálculos Preliminares

Parte de los resultados del flujo de potencia son mostrados en la Tabla 4.5, solamente para distinguir la operación en estado estacionario pre-falla de las barras de generación. Puede notarse que algunos generadores (barras 3, 15, 27, 124, 126) fueron modelados en el flujo de potencia como barras tipo PQ (potencia constante). En la Tabla 4.6 son mostradas las condiciones iniciales del régimen transitorio.

Comparando las Tablas 4.5 y 4.6 notamos que la generación total de las máquinas síncronas es 17440 MW pero hay una generación neta de 15500 MW, esto debido que algunas barras de carga fueron modeladas con una inyección negativa de potencia.

Tabla 4.5 Operación en estado estacionario pre-falla, sistema IEEE17

Identificación de Barra			Tensión en Barra		Generación (+)		Shunt (+)	Carga (-)	
			Módulo (p.u.)	Ángulo (deg)	P (MW)	Q (MVar)	Q (MVar)	P (MW)	Q (p.u.)
#	Nombre	Tipo							
Total Pérdidas :					MW	MVar			
					162.96	-440.65			
3	STJO712 161	PQ	0.9999	-32.49	2000	0	0	2370	96.9
6	6R1G 22	PV	1.0000	-19.15	794	180.87	0	0	0
15	FTRAD 4 230	PQ	1.0185	-24.52	1500	5.9	0	1420	0
27	WILMRT3 345	PQ	0.9978	-30.39	1500	0	0	1824	57.9
73	NEAL12G 20	PV	1.0000	-18.46	447	85.94	0	0	0
76	NEAL34G 24	PV	1.0000	-16.49	1055	136.18	0	0	0
99	PRARK4G 18	PV	1.0000	-31.41	130.9	5.47	0	0	0
101	MTOW 3G 14	PV	1.0000	-40.09	82	30.4	0	0	0
108	AROL 1G 22	SL	1.0000	-27.69	551.12	155.62	0	0	0
114	C.BL12G 14	PV	1.0000	-23.68	131	22.33	0	0	0
118	DPS 57G 14	PV	1.0000	-34.03	173	59.81	0	0	0
121	C.BL 3G 24	PV	1.0000	-20.10	620	151.03	0	0	0
124	DVNPT 3 345	PQ	1.0089	-31.03	2571	0	0	2000	90.9
125	PALM710 345	PV	1.0200	-29.35	2388	-23.01	0	2000	0
126	PR ILD3 345	PQ	1.0109	-26.59	2467	63.8	0	2000	0
130	FT.CL1G 22	PV	1.0300	-19.35	455	123.24	0	0	0
131	NEBCY1G 18	PV	1.0180	-20.43	575	94.31	0	0	0
Total Sistema:					15550.32	928.05	-194.08	15387.36	1174.62

Tabla 4.6 Condiciones iniciales del régimen transitorio, sistema IEEE17

Identificación de Generador			Tensión Interna Transitoria $E_i \angle \delta_i^0$			Potencia Mecánica P_{mi} (p.u.)
			Módulo (p.u.)	Ángulo		
i	# Barra	Nombre		(p.u.)	(deg)	(rad)
1	3	STJO712 161	1.0031	-27.92	-0.4872	20.000
2	6	6R1G 22	1.1335	-1.33	-0.0231	7.940
3	15	FTRAD 4 230	1.0297	-16.30	-0.2844	15.000
4	27	WILMRT3 345	1.0006	-26.09	-0.4553	15.000
5	73	NEAL12G 20	1.0679	-6.21	-0.1084	4.470
6	76	NEAL34G 24	1.0508	-4.55	-0.0795	10.550
7	99	PRARK4G 18	1.0170	-23.04	-0.4022	1.309
8	101	MTOW 3G 14	1.1241	-26.96	-0.4705	0.820
9	108	AROL 1G 22	1.1227	-12.46	-0.2175	5.511
10	114	C.BL12G 14	1.0651	-11.10	-0.1938	1.310
11	118	DPS 57G 14	1.0781	-24.34	-0.4248	1.730
12	121	C.BL 3G 24	1.0610	-10.10	-0.1764	6.200
13	124	DVNPT 3 345	1.0102	-28.13	-0.4910	25.710
14	125	PALM710 345	1.0206	-26.72	-0.4663	23.880
15	126	PR ILD3 345	1.0181	-21.09	-0.3681	24.670
16	130	FT.CL1G 22	1.1243	-6.66	-0.1163	4.550
17	131	NEBCY1G 18	1.1117	-4.38	-0.0765	5.750
Total :						174.400

Se definirá solo un caso de estudio de estabilidad transitoria de acuerdo a la referencia [33], así tenemos:

- Evento 1 en $t = 0$: Se produce un falla del tipo cortocircuito trifásico a tierra en la línea ubicada las barras 75–9 (barra75: “FT.CL 3 345”, barra 9: “94 3 345”) próxima a la barra 75. En la referencia no es especificada la impedancia de falla así son considerados valores pequeños.

- Evento 2 en $t = t_{cl}$: Eliminación de la falla al abrir la línea 75–9, con $t_{cl} = 0.354$ s.

Las matrices Y_{red} para los sistemas pre-falla, durante la falla y post-falla fueron formadas con la información anterior y por motivos de espacio no serán mostradas

b) Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo

Es usada una frecuencia nominal síncrona de 60 Hz ($\omega_s = 2\pi \times 60 = 377$ rad/s), con amortiguamiento despreciable $D_i = 0$ en los generadores. El tiempo máximo de simulación t_{max} es definido en 1.4 segundos. En la Figura 4.13 son mostrados los resultados de la simulación numérica en el dominio del tiempo.

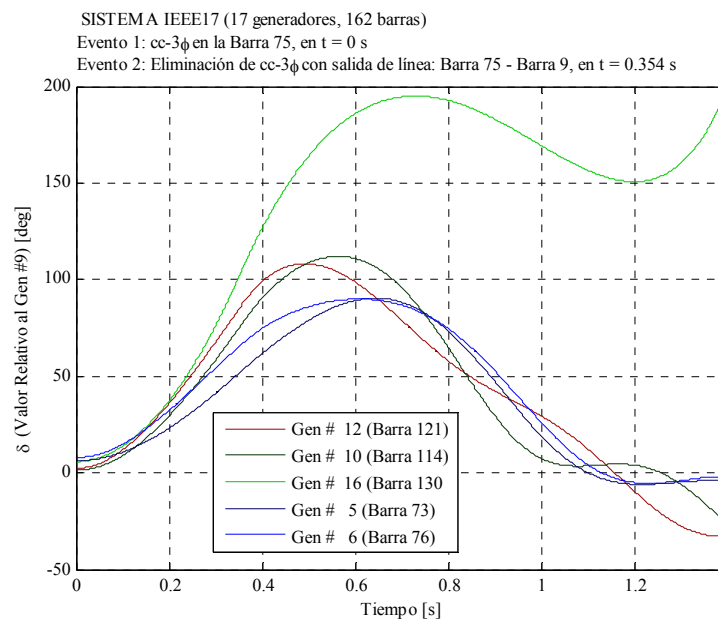


Figura 4.13 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, con $t_{cl} = 0.354$ s., sistema IEEE17

Las curvas de oscilación δ_i y ω_i fueron colocados en valores relativos al generador 9 (barra 108: “AROL 1G 22”) para su fácil comparación con la referencia [33]. En la Figura 4.14 son mostrados los resultados de simulación numérica de la referencia [33], así comprobamos la similitud de resultados y concluimos que el programa computacional implementado en esta tesis responde en forma confiable y precisa a la evaluación de la estabilidad transitoria mediante el simulación numérica en el dominio del tiempo. Para $t_{cl} = 0.354$ s. el sistema es calificado de “inestable” debido a que el ángulo relativo del generador 12 (barra 121) diverge.

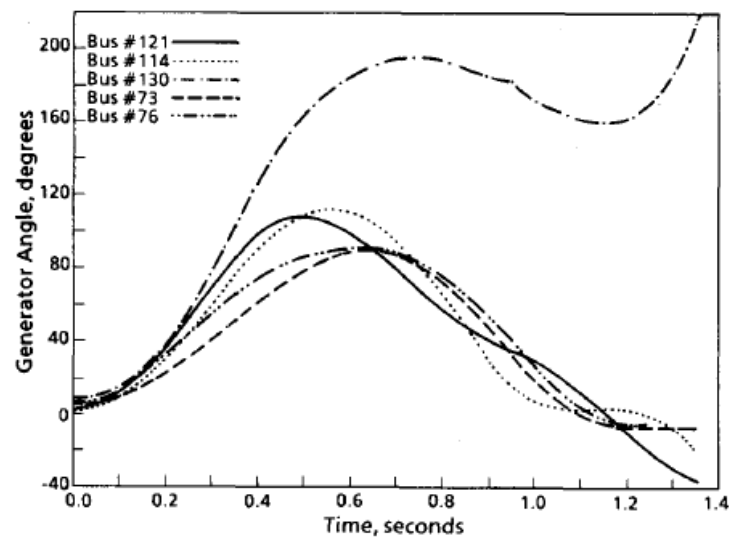


Figura 4.14 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, sistema IEEE17, presentado en la referencia [33]

c) Cálculo del Tiempo Crítico de Eliminación

Para el cálculo del tiempo crítico de eliminación t_{cr} se realizaron simulaciones en el dominio del tiempo con tiempos eliminación desde $t_{cl1} = 0.350$ s. hasta $t_{cl2} = 0.354$ s., incremento el tiempo con un paso de 0.001 s. Los resultados son mostrados en la Figura 4.15, los ángulos fueron colocados en valores relativos al COI (centro de inercia), de aquí el tiempo crítico t_{cr} está entre 0.353 (estable) – 0.354 (inestable).

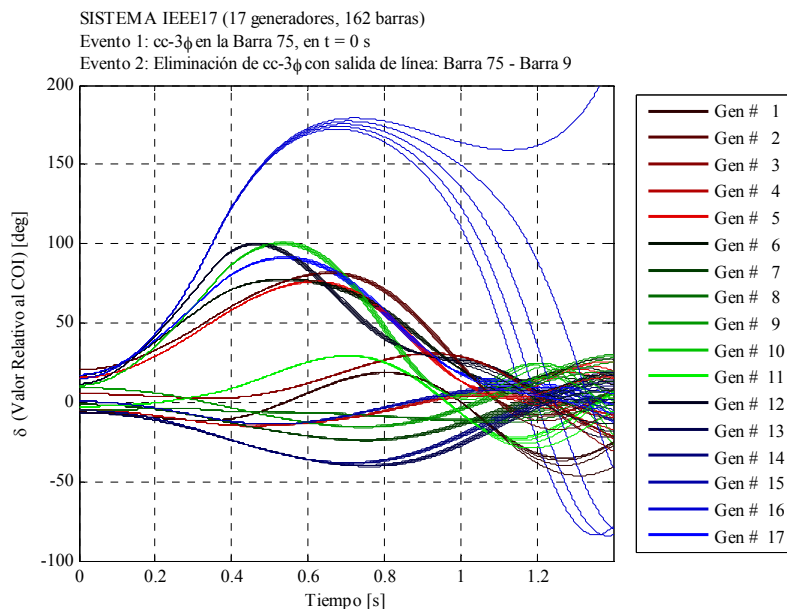


Figura 4.15 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, desde $t_{cl1} = 0.350$ s. hasta $t_{cl2} = 0.354$ s., paso de 0.001 s., sistema IEEE17

4.4 Comportamiento de las Funciones de Energía Transitoria

Se realiza un breve análisis del comportamiento de las funciones de energía transitoria en sistemas de prueba, esto permite introducirnos al problema de los métodos directos basados en las funciones de energía. Se calculan los puntos de equilibrio estable de los sistemas pre-falla y post-falla. Se muestran las energías potencial y cinética de los casos estable e inestable en los sistemas de prueba usados anteriormente.

4.4.1 Sistema ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)

a) Puntos de Equilibrio Estable

Para el análisis de las funciones de energía transitoria es necesario del cálculo de los puntos de equilibrio estable. El SEP pre-falla θ^0 se obtiene directamente al transformar las condiciones iniciales del sistema δ_i^0 (ver sección anterior) a la referencia del COI, según las ecuaciones (3.21). El SEP post-falla θ^s se obtiene al resolver la ecuación (3.26) según el procedimiento del Anexo B. En la Tabla 4.7 son mostrados estos resultados. Los sistemas pre-falla y post-falla son idénticos debido a que la falla es aplicada en la gbarra y al removerla no altera la red eléctrica original, entonces los SEPs serán iguales.

Tabla 4.7 Puntos de equilibrio estable de los sistemas pre-falla y post-falla, sistema ATHAY3

Identificación de Generador		Punto de Equilibrio Estable (SEP)			
		Pre-falla		Post-falla	
i	# Barra	(rad)	θ_i^0 (deg)	(rad)	θ_i^s (deg)
1	1	0.2470	14.17	0.2470	14.17
2	2	0.2430	13.92	0.2430	13.92
3	3	-0.1020	-5.84	-0.1020	-5.84

Es importante resaltar que en todo punto de equilibrio (estable o inestable) se cumple que $\omega_i = \omega_s$ y $\omega_0 = \omega_s$, así $\tilde{\omega}^0 = \tilde{\omega}^s = \mathbf{0}$.

b) Energías Transitorias

Primero, son calculados los valores de los ángulos y velocidades relativos al COI, de todas las máquinas, en todo el régimen transitorio a partir de los resultados de la simulación numérica en el dominio del tiempo realizada la sección 4.3. Las energías transitorias (cinética y potencial) en función el tiempo son determinadas a partir de la substitución de estos ángulos y velocidades en la ecuación (3.30), llevando en cuenta el SEP post-falla θ^s calculado anteriormente.

En las Figuras 4.16 y 4.17 son mostradas las energías transitorias del caso 1 (falla en barra 1) para $t_{cl1} = 0.20$ s. y $t_{cl2} = 0.21$ s., respectivamente. Se observa que en el periodo

durante la falla, ambas energías (cinética y potencial) incrementan en su valor hasta t_{cl} . En el periodo post-falla la energía total se mantiene constante debido a que el sistema es conservativo (amortiguamiento despreciable).

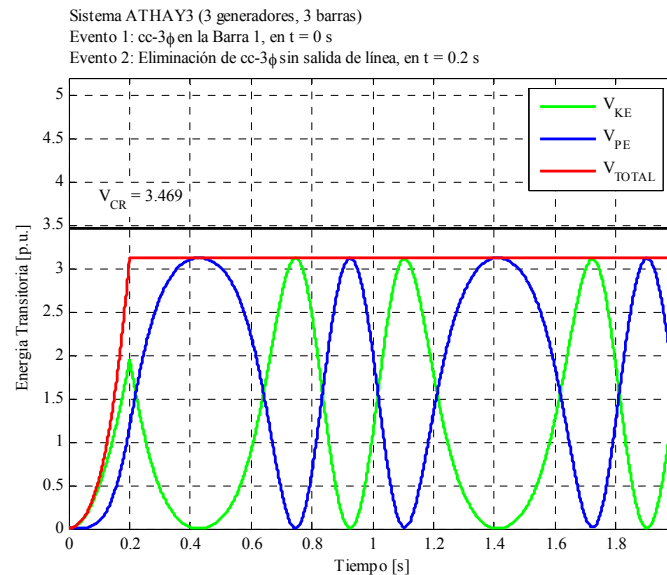


Figura 4.16 Energías transitorias, caso 1, para $t_{cl1} = 0.20$ s., sistema ATHAY3

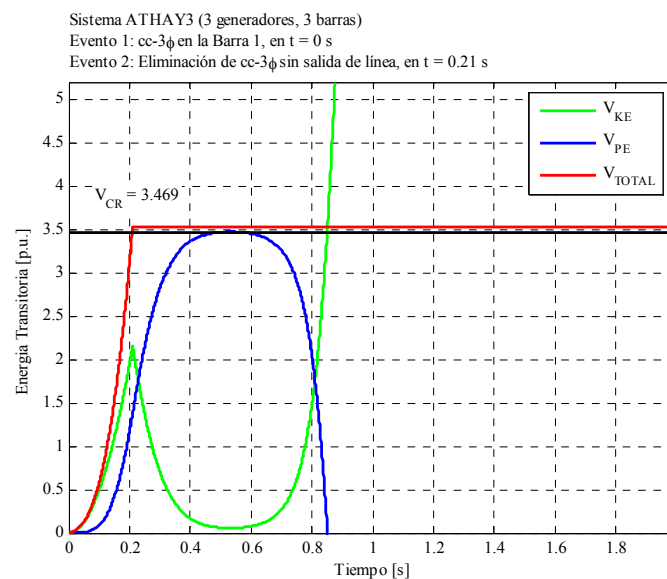


Figura 4.17 Energías transitorias, caso 1, para $t_{cl2} = 0.21$ s., sistema ATHAY3

Para $t_{cl1} = 0.20$ s., se observa que la energía total en el instante de eliminación de la falla es menor que la energía crítica $V_{cr} = 3.469$ p.u. (energía crítica obtenida del método PEBS), así el sistema es calificado de estable. Para $t_{cl2} = 0.21$ s., se observa que la energía

total es mayor que $V_{cr} = 3.469$ p.u., así el sistema es calificado de inestable. Para este caso la energía cinética aumenta indefinidamente provocando la pérdida de sincronismo.

En las Figuras 4.18 y 4.19 son mostradas las energías transitorias del caso 2 (falla en barra 2) para un $t_{cl1} = 0.20$ s. y $t_{cl2} = 0.21$ s., respectivamente. La energía crítica es $V_{cr} = 7.057$ p.u., como consecuencia para $t_{cl1} = 0.20$ s. el sistema es calificado estable y para $t_{cl2} = 0.21$ s. de inestable.

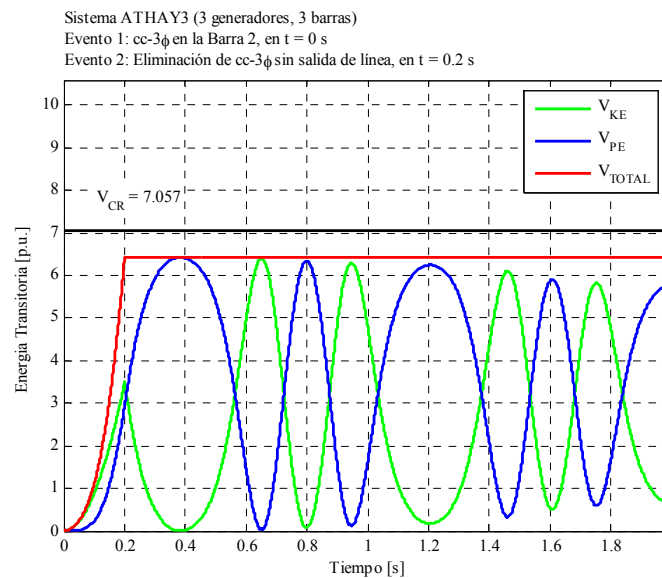


Figura 4.18 Energías transitorias, caso 2, para $t_{cl1} = 0.20$ s., sistema ATHAY3

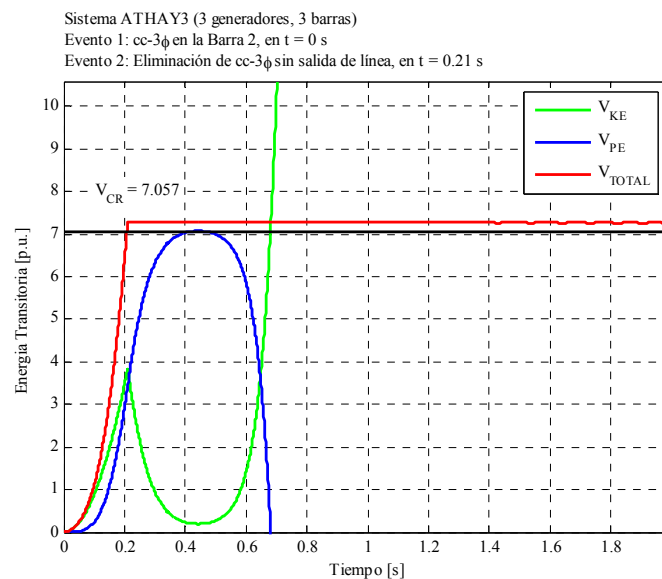


Figura 4.19 Energías transitorias, caso 2, para $t_{cl2} = 0.21$ s., sistema ATHAY3

4.4.2 Sistema WSCC3 (3 generadores, 9 barras)

a) Puntos de Equilibrio Estable

En la Tabla 4.8 son mostrados estos resultados. Los sistemas pre-falla y post-falla son distintos debido a que la falla es aplicada en la línea 5-7 (próxima a la barra 7) y al removerla altera la red eléctrica original, entonces los SEPs serán diferentes.

Tabla 4.8 Puntos de equilibrio estable de los sistemas pre-falla y post-falla, sistema WSCC3

Identificación de Generador		Punto de Equilibrio Estable (SEP)			
i	# Barra	Pre-falla	θ_i^0	Post-falla	θ_i^s
		(rad)	(deg)	(rad)	(deg)
1	1	-0.0760	-4.37	-0.1750	-10.04
2	2	0.2280	13.09	0.5220	29.91
3	3	0.1140	6.52	0.2660	15.25

b) Energías Transitorias

En las Figuras 4.20 y 4.21 son mostradas las energías transitorias para una falla en la línea 5-7 próxima a la barra 7, con eliminación de la línea en $t_{cl1} = 0.16$ s. y $t_{cl2} = 0.17$ s., respectivamente. En el periodo post-falla la energía total se mantiene constante debido que se supone un sistema conservativo (amortiguamiento despreciable). Para $t_{cl1} = 0.16$ s., se observa que la energía total en el instante de eliminación de la falla es menor que la energía crítica $V_{cr} = 0.908$ p.u. (calculado en forma exacta), así el sistema es calificado de estable. Para $t_{cl2} = 0.17$ s., observamos que la energía total en el instante de eliminación de la falla es mayor que $V_{cr} = 0.908$ p.u., así el sistema es calificado de inestable.

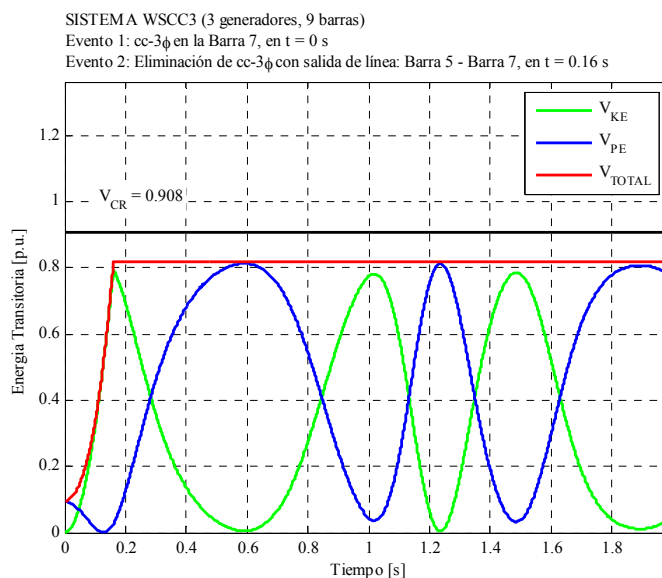


Figura 4.20 Energías transitorias, para $t_{cl1} = 0.16$ s., sistema WSCC3

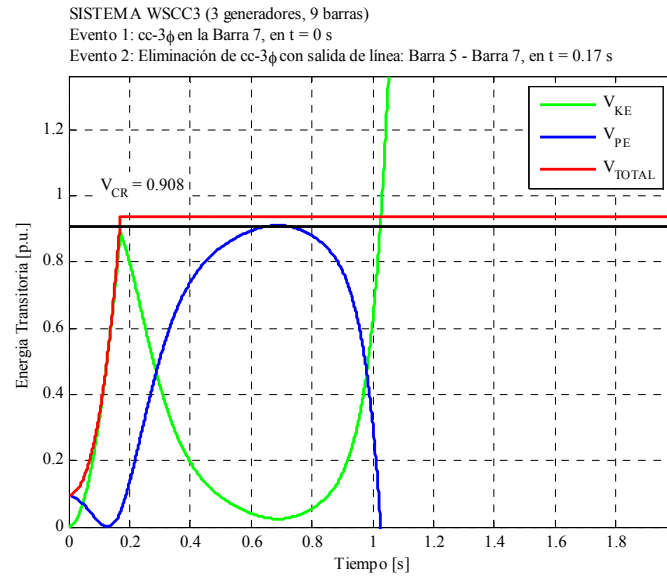


Figura 4.21 Energías transitorias, para $t_{cl2} = 0.17$ s., sistema WSCC3

Ahora se considera un sistema con constantes de amortiguamiento de D'_i en 1 p.u.. En las Figuras 4.22 y 4.23 son mostradas las energías transitorias para $t_{cl1} = 0.16$ s. y $t_{cl2} = 0.17$ s., respectivamente. En el periodo post-falla la energía total no se mantiene constante debido a que se supone un sistema no conservativo (con amortiguamiento). Para $t_{cl2} = 0.17$ s. el sistema con amortiguamiento recobra la estabilidad (para el caso sin amortiguamiento fue inestable), de aquí un nuevo V_{cr} debe ser calculado. En adelante será usado en el análisis solo sistemas conservativos (con amortiguamiento despreciable)

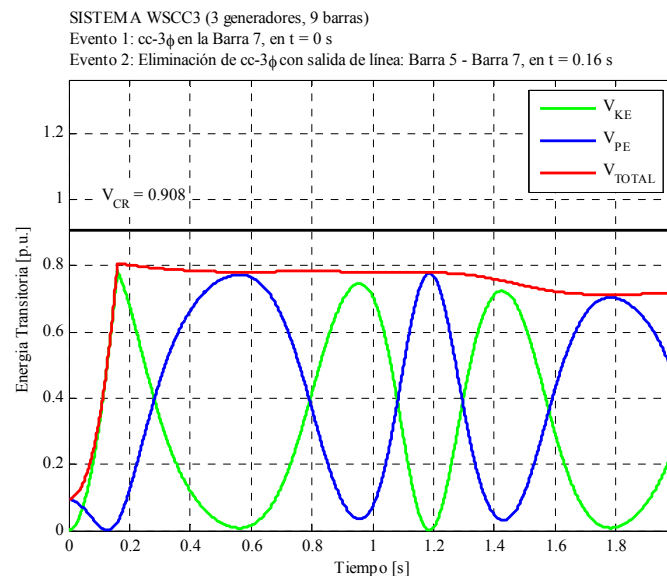


Figura 4.22 Energías transitorias, para $t_{cl1} = 0.16$ s., con amortiguamiento $D'_i = 1$ p.u., sistema WSCC3

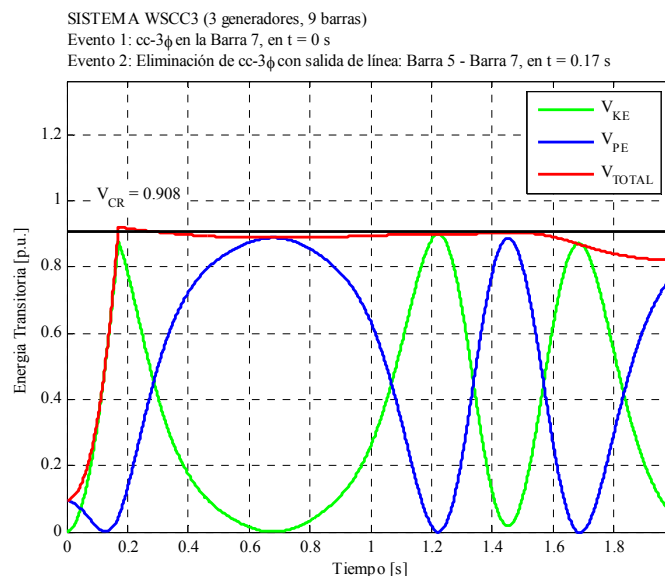


Figura 4.23 Energías transitorias, para $t_{cl2} = 0.17$ s., con amortiguamiento $D_i^l = 1$ p.u., sistema WSCC3

4.4.3 Sistema IEEE17 (17 generadores, 162 barras)

a) Puntos de Equilibrio Estable

En la Tabla 4.9 son mostrados estos resultados. Los sistemas pre-falla y post-falla son distintos debido a que la falla es aplicada en la línea 75-9 (próxima a la barra 75) y al removerla altera la red eléctrica original, entonces los SEPs serán diferentes.

Tabla 4.9 Puntos de equilibrio estable de los sistemas pre-falla y post-falla, sistema IEEE17

Identificación de Generador		Punto de Equilibrio Estable (SEP)			
i	# Barra	Pre-falla (rad)	θ_i^0 (deg)	Post-falla (rad)	θ_i^s (deg)
1	3	-0.1090	-6.26	-0.1150	-6.61
2	6	0.3550	20.33	0.3500	20.03
3	15	0.0940	5.36	0.0820	4.68
4	27	-0.0770	-4.43	-0.0760	-4.33
5	73	0.2700	15.44	0.2880	16.49
6	76	0.2980	17.10	0.3230	18.50
7	99	-0.0240	-1.39	-0.0250	-1.43
8	101	-0.0930	-5.30	-0.0890	-5.12
9	108	0.1600	9.19	0.1590	9.12
10	114	0.1840	10.55	0.2040	11.68
11	118	-0.0470	-2.68	-0.0400	-2.30
12	121	0.2020	11.55	0.2220	12.74
13	124	-0.1130	-6.48	-0.1160	-6.65
14	125	-0.0880	-5.06	-0.0930	-5.32
15	126	0.0100	0.56	0.0090	0.52
16	130	0.2620	14.99	0.3080	17.67
17	131	0.3010	17.27	0.3090	17.71

b) Energías Transitorias

En las Figuras 4.24 y 4.25 son mostradas las energías transitorias para una falla en la línea 75-9 próxima a la barra 75, con eliminación de la línea en $t_{cl1} = 0.353$ s. y

$t_{cl2} = 0.354 \text{ s.}$, respectivamente. Para $t_{cl1} = 0.353 \text{ s.}$, se observa que la energía total en el instante de eliminación de la falla es menor que la energía crítica $V_{cr} = 28.3 \text{ p.u.}$ (calculado en forma aproximada), así el sistema es calificado de estable. Para $t_{cl2} = 0.354 \text{ s.}$, observamos que la energía total en el instante de eliminación de la falla es mayor que $V_{cr} = 28.3 \text{ p.u.}$, así el sistema es calificado de inestable. La energía cinética diverge a partir de 1.5 s.

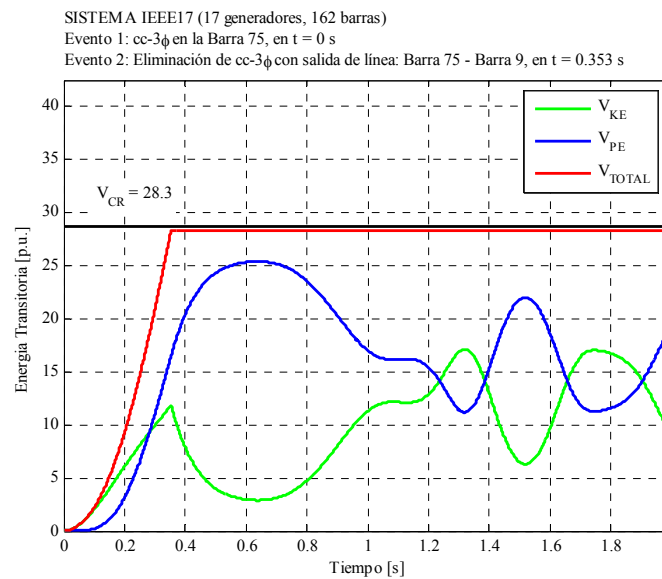


Figura 4.24 Energías transitorias, para $t_{cl1} = 0.353 \text{ s.}$, sistema IEEE17

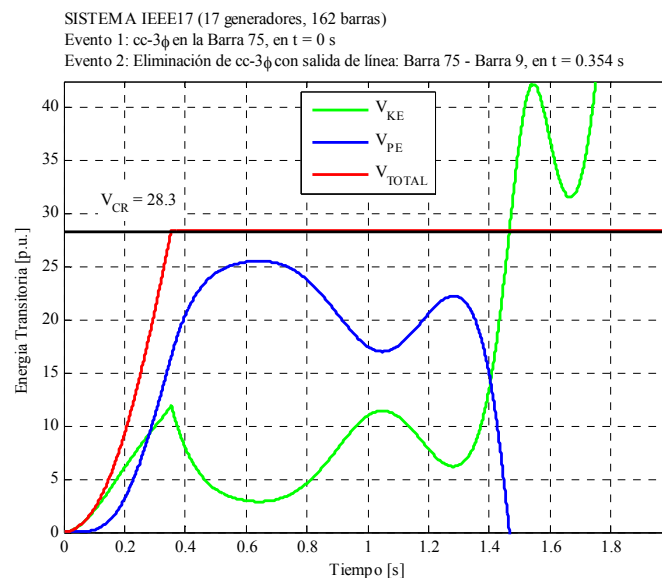


Figura 4.25 Energías transitorias, para $t_{cl2} = 0.354 \text{ s.}$, sistema IEEE17

4.5 Análisis de la Estabilidad Transitoria mediante Métodos Directos basados en la Función de Energía Transitoria

Como lo expuesto en el Capítulo III, el método PEBS es uno de los métodos directos basados en la FET más utilizados, así en esta sección se centra el análisis de estabilidad transitoria aplicando directamente el método PEBS en los sistemas de prueba anteriormente estudiados. Para mostrar los resultados se calculará la energía crítica aproximada $V_{cr-PEBS}$, el tiempo crítico t_{cr} y margen de energía asociada a cada falla ΔMET . Se comparan los tiempos críticos alcanzados por esta técnica con los obtenidos por simulación numérica.

4.5.1 Sistema ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)

a) Método PEBS

Aplicamos el método PEBS de acuerdo al procedimiento del Capítulo III (ver sección 3.6.2). Antes se calcula el SEP post-falla y la trayectoria del sistema de falla sostenida obtenida de la simulación numérica en el dominio del tiempo. Se monitorea el valor de V_{PE} y al momento que alcanza su máximo valor V_{PE}^{\max} detenemos el análisis, concluyendo en que $V_{cr} \approx V_{cr-PEBS} = V_{PE}^{\max}$, la energía crítica es aproximada al valor máximo alcanzado por la energía potencial, es decir, al valor de energía en el punto de cruce del PEBS.

En la Figura 4.26 y 4.27 se muestran las energías total y potencial del periodo de falla sostenida para los casos 1 y 2, respectivamente.

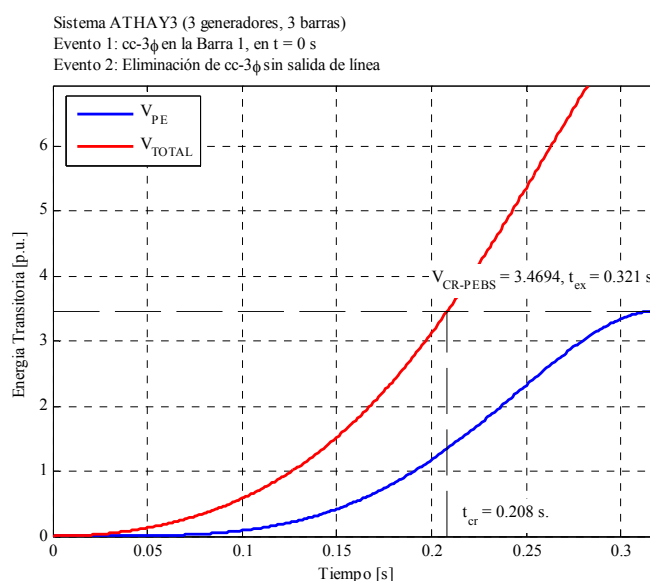


Figura 4.26 Energía total y potencial para el periodo de falla sostenida, caso 1, sistema ATHAY3

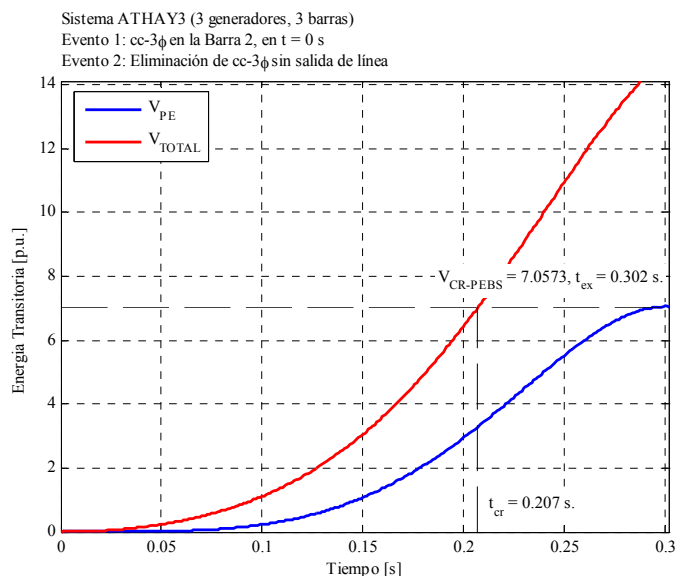


Figura 4.27 Energía total y potencial para el periodo de falla sostenida, caso 2, sistema ATHAY3

La energía crítica aproximada para los casos 1 y 2 serán 3.47 y 7.06 p.u., respectivamente. De las Figuras 4.26 y 4.27 podemos rápidamente calcular el t_{cr} con una recta horizontal que cruza la energía potencial máxima y corta la curva de energía total en un punto y de ahí con una recta vertical proyectada al eje de tiempos se obtiene el tiempo crítico. Los tiempos críticos serán 0.208 y 0.207 s. para el caso 1 y 2, respectivamente. Se observa también que si bien los tiempos críticos son casi iguales, las energías críticas son diferentes.

b) Márgenes de Energía Transitoria

En la Tabla 4.10 se muestran los ángulos relativos al COI calculados en la trayectoria de falla sostenida, los cuales servirán para el cálculo de la ΔMET del caso 1, para cada tiempo de eliminación. La ΔMET en el $t_{cl1} = 0.20$ s. es positivo, es decir el sistema es clasificado como estable, y de un valor relevante, lo que nos da una idea de cuan próxima esta la frontera de estabilidad. Para $t_{cl2} = 0.21$ s. la ΔMET es negativa y el caso es inestable, el valor absoluto es la distancia a la frontera de inestabilidad

Tabla 4.10 Cálculo de los márgenes de energía transitoria, caso 1, sistema ATHAY3

Identificación de Generador		$t_{cl} = 0.20$		$t_{cl} = 0.21$		$t_{ex} = 0.32$	
		θ_i^{cl}		θ_i^{cl}		θ_i^{ex}	
i	# Barra	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)
1	1	1.0520	60.27	1.1340	65.00	2.3180	132.83
2	2	0.2020	11.56	0.1950	11.18	0.0680	3.91
3	3	-0.2260	-12.94	-0.2380	-13.63	-0.4030	-23.12
$V(\theta) =$		3.128 p.u.		3.532 p.u.		3.469 p.u.	
$\Delta MET =$		0.342 p.u.		-0.063 p.u.			

De la Tabla 4.11 observamos que la ΔMET para $t_{cl1} = 0.20$ s. es positivo, es decir el sistema es clasificado como estable y para $t_{cl2} = 0.21$ s. la ΔMET negativa lo que es un caso inestable. Esto también coincide con la clasificación de la estabilidad dada con la simulación en el dominio del tiempo.

Tabla 4.11 Cálculo de los márgenes de energía transitoria, caso 2, sistema ATHAY3

Identificación de Generador		$t_{cl} = 0.20$		$t_{cl} = 0.21$		$t_{ex} = 0.30$	
		θ_i^{cl}		θ_i^{cl}		θ_i^{ex}	
i	# Barra	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)
1	1	0.2310	13.23	0.2270	12.99	0.1530	8.75
2	2	1.0850	62.19	1.1720	67.13	2.1620	123.87
3	3	-0.3100	-17.75	-0.3310	-18.95	-0.5660	-32.43
$V(\theta) =$		6.425 p.u.		7.267 p.u.		7.057 p.u.	
$\Delta MET =$		0.632 p.u.		-0.210 p.u.			

4.5.2 Sistema WSCC3 (3 generadores, 9 barras)

a) Método PEBS

En la Figura 4.28 se muestran las energías total y potencial del periodo de falla sostenida para el caso de análisis. La energía crítica aproximada es 1.147 p.u., así obtuvimos un tiempo crítico de 0.186 s.. En este caso el tiempo crítico aproximado calculado por el método es próximo y mayor que el tiempo crítico real (0.165 s.) calculado en la simulación en el dominio del tiempo. Realmente la energía crítica exacta es evaluada en el UEP de control, el cual se calcula mediante métodos más exhaustivos los cuales aun permanecen en desarrollo e investigación. En este caso V_{cr} resulta en 0.908 p.u.

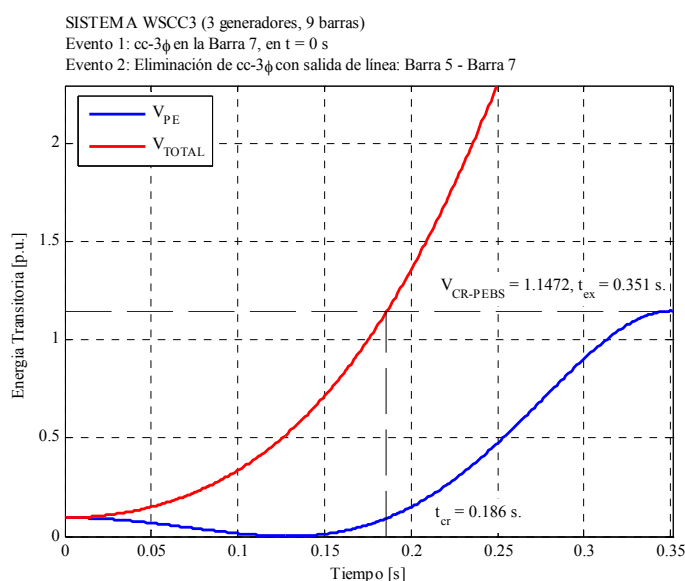


Figura 4.28 Energía total y potencial para el periodo de falla sostenida, sistema WSCC3

b) Márgenes de Energía Transitoria

De la Tabla 4.12, se obtiene la ΔMET para $t_{cl1} = 0.16$ s. y $t_{cl2} = 0.17$ s.. El método PEBS cálculo ambas ΔMET como positivos, es decir, el sistema es clasificado como estable, además obtenemos una medida de la distancia hacia la frontera de estabilidad. Con la energía exacta podemos calcular nuevas ΔMET , así para $t_{cl2} = 0.17$ s. la ΔMET resulta negativo, coincidiendo con la clasificación obtenida en la simulación numérica en el dominio del tiempo.

Tabla 4.12 Cálculo de los márgenes de energía transitoria, sistema WSCC3

Identificación de Generador		$t_{cl} = 0.16$		$t_{cl} = 0.17$		$t_{ex} = 0.35$	
		θ_i^{cl}		θ_i^{cl}		θ_i^{ex}	
i	# Barra	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)
1	1	-0.2240	-12.86	-0.2430	-13.93	-0.7370	-42.23
2	2	0.6870	39.35	0.7460	42.74	2.4300	139.22
3	3	0.3030	17.34	0.3230	18.50	0.6230	35.67
PEBS	$V(\theta) =$	0.819	p.u.	0.935	p.u.	1.147	p.u.
	$\Delta MET =$	0.328	p.u.	0.212	p.u.		
Exacto	$V(\theta) =$	0.819	p.u.	0.935	p.u.	0.908	p.u.
	$\Delta MET =$	0.089	p.u.	-0.027	p.u.		

4.5.3 Sistema IEEE17 (17 generadores, 162 barras)

a) Método PEBS

En la Figura 4.29 se muestran las energías total y potencial del periodo de falla sostenida para el caso de análisis. La energía crítica aproximada es 29.05 p.u., así obtuvimos un tiempo crítico de 0.358 s.. En este caso el tiempo crítico aproximado calculado por el método es muy próximo al tiempo crítico real (0.354 s.) calculado en la simulación en el dominio del tiempo. La energía crítica exacta V_{cr} resulta próximo a 28.3 p.u.

b) Márgenes de Energía Transitoria

De la Tabla 4.13, se obtiene la ΔMET para $t_{cl} = 0.354$ s.. El método PEBS cálculo la ΔMET como positiva pero con un valor muy cerrado a cero, es decir, el sistema puede ser clasificado como inestable. Con la energía exacta podemos calcular la nueva ΔMET , así resulta negativo coincidiendo con la clasificación obtenida en la simulación numérica en el dominio del tiempo.

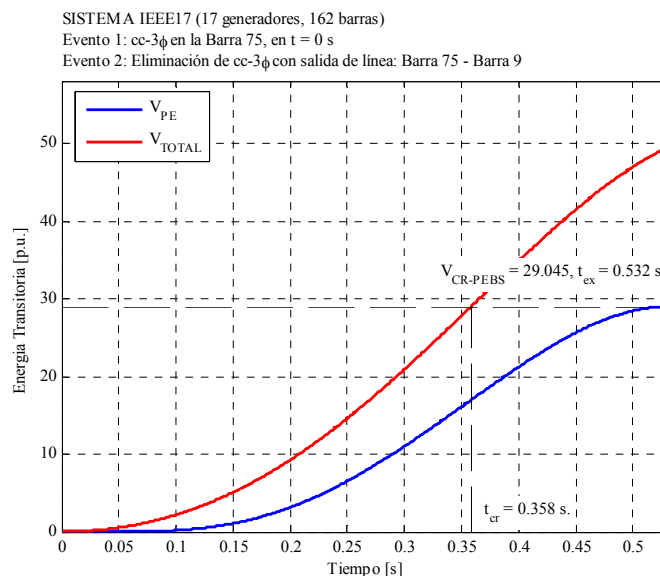


Figura 4.29 Energía total y potencial para el periodo de falla sostenida, sistema IEEE17

Tabla 4.13 Cálculo de los márgenes de energía transitoria, sistema IEEE17

Identificación de Generador		$t_{cl} = 0.35$		$t_{ex} = 0.53$	
i	# Barra	θ_i^{cl} (rad)	θ_i^{cl} (deg)	θ_i^{ex} (rad)	θ_i^{ex} (deg)
1	3	-0.1990	-11.39	-0.1760	-10.08
2	6	0.9350	53.59	1.4530	83.24
3	15	0.0440	2.50	0.0550	3.13
4	27	-0.2350	-13.46	-0.3480	-19.96
5	73	0.8930	51.16	1.3520	77.49
6	76	1.1320	64.88	1.5690	89.89
7	99	-0.1870	-10.74	-0.3990	-22.86
8	101	-0.0870	-4.97	-0.2120	-12.13
9	108	-0.0170	-1.00	-0.2310	-13.25
10	114	1.3130	75.24	2.2950	131.47
11	118	0.1010	5.79	0.2380	13.61
12	121	1.4860	85.12	2.4470	140.22
13	124	-0.3620	-20.73	-0.6260	-35.84
14	125	-0.3540	-20.26	-0.6240	-35.75
15	126	-0.1800	-10.29	-0.3090	-17.72
16	130	1.7890	102.49	3.6670	210.12
17	131	1.2520	71.71	1.9670	112.68
PEBS $V(\theta) =$		28.426 p.u.		29.045 p.u.	
$\Delta MET =$		0.619 p.u.			
Exacto $V(\theta) =$		28.426 p.u.		28.300 p.u.	
$\Delta MET =$		-0.126 p.u.			

4.6 Análisis de Estabilidad Transitoria del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN

Los conceptos y metodologías presentadas fueron aplicados para el análisis de la estabilidad de sistemas de prueba, ahora se aplicará al sistema real SEIN50 (50 generadores, 460 barras).

4.6.1 Sistema SEIN50

El SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) es el sistema eléctrico de potencia interconectado que une casi todos los centros de consumo del Perú, con excepción de algunos sistemas aislados. Posee un nivel máximo de tensión de 220 kV a 60 Hz. Se seleccionó la configuración y operación del sistema en la semana operativa 42 del 2006 (Lunes 16/10/2006), para el bloque horario de media demanda (8 – 18 h.). Este sistema está conformado por 50 generadores en servicio (55 fuera de servicio), 460 barras (37 nodos ficticios¹²), 542 ramos en servicio (14 fuera de servicio: 2 transformadores y 12 líneas de transmisión) y 204 cargas en servicio (1 fuera de servicio) que totalizan 2959.61 MW y 1033.32 MVAR de potencia activa y reactiva, respectivamente. El diagrama unifilar de este sistema se muestra en el Anexo A.

4.6.2 Estabilidad Transitoria mediante Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo

Análogamente a lo que se realizó con los sistemas de prueba, se hace el análisis de estabilidad transitoria en el sistema SEIN50 utilizando la simulación numérica en el dominio del tiempo (método indirecto). Usando los resultados de simulación para varias fallas trifásicas es comprobada la estabilidad transitoria del sistema para distintos tiempos de eliminación de la falla. Adicionalmente es calculado el tiempo crítico.

a) Preparación de Datos y Cálculos Preliminares

Parte de los resultados del flujo de potencia son mostrados en la Tabla 4.14, solamente para distinguir la operación en estado estacionario pre-falla de las barras de generación. En la Tabla 4.15 son mostradas las condiciones iniciales del régimen transitorio.

¹² El nodo ficticio representa el punto central del modelo de impedancias equivalentes asociado a los transformadores de tres devanados (primario, secundario y terciario).

Tabla 4.14 Operación en estado estacionario pre-falla, sistema SEIN50

Identificación de Barra			Tensión en Barra		Generación (+)		Shunt (+)	Carga (-)	
			Módulo (p.u.)	Ángulo (deg)	P (MW)	Q (MVar)	Q (MVar)	P (MW)	Q (p.u.)
#	Nombre	Tipo							
Total Pérdidas :					199.46	-196.81			
7	CARHU10	PV	0.9650	-13.08	24	0.7	0	0.2	0.1
24	C.PATO	PV	0.9638	-1.61	160	11.75	0	0.4	0.1
29	CAHUA10	PV	1.0000	0.79	31	8.09	0	0.2	0.1
39	MAT12A	PV	0.9760	3.55	37	23.19	0	0.3	0.1
40	MAT12B	PV	0.9760	3.59	37	23.57	0	0	0
42	HUAMP10	PV	1.0000	-5.01	24	18.82	0	0	0
43	CALL65	PV	0.9692	0.88	32	-23.83	0	0.3	0.1
44	CALLA8	PV	0.9750	1.26	32	11.87	0	0.3	0.1
47	SROS13B	PV	1.0000	-3.79	25	-18.2	0	0	0
50	HUIN12	SL	1.0720	0.00	148.36	201.3	0	0.4	0.1
52	MOYOP10	PV	0.9200	-2.35	58	44.89	0	0.3	0.1
58	IND10	PV	1.0100	-3.11	0	6.7	0	0	0
63	SNICO13	PV	1.0290	-13.28	11	2.1	0	42	16.8
67	RESTI13	PV	1.0073	25.21	209.46	39.62	0	0	0
97	SIDNOR13	PV	1.0000	-9.93	20	6.92	0	22	10.4
98	SIDSUR13	PV	1.0000	-11.77	15	16.97	0	33	15.7
102	OROY2.3	PV	1.0435	4.83	3	0.48	0	0	0
104	MALPA6.9	PV	1.0000	9.97	43	9.53	0	0	0
116	YAU13A	PV	0.9928	33.74	65	0.36	0	0.3	0
120	MAN13B	PV	1.0072	24.19	642	162.14	0	0.6	0.2
121	PACHA23	PV	1.0000	1.18	3	2.99	0	0.3	0.2
124	YAU13B	PV	0.9928	36.71	70	2.37	0	0.5	0.2
128	TALA10	PV	1.0073	-1.54	91	22.56	0	0	0
133	VENT_C	PV	1.0375	1.45	155	55.27	0	0.5	0.2
147	GALL_10	PV	0.9714	-14.52	16	-12.8	0	0	0
149	VENT_D	PV	1.0375	1.36	152	55.11	0	0.5	0.2
150	AG13_TG2	PV	1.0145	30.72	84	18.34	0	0	0
153	MALACAS	PV	1.0000	-6.05	14	-12.06	0	13.6	9.7
162	CURM10	PV	1.0000	-13.12	4	-5.94	0	0	0
200	ZORRI10	PV	1.0000	-6.87	8	-16.31	0	12.6	5.1
206	PARIA_13	PV	1.0000	-6.73	2.1	-1.05	0	0.1	0
210	YANA10	PV	1.0300	19.06	32	14.74	0	0	0
215	CHIMA13	PV	0.9783	20.94	100	3.28	0	0	0
251	CHAVG3	PV	1.0000	23.00	74	6	0	0	0
260	HBOTIF	PV	0.9856	16.00	2.3	-0.88	0	0	0
261	HRUMI	PV	0.9856	15.91	2.3	-0.74	0	0	0
267	ARIC2	PV	1.0000	16.34	4.5	-14.81	0	0.1	0
284	CHARIV	PV	0.9905	22.00	13.77	0.13	0	0	0
285	CHA123	PV	1.0095	22.09	6.9	3.17	0	0	0
287	CHAVI	PV	0.9714	23.37	8.05	-1.75	0	0	0
294	ILOTV1	PV	1.0145	16.68	11	2.51	0	2.6	0.4
296	ILOTV3	PV	1.0145	19.15	35	3.17	0	3	1
304	SGAB10	PV	1.0000	47.01	90	8.75	0	0.1	0
308	TVCARB	PV	1.0000	25.83	136	-5.59	0	10	3.9
351	MACH13.8	PV	1.0000	48.09	86	-7.19	0	0	0
383	HUANCH10	PV	0.9500	6.83	14.2	-2.63	0	0	0
399	AG13_TG1	PV	1.0145	30.72	84	18.34	0	0	0
408	YUNC13.8	PV	1.0000	18.81	90.13	22.22	0	0	0
414	POECHOS1	PV	1.0000	-14.53	3	-0.56	0	0	0
423	VENTTV	PV	1.0125	1.47	150	51.33	0	0	0
Total Sistema:					3159.07	754.94	81.57	2959.61	1033.32

Tabla 4.15 Condiciones iniciales del régimen transitorio, sistema SEIN50

Identificación de Generador			Tensión Interna Transitoria $E_i \angle \delta_i^0$			Potencia Mecánica P_{mi}
i	# Barra	Nombre	Módulo	Ángulo		(p.u.)
			(p.u.)	(deg)	(rad)	
1	7	CARHU10	1.0031	-27.92	-0.4872	0.240
2	24	C.PATO	1.1335	-1.33	-0.0231	1.600
3	29	CAHUA10	0.9903	-1.67	-0.0291	0.310
4	39	MAT12A	1.7307	50.46	0.8807	0.370
5	40	MAT12B	1.6251	39.62	0.6916	0.370
6	42	HUAMP10	1.0534	9.75	0.1702	0.240
7	43	CALL65	1.0546	9.78	0.1707	0.320
8	44	CALLAH8	1.2875	9.22	0.1609	0.320
9	47	SROS13B	0.8297	58.02	1.0127	0.250
10	50	HUIN12	1.1167	15.96	0.2786	1.484
11	52	MOYOP10	0.9282	2.84	0.0496	0.580
12	58	IND10	1.8408	16.18	0.2824	0.000
13	63	SNICO13	1.6134	23.11	0.4033	0.110
14	67	RESTI13	1.1228	-3.11	-0.0542	2.095
15	97	SIDNOR13	1.0577	-6.95	-0.1213	0.200
16	98	SIDSUR13	1.3558	57.62	1.0056	0.150
17	102	OROY2.3	1.1063	2.31	0.0403	0.030
18	104	MALPA6.9	1.2117	-3.42	-0.0598	0.430
19	116	YAU13A	1.1097	17.55	0.3063	0.650
20	120	MAN13B	1.4687	45.81	0.7995	6.420
21	121	PACHA23	1.2346	69.90	1.2200	0.030
22	124	YAU13B	2.2723	74.56	1.3013	0.700
23	128	TALA10	1.2802	12.67	0.2212	0.910
24	133	VENT_C	1.2862	74.29	1.2966	1.550
25	147	GALL_10	1.0774	9.38	0.1638	0.160
26	149	VENT_D	1.1230	11.35	0.1980	1.520
27	150	AG13_TG2	0.7889	8.20	0.1431	0.840
28	153	MALACAS	1.1222	11.07	0.1932	0.140
29	162	CURM10	1.0694	40.46	0.7061	0.040
30	200	ZORRI10	0.8964	2.40	0.0418	0.080
31	206	PARIA_13	0.8665	-6.94	-0.1211	0.021
32	210	YANA10	0.7858	1.09	0.0191	0.320
33	215	CHIMA13	0.9651	-2.24	-0.0390	1.000
34	251	CHAVG3	1.1652	30.92	0.5397	0.740
35	260	HBOTIF	1.0903	45.33	0.7912	0.023
36	261	HRUMI	1.0971	43.07	0.7517	0.023
37	267	ARIC2	0.9433	24.30	0.4241	0.045
38	284	CHARIV	0.9517	24.14	0.4213	0.138
39	285	CHA123	0.6450	26.23	0.4577	0.069
40	287	CHAVI	1.2429	58.62	1.0231	0.081
41	294	ILOTV1	1.1472	34.32	0.5990	0.110
42	296	ILOTV3	0.9501	38.07	0.6645	0.350
43	304	SGAB10	1.0379	21.48	0.3749	0.900
44	308	TVCARB	1.0302	25.23	0.4404	1.360
45	351	MACH13.8	1.1112	67.85	1.1843	0.860
46	383	HUANCH10	1.0121	37.35	0.6519	0.142
47	399	AG13_TG1	1.0972	77.60	1.3545	0.840
48	408	YUNC13.8	0.9515	28.33	0.4944	0.901
49	414	POECHOS1	1.0694	40.46	0.7061	0.030
50	423	VENTTV	1.1153	34.44	0.6011	1.500
Total p.u.:						31.592

Se definen dos casos de análisis de estabilidad transitoria, así se tiene lo siguiente:

i) Caso 1

- Evento 1 en $t = 0$: Se produce un falla del tipo cortocircuito trifásico a tierra en la línea L-6640 de 66 kV ubicada entre las barras 272–368 (barra 272: S.E. Tacna, barra 368: S.E. Los Héroes) próxima a la barra 272. Es utilizada una impedancia de falla con valores pequeños.
- Evento 2 en $t = t_{cl}$: Eliminación de la falla al abrir la línea L-6640, con $t_{cl} = 0.2 \text{ s.}$ y $t_{cl} = 0.4 \text{ s.}$

ii) Caso 2

- Evento 1 en $t = 0$: Se produce un falla del tipo cortocircuito trifásico a tierra en la línea L-2202 de 220 kV ubicada entre las barras 64–65 (barra 64: S.E. Pomacocha, barra 65: S.E. Campo Armiño) próxima a la barra 64. Es utilizada una impedancia de falla con valores pequeños.
- Evento 2 en $t = t_{cl}$: Eliminación de la falla al abrir la línea L-2202, con $t_{cl} = 0.01 \text{ s.}$ y $t_{cl} = 0.03 \text{ s.}$

Las matrices \mathbf{Y}_{red} para los sistemas pre-falla, durante la falla y post-falla fueron formadas con la información anterior y por motivos de espacio no serán mostradas

b) Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo

Es usada una frecuencia nominal síncrona de 60 Hz ($\omega_s = 2\pi \times 60 = 377 \text{ rad/s}$), con amortiguamiento despreciable $D_i = 0$ en los generadores. El tiempo máximo de simulación t_{max} es definido en 2.0 segundos.

Para el caso 1 (falla trifásica próxima a la S.E. Tacna 66 kV), los resultados de la simulación numérica para $t_{cl1} = 0.20 \text{ s.}$ y $t_{cl2} = 0.40 \text{ s.}$ son mostrados en la Figura 4.31 y 4.32, respectivamente. En las curvas de oscilación anteriores, δ_i y ω_i fueron colocados en valores relativos al COI (centro de inercia). Para $t_{cl1} = 0.20 \text{ s.}$ el sistema es calificado de “estable” debido a que los ángulos relativos no divergen.

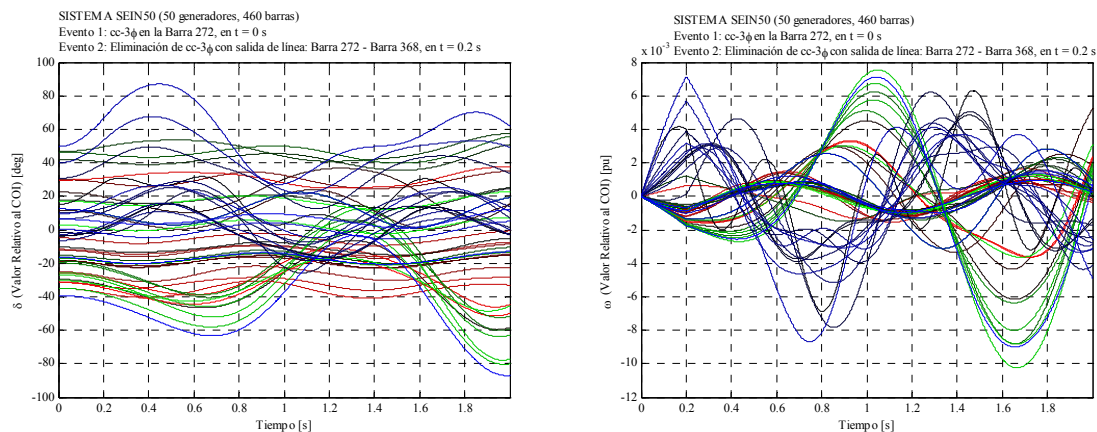


Figura 4.30 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 1 con $t_{cl1} = 0.20 \text{ s.}$, sistema SEIN50

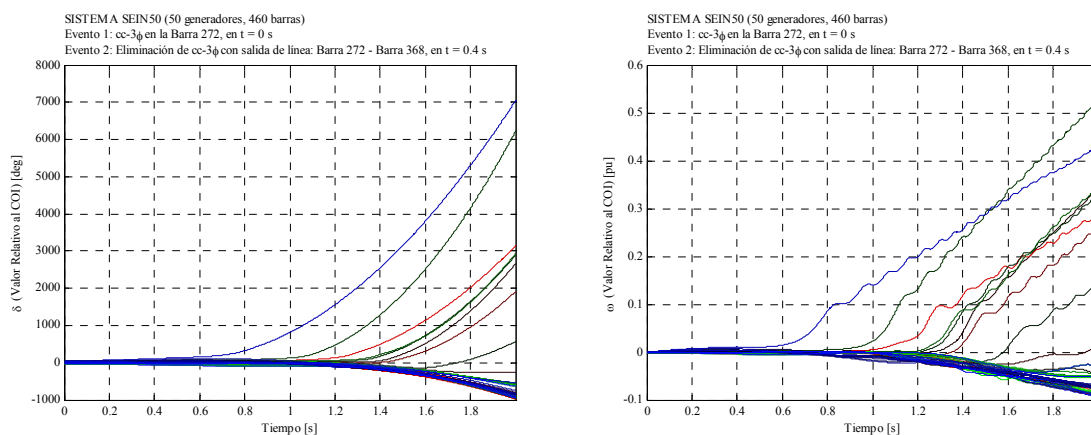


Figura 4.31 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 1 con $t_{cl2} = 0.4 \text{ s.}$, sistema SEIN50

Para $t_{cl1} = 0.40 \text{ s.}$ el sistema es calificado de “inestable” debido a que diversos generadores pierden el sincronismo. Cabe resaltar que el generador equivalente 45 (Central Machu Picchu 10.5 kV) va primero a la inestabilidad, luego los generadores equivalentes 20 (Central Mantaro 13.8 kV), 14 (Central Restitución 13.8 kV) y 22 (Central Yaupi 13.8 kV) oscilan después que el primero llevando al sistema a la inestabilidad.

Para el caso 2 (falla trifásica próxima a S.E. Pomacocha 220 kV), los resultados para $t_{cl1} = 0.01 \text{ s.}$ y $t_{cl2} = 0.03 \text{ s.}$ son mostrados en la Figura 4.33 y 4.34, respectivamente. Para $t_{cl1} = 0.01 \text{ s.}$ el sistema es calificado de “estable”. Para $t_{cl2} = 0.03 \text{ s.}$ el sistema es calificado de “inestable” y ahora el generador equivalente 20 va primero a la inestabilidad, luego junto a él los generadores 14, 22, 19 y 7 (Central Callahuanca 6.5 kV).

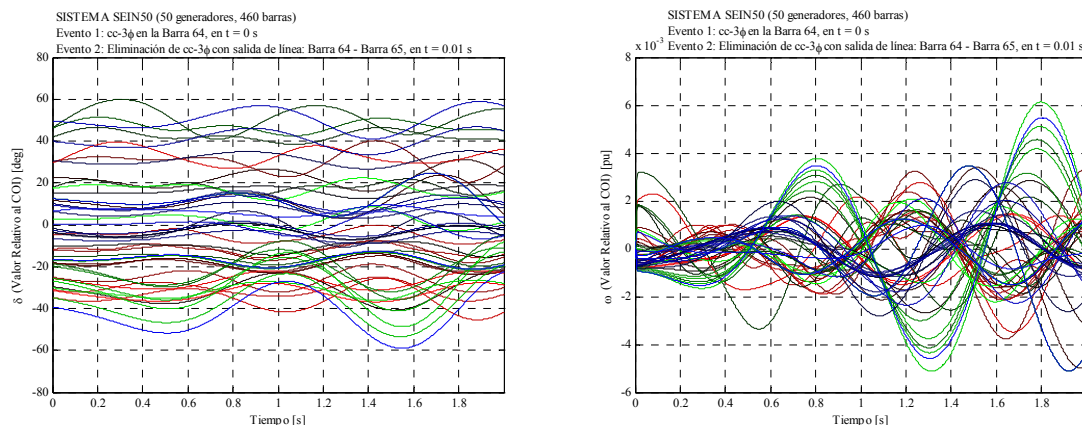


Figura 4.32 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 2 con $t_{cl1} = 0.01$ s., sistema SEIN50

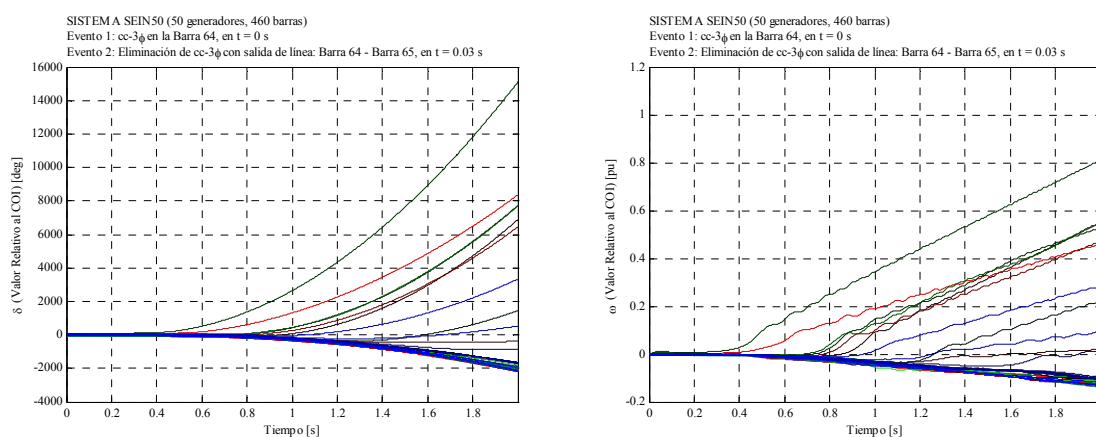


Figura 4.33 Resultados de simulación numérica en el dominio del tiempo, caso 2 con $t_{cl2} = 0.03$ s., sistema SEIN50

c) Cálculo del Tiempo Crítico de Eliminación

Para el cálculo del tiempo crítico t_{cr} se realizaron simulaciones en el dominio del tiempo con distintos tiempos eliminación. Para el caso 1 el tiempo crítico t_{cr} está entre 0.30 (estable) – 0.40 (inestable) y para el caso 2, t_{cr} está entre 0.02 (estable) – 0.03 (inestable). Es importante resaltar que la línea L-6640, eliminada para el caso 1, transportaba 20.25 MW en la operación de estado estacionario pre-falla (resultado del flujo de potencia). También la línea L-2202, eliminada para el caso 2, transportaba 105.72 MW. Con esta información podemos concluir que el tiempo crítico del caso 2 es menor debido a las mayores condiciones de estrés que recae en el sistema.

4.6.3 Comportamiento de las Funciones de Energía Transitorias

a) Puntos de Equilibrio Estable

En la Tabla 4.16 son mostrados estos resultados. Los sistemas pre-falla y post-falla son distintos debido a que la falla es aplicada en línea (próxima a la barra) y al removerla altera la red eléctrica original, así tenemos:

Tabla 4.16 Puntos de equilibrio estable de los sistemas pre-falla y post-falla, sistema SEIN50

Identificación de Generador		Punto de Equilibrio Estable (SEP)			
<i>i</i>	# Barra	Pre-falla	θ_i^0	Post-falla	θ_i^s
		(rad)	(deg)	(rad)	(deg)
1	7	-0.5170	-29.61	-0.5400	-30.95
2	24	0.3930	22.52	0.3780	21.65
3	29	0.2040	11.68	0.1890	10.85
4	39	-0.3180	-18.19	-0.3260	-18.68
5	40	-0.3170	-18.16	-0.3250	-18.65
6	42	-0.3270	-18.73	-0.3320	-19.01
7	43	0.5250	30.08	0.5230	29.98
8	44	-0.2090	-11.98	-0.2160	-12.36
9	47	-0.4380	-25.10	-0.4470	-25.62
10	50	-0.2050	-11.77	-0.2090	-11.99
11	52	-0.0840	-4.84	-0.0890	-5.10
12	58	-0.5420	-31.05	-0.5310	-30.44
13	63	-0.6090	-34.89	-0.6000	-34.41
14	67	0.5180	29.67	0.5570	31.89
15	97	-0.4470	-25.64	-0.4670	-26.73
16	98	-0.5470	-31.37	-0.5660	-32.45
17	102	-0.1810	-10.39	-0.1910	-10.92
18	104	0.3120	17.86	0.3080	17.63
19	116	0.7320	41.96	0.7300	41.84
20	120	0.8140	46.62	0.8540	48.92
21	121	-0.2670	-15.27	-0.2760	-15.82
22	124	0.8090	46.35	0.8080	46.27
23	128	-0.3240	-18.56	-0.3520	-20.20
24	133	-0.2900	-16.60	-0.2950	-16.90
25	147	-0.3450	-19.75	-0.3700	-21.20
26	149	-0.2950	-16.88	-0.3000	-17.18
27	150	0.2180	12.52	0.2040	11.69
28	153	-0.4460	-25.55	-0.4730	-27.09
29	162	-0.6090	-34.88	-0.6390	-36.59
30	200	-0.4690	-26.85	-0.5010	-28.68
31	206	-0.5270	-30.18	-0.5440	-31.20
32	210	0.0520	2.98	0.0420	2.40
33	215	0.3040	17.39	0.2960	16.98
34	251	0.2640	15.13	0.2850	16.33
35	260	-0.0640	-3.64	-0.0460	-2.65
36	261	-0.0660	-3.81	-0.0490	-2.82
37	267	-0.0300	-1.72	-0.0170	-0.97
38	284	0.5350	30.68	0.5520	31.63
39	285	0.1110	6.38	0.1280	7.35
40	287	0.1770	10.13	0.1920	11.00
41	294	-0.1130	-6.47	-0.0940	-5.36
42	296	-0.0470	-2.71	-0.0290	-1.67
43	304	0.6970	39.91	0.7100	40.66
44	308	0.1640	9.41	0.1810	10.38
45	351	0.8670	49.66	0.8780	50.30
46	383	0.0070	0.38	-0.0040	-0.24
47	399	0.2180	12.52	0.2040	11.69
48	408	0.1130	6.50	0.1060	6.07
49	414	-0.6850	-39.26	-0.7160	-41.02
50	423	-0.2860	-16.41	-0.2920	-16.72

b) Energías Transitorias

En las Figuras 4.35 y 4.36 son mostradas las energías transitorias del caso 1 (falla trifásica próxima a la S.E. Tacna 66 kV) para $t_{cl1} = 0.20 s.$ y $t_{cl2} = 0.40 s.$,

respectivamente. En el periodo post-falla la energía total se mantiene constante debido a que el sistema es conservativo (amortiguamiento despreciable).

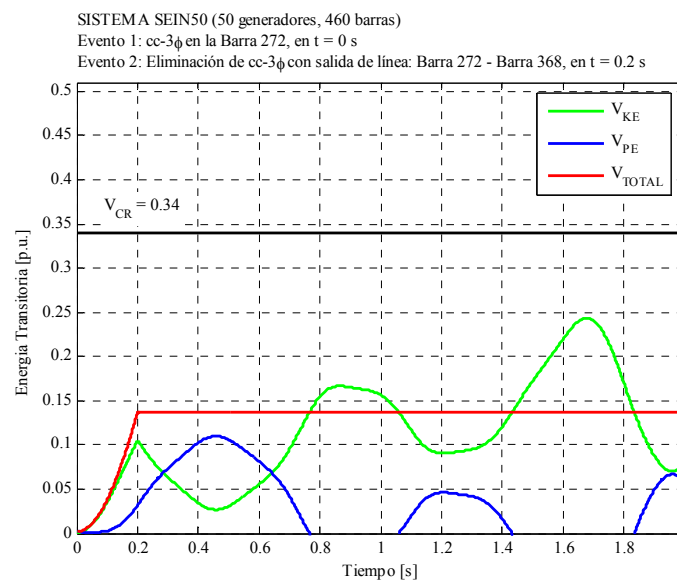


Figura 4.34 Energías transitorias, caso 1, para $t_{cl1} = 0.20$ s., sistema SEIN50

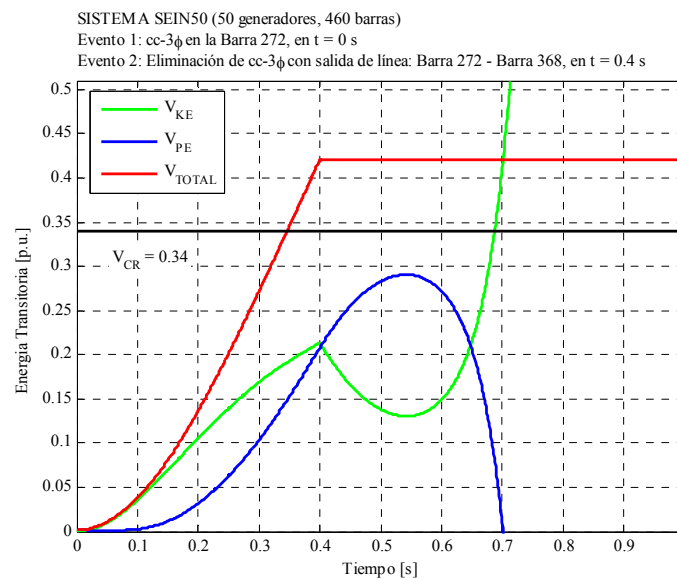


Figura 4.35 Energías transitorias, caso 1, para $t_{cl2} = 0.40$ s., sistema SEIN50

Para $t_{cl1} = 0.20$ s., se observa que la energía total en el instante de eliminación de la falla es menor que la energía crítica $V_{cr} = 0.34$ p.u. (energía crítica del método PEBS, ver más adelante), así el sistema es calificado de estable. Para $t_{cl2} = 0.40$ s., se observa que la energía total es mayor que $V_{cr} = 0.34$ p.u., así el sistema es inestable. Para este caso la energía cinética aumenta indefinidamente provocando la pérdida de sincronismo.

En las Figuras 4.37 y 4.38 son mostradas las energías transitorias del caso 2 (falla trifásica próxima a S.E. Pomacocha 220 kV) para un $t_{cl1} = 0.01$ s. y $t_{cl2} = 0.03$ s., respectivamente. Análogamente la energía crítica es $V_{cr} = 0.20$ p.u. (calculada del método PEBS), como consecuencia para $t_{cl1} = 0.01$ s. el sistema es calificado estable y para $t_{cl2} = 0.03$ s. de inestable.

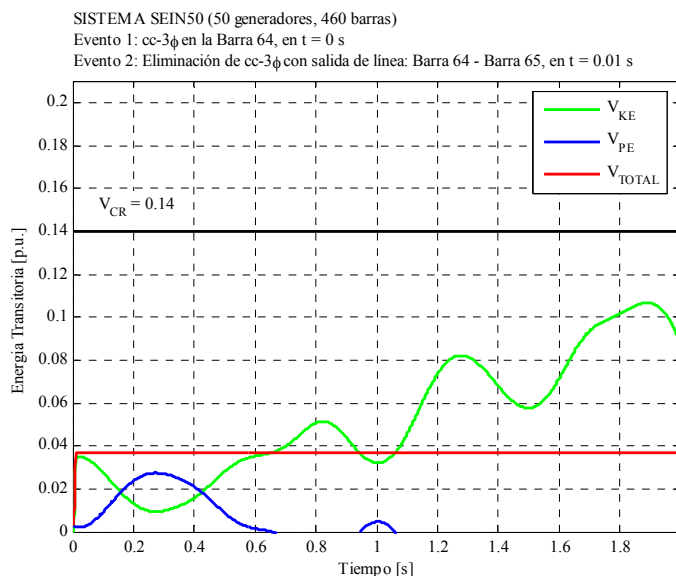


Figura 4.36 Energías transitorias, caso 2, para $t_{cl1} = 0.01$ s., sistema SEIN50

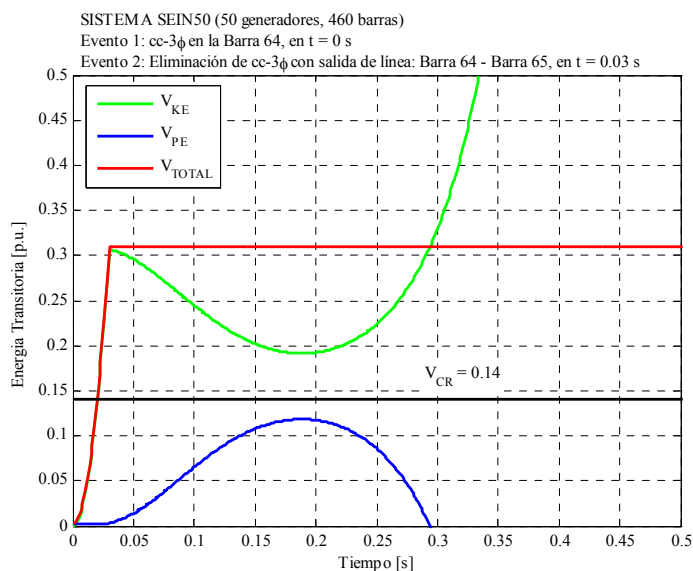


Figura 4.37 Energías transitorias, caso 2, para $t_{cl2} = 0.03$ s., sistema SEIN50

4.6.4 Estabilidad Transitoria mediante Métodos Directos basados en la Función de Energía Transitoria

a) Método PEBS

En la Figura 4.39 y 4.40 se muestran las energías total y potencial del periodo de falla sostenida para los casos 1 y 2, respectivamente.

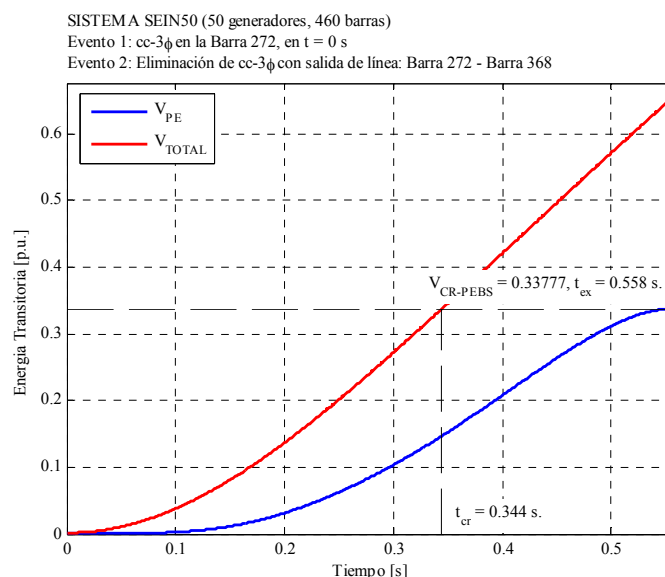


Figura 4.38 Energía total y potencial para el periodo de falla sostenida, caso 1, sistema SEIN50

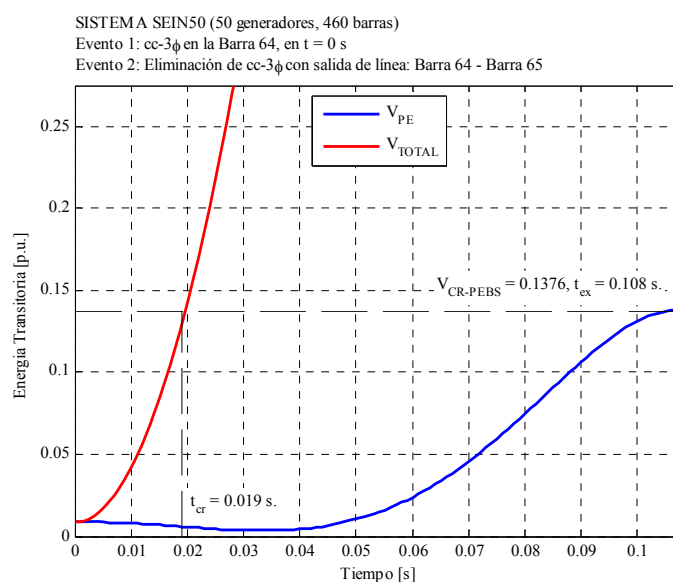


Figura 4.39 Energía total y potencial para el periodo de falla sostenida, caso 2, sistema SEIN50

La energía crítica aproximada para los casos 1 y 2 serán 0.337 y 0.137 p.u., respectivamente. Los tiempos críticos serán 0.344 y 0.019 s. para el caso 1 y 2, respectivamente. Estos tiempos críticos están dentro de los intervalos previstos por el método de simulación numérica, es decir, rápidamente obtuvimos el tiempo crítico sin

necesidad de realizar largos y extenuantes análisis de simulación que por cierto no siempre son confiables porque dependen de la experiencia y percepción del especialista.

b) Márgenes de Energía Transitoria

En la Tabla 4.17 se muestra algunos datos para el cálculo de la ΔMET del caso 1, para cada tiempo de eliminación. La ΔMET en $t_{cl1} = 0.20 s.$ es positivo, es decir el sistema es clasificado como estable y a una distancia considerable de la frontera de estabilidad. Para $t_{cl2} = 0.4 s.$ la ΔMET es negativa y el sistema es inestable, el valor absoluto es la distancia a la frontera de inestabilidad. De la Tabla 4.18 se observa que en el caso 2 la ΔMET para $t_{cl1} = 0.01 s.$ es positivo, es decir el sistema es clasificado como estable y para $t_{cl2} = 0.03 s.$ la ΔMET es negativa lo que es un caso inestable. Esto también coincide con la clasificación de la estabilidad dada con la simulación en el dominio del tiempo. También aquí podemos constatar que el caso 2 es el más crítico y arrastra las peores consecuencias en la operación segura del sistema. Pueden ser llevadas a cabo medidas preventivas para mejorar la estabilidad y estas pueden ser evaluadas usando la ΔMET , la cual es el índice de estabilidad transitoria más adecuado dentro de los métodos directos basados en funciones de energía transitoria.

Tabla 4.17 Cálculo de los márgenes de energía transitoria, caso 1, sistema SEIN50

Identificación de Generador		$t_{cl} = 0.20$		$t_{cl} = 0.40$		$t_{ex} = 0.56$	
		θ_i^{cl}		θ_i^{cl}		θ_i^{ex}	
i	# Barra	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)
1	7	-0.5740	-32.90	-0.7580	-43.46	-0.9920	-56.85
2	24	0.3440	19.72	0.1920	10.99	0.0280	1.59
3	29	0.1520	8.68	-0.0020	-0.11	-0.1590	-9.14
4	39	-0.3610	-20.70	-0.4340	-24.89	-0.4780	-27.38
5	40	-0.3610	-20.67	-0.4340	-24.84	-0.4770	-27.32
6	42	-0.3580	-20.53	-0.4100	-23.52	-0.4400	-25.19
7	43	0.4920	28.20	0.4240	24.30	0.3990	22.87
8	44	-0.2500	-14.33	-0.3200	-18.35	-0.3580	-20.49
9	47	-0.4880	-27.95	-0.5880	-33.70	-0.6490	-37.19
10	50	-0.2330	-13.37	-0.2810	-16.09	-0.3060	-17.53
11	52	-0.1180	-6.77	-0.1750	-10.02	-0.2010	-11.51
12	58	-0.5870	-33.65	-0.6530	-37.42	-0.6940	-39.74
13	63	-0.6590	-37.76	-0.7580	-43.44	-0.8250	-47.29
14	67	0.5420	31.04	0.6090	34.91	0.6980	40.01
15	97	-0.5040	-28.85	-0.6710	-38.46	-0.8630	-49.48
16	98	-0.6030	-34.58	-0.7680	-44.03	-0.9580	-54.90
17	102	-0.2150	-12.35	-0.2670	-15.32	-0.3040	-17.39
18	104	0.2900	16.62	0.2510	14.39	0.2370	13.57
19	116	0.7080	40.55	0.6600	37.82	0.6440	36.92
20	120	0.8650	49.53	0.9850	56.46	1.1550	66.16
21	121	-0.3000	-17.20	-0.3530	-20.20	-0.3910	-22.42
22	124	0.7850	44.95	0.7370	42.24	0.7230	41.44
23	128	-0.3850	-22.04	-0.5960	-34.13	-0.8800	-50.44
24	133	-0.3290	-18.83	-0.3910	-22.41	-0.4310	-24.69
25	147	-0.4040	-23.15	-0.6030	-34.57	-0.8600	-49.27
26	149	-0.3340	-19.11	-0.3960	-22.70	-0.4360	-24.99
27	150	0.1670	9.59	0.0270	1.56	-0.1060	-6.06
28	153	-0.5050	-28.93	-0.7060	-40.48	-0.9750	-55.88
29	162	-0.6710	-38.42	-0.8870	-50.84	-1.1850	-67.90
30	200	-0.5310	-30.43	-0.7560	-43.34	-1.0740	-61.54
31	206	-0.5810	-33.28	-0.7370	-42.25	-0.9190	-52.63
32	210	0.0140	0.79	-0.0460	-2.65	-0.0730	-4.17
33	215	0.2730	15.63	0.2270	13.00	0.2140	12.28
34	251	0.4840	27.73	0.7080	40.57	0.9120	52.25
35	260	0.0200	1.17	0.2840	16.29	0.4990	28.62
36	261	0.0130	0.73	0.2760	15.81	0.4950	28.34
37	267	-0.0400	-2.30	0.0590	3.36	0.2740	15.69
38	284	0.6920	39.67	1.0330	59.19	1.2620	72.31
39	285	0.1820	10.44	0.4520	25.90	0.6880	39.42
40	287	0.2250	12.88	0.4500	25.79	0.6950	39.83
41	294	-0.0080	-0.47	0.2500	14.35	0.4400	25.19
42	296	0.0440	2.52	0.3150	18.04	0.5090	29.18
43	304	0.9290	53.24	1.4480	82.99	1.8990	108.78
44	308	0.2920	16.73	0.5770	33.03	0.7680	43.98
45	351	1.1600	66.46	1.8470	105.82	2.6620	152.53
46	383	-0.0360	-2.06	-0.1210	-6.94	-0.1730	-9.93
47	399	0.1670	9.59	0.0270	1.56	-0.1060	-6.06
48	408	0.0830	4.77	0.0310	1.77	-0.0060	-0.32
49	414	-0.7470	-42.83	-0.9680	-55.46	-1.2740	-73.02
50	423	-0.3260	-18.68	-0.3900	-22.33	-0.4300	-24.63
$V(\theta) =$		0.137	p.u.	0.421	p.u.	0.337	p.u.
$\Delta MET =$		0.200	p.u.	-0.084	p.u.		

Tabla 4.18 Cálculo de los márgenes de energía transitoria, caso 2, sistema SEIN50

Identificación de Generador		$t_{cl} = 0.01$		$t_{cl} = 0.03$		$t_{ex} = 0.11$	
		θ_t^l		θ_t^l		θ_t^x	
i	# Barra	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)	(rad)	(deg)
1	7	-0.5180	-29.70	-0.5300	-30.37	-0.6850	-39.27
2	24	0.3930	22.51	0.3920	22.44	0.3730	21.34
3	29	0.2030	11.63	0.1960	11.24	0.1060	6.10
4	39	-0.3190	-18.25	-0.3270	-18.75	-0.4370	-25.04
5	40	-0.3180	-18.23	-0.3270	-18.71	-0.4350	-24.91
6	42	-0.3260	-18.69	-0.3220	-18.43	-0.2720	-15.61
7	43	0.5270	30.18	0.5400	30.95	0.7130	40.85
8	44	-0.2100	-12.01	-0.2130	-12.19	-0.2530	-14.49
9	47	-0.4390	-25.18	-0.4510	-25.83	-0.5960	-34.16
10	50	-0.2040	-11.68	-0.1930	-11.04	-0.0720	-4.11
11	52	-0.0840	-4.79	-0.0770	-4.41	0.0020	0.10
12	58	-0.5430	-31.14	-0.5560	-31.84	-0.7120	-40.78
13	63	-0.6110	-34.98	-0.6230	-35.69	-0.7830	-44.88
14	67	0.5220	29.89	0.5520	31.62	0.9550	54.74
15	97	-0.4490	-25.72	-0.4600	-26.38	-0.6110	-35.00
16	98	-0.5490	-31.45	-0.5610	-32.14	-0.7150	-40.96
17	102	-0.1810	-10.37	-0.1780	-10.21	-0.1360	-7.77
18	104	0.3150	18.07	0.3430	19.68	0.7020	40.21
19	116	0.7360	42.15	0.7620	43.68	1.1060	63.38
20	120	0.8200	46.96	0.8670	49.68	1.4910	85.43
21	121	-0.2660	-15.26	-0.2640	-15.13	-0.2320	-13.30
22	124	0.8120	46.55	0.8400	48.13	1.1970	68.56
23	128	-0.3260	-18.65	-0.3390	-19.41	-0.5150	-29.53
24	133	-0.2900	-16.63	-0.2940	-16.84	-0.3420	-19.59
25	147	-0.3460	-19.83	-0.3590	-20.54	-0.5240	-30.00
26	149	-0.2950	-16.90	-0.2990	-17.13	-0.3490	-19.99
27	150	0.2180	12.47	0.2110	12.11	0.1300	7.45
28	153	-0.4470	-25.63	-0.4590	-26.30	-0.6190	-35.48
29	162	-0.6110	-34.98	-0.6250	-35.79	-0.8120	-46.53
30	200	-0.4700	-26.95	-0.4850	-27.77	-0.6760	-38.73
31	206	-0.5280	-30.26	-0.5390	-30.90	-0.6790	-38.93
32	210	0.0520	2.98	0.0520	2.98	0.0550	3.17
33	215	0.3050	17.48	0.3170	18.18	0.4760	27.29
34	251	0.2640	15.11	0.2610	14.96	0.2260	12.95
35	260	-0.0650	-3.72	-0.0760	-4.35	-0.2180	-12.51
36	261	-0.0680	-3.89	-0.0790	-4.52	-0.2230	-12.77
37	267	-0.0320	-1.81	-0.0440	-2.54	-0.2140	-12.27
38	284	0.5340	30.62	0.5270	30.17	0.4240	24.32
39	285	0.1100	6.30	0.0990	5.69	-0.0390	-2.25
40	287	0.1750	10.05	0.1640	9.38	0.0120	0.71
41	294	-0.1140	-6.53	-0.1230	-7.03	-0.2360	-13.52
42	296	-0.0490	-2.79	-0.0590	-3.38	-0.1930	-11.05
43	304	0.6950	39.85	0.6870	39.35	0.5740	32.88
44	308	0.1630	9.34	0.1530	8.74	0.0170	0.97
45	351	0.8660	49.62	0.8600	49.25	0.7760	44.48
46	383	0.0070	0.38	0.0050	0.30	-0.0090	-0.50
47	399	0.2180	12.47	0.2110	12.11	0.1300	7.45
48	408	0.1150	6.58	0.1260	7.20	0.2690	15.41
49	414	-0.6870	-39.37	-0.7010	-40.18	-0.8930	-51.17
50	423	-0.2870	-16.44	-0.2910	-16.68	-0.3430	-19.66
$V(\theta) =$		0.042	p.u.	0.310	p.u.	0.138	p.u.
$\Delta MET =$		0.096	p.u.	-0.172	p.u.		

CONCLUSIONES

Esta tesis abordó los conceptos y metodologías asociadas al análisis de estabilidad transitoria basados en las funciones de energía transitoria, debido a esto se desarrolló e implementó el método PEBS, el cual es uno de los métodos directos muy utilizados y de mayor atención en el área.

A partir de los resultados y análisis de casos realizados en sistemas de prueba, se concluye lo siguiente:

- i) El método PEBS obtuvo un buen desempeño para predecir el tiempo crítico de eliminación de la falla. Existieron casos donde la estimación fue muy precisa (sistemas ATHAY3 e IEEE17) en comparación a las técnicas de simulación numérica en el dominio del tiempo, hubo un caso (sistema WSCC3) donde el método se acercó con cierto grado de exactitud.
- ii) Este método permite calcular en forma aproximada la energía crítica del sistema dinámico. Es importante resaltar que el cálculo de la energía crítica exacta es un desafío aun hoy en día. Teóricamente este valor se obtiene al evaluar la energía transitoria en el UEP de control, el cual está asociado a una falla particular.
- iii) La región de estabilidad es una superficie multidimensional muy compleja, debido a esto, valiéndose de algunas propiedades del sistema dinámico, el método PEBS utiliza la superficie frontera de energía potencial y la trayectoria de falla sostenida para generar aproximaciones del UEP de control.
- iv) Con los métodos directos se introducen conceptos como: energía del sistema, margen de energía, los cuales ayudan a determinar en forma cualitativa y cuantitativa la estabilidad del sistema. El margen de energía es muy útil para calificar la estabilidad sin calcular el tiempo crítico, además nos da una idea de cuan lejos está la frontera de estabilidad, es decir, una distancia medida en energía total del sistema.

A partir de los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología en sistemas reales, como el SEIN50, se concluye lo siguiente:

- i) Los tiempos críticos calculados a partir del método PEBS estuvieron muy próximos a los calculados por simulación numérica en el dominio del tiempo. Los casos de análisis aplicados al SEIN fueron seleccionados para poder distinguir la potencialidad del método, es decir, los casos presentados muestran los problemas de estrés del sistema y condiciones críticas de operación ante una eventual perturbación.
- ii) Los métodos directos están calificados para superar problemas de tiempo computacional en el procesamiento y capacidad de análisis de la estabilidad transitoria en la operación en tiempo real.
- iii) Es importante la aplicación de estos métodos en distintas tareas de planeamiento y operación, así se ahorra tiempo de análisis al introducir conceptos de energía que pueden abreviar y explicar condiciones desfavorables en el sistema.
- iv) Los métodos directos, como el método PEBS, se sitúan en una área que continuamente se está desarrollando en el ámbito académico, y la dirección de ese interés recae en su potencial uso en análisis de seguridad dinámica.

Finalmente, este trabajo de tesis puede incentivar al desarrollo de futuros trabajos o a futuras investigaciones, dentro de esta dirección se propone lo siguiente:

- i) Implementar nuevas metodologías que actualmente están siendo desarrolladas, como: método BCU, método shadowing, etc. Existen aplicaciones de estos métodos en sistemas de prueba y reales, y actualmente están siendo integrados como herramientas para el auxilio en la operación.
- ii) Nuevas funciones de energía asociadas a los controladores y FACTS se están desarrollando, debido a esto se podría probar la eficacia de estas con sistemas reales bajo distintas condiciones de operación.
- iii) Índices de estabilidad transitoria son calculados a partir de la información de los métodos directos basados en funciones de energía, por consiguiente se podría reutilizar esta información para su inserción y codificación en rutinas dentro de programas abiertos de análisis de estabilidad transitoria.

ANEXO A
DATOS DE SISTEMAS DE PRUEBA Y REALES PARA EL ANÁLISIS
DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

ANEXO A

DATOS DE SISTEMAS DE PRUEBA Y REALES PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

A.1. Sistema ATHAY3

Este sistema está conformado por 3 generadores, 3 barras, 3 ramos y 3 cargas que totalizan 1490 MW y 325 MVar de potencia activa y reactiva, respectivamente. Este es un sistema de prueba propuesto por Athay en la referencia [3] para la aplicación de métodos directos basados en la función de energía transitoria, es muy usado por diversos autores en esta área. La Figura A.1 muestra el diagrama unifilar de este sistema.

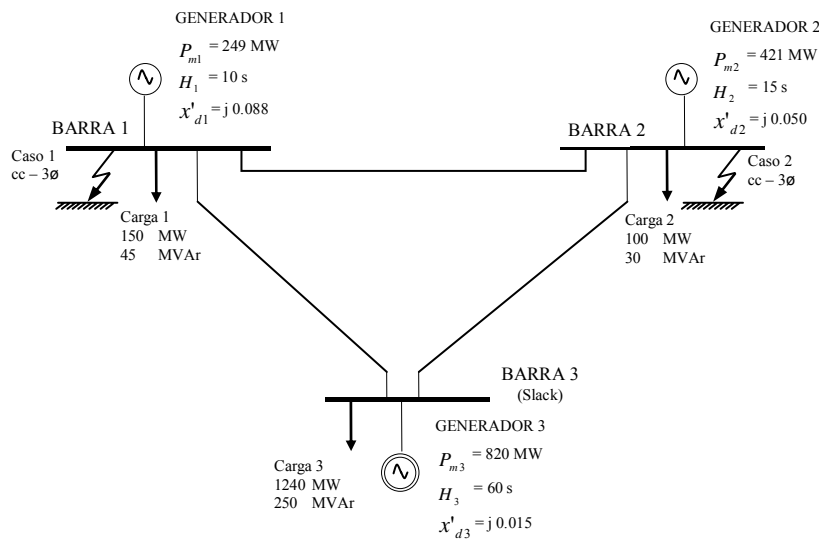


Figura A.1 Diagrama unifilar del sistema de prueba ATHAY3 (3 generadores, 3 barras)

A.1.1. Datos Estáticos

En las Tablas A.1 y A.2 son mostrados los datos estáticos de los nodos y ramos del sistema inicial (pre-falla), respectivamente. Estos datos son usados para calcular el punto de operación de estado estacionario pre-falla a través del análisis del flujo de potencia.

Tabla A.1 Datos estáticos asociados a los nodos, sistema ATHAY3

SL: Barra slack (referencia angular)

Identificación de Barra			Carga		Generación		B Shunt (p.u.)
#	Nombre	Tipo	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	V (p.u.)	
1	BUS 1	PV	150	45	249	1.000	0
2	BUS 2	PV	100	30	421	1.000	0
3	BUS 3	SL	1240	250	---	1.000	0
Total:			1490	325	670	← Sin generación SL	

Tabla A.2 Datos estáticos asociados a los ramos, sistema ATHAY3

L: Línea, T: Transformador

Item	Identificación de Ramo		Tipo de Ramo (L, T)	# Total de Circuitos	Impedancia ckto		Línea	Transf.
	# Barra				R (pu)	X (pu)	B Shunt (pu)	Tap (pu)
	Inicial	Final						
1	1	2	L	1	0	0.4600	0	0
2	1	3	L	1	0	0.0806	0	0
3	2	3	L	1	0	0.2600	0	0
Total:				3				

A.1.2. Datos Dinámicos

En la Tabla A.3 son mostrados los datos dinámicos del sistema los cuales están formados por los datos necesarios para el modelo clásico de los generadores. Todos los valores están convertidos a la base común del sistema $S_{base} = 100$ MVA.

Tabla A.3 Datos dinámicos de generadores (modelo clásico), sistema ATHAY3

Identificación de Generador			Cte de Inercia H_i	Reactancia Transitoria x'_{di}	Cte de Amort. D_i
i	# Barra	Nombre	(s.)	(p.u.)	(p.u.)
1	1	BUS 1	10.0	0.0880	0
2	2	BUS 2	15.0	0.0500	0
3	3	BUS 3	60.0	0.0150	0

A.2. Sistema WSCC3

Este sistema está conformado por 3 generadores, 9 barras, 9 ramos y 3 cargas que totalizan 315 MW y 115 MVar de potencia activa y reactiva, respectivamente. Este es un sistema de prueba propuesto por Anderson y Fouad en la referencia [19], el cual representa a un equivalente reducido del sistema de potencia real del WSCC (*Western System Coordinating Council: Consejo de Coordinación del Sistema Oeste*). La Figura A.2 muestra el diagrama unifilar de este sistema.

A.2.1. Datos Estáticos

En las Tablas A.4 y A.5 son mostrados los datos estáticos de los nodos y ramos del sistema inicial (pre-falla), respectivamente.

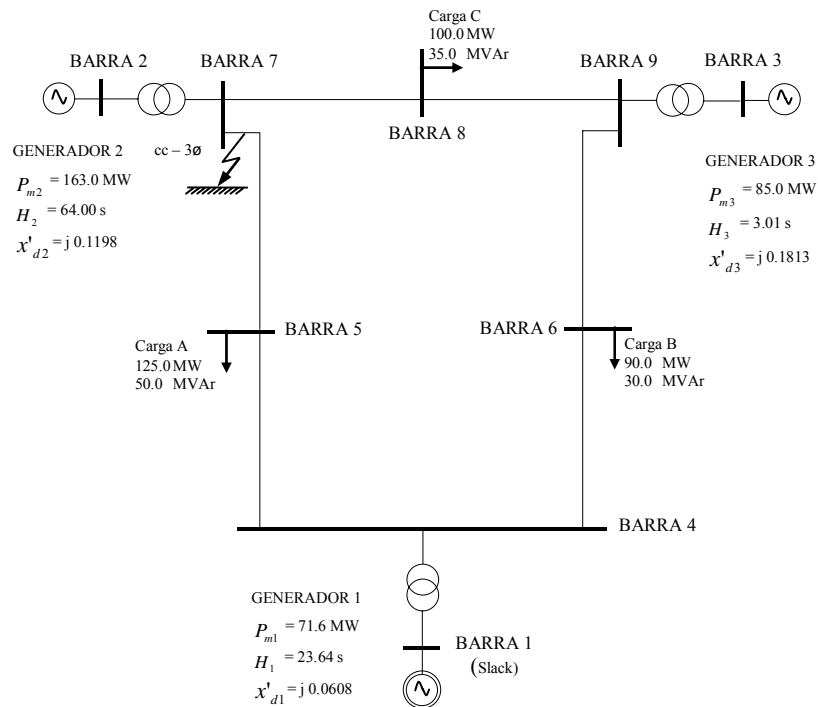


Figura A.2 Diagrama unifilar del sistema de prueba WSCC3 (3 generadores, 9 barras)

Tabla A.4 Datos estáticos asociados a los nodos, sistema WSCC3

SL: Barra slack (referencia angular)

#	Identificación de Barra		Nivel de Tensión (kV)	Carga		Generación		B Shunt (p.u.)
	Nombre	Tipo		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	V (p.u.)	
1	BUS 1	SL	16.5	0	0	---	1.040	0
2	BUS 2	PV	18	0	0	163	1.025	0
3	BUS 3	PV	13.8	0	0	85	1.025	0
4	BUS 4	PQ	230	0	0	0	---	0
5	BUS 5	PQ	230	125	50	0	---	0
6	BUS 6	PQ	230	90	30	0	---	0
7	BUS 7	PQ	230	0	0	0	---	0
8	BUS 8	PQ	230	100	35	0	---	0
9	BUS 9	PQ	230	0	0	0	---	0
Total:				315	115	248	← Sin generación SL	

Tabla A.5 Datos estáticos asociados a los ramos, sistema WSCC3

L: Línea, T: Transformador

Item	Identificación de Ramo		Tipo de Ramo (L, T)	# Total de Circuitos	Impedancia ckto		Línea B Shunt (pu)	Transf. Tap (pu)
	# Barra				R (pu)	X (pu)		
	Inicial	Final						
1	2	7	T	1	0.0000	0.0625	0.0000	1.000
2	7	8	L	1	0.0085	0.0720	0.1490	0
3	8	9	L	1	0.0119	0.1008	0.2090	0
4	9	3	T	1	0.0000	0.0586	0.0000	1.000
5	7	5	L	1	0.0320	0.1610	0.3060	0
6	9	6	L	1	0.0390	0.1700	0.3580	0
7	5	4	L	1	0.0100	0.0850	0.1760	0
8	6	4	L	1	0.0170	0.0920	0.1580	0
9	4	1	T	1	0.0000	0.0576	0.0000	1.000
Total:				9				

A.2.2. Datos Dinámicos

La Tabla A.6 muestra los datos dinámicos para el modelo clásico de los generadores. Valores están convertidos a la base del sistema $S_{base} = 100$ MVA.

Tabla A.6 Datos dinámicos de generadores (modelo clásico), sistema WSCC3

i	Identificación de Generador		Nivel de Tensión (kV)	Cte de Inercia H_i (s.)	Reactancia Transitoria x'_{di} (p.u.)
	# Barra	Nombre			
1	1	BUS 1	16.5	23.64	0.0608
2	2	BUS 2	18	6.40	0.1198
3	3	BUS 3	13.8	3.01	0.1813

A.3. Sistema IEEE17

Este sistema está conformado por 17 generadores, 162 barras, 284 ramos y 89 cargas que totalizan 15387 MW y 1175 MVar de potencia activa y reactiva, respectivamente. Fue adoptado como sistema de prueba estándar IEEE en la referencia [33] y es un equivalente del sistema eléctrico del estado de Iowa de los Estados Unidos, además tiene diversas plantas de generación a lo largo de la orilla del Río Missouri. La proximidad eléctrica de sus plantas provoca un comportamiento dinámico complejo e interesante. Los datos estáticos y dinámicos del sistema se encuentran disponibles en la referencia [34]. La Figura A.3 muestra el diagrama unifilar de la red 345 kV de este sistema.

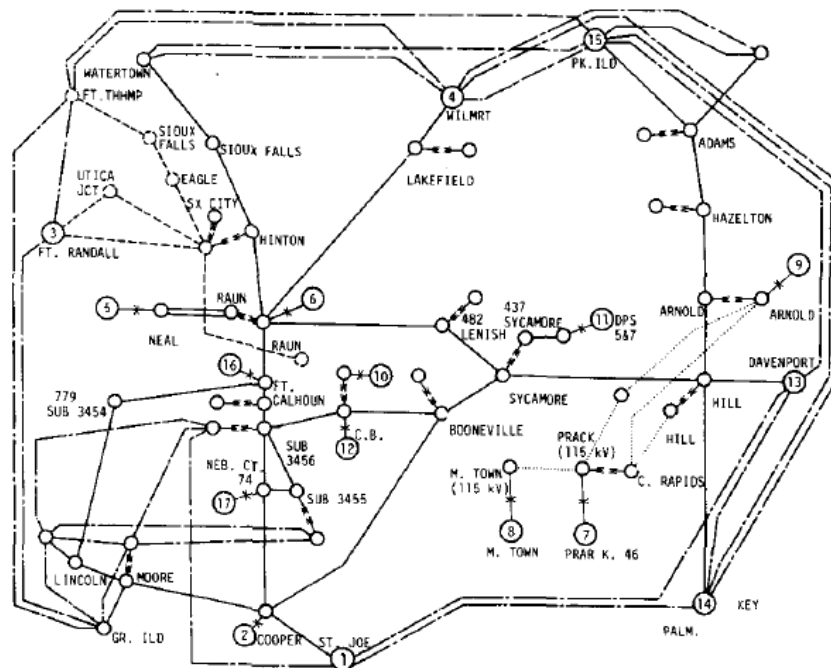


Figura A.3 Diagrama unifilar de la red principal en 345 kV del sistema de prueba IEEE17 (17 generadores, 162 barras)

A.3.1. Datos Estáticos

Las Tablas A.7 – A.9 contienen los datos estáticos de nodos del sistema pre-falla.

Tabla A.7 Datos estáticos asociados a los nodos, sistema IEEE17

SL: Barra slack (referencia angular)

Identificación de Barra			Nivel de Tensión (kV)	Carga		Generación		B Shunt (p.u.)
#	Nombre	Tipo		P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	
1	COOPR 3 345	PQ	345	0	0	0	---	-1.00
2	MOOR 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
3	STJO712 161	PQ	161	2370	96.9	2000	---	0
4	BOONIL3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
5	NEBCY 3 345	PQ	345	0	0	0	---	-0.50
6	6R1G 22	PV	22	0	0	794	1.000	0
7	7LN3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
8	8ER7 115	PQ	115	0	0	-398	---	0
9	94 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
10	TWINCH4 230	PQ	230	0	0	-226	---	0
11	SX CY 4 230	PQ	230	0	0	0	---	0
12	SHELON7 115	PQ	115	0	0	-193	---	0
13	GR ILD3 345	PQ	345	0	0	-204	---	0
14	S1206 5 161	PQ	161	0	0	-381	---	0
15	FTRAD 4 230	PQ	230	1420	0	1500	---	0
16	ROCHTR5 161	PQ	161	0	0	54.2	---	0
17	HARMNY5 161	PQ	161	0	0	116.5	---	0
18	ADAM 5 161	PQ	161	34.4	11.67	0	---	0
19	DUBUUE5 161	PQ	161	0	0	-64.4	---	0
20	HINTON8 69	PQ	69	37.9	12.5	0	---	0
21	POSTIL5 161	PQ	161	0	0	69.8	---	0
22	HAZLON5 161	PQ	161	17.39	5.27	0	---	0
23	HRN K 5 161	PQ	161	0	0	-63.5	---	0
24	LAKFD 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
25	LAKFD 3 345	PQ	345	0	0	0	---	-0.50
26	RAUN 3 345	PQ	345	0	0	0	---	-0.50
27	WILMRT3 345	PQ	345	1824	57.9	1500	---	0
28	FOX K 5 161	PQ	161	38.47	13.17	0	---	0
29	WINBGO5 161	PQ	161	28.31	9.03	0	---	0
30	HAYWD 5 161	PQ	161	101.2	32.52	0	---	0
31	RAPIAN5 161	PQ	161	0	0	-72.5	---	0
32	LIMECK5 161	PQ	161	52.7	15.06	0	---	0
33	MASNTY5 161	PQ	161	45.17	15.06	0	---	0
34	FRANKN5 161	PQ	161	14.18	5.25	0	---	0
35	FLOY 5 161	PQ	161	54.48	14.63	0	---	0
36	GARNR 5 161	PQ	161	31.96	8.68	0	---	0
37	ADAM 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
38	DUNDE 5 161	PQ	161	14.76	4.08	0	---	0
39	HAZLON3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
40	BLKHK 5 161	PQ	161	52.88	17.6	0	---	0
41	WSHBN 5 161	PQ	161	39.2	12.8	0	---	0
42	ARNOD 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
43	CLINON5 161	PQ	161	0	0	-41.5	---	0
44	CALUS 5 161	PQ	161	16.32	3.71	0	---	0
45	TRIBJI5 161	PQ	161	20.02	5.41	0	---	0
46	DENIN 5 161	PQ	161	65.31	22.3	0	---	0
47	ANITTP5 161	PQ	161	4.82	1.56	0	---	0
48	CRESN 5 161	PQ	161	93.76	22.86	60	---	0
49	ANIT 5 161	PQ	161	6.82	1.78	0	---	0
50	MARY 12 161	PQ	161	0	0	-99.7	---	0
51	CLRNA 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
52	D.MON 5 161	PQ	161	218.2	42.8	0	---	0

Tabla A.8 Datos estáticos asociados a los nodos, sistema IEEE17 (continuación)

SL: Barra slack (referencia angular)

Identificación de Barra			Nivel de Tensión (kV)	Carga		Generación		B Shunt (p.u.)
#	Nombre	Tipo		P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	V (p.u.)	
53	SX CY 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
54	WISDM 5 161	PQ	161	94.04	29.57	23.7	---	0
55	PLYMH 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
56	OSGOD 5 161	PQ	161	25.29	7.26	0	---	0
57	SAC 5 161	PQ	161	48.48	15.61	0	---	0
58	UTICJC4 230	PQ	230	0	0	0	---	0
59	EAGL 4 230	PQ	230	84.43	27.05	0	---	0
60	SX FLL7 115	PQ	115	0	0	-244	---	0
61	SIOXLS4 230	PQ	230	0	0	0	---	0
62	FTTHMP4 230	PQ	230	0	0	865.6	---	0
63	HANLN 4 230	PQ	230	0	0	-59.1	---	0
64	SIOXLS 345	PQ	345	0	0	0	---	0
65	WTRTWN3 345	PQ	345	0	0	26.3	---	0
66	SX CY 3 345	PQ	345	0	0	0	---	-0.50
67	BURT 5 161	PQ	161	22.54	7.03	0	---	0
68	HOPE 5 161	PQ	161	40.42	12.68	0	---	0
69	HOPET 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
70	NEAL 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
71	MONOA 5 161	PQ	161	29.87	11.93	0	---	0
72	S1209 5 161	PQ	161	0	0	-427	---	0
73	NEAL12G 20	PV	20	0	0	447	1.000	0
74	LEHH 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
75	FT.CL 3 345	PQ	345	0	0	0	---	-0.50
76	NEAL34G 24	PV	24	0	0	1055	1.000	0
77	WRIGT 5 161	PQ	161	26.41	8.78	0	---	0
78	FT.DDG5 161	PQ	161	79.12	0	0	---	0
79	LEHH 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
80	POMEY5 161	PQ	161	15.76	5.25	0	---	0
81	WATELO8 69	PQ	69	50.88	16.8	0	---	0
82	WATELO5 161	PQ	161	62.28	20.26	0	---	0
83	WTR OGT 161	PQ	161	0	0	0	---	0
84	DYSAT 5 161	PQ	161	37.9	9.49	0	---	0
85	CARRLL5 161	PQ	161	40.52	11.26	0	---	0
86	GR JT 5 161	PQ	161	50.73	13.35	0	---	0
87	GUTHIE7 115	PQ	115	16.91	4.23	0	---	0
88	JASPR 8 69	PQ	69	60.6	4.44	0	---	0
89	GR JT 7 115	PQ	115	0	0	0	---	0
90	BOON 7 115	PQ	115	50.21	16.76	0	---	0
91	CDRPS 5 161	PQ	161	51.24	12.83	0	---	0
92	WYOMG 5 161	PQ	161	36.12	9.05	0	---	0
93	ARNOD 5 161	PQ	161	103.8	34.56	0	---	0
94	HILL 5 161	PQ	161	164	6.49	0	---	0
95	PRARCK7 115	PQ	115	117.2	39.01	0	---	0
96	MTOW 7 115	PQ	115	119.2	0	0	---	0
97	CALUS 7 115	PQ	115	22.84	5.71	0	---	0
98	SIX T 7 115	PQ	115	151.1	50.35	0	---	0
99	PRARK4G 18	PV	18	0	0	130.9	1.000	0
100	WELSRG7 115	PQ	115	23.21	6.9	0	---	0
101	MTOW 3G 14	PV	14	0	0	82	1.000	0
102	MQOKTA5 161	PQ	161	16.54	4.08	0	---	0
103	DAVNRT5 161	PQ	161	0	0	-322	---	0
104	IA FS 7 115	PQ	115	31.52	10.46	0	---	0
105	DUNDE 7 115	PQ	115	24.84	6.23	0	---	0
106	MONRE 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
107	POWAHK5 161	PQ	161	35.41	5.41	0	---	0
108	AROL 1G 22	SL	22	0	0	---	1.000	0

Tabla A.9 Datos estáticos asociados a los nodos, sistema IEEE17 (continuación)

SL: Barra slack (referencia angular)

Identificación de Barra			Nivel de Tensión (kV)	Carga		Generación		B Shunt (p.u.)
#	Nombre	Tipo		P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	V (p.u.)	
109	HILL 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
110	CBLUFS5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
111	AVOC 5 161	PQ	161	65.41	16.72	0	---	0
112	CBLUFS3 345	PQ	345	0	0	0	---	-0.50
113	S1211 5 161	PQ	161	0	0	-32.7	---	0
114	C.BL12G 14	PV	14	0	0	131	1.000	0
115	BOONIL5 161	PQ	161	17.32	3.34	0	---	0
116	SYCAOR5 161	PQ	161	56.08	11.2	0	---	0
117	ASHAA 5 161	PQ	161	101.9	20.06	0	---	0
118	DPS 57G 14	PV	14	0	0	173	1.000	0
119	SYCAOR3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
120	S3456 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
121	C.BL 3G 24	PV	24	0	0	620	1.000	0
122	OSKLOS5 161	PQ	161	47.28	9.36	0	---	0
123	WAPLO5 161	PQ	161	0	0	-165	---	0
124	DVNPT 3 345	PQ	345	2000	90.9	2571	---	0
125	PALM710 345	PV	345	2000	0	2388	1.020	0
126	PR ILD3 345	PQ	345	2000	0	2467	---	0
127	LACRSS3 345	PQ	345	0	0	52.6	---	0
128	S3459 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
129	S3455 3 345	PQ	345	0	0	0	---	0
130	FT.CLIG 22	PV	22	0	0	455	1.030	0
131	NEBCY1G 18	PV	18	0	0	575	1.018	0
132	S1255 5 161	PQ	161	0	0	-159	---	0
133	S701 8 69	PQ	69	30.1	6.02	0	---	0
134	S701 5 161	PQ	161	17.46	3.34	0	---	0
135	S702 8 69	PQ	69	20.06	4.01	0	---	0
136	S703 8 69	PQ	69	20.06	4.01	0	---	0
137	S704 8 69	PQ	69	20.06	4.01	0	---	0
138	CBLUFS8 69	PQ	69	0	0	0	---	0
139	S706 8 69	PQ	69	10.1	2.01	0	---	0
140	S705 8 69	PQ	69	13.58	2.68	0	---	0
141	HSTNGS5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
142	CLRND8 69	PQ	69	27.09	5.35	0	---	0
143	R.OAK 8 69	PQ	69	21.07	4.01	0	---	0
144	HSTNGS8 69	PQ	69	12.37	2.01	0	---	0
145	GWOOD 8 69	PQ	69	10.83	2.21	0	---	0
146	SHENDO8 69	PQ	69	21.33	4.01	0	---	0
147	WABASH5 161	PQ	161	216.4	42.8	0	---	0
148	SYCAOR8 69	PQ	69	120	24	0	---	0
149	RAUN 5 161	PQ	161	0	0	0	---	0
150	NEAL4 5 161	PQ	161	4.8	1.6	0	---	0
151	INTRCG5 161	PQ	161	24	8	0	---	0
152	TEKAMA5 161	PQ	161	0	0	-6	---	0
153	NEAL 8 69	PQ	69	4	1.6	0	---	0
154	KELLOG8 69	PQ	69	28	9.6	0	---	0
155	M SIDE8 69	PQ	69	12	4	0	---	0
156	E SIDE8 69	PQ	69	8	2.4	0	---	0
157	PLYMTH8 69	PQ	69	32	10.4	0	---	0
158	LOGANP8 69	PQ	69	16	5.6	0	---	0
159	MCCOOK8 69	PQ	69	8	2.4	0	---	0
160	SC WST8 69	PQ	69	14.4	4.8	0	---	0
161	KELOG 5 161	PQ	161	32	10.4	0	---	0
162	LEEDS 5 161	PQ	161	20	6.4	0	---	0

Total: 15387.36 1174.62 14999.20 ← Sin generación SL

Las Tablas A.10 – A.12 contienen los datos de ramos del sistema pre-falla.

Tabla A.10 Datos estáticos asociados a ramos, sistema IEEE17

L: Línea, T: Transformador

Ident. de Ramo	# Barra		Tipo Ramo (L, T)	Impedancia ckto		Línea B Shunt (pu)	Transf. Tap (pu)
	Inicial	Final		R (pu)	X (pu)		
	1	1		2	L		
2	1	3	L	0.0034	0.0326	0.7224	0
3	1	4	L	0.0064	0.0621	0.9870	0
4	1	5	L	0.0011	0.0119	0.2012	0
5	1	6	T	0.0000	0.0133	0.0000	1.0519
6	2	7	L	0.0014	0.0125	0.2122	0
7	2	13	L	0.0046	0.0417	0.7058	0
8	3	14	L	0.2361	1.0122	0.0000	0
9	3	50	L	0.0389	0.1699	0.0000	0
10	3	103	L	0.1074	1.8023	0.0000	0
11	3	123	L	0.2883	1.6719	0.0000	0
12	3	124	L	0.0140	0.6483	0.0000	0
13	3	125	L	0.0084	0.1139	0.0000	0
14	4	112	L	0.0059	0.0568	0.9250	0
15	4	115	T	0.0000	0.0185	0.0000	1.0000
16	4	119	L	0.0014	0.0119	0.2050	0
17	5	120	L	0.0022	0.0224	0.3792	0
18	5	129	L	0.0022	0.0268	0.4612	0
19	5	131	T	0.0000	0.0127	0.0000	1.0249
20	7	8	T	0.0004	0.0189	0.0000	0.9751
21	7	9	L	0.0017	0.0169	0.2872	0
22	8	10	L	0.4591	1.0703	0.0000	0
23	8	12	L	0.0106	0.0574	0.0000	0
24	8	13	L	0.1274	0.4784	0.0000	0
25	8	14	L	0.0473	0.3956	0.0000	0
26	8	15	L	0.5035	1.7433	0.0000	0
27	8	132	L	0.0252	0.2880	0.0000	0
28	9	75	L	0.0013	0.0150	0.2682	0
29	10	11	L	0.0051	0.0370	0.0716	0
30	10	13	L	0.1299	0.6220	0.0000	0
31	10	15	L	0.1275	0.7033	0.0000	0
32	10	60	L	0.2525	1.2242	0.0000	0
33	11	15	L	0.0285	0.1793	0.3484	0
34	11	46	L	0.0142	0.1225	0.1876	0
35	11	58	L	0.0170	0.1070	0.2074	0
36	11	59	L	0.0071	0.0471	0.0852	0
37	12	2	T	0.0008	0.0377	0.0000	1.0252
38	12	13	L	0.1038	0.3137	0.0000	0
39	12	14	L	0.1598	0.6415	0.0000	0
40	12	132	L	0.4486	1.5773	0.0000	0
41	13	15	L	0.0440	0.3227	0.0000	0
42	13	62	L	0.0098	0.1221	0.0000	0
43	14	72	L	0.0107	0.0828	0.0000	0
44	14	113	L	0.0063	0.0382	0.0000	0
45	14	132	L	0.0057	0.0374	0.0000	0
46	15	58	L	0.0115	0.0732	0.1420	0
47	15	60	L	0.3907	1.6753	0.0000	0
48	15	62	L	0.0084	0.0588	0.0000	0
49	15	63	L	0.1704	1.4555	0.0000	0
50	16	17	L	0.6017	1.4373	0.0000	0

L: Línea, T: Transformador

Ident. de Ramo	# Barra		Tipo Ramo (L, T)	Impedancia ckto		Línea B Shunt (pu)	Transf. Tap (pu)
	Inicial	Final		R (pu)	X (pu)		
	51	16		18	L		
52	16	27	L	0.1574	0.8871	0.0000	0
53	16	126	L	0.1053	0.5132	0.0000	0
54	16	127	L	0.0958	0.5276	0.0000	0
55	17	18	L	0.0213	0.1013	0.0642	0
56	17	19	L	0.2314	0.7678	0.0000	0
57	17	21	L	0.0471	0.2665	0.0000	0
58	17	127	L	0.0287	0.2637	0.0000	0
59	18	30	L	0.0207	0.1088	0.0520	0
60	18	32	L	0.0234	0.1220	0.0582	0
61	18	37	T	0.0000	0.0456	0.0000	1.1193
62	19	21	L	0.3867	1.9005	0.0000	0
63	19	38	L	0.0239	0.1250	0.0596	0
64	19	43	L	0.0603	0.2572	0.0000	0
65	19	127	L	0.1074	0.6809	0.0000	0
66	20	53	T	0.0000	0.1140	0.0000	1.0000
67	20	157	L	0.0113	0.0279	0.0004	0
68	21	22	L	0.0312	0.1629	0.0778	0
69	21	127	L	0.0105	0.6414	0.0000	0
70	22	38	L	0.0140	0.0540	0.0250	0
71	22	39	T	0.0000	0.0493	0.0000	1.1081
72	22	40	L	0.0188	0.0717	0.0328	0
73	22	41	L	0.0172	0.0850	0.0404	0
74	23	24	L	0.0174	0.0511	0.0230	0
75	23	60	L	0.0660	0.3093	0.0000	0
76	24	25	T	0.0000	0.0340	0.0000	1.0217
77	24	28	L	0.0249	0.0725	0.0202	0
78	24	45	L	0.0137	0.0725	0.0340	0
79	25	26	L	0.0059	0.0583	0.9302	0
80	25	27	L	0.0044	0.0410	0.8384	0
81	26	74	L	0.0063	0.0607	0.9300	0
82	26	75	L	0.0030	0.0322	0.5038	0
83	26	76	T	0.0000	0.0082	0.0000	1.0400
84	27	31	L	0.0101	0.1273	0.0000	0
85	27	62	L	0.0173	0.5810	0.0000	0
86	27	65	L	0.0105	0.2764	0.0000	0
87	27	125	L	0.0350	1.6845	0.0000	0
88	27	126	L	0.0022	0.0225	0.0000	0
89	27	127	L	0.1506	1.4355	0.0000	0
90	28	29	L	0.0240	0.0965	0.0444	0
91	29	30	L	0.0380	0.1500	0.0696	0
92	29	31	L	0.0206	0.0833	0.0384	0
93	30	32	L	0.0249	0.1005	0.0458	0
94	32	33	L	0.0114	0.0448	0.0208	0
95	33	34	L	0.0280	0.1140	0.0520	0
96	33	35	L	0.0216	0.1070	0.0510	0
97	33	36	L	0.0102	0.0536	0.0254	0
98	34	40	L	0.0397	0.1517	0.0690	0
99	34	77	L	0.0235	0.0896	0.0408	0
100	35	40	L	0.0271	0.1341	0.0638	0

Tabla A.11 Datos estáticos asociados a ramos, sistema IEEE17 (continuación)

L: Línea, T: Transformador								L: Línea, T: Transformador							
Ident. de Ramo			Tipo	Impedancia ckto		Línea	Transf.	Ident. de Ramo			Tipo	Impedancia ckto		Línea	Transf.
Item	# Barra		Ramo (L, T)	R (pu)	X (pu)	B Shunt (pu)	Tap (pu)	Item	# Barra		Ramo (L, T)	R (pu)	X (pu)	B Shunt (pu)	Tap (pu)
	Inicial	Final							Inicial	Final					
101	36	67	L	0.0176	0.0924	0.0440	0	151	60	126	L	0.5367	1.8295	0.0000	0
102	37	39	L	0.0039	0.0379	0.6700	0	152	61	62	L	0.0296	0.2275	0.3996	0
103	37	126	L	0.0040	0.0381	0.6700	0	153	61	63	L	0.0043	0.0422	0.0764	0
104	37	127	L	0.0040	0.0403	0.6832	0	154	62	63	L	0.0158	0.1702	0.0000	0
105	39	42	L	0.0020	0.0186	0.3200	0	155	62	65	L	0.0040	0.0740	0.0000	0
106	40	81	L	0.0300	0.3450	0.0038	0	156	62	126	L	0.0044	0.2969	0.0000	0
107	40	82	L	0.0040	0.0190	0.0108	0	157	63	65	L	0.2409	1.9600	0.0000	0
108	41	81	L	0.0370	0.3720	0.0058	0	158	64	65	L	0.0050	0.0571	0.9098	0
109	41	83	L	0.0052	0.0256	0.0124	0	159	64	66	L	0.0033	0.0381	0.6066	0
110	41	84	L	0.0057	0.0580	0.0292	0	160	65	126	L	0.0031	0.1536	0.0000	0
111	42	109	L	0.0019	0.0196	0.3330	0	161	66	11	T	0.0000	0.0118	0.0000	1.0000
112	43	44	L	0.0188	0.0751	0.0348	0	162	67	68	L	0.0193	0.1013	0.0482	0
113	43	103	L	0.0324	0.1702	0.0000	0	163	68	69	L	0.0068	0.0353	0.0168	0
114	43	124	L	0.0293	0.1766	0.0000	0	164	69	77	L	0.0098	0.0374	0.0170	0
115	43	125	L	0.1449	0.6509	0.0000	0	165	69	78	L	0.0114	0.0434	0.0196	0
116	44	102	L	0.0130	0.0500	0.0236	0	166	69	79	L	0.0052	0.0433	0.0220	0
117	44	103	L	0.0127	0.0510	0.0244	0	167	70	73	T	0.0000	0.0197	0.0000	1.0398
118	45	54	L	0.0108	0.0570	0.0272	0	168	70	149	L	0.0002	0.0018	0.0010	0
119	46	47	L	0.0310	0.1378	0.0622	0	169	70	149	L	0.0002	0.0018	0.0010	0
120	47	48	L	0.0251	0.1114	0.0502	0	170	71	85	L	0.0304	0.1506	0.0716	0
121	47	49	L	0.0030	0.0120	0.0054	0	171	71	150	L	0.0196	0.0970	0.0462	0
122	48	50	L	0.0336	0.1660	0.0780	0	172	72	113	L	0.0022	0.0130	0.0000	0
123	48	51	L	0.0420	0.1300	0.0570	0	173	72	132	L	0.0028	0.0168	0.0000	0
124	48	52	L	0.0540	0.1680	0.0740	0	174	72	152	L	0.0385	0.1800	0.0000	0
125	49	87	L	0.0140	0.0680	0.0266	0	175	74	119	L	0.0031	0.0310	0.4822	0
126	50	51	L	0.0300	0.0900	0.0410	0	176	75	128	L	0.0008	0.0087	0.1660	0
127	50	123	L	0.4071	1.8543	0.0000	0	177	75	130	T	0.0004	0.0242	0.0000	1.0249
128	50	125	L	0.1337	0.6031	0.0000	0	178	78	79	L	0.0051	0.0336	0.0182	0
129	51	141	L	0.0323	0.1000	0.0442	0	179	78	80	L	0.0244	0.0930	0.0422	0
130	52	79	L	0.0623	0.2126	0.0940	0	180	79	74	T	0.0000	0.0180	0.0000	1.0248
131	52	106	L	0.0231	0.0717	0.0314	0	181	82	83	L	0.0053	0.0249	0.0130	0
132	52	116	L	0.0060	0.0487	0.0256	0	182	84	93	L	0.0125	0.0826	0.0414	0
133	52	117	L	0.0117	0.0493	0.0230	0	183	85	86	L	0.0211	0.1046	0.0498	0
134	52	118	T	0.0000	0.0520	0.0000	1.0429	184	86	87	L	0.0280	0.1120	0.0538	0
135	53	11	T	0.0005	0.0200	0.0000	1.0000	185	86	88	L	0.0440	0.2280	0.1090	0
136	53	54	L	0.0275	0.1961	0.0956	0	186	88	96	L	0.0740	0.2500	0.0142	0
137	53	55	L	0.0005	0.0026	0.0022	0	187	88	106	L	0.0079	0.0468	0.0232	0
138	54	56	L	0.0174	0.0910	0.0430	0	188	89	86	T	0.0000	0.0570	0.0000	1.0252
139	54	57	L	0.0250	0.1237	0.0588	0	189	89	90	L	0.0690	0.1340	0.0140	0
140	55	57	L	0.0462	0.1763	0.0802	0	190	90	96	L	0.1837	0.3590	0.0370	0
141	55	149	L	0.0153	0.0671	0.0312	0	191	91	92	L	0.0156	0.0819	0.0376	0
142	55	162	L	0.0040	0.0189	0.0098	0	192	91	93	L	0.0143	0.0895	0.0450	0
143	56	67	L	0.0170	0.0894	0.0424	0	193	91	94	L	0.0145	0.0957	0.0480	0
144	57	80	L	0.0272	0.1037	0.0472	0	194	92	102	L	0.0150	0.0610	0.0292	0
145	58	61	L	0.0133	0.1018	0.1842	0	195	93	42	T	0.0000	0.0260	0.0000	1.0248
146	59	61	L	0.0106	0.0706	0.1210	0	196	93	108	T	0.0000	0.0154	0.0000	1.0503
147	60	61	T	0.0027	0.0653	-0.0022	1.0252	197	94	103	L	0.0227	0.1333	0.0660	0
148	60	61	T	0.0020	0.0393	0.0000	1.0252	198	94	107	L	0.0613	0.1891	0.0836	0
149	60	62	L	0.3674	0.9640	0.0000	0	199	94	109	T	0.0000	0.0350	0.0000	1.0248
150	60	65	L	0.1041	0.4144	0.0000	0	200	95	91	T	0.0054	0.0458	-0.0036	1.0200

Tabla A.12 Datos estáticos asociados a ramos, sistema IEEE17 (continuación)

L: Línea, T: Transformador								L: Línea, T: Transformador							
Ident. de Ramo			Tipo	Impedancia ckto		Línea	Transf.	Ident. de Ramo			Tipo	Impedancia ckto		Línea	Transf.
Item	# Barra		Ramo	R	X	B Shunt	Tap	Item	# Barra		Ramo	R	X	B Shunt	Tap
	Inicial	Final	(L, T)	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)		Inicial	Final	(L, T)	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)
201	95	96	L	0.0870	0.2120	0.0860	0	243	125	126	L	0.0201	0.5915	0.0000	0
202	95	97	L	0.1289	0.2809	0.0334	0	244	126	127	L	0.0877	0.7049	0.0000	0
203	95	98	L	0.0071	0.0430	0.0224	0	245	128	72	T	0.0004	0.0180	0.0000	1.0000
204	95	99	T	0.0000	0.0685	0.0000	1.0296	246	129	132	T	0.0004	0.0198	0.0000	1.0000
205	96	100	L	0.0690	0.1610	0.0186	0	247	133	134	T	0.0000	0.0410	0.0000	1.0249
206	96	101	T	0.0000	0.1031	0.0000	1.0296	248	133	135	L	0.0109	0.0259	0.0004	0
207	97	44	T	0.0051	0.1007	-0.0025	1.0252	249	133	136	L	0.0390	0.0990	0.0016	0
208	98	93	T	0.0006	0.0214	-0.0341	1.0252	250	133	137	L	0.0134	0.0504	0.0010	0
209	98	105	L	0.1485	0.2930	0.0310	0	251	135	138	L	0.0466	0.1182	0.0020	0
210	100	104	L	0.0620	0.1450	0.0166	0	252	136	139	L	0.0260	0.0650	0.0010	0
211	103	123	L	0.1820	0.7510	0.0000	0	253	137	140	L	0.0041	0.0156	0.0004	0
212	103	124	L	0.0002	0.0167	0.0000	0	254	138	110	T	0.0000	0.0410	0.0000	1.0000
213	103	125	L	0.0279	0.1972	0.0000	0	255	138	139	L	0.0260	0.0650	0.0010	0
214	104	34	T	0.0080	0.0637	-0.0033	1.0000	256	138	140	L	0.0251	0.0941	0.0018	0
215	105	38	T	0.0000	0.1160	0.0000	1.0252	257	138	145	L	0.0923	0.2338	0.0038	0
216	106	107	L	0.0196	0.0611	0.0268	0	258	142	51	T	0.0000	0.1728	0.0000	1.07
217	107	122	L	0.0130	0.0621	0.0296	0	259	142	143	L	0.1582	0.3919	0.0068	0
218	109	119	L	0.0060	0.0577	0.9290	0	260	142	146	L	0.1618	0.3861	0.0070	0
219	109	124	L	0.0020	0.0222	0.3782	0	261	143	144	L	0.0927	0.2322	0.0020	0
220	109	125	L	0.0070	0.0620	1.0000	0	262	144	141	T	0.0000	0.0820	0.0000	1.0249
221	110	111	L	0.0230	0.0990	0.0460	0	263	144	145	L	0.0890	0.2210	0.0032	0
222	110	112	T	0.0000	0.0185	0.0000	1.0000	264	144	146	L	0.0680	0.2906	0.0058	0
223	110	114	T	0.0000	0.0768	0.0000	1.0398	265	148	116	T	0.0000	0.0410	0.0000	1.0000
224	110	134	L	0.0032	0.0256	0.0134	0	266	149	26	T	0.0000	0.0386	0.0000	1.0000
225	110	141	L	0.0210	0.0649	0.0288	0	267	149	26	T	0.0000	0.0386	0.0000	1.0000
226	111	115	L	0.0527	0.2215	0.1030	0	268	149	150	L	0.0010	0.0085	0.0020	0
227	112	120	L	0.0005	0.0044	0.0720	0	269	149	151	L	0.0039	0.0262	0.0138	0
228	112	121	T	0.0000	0.0190	0.0000	1.0499	270	149	152	L	0.0253	0.1168	0.0544	0
229	113	132	L	0.0459	0.2911	0.0000	0	271	151	161	L	0.0021	0.0138	0.0074	0
230	113	134	L	0.0008	0.0072	0.0038	0	272	153	70	T	0.0000	0.0916	0.0000	1.0000
231	115	117	L	0.0019	0.0154	0.0330	0	273	153	70	T	0.0000	0.0916	0.0000	1.0000
232	116	117	L	0.0048	0.0391	0.0214	0	274	153	154	L	0.0710	0.2841	0.0054	0
233	116	119	T	0.0000	0.0090	0.0000	1.0248	275	153	155	L	0.0430	0.1856	0.0038	0
234	116	147	L	0.0035	0.0286	0.0156	0	276	154	156	L	0.0155	0.0379	0.0008	0
235	117	147	L	0.0022	0.0175	0.0100	0	277	154	160	L	0.0102	0.0429	0.0010	0
236	120	14	T	0.0003	0.0188	0.0000	0.9751	278	155	156	L	0.0176	0.0822	0.0014	0
237	120	128	L	0.0004	0.0051	0.1000	0	279	156	157	L	0.0530	0.1273	0.0022	0
238	120	129	L	0.0003	0.0038	0.0652	0	280	157	55	T	0.0000	0.0827	0.0000	1.0000
239	122	123	L	0.0175	0.0835	0.0398	0	281	157	158	L	0.0489	0.1404	0.0028	0
240	123	125	L	0.0423	0.2441	0.0000	0	282	158	159	L	0.0339	0.0664	0.0012	0
241	124	125	L	0.0113	0.1585	0.0000	0	283	159	160	L	0.0190	0.0811	0.0120	0
242	124	126	L	0.0577	0.8256	0.0000	0	284	161	162	L	0.0022	0.0103	0.0054	0

A.3.2. Datos Dinámicos

En la Tabla A.13 son mostrados los datos dinámicos del sistema los cuales están formados por los datos necesarios para el modelo clásico de los generadores. Todos los valores están convertidos a la base común del sistema $S_{base} = 100$ MVA. Los generadores conectados a niveles de alta tensión corresponden a los modelos equivalentes de sistemas interconectados acoplados al sistema.

Tabla A.13 Datos dinámicos de generadores (modelo clásico), sistema IEEE17

<i>i</i>	Identificación de Generador		Nivel de Tensión (kV)	Cte de Inercia H_i (s.)	Reactancia Transitoria x'_{di} (p.u.)
	# Barra	Nombre			
1	3	STJO712 161	161	100.00	0.0040
2	6	6R1G 22	22	34.56	0.0437
3	15	FTRAD 4 230	230	80.00	0.0100
4	27	WILMRT3 345	345	80.00	0.0050
5	73	NEAL12G 20	20	16.79	0.0507
6	76	NEAL34G 24	24	32.49	0.0206
7	99	PRARK4G 18	18	6.65	0.1131
8	101	MTOW 3G 14	14	2.66	0.3115
9	108	AROL 1G 22	22	29.66	0.0535
10	114	C.BL12G 14	14	5.00	0.1770
11	118	DPS 57G 14	14	11.31	0.1049
12	121	C.BL 3G 24	24	19.79	0.0297
13	124	DVNPT 3 345	345	200.00	0.0020
14	125	PALM710 345	345	200.00	0.0020
15	126	PR ILD3 345	345	100.00	0.0040
16	130	FT.CL1G 22	22	28.60	0.0559
17	131	NEBCY1G 18	18	20.66	0.0544

A.4. Sistema SEIN50

El SEIN (Sistema Interconectado Nacional Peruano) es el sistema eléctrico de potencia interconectado que une casi todos los centros de consumo del Perú, con excepción de algunos sistemas aislados. Posee un nivel máximo de tensión de 220 kV a 60 Hz. Se seleccionó la configuración y operación del sistema en la semana operativa 42 del 2006 (Lunes 16/10/2006), para el bloque horario de media demanda (8 – 18 h.). Este sistema está conformado por 50 generadores en servicio (55 fuera de servicio), 460 barras (37 nodos ficticios¹), 542 ramos en servicio (14 fuera de servicio: 2 transformadores y 12 líneas de transmisión) y 204 cargas en servicio (1 fuera de servicio) que totalizan 2959.61 MW y 1033.32 MVar de potencia activa y reactiva, respectivamente. La Figura A.4 muestra el diagrama unifilar de este sistema.

¹ El nodo ficticio representa el punto central del modelo de impedancias equivalentes asociado a los transformadores de tres devanados (primario, secundario y terciario).

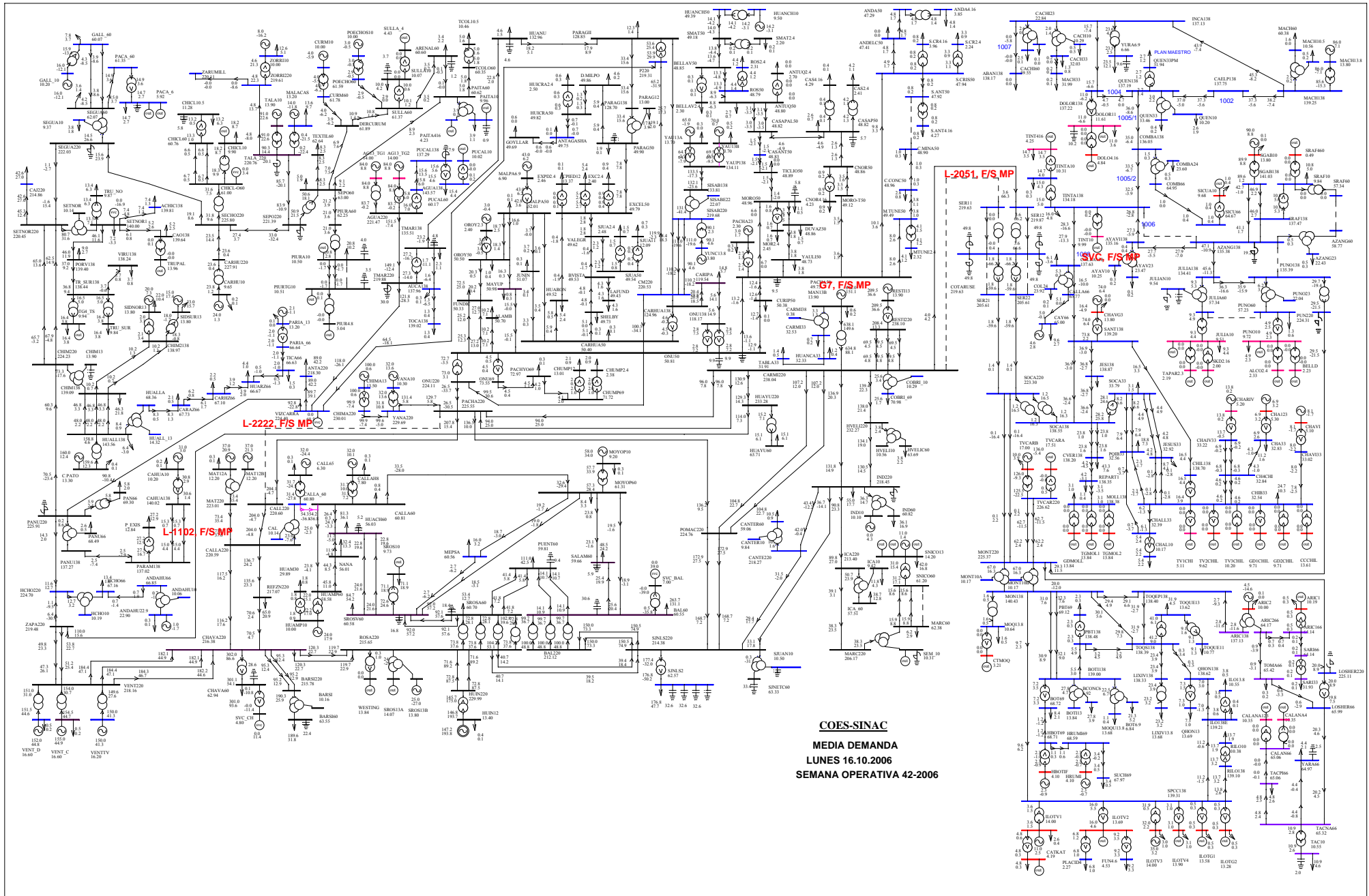


Figura A.4 Diagrama unifilar del sistema real SEIN50 (50 generadores, 460 barras), semana operativa 42-2006, media demanda

A.4.1. Datos Estáticos

Las Tablas A.14 – A.17 contienen los datos de nodos del sistema pre-falla.

Tabla A.14 Datos estáticos asociados a nodos, sistema SEIN50

SL: Barra slack (referencia angular)

SL: Barra slack (referencia angular)

Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B	Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B	
#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)	#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)	
1	SEGUA220	PQ	220	0	0	0	---	0	56	IND220	PQ	220	55	17.7	0	---	0	
2	CHICL10.	PQ	10.5	13.2	6.3	0	---	5	57	IND60	PQ	60	36.1	16.9	0	---	0	
3	CHICL60	PQ	60	0	0	0	---	0	58	IND10	PV	10	0	0	0	1.0100	0	
4	CHICL-06	PQ	60	0	0	0	---	0	59	ICA220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
5	SECHO220	PQ	220	0	0	0	---	0	60	MARC220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
6	CARHU220	PQ	220	0	0	0	---	0	61	MARC60	PQ	60	6.2	2.9	0	0	---	0
7	CARHU10	PV	10	0.2	0.1	24	0.9650	0	62	SNICO60	PQ	60	0	0	0	0	---	0
8	CHICL10	PQ	10	18.2	8.7	0	---	0	63	SNICO13	PV	13.8	42	16.8	11	1.0290	0	
9	SEPO220	PQ	220	0	0	0	---	0	64	POMAC220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
10	SEPO60	PQ	60	5	1.9	0	---	0	65	CARM220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
11	PIURA60	PQ	60	0	0	0	---	0	66	RESTI220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
12	PIURA10	PQ	10	20.8	10.2	0	---	3.6	67	RESTI13	PV	13.8	0	0	209.46	1.0073	0	
13	PIURTG10	PQ	10	0	0	0	---	3.15	68	HUAYU220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
14	PIUR4.8	PQ	4.8	0	0	0	---	0	69	PACHA220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
15	SULLA60	PQ	60	0	0	0	---	0	70	ONU220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
16	SULLA10	PQ	10	10	4.2	0	---	3.6	71	ONU50	PQ	50	0	0	0	0	---	19.2
17	ARENAL60	PQ	60	3.4	2.2	0	---	1.2	72	DERCURUM	PQ	60	0	0	0	0	---	0
18	PAITA60	PQ	60	0	0	0	---	0	73	VIRUI138	PQ	138	3.7	0.8	0	0	---	0
19	CHIM220	PQ	220	0	0	0	---	0	74	SULLA_4	PQ	4.16	0	0	0	0	---	0
20	PORV138	PQ	138	9	2.7	0	---	0	75	ICA_60	PQ	60	38.7	12.8	0	0	---	0
21	PANU220	PQ	220	0	0	0	---	0	76	HVELI220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
22	CHIM138	PQ	138	46.3	21.8	0	---	0	77	SEGUA60	PQ	60	3.6	1.4	0	0	---	0
23	HUALL138	PQ	138	6.4	-3	0	---	0	78	BARS160	PQ	60	189.6	31.8	0	0	---	20
24	C.PATO	PV	13.8	0.4	0.1	160	0.9638	0	79	CHIM13	PQ	13.8	0	0	0	0	---	0
25	CHIM2138	PQ	138	0	0	0	---	0	80	SEM_10	PQ	10	0	0	0	0	---	0
26	PANU138	PQ	138	0	0	0	---	0	81	SVC_BAL	PQ	7.29	0	0	0	0	---	0
27	PARAM138	PQ	138	0	0	0	---	0	82	HVELIC60	PQ	60	3.8	2.2	0	0	---	0
28	CAHUA138	PQ	138	0	0	0	---	0	83	BARSI	PQ	10	0	0	0	0	---	0
29	CAHUA10	PV	10.2	0.2	0.1	31	1	0	84	SETNOR22	PQ	220	0	0	0	0	---	0
30	ZAPA220	PQ	220	0	0	0	---	0	85	MOYOP60	PQ	60	8.4	3.3	0	0	---	0
31	PAN66	PQ	66	5.8	2	0	---	0	86	SALAM60	PQ	60	48.5	24.2	0	0	---	6
32	VENT220	PQ	220	0	0	0	---	0	87	PUNTA60	PQ	60	111	42.5	0	0	---	9.5
33	CHAVA220	PQ	220	0	0	0	---	0	88	CALLA60	PQ	60	0.808	0.404	0	0	---	0
34	ROSA220	PQ	220	0	0	0	---	0	89	CALL220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
35	CHAVA60	PQ	60	301	93.6	0	---	26	90	CALLA220	PQ	220	0	0	0	0	---	0
36	BARS1220	PQ	220	0	0	0	---	0	91	HUACH60	PQ	60	81.3	36.1	0	0	---	6
37	REFZN220	PQ	220	65	20.9	0	---	0	92	NANA	PQ	60	32.4	13.3	0	0	---	0
38	MAT220	PQ	220	0	0	0	---	0	93	HVELI10	PQ	10	0	0	0	0	---	0
39	MAT12A	PV	12.5	0.3	0.1	37	0.9760	0	94	ICA10	PQ	10	11.8	4.3	0	0	---	0
40	MAT12B	PV	12.5	0	0	37	0.9760	0	95	CAO138	PQ	138	5.2	2.5	0	0	---	0
41	HUAMP60	PQ	60	0	0	0	---	0	96	TRUPAL	PQ	13.8	0	0	0	0	---	0
42	HUAMP10	PV	10	0	0	24	1.0000	0	97	SIDNOR13	PV	13.8	22	10.4	20	1.0000	0	
43	CALL65	PV	6.5	0.3	0.1	32	0.9692	0	98	SIDSURI3	PV	13.8	33	15.7	15	1.0000	0	
44	CALLAH8	PV	8	0.3	0.1	32	0.9750	0	99	HUAYU60	PQ	60	15.1	6.1	0	0	---	0
45	SROSA60	PQ	60	53.4	12.7	0	---	18	100	TMAR138	PQ	138	2.3	1.1	0	0	---	5
46	SROS10	PQ	10	71.1	18.9	0	---	0	101	HUANU	PQ	138	4.6	1.5	0	0	---	5
47	SROS13B	PV	13.8	0	0	25	1.0000	0	102	OROY2.3	PV	2.3	0	0	3	1.0435	0	
48	SROS13A	PQ	13.8	0	0	0	---	0	103	OROY50	PQ	50	1	0.4	0	0	---	0
49	HUIN220	PQ	220	0	0	0	---	0	104	MALPA6.9	PV	6.9	0	0	43	1.0000	0	
50	HUIN12	SL	12.5	0.4	0.1	---	1.0720	0	105	MALPA50	PQ	50	0.1	0.1	0	0	---	0
51	BAL60	PQ	60	263.7	131.1	0	---	30	106	CARHUA50	PQ	50	0.3	0.1	0	0	---	0
52	MOYOP10	PV	10	0.3	0.1	58	0.9200	0	107	JUNIN	PQ	50	0.3	0.1	0	0	---	0
53	BAL220	PQ	220	0	0	0	---	0	108	BVISTA	PQ	50	0	0	0	0	---	0
54	SJNLS220	PQ	220	0	0	0	---	0	109	VALEGR	PQ	50	0	0	0	0	---	0
55	SJNETC60	PQ	60	0	0	0	---	30	110	EXCEL50	PQ	50	0	0	0	0	---	0

Tabla A.15 Datos estáticos asociados a nodos, sistema SEIN50 (continuación)

SL: Barra slack (referencia angular)									SL: Barra slack (referencia angular)								
Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B	Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B
#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)	#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)
111	SHELBY	PQ	50	0.3	0.1	0	---	0	176	DUVAZ50	PQ	50	1.5	0.7	0	---	0
112	PARAG50	PQ	50	1.9	0.1	0	---	0	177	YAULI50	PQ	50	3.8	1.8	0	---	0
113	PARAG12	PQ	12	17.6	3.9	0	---	0	178	MOR2.4	PQ	2.4	1.6	0.7	0	---	0
114	PARAG138	PQ	138	0	0	0	---	0	179	CASAP50	PQ	50	2.6	0.7	0	---	6
115	CARHUA13	PQ	138	0	0	0	---	0	180	TICLIO50	PQ	50	0	0	0	---	0
116	YAU13A	PV	13.8	0.3	0	65	0.9928	0	181	CNOR50	PQ	50	0	0	0	---	0
117	YAUP138	PQ	138	0	0	0	---	0	182	CNOR4.16	PQ	4.16	0.9	0.2	0	---	0
118	CARIPA	PQ	138	14.8	5.7	0	---	0	183	CAS4.16	PQ	4.16	0.4	0.1	0	---	0
119	ONU138	PQ	138	0	0	0	---	0	184	CAS2.4	PQ	2.4	4.2	1.1	0	---	0
120	MAN13B	PV	13.8	0.6	0.2	642	1.0073	0	185	ANTUQ50	PQ	50	2.7	0.7	0	---	0
121	PACHA23	PV	2.3	0.3	0.2	3	1.0000	0	186	ANTUQ2.4	PQ	2.4	0	0	0	---	0
122	PACHA50	PQ	50	0	0	0	---	9.6	187	BELLAV50	PQ	50	0	0	0	---	0
123	CURIP50	PQ	50	0.1	0	0	---	0	188	SMAT50	PQ	50	0	0	0	---	0
124	YAU13B	PV	13.8	0.5	0.2	70	0.9928	0	189	BELLAV2.	PQ	2.4	0.3	0.1	0	---	0
125	PARAGII	PQ	138	12.3	1.4	0	---	0	190	SMAT2.4	PQ	2.4	0.2	0.1	0	---	0
126	MAYUP	PQ	50	0.8	0.3	0	---	0	191	ONU69	PQ	69	0	0	0	---	0
127	FUNDIC	PQ	50	72.5	25	0	---	0	192	PACHYO69	PQ	69	0.3	0.1	0	---	0
128	TALA10	PV	13.8	0	0	91	1.0073	0	193	CHUMP69	PQ	69	0	0	0	---	0
129	TALA_220	PQ	220	0	0	0	---	-20	194	CHUMP12	PQ	12	2.1	0.9	0	---	0
130	P_EXIS	PQ	13.8	27.2	12.9	0	---	0	195	CHUMP2.4	PQ	2.4	2	0.9	0	---	0
131	WESTING	PQ	13.8	0	0	0	---	0	196	MORO-T50	PQ	50	0	0	0	---	0
132	SROSV60	PQ	60	84.7	54.2	0	---	16.5	197	ALAMB	PQ	50	10.2	7.1	0	---	0
133	VENT_C	PV	16	0.5	0.2	155	1.0375	0	198	SISAB138	PQ	138	0	0	0	---	0
134	SETNOR1	PQ	138	7.2	-3.3	0	---	0	199	ZORRI220	PQ	220	0	0	0	---	0
135	SETNOR	PQ	10	0	0	0	---	0	200	ZORRI10	PV	10	12.6	5.1	8	1.0000	0
136	TRU_NO	PQ	10	13.4	6.3	0	---	0	201	CARAZ66	PQ	66	2.1	0.5	0	---	0
137	TR_SUR13	PQ	138	0	0	0	---	0	202	CARHZ66	PQ	66	2.2	0.5	0	---	0
138	TG4_TS	PQ	10	16.4	3.8	0	---	0	203	HUARZ66	PQ	66	4.4	1	0	---	0
139	TRU_SUR	PQ	10	16.4	3.8	0	---	0	204	TICA66	PQ	66	1.5	0.3	0	---	0
140	SVC_CH	PQ	4.86	0	0	0	---	0	205	PARIA_66	PQ	66	0	0	0	---	0
141	HUAM30	PQ	30	1.8	0.8	0	---	0	206	PARIA_13	PV	13.2	0.1	0	2.1	1.0000	0
142	PANU66	PQ	66	2.6	0.5	0	---	0	207	VIZCARRA	PQ	220	0	0	0	---	0
143	SEGUA10	PQ	10	3.8	1.8	0	---	0	208	ANTA220	PQ	220	89	42.2	0	---	0
144	PACA_60	PQ	60	0	0	0	---	0	209	YANA220	PQ	220	0	0	0	---	0
145	PACA_6	PQ	6.3	14.7	2.7	0	---	0	210	YANA10	PV	10	0	0	32	1.0300	0
146	GALL_60	PQ	60	7.8	3.7	0	---	0	211	HCHO220	PQ	220	0	0	0	---	0
147	GALL_10	PV	10.5	0	0	16	0.9714	0	212	AUCA138	PQ	138	0.3	0.1	0	---	0
148	HUALLA	PQ	66	0	0	0	---	0	213	TOCA138	PQ	138	1.3	0.4	0	---	0
149	VENT_D	PV	16	0.5	0.2	152	1.0375	0	214	CHIMA220	PQ	220	0	0	0	---	0
150	AG13_TG2	PV	13.8	0	0	84	1.0145	0	215	CHIMA13	PV	13.8	0	0	100	0.9783	0
151	TMAR220	PQ	220	0	0	0	---	-30	216	JULIA138	PQ	138	0	0	0	---	0
152	AGUA220	PQ	220	0	0	0	---	0	217	JULIA60	PQ	60	0	0	0	---	0
153	MALACAS	PV	13.2	13.6	9.7	14	1.0000	0	218	JULIA10	PQ	10	9.3	4.4	0	---	0
154	HUALL_13	PQ	13.8	0	0	0	---	0	219	PUNO60	PQ	60	1.3	0.6	0	---	0
155	SJUAN10	PQ	10	0	0	0	---	0	220	PUNO10	PQ	10	4.9	2.3	0	---	0
156	SJNLS2	PQ	60	176.8	47.7	0	---	90	221	JULIAN10	PQ	10	0	0	0	---	0
157	COBRI_69	PQ	69	25.6	1.7	0	---	0	222	SKD2.16	PQ	2.16	0	0	0	---	0
158	COBRI_10	PQ	10	0	0	0	---	0	223	ALCO2.4	PQ	2.4	0	0	0	---	0
159	PAITA416	PQ	4.16	0	0	0	---	0	224	TAPAR2.3	PQ	2.5	0	0	0	---	0
160	PAITA10	PQ	10	3.9	1.1	0	---	0.9	225	BELLD	PQ	2.3	0	0	0	---	0
161	CURM60	PQ	60	0	0	0	---	0	226	DOLOR138	PQ	138	0	0	0	---	0
162	CURM10	PV	10	0	0	4	1.0000	0	227	DOLOR11	PQ	11.5	11	3.6	0	---	10
163	HUARON	PQ	50	5.4	2.4	0	---	0	228	DOLO4.16	PQ	4.556	0	0	0	---	0
164	SJUA50	PQ	50	0	0	0	---	0	229	QUEN138	PQ	138	0	0	0	---	0
165	SJUA2.4	PQ	2.4	1.5	0.7	0	---	0	230	QUEN33	PQ	33	0.4	0.2	0	---	0
166	SJUA11	PQ	11	0.7	0.3	0	---	0	231	COMBA138	PQ	138	0	0	0	---	0
167	LAFUND	PQ	50	4.3	1.6	0	---	0	232	COMB66	PQ	66	0	0	0	---	0
168	EXC2.4	PQ	2.4	0.9	0.4	0	---	0	233	TINTA138	PQ	138	16	4.8	0	---	0
169	CPIED12	PQ	12	5.4	2.4	0	---	0	234	AYAVI138	PQ	138	0	0	0	---	0
170	EXPD2.4	PQ	2.4	0.1	0.1	0	---	0	235	AYAV23	PQ	22.9	0.1	0.2	0	---	0
171	D.MILPO	PQ	50	4.6	0.2	0	---	0	236	AZANG138	PQ	138	0	0	0	---	-20
172	HUICRA50	PQ	50	0	0	0	---	0	237	AZANG60	PQ	60	0	0	0	---	0
173	HUICRA2.	PQ	2.4	0.6	0.3	0	---	0	238	AZANG23	PQ	22.9	0.5	0.3	0	---	0
174	GOYLLAR	PQ	50	0.6	0	0	---	0	239	AYAV10	PQ	10	0.3	0.2	0	---	0
175	MORO50	PQ	50	1.1	0.5	0	---	6	240	COMBA24	PQ	24	0.5	0.3	0	---	0

Tabla A.16 Datos estáticos asociados a nodos, sistema SEIN50 (continuación)

SL: Barra slack (referencia angular)									SL: Barra slack (referencia angular)								
Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B	Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B
#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)	#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)
WinFlu 2.3 f	WinFlu 2.3 f								WinFlu 2.3 f	WinFlu 2.3 f							
241	QUEN10	PQ	10.5	2.6	1.9	0	---	0	306	MON138	PQ	138	0	0	0	---	0
242	TINT10	PQ	10.5	0	0	0	---	0	307	TVCAR220	PQ	220	0	0	0	---	0
243	CHAIV33	PQ	33	0	0	0	---	0	308	TVCARB	PV	17	10	3.9	136	1.0000	0
244	CHA33	PQ	33	11.2	1.6	0	---	0	309	MONT220	PQ	220	0	0	0	---	0
245	CHIB33	PQ	33	24.7	10.3	0	---	0	310	SER21	PQ	220	0	0	0	---	0
246	JESUS33	PQ	33	8.7	4.1	0	---	0	311	TINTA10	PQ	10	0.3	0.3	0	---	0
247	CHALL33	PQ	33	0	0	0	---	0	312	LOSHER22	PQ	220	0	0	0	---	0
248	SOCA138	PQ	138	0	0	0	---	0	313	PUN220	PQ	220	0	0	0	---	0
249	SOCA33	PQ	33	3.1	1.5	0	---	0	314	CH4CHI	PQ	33	0	0	0	---	0
250	SANT138	PQ	138	0	0	0	---	0	315	ILOTG1	PQ	13.8	0.5	0.3	0	---	0
251	CHAVG3	PV	13.8	0	0	74	1.0000	0	316	ILOTG2	PQ	13.8	0.5	0.3	0	---	0
252	CVER138	PQ	138	43.3	7.6	0	---	0	317	QHON138	PQ	138	0	0	0	---	0
253	TOQUE11	PQ	11	9.1	1.3	0	---	0	318	QHON13	PQ	13.8	7.3	1	0	---	0
254	TOQUE13	PQ	13.8	31.9	4.5	0	---	0	319	ILO13.8	PQ	10.5	3.8	0.5	0	---	0
255	TOQS138	PQ	138	0	0	0	---	0	320	PBT138	PQ	138	0	0	0	---	0
256	BOT1138	PQ	138	0	0	0	---	0	321	PBT69	PQ	69	2.3	0.3	0	---	0
257	BOT69	PQ	69	8.4	2.1	0	---	0	322	SICU66	PQ	66	0	0	0	---	0
258	HBOT69	PQ	69	0	0	0	---	0	323	MACH138	PQ	138	0	0	0	---	0
259	HRUM169	PQ	69	0	0	0	---	0	324	SICUA10	PQ	10	1	0.4	0	---	0
260	HBOTIF	PV	4.16	0	0	2.3	0.9856	0	325	CALLA138	PQ	138	6.1	-3.6	0	---	0
261	HRUMI	PV	4.16	0	0	2.3	0.9856	0	326	MOQU13.8	PQ	13.8	1.1	0.4	0	---	0
262	SPCC138	PQ	138	0	0	0	---	0	327	BOT6.9	PQ	6.9	21.3	5.2	0	---	0
263	ILO138E	PQ	138	0.4	0.1	0	---	0	328	MOQ13.8	PQ	13.8	1.6	0.5	0	---	0
264	RILO138	PQ	138	0	0	0	---	0	329	CTMOQ	PQ	4.16	0	0	0	---	0
265	RILO10	PQ	10.5	13.7	1.9	0	---	0	330	TGMOL2	PQ	13.8	0	0	0	---	0
266	ARIC138	PQ	138	0	0	0	---	0	331	PQIB33	PQ	33	18.8	7.3	0	---	0
267	ARIC2	PV	10	0.1	0	4.5	1.0000	0	332	SRAF60	PQ	60	0	0	0	---	0
268	ARIC266	PQ	66	0	0	0	---	0	333	SRAF10	PQ	10	10.8	5	0	---	0
269	ARIC166	PQ	66	0	0	0	---	0	334	SRAF460	PQ	0.46	0	0	0	---	0
270	ARIC1	PQ	10	0.5	0.3	0	---	0	335	CHIL138	PQ	138	0	0	0	---	0
271	TOMA66	PQ	66	0.3	0.2	0	---	0	336	TINT416	PQ	4.16	14.7	3.5	0	---	0
272	TACNA66	PQ	66	0	0	0	---	0	337	PUNO138	PQ	138	0	0	0	---	0
273	TACPI66	PQ	66	4.8	2.6	0	---	0	338	YARA66	PQ	66	4.4	2.1	0	---	2.6
274	CALAN66	PQ	66	0	0	0	---	0	339	CHAL10	PQ	10.5	5.4	2.2	0	---	0
275	CALANA12	PQ	10.5	0	0	0	---	0	340	FUN4.6	PQ	4.6	9.2	3.3	0	---	0
276	BOT113	PQ	13.8	0	0	0	---	0	341	COTARUSE	PQ	220	0	0	0	---	-200
277	MOLL138	PQ	138	3.1	1	0	---	0	342	SER11	PQ	220	0	0	0	---	0
278	GDMOLL	PQ	13.8	0	0	0	---	0	343	PLACID4	PQ	2.3	6.8	1	0	---	0
279	SARI66	PQ	66	0	0	0	---	0	344	TVCARA	PQ	17	0	0	0	---	0
280	SARI33	PQ	33	0.2	0.1	0	---	0	345	SER12	PQ	220	0	0	0	---	0
281	SUCH69	PQ	69	3.4	0.5	0	---	0	346	SER22	PQ	220	0	0	0	---	0
282	TV1CHI	PQ	5.25	0	0	0	---	0	347	QUEN33PM	PQ	33	2.7	1.2	0	---	0
283	BCONC6	PQ	6.9	27.8	3.9	0	---	0	348	MEPSA	PQ	60	16	3.2	0	---	0
284	CHARIV	PV	5.25	0	0	13.77	0.9905	0	349	MACH10.5	PQ	10.5	0.5	0.2	0	---	0
285	CHA123	PV	5.25	0	0	6.9	1.0095	0	350	MACH60	PQ	60	1.6	0	0	---	0
286	CHAVI33	PQ	33	0	0	0	---	0	351	MACH13.8	PV	13.8	0	0	86	1.0000	0
287	CHAVI	PV	5.25	0	0	8.05	0.9714	0	352	SRAF138	PQ	138	0	0	0	---	0
288	TV2CHIL	PQ	10.5	0	0	0	---	0	353	CARM138	PQ	0.38	0	0	0	---	0
289	TV3CHIL	PQ	10.5	0	0	0	---	0	354	CARM133	PQ	33	0.7	0.2	0	---	0
290	GD1CHIL	PQ	10	0	0	0	---	0	355	HUANCA33	PQ	33	1.2	0.4	0	---	0
291	GD2CHIL	PQ	10	0	0	0	---	0	356	TABLA33	PQ	33	1.4	0.5	0	---	0
292	CCCHIL	PQ	13.8	0	0	0	---	0	357	INCA138	PQ	138	0	0	0	---	0
293	TOQEP138	PQ	138	0	0	0	---	0	358	CACH33	PQ	33	1.3	0.8	0	---	0
294	ILOTV1	PV	13.8	2.6	0.4	11	1.0145	0	359	CACH10	PQ	10	0.5	0.5	0	---	0
295	ILOTV2	PQ	13.8	0	0	0	---	0	360	ABAN138	PQ	138	0	0	0	---	0
296	ILOTV3	PV	13.8	3	1	35	1.0145	0	361	MACH33	PQ	33	0.2	0.1	0	---	0
297	ILOTV4	PQ	13.8	3.1	1	0	---	0	362	YURA6.9	PQ	6.8	23.5	12.1	0	---	10
298	TAC10	PQ	10.5	10.9	4.6	0	---	2	363	REPART1	PQ	138	1.1	0.4	0	---	0
299	CATKAT	PQ	4.16	4.8	0.3	0	---	0	364	CASAPAL5	PQ	50	0	0	0	---	0
300	JES138	PQ	138	0	0	0	---	0	365	CAJ220	PQ	220	42.6	27	0	---	0
301	CAELP138	PQ	138	0	0	0	---	0	366	HCHO66	PQ	66	13.4	1.6	0	---	0
302	SOCA220	PQ	220	0	0	0	---	0	367	HCHO10	PQ	10	0	0	0	---	0
303	SGAB138	PQ	138	0	0	0	---	0	368	LOSHER66	PQ	66	0	0	0	---	0
304	SGAB10	PV	13.8	0.1	0	90	1.0000	0	369	ANDA50	PQ	50	0	0	0	---	0
305	TGMOL1	PQ	13.8	0	0	0	---	0	370	ANDA4.16	PQ	4.16	4.8	1.4	0	---	0

Tabla A.17 Datos estáticos asociados a nodos, sistema SEIN50 (continuación)

SL: Barra slack (referencia angular)								SL: Barra slack (referencia angular)									
Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B	Identificación de Barra			Nivel	Carga		Generación		B
#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)	#	Nombre	Tipo	Tensión (kV)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	V (p.u.)	Shunt (p.u.)
371	ANDELC50	PQ	50	0	0	0	---	0	416	ANDAHU66	PQ	66	0	0	0	---	0
372	S.CRIS50	PQ	50	0	0	0	---	0	417	ANDAHU22	PQ	22.9	-0.7	1.84	0	---	0
373	S.CR4.16	PQ	4.16	0.8	0.2	0	---	0	418	ANDAHU10	PQ	10	0	0	0	---	0
374	S.CR2.4	PQ	2.4	3.3	0.9	0	---	0	419	ANTAGASH	PQ	50	0.1	0	0	---	0
375	S.ANT50	PQ	50	0	0	0	---	0	420	CAL	PQ	10	0	0	0	---	0
376	S.ANT4.1	PQ	4.16	0.8	0.2	0	---	0	421	LIXIV138	PQ	138	0	0	0	---	0
377	C.MINA50	PQ	50	1	0.3	0	---	0	422	LIXIV13.	PQ	13.8	23.2	3.2	0	---	0
378	C.CONC50	PQ	50	2.8	0.8	0	---	0	423	VENTTV	PV	16	0	0	150	1.0125	0
379	M.TUNE50	PQ	50	0	0	0	---	0	424	NEUTRO0	PQ	220	0	0	0	---	0
380	MTUNE2.4	PQ	2.4	4.1	1.2	0	---	0	425	NEUTRO1	PQ	220	0	0	0	---	0
381	CASANT50	PQ	50	0	0	0	---	0	426	NEUTRO2	PQ	220	0	0	0	---	0
382	HUANCH50	PQ	50	0	0	0	---	0	427	NEUTRO3	PQ	220	0	0	0	---	0
383	HUANCH10	PV	10	0	0	14.2	0.9500	0	428	NEUTRO4	PQ	220	0	0	0	---	0
384	AGUA138	PQ	138	0	0	0	---	0	429	NEUTRO5	PQ	220	0	0	0	---	0
385	PUCAL138	PQ	138	0	0	0	---	-8	430	NEUTRO6	PQ	138	0	0	0	---	0
386	PUCAL60	PQ	60	15.4	4.4	0	---	0	431	NEUTRO7	PQ	220	0	0	0	---	0
387	CM220	PQ	220	0	0	0	---	0	432	NEUTRO8	PQ	220	0	0	0	---	0
388	P220	PQ	220	0	0	0	---	0	433	NEUTRO9	PQ	220	0	0	0	---	0
389	PUNO23	PQ	23	0	0	0	---	0	434	NEUTRO10	PQ	220	0	0	0	---	0
390	CALLA66	PQ	66	0	0	0	---	0	435	NEUTRO11	PQ	220	0	0	0	---	0
391	COL24	PQ	23	0.2	0.1	0	---	0	436	NEUTRO12	PQ	138	0	0	0	---	0
392	CAY66	PQ	66	5	-0.12	0	---	0	437	NEUTRO13	PQ	220	0	0	0	---	0
393	PUCAL10	PQ	10	0	0	0	---	0	438	NEUTRO14	PQ	220	0	0	0	---	0
394	CALLA_60	PQ	60	0	0	0	---	0	439	NEUTRO15	PQ	60	0	0	0	---	0
395	ROS50	PQ	50	0	0	0	---	0	440	NEUTRO16	PQ	138	0	0	0	---	0
396	ROS2.4	PQ	2.4	4.4	1.2	0	---	0	441	NEUTRO17	PQ	138	0	0	0	---	0
397	CACHI60	PQ	60	2.5	0.1	0	---	0	442	NEUTRO18	PQ	138	0	0	0	---	0
398	CACHI23	PQ	23	0.1	0	0	---	0	443	NEUTRO19	PQ	138	0	0	0	---	0
399	AG13_TG1	PV	13.8	0	0	84	1.0145	0	444	NEUTRO20	PQ	138	0	0	0	---	0
400	CALANA4	PQ	10.5	0	0	0	---	0	445	NEUTRO21	PQ	138	0	0	0	---	0
401	MONT10B	PQ	10	0	0	0	---	0	446	NEUTRO22	PQ	138	0	0	0	---	0
402	MONT10A	PQ	10	0	0	0	---	0	447	NEUTRO23	PQ	138	0	0	0	---	0
403	CANTE220	PQ	220	0	0	0	---	0	448	NEUTRO24	PQ	138	0	0	0	---	0
404	CANTER60	PQ	60	10.5	0.9	0	---	0	449	NEUTRO25	PQ	13.8	0	0	0	---	0
405	CANTER10	PQ	10	0	0	0	---	0	450	NEUTRO26	PQ	138	0	0	0	---	0
406	SISAB220	PQ	220	0	0	0	---	0	451	NEUTRO27	PQ	220	0	0	0	---	0
407	SISABE22	PQ	22.9	0	0	0	---	0	452	NEUTRO28	PQ	138	0	0	0	---	0
408	YUNC13.8	PV	13.8	0	0	90.13	1.0000	0	453	NEUTRO29	PQ	138	0	0	0	---	0
409	ZARUMILL	PQ	220	0	0	0	---	0	454	NEUTRO30	PQ	138	0	0	0	---	0
410	ACHIC138	PQ	138	7.4	1.3	0	---	0	455	NEUTRO31	PQ	220	0	0	0	---	0
411	TCOLO60	PQ	60	0	0	0	---	0	456	NEUTRO32	PQ	220	0	0	0	---	0
412	TCOL10.5	PQ	10.5	5	1.6	0	---	0	457	NEUTRO33	PQ	220	0	0	0	---	0
413	POECHO60	PQ	60	0	0	0	---	0	458	NEUTRO34	PQ	220	0	0	0	---	0
414	POECHOSI	PV	10	0	0	3	1.0000	0	459	NEUTRO35	PQ	66	0	0	0	---	0
415	TEXTIL60	PQ	60	8.3	2.5	0	---	0	460	NEUTRO36	PQ	220	0	0	0	---	0

Total: 2959.61 1033.32 3010.71 ← Sin slack

Las Tablas A.18 – A.22 contienen los datos de ramos del sistema pre-falla.

Tabla A.18 Datos estáticos asociados a ramos, sistema SEIN50

L: Línea, T: Transformador									L: Línea, T: Transformador								
Ident. de Ramo		No. de Ckto	Tipo Ramo (L, T)	Impedancia ckto		Línea B Shunt (pu)	Transf. Tap (pu)			Línea B Shunt (pu)	Transf. Tap (pu)						
Item	# Barra			R (pu)	X (pu)			R (pu)	X (pu)								
	Inicial	Final															
1	1	435	1	T	0.0002	0.2342	0	1.0091	66	71	119	1	T	0.0067	0.2667	0	1.2096
2	2	3	1	T	0.0137	0.2429	0	1.0638	67	71	119	2	T	0.0067	0.2667	0	1.2096
3	4	5	1	T	0.0041	0.0975	0	1.0004	68	71	191	1	T	0.0120	0.2688	0	0.9517
4	4	8	1	T	0.0109	0.2649	0	1.0000	69	75	429	1	T	0.0044	-0.0057	0	1.0383
5	6	7	1	T	0.0063	0.1060	0	1.0763	70	76	428	1	T	0.0048	0.2916	0	1.0227
6	9	10	1	T	0.0041	0.1000	0	0.9400	71	77	435	1	T	0.0030	-0.0088	0	1.1000
7	11	12	1	T	0.0245	0.1383	0	0.9800	72	78	426	1	T	0.0004	-0.0151	0	1.0417
8	13	14	1	T	0.0980	0.3533	0	1.0000	73	79	424	1	T	0.0003	0.1013	0	1.0000
9	15	16	1	T	0.1050	0.5743	0	1.0000	74	80	425	1	T	0.0001	0.1309	0	1.0300
10	16	74	1	T	0.1470	0.5300	0	0.9455	75	82	428	1	T	0.0091	0.1334	0	1.0383
11	18	439	1	T	-0.2888	0.8606	0	1.0000	76	83	426	1	T	0.0046	0.1320	0	1.0000
12	19	424	1	T	0.0000	0.0468	0	1.0046	77	84	432	1	T	0.0002	0.0380	0	0.9773
13	21	31	1	T	0.0123	0.3867	0	0.9700	78	90	460	1	T	0.0007	0.1459	0	1.0000
14	21	434	1	T	-0.0005	0.2316	0	0.9700	79	93	428	1	T	-0.0017	-0.0776	0	1.0300
15	22	424	1	T	0.0008	-0.0009	0	1.0000	80	94	429	1	T	0.0003	0.1927	0	1.0300
16	23	24	1	T	0.0008	0.0270	0	1.0831	81	95	96	1	T	0.0312	0.2360	0	1.0000
17	23	436	1	T	0.0014	0.3060	0	1.0000	82	100	151	1	T	0.0040	0.2520	0	0.9434
18	25	97	1	T	0.0517	0.1867	0	1.0000	83	102	103	1	T	0.0383	0.7192	0	1.0352
19	25	98	1	T	0.0517	0.1867	0	1.0000	84	104	105	1	T	0.0074	0.1256	0	0.9524
20	26	434	1	T	0.0039	0.0022	0	0.9565	85	106	115	1	T	0.0067	0.2943	0	1.1128
21	27	130	1	T	0.0282	0.3527	0	1.0000	86	110	168	1	T	0.2667	1.8667	0	0.9868
22	28	29	1	T	0.0076	0.1431	0	1.0200	87	110	169	1	T	0.0500	0.7750	0	0.8762
23	32	133	1	T	0.0015	0.0558	0	0.9773	88	110	170	1	T	0.6000	4.2667	0	0.9660
24	32	149	1	T	0.0015	0.0558	0	0.9773	89	112	430	1	T	0.0057	-0.0080	0	0.9600
25	32	423	1	T	0.0013	0.0549	0	1.0000	90	113	430	1	T	0.0057	0.1800	0	1.0500
26	33	35	1	T	0.0004	0.0322	0	0.9164	91	114	430	1	T	0.0057	0.2286	0	0.8696
27	34	45	1	T	0.0093	0.0979	0	0.9170	92	116	117	1	T	0.0047	0.1500	0	1.0256
28	34	45	2	T	0.0132	0.1382	0	0.9170	93	117	124	1	T	0.0080	0.2200	0	0.9750
29	34	45	3	T	0.0132	0.1382	0	0.9170	94	120	449	1	T	0.0040	0.8000	0	1.0000
30	34	45	4	T	0.0132	0.1382	0	0.9170	95	121	122	1	T	0.0287	0.3333	0	1.0000
31	34	131	1	T	0.0008	0.0725	0	0.9773	96	125	388	1	T	0.0025	0.1042	0	0.9637
32	34	431	1	T	-0.0001	0.0083	0	0.9591	97	128	129	1	T	0.0052	0.0928	0	0.9822
33	35	140	1	T	0.0398	0.4028	0	1.1046	98	129	153	1	T	0.0087	0.1547	0	0.9711
34	36	426	1	T	0.0011	0.0606	0	0.9546	99	134	136	1	T	0.0320	0.3496	0	1.0000
35	38	427	1	T	0.0008	0.0003	0	1.0727	100	134	432	1	T	0.0009	-0.0044	0	1.0000
36	39	427	1	T	0.0008	0.1503	0	1.0000	101	135	432	1	T	0.0003	0.1143	0	1.0000
37	40	427	1	T	-0.0008	0.1497	0	1.0000	102	137	138	1	T	0.0268	0.3393	0	0.9900
38	41	42	1	T	0.0124	0.2250	0	1.0167	103	137	139	1	T	0.0268	0.3393	0	1.0000
39	42	141	1	T	0.0304	0.3795	0	1.0000	104	142	434	1	T	0.0020	0.3804	0	1.0000
40	43	394	1	T	0.0112	0.1810	0	1.0000	105	143	435	1	T	0.0010	0.0918	0	1.0000
41	44	88	1	T	0.0122	0.2336	0	0.9375	106	144	145	1	T	0.0576	0.3400	0	1.0675
42	46	132	1	T	0.0223	0.0930	0	1.0000	107	146	147	1	T	0.0120	0.2450	0	1.0000
43	47	431	1	T	0.0003	0.0722	0	1.0000	108	148	436	1	T	0.0174	0.1340	0	1.0000
44	48	431	1	T	0.0003	0.0722	0	1.0000	109	150	152	1	T	0.0030	0.1250	0	1.0000
45	49	50	1	T	0.0009	0.0353	0	1.0347	110	152	384	1	T	0.0050	0.2083	0	0.9550
46	51	53	1	T	0.0008	0.0936	0	1.0913	111	152	399	1	T	0.0030	0.1250	0	1.0000
47	51	53	2	T	0.0008	0.0936	0	1.0913	112	154	436	1	T	0.0022	-0.0700	0	1.0000
48	51	53	3	T	0.0008	0.0936	0	1.0913	113	155	437	1	T	0.0163	0.1622	0	1.0300
49	51	81	1	T	0.0265	0.2373	0	1.1387	114	157	438	1	T	0.0000	-0.0110	0	1.0000
50	52	85	1	T	0.0055	0.1012	0	0.8634	115	158	438	1	T	0.0000	0.2146	0	1.0000
51	54	156	1	T	0.0005	0.0490	0	0.9528	116	159	439	1	T	0.3375	-0.3656	0	1.0000
52	54	437	1	T	0.0176	0.1747	0	1.0118	117	160	439	1	T	0.4725	0.9656	0	1.0000
53	55	437	1	T	-0.0011	-0.0103	0	1.0383	118	161	162	1	T	0.0651	0.5429	0	1.0000
54	56	433	1	T	0.0018	0.0971	0	1.0023	119	164	165	1	T	0.6000	4.3800	0	0.9240
55	57	433	1	T	0.0022	-0.0038	0	1.0383	120	164	166	1	T	0.0333	0.6640	0	0.9000
56	58	433	1	T	0.0001	0.0973	0	1.0300	121	172	173	1	T	0.6000	3.6467	0	0.9448
57	59	429	1	T	0.0036	0.1913	0	1.0023	122	175	178	1	T	0.0800	1.2200	0	0.9500
58	60	425	1	T	0.0024	0.1318	0	0.9091	123	179	183	1	T	0.2667	1.6400	0	0.9456
59	61	425	1	T	0.0029	-0.0059	0	1.0383	124	179	184	1	T	0.0800	1.0000	0	0.9600
60	62	63	1	T	0.0051	0.1140	0	0.9718	125	181	182	1	T	0.4000	2.4000	0	0.9526
61	65	120	1	T	0.0004	0.0140	0	1.0955	126	185	186	1	T	0.2667	1.5767	0	0.8660
62	65	438	1	T	0.0000	0.2594	0	1.0455	127	187	189	1	T	2.5000	9.4615	0	1.0000
63	66	67	1	T	0.0012	0.0505	0	1.0909	128	188	190	1	T	4.6667	16.4000	0	1.0435
64	68	99	1	T	0.0068	0.2050	0	0.9850	129	193	194	1	T	0.0633	0.6444	0	0.9524
65	70	71	1	T	0.0038	0.1225	0	1.0000	130	193	195	1	T	0.2133	1.8933	0	1.0232

Tabla A.19 Datos estáticos asociados a ramos, sistema SEIN50
(continuación)

L: Línea, T: Transformador							L: Línea, T: Transformador										
Ident. de Ramo	# Barra		No. de Ckto	Tipo Ramo (L, T)	Impedancia ckto		Línea B Shunt (pu)	Transf. Tap (pu)	Ident. de Ramo	# Barra		No. de Ckto	Tipo Ramo (L, T)	Impedancia ckto		Línea B Shunt (pu)	Transf. Tap (pu)
	Item	Inicial			Final	R (pu)				X (pu)	Item			Inicial	Final		
131	198	458	1	T	0.0007	-0.0225	0	1.0000	196	269	270	1	T	0.0133	0.2663	0	0.9530
132	199	200	1	T	0.0100	0.1785	0	0.9612	197	272	298	1	T	0.0263	0.1750	0	0.9773
133	205	206	1	T	0.0000	0.8967	0	1.0000	198	274	275	1	T	0.0156	0.3129	0	1.0000
134	209	210	1	T	0.0102	0.2338	0	1.0455	199	274	400	1	T	0.0156	0.3129	0	1.0000
135	211	451	1	T	0.0000	0.0625	0	1.0000	200	276	446	1	T	0.0000	0.0350	0	1.0000
136	214	215	1	T	0.0008	0.0744	0	1.0668	201	277	278	1	T	0.0125	0.2500	0	1.0000
137	216	440	1	T	0.0106	0.3600	0	1.0000	202	277	305	1	T	0.0100	0.2400	0	1.0000
138	217	218	1	T	0.0215	0.4300	0	0.9804	203	277	330	1	T	0.0100	0.2400	0	1.0000
139	217	440	1	T	-0.0001	-0.0323	0	1.0000	204	279	280	1	T	0.1500	3.9050	0	1.0000
140	218	222	1	T	0.0000	5.0000	0	1.0286	205	283	446	1	T	0.0000	-0.0023	0	1.0000
141	218	224	1	T	0.0000	0.9400	0	1.0870	206	286	287	1	T	0.0375	0.7143	0	1.0182
142	219	220	1	T	0.0000	0.6167	0	0.9667	207	294	299	1	T	0.0400	1.4000	0	1.0000
143	219	452	1	T	0.0000	0.2722	0	1.0000	208	295	340	1	T	0.0000	0.1786	0	1.0000
144	220	223	1	T	0.0000	1.0455	0	1.0000	209	295	343	1	T	0.0000	0.3333	0	1.0000
145	220	225	1	T	0.0000	1.8800	0	1.0000	210	303	304	1	T	0.0027	0.0880	0	1.0290
146	221	440	1	T	0.0057	0.1984	0	1.0000	211	306	328	1	T	0.0275	0.7454	0	1.3143
147	226	227	1	T	0.0131	0.2650	0	1.0000	212	306	455	1	T	0.0000	-0.0026	0	1.0000
148	227	228	1	T	0.0167	0.3867	0	0.9500	213	306	456	1	T	0.0000	-0.0026	0	1.0000
149	229	347	1	T	0.0000	2.0000	0	1.0000	214	307	308	1	T	0.0022	0.0800	0	1.0200
150	229	444	1	T	0.0000	1.0480	0	1.0000	215	307	344	1	T	0.0022	0.0800	0	1.0000
151	230	444	1	T	0.0000	0.4850	0	1.0455	216	309	455	1	T	0.0000	0.0478	0	1.0000
152	231	443	1	T	0.0217	0.4333	0	1.0000	217	309	456	1	T	0.0000	0.0478	0	1.0000
153	232	443	1	T	0.0066	-0.0333	0	1.0000	218	310	341	1	T	0.0000	-0.1504	0	1.0400
154	233	242	1	T	0.0250	0.5500	0	1.0220	219	311	336	1	T	0.0029	0.2250	0	1.0000
155	233	311	1	T	0.0029	0.2444	0	0.9317	220	312	368	1	T	0.0224	0.2350	0	1.0000
156	234	442	1	T	0.0000	1.5685	0	0.9493	221	313	337	1	T	0.0016	0.0918	0	1.0200
157	235	442	1	T	0.0000	0.2885	0	1.0000	222	317	318	1	T	0.0000	0.9667	0	1.0000
158	236	441	1	T	0.0163	0.4623	0	1.0000	223	320	321	1	T	0.0000	0.5467	0	1.0000
159	237	441	1	T	0.0050	0.1597	0	1.0000	224	322	324	1	T	0.0188	0.4531	0	1.0100
160	238	441	1	T	-0.0006	-0.0243	0	1.0000	225	323	351	1	T	0.0038	0.1100	0	1.0000
161	239	442	1	T	0.0000	0.1654	0	1.0000	226	323	448	1	T	0.0744	0.5000	0	1.0000
162	240	443	1	T	-0.0008	0.2467	0	1.0000	227	325	453	1	T	0.0000	0.3467	0	1.0000
163	241	444	1	T	0.0000	-0.0380	0	1.0000	228	326	447	1	T	-0.0001	0.0704	0	1.0000
164	243	284	1	T	0.0172	0.3463	0	1.0182	229	327	447	1	T	0.0021	-0.0056	0	1.0000
165	244	285	1	T	0.0493	0.9859	0	1.0182	230	328	329	1	T	0.1000	3.6000	0	1.0000
166	245	282	1	T	0.0348	0.5304	0	1.0138	231	332	333	1	T	0.0215	0.2300	0	0.9709
167	245	288	1	T	0.0400	0.8000	0	1.0758	232	333	334	1	T	0.1075	1.1500	0	0.9150
168	245	289	1	T	0.0320	0.7040	0	1.0146	233	333	352	1	T	0.0179	0.1917	0	1.0000
169	245	290	1	T	0.0520	1.1494	0	1.0152	234	337	452	1	T	0.0000	0.5778	0	1.0000
170	245	291	1	T	0.0333	0.7058	0	1.0152	235	341	346	2	T	0.0000	-0.1504	0	0.9615
171	245	292	1	T	0.0143	0.4243	0	1.0000	236	349	448	1	T	0.0031	0.1714	0	1.0000
172	245	335	1	T	0.0091	0.1810	0	0.9901	237	350	448	1	T	0.0031	0.5000	0	1.0000
173	247	339	1	T	0.0000	0.5400	0	1.0000	238	353	449	1	T	0.0400	0.8000	0	1.0000
174	248	249	1	T	0.0045	0.0905	0	0.9588	239	354	449	1	T	0.0400	0.8000	0	1.0000
175	248	302	1	T	0.0000	0.0675	0	1.0000	240	357	362	1	T	0.0145	0.3038	0	1.0000
176	248	302	2	T	0.0000	0.0675	0	1.0000	241	357	450	1	T	0.0563	0.7917	0	1.0000
177	250	251	1	T	0.0035	0.0773	0	1.0146	242	357	454	1	T	0.0169	0.2375	0	1.0000
178	253	254	1	T	0.0234	0.3813	0	1.0000	243	358	450	1	T	0.0094	1.2083	0	1.0000
179	254	255	1	T	0.0091	0.1606	0	1.0000	244	359	450	1	T	-0.0021	0.2917	0	1.0500
180	256	257	1	T	0.0150	0.3007	0	1.0000	245	366	451	1	T	0.0000	0.0625	0	1.0000
181	256	446	1	T	0.0000	0.1039	0	1.0000	246	367	451	1	T	0.0000	0.0625	0	1.0000
182	256	447	1	T	0.0110	0.2099	0	1.0000	247	369	370	1	T	0.0667	1.0427	0	1.0000
183	258	260	1	T	0.0635	1.2700	0	1.0000	248	372	373	1	T	0.2667	1.6400	0	1.0000
184	259	261	1	T	0.0635	1.2700	0	1.0000	249	372	374	1	T	0.2133	1.5733	0	1.0000
185	262	294	1	T	0.0152	0.3030	0	1.0000	250	375	376	1	T	0.7333	4.4333	0	0.9198
186	262	295	1	T	0.0152	0.3030	0	1.0000	251	379	380	1	T	0.0800	1.4167	0	1.0000
187	262	296	1	T	0.0086	0.1714	0	1.0000	252	382	383	1	T	0.0147	0.4167	0	1.0250
188	262	297	1	T	0.0086	0.1714	0	1.0000	253	385	386	1	T	0.0055	0.2273	0	0.9800
189	262	315	1	T	0.0125	0.2402	0	1.0250	254	386	393	1	T	0.0107	0.4464	0	1.0000
190	262	316	1	T	0.0044	0.0844	0	1.0488	255	389	452	1	T	0.0000	-0.0167	0	0.9957
191	263	319	1	T	0.0000	0.7383	0	1.0000	256	390	453	1	T	0.0000	0.1633	0	1.0000
192	264	265	1	T	0.0238	0.6460	0	1.0000	257	391	453	1	T	0.0000	-0.0100	0	1.0435
193	266	445	1	T	0.0085	0.1697	0	1.0000	258	394	460	1	T	0.0009	-0.0077	0	1.0000
194	267	445	1	T	0.0069	0.1387	0	1.0500	259	395	396	1	T	0.0000	0.9444	0	1.0000
195	268	445	1	T	-0.0020	-0.0390	0	1.0000	260	397	454	1	T	0.0028	0.3625	0	1.0000

Tabla A.20 Datos estáticos asociados a ramos, sistema SEIN50 (continuación)

L: Línea, T: Transformador											L: Línea, T: Transformador										
Ident. de Ramo		No. de		Tipo Ramo (L, T)	Impedancia ctkto		Línea		Transf. Tap (pu)		Ident. de Ramo		No. de		Tipo Ramo (L, T)	Impedancia ctkto		Línea		Transf. Tap (pu)	
Item	# Barra		Ctkto		R (pu)	X (pu)	B Shunt (pu)				Item	# Barra		Ctkto		R (pu)	X (pu)	B Shunt (pu)			
	Inicial	Final		Inicial					Final	Inicial		Final									
261	398	454	1	T	-0.0006	0.0875	0	1.0000	326	34	54	2	L	0.0033	0.0267	0.0244	0				
262	401	456	1	T	0.0000	0.1110	0	1.0000	327	37	90	1	L	0.0056	0.0348	0.0295	0				
263	402	455	1	T	0.0000	0.1110	0	1.0000	328	38	90	1	L	0.0035	0.0233	0.0180	0				
264	403	457	1	T	0.0000	0.6525	0	1.0000	329	41	88	1	L	0.1960	0.3408	0.0014	0				
265	404	457	1	T	0.0000	-0.0375	0	1.0000	330	41	92	1	L	0.0659	0.1146	0.0005	0				
266	405	457	1	T	0.0000	0.2625	0	1.0000	331	45	87	1	L	0.0228	0.0843	0.0005	0				
267	406	408	1	T	0.0005	0.0282	0	1.0000	332	45	87	2	L	0.0228	0.0843	0.0005	0				
268	406	458	1	T	0.0006	0.1153	0	1.0000	333	45	132	1	L	0.0004	0.0029	0.0000	0				
269	407	458	1	T	0.0119	0.3914	0	1.0000	334	45	132	2	L	0.0004	0.0029	0.0000	0				
270	411	412	1	T	0.0456	0.4160	0	1.0000	335	51	85	1	L	0.1414	0.6077	0.0031	0				
271	413	414	1	T	0.0000	0.2833	0	1.0250	336	51	86	1	L	0.0136	0.0565	0.0003	0				
272	416	459	1	T	0.0000	0.3698	0	1.0000	337	51	87	1	L	0.0228	0.0843	0.0005	0				
273	417	459	1	T	0.0000	0.3302	0	1.0000	338	51	87	2	L	0.0228	0.0843	0.0005	0				
274	418	459	1	T	0.0000	-0.0087	0	1.0000	339	53	54	1	L	0.0015	0.0104	0.0081	0				
275	420	460	1	T	-0.0002	0.0641	0	1.0000	340	53	54	2	L	0.0015	0.0104	0.0081	0				
276	421	422	1	T	0.0278	0.1333	0	1.0000	341	54	56	1	L	0.0390	0.2141	0.1787	0				
277	1	5	1	L	0.0138	0.0918	0.0765	0	342	54	64	1	L	0.0142	0.1285	0.0913	0				
278	1	84	1	L	0.0167	0.1133	0.0899	0	343	54	64	2	L	0.0142	0.1285	0.0913	0				
279	3	4	1	L	0.0542	0.0903	0.0004	0	344	54	403	1	L	0.0224	0.1321	0.1090	0				
280	3	4	2	L	0.0542	0.0903	0.0004	0	345	56	59	1	L	0.0095	0.0554	0.0453	0				
281	5	6	1	L	0.0154	0.0839	0.0682	0	346	56	65	1	L	0.0287	0.2772	0.2014	0				
282	5	9	1	L	0.0354	0.2108	0.1860	0	347	56	76	1	L	0.0213	0.2041	0.1464	0				
283	9	129	1	L	0.0174	0.1135	0.0868	0	348	56	403	1	L	0.0141	0.0824	0.0677	0				
284	10	11	1	L	0.0467	0.0856	0.0004	0	349	59	60	1	L	0.0262	0.1544	0.1277	0				
285	10	18	1	L	0.3090	0.5669	0.0026	0	350	61	62	1	L	0.0321	0.1754	0.0012	0				
286	10	72	1	L	0.0693	0.1891	0.0010	0	351	61	62	2	L	0.0321	0.1754	0.0012	0				
287	10	415	1	L	0.0486	0.0878	0.0003	0	352	64	65	1	L	0.0225	0.2162	0.1517	0				
288	12	13	1	L	0.0480	0.0880	0.0000	0	353	64	65	2	L	0.0225	0.2162	0.1517	0				
289	12	13	2	L	0.0480	0.0880	0.0000	0	354	64	69	1	L	0.0016	0.0153	0.0108	0				
290	15	17	1	L	0.2997	0.5498	0.0025	0	355	65	66	1	L	0.0003	0.0025	0.0017	0				
291	15	72	1	L	0.0614	0.1676	0.0009	0	356	65	66	2	L	0.0003	0.0025	0.0017	0				
292	15	413	1	L	0.1693	0.4176	0.0028	0	357	65	66	3	L	0.0003	0.0025	0.0017	0				
293	17	18	1	L	0.1666	0.3055	0.0014	0	358	65	68	1	L	0.0092	0.0829	0.0616	0				
294	18	411	1	L	0.0634	0.0755	0.0003	0	359	65	69	1	L	0.0228	0.2192	0.1612	0				
295	19	21	1	L	0.0352	0.2254	0.2020	0	360	65	69	2	L	0.0228	0.2192	0.1612	0				
296	19	84	1	L	0.0157	0.1319	0.1098	0	361	65	76	1	L	0.0081	0.0766	0.0542	0				
297	19	84	2	L	0.0160	0.1323	0.1234	0	362	65	345	1	L	0.0264	0.2249	0.2999	0				
298	20	134	1	L	0.0067	0.0112	0.0025	0	363	69	70	1	L	0.0024	0.0227	0.0171	0				
299	20	137	1	L	0.0134	0.0223	0.0025	0	364	69	89	1	L	0.0090	0.0781	0.0598	0				
300	21	207	1	L	0.0193	0.1489	0.1187	0	365	69	209	1	L	0.0106	0.0932	0.0699	0				
301	21	211	1	L	0.0091	0.0602	0.0515	0	366	70	387	1	L	0.0092	0.0790	0.0589	0				
302	22	23	1	L	0.0572	0.2123	0.0267	0	367	71	122	1	L	0.1990	0.3609	0.0008	0				
303	22	23	2	L	0.0572	0.2123	0.0267	0	368	71	123	1	L	0.0872	0.1891	0.0004	0				
304	22	23	3	L	0.0572	0.2123	0.0267	0	369	71	126	1	L	0.0225	0.0646	0.0002	0				
305	22	25	1	L	0.0064	0.0236	0.0030	0	370	71	127	1	L	0.0151	0.0484	0.0001	0				
306	22	25	2	L	0.0064	0.0236	0.0030	0	371	71	127	2	L	0.0143	0.0452	0.0001	0				
307	26	27	1	L	0.0124	0.0277	0.0027	0	372	71	197	1	L	0.0093	0.0173	0.0000	0				
308	27	28	1	L	0.1155	0.1676	0.0201	0	373	72	161	1	L	0.0312	0.0506	0.0003	0				
309	27	28	2	L	0.1155	0.1676	0.0201	0	374	73	137	1	L	0.0370	0.0654	0.0071	0				
310	30	32	1	L	0.0022	0.0198	0.0172	0	375	77	144	1	L	0.0354	0.1936	0.0013	0				
311	30	32	2	L	0.0028	0.0186	0.0172	0	376	77	146	1	L	0.1057	0.4426	0.0018	0				
312	30	68	1	L	0.0275	0.2662	0.1930	0	377	77	146	2	L	0.0858	0.4413	0.0018	0				
313	30	211	1	L	0.0184	0.1223	0.1051	0	378	84	365	1	L	0.0112	0.1015	0.0870	0				
314	32	33	1	L	0.0017	0.0106	0.0089	0	379	85	86	1	L	0.1281	0.5523	0.0028	0				
315	32	33	2	L	0.0017	0.0106	0.0089	0	380	85	88	1	L	0.0536	0.0915	0.0015	0				
316	32	33	3	L	0.0017	0.0106	0.0089	0	381	85	132	1	L	0.1309	0.5044	0.0024	0				
317	33	34	1	L	0.0011	0.0086	0.0079	0	382	85	348	1	L	0.1292	0.4980	0.0024	0				
318	33	34	2	L	0.0011	0.0086	0.0079	0	383	88	91	1	L	0.3430	0.5965	0.0024	0				
319	33	36	1	L	0.0015	0.0100	0.0077	0	384	88	394	1	L	0.0008	0.0015	0.0000	0				
320	33	36	2	L	0.0015	0.0100	0.0077	0	385	89	90	1	L	0.0000	0.0002	0.0003	0				
321	33	37	1	L	0.0033	0.0205	0.0174	0	386	91	92	1	L	0.0636	0.1600	0.0009	0				
322	33	90	1	L	0.0086	0.0530	0.0450	0	387	91	132	1	L	0.1250	0.2155	0.0009	0				
323	34	49	1	L	0.0096	0.0666	0.0498	0	388	91	132	2	L	0.1250	0.2155	0.0009	0				
324	34	49	2	L	0.0096	0.0666	0.0498	0	389	95	134	1	L	0.0262	0.0704	0.0085	0				
325	34	54	1	L	0.0034	0.0267	0.0241	0	390	100	101	1	L	0.0776	0.2364	0.0274	0				

Tabla A.22 Datos estáticos asociados a ramos, sistema SEIN50 (continuación)

L: Línea, T: Transformador									L: Línea, T: Transformador								
Ident. de Ramo		No. de Ckto	Tipo de Ramo (L, T)	Impedancia ckto		Línea		Transf.	Ident. de Ramo		No. de Ckto	Tipo de Ramo (L, T)	Impedancia ckto		Línea		Transf.
Item	# Barra			R (pu)	X (pu)	B Shunt (pu)	Tap (pu)		Item	# Barra			R (pu)	X (pu)	B Shunt (pu)	Tap (pu)	
521	307	309	2	L	0.0128	0.0468	0.0739	0	532	366	416	1	L	0.1590	0.3514	0.0021	0
522	309	312	1	L	0.0159	0.1308	0.1023	0	533	369	371	1	L	0.0376	0.0329	0.0001	0
523	309	313	1	L	0.0183	0.2049	0.1663	0	534	371	372	1	L	0.1587	0.1386	0.0002	0
524	323	357	1	L	0.0694	0.2016	0.0247	0	535	372	375	1	L	0.0520	0.0457	0.0001	0
525	341	342	2	L	0.0002	0.0016	0.0020	0	536	377	378	1	L	0.0985	0.0866	0.0001	0
526	341	345	2	L	0.0002	0.0016	0.0020	0	537	378	379	1	L	0.2176	0.1907	0.0003	0
527	354	355	1	L	0.1760	0.1728	0.0001	0	538	384	385	1	L	0.0740	0.3489	0.0418	0
528	355	356	1	L	0.6600	0.6481	0.0003	0	539	387	388	1	L	0.0055	0.0470	0.0350	0
529	357	360	1	L	0.0788	0.2547	0.0295	0	540	387	406	1	L	0.0060	0.0559	0.0420	0
530	358	361	1	L	0.3462	0.6538	0.0003	0	541	387	406	2	L	0.0060	0.0559	0.0420	0
531	364	381	1	L	0.0172	0.0234	0.0001	0	542	390	392	1	L	0.2336	0.6249	0.0000	0

A.4.2. Datos Dinámicos

En las Tablas A.23 – A.24 son mostrados los datos dinámicos del sistema los cuales están formados por los datos necesarios para el modelo clásico de los generadores. Todos los datos están en valores base de las máquinas.

Tabla A.23 Datos dinámicos de generadores (modelo clásico), sistema SEIN50

Identificación de Generador					H: Hidráulico, T: Térmico, CS: Compensador Síncrono					
i	# Barra	Nombre			Tipo de Generador (H, T)	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Cte de Inercia H_i (s.)	Reactancia Transitoria x'_{di} (p.u.)	
		WinFlu 2.3 px	Central	Grupos						
1	7	CARHU10	Carhuaquero	G1, G2, G3	H	10	33	2.76	0.260	
2	24	C.PATO	Cañon del Pato	G1, G2, G3, G4, G5, G6	H	13.8	45	2.72	0.370	
3	29	CAHUA10	Cahua	G-1, G-2	H	10	28	3.26	0.280	
4	39	MAT12A	Matucana	G-1	H	12.5	80	2.73	0.240	
5	40	MAT12B	Matucana	G-2	H	12.5	80	2.73	0.240	
6	42	HUAMP10	Huampani	G-1, G-2	H	10	22	1.64	0.290	
7	43	CALL65	Callahuanca	G-1, G-2, G-3	H	6.5	18	1.90	0.380	
8	44	CALLAH8	Callahuanca	G-4	H	8	44	2.24	0.380	
9	47	SROS13B	San Rosa Nueva	UT15, UT16, WTG7	T	13.8	70	4.26	0.300	
10	50	HUIN12	Huinco	G-1-4	H	12.5	85	2.20	0.315	
11	52	MOYOP10	Moyopampa	G-1-3	H	10	30	3.02	0.330	
12	58	IND10	Independencia	Compensador Síncrono	CS	10	20	4.25	0.340	
13	63	SNICO13	San Nicolas	TV-1	T	13.8	22	6.50	0.240	
14	67	RESTI13	Restitucion	G-1-3	H	13.8	83	3.17	0.290	
15	97	SIDNOR13	Chimbote 2	TG-1	T	13.8	29	3.70	0.340	
16	98	SIDSUR13	Chimbote 2	TG-3	T	13.8	29	3.70	0.340	
17	102	OROY2.3	Oroya	G-1-3	H	2.3	4	3.08	0.340	
18	104	MALPA6.9	Malpaso	G-1-4	H	6.9	17	2.93	0.340	
19	116	YAU13A	Yaupi	G-1-3	H	13.8	24	2.64	0.267	
20	120	MAN13B	Mantaro	G-1-7	H	13.8	120	4.28	0.330	
21	121	PACHA23	Pachachaca	G-1-3	H	2.3	4	3.08	0.340	
22	124	YAU13B	Yaupi	G-4-5	H	13.8	24	2.64	0.267	
23	128	TALA10	Malacas	TGN4	T	13.8	115	2.50	0.260	
24	133	VENT_C	Ventanilla	TG3	T	16	192	2.50	0.248	
25	147	GALL_10	Gallito Ciego	G-1, G-2	H	10.5	20	3.24	0.370	
26	149	VENT_D	Ventanilla	TG4	T	16	192	2.50	0.248	
27	150	AG13_TG2	Aguaytia	TG2	T	13.8	119	2.52	0.260	
28	153	MALACAS	Malacas	TG1, TG2, TG3	T	10	20	1.65	0.188	
29	162	CURM10	Curumuy	G-1, G-2	H	10	15	3.00	0.350	
30	200	ZORRI10	Tumbes	Mack1, Mack2	T	10	25	3.65	0.340	

Tabla A.24 Datos dinámicos de generadores (modelo clásico), sistema SEIN50 (continuación)

H: Hidráulico, T: Térmico, CS: Compensador Síncrono

<i>i</i>	# Barra	Identificación de Generador			Tipo de Generador (H, T)	Nivel de Tensión (kV)	Potencia Nominal (MVA)	Cte de Inercia H_i (s.)	Reactancia Transitoria x'_{di} (p.u.)
		Nombre							
		WinFlu 2.3 px	Central	Grupos					
31	206	PARIA_13	Pariac	CH-1-4	H	13.8	5	3.24	0.180
32	210	YANA10	Yanango	G-1	H	13.8	48	3.17	0.370
33	215	CHIMA13	Chimay	G-1, G-2	H	13.8	84	2.63	0.370
34	251	CHAVG3	Charcani V	G-1, G-2, G-3	H	13.8	57	2.44	0.290
35	260	HBOTIF	Botiflaca	Hydro1	H	4.16	6	2.80	0.350
36	261	HRUMI	Botiflaca	Hydro2	H	4.16	6	2.80	0.350
37	267	ARIC2	Aricota 2	G-3	H	10.5	13	4.81	0.320
38	284	CHARIV	Charcani IV	G-1-3	H	5.25	6	5.00	0.320
39	285	CHA123	Charcani I, II, III	G-1-2, G-1-3, G-1-2	H	5.25	9	4.72	0.320
40	287	CHAVI	Charcani VI	G-1	H	5.25	11	4.91	0.320
41	294	ILOTV1	Ilo 1	TV1	T	13.8	25	2.27	0.200
42	296	ILOTV3	Ilo 1	TV3	T	13.8	61	3.11	0.193
43	304	SGAB10	San Gaban II	G-1, G-2	H	13.8	66	2.42	0.290
44	308	TVCARB	Ilo 2	TV21	T	13.8	150	4.11	0.223
45	351	MACH13.8	Machu Picchu	G-1, G-2, G-3	H	10.5	35	2.22	0.220
46	383	HUANCH10	Huanchor	G-1, G-2	H	10	15	3.00	0.350
47	399	AG13_TG1	Aguaytia	TG1	T	13.8	119	2.52	0.260
48	408	YUNC13.8	Yuncan	G-1-3	T	13.8	84	2.63	0.280
49	414	POECHOS1	Poechos	G-1, G-2	H	10.5	20	3.24	0.370
50	423	VENTTV	Ventanilla	TV1	H	16	192	2.50	0.248

ANEXO B
PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE PUNTOS DE
EQUILIBRIO

ANEXO B PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE PUNTOS DE EQUILIBRIO

B.1. Técnica Newton – Raphson modificado

Este método es usado para determinar la solución del sistema de ecuaciones dado por:

$$f_i(\theta) = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{B.1})$$

Aunque existen n ecuaciones, el número de variables es sólo $(n-1)$ porque conociendo $(n-1)$ posiciones de ángulo relativo a la referencia del centro de inercia, la constante del centro de inercia $\sum_{i=1}^n M_i \theta_i = 0$ puede ser usada para obtener el ángulo *navo*. Como resultado el Jacobiano $(n-1) \times (n-1)$, es obtenido como $\left[\frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right]$, $i = 1, 2, \dots, n-1$, y $j = 1, 2, \dots, n-1$. La expresión detallada de los términos del

Jacobiano es dada en la sección B.2.

B.1.1. Algoritmo del Método

El algoritmo puede ser resumido como sigue.

- i) Seleccionar x^0 , el punto de inicio para el proceso de solución, y calcular

$$f_i^{(0)} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \text{y} \quad J^{(0)} = \left[\frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right]_{x=x^0}, \quad i = 1, 2, \dots, n-1, \quad j = 1, 2, \dots, n-1.$$

Asignar a la variable contador de iteración $k = 0$

- ii) Evaluar $F(x) = \sum_{i=1}^n f_i^2(x)$. Si $F(x) \leq t$ (t es la tolerancia), finaliza el algoritmo; de otra manera, continuar con el paso iii).
- iii) Calcular la dirección de búsqueda.

$$\Delta x^{(k)} = -[J^{(k)}]^{-1} f^{(k)}$$

- iv) Calcular el tamaño del paso α usando la interpolación cúbica. Luego

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \alpha \Delta x^{(k)}$$

El procedimiento de interpolación cúbica minimiza $F(x)$ con respecto a α en la dirección Δx . La Figura B.1 resume el procedimiento.

$$\alpha = \alpha_y - \frac{(\alpha_y - \alpha_w)[F'_y + (r - s)]}{F'_y - F'_w + 2r}$$

donde,

$$F' = \frac{\partial F}{\partial \alpha}$$

$$r = (s^2 - F'_w F'_y)^{\frac{1}{2}}$$

$$s = 3 \frac{(F_w - F_y)}{(\alpha_y - \alpha_w)} + F'_w + F'_y$$

v) Evaluar $x_n^{(k+1)} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} M_i x_i^{(k+1)}}{M_n}$ y retornar al paso ii).

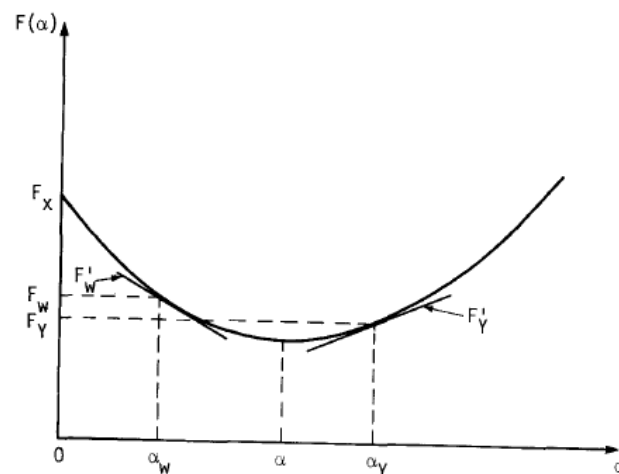


Figura B.1 Interpolación cúbica para minimizar $F(x)$ con respecto a α , en la dirección Δx

B.2. Expresiones analíticas para la matriz Jacobiana

En esta sección, se muestran detalles analíticos para la matriz Jacobiana usada en las soluciones de punto de equilibrio. La ecuación de residuos puede ser expresada como:

$$f_i(\theta) = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{COI} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{B.2})$$

donde $\theta_i, i = 1, 2, \dots, n$ son los ángulos rotores relativos al centro de inercia y

$$P_{ei} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [D_{ij} \cos \theta_{ij} + C_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}] + E_i^2 G_{ii} \quad (\text{B.3})$$

donde las constantes C_{ij}, D_{ij}, M_i, M_T y P_i han sido definidas en el Capítulo III

$\theta_{ij} \equiv \theta_i - \theta_j$ y

$$P_{COI} = \sum_{i=1}^n P_{mi} - P_{ei} = \sum_{i=1}^n P - 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n D_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (\text{B.4})$$

Debido a que las constantes el centro de inercia, sólo $(n-1)$ ángulos de rotor son variables independientes y el navo ángulo puede ser obtenido como:

$$\theta_n = - \sum_{i=1}^{n-1} \frac{M_i \theta_i}{M_n}$$

B.2.1. Componentes de la Matriz Jacobiana $J(\theta)$

La matriz Jacobiana $J(\theta)$ de $f_i(\theta)$ es expresada de la siguiente manera:

$$J \equiv [J_{ij}] = \left[\frac{\partial f_i}{\partial \theta_j} \right]; \quad i = 1, \dots, n; \quad j = 1, \dots, n-1 \quad (\text{B.5})$$

La expresión de un término general de la matriz Jacobiana de $f_i(\theta)$ es la siguiente:

$$\frac{\partial f_i}{\partial \theta_j} = \frac{\partial P_{ei}}{\partial \theta_j} - \frac{M_i}{M_T} \frac{\partial P_{COI}}{\partial \theta_j} \quad (\text{B.6})$$

$$\frac{\partial f_i}{\partial \theta_i} = \frac{\partial P_{ei}}{\partial \theta_i} - \frac{M_i}{M_T} \frac{\partial P_{COI}}{\partial \theta_i} \quad (\text{B.7})$$

A continuación se dan las ecuaciones (revisadas) de las primeras derivadas parciales necesarias en la obtención de cada término de la matriz Jacobiana [4]. Nótese que la dimensión de la matriz Jacobiana es $n \times (n-1)$, eso significa que en los términos del lado izquierdo de las ecuaciones de las primeras derivadas, los sub-índices varían del siguiente modo: $i = 1, \dots, n; j = 1, \dots, n-1$, además de ello se considera que $i \neq j$.

Así, las primeras derivadas a ser calculadas son $\frac{\partial P_{ei}}{\partial \theta_j}, \frac{\partial P_{COI}}{\partial \theta_j}$.

B.2.2. Cálculo de las primeras derivadas

Definiendo:

$$d(\theta_i, \theta_j) = C_{ij} \cos \theta_{ij} - D_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij}$$

$$\frac{\partial P_{ei}}{\partial \theta_i} = \sum d(\theta_i, \theta_j) + d(\theta_i, \theta_n) \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] \quad (\text{B.8})$$

$$\frac{\partial P_{ei}}{\partial \theta_j} = -d(\theta_i, \theta_j) + d(\theta_i, \theta_n) \left[\frac{M_j}{M_n} \right] \quad (\text{B.9})$$

$$\frac{\partial P_{en}}{\partial \theta_i} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} d(\theta_i, \theta_j) \left[\frac{M_i}{M_n} \right] - d(\theta_n, \theta_i) \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] \quad (\text{B.10})$$

$$\frac{\partial P_{COI}}{\partial \theta_i} + 2 \left\{ \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} D_{ij} \operatorname{sen} \theta_{ij} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} D_{jn} \operatorname{sen} \theta_{jn} \left[\frac{M_i}{M_n} \right] + D_{in} \operatorname{sen} \theta_{in} \left[1 + \frac{M_i}{M_n} \right] \right\} \quad (\text{B.11})$$

ANEXO C
PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA MÉTODOS DE LA
FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA

ANEXO C

PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA MÉTODOS DE LA FUNCIÓN DE ENERGÍA TRANSITORIA

C.1. Programa Computacional en Entorno MATLAB

Se muestran rápidamente algunas ventanas de entrada de dialogo que usa el programa computacional.

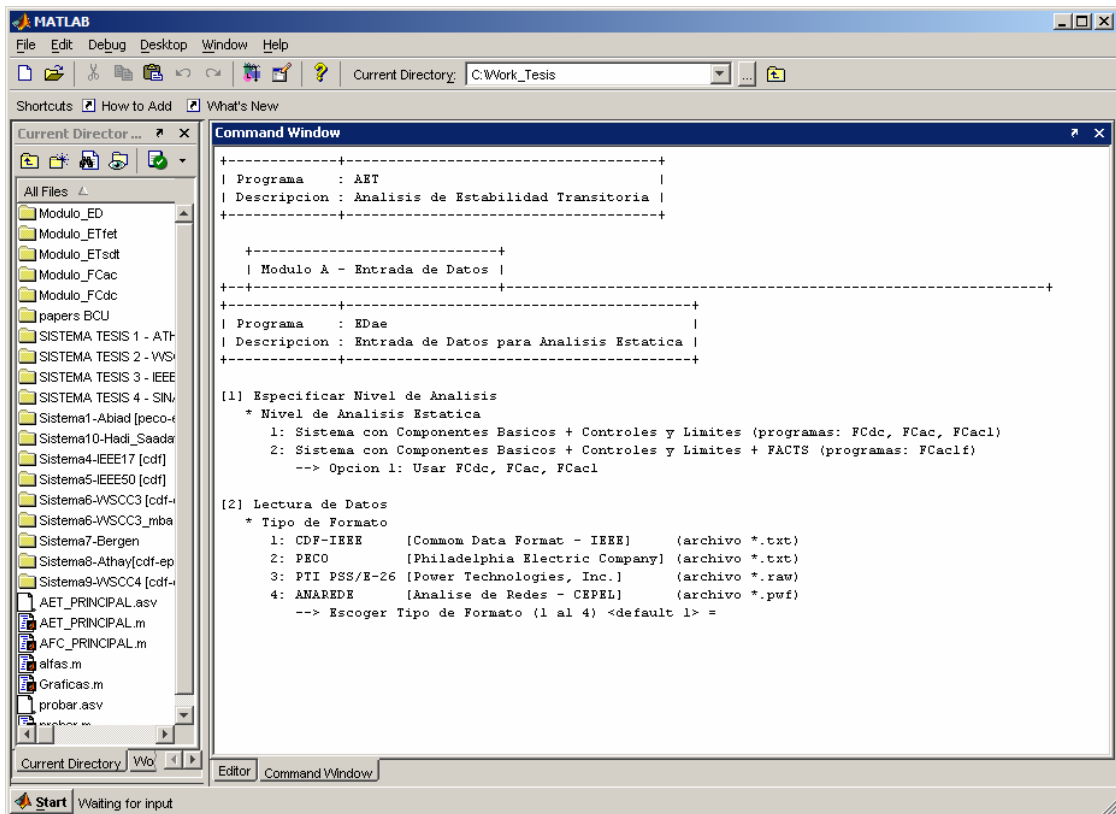


Figura C.1 Entorno MATLAB del programa computacional

C.1.1. Entrada de Datos

Para los datos estáticos usamos entre los siguientes formatos: IEEE-CDF, PECO, PTI PSS/E-26 y ANAREDE. Para los datos dinámicos usamos EPRI, PTI y ANATEM.

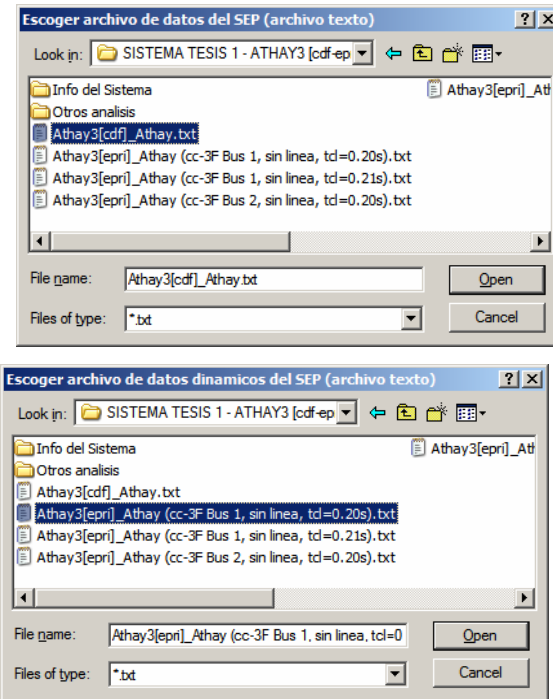


Figura C.2 Ventanas de selección de archivos

C.1.2. Módulos de Análisis

El programa posee distintos módulos de análisis, tales como: Módulo de Lectura de Datos, Módulo de Flujo de Potencia, Módulo de Cálculo de Puntos de Equilibrio, Módulo de Simulación Numérica en el Dominio del Tiempo y Módulo de Métodos Directos basados en la Función de Energía Transitoria.

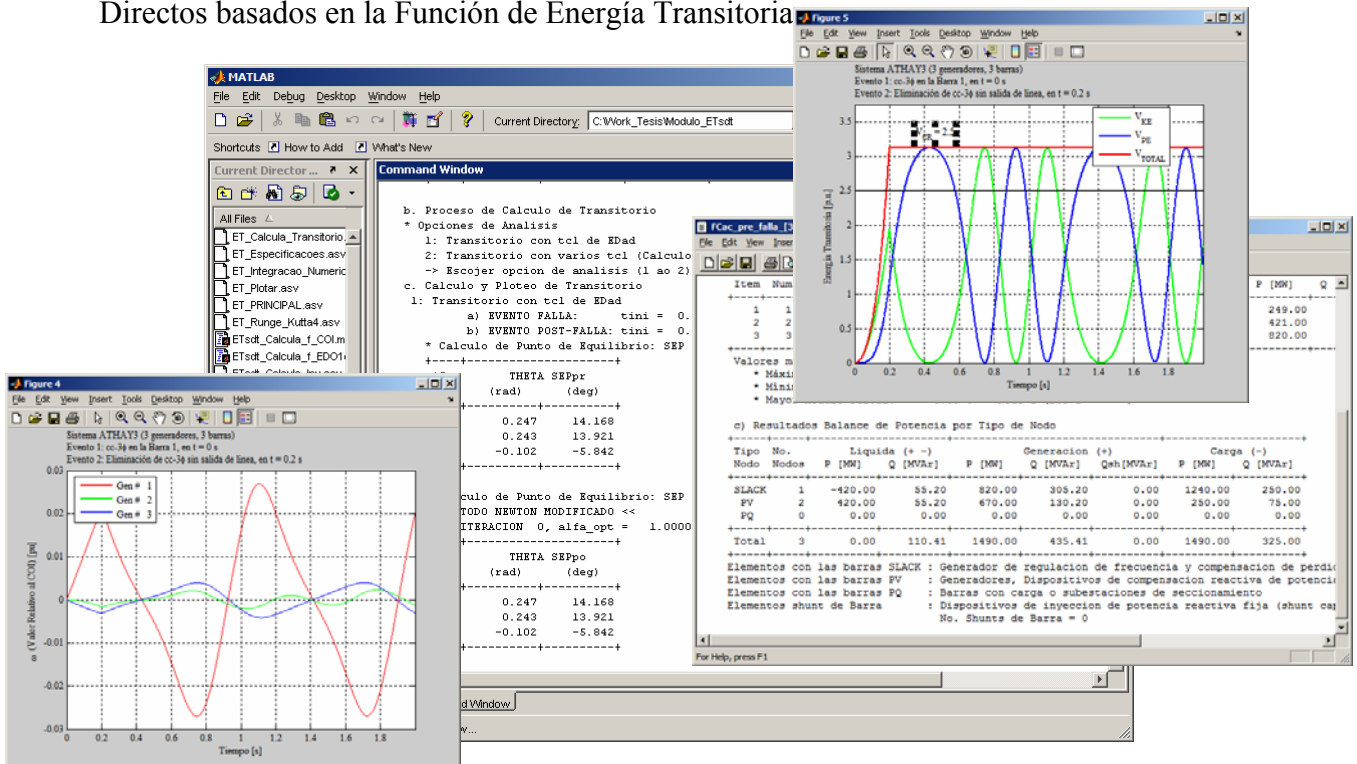


Figura C.3 Algunas salidas gráficas y de texto del programa

ANEXO D
ABREVIATURAS

ANEXO D ABREVIATURAS

AC	<i><u>A</u>lternating <u>C</u>urrent</i> (Corriente Alterna)
AVR	<i><u>A</u>utomatic <u>V</u>oltage <u>R</u>egulation</i> (Regulación Automática de Voltaje)
BCU	<i><u>B</u>oundary of stability region based <u>C</u>ontrolling <u>U</u>nstable equilibrium point</i> (Frontera de la región de estabilidad basada en el Punto de Equilibrio Inestable de Control)
BDF	<i><u>B</u>ackward <u>D</u>ifferentiation <u>F</u>ormula</i> (Formula de Diferenciación Inversa)
CDF	<i><u>C</u>ommon <u>D</u>ata <u>F</u>ormat</i> (Formato Común de Datos)
CIGRÉ	<i><u>C</u>omité <u>I</u>nternacional des <u>G</u>rands <u>R</u>éseaux <u>E</u>lectriques</i> (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos)
COI	<i><u>C</u>enter of <u>I</u>ntertia</i> (Centro de Inercia)
DC	<i><u>D</u>irect <u>C</u>urrent</i> (Corriente Continua)
EADO	<i><u>E</u>cuaciones <u>A</u>lgebraicas <u>D</u>iferenciales <u>O</u>rdinarias</i>
EBDF	<i><u>E</u>xtended <u>B</u>ackward <u>D</u>ifferentiation <u>F</u>ormula</i>
EDO	<i><u>E</u>cuaciones <u>D</u>iferenciales <u>O</u>rdinarias</i>
EMS	<i><u>E</u>nergy <u>M</u>anagement <u>S</u>ystem</i> (Sistema de Gerenciamiento de Energía)
EPRI	<i><u>E</u>lectric <u>P</u>ower <u>R</u>esearch <u>I</u>nstitute</i> (Instituto de Investigación en Sistemas de Potencia)
ESD	<i><u>E</u>valuación de <u>S</u>eguridad <u>D</u>inámica</i>
<i>f</i>	<i><u>F</u>ield</i> (campo)
FACTS	<i><u>F</u>lexible <u>A</u>C <u>T</u>ransmission <u>S</u>ystem</i> (Sistema de Transmisión AC Flexible)
FET	<i><u>F</u>unción de <u>E</u>nergía <u>T</u>ransitoria</i>
HVDC	<i><u>H</u>igh <u>V</u>oltage <u>D</u>irect <u>C</u>urrent</i> (Enlace de Corriente Continua de Alto Voltaje)
IEEE	<i><u>I</u>nstitute of <u>E</u>lectrical and <u>E</u>lectronics <u>E</u>ngineers</i> (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
IET	<i><u>I</u>ndice de <u>E</u>stabilidad <u>T</u>ransitoria</i>
LTC	<i><u>L</u>oad <u>T</u>ap <u>C</u>hanger</i> (Intercambiador de Taps bajo Carga)

MEBDF	<i><u>M</u>odified <u>E</u>xtended <u>B</u>ackward <u>D</u>ifferentiation <u>F</u>ormula</i>
MOI	<i><u>M</u>ode of <u>I</u>nstability</i> (Modo de Inestabilidad)
PEBS	<i><u>P</u>otencial <u>E</u>nergy <u>B</u>oundary <u>S</u>urface</i> (Superficie Frontera de Energía Potencial)
PSS	<i><u>P</u>ower <u>S</u>ystem <u>S</u>tabilizer</i> (Estabilizador de Sistemas de Potencia)
PSS/E-26	<i><u>P</u>ower <u>S</u>ystem <u>S</u>imulator E-26</i> (Simulador de Sistemas de Potencia versión E-26)
PTI	<i><u>P</u>ower <u>T</u>echnologies, <u>I</u>nc.</i>
q	Quadrature (cuadratura)
SEP	<i><u>S</u>table <u>E</u>quilibrium <u>P</u>oint</i> (Punto de Equilibrio Estable)
SEIN	<i><u>S</u>istema <u>E</u>l�ctrico <u>I</u>nterconectado <u>N</u>acional</i>
SVC	<i><u>S</u>tatic <u>V</u>ar <u>C</u>ompensator</i> (Compensador Est�tico de Var)
UEP	<i><u>U</u>nstable <u>E</u>quilibrium <u>P</u>oint</i> (Punto de Equilibrio Inestable)
WSCC	<i><u>W</u>estern <u>S</u>ystem <u>C</u>oordinating <u>C</u>ouncil</i> (Consejo de Coordinaci�n del Sistema Oeste Norteamericano)

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Pavella and P.G. Murthy, *Transient Stability of Power Systems: Theory and Practice*, John Wiley & Sons, 1994.
- [2] M.A. Pai, *Power System Stability – Analysis by the Direct Method of Lyapunov*, North Holland Publishing Company, 1981.
- [3] T. Athay, R. Podmore and S. Virmani, “A practical method for the direct analysis of transient stability”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.98, no.2, pp.573-584, Mar./Apr. 1979.
- [4] A. A. Fouad and V. Vittal, *Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*, Prentice-Hall Inc. Englewood Cliffs, 1992.
- [5] N. Kakimoto, Y. Ohsawa, M. Hayashi, “Transient stability analysis of electric power systems via Lure-type Lyapunov functions, Parts I y II”, *Transactions IEE of Japan*, No.98, May./Jun. 1978.
- [6] H. D. Chiang, F. F. Wu, P. P. Varaiya, “Foundations of direct methods for power system transient stability analysis”, *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, CAS-34, pp.160-173, Feb. 1987.
- [7] A. Llamas, J. de la Ree Lopez, 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, pp.210-219, February 1995.
- [8] R. T. Treinen, 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, pp.313-323, April 1996.
- [9] C. P. Steinmetz, “Power control and stability of electric generating stations”, *AIEE Transactions*, vol. XXXIX, Part II, pp. 1215–1287, July 1920.
- [10] G. S. Vassell, “Northeast blackout of 1965”, *IEEE Power Engineering Review*, pp. 4–8, Jan. 1991.
- [11] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [12] CIGRE Committee 32, “Tentative classification and terminologies relating to stability problems of power systems”, *Electra No. 56*, 1978.

- [13] IEEE Committee Report, "Proposed terms and definitions for power system stability", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, pp.1894-1898, 1982.
- [14] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, Goran Andersson, A. Bose, C. Cañizares, Nikos Hatzargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, Thierry Van Cutsem, V. Vittal, "Definition and classification of power system stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.19, pp.1387-1401, 2004.
- [15] E. W. Kimbark, *Power System Stability, Vol. I: Elements of Stability Calculations*, Jhon Wiley & Sons Inc., 1948.
- [16] A. R. Bergen and V. Vittal, *Power Systems Analysis*, Prentice Hall, Second Edition, Upper Saddle River, New Jersey, 2000.
- [17] R. L. Burden and J. D. Faires, *Numerical Analysis*, Fourth Edition PWS-Kent, 1989.
- [18] H. D. Dommel and N. Sato, "Fast transient stability solutions", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-91, pp.1478-1484, July/Aug. 1972.
- [19] P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Iowa State University Press, USA, 1977.
- [20] T. E. Dy Liacco, "Control of Power Systems Via the Multilevel Concept", *SRC-68-19*, Case Western Reserve Univ., Cleveland, 1968.
- [21] T. E. Dy Liacco, "Security functions in power system control centers: the state-of-the-art in control center design", *IFA Symp. on Computer Applications in Large Scale Power Systems*, India, Aug. 1979.
- [22] P.W. Sauer, M.A. Pai, "*Power System Dynamics and Stability*", Prentice-Hall, 1998.
- [23] A. H. El-Abiad and K. Nagappan, "Transient Stability Region of Multimachine Power Systems", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-85, vol.2, pp.169-178, Feb. 1966.
- [24] F. A. Rahimi, M. G. Lauby, J. N. Wrubel and K. L. Lee, "Evaluation of the transient energy function method for on-line dynamic security assessment", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.8, No.2, pp.497-507, May. 1993.
- [25] A.M. Lyapunov, *The General Problem of the Stability of Motion*, (first published in 1892) translated and edited by A.T. Fuller and published by Taylor & Francis, 1992.
- [26] P. C. Magnusson, "Transient energy method of calculating Stability" *AIEE Transactions*, vol.66, pp.747-755, 1947
- [27] P. D. Aylett, "The energy-integral criterion of transient stability limits of power systems", *Proc. of the Institution of Electrical Engineers*, vol.105C, no.8, pp.527-536, Sept. 1958.

- [28] M. A. Pai, *Energy Function Analysis for Power System Stability*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1989.
- [29] Power Technologies, Inc., *PSS/E™ 26 – Program Operation Manual: Volume 1, 2*, U.S.A., 1998.
- [30] W. F. Tinney, and C. E. Hart, “Power flow solution by Newton’s method”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86, pp.1449-1456, 1967.
- [31] B. Stott, and O. Alsac, “Fast decoupled load flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, pp.859-869, 1974.
- [32] A. Monticelli, A. Garcia, and O. R. Saavedra, “Fast decoupled load flow: hypothesis, derivations, and testing”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.5, pp.1425-1431, 1990.
- [33] IEEE Committee Report, “Transient stability test systems for direct stability methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.7, no.1, pp.37-43, Feb. 1992.
- [34] R. Christie and I. Dabbagchi, IEEE 17 generator dynamic stability test case, http://www.ee.washington.edu/research/pstca/dyn17/pg_tcadd17.htm, side visitado ultimamente en Febrero del 2007, University of Washington, August 1993.