



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIDAD PROFESIONAL ADOLFO LÓPEZ MATEOS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“ESTABILIDAD ANGULAR DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINAS”

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTA

JUAN JOSÉ CORONA SÁNCHEZ

ASESORES

**Dr. DANIEL OLGUÍN SALINAS
M. en C. RENÉ TOLENTINO ESLAVA**



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LÓPEZ MATEOS"

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA (N) DESARROLLAR

INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
JUAN JOSÉ CORONA SÁNCHEZ

"ESTABILIDAD ANGULAR DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINAS."

ANALIZAR LA ESTABILIDAD ANGULAR TRANSITORIA DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINAS ANTE EL DISTURBIO SEVERO DE FALLA DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN NODOS DEL SISTEMA.

- INTRODUCCIÓN.
- ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.
- ESTABILIDAD ANGULAR TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINAS.
- APLICACIÓN DE MODELADO MATEMÁTICO AL SISTEMA DE PRUEBA
- CONCLUSIONES.

MÉXICO D.F., A 5 DE FEBRERO DEL 2015.

ASESORES


DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS


M. EN C. RENE TOLENTINO ESLAVA


ING. CÉSAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO
DE INGENIERÍA ELÉCTRICA JEFATURA DE
INGENIERIA ELECTRICA



CONTENIDO

	Página
RESUMEN	i
INTRODUCCIÓN	ii
OBJETIVO	iv
JUSTIFICACIÓN	v
RELACIÓN DE FIGURAS	vi
RELACIÓN DE TABLAS	viii
NOMENCLATURA	ix
I. ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	1
1.1 DINÁMICA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	2
1.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD EN SEP	4
1.2.3 Estabilidad Angular	5
1.2.2 Estabilidad de Frecuencia	6
1.2.3 Estabilidad de Tensión	6
1.3 PROBLEMAS DE ESTABILIDAD	7
1.3.1 Disturbios de Magnitud Pequeña	8
1.3.2 Disturbios de Magnitud Grande	9
II. ESTABILIDAD ANGULAR TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINAS	10
2.1 ESTABILIDAD ANGULAR TRANSITORIA	11
2.2 MODELO CLÁSICO DE MÁQUINA BUS INFINITO	13
2.3 RELACIÓN POTENCIA-ÁNGULO	15
2.4 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN	16
2.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN	20
2.5.1 Método Implícito	21
2.5.2 Métodos Implícitos Simultáneo	21

III. MODELADO MATEMÁTICO DE SISTEMA MULTIMÁQUINAS	23
3.1 DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINAS	24
3.1.1 Modelado de la Máquina Síncrona	24
3.1.2 Modelado de Transformador de Potencia	27
3.1.3 Modelado de Líneas de Transmisión	30
3.1.4 Modelado de Cargas	31
3.1.4.1 Modelo Exponencial de Carga Estática	32
3.1.4.2 Modelo ZIP de Carga Estática	32
3.1.5 Modelado de la Red Eléctrica	33
3.2 SOLUCIÓN POR EL MÉTODO IMPLÍCITO SIMULTÁNEO	34
3.3 PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN	36
IV. APLICACIÓN DE MODELADO MATEMÁTICO AL SISTEMA DE PRUEBA	38
4.1 MODELO DE PRUEBA “SISTEMA DE 9 NODOS”	39
4.1.1 Solución en programas de cómputo	39
4.1.2 Solución en simulador PSS®E University 33	42
4.1.3 Análisis de Resultados	44
4.2 MODELO DE PRUEBA IEEE 39 NODOS “NUEVA INGLATERRA”	45
4.2.1 Solución en simulador PSS®E University 33	45
4.2.2 Análisis de Resultados	48
CONCLUSIONES	50
RECOMENDACIONES	52
BIBLIOGRAFÍA	54
ANEXOS	56
ANEXO A: DATOS DE SISTEMAS DE PRUEBA	57
A.1 Sistema De Prueba De 9 Nodos	57
A.2 Sistema IEEE 39 Nodos “Nueva Inglaterra”	58

A.3 Sistema De Prueba de Dos Áreas	61
ANEXO B: MODELO SUBTRANSITORIO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA	63
ANEXO C: SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN Y ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA	67
C.1 REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSIÓN	67
C.1.1 Sistema De Excitación de CD	69
C.1.2 Sistema De Excitación de CA	70
C.1.3 Sistema De Excitación Estático	71
C.2 ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA	71
ANEXO D: SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS CON SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN Y PSS	73

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó un análisis de la estabilidad angular transitoria ante fallas de cortocircuito trifásico el cual fue realizado a los sistemas multimáquinas tomados de Anderson & Fouad (1977) [11] y de Pai, M. A. (1989) [12]. Para llevar a cabo el análisis se utilizaron programas desarrollados en FORTRAN y MATLAB: Power System Toolbox V3.0 y el simulador PSS®E University 33.

El modelado de sistema multimáquinas se realizó utilizando el modelo clásico de generadores por lo que se consideró que la potencia mecánica de entrada es constante. Para obtener el ángulo relativo del rotor de los generadores se definió como máquina de referencia al generador 1 debido a que es la máquina con mayor inercia. Se aplicó falla de cortocircuito trifásico en nodos del sistema y se liberó la falla con la apertura de la línea de transmisión conectada al nodo fallado. Primero se llevó a cabo la simulación del sistema de 9 nodos y los resultados obtenidos se compararon con los datos de Anderson & Fouad (1977) [11] con lo que después se analizó el sistema de Nueva Inglaterra.

La declaración de que el sistema multimáquinas está en estabilidad angular se realizó en base al análisis de la oscilación de ángulo relativo de los rotores de los generadores. Del análisis de estabilidad angular transitoria para el sistema de 9 nodos se obtuvieron resultados con un error de 25 % a 36 % al utilizar los programas de cómputo, ya que el valor máximo de los ángulos absolutos y relativos resultantes de las máquinas eran menores en comparación con los datos de Anderson & Fouad (1977) [11]. La solución más exacta obtenida fue con el simulador PSS®E University 33 con un error porcentual no mayor al 3%, para el análisis de la estabilidad angular transitoria del sistema de Nueva Inglaterra sólo se utilizó el simulador PSS®E University 33.

Para el análisis de estabilidad angular transitoria de sistemas multimáquinas que se realizó la primera oscilación no fue tiempo suficiente para analizar con detalle la forma en que varía el ángulo del rotor de los generadores por lo que el tiempo de estudio se extendió a 3 segundos, tiempo suficiente para determinar la estabilidad angular transitoria de los sistemas multimáquinas de prueba.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) tienen varias máquinas síncronas o sistemas multimáquinas interconectados mediante redes de transmisión complejas para la generación y transmisión de energía eléctrica, asegurando un suministro de energía eléctrica con mayor continuidad. La continuidad del suministro de energía eléctrica está en función de la seguridad del SEP, la cual se evalúa a través de estudios de estabilidad de un SEP ante disturbios eléctricos. El sistema debe mantenerse estable durante los disturbios eléctricos y ante el comportamiento dinámico que inevitablemente experimenta ya que pueden presentarse una variedad de disturbios eléctricos como son fallas de cortocircuito, pérdidas de generación, pérdida de elementos de transmisión o pérdida súbita de carga [1, 2].

La estabilidad de un SEP es la capacidad del sistema para una condición dada de operación inicial de recuperar un estado de equilibrio de funcionamiento después de que se presenta algún disturbio eléctrico en él, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de modo que prácticamente todo el sistema siga intacto. Desde el punto de vista de la estabilidad angular la variable de interés es el ángulo de los rotores de todas las máquinas síncronas empleadas para la generación de energía eléctrica ya que deben permanecer en sincronismo. Este aspecto de estabilidad angular transitoria es influenciado por la dinámica del ángulo de los rotores de los generadores y las relaciones potencia-ángulo cuando el ángulo de rotor de al menos un generador síncrono sobrepasa los 90° [3, 5,13].

La inestabilidad angular en un sistema multimáquinas es causada por la pérdida del sincronismo debido a que las posiciones relativas de los rotores de las máquinas no permanecen constantes ante un disturbio eléctrico. La pérdida de sincronismo es ocasionada por una abrupta alteración en la transferencia de potencia eléctrica y en la posición angular de los rotores, variable que al cambiar de valor causa desequilibrio entre los pares mecánico y eléctrico. Esto provoca que el sistema no sea capaz de regresar a un estado de equilibrio aceptable y que se presenten oscilaciones de magnitud creciente en las variables del sistema (tensión, corriente, potencia eléctrica) y exista variación de la potencia eléctrica entregada por los generadores síncronos ante cambios en el ángulo de sus rotores.

Es importante el estudio del comportamiento del grupo de máquinas en un sistema multimáquinas, enfocado a los disturbios eléctricos severos o de magnitud grande. El cortocircuito trifásico es el que más oscilaciones provoca en el sistema y el que más compromete su estabilidad, considerar la falla de cortocircuito trifásico sirve para el diseño de SEP's ya que permitire mantener la estabilidad y una adecuada planeación y operación. El estudio de estabilidad

angular transitoria permite determinar el tiempo crítico de liberación de falla para ajuste de esquemas de protecciones ya que si se disminuye el tiempo de liberación mejora la estabilidad y aumenta el límite de estabilidad. También es necesario o para el diseño de esquemas para liberación de carga eléctrica para regresar el sistema multimáquinas de un estado de operación inestable a estable.

Es conveniente la realización de estudios de estabilidad angular transitoria para evaluar e implementar medidas efectivas que permitan reducir el riesgo de un colapso total de la máquina o grupo de máquinas de un sistema multimáquinas, debido a disturbios eléctricos severos o de magnitud grande como la pérdida de generadores importantes y la ocurrencia de alguna falla de cortocircuito en el sistema de transmisión.

Por lo que el objetivo de este trabajo es analizar la estabilidad angular transitoria de un sistema multimáquinas ante el disturbio severo de falla de cortocircuito trifásico en nodos del sistema. Para alcanzar este objetivo el presente trabajo está dividido en 4 capítulos; que se mencionan a continuación.

En el Capítulo 1 se presentan características y dinámica del sistema eléctrico de potencia así como la clasificación de estabilidad y los disturbios eléctricos en él.

El Capítulo 2 describe el problema de estabilidad angular transitoria en sistemas multimáquinas, las categorías de estabilidad angular y la relación de potencia-ángulo.

El Capítulo 3 contiene la descripción de los modelos matemáticos de componentes en un sistema multimáquinas y métodos de solución para resolver las ecuaciones presentes en el sistema.

El Capítulo 4 muestra la aplicación de los métodos de solución en el sistema de prueba modelando fallas trifásicas en nodos del sistema, el análisis de los resultados en FORTRAN y MATLAB: Power System Toolbox V3.0 y en PSS®E University 33. Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas en el desarrollo de este trabajo.

OBJETIVO

Analizar la estabilidad angular transitoria de un sistema multimáquinas ante el disturbio severo de falla de cortocircuito trifásico en nodos del sistema.

JUSTIFICACIÓN

El estudio de estabilidad angular transitoria es fundamental porque permite entender el comportamiento de un sistema multimáquinas y así determinar la naturaleza de acciones que habrán de tomarse ante la ocurrencia de disturbios eléctricos, variaciones normales de la carga o acciones programadas por los ingenieros a cargo de la operación del SEP, con el fin de mantener su operación con las menores desviaciones posibles de la condición de operación de pre-falla.

Es importante el estudio del comportamiento del grupo de máquinas en el sistema multimáquinas, enfocado a los disturbios eléctricos. El cortocircuito trifásico es el que más oscilaciones provoca en el sistema y el que más compromete su estabilidad, considerar la falla trifásica sirve para el diseño del sistema ya que permitirá mantener la estabilidad y una adecuada planeación y operación.

RELACIÓN DE FIGURAS

Figura	Descripción	Página
1.1.	Elementos principales de un SEP.	2
1.2.	Curvas típicas de carga horaria respecto a la demanda máxima. Áreas operativas del Norte, 2011 (Promedio de las áreas Norte, Noroeste y Noreste) [17].	3
1.3.	Clasificación de Estabilidad en los SEP [5].	4
1.4.	Elementos de un subsistema interconectado a la red eléctrica [1, 9, 11].	8
2.1.	Respuesta del ángulo del rotor ante un disturbio eléctrico [9].	12
2.2.	Sistema de un generador conectado a Bus infinito.	13
2.3.	Curvas de potencia-ángulo de condición inicial y condición después de abrir L1 [9]	13
2.4.	Curva de Oscilación [9, 11].	14
2.5.	Sistema Multimáquinas con sus elementos básicos de: Generadores, transformadores, líneas transmisión y carga eléctrica [9, 11].	15
2.6.	Curva de relación entre potencia y ángulo [9].	16
2.7.	Dirección de rotación del rotor de una máquina síncrona, par mecánico y par eléctrico [3].	17
2.8.	Forma del método implícito usando regla trapezoidal [9,13].	22
3.1.	Circuitos de Devanados de la Máquina Síncrona. (a) Circuito de Rotor, (b) Circuito del Estator [9].	25
3.2.	Devanados de la Máquina Síncrona [9].	25
3.3.	Modelo Clásico para el análisis de Estabilidad [8, 9].	26
3.4.	Circuito del Transformador Ideal de Dos Devanados [9].	27
3.5.	Circuito Equivalente del Transformador Ideal en valores por unidad [9].	28
3.6.	Circuito Equivalente Normalizado del Transformador de Dos Devanados [9].	29
3.7.	Diagrama General del Circuito π con tap fuera de su Posición Nominal [9].	29
3.8.	Circuito π Equivalente de un Transformador con tap fuera de su Posición Nominal [9].	30
3.9.	Circuito π Equivalente de una Línea de Transmisión [9].	30
3.10.	Representación del modelo clásico de un sistema eléctrico de potencia multimáquinas [11, 14].	33
3.11.	Diagrama de procedimiento para simulación.	37
4.1.	Sistema de prueba de 9 Nodos [11].	39
4.2.	Curvas de oscilación de Ángulo Absoluto obtenidas en FORTRAN.	40

4.3. Curvas de oscilación de Ángulo Relativo obtenidas en FORTRAN.	41
4.4. Curvas de oscilación de Ángulo Absoluto obtenidas en MATLAB.	41
4.5. Curvas de oscilación de Ángulos Relativos obtenidas en MATLAB.	42
4.6. Curvas de oscilación de Ángulo Absoluto obtenidas en PSS®E UNIVERSITY 33.	43
4.7. Curvas de oscilación de Ángulo Relativo obtenidas en PSS®E UNIVERSITY 33.	43
4.8. Sistema de prueba IEEE 39 Nodos “Nueva Inglaterra” [12].	45
4.9. Curvas de oscilación de ángulo absoluto al presentarse falla en nodo 29.	46
4.10. Curvas de oscilación de ángulo relativo considerando generador 1 como máquina de referencia al presentarse falla en nodo 29.	47
4.11. Curvas de oscilación al presentarse falla en nodo 29.	47
4.12. Curvas de oscilación inestable al presentarse falla en nodo 29.	48
B1. Comportamiento de la corriente de Falla en un generador síncrono.	63
B2. Circuitos equivalentes en estado subtransitorio para L_d'' y L_q'' .	64
B3. Circuitos equivalentes en estado subtransitorio para L_d'' y L_q'' .	64
C1. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación.	68
C2. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación de CD (Tipo DC1A).	69
C3. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación de CA (Tipo AC1A).	70
C4. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación estático (ST2A).	71
C5. Sistema de excitación estatico con AVR y PSS.	72
D1. Curvas de oscilación de ángulos absolutos de generadores.	73
D2. Curvas de oscilación de ángulos relativos de generadores, considerando como máquina de referencia el generador 1.	74

RELACIÓN DE TABLAS

Tabla	Descripción	Página
4.1.	Error porcentual de resultados obtenidos para el sistema de 9 nodos en estado estable.	44
A.1.1	Datos de la red de transmisión del Sistema de Prueba de 9 Nodos.	57
A.1.2	Datos de Generador utilizados para Modelo Clásico del Sistema de prueba de 9 Nodos.	57
A.1.3	Datos de caso base de operación para el Sistema de Prueba de 9 Nodos.	57
A.2.1	Datos de la red de transmisión del Sistema de Prueba Nueva Inglaterra.	58
A.2.2	Datos de Generador utilizados para Modelo Clásico en modelo Nueva Inglaterra.	59
A.2.3	Caso base de operación de Sistema de Prueba IEEE 39 Nodos Nueva Inglaterra.	60
A.3.1	Datos de la red de transmisión del Sistema de Prueba de Dos Áreas.	61
A.3.2	Datos de Generadores utilizados para Modelo Subtransitorio en Sistema de Prueba de Dos Áreas.	61
A.3.3	Datos de los sistemas de excitación para Sistema de Prueba de Dos Áreas.	62
A.3.4	Caso base de operación del Sistema de Prueba de Dos Áreas.	62

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidad
E''	Tensión interna del generador	V
E	Tensión en nodo del generador	V
e_{fd}	Tensión aplicada al devanado de campo	V
H	Constante de inercia de la máquina	MW·s/MVA
I_n	Corriente de generador	A
i_p	Corriente en lado primario	A
i_s	Corriente en lado secundario	A
J	Momento total de inercia de la masa del rotor	kg·m ²
L_d''	Inductancia del devanado de estator eje d	H
L_q''	Inductancia del devanado de estator eje q	H
n_p	Número de vueltas de devanado primario	p. u.
n_s	Número de vueltas de devanado secundario	p. u.
P_0	Potencia activa de carga	p. u.
P_a	Potencia de aceleración	p. u.
P_e	Potencia eléctrica que cruza al entrehierro	p. u.
P_m	Potencia mecánica	p. u.
P_{max}	Potencia eléctrica de salida máxima	p. u.
Q_0	Potencia reactiva de carga	p. u.
R	Resistencia de devanado	Ω
R_a	Resistencia de devanados del estator	Ω
T_a	Par de aceleración total	N·m
T_e	Par electromagnético o eléctrico total	N·m
T_m	Par mecánico	N·m
t	Tiempo	s
X	Reactancia equivalente entre E'' y E	p. u.
$X'd$	Reactancia transitoria de eje d	p. u.
v_p	Tensión en lado primario	V
v_s	Tensión en lado secundario	V

Y_e	Admitancia equivalente para circuito π	S
Y_r	Admitancia equivalente de cargas convertidas	S
Z_l	Impedancia serie total	Ω
Z_p	Impedancia de devanado primario	Ω
Z_s	Impedancia de devanado secundario	Ω
γ_l	Admitancia en derivación total	S
δ	Ángulo de rotor	°
δ_m	Ángulo del rotor respecto a la referencia de rotación	rad
θ_m	Ángulo del rotor respecto a un ángulo de referencia	rad
Ψ	Enlace de flujo en devanado	C
ω_0	Frecuencia de sincronismo	Hz
ω_{sm}	Velocidad síncrona de la máquina	rad/s

CAPÍTULO I.

ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1 DINÁMICA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es una red eléctrica con centrales de generación, líneas de transmisión interconectadas y sistemas de distribución, con el objetivo de proporcionar un servicio confiable de energía eléctrica, eficiente y de buena calidad a los usuarios; para cumplir esto, el SEP se diseña con un índice de confiabilidad y seguridad para todos los procesos que ocurren en el sistema en cualquier momento y son llamados condiciones de “operación”.

Los componentes principales de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se muestran en la figura 1.1, éste se integra por un generador, transformadores y una línea de transmisión alimentando una carga. Los SEP's más pequeños constituyen una red eléctrica de gran complejidad. Un factor que determina la estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia más que cualquier otro es el tamaño del sistema e independientemente de su tamaño, todos los sistemas operan a varios niveles de tensión separados por transformadores [3, 4].

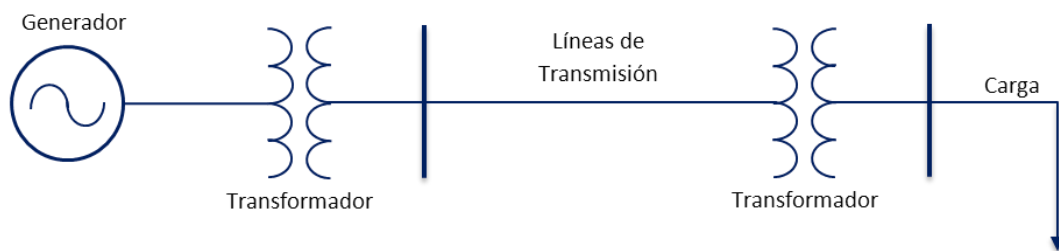


Figura 1.1. Elementos principales de un SEP.

Las condiciones de operación básicas en las que se puede encontrar un SEP son las siguientes [1, 6]:

- ❖ **Estado Estacionario.** Condición usada como base para diseñar un sistema eléctrico de potencia (técnico-económico).
- ❖ **Transitoria en Forma Normal.** Cuando el sistema pasa de un estado estable a otro.
- ❖ **Falla en Estado Estacionario y Transitorio.** Usada como base para determinar las características de comportamiento y tomar medidas adecuadas de corrección.
- ❖ **Estado Estacionario Después de la Falla.** Causa cambios en la conexión del sistema.

El Estado Estacionario de un SEP en el sentido estricto nunca existe, ya que siempre se tienen cambios continuos en el sistema tanto normales (cambios de carga) como anormales (fallas). La demanda sufre cambios lentos pero amplios a través de las 24 horas del día ya que la demanda en cierta hora del día puede ser muy diferente a la hora siguiente (figura 1.2).

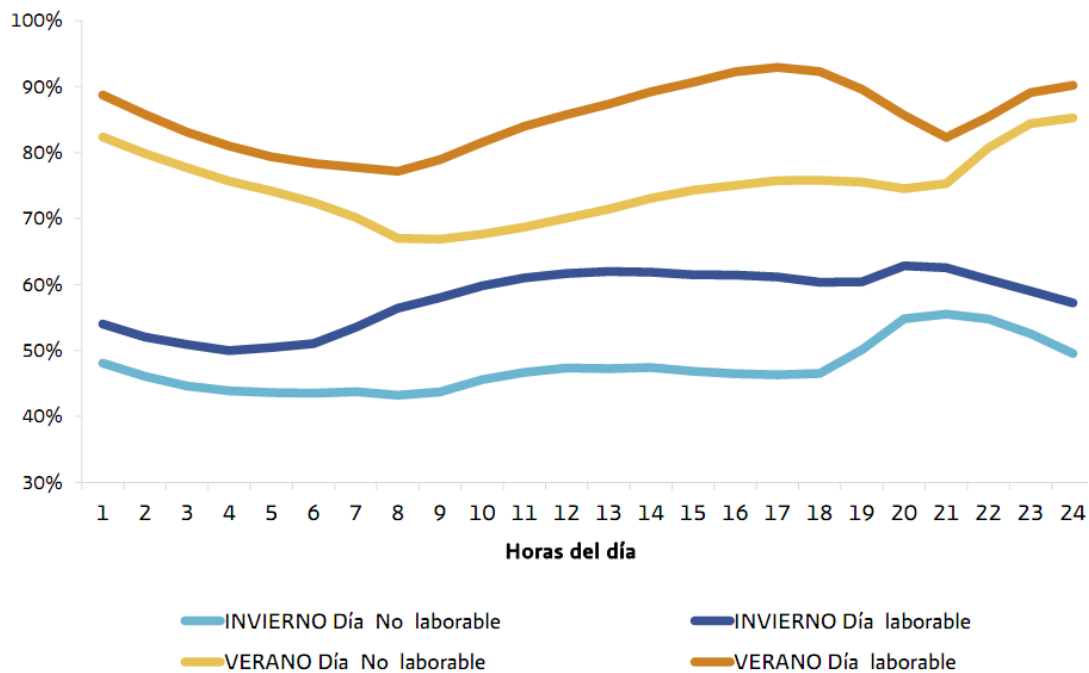


Figura 1.2. Curvas típicas de carga horaria respecto a la demanda máxima. Áreas operativas del Norte, 2011 (Promedio de las áreas Norte, Noroeste y Noreste) [17].

Un SEP es dinámico ya que los valores de sus parámetros (impedancias, reactancias, admitancias, etc.) y de sus variables de operación (tensiones, corrientes, frecuencia, etc.) pueden variar en el tiempo. Los cambios en el sistema se deben a variaciones normales de la carga y acciones programadas por ingenieros a cargo de la operación del sistema, también se presentan disturbios repentinos debido a la ocurrencia de fallas en el sistema, provocadas por descargas atmosféricas, cortocircuitos en algún punto del sistema de transmisión o fallas en centrales generadoras [1, 2, 8].

A todas estas variaciones se les considera como cambio de un estado de equilibrio a otro periodo dinámico de transmisión. Durante el cambio se puede tener una pérdida de sincronismo de los generadores o pueden surgir oscilaciones no amortiguadas en las líneas de transmisión originando su salida, estos problemas se estudian en el área de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia se define como la capacidad del sistema, para una condición dada de operación inicial, de recuperar un estado de equilibrio de funcionamiento después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de modo que prácticamente todo el sistema siga intacto. A partir de esta definición existe una clasificación de estabilidad en SEP's para propósitos de análisis de estabilidad y así poder entender que factores contribuyen a la inestabilidad y las acciones que deben llevarse a cabo para mantener la estabilidad de un SEP [1, 5, 9].

1.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD EN SEP.

En los sistemas eléctricos de potencia se presentan diversas formas de inestabilidad. En el análisis de la estabilidad se incluye la identificación de factores que contribuyen a la inestabilidad y la elaboración de métodos para mejorar el funcionamiento estable, por lo que es importante para un análisis significativo la resolución práctica de problemas de estabilidad de un SEP. Una clasificación de la estabilidad (figura 1.3) de los sistemas de potencia, se basa en las siguientes consideraciones [4, 9, 10]:

- ❖ Naturaleza física del problema y parámetro principal en el que se observa la inestabilidad.
- ❖ Tamaño del disturbio que ocasiona la inestabilidad.
- ❖ Periodo de tiempo en el que se presenta la inestabilidad.

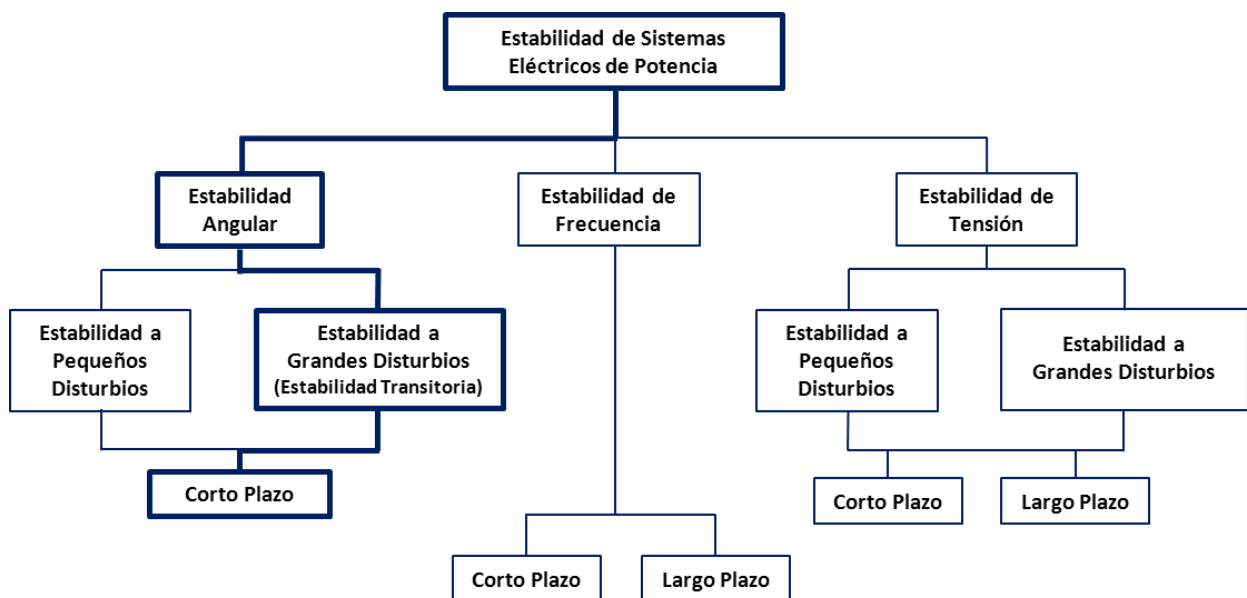


Figura 1.3. Clasificación de Estabilidad en los SEP [5].

La estabilidad en un SEP se puede definir en tres tipos: estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión. La estabilidad angular puede presentarse ante pequeños disturbios y ante grandes disturbios. Los términos estabilidad de largo plazo y corto plazo son introducidos por la necesidad de mediar con los problemas asociados con la respuesta dinámica de los sistemas de potencia ante disturbios eléctricos. En este trabajo se consideró el efecto de grandes disturbios en la estabilidad angular el cual se encuentra en tiempos de estudio de corto plazo (figura 1.3).

Los tiempos característicos de los procesos y equipos activados por los grandes cambios de tensión y frecuencia están dados en segundos (respuesta de equipos tales como protecciones y control de generadores) y hasta algunos minutos (respuesta de equipos tales como la energía suministrada por un primo-motor y los reguladores de tensión-carga).

El período de tiempo para término corto plazo es de 0 a 10 s y para el término de largo plazo de algunos minutos a 10 minutos. Los disturbios eléctricos en un SEP ocasionan variaciones de tensión, ángulo, y flujos de potencia lo que conlleva a respuestas lentas de procesos, controles, y protecciones no modelados en los estudios convencionales de estabilidad transitoria [1, 9].

1.2.1 ESTABILIDAD ANGULAR.

En el presente trabajo se analiza la estabilidad angular, este tipo de estabilidad se define como la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de ser sometido a una perturbación. La estabilidad angular depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona en el SEP. La inestabilidad angular se presenta como un fenómeno de corto plazo y se manifiesta cuando un disturbio eléctrico ocasiona un incremento de la oscilación del ángulo de rotor de algún generador hasta que pierde su sincronismo con otros generadores. Un SEP llega a un punto de operación inestable si la posición angular de algún generador sobrepasa los 90° por el incremento de la oscilación de ángulo lo que hace que pierda su sincronismo con otros generadores [4, 8, 9, 10].

En estado estable el par de entrada mecánico y el par de salida electromagnético se encuentran en equilibrio (son de igual magnitud) por lo que la velocidad permanece constante. Una diferencia entre estos pares provoca una variación de velocidad en los rotores de las máquinas. La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un par sincronizante (en fase con la variación del ángulo del rotor y cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria) y un par amortiguador (en fase con la variación de velocidad, la falta de este par genera una inestabilidad oscilatoria). La estabilidad angular se divide en dos categorías [9, 10]:

- ❖ **Estabilidad Angular a Pequeños Disturbios.** Se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo ante disturbios de magnitud pequeña en los que es posible la linealización de las ecuaciones del sistema para fines analíticos. La inestabilidad angular a pequeños disturbios puede aparecer como un incremento en el ángulo del rotor a través de un modo aperiódico debido a la falta de par sincronizante (lo que se puede solucionar con el uso de reguladores de tensión de actuación continua) y como oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de par amortiguador.
- ❖ **Estabilidad Angular a Grandes Disturbios.** Se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo cuando está sujeto a un disturbio de magnitud grande que provoca el incremento de los ángulos del rotor, y depende del estado inicial de operación del sistema y de la severidad del

disturbio. La inestabilidad aparece como una separación angular aperiódica debido al insuficiente par sincronizante, manifestándose como inestabilidad de primera oscilación. En sistemas muy grandes, la inestabilidad podría ocurrir además de la inestabilidad de primera oscilación, con una superposición de un modo de oscilación lento entre áreas y un modo de oscilación local.

A continuación se describen la de estabilidad de frecuencia y de tensión que pueden verse afectados en un SEP ante disturbios eléctricos.

1.2.2 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA.

Es la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia en equilibrio después de un disturbio severo del sistema que resulta en un desequilibrio entre la generación y la carga. Depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la generación de sistema y la carga, con un mínimo de pérdida de carga no intencional. La inestabilidad que pueda resultar se produce en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas conducente al disparo de las unidades generadoras y/o cargas [4].

La estabilidad de frecuencia se puede presentar a corto plazo o a largo plazo dependiendo de las características y procesos que afecta, se puede manifestar desde fracción de segundos hasta varios minutos. En condiciones normales de operación, la frecuencia de un SEP varía aproximadamente ± 0.03 Hz del valor establecido. Si la frecuencia establecida es 60 Hz, el valor de operación en estado estable debe estar dentro del intervalo de 59.97 a 60.03 Hz. Las variaciones de frecuencia generan cambios en las magnitudes de tensión en nodos del sistema que a su vez puede ocasionar el desequilibrio de carga-generación [9, 10].

1.2.3 ESTABILIDAD DE TENSIÓN.

Es la capacidad de un sistema de potencia para mantener la tensión constante en todos los nodos del sistema después de ser sometido a un disturbio eléctrico a partir de una condición de operación inicial dada. La estabilidad de tensión depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda de carga y la capacidad de generación del SEP. La inestabilidad de tensión se presenta cuando en los nodos del SEP se presenta una progresiva e incontrolable caída de tensión como resultado de un incremento de demanda de carga por algún disturbio eléctrico lo que finalmente puede concluir en un apagón general. Para una condición de operación estable en los nodos de un SEP, si la magnitud de tensión de un nodo se incrementa, la inyección de potencia reactiva en el mismo nodo también se incrementa [4, 6].

Un sistema tiene inestabilidad de tensión si por lo menos en un nodo del sistema, la magnitud de tensión del nodo decrece y la inyección de potencia reactiva en el mismo nodo se incrementa. La inestabilidad de tensión es causada principalmente por la incapacidad del SEP para satisfacer la demanda de potencia reactiva y las caídas de tensión que ocurren cuando la potencia activa y reactiva fluyen a través de las reactancias inductivas de las líneas de transmisión. También puede existir inestabilidad de tensión por sobretensión, causada por un comportamiento capacitivo de la red así como por el uso de limitadores de baja excitación que protegen a los generadores [9, 10].

Cualquiera de los tipos de inestabilidad que pueden ocurrir en un SEP no se producen en forma pura. Si los sistemas son sometidos a grandes esfuerzos, cuando los sistemas fallan, una forma de inestabilidad puede conducir a otra forma y a eventos en cascada. Por ejemplo las caídas progresivas de tensión en los nodos del SEP pueden estar asociadas con la pérdida de sincronismo de las máquinas. La inestabilidad angular causada por la pérdida gradual de sincronismo entre grupos de máquinas en el que los ángulos de sus rotores se acercan o exceden de 180° podría implicar magnitudes de tensión muy bajas en los puntos intermedios y en la red cercana al centro de generación [10].

Por tal motivo es importante distinguir entre las diferentes formas de estabilidad y las causas que originan el problema con el propósito de desarrollar un diseño adecuado del SEP así como la elaboración de procedimientos operativos que se llevaran a cabo para mantener el SEP en condiciones de operación estable ante disturbios eléctricos.

1.3 PROBLEMAS DE ESTABILIDAD.

En condición estable de operación un SEP la potencia mecánica de cada turbina es igual a la potencia eléctrica del generador. Ante cualquier cambio en la potencia mecánica o en la potencia eléctrica se produce un desbalance que acelera o desacelera las flechas de los rotores de las máquinas y como estas son máquinas síncronas deben operar a la misma velocidad y permanecer en sincronismo, con el objetivo de entregar potencia eléctrica a la red eléctrica en forma adecuada, por lo que los disturbios se deben eliminar rápidamente y las oscilaciones resultantes deben ser amortiguadas [1, 3, 4].

Los disturbios que siguen a una falla severa de la red pueden causar salidas de sectores del sistema o la disgregación del mismo ocasionando que se interrumpa el servicio de suministro de energía eléctrica. El comportamiento dinámico abarca diferentes fenómenos eléctricos, electromagnéticos y de naturaleza termodinámica, ya que intervienen diferentes elementos (figura 1.4) agrupados en subsistemas que interactúan entre ellos. Los disturbios a los que se encuentra expuesto un SEP pueden ser clasificados de acuerdo a la magnitud de los mismos, como “disturbios de magnitud pequeña” y “disturbios de magnitud grande” [1, 9, 11].

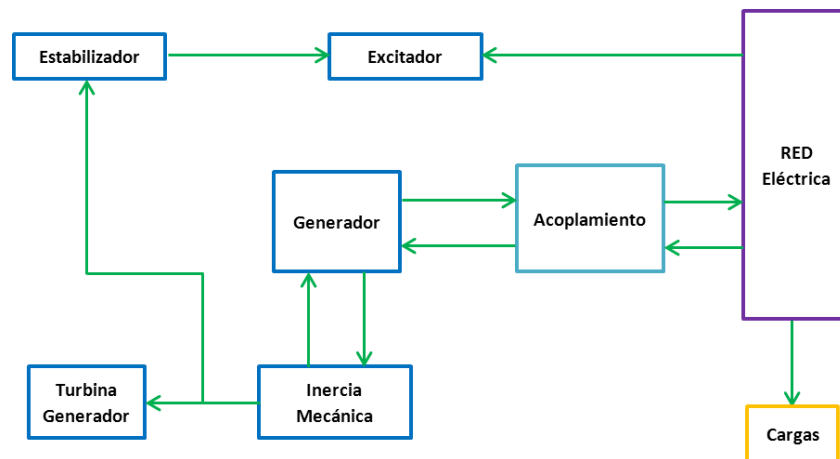


Figura 1.4. Elementos de un subsistema interconectado a la red eléctrica [1, 9, 11].

El mayor de los problemas en la estabilidad de un SEP es el riesgo del colapso del sistema, que puede darse como resultado de una secuencia de eventos ocasionados por algún disturbio eléctrico que genere oscilaciones que deben ser amortiguadas ya que de lo contrario el estado del sistema puede concluir en el apagón de la región o regiones afectadas [3, 4, 6].

1.3.1 DISTURBIOS DE MAGNITUD PEQUEÑA.

Los disturbios de magnitud pequeña, son las variaciones normales en la carga del sistema y la pérdida de generadores de pequeña capacidad. La estabilidad ante disturbios de magnitud pequeña depende del estado inicial de operación del sistema. Los problemas que ocasiona en el SEP pueden ser los siguientes [2, 4, 9]:

- ❖ **Problemas Locales:** implican una parte pequeña del sistema de potencia y están asociados con oscilaciones de ángulo del rotor de una central única frente al resto del sistema de potencia. Las oscilaciones resultantes por un disturbio pequeño son llamadas oscilaciones de modo de planta local.
- ❖ **Problemas Globales:** se deben a las interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen repercusiones amplias ya que implican oscilaciones de un grupo de generadores en un área oscilando con referencia a un grupo de generadores en otra área. Por lo que se generan oscilaciones llamadas oscilaciones de modo inter-área.

El intervalo de tiempo de interés en los estudios de estabilidad para disturbios de magnitud pequeña es del orden de 10 s a 20 s después de una perturbación [2, 5, 9].

1.3.2 DISTURBIOS DE MAGNITUD GRANDE.

Los disturbios de magnitud grande o severos, se consideran como la pérdida de generadores importantes, pérdida súbita de una gran cantidad carga o la ocurrencia de algún cortocircuito en el sistema de transmisión. El intervalo de tiempo de interés en los estudios para disturbios de magnitud grande es generalmente de 3 s a 5 s después de un disturbio de magnitud grande y se puede extender de 10 s a 20 s para sistemas muy grandes con predominio de oscilaciones inter-área [2, 5, 9].

Los problemas que ocasiona un disturbio de magnitud grande en la Estabilidad Angular de un SEP son oscilaciones de los ángulos de los rotores de los generadores que a su vez están influenciados por la relación no lineal de potencia-ángulo, lo que provoca que la potencia eléctrica de salida disminuya y se genere una separación angular aperiódica debido al insuficiente par de sincronización, manifestándose como inestabilidad de primera oscilación y es analizada en un tiempo de 1 s. Cuando ocurre un disturbio eléctrico de magnitud grande, se considera el siguiente comportamiento en el SEP para el estudio de la estabilidad transitoria [5, 9, 10, 11]:

- ❖ Se genera una redistribución de la carga eléctrica sobre cada uno de los generadores, esto se debe a que la red eléctrica equivalente a la que está conectado cada generador, cambia rápidamente, por lo que cambia la potencia eléctrica que se suministra al sistema de cada generador. El cambio repentino en la potencia eléctrica que entra a la red causa un desequilibrio en los pares aplicados a los rotores de las máquinas, ya que la potencia mecánica que entra a cada máquina no cambia inmediatamente. Este desequilibrio es la potencia de aceleración en la ecuación para la dinámica del rotor durante el disturbio eléctrico.
- ❖ La respuesta electromecánica está próxima con una redistribución de la potencia de salida de las máquinas de acuerdo con la energía cinética de las masas rotatorias. Si en el sistema existen motores grandes sus inercias también se afectarían por esta redistribución de carga.
- ❖ La respuesta electromecánica será una variación en la velocidad del rotor que ocasiona un cambio en la potencia eléctrica suministrada a la carga eléctrica.

CAPÍTULO II.

ESTABILIDAD ANGULAR TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINAS

2.1 ESTABILIDAD ANGULAR TRANSITORIA.

La estabilidad angular transitoria es la capacidad de los sistemas de potencia de mantener el sincronismo cuando son sometidos a disturbios de magnitud grande. La respuesta de los sistemas multimáquinas ante disturbios de magnitud grande ocasiona en los generadores oscilaciones de ángulo de rotor y variaciones en la potencia de salida, en la red del SEP provoca cambios en las tensiones de las barras y en los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión. Por lo que la variable de estudio es el ángulo δ [7, 9, 10].

Para que el sistema multimáquinas se mantenga en estabilidad angular la oscilación angular entre las máquinas del sistema debe de desarrollar fuerzas restauradoras iguales o mayores que las fuerzas perturbadoras generadas por disturbios para mantenerse en sincronismo y a su vez que las oscilaciones en el ángulo de los rotores de las máquinas sean amortiguadas. La pérdida de sincronismo por inestabilidad angular transitoria es evidente al analizar la primera oscilación que tiene un tiempo de estudio de 1 segundo. Las consideraciones para el Estudio de Estabilidad Angular Transitoria utilizando el modelo clásico de generador son las siguientes [5, 9, 10]:

- ❖ La variable fundamental a analizar es la posición angular del rotor.
- ❖ La potencia mecánica se considera constante.
- ❖ Los generadores se analizan individualmente y se representan por una fuente de tensión constante en serie con su reactancia transitoria.
- ❖ El ángulo mecánico del rotor es igual al ángulo de tensión detrás de la reactancia transitoria.
- ❖ No se considera efectos de devanados de amortiguamiento.
- ❖ El comportamiento de cada generador se describe mediante la ecuación de oscilación.

Las perturbaciones varían extensamente de acuerdo al grado de severidad y probabilidad de ocurrencia, por lo que el sistema es diseñado y operado para ser estable en un tipo de disturbios seleccionados. Los disturbios que generalmente se consideran son cortocircuitos de diferentes tipos: fase-tierra, dos fases-tierra, o trifásico. También se considera ocasionalmente la ocurrencia de fallas en las barras o en los transformadores. La falla debe ser liberada por la apertura de los interruptores apropiados para aislar el elemento fallado, y dependiendo del tiempo de liberación de la falla existirá un comportamiento en el ángulo del rotor de una máquina del sistema (figura 2.1) que lo definirá como estable o inestable [9, 10].

Caso 1. El sistema es estable cuando el ángulo del rotor incrementa a un valor máximo, luego decrece y oscila con un decrecimiento de la amplitud al pasar el tiempo hasta alcanzar un estado constante.

Caso 2. El sistema es inestable si el ángulo del rotor continúa incrementándose constantemente hasta que el sincronismo se pierde. Esta forma de inestabilidad está referida a la primera oscilación, la inestabilidad es causada por el insuficiente par sincronizante.

Caso 3. El sistema es estable en la primera oscilación pero se vuelve inestable por el crecimiento de las oscilaciones según se acerca al extremo. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando existió un post disturbio de magnitud pequeña que no se pudo controlar y derivó en la inestabilidad del sistema, y no necesariamente es resultado de una perturbación transitoria.

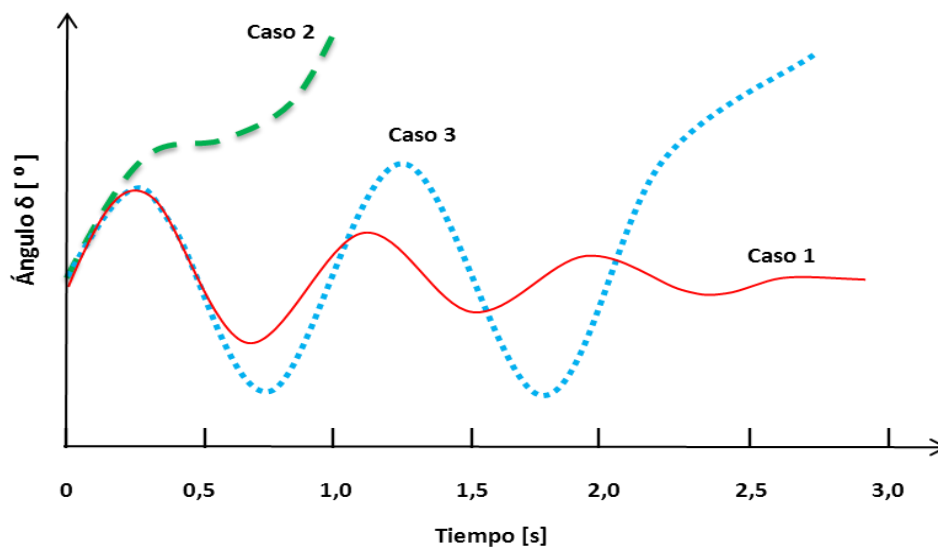


Figura 2.1. Respuesta del ángulo del rotor ante un disturbio eléctrico [9].

En sistemas de potencia grandes, no siempre es posible determinar su estabilidad al analizar la primera oscilación. La inestabilidad podría ser el resultado de la superposición de un modo de oscilación lento de inter-área (oscilaciones del ángulo del rotor de una máquina en contra del resto del sistema u oscilaciones de un grupo de generadores de un área en contra de otro grupo de generadores en otra área) y un modo de oscilación de planta local, causando una excursión de ángulo de rotor más allá de la primera oscilación. Esto puede ser un resultado de efectos no lineales afectando un solo modo, causando inestabilidad más allá de la primera oscilación por lo que se extiende el tiempo de estudio a más de 1 s [9].

El sistema multimáquinas se encuentra operando en un punto de equilibrio donde la potencia mecánica de entrada es igual a la potencia eléctrica de salida para cada máquina. Al ocurrir un cambio en el sistema ocasionado por un disturbio eléctrico, hace que los rotores de los generadores aceleren o desaceleren lo que ocasiona una diferencia angular relativa entre algunos generadores que giran más rápido que otros. Esta diferencia angular hace que se produzca una diferencia de velocidad [9, 10, 11].

2.2 MODELO CLÁSICO DE MÁQUINA BUS INFINITO.

El modelo clásico de máquina bus infinito (figura 2.2) consiste en un generador que entrega energía a través de dos líneas de transmisión a un sistema grande representado por una barra bus infinito. Una barra bus infinito representa una fuente de tensión de magnitud constante y frecuencia constante.

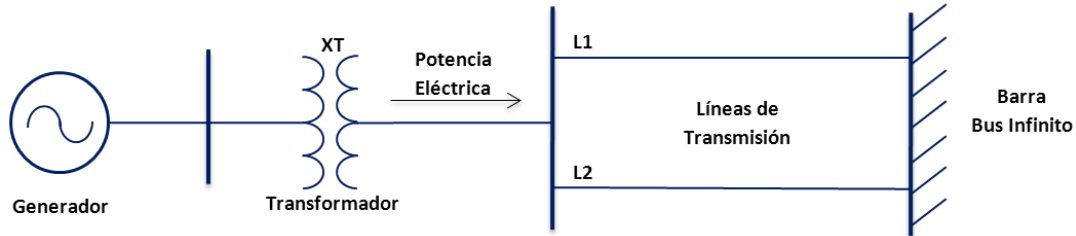


Figura 2.2. Sistema de un generador conectado a Bus infinito.

Al considerar que el sistema inicialmente se encuentra operando en condiciones normales y que el generador suministra su potencia nominal a la barra infinita, a través de las dos líneas L1 y L2. Cuando la línea L1 se abre, el generador suministra potencia a través de la línea L2 únicamente, lo que ocasiona que se genere un nuevo estado de operación con una curva potencia-ángulo diferente (figura 2.3).

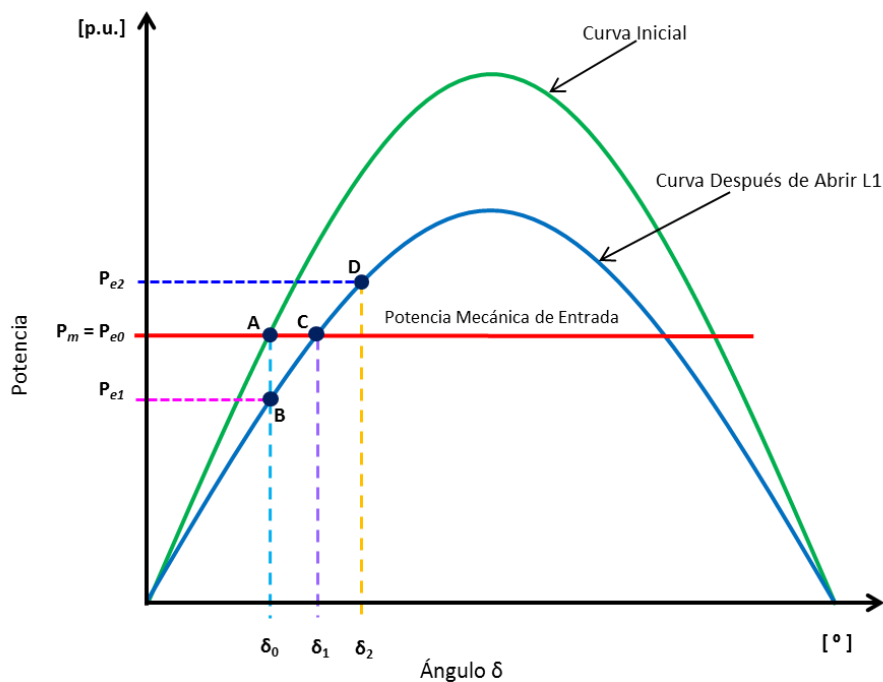


Figura 2.3. Curvas de potencia-ángulo para condición inicial y condición después de abrir L1 [9].

Una vez que la línea L1 se encuentra fuera de servicio, el generador pasa a operar en el punto B dado que el ángulo δ no cambia instantáneamente. En este punto, la potencia mecánica de entrada al generador es mayor que la potencia eléctrica entregada por el mismo, razón por la cual el generador se acelera y por consiguiente el ángulo δ se incrementa hasta el punto C.

En el punto C la potencia mecánica de entrada se hace igual a la potencia eléctrica de salida, el generador lleva almacenada una energía en el rotor debido al tiempo durante el cual la potencia de entrada fue mayor a la de salida. Esta energía almacenada debe ser disipada, por lo que el ángulo δ continúa incrementándose más allá del punto C, alcanzando el punto D sobre la curva potencia ángulo.

En el punto D, el ángulo δ ya no se incrementa más debido a que la energía almacenada en el rotor ha sido liberada. En este punto, la potencia eléctrica entregada por el generador es mayor a la potencia mecánica de entrada, razón por la cual la velocidad del rotor disminuye y presenta un valor menor que la velocidad síncrona. Esta deficiencia de potencia a la entrada hace que el ángulo δ decrezca haciendo que el punto de operación disminuya sobre la curva de potencia. Durante esta disminución la potencia comienza a incrementarse nuevamente y hace que el rotor tienda a alcanzar nuevamente la velocidad síncrona. El ángulo llega a un nuevo valor que es mayor al presentado en el punto de operación B.

La potencia de entrada es mayor que la potencia entregada, razón por la cual el generador se acelera y vuelve a repetirse la situación inicial del punto B. De esta manera se presentan varias oscilaciones teniendo como puntos extremos los puntos B y D durante cierto tiempo hasta que las mismas sean amortiguadas por las pérdidas propias del sistema. Una vez amortiguadas estas oscilaciones el sistema llega al nuevo punto de equilibrio C donde la máquina permanece girando a velocidad síncrona. Este es el caso de un sistema estable ya que las oscilaciones del ángulo de potencia (figura 2.4) se amortiguan después de un tiempo.

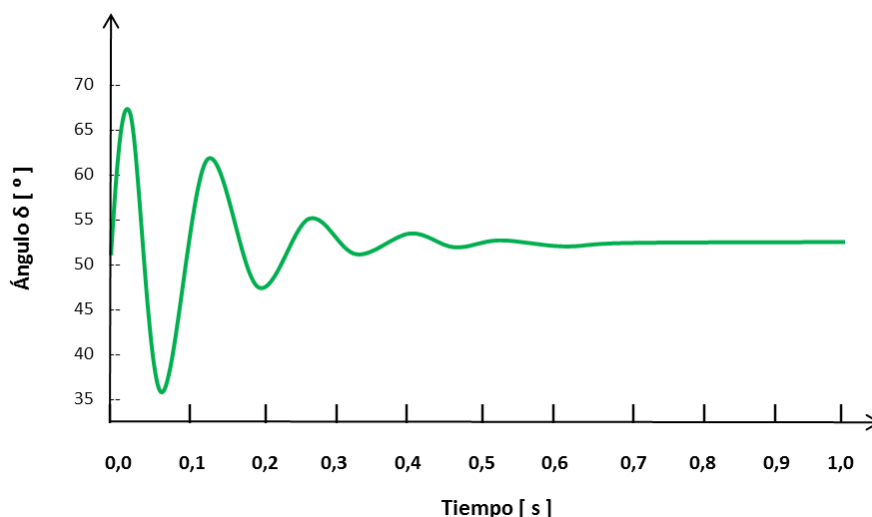


Figura 2.4. Curva de Oscilación [9].

Un sistema donde hay varias máquinas conectadas a los nodos del sistema de potencia mediante líneas de transmisión, transformadores de potencia y cargas se llama sistema multimáquinas (figura 2.5). Para determinar la estabilidad del sistema multimáquinas se considera la ecuación de oscilación de cada

máquina, si alguna de las máquinas sale de sincronismo respecto a las demás el sistema es inestable. La estabilidad del sistema puede regresar a un nuevo estado de operación aceptable siempre y cuando todas las máquinas vuelvan a estar a la misma velocidad síncrona.

Debido a que se tendrán más de dos máquinas se tendrá un número igual de ecuaciones de oscilación para cada una de las máquinas en operación, la solución de ecuaciones diferenciales se realiza mediante métodos de integración numérica, y se utilizan ecuaciones algebraicas para representar las condiciones iniciales de red eléctrica [3, 4, 9, 11].

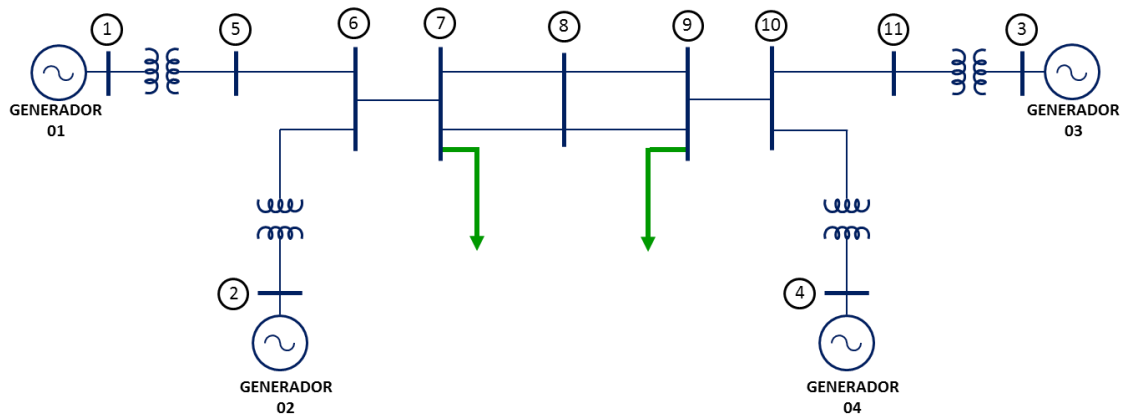


Figura 2.5. Sistema Multimáquinas con sus elementos básicos de: Generadores, transformadores, líneas transmisión y carga eléctrica [9].

2.3 RELACIÓN POTENCIA-ÁNGULO.

El análisis de estabilidad angular transitoria se deduce de la curva de potencia y ángulo (figura 2.6). Si en un momento dado se produce un incremento de la potencia mecánica entrante al generador desde P_{m0} hasta P_{m1} , el nuevo punto de equilibrio queda establecido por el punto B, donde la recta P_{m1} corta a la senoidal. En el momento en que aumenta la potencia mecánica entrante, el generador recibe más energía que la que suministra a la red, y por tanto comienza a acelerarse y a incrementar su energía cinética. Al aumentar la velocidad del rotor comienza a crecer el ángulo δ , y por tanto el punto de equilibrio se desplaza sobre la senoide hacia la derecha lo que ocasiona disminución en la potencia eléctrica de salida.

Dependiendo del punto de operación sobre la curva $P-\delta$ (figura 2.6) en el que se encuentren operando los generadores, un incremento en la separación angular puede ocasionar un decremento en la potencia transferida, el cual incrementa aún más la separación angular y lleva el sistema multimáquinas a la inestabilidad. El análisis en estabilidad transitoria de la curva de potencia se hace para las condiciones de prefalla, durante falla y postfalla, por lo que se tienen tres curvas $P-\delta$ una curva para cada condición respectivamente.

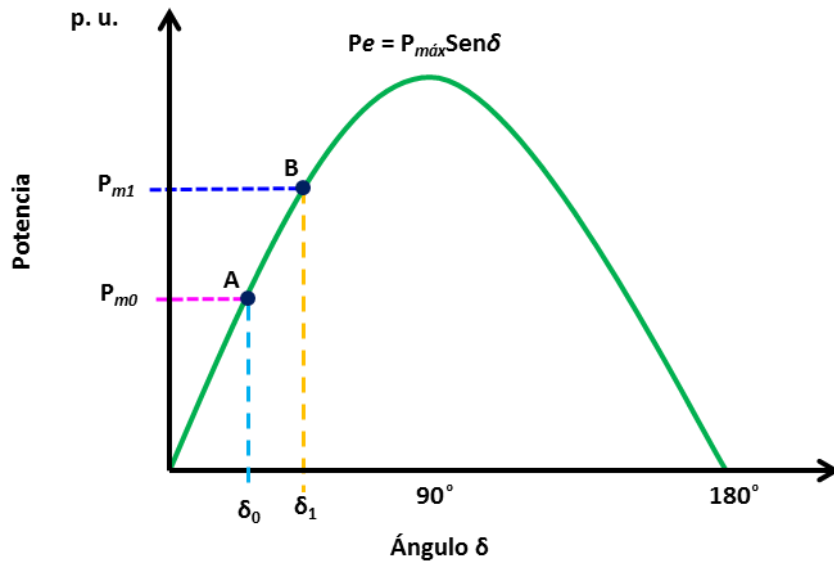


Figura 2.6. Curva de relación entre potencia y ángulo [1].

El sistema multimáquinas tendrá estabilidad angular transitoria si las desviaciones en la posición angular de los rotores desarrollan el par sincronizante suficiente para que se alcance un nuevo punto de equilibrio donde el ángulo δ sea menor que el límite de 90° . Si el sistema se encuentra en un punto muy cercano al límite, cualquier cambio en la diferencia angular llevará a un decremento en la potencia transferida y por lo tanto a un punto de operación inestable.

2.4 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN.

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor de una máquina síncrona se basa en la dinámica que establece que el par de aceleración es el producto del momento de inercia del rotor por su aceleración angular. Esta ecuación se escribe para el generador síncrono en la forma, [3, 9, 11]:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Donde:

J = Momento total de inercia de la masa del rotor, $[\text{kg} \cdot \text{m}^2]$

θ_m = Desplazamiento angular del rotor respecto a un ángulo de referencia, $[\text{rad}]$

t = Tiempo, $[\text{s}]$

T_a = Par de aceleración total, $[\text{N} \cdot \text{m}]$

T_m = Par mecánico suministrado menos el par de retardo debido a pérdidas rotacionales, $[\text{N} \cdot \text{m}]$

T_e = Par electromagnético o eléctrico total, $[\text{N} \cdot \text{m}]$

Se considera que el par mecánico T_m y el par eléctrico T_e son positivos para un generador síncrono (figura 2.7 a). El par T_m es el par resultante que tiende a acelerar el rotor en la dirección positiva de rotación (θ_m), durante la operación en estado estable del generador, T_m y T_e son iguales y el par de aceleración T_a es cero. En este caso, no hay aceleración o desaceleración de la masa del rotor y la velocidad constante que resulta es la velocidad síncrona. La masa rotatoria que incluye el rotor del generador y la fuente de energía mecánica está en sincronismo con las otras máquinas que operan a velocidad síncrona en un sistema de potencia [3].

La fuente de energía mecánica puede ser una turbina de vapor, para las que existen modelos de diferente complejidad que representan sus efectos sobre la variable T_m . En este trabajo se considera que T_m es constante, esta suposición no es muy válida para generadores, aun cuando la entrada desde la fuente de energía mecánica se controle con gobernadores, los gobernadores no actúan hasta después de que se ha percibido un cambio en la velocidad. El par eléctrico T_e corresponde a la potencia neta de entrehierro en la máquina, por lo tanto, toma en cuenta la potencia de salida total del generador más las pérdidas en el devanado de la armadura. En un motor síncrono, la dirección del flujo de potencia es opuesta a la del generador. De esta manera, para un motor T_m y T_e en la ecuación (2.1) son de signo contrario (figura 2.7 b), entonces, T_e corresponde a la potencia del entrehierro suministrada por el SEP para impulsar el rotor, mientras T_m representa al par contrario de la carga y las pérdidas rotacionales que tienden a retardar al rotor [3].

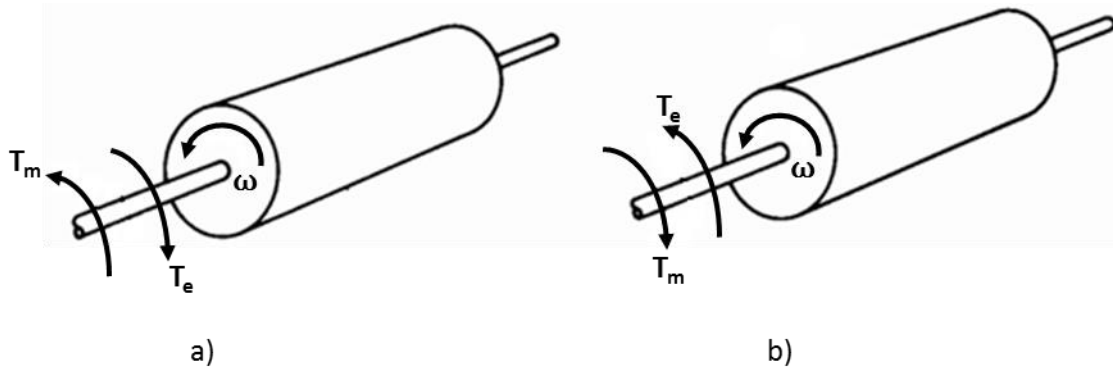


Figura 2.7. Dirección de rotación del rotor de una máquina síncrona, par mecánico y par eléctrico. a) Generador; b) Motor [3].

Como θ_m se mide con respecto al eje de referencia estacionario sobre el estator, es una medición absoluta del ángulo del rotor. En consecuencia, continuamente se incrementa con el tiempo aun a velocidad síncrona constante. Como es de interés la velocidad del rotor relativa a la síncrona, es más conveniente medir la posición angular del rotor con respecto al eje de referencia que rota a la velocidad síncrona. Por lo tanto, se tiene:

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (2.2)$$

La primera y segunda derivada de la ecuación (2.2) respecto al tiempo son:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.3)$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.4)$$

Donde:

ω_{sm} = Velocidad síncrona de la máquina, [rad/s]

δ_m = Posición angular del rotor respecto a la referencia de rotación, [rad]

$d\theta_m/dt$ = Velocidad Angular del Rotor, [rad/s]

$d\delta_m/dt$ = Variación que hay de la velocidad del rotor respecto a la velocidad síncrona, [rad/s]

La velocidad angular del rotor, ecuación (2.3) es constante e igual a la velocidad síncrona sólo cuando la desviación entre la velocidad del rotor y la velocidad síncrona es cero. La ecuación (2.4) representa la aceleración del rotor medida en rad/s^2 . Al sustituir la ecuación (2.4) en la ecuación (2.1), se obtiene:

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.5)$$

Debido a la facilidad en la notación es conveniente introducir para la velocidad angular del rotor.

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (2.6)$$

La potencia es igual al par por la velocidad angular, multiplicando la ecuación (2.5) por ω_m se obtiene:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.7)$$

Donde:

P_m = Potencia mecánica de entrada en la flecha, [p. u.]

P_e = Potencia eléctrica que cruza al entrehierro, [p. u.]

P_a = Potencia de aceleración, [p. u.]

ω_m = Velocidad angular del rotor, [rad]

J = Momento total de inercia de la masa del rotor, [kg·m²]

Las pérdidas rotacionales y las pérdidas de la armadura se desprecian y se considera que P_m es la potencia mecánica suministrada y P_e la salida de potencia eléctrica. El coeficiente $J\omega_m$ es el momento angular del rotor; a la velocidad síncrona, este coeficiente se denota con M , es el momento angular de la máquina. Las unidades en las que se expresa M corresponden a las de J y ω_m y se expresa en j-s/rad mecánico y así, se puede escribir:

$$M = J\omega_m \quad (2.8)$$

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.9)$$

La expresión de la ecuación 2.9 es la ecuación diferencial que representa el comportamiento de un generador síncrono para un estudio de estabilidad. Para diferenciar entre varios generadores existentes en un SEP, la constante M , se define con características individuales de los generadores. En los datos de las máquinas que se suministran para realizar estudios de estabilidad, se encuentra otra constante que se relaciona con la inercia, esta se llama constante H y se define por:

$$H = \frac{\text{energía almacenada a velocidad síncrona}}{\text{capacidad nominal de la máquina}} \quad (2.10)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{sm}^2}{S_{m\acute{a}q}} = \frac{\frac{1}{2}M\omega_{sm}}{S_{m\acute{a}q}} \quad (2.11)$$

Al despejar M de la ecuación (2.11) se obtiene:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{m\acute{a}q} \quad (2.12)$$

Y si se sustituye M en la ecuación (2.9), se obtiene:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_{m\acute{a}q}} = \frac{P_m - P_e}{S_{m\acute{a}q}} \quad [\text{p.u.}] \quad (2.13)$$

En la ecuación (2.13) δ_m se expresa en radianes mecánicos en el numerador y ω_{sm} se expresa en radianes mecánicos por segundo en el denominador. Por lo tanto se puede describir la ecuación en la forma:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.14)$$

Entonces, siempre que δ y ω_s tengan unidades consistentes, que pueden ser grados mecánicos, eléctricos o radianes; t y H tienen unidades consistentes porque los MJ por MVA están en unidades de tiempo en s y P_a , P_m y P_e deben estar en p. u. o en la misma base de H . Cuando se asocia el subíndice m con ω , ω_s y δ , se indica que deben usarse unidades mecánicas de otra manera, estarían implicadas las unidades eléctricas. En consecuencia ω_s es la velocidad síncrona en unidades eléctricas. Para un sistema que tiene frecuencia eléctrica de f [Hz], la ecuación (2.14) da:

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad [\text{p.u.}] \quad (2.15)$$

$$\frac{H}{180f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad [\text{p.u.}] \quad (2.16)$$

Donde δ se puede expresar en radianes eléctricos o grados eléctricos (ecuaciones 2.15 y 2.16 respectivamente). La ecuación de oscilación de la máquina (ecuación 2.14) es la ecuación fundamental que gobierna la dinámica rotacional de la máquina síncrona en los estudios de estabilidad. Esta ecuación es diferencial de segundo orden que se puede escribir como dos ecuaciones diferenciales de primer orden:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (2.17)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.18)$$

en las que ω , ω_s y δ involucran radianes eléctricos o grados eléctricos.

Cuando se resuelve la ecuación de oscilación, se obtiene una expresión para δ como una función del tiempo. La gráfica de la función se llama curva de oscilación de la máquina y la inspección de las curvas de oscilación de todas las máquinas de un sistema mostrará (figura 2.4) si las máquinas permanecen en sincronismo después del disturbio. La ecuación de oscilación representa oscilaciones del ángulo del rotor δ durante un disturbio. Se emplea la potencia máxima para referir a la ecuación de oscilación, puede ser escrita como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta \quad (2.19)$$

Donde:

P_m = Potencia mecánica de entrada, [p.u.]

P_{max} = Potencia eléctrica de salida, [p.u.]

H = Constante de inercia, [MW·s/MVA]

δ = Ángulo del rotor, [°]

t = Tiempo, [s]

La potencia máxima que el generador suministra se presenta cuando el ángulo entre la tensión inducida y la tensión en el extremo final de su reactancia tiene un valor de 90°. Durante el tiempo corto que dura la respuesta de control sobre el rotor, éste pierde sincronismo y se va separando del eje magnético del campo giratorio.

2.5 MÉTODOS DE SOLUCIÓN.

Las ecuaciones diferenciales a resolver durante el análisis dinámico de la estabilidad de un sistema eléctrico son ecuaciones diferenciales ordinarias de la forma de la ecuación (2.20) donde x es el vector de las variables de estado y t es la variable independiente (el tiempo). Las condiciones iniciales x_0 , t_0 son conocidas y corresponden a un régimen permanente antes del disturbio eléctrico, se calcula mediante corrida de flujo de cargas. Los métodos empleados para resolver la ecuación (2.20) pueden agruparse en dos categorías: métodos implícitos y métodos explícitos.

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (2.20)$$

Donde:

x = Vector de variables de estado del SEP

t = Tiempo (variable independiente), [s]

2.5.1 MÉTODO IMPLÍCITO.

Este método se utiliza para representar simultáneamente fenómenos rápidos y lentos utilizando constantes de tiempo. Usar constantes de tiempo pequeñas significa usar pasos de integración pequeños para preservar la estabilidad de la integración numérica, mientras el uso de constantes de tiempo grandes obliga a simular periodos de tiempo largos para observar la respuesta del sistema. La presencia simultánea de constantes de tiempo conduce a sistemas matemáticamente “rígidos”, que consumen grandes recursos de computación.

El método implícito surge como respuesta al problema de la representación de sistemas matemáticamente rígidos. El más conocido es la regla trapezoidal, cuya aplicación a una única ecuación diferencial $dx/dt = f(x, t)$ consiste en el planteamiento de la ecuación (2.21) de forma integral y la posterior solución de la integral mediante su aproximación por trapecios de anchura Δt [9, 13].

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, t) dt \quad (2.21)$$

Así, el primer paso de integración sería

$$x_1 = x_0 + \frac{\Delta t}{2} [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)] \quad (2.22)$$

La incógnita x_1 no está despejada y aparece en ambos miembros de la ecuación (2.23), razón por la que estos métodos se llaman “implícitos”. La rigidez del sistema a representar no afecta a la estabilidad de estos métodos de integración.

2.5.2 MÉTODO IMPLÍCITO SIMULTÁNEO.

El método implícito simultáneo de integración más utilizado es la regla trapezoidal. La regla trapezoidal es un método de integración de segundo orden que usa interpolaciones lineales. Como se muestra en la figura 2.8, esto implica que el área bajo la integral de la ecuación es aproximada por trapecios. Este método efectúa la solución de las ecuaciones de la red y las ecuaciones dinámicas en forma simultánea en el tiempo t . Emplea ecuaciones diferenciales donde las variables a determinar para un instante t , (figura 2.8) son función de ellas mismas o de otras variables para el mismo instante [9, 13].

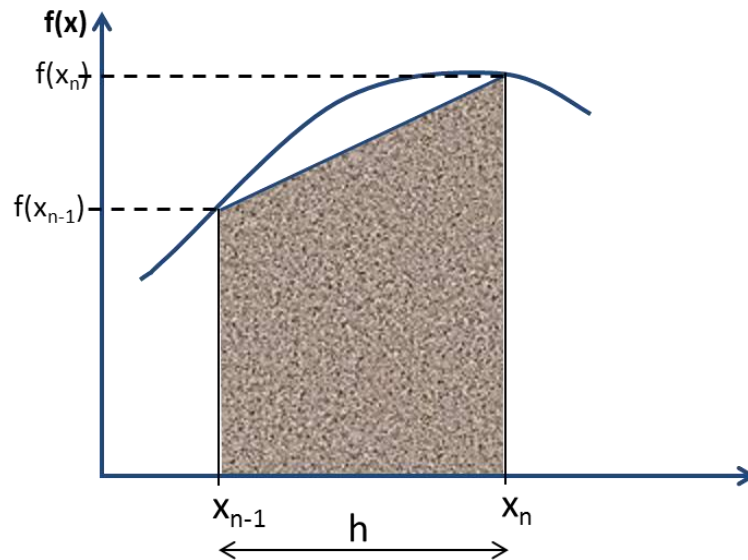


Figura 2.8. Forma del método implícito usando regla trapezoidal [9,13].

La solución es:

$$x_n = x_{n-1} + \frac{h}{2} [f(x_n) + f(x_{n-1})] \quad (2.23)$$

y para sistemas de ecuaciones

$$x = f(x, y, t) \quad (2.24)$$

La solución:

$$x(t) = x(t-h) + \frac{h}{2} f[x(t), y(t), t] + \frac{h}{2} f[x(t-h), y(t-h), (t-h)] \quad (2.25)$$

Donde:

x = Representa el vector de variables de estado del SEP.

y = Representa las tensiones y corrientes de los nodos del sistema, [V, I]

t = Tiempo, [s]

h = paso de integración.

CAPÍTULO III.

MODELADO MATEMÁTICO DE SISTEMA MULTIMÁQUINAS

3.1 DESCRIPCIÓN DE MODELOS DE ELEMENTOS DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINAS.

Para el análisis de estabilidad transitoria de un sistema multimáquinas se requiere la representación de los elementos que lo conforman como son generadores síncronos, transformadores de potencia, líneas de transmisión y elementos de carga eléctrica, mediante las ecuaciones que rigen su comportamiento dinámico. Los generadores síncronos son los equipos encargados de generar la energía eléctrica por lo que es importante determinar que respuesta ante un disturbio eléctrico mediante un modelo que describa la respuesta transitoria.

Un sistema multimáquinas bajo condiciones normales de operación tiene todas sus máquinas girando a velocidad síncrona. Cuando se presenta algún disturbio eléctrico se generan variaciones en los flujos internos del generador por lo que se requiere de un modelo matemático para conocer el comportamiento y cuantificar las corrientes y potencias. Se representa la máquina por medio de circuitos eléctricos con resistencias e inductancias con sus acoplamientos mutuos.

3.1.1 MODELADO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.

La elección del modelo a usar dependerá de la importancia de la máquina. Si un generador se encuentra muy alejado del disturbio eléctrico que se va a analizar, solo tiene un pequeño efecto sobre la dinámica del sistema lo que permite utilizar un modelo simplificado como el Modelo clásico.

En el modelado de la máquina síncrona para el análisis de Estabilidad Transitoria se desprecian los efectos transitorios en el estator. La tensión en las terminales del estator depende de la derivada del flujo magnético por sus devanados, con esta simplificación se obtiene el valor final del flujo magnético, con esto se reduce el orden del modelo o número de ecuaciones diferenciales.

Para realiza el estudio de estabilidad transitoria en un sistema multimáquinas el modelo clásico se puede deducir del comportamiento de los circuitos del rotor de la máquina. La máquina síncrona se encuentra construida de un conjunto de circuitos eléctricos acoplados entre si, en los cuales se encuentran principalmente los del estator y del rotor (figuras 3.1 y 3.2) [8, 9].

- ❖ **Circuito del Estator:** se compone por tres devanados separados 120° designados para las fases A, B y C. El devanado de cada fase se representa con una resistencia en serie con una reactancia inductiva, en el que se presentan las pérdidas en el cobre y la inductancia mutua entre devanados.
- ❖ **Circuito del Rotor:** se compone del devanado de campo (f), y dos devanados amortiguadores (D y Q) en cortocircuito.

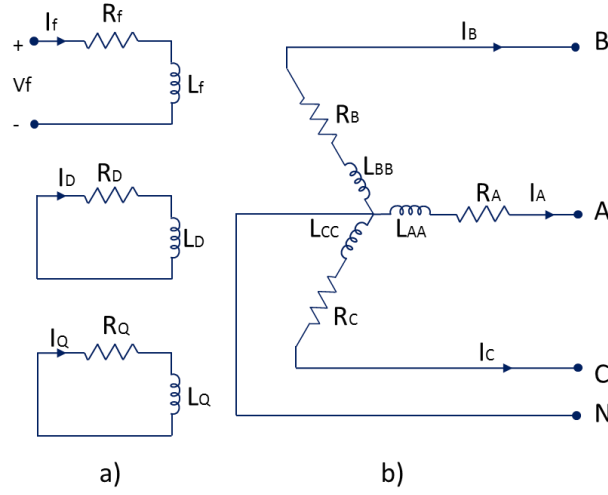


Figura 3.1. Circuitos de Devanados de la Máquina Síncrona.
(a) Circuito de Rotor, (b) Circuito del Estator [9].

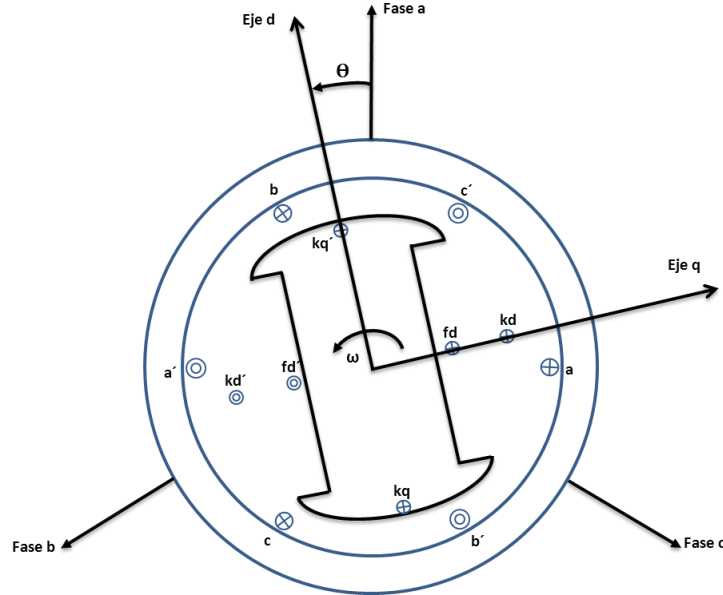


Figura 3.2. Devanados de la Máquina Síncrona [9].

En este modelo el devanado de campo se define con el subíndice fd , el devanado amortiguador con la misma orientación y el subíndice $1d$, los dos devados amortiguadores en cuadratura definidos por los subíndices $1q$ y $2q$, las ecuaciones del rotor y del estator son las siguientes [8, 9]:

Ecuaciones del Rotor:

$$\frac{d\Psi_{fd}}{dt} = \omega_0 \left[e_{fd} + \frac{(\Psi_{ad} - \Psi_{fd})R_{fd}}{L_{fd}} \right] \quad (3.1)$$

$$\frac{d\Psi_{1d}}{dt} = \omega_0 \left[\frac{(\Psi_{ad} - \Psi_{1d})}{L_{1d}} \right] R_{1d} \quad (3.2)$$

$$\frac{d\Psi_{1q}}{dt} = \omega_0 \left[\frac{(\Psi_{aq} - \Psi_{1q})}{L_{1q}} \right] R_{1q} \quad (3.3)$$

$$\frac{d\Psi_{2q}}{dt} = \omega_0 \left[\frac{(\Psi_{aq} - \Psi_{2q})}{L_{2q}} \right] R_{2q} \quad (3.4)$$

Donde:

ω_0 = Frecuencia de sincronismo, [Hz].

e_{fd} = Tensión aplicada al devanado de campo, [V].

R = Resistencia de devanado, [Ω].

Ψ = Enlace de flujo en devanado, [C].

Ecuaciones del Estator:

$$e_d = -R_a i_d + (\omega L_q'') i_q + E_d'' \quad (3.5)$$

$$e_q = -R_a i_q + (\omega L_d'') i_d + E_q'' \quad (3.6)$$

Donde:

R_a = Resistencia de devanados del estator, [Ω].

L_d'' = inductancia del devanado de estator d, [H].

L_q'' = inductancia del devanado de estator q, [H].

$$E_d'' = -\omega L''_{aqs} \left(\frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\Psi_{2q}}{L_{2q}} \right) \quad (3.7)$$

$$E_q'' = -\omega L''_{ads} \left(\frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\Psi_{1d}}{L_{1d}} \right) \quad (3.8)$$

Si se cumple: $L_d'' = L_q'' \quad (3.9)$

Se utiliza la expresión: $X = j\omega L_q'' \quad (3.10)$

Las ecuaciones (3.5) y (3.6) se representan de forma compleja como se muestra en la ecuación (3.11).

$$E'' = E + (R_a + jX)I \quad (3.11)$$

De la ecuación (3.11) se puede representar el circuito equivalente para el modelo clásico (figura 3.3). El generador síncrono queda representado por una fuente de tensión interna (E'') detrás de una impedancia ($R_a + jX$) [8, 9].

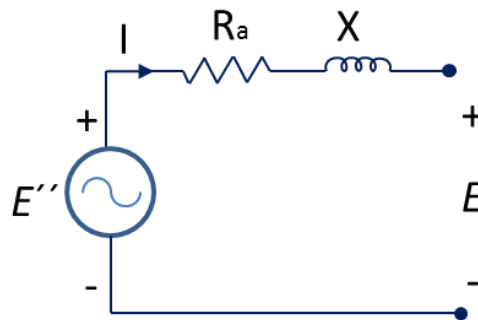


Figura 3.3. Modelo Clásico para el análisis de Estabilidad [8, 9].

Para el modelo clásico del generador síncrono la potencia suministrada generada se obtiene a partir de la ecuación (3.12).

$$P = \frac{E''E}{X} \sin \delta \quad (3.12)$$

Donde:

P = Potencia eléctrica, [W]

E' = Tensión interna del generador, [V]

E = Tensión en nodo al que está contactado el generador, [V]

X = Valor equivalente de reactancia que existe entre E' y E , incluye el valor de reactancia de la línea de transmisión, [Ω].

El ángulo δ de E' se determina a partir de la ecuación de oscilación (2.19).

3.1.2 MODELADO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Los transformadores son los enlaces entre los generadores y las líneas de transmisión por eso es un elemento importante ya que permite la operación de la tensión y corriente en los niveles para operación de zonas de generación, transmisión y distribución. El modelo del transformador consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético sobre un núcleo de acero al silicio, se confina el flujo magnético de tal manera que el enlace de una bobina tiene enlace en las demás bobinas que lo conforman.

El transformador de dos devanados se representa mediante un circuito equivalente (figura 3.4). El valor de reactancia de magnetización X_{mp} se desprecia, solo se requiere para estudios en los que se analiza la saturación del transformador. Los subíndices p y s indican cantidades referidas al devanado primario y secundario respectivamente. Del circuito equivalente y despreciando X_{mp} se tiene lo siguiente [6, 9]:

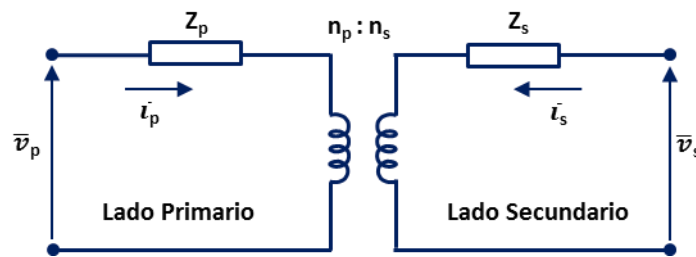


Figura 3.4. Circuito del Transformador Ideal de Dos Devanados [9].

Donde:

Z_p, Z_s = Impedancias de los devanados primario y secundario [Ω].

n_p, n_s = Número de vueltas de los devanados primario y secundario [Ω].

v_p, v_s = Tensiones en lado primario y secundario [V].

$$\tilde{v}_p = Z_p \tilde{i}_p + \frac{n_p}{n_s} \tilde{v}_s - \frac{n_p}{n_s} Z_s \tilde{i}_s \quad (3.13)$$

$$\tilde{v}_s = \frac{n_s}{n_p} \tilde{v}_p - \frac{n_s}{n_p} Z_p \tilde{i}_p + Z_s \tilde{i}_s \quad (3.14)$$

Del circuito del transformador ideal de dos devanados se puede definir:

$Z_{p0} = Z_p$ a posición nominal del tap de lado primario.

$Z_{s0} = Z_s$ a posición nominal del tap de lado primario.

n_{p0} = número nominal de vueltas del lado primario.

n_{s0} = número nominal de vueltas del lado secundario.

Expresando las ecuaciones (3.13 y 3.14) en términos de valores nominales se escribe de la siguiente forma:

$$\tilde{v}_p = \left(\frac{n_p}{n_{p0}}\right)^2 Z_{p0} \tilde{i}_p + \frac{n_p}{n_s} \tilde{v}_s - \frac{n_p}{n_s} \left(\frac{n_s}{n_{s0}}\right)^2 Z_{s0} \tilde{i}_s \quad (3.15)$$

$$\tilde{v}_s = \frac{n_s}{n_p} \tilde{v}_p - \frac{n_s}{n_p} \left(\frac{n_p}{n_{p0}}\right)^2 Z_{p0} \tilde{i}_p + \left(\frac{n_s}{n_{s0}}\right)^2 Z_{s0} \tilde{i}_s \quad (3.16)$$

Con el número nominal de vueltas referido a la tensión de base se expresa de la siguiente manera:

$$\frac{n_{p0}}{n_{s0}} = \frac{v_{pbase}}{v_{sbase}} \quad (3.17)$$

$$v_{pbase} = Z_{pbase} i_{pbase} \quad (3.18)$$

$$v_{sbase} = Z_{sbase} i_{sbase} \quad (3.19)$$

Las ecuaciones 3.15 y 3.16 expresadas en por unidad son:

$$\bar{v}_p = (\bar{n}_p)^2 \bar{Z}_{p0} \bar{i}_p + \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \bar{v}_s - (\bar{n}_s)^2 \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \bar{Z}_{s0} \bar{i}_s \quad (3.20)$$

$$\bar{v}_s = \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \bar{v}_p - (\bar{n}_p)^2 \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \bar{Z}_{p0} \bar{i}_p + (\bar{n}_s)^2 \bar{Z}_{s0} \bar{i}_s \quad (3.21)$$

Donde los valores en por unidad para el número de vueltas se obtiene de las siguientes ecuaciones:

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} \quad (3.22)$$

$$\bar{n}_s = \frac{n_s}{n_{s0}} \quad (3.23)$$

El circuito equivalente del transformador ideal en por unidad representa las ecuaciones (3.20 y 3.21) mostrado en la figura 3.5.

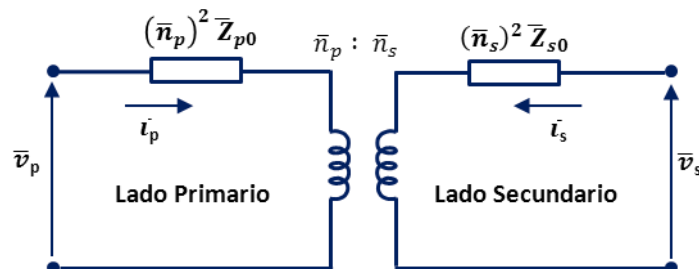


Figura 3.5. Circuito Equivalente del Transformador Ideal en valores por unidad [9].

El circuito equivalente (figura 3.5) se reduce a una forma normalizada (figura 3.6), donde la impedancia equivalente y la relación de número de vueltas esta en por unidad:

$$\bar{n}_p = \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_{p0}} = \frac{n_p n_{s0}}{n_{p0} n_s} \quad (3.24)$$

$$Z_e = \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \quad (3.25)$$

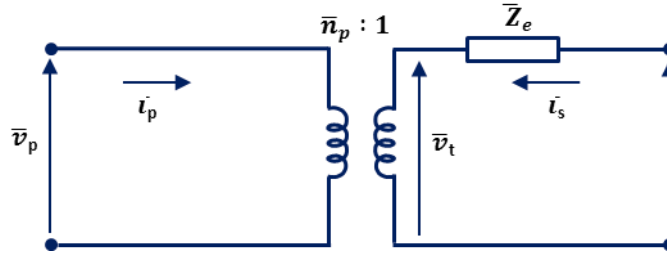


Figura 3.6. Circuito Equivalente Normalizado del Transformador de Dos Devanados [9].

El circuito equivalente normalizado (figura 3.6) es usado para representar transformadores de dos devanados en flujos de potencia y estudios de estabilidad. Z_e de la ecuación (3.25) no cambia con n_p , si el tap esta sobre el lado primario sólo n cambia. Si la relación de vueltas actual es igual a n_{p0}/n_{s0} , entonces $n = 1$, el transformador ideal desaparece. n representa la relación de vueltas fuera del valor nominal [13].

En el análisis de flujos de potencia no es conveniente usar la representación del transformador ideal. Se puede utilizar el circuito equivalente (figura 3.6) para formar el circuito π (figura 3.7). El valor de corriente final en el lado primario y en el lado secundario se obtiene por medio de las siguientes ecuaciones [3, 9]:

$$\bar{i}_p = (\bar{v}_p - \bar{n}\bar{v}_s) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}^2} \quad (3.26)$$

$$\bar{i}_s = (\bar{n}\bar{v}_s - \bar{v}_p) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}^2} \quad (3.27)$$

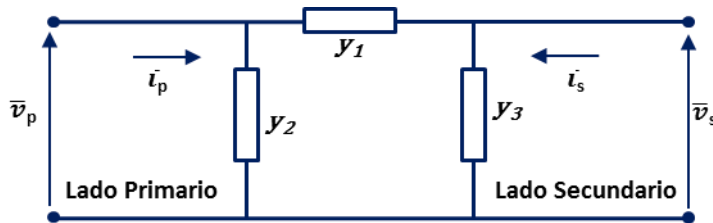


Figura 3.7. Diagrama General del Circuito π con tap fuera de su Posición Nominal [9].

El valor de corrientes finales para el diagrama general del circuito π se obtienen de la siguiente manera:

$$\bar{i}_p = \bar{y}_1(\bar{v}_p - \bar{v}_s) + \bar{y}_2 \bar{v}_p \quad (3.28)$$

$$\bar{i}_s = \bar{y}_1(\bar{v}_s - \bar{v}_p) + \bar{y}_3 \bar{v}_s \quad (3.29)$$

Las ecuaciones correspondientes en términos de admitancia para el circuito π equivalente (figura 3.8) a partir de las ecuaciones (3.26 y 3.28) se tiene:

$$y_1 = \frac{1}{\bar{n}} \bar{Y}_e = c \bar{Y}_e \quad (3.30)$$

$$y_2 = \left(\frac{1}{\bar{n}^2} - \frac{1}{\bar{n}} \right) \bar{Y}_e = (c^2 - c) \bar{Y}_e \quad (3.31)$$

$$y_3 = (1 - c) \bar{Y}_e \quad (3.32)$$

Donde:

$$c = 1/\bar{n}$$

$$\bar{Y}_e = 1/\bar{Z}_e$$

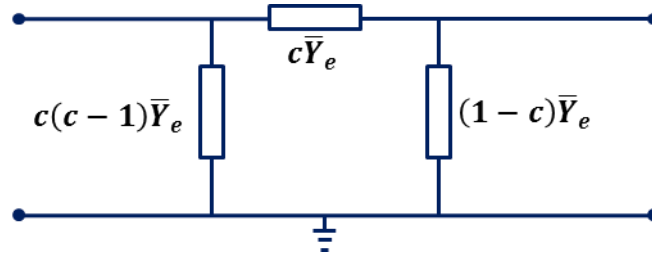


Figura 3.8. Circuito π Equivalente de un Transformador con tap fuera de su Posición Nominal [9].

3.1.3 MODELADO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

La potencia eléctrica es transferida de centrales generadoras hasta los usuarios a través de líneas aéreas. Para propósitos de análisis la interconexión de líneas con otros elementos del sistema se usa el circuito π equivalente (figura 3.9) el cual representa el desempeño de las líneas [3, 4, 6].

$$V_S = V_R \cosh(\gamma l) + Z_C I_R \sinh(\gamma l) \quad (3.33)$$

$$I_S = I_R \cosh(\gamma l) + \frac{V_R}{Z_C} \sinh(\gamma l) \quad (3.34)$$

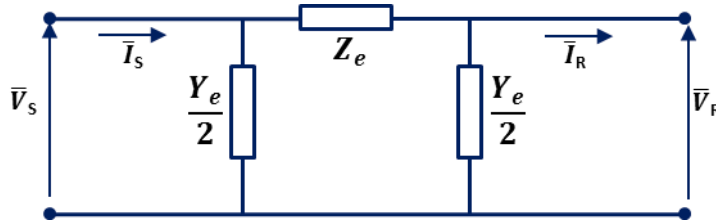


Figura 3.9. Circuito π Equivalente de una Línea de Transmisión [9].

Del circuito π equivalente:

$$V_S = \left(\frac{Z_e Y_e}{2} + 1 \right) V_R + Z_e I_R \quad (3.35)$$

$$Z_e = Z_C \sinh(\gamma l) \quad (3.36)$$

$$\frac{Y_e}{2} = \frac{1}{Z_C} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (3.37)$$

Las ecuaciones (3.36 y 3.37) son dadas para los elementos del circuito equivalente. Estos elementos describen las relaciones de tensión y corriente obtenidas por las ecuaciones (3.33 y 3.34). Si $\gamma l \ll 1$, las expresiones para Z_e y Y_e pueden ser aproximadas por las ecuaciones (3.38 y 3.39), Z y Y representan la impedancia serie total (Zl) y la admitancia en derivación total (γl). El modelo de circuito resultante es el circuito π equivalente nominal [9].

$$Z_e = z l = Z \quad (3.38)$$

$$\frac{Y_e}{2} = \frac{\gamma l}{2} = \frac{Y}{2} \quad (3.39)$$

Las líneas de transmisión pueden ser clasificadas de acuerdo a la distancia en tres tipos de modelos [3, 4, 9]:

- ❖ **Líneas de Distancia Corta:** son líneas con distancia menor a 80 km. Estas líneas tienen capacitancia en derivación y se representan por sus impedancias en serie.
- ❖ **Líneas de Distancia Media:** son líneas con una distancia entre 80 km y 200 km. Estas líneas se representan por el equivalente π nominal.
- ❖ **Líneas de Distancia Larga:** son líneas con distancia mayor a 200 km. Se representan por el circuito equivalente π . Otra alternativa para su representación puede ser un arreglo en cascada de líneas de distancia corta en la que cada sección se representa por el equivalente π nominal.

3.1.4 MODELADO DE CARGAS.

La operación de un SEP depende de la capacidad de igualar continuamente la potencia de salida de las unidades generadoras con la potencia que demanda la carga eléctrica en el sistema, es importante modelar elementos equivalentes de carga eléctrica para el análisis de un SEP. La representación de cargas eléctricas esta relacionada con la tensión y frecuencia en un nodo así como la potencia consumida por la carga (activa y reactiva). En un SEP las cargas eléctricas se clasifican en dos para su modelado, modelo de carga estática y modelo de carga dinámica.

El modelado de cargas eléctricas es difícil debido a que depende de factores como la hora, condiciones de clima, tipo de carga, etc. Por esta razón se usan simplificaciones de la carga para su modelado. El modelo de carga estática no es dependiente del tiempo y describe la relación de potencia activa y potencia reactiva en cualquier tiempo con tensión o frecuencia en el mismo instante de tiempo. El modelo de carga dinámica representa la relación de potencia activa y potencia reactiva en algún instante de tiempo como una función de tensión y frecuencia [9, 15, 16].

3.1.4.1 MODELO EXPONENCIAL DE CARGA ESTÁTICA.

En el modelo de carga estática para potencia activa y potencia reactiva se describe de forma exponencial en el que se puede incluir un término dependiente de frecuencia. El modelo estático describe las características de la carga en cualquier instante de tiempo como una función algebraica de magnitud de tensión y frecuencia en ese mismo instante de tiempo. La característica de dependencia de tensión de la carga se puede expresar de forma exponencial [9]:

$$P = P_0(V)^a \quad (3.40)$$

$$Q = Q_0(V)^b \quad (3.41)$$

$$V = \frac{V}{V_0} \quad (3.42)$$

Donde P y Q son los componentes de potencia activa y potencia reactiva de las carga, V es la tensión en el nodo de la carga. El subíndice cero en las variables indica las condiciones iniciales de operación. Los exponentes a y b pueden tener valores 0, 1 y 2 y representan potencia constante, corriente constante e impedancia constante. Para sistemas con cargas compuestas el exponente a esta entre valores de 0.5 y 1.8, el exponente b varia como una función no lineal de la tensión y tiene valores entre 1.5 y 6 [9].

3.1.4.2. MODELO ZIP DE CARGA ESTÁTICA

Este es una modificación del modelo exponencial en el que se representa a la carga eléctrica en forma dependiente de la tensión. Para una carga de impedancia constante en el que la dependencia de la potencia con la tensión es de forma cuadrática, para corriente constante es de forma lineal y para potencia constante es independiente de la tensión. El modelo ZIP se define a partir de una expresión polinomial que se conforma por componentes de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P) (ecuaciones 3.43 y 3.44) [9].

$$P = P_0[p_1V^2 + p_2V + p_3] \quad (3.43)$$

$$Q = Q_0[q_1V^2 + q_2V + q_3] \quad (3.44)$$

La dependencia de frecuencia de las características de la carga se representa multiplicando el modelo exponencial o el modelo polinomial por un factor (ecuaciones 3.45 a 3.48).

$$P = P_0(V)^a(1 + K_{pf}\Delta f) \quad (3.45)$$

$$Q = Q_0(V)^b(1 + K_{qf}\Delta f) \quad (3.46)$$

$$P = P_0[p_1V^2 + p_2V + p_3](1 + K_{pf}\Delta f) \quad (3.47)$$

$$Q = Q_0[q_1 V^2 + q_2 V + q_3](1 + K_{qf} \Delta f) \quad (3.48)$$

Donde:

Δf = Desviación de frecuencia ($f-f_0$) [Hz].

K_{pf} = Factor para potencia activa, tiene valores de 0 a 3.

K_{qf} = Factor para potencia reactiva, tiene valores de -2 a 0.

La representación del modelo estático se puede hacer de una forma más completa en la que se contienen varias representaciones de carga [9]:

$$P = P_0(P_{ZIP} + P_{EX1} + P_{EX2}) \quad (3.49)$$

$$P_{ZIP} = p_1 V^2 + p_2 V + p_3 \quad (3.50)$$

$$P_{EX1} = P_4(V)^{a1}(1 + K_{pf1} \Delta f) \quad (3.51)$$

$$P_{EX2} = P_5(V)^{a2}(1 + K_{pf2} \Delta f) \quad (3.52)$$

3.1.5 MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA.

En un sistema multimáquinas (figura 3.10), que está formado por “ n ” generadores síncronos conectados a “ r ” cargas a través de una red de transmisión eléctrica, la red eléctrica se describe por la ecuación matricial de admitancias nodales (ecuación 3.53), y para su elaboración se siguen las siguientes consideraciones [11, 14]:

$$[I] = [Y][V] \quad (3.53)$$

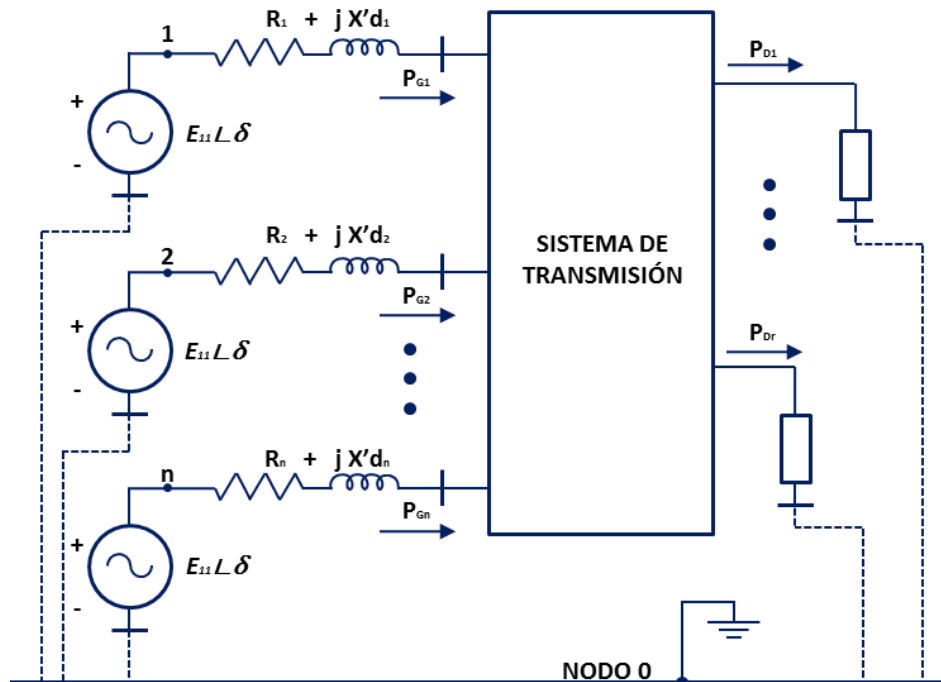


Figura 3.10. Representación del modelo clásico de un sistema eléctrico de potencia multimáquinas [11, 14].

1. La matriz de admitancias nodales es formada tomando en cuenta los nodos internos de los generadores, lo que se logra al considerar la ecuación (3.54) para cada generador:

$$E_i \angle \delta_i = (r_i + jX_{di})I_i + V_i \quad (3.54)$$

2. Todas las cargas son convertidas a admitancias constantes equivalentes. Lo cual se consigue al emplear (3.55):

$$Y_r = (P_r - jQ_r)/V_r^2 \quad (3.55)$$

3. Se hace la construcción de la matriz de admitancias nodales. Una vez obtenida la matriz de admitancias nodales, ésta se reduce a los nodos internos de los generadores con el objetivo de obtener la matriz reducida de la red. La reducción se consigue al realizar una serie de operaciones matriciales. Para esto se debe recordar que todos los nodos, excepto los correspondientes a los nodos internos del generador, no tienen inyecciones de corriente. Aplicando el concepto anterior se obtiene una matriz de admitancias nodal particionada:

$$\begin{bmatrix} I_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nr} \\ Y_{rn} & Y_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ V_r \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Al expandir (3.56) se obtiene las siguientes expresiones:

$$I_n = Y_{nn}V_n + Y_{nr}V_r \quad (3.57)$$

$$0 = Y_{rn}V_n + Y_{rr}V_r \quad (3.58)$$

Al resolver (3.58) para V_r y sustituir esta expresión en (3.57) se obtiene aplicando la reducción de Kron a los nodos que tiene una inyección de la corriente igual a cero, en este caso son los nodos de carga:

$$I_r = (Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn})V_n \quad (3.59)$$

Donde:

$Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn}$ es la matriz reducida de dimensiones $n \times n$.

n : es el número de generadores

3.2 SOLUCIÓN POR EL MÉTODO IMPLÍCITO SIMULTÁNEO.

Este método resuelve las ecuaciones de todos los elementos a un mismo tiempo por un método iterativo empleando ecuaciones en diferencias implícitas, puede haber tantos métodos implícitos simultáneos como iterativos de solución de las ecuaciones algebraicas. En este trabajo se emplea la regla trapezoidal como ecuación de diferencias y el método de Newton Raphson para la solución del sistema de ecuaciones algebraicas y el método nodal con la matriz de admitancias constantes [13].

El desarrollo matemático consiste en transformar las ecuaciones (2.18) y (2.23), en un sistema de ecuaciones algebraicas aplicando la regla trapezoidal a (2.18) obteniendo

$$\Delta \underline{x} = \frac{h}{2} (h_d(x, y) + h_d(x + \Delta x, y + \Delta y)) \quad (3.60)$$

$$0 = h_a(x + \Delta x, y + \Delta y) \quad (3.61)$$

Las ecuaciones algebraicas (3.60, 3.61) forman un sistema único de ecuaciones algebraicas implícitas de la forma:

$$0 = R_T(x, y, (x + \Delta x), (y + \Delta y)) \quad (3.62)$$

Que se resuelve por un método iterativo obteniendo las variables x, y de todos los elementos a un mismo instante de tiempo, sus principales características son [13]:

- ❖ No presenta problemas de defase en tiempo, entre las variables de la red y las de los generadores y permite el uso de pasos de integración mayores que los usados en métodos explícitos.
- ❖ Son fáciles de implementar y muy flexibles para incluir nuevos modelos de elemento.
- ❖ Se pueden emplear par el estudio de gran cantidad de fenómenos dinámicos sin necesidad de cambios en la estructura del modelado.
- ❖ Su lógica permite llevar control del paso de integración sin cambios importantes.
- ❖ Son eficientes computacionalmente ya que solo requieren de un método iterativo para resolver la ecuación (3.62).
- ❖ La predicción acertada de las variables de interés mejora la eficiencia computacional.
- ❖ Requieren de desarrollo algebraicos adicionales para transformar las ecuaciones (2.18 y 2.23) a la forma (3.62).

El procedimiento de solución empleando el método de solución implícito simultáneo es el siguiente:

1. Se determinan las condiciones iniciales, por una corrida de flujos de carga.
2. Se hace predicción de las variables de interés, para el siguiente intervalo de tiempo por medio de una extrapolación.
3. Se resuelve el sistema de ecuaciones (3.62) por un método iterativo.
4. Se comparan los valores sucesivos de las variables de interés.

5. Si la diferencia obtenida en el paso 4 está dentro de la tolerancia se continúa con el paso 6 en caso contrario se corrigen los valores y se regresa al paso 3.
6. Se actualizan las variables y se incrementa el tiempo.
7. Se verifica si hay cambio en la configuración del sistema, si es afirmativo se hacen los cambios y se regresa al paso 3 sin incremento de tiempo, en caso contrario se continúa con el paso 8.
8. El procedimiento continúa regresando al paso 3 hasta el tiempo de estudio especificado.

3.3 PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN.

Durante el procedimiento se resuelven las ecuaciones de oscilación de las máquinas y las ecuaciones necesarias para obtener los flujos de potencia que representan al sistema de prueba. A continuación se menciona el procedimiento general para la simulación de disturbios de magnitud grande en un SEP.

1. Se corre el programa de flujos de potencia antes de simular una falla en el sistema para calcular las tensiones iniciales de los nodos, las corrientes actuales iniciales de las máquinas y entrega de potencia eléctrica. Se establecen la potencia base y la frecuencia inicial de las máquinas.
2. Se determinan las tensiones internas de las máquinas y los ángulos de potencia iniciales utilizando las tensiones y corrientes de nodos obtenidas en el paso 1. Las magnitudes de las tensiones internas de las máquinas se consideraran constantes durante todo el estudio.
3. Se calculan las admitancias de cargas y las impedancias invertidas de los generadores para después hacer la modificación de la matriz de admitancias del sistema de prueba.
4. Se modifica la matriz de admitancias de nodos de flujos de potencia añadiendo las admitancias de carga y las impedancias invertidas del generador.
5. Se establece el tiempo de inicio $t=0$ para la condición estable del sistema de prueba.
6. Con las tensiones internas de las máquinas y los ángulos iniciales se calculan las potencias eléctricas de las máquinas en el tiempo t .
7. Se presenta un disturbio de magnitud grande en el sistema (una operación de “switching”, cambio de carga, cortocircuito)

8. En el caso de conexión y desconexión de algún elemento se modifica la matriz de admitancias de nodos. Para falla de cortocircuito se establece la tensión de falla del nodo.
9. Mediante las potencias calculadas en el paso 6 y los valores de los ángulos de potencia calculados en $t=0$ se determinan los valores preliminares de los ángulos de potencia y velocidades en el tiempo $(t+\Delta t)$.
10. Se determinan las potencias eléctricas preliminares de las máquinas en el tiempo $(t+\Delta t)$.
11. Con las potencias eléctricas (paso 10), ángulos de potencia y velocidades de las máquinas (paso 9) se calculan las estimaciones finales de los ángulos de potencia y velocidades de las máquinas en el tiempo $(t+\Delta t)$.
12. Se establece el tiempo $t = (t+\Delta t)$ para finalizar el estudio. Si existe algún otro evento se regresa al paso 7.

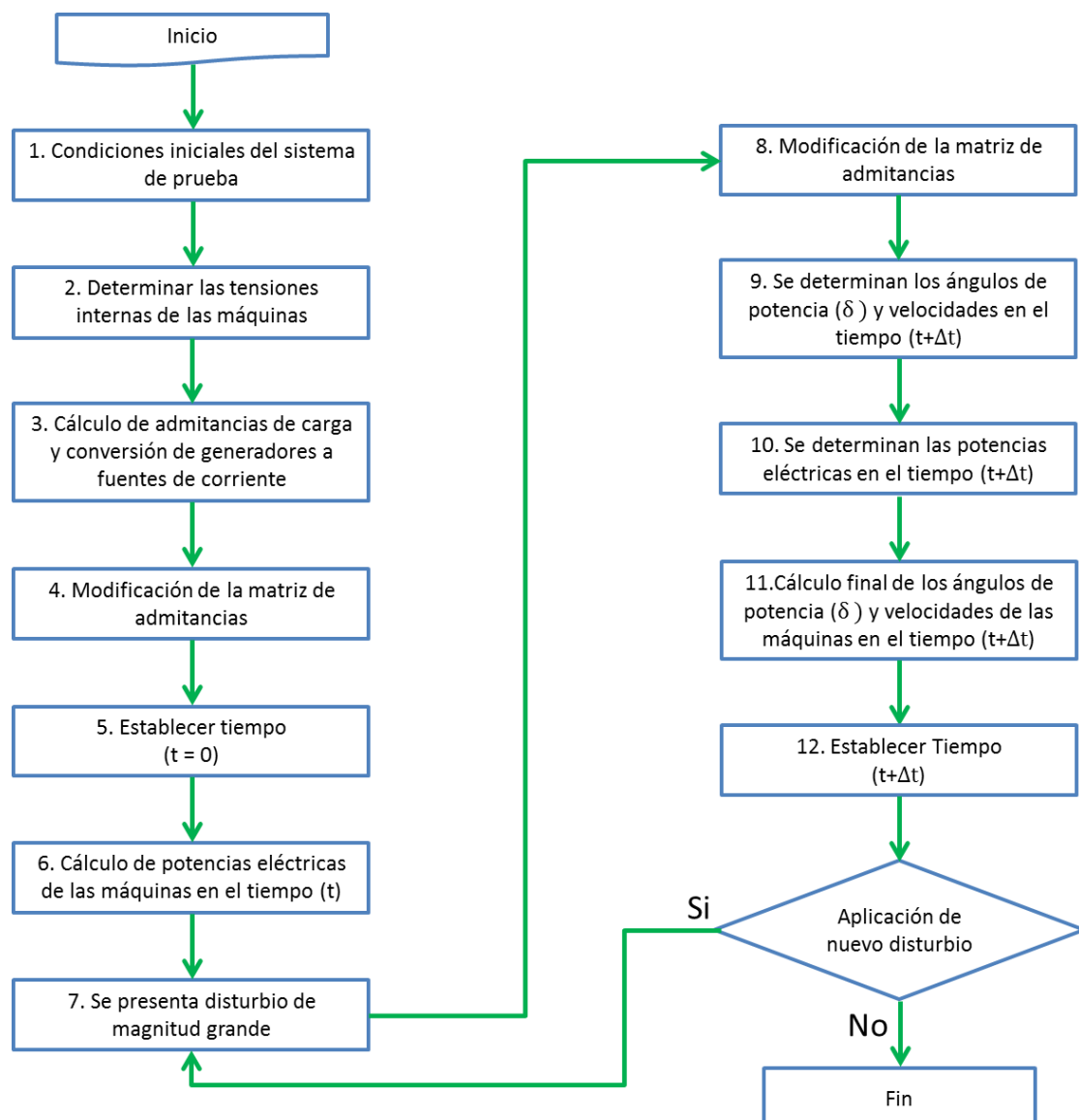


Figura 3.11. Diagrama de procedimiento para simulación.

CAPÍTULO IV.

APLICACIÓN DEL MODELADO MATEMÁTICO AL SISTEMA DE PRUEBA

4.1 MODELO DE PRUEBA “SISTEMA MULTIMÁQUINAS DE 9 NODOS”.

El sistema multimáquinas de 9 Nodos, está formado por 3 generadores, 3 transformadores, 3 elementos de carga y 6 líneas de transmisión. Los parámetros utilizados para este sistema de prueba se muestran en el anexo A.1, fueron obtenidos de Anderson & Fouad (1977) [11] y están dados en p. u. a una frecuencia de 60 Hz y una potencia base de 100 MVA.

Con el propósito de mostrar que en la segunda oscilación de los generadores el ángulo no sobrepasa el valor máximo del ángulo alcanzado en el primer segundo después de liberar la falla el tiempo de análisis fue de 2 s para este caso. Se aplicó falla de cortocircuito trifásico en el nodo 7 y la falla se liberó por la apertura de la línea de transmisión 5-7 en un tiempo de 5 ciclos (0.0833 s) y el tiempo de análisis para el sistema de 9 nodos fue de 2 s.

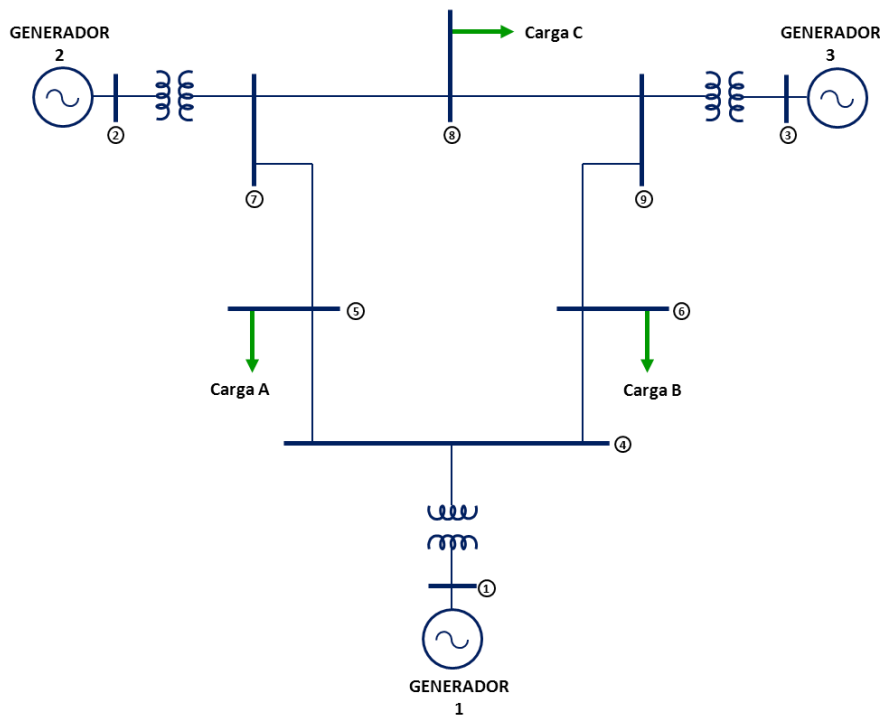


Figura 4.1. Sistema de prueba de 9 Nodos [11].

4.1.1 SOLUCIÓN EN PROGRAMAS DE CÓMPUTO.

Para analizar la estabilidad angular transitoria del sistema se utilizaron los programas de cómputo: FORTRAN y MATLAB: Power System Toolbox V3.0 con los cuales se obtuvieron graficas (figuras 4.2 a 4.5). Se obtuvieron los ángulos absolutos y relativos que describen un comportamiento estable ya que las oscilaciones del grupo de máquinas se mantienen sin tener un incremento indefinido al transcurrir el tiempo al presentarse una falla trifásica y después de liberar la falla.

En la figura 4.2 se muestra la gráfica obtenida utilizando el programa Fortran en el grupo de máquinas alcanzó un valor de ángulo absoluto máximo de 278° en un tiempo de 2 s. Para obtener las oscilaciones de los ángulos relativos de los generadores se tomó como máquina de referencia al generador 1. A continuación se muestran el ángulo relativo de los generadores.

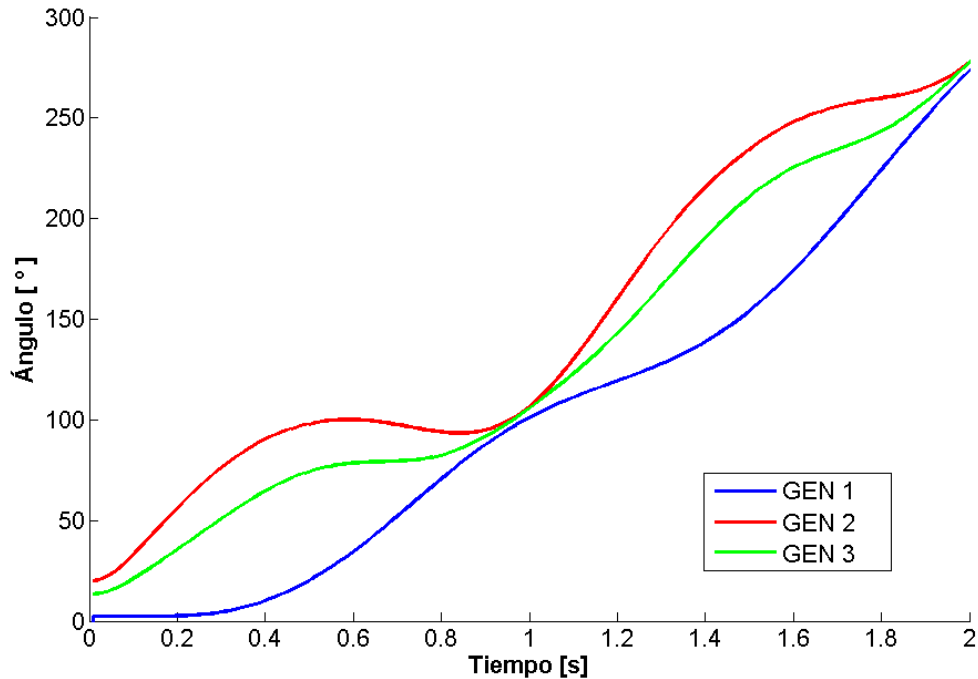


Figura 4.2. Curvas de oscilación de Ángulo Absoluto obtenidas en FORTRAN.

En la figura 4.3 obtenida utilizando el programa Fortran se muestra que la falla en el nodo 7 afectó más al generador 2 debido a su cercanía. En la gráfica también se puede observar que al haber pasado casi 0.5 s las oscilaciones alcanzan su valor máximo. El ángulo máximo alcanzado fue 80.6° por el generador 2 en un tiempo de 0.43 s esto indica que la máquina tuvo su máxima aceleración hasta en ese tiempo. Continuando con el tiempo de estudio hasta 1 s el ángulo relativo de los generadores decreció lo que indica el desacelere de las máquinas.

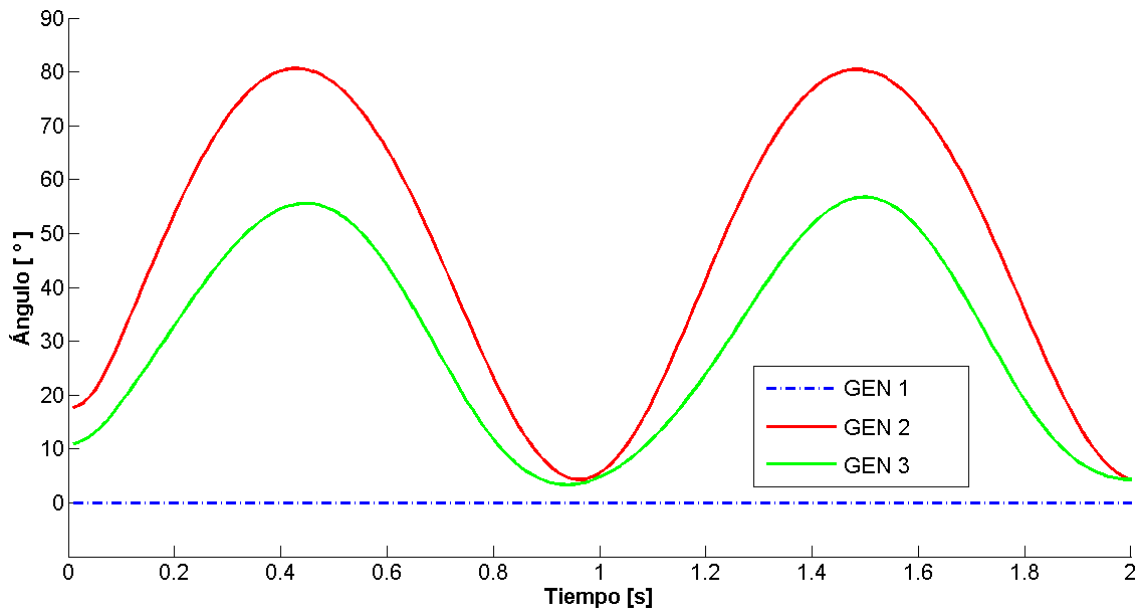


Figura 4.3. Curvas de oscilación de Ángulo Relativo obtenidas en FORTRAN.

Se observa en la figura 4.4 la gráfica obtenida utilizando el programa en Matlab que muestra los ángulos absolutos de las máquinas y como oscilan juntas y que el grupo de máquinas alcanzó un valor de ángulo absoluto máximo de 239° en un tiempo de 2 s, la gráfica obtenida muestra que al llegar al tiempo de 0.9 s las oscilaciones de los rotores de las máquinas que más afectadas por la falla fueron el generador 2 y generador 3 en comparación con el generador 1 ya que el ángulo de rotor comienza su incremento en menos tiempo, debido a que tienen menor inercia.

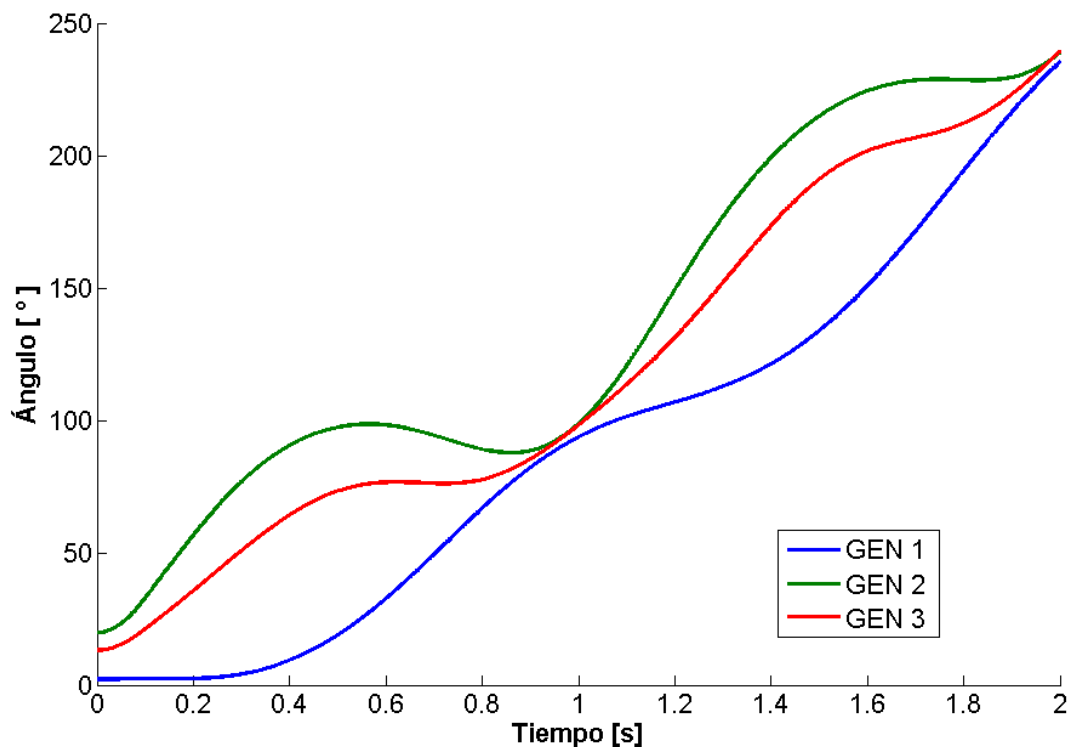


Figura 4.4. Curvas de oscilación de Ángulo Absoluto obtenidas en MATLAB.

En la figura 4.5 se muestra que la falla en el nodo 7 afectó más al generador 2 debido a su cercanía. En la gráfica también se puede observar que al haber pasado casi 0.5 s las oscilaciones alcanzan su valor máximo. El ángulo máximo relativo alcanzado fue 81.4° por el generador 2 en un tiempo de 0.42 s esto indica que la máquina tuvo su máxima aceleración hasta ese tiempo. Continuando con el tiempo de estudio hasta 1 s el ángulo relativo de los generadores decreció lo que indica el desacelere de las máquinas.

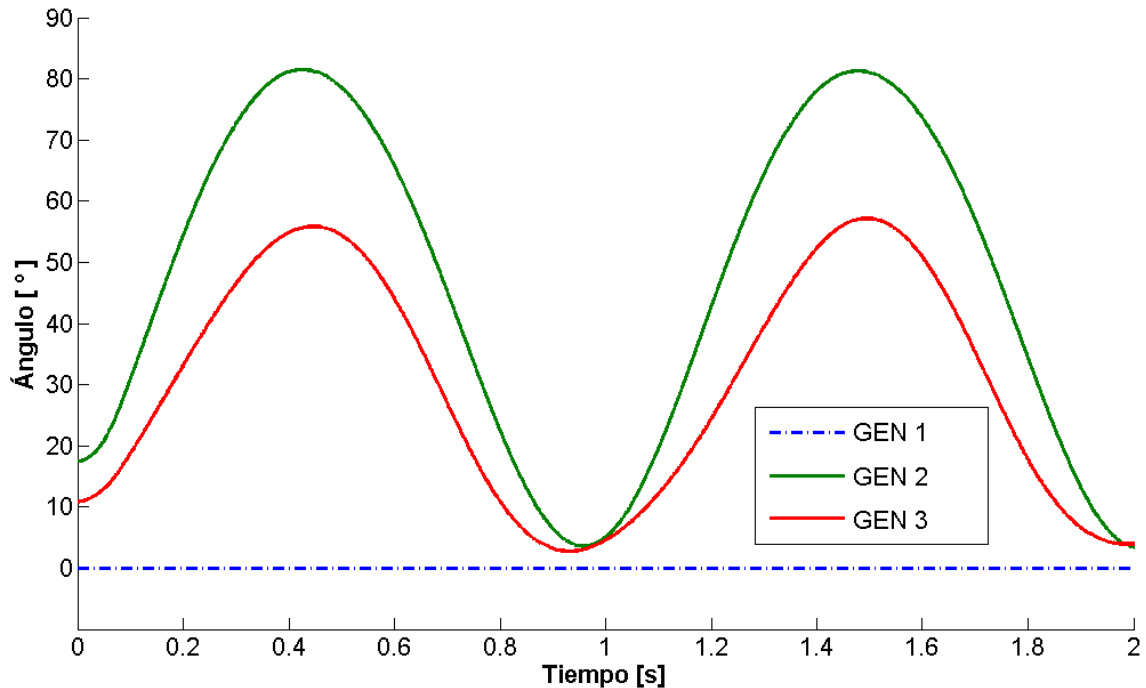


Figura 4.5. Curvas de oscilación de Ángulos Relativos obtenidas en MATLAB.

4.1.2 SOLUCIÓN EN SIMULADOR PSS®E UNIVERSITY 33.

Para este caso las gráficas de las oscilaciones de los ángulos de las máquinas se obtuvieron al hacer la simulación en el programa PSS®E UNIVERSITY 33, con las cuales se determinó la condición de estabilidad angular en el sistema de 9 nodos. En la figura 4.6 se muestra que en el grupo de máquinas todas oscilan juntas y que el incremento de ángulo de rotor comenzó primeramente en el generador 2 y generador 3. Al tiempo de 1 s se puede observar que las oscilaciones coinciden lo que indica que las máquinas se desaceleraron y posteriormente se alcanzó un ángulo máximo de 365° en un tiempo de 2 s.

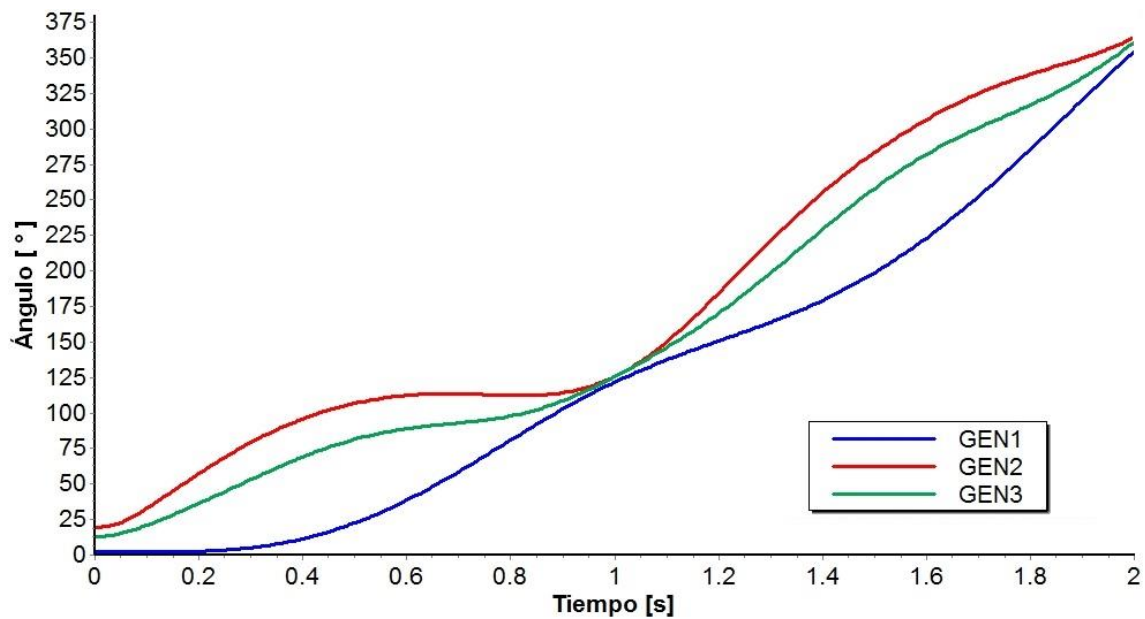


Figura 4.6. Curvas de oscilación de Ángulo Absoluto obtenidas en PSS®E UNIVERSITY 33.

En la figura 4.7 se observa que al considerar el generador 1 como referencia el generador 2 tiene un valor máximo de ángulo de 85° en un tiempo de 0.044 s ya que al presentarse la falla las máquinas comienzan a acelerarse, lo que indica que fue la máquina que más oscilación alcanzó, se puede observar que al tiempo de 1 s las máquinas llegan al máximo decremento lo que indica también la desaceleración de los generadores.

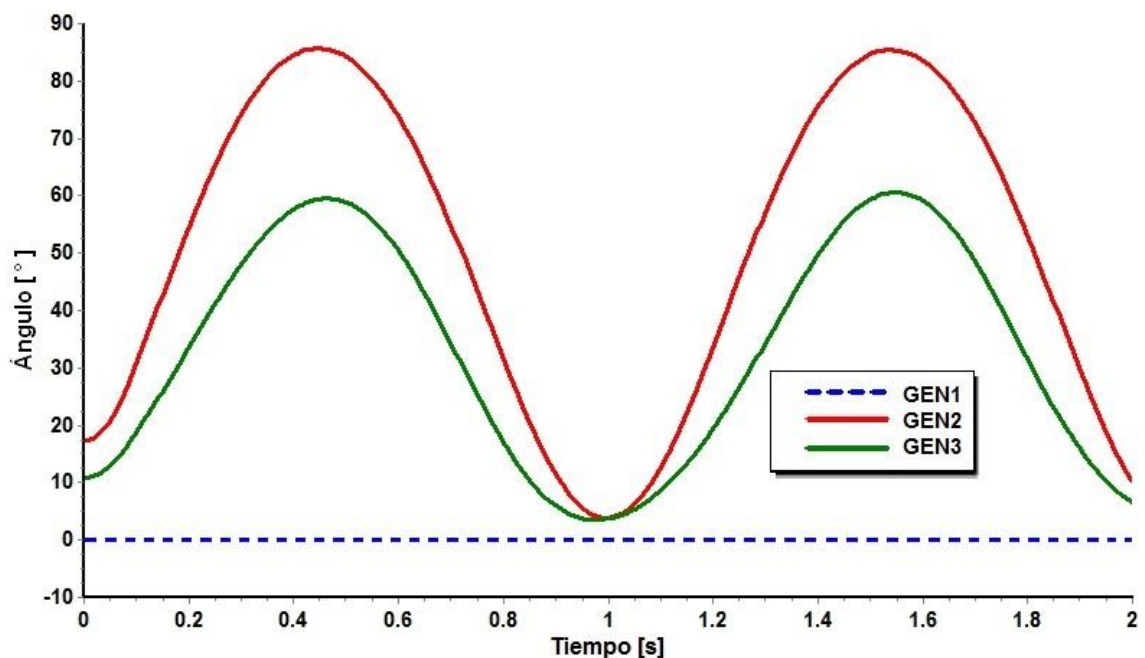


Figura 4.7. Curvas de oscilación de Ángulo Relativo obtenidas en PSS®E UNIVERSITY 33.

4.1.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

De los resultados obtenidos por los programas de cómputo y el simulador se obtuvo información a través de gráficas que muestran la posición angular del rotor del sistema multimáquinas durante el análisis de estabilidad ante una falla de cortocircuito trifásico y que describen que las máquinas más cercanas a la falla tuvieron mayor oscilación. Los gráficos de ángulos relativos muestran que el valor máximo de ángulo alcanzan las máquinas en relación al límite de 90° y que no fue superado el límite de estabilidad, el ángulo relativo más exacto fue por medio de simulación con la cual se obtuvo un ángulo máximo de 85° para el generador 2 como respuesta ante la falla aplicada al nodo.

De las gráficas obtenidas que muestran la posición angular de los rotores de las máquinas se puede observar que la falla de cortocircuito trifásico ocasiono momentos de aceleración al incrementarse la posición angular y al decremento del valor de la posición angular del rotor se presentó desaceleración. La característica de inercia de cada máquina, el corto tiempo (5 ciclos) que duró la falla hasta su liberación permitieron que se mantuviera la estabilidad angular del sistema multimáquinas de 9 nodos.

A continuación se muestra el error porcentual de los valores de ángulo absoluto obtenidos por programas de cómputo y por simulación al realizar un tiempo de estudio de 2 s.

Tabla 4.1. Error porcentual de resultados obtenidos para el sistema de 9 nodos en estado estable.

Caso		Ángulo Absoluto Máximo	Error %
Sistema de 9 Nodos	FORTTRAN	280	25.333
	MATLAB	240	36
	PSS®E	365	2.66

La tabla 4.1 muestra que el mayor error porcentual se obtiene del análisis con el programa en MATLAB. De la simulación con PSS®E University 33 se obtuvo el resultado con menos error al compararlo con el resultado de Anderson & Fouad (1977) [11], por lo que se considera aceptable. De los resultados obtenidos se declara que el sistema es estable ya que después de la primera oscilación los ángulos de los generadores no se incrementan indefinidamente.

4.2 MODELO DE PRUEBA IEEE 39 NODOS “NUEVA INGLATERRA”.

El sistema IEEE de 39 Nodos, conocido como el Sistema Eléctrico de Potencia “Nueva Inglaterra” está formado por 10 generadores, 12 transformadores, 19 elementos de carga y 34 líneas de transmisión. Los parámetros utilizados se muestran en el anexo A.2 y fueron obtenidos de Pai, M. A. (1989) [12]. Para el análisis de este sistema se consideró como máquina de referencia el generador 1 ubicado en el nodo 1 debido a que es la máquina con mayor inercia y así obtener los ángulos relativos de los generadores. Todos los parámetros están dados en por unidad a una frecuencia de 60 Hz y una potencia base de 100 MVA.

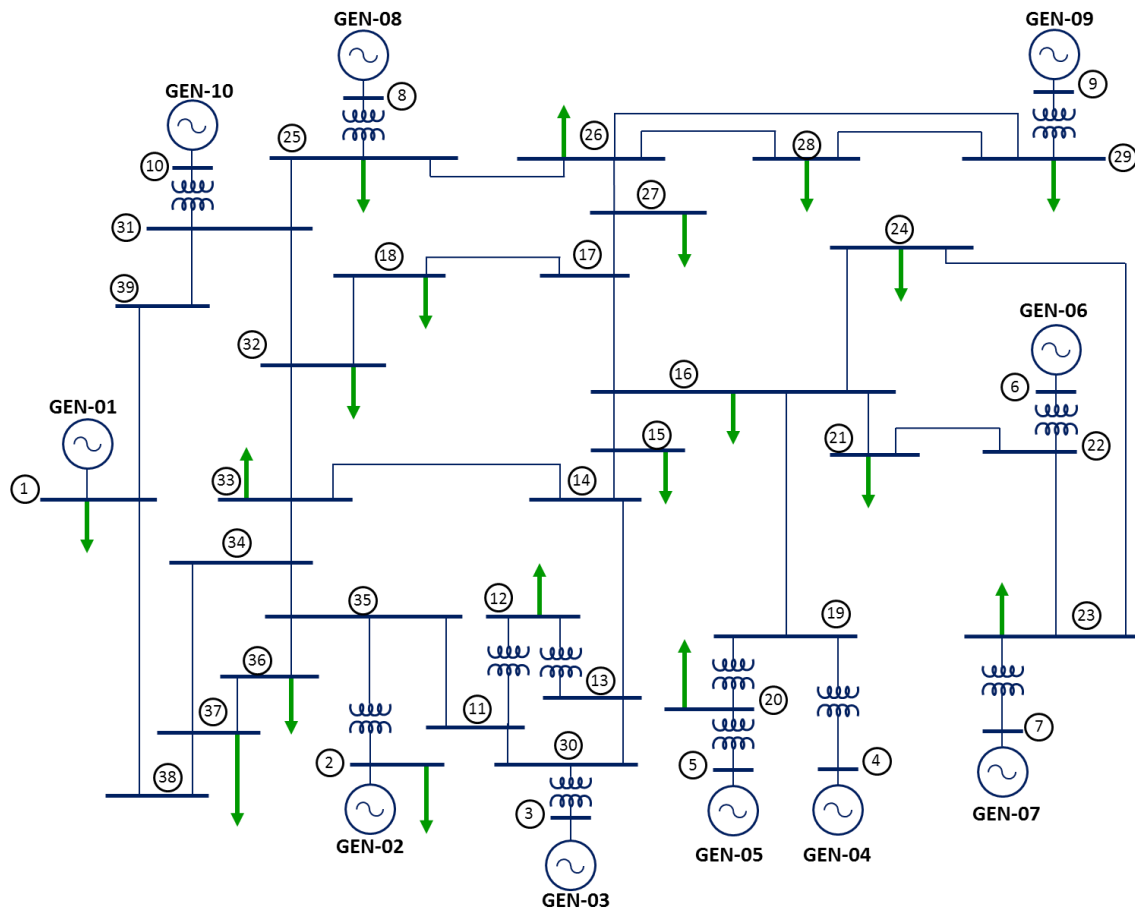


Figura 4.8. Sistema de prueba IEEE 39 Nodos “Nueva Inglaterra” [12].

4.2.1 SIMULACIÓN EN SIMULADOR PSS[®]E UNIVERSITY 33.

Se aplicó una falla trifásica en el nodo 29, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 26 y 29, en 0.066 s para mantener el Sistema Estable y 0.083 s para obtener el comportamiento de un Sistema Inestable, con el modelo de carga en los nodos de carga de 100% de impedancia constante (en P y Q). El tiempo de estudio es de 3 s.

En la figura 4.9 se muestran los resultados obtenidos de ángulos absolutos de los generadores ya que no se tiene una máquina de referencia, en el que se observa la oscilación de los generadores al presentarse falla en el nodo 29, aunque los ángulos de los generadores oscilan juntos en la gráfica se puede observar que la máquina 9 sobresale de las demás oscilaciones debido a que es la máquina más cercana al nodo de falla.

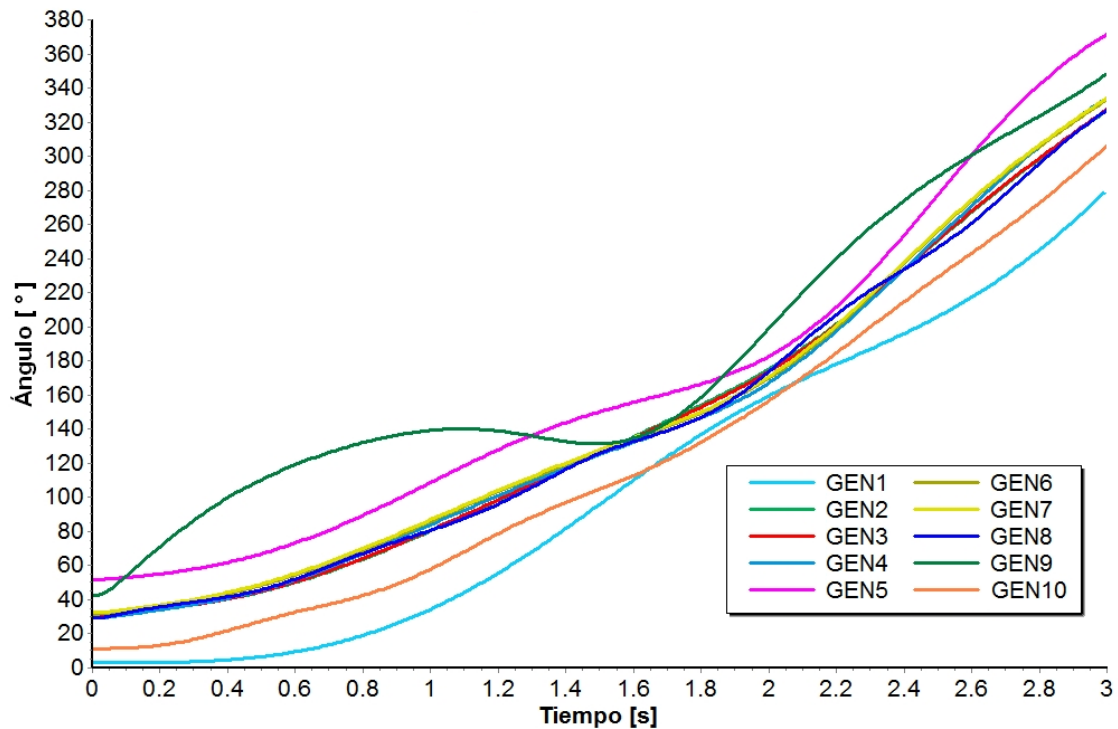


Figura 4.9. Curvas de oscilación de ángulo absoluto al presentarse falla en nodo 29.

La figura 4.10 muestra los resultados de la simulación en el tiempo de 3 s obtenidos por el programa PSS[®]E University 33 al considerar como máquina de referencia al generador 1, en el tiempo de liberación establecido y un instante después de éste, en la gráfica no se aprecia que el sistema sea inestable, se puede observar que la máquina 9 (es la más cercana al nodo fallado) y la máquina 5 (es la máquina con menor inercia en el sistema) presentan una oscilación con mayor magnitud que las demás, llegando al tiempo final de análisis la magnitud de las oscilaciones de las máquinas se hace menor, por lo tanto el sistema se considera estable.

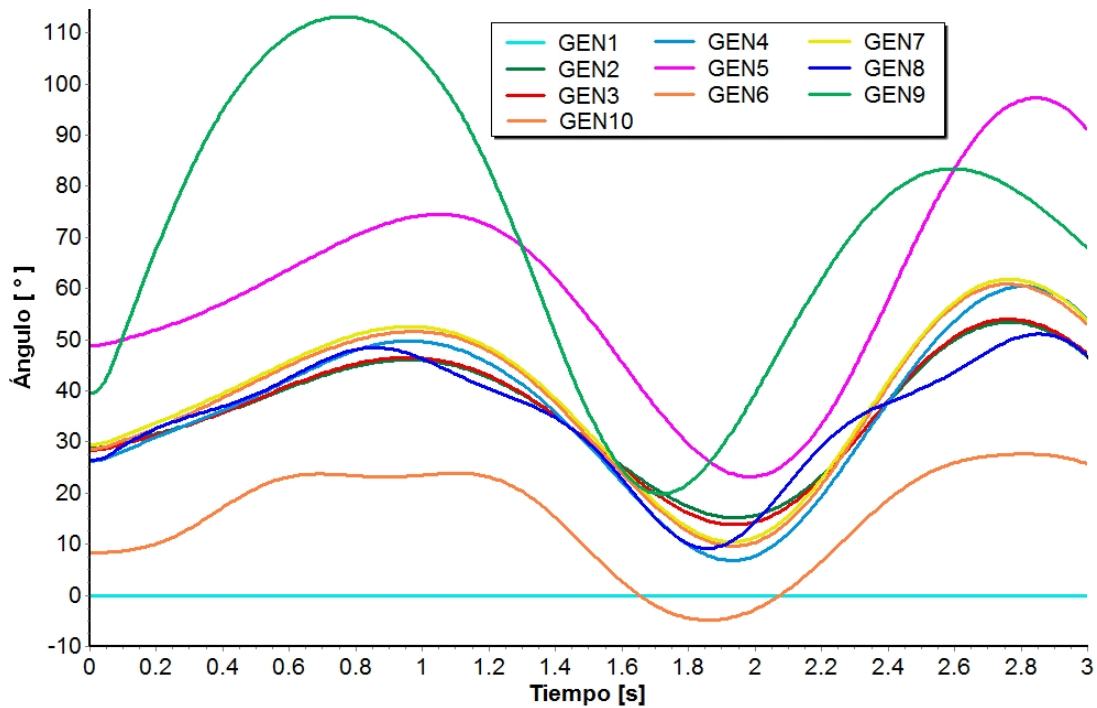


Figura 4.10. Curvas de oscilación de ángulo relativo considerando generador 1 como máquina de referencia al presentarse falla en nodo 29.

En la figura 4.11 se muestran los resultados obtenidos de ángulos absolutos de los generadores al liberar la falla en 0.083 s, se observa la oscilación de los generadores al liberarse la falla por la apertura de la línea 26-29, en la gráfica se puede observar que oscilación angular de la máquina 9 se incrementa indefinidamente desde que se presentó la falla y se separa de las demás oscilaciones debido a que es la máquina más afectada por su cercanía al nodo fallado, por lo tanto para este tiempo de liberación de falla se declara al sistema como inestable.

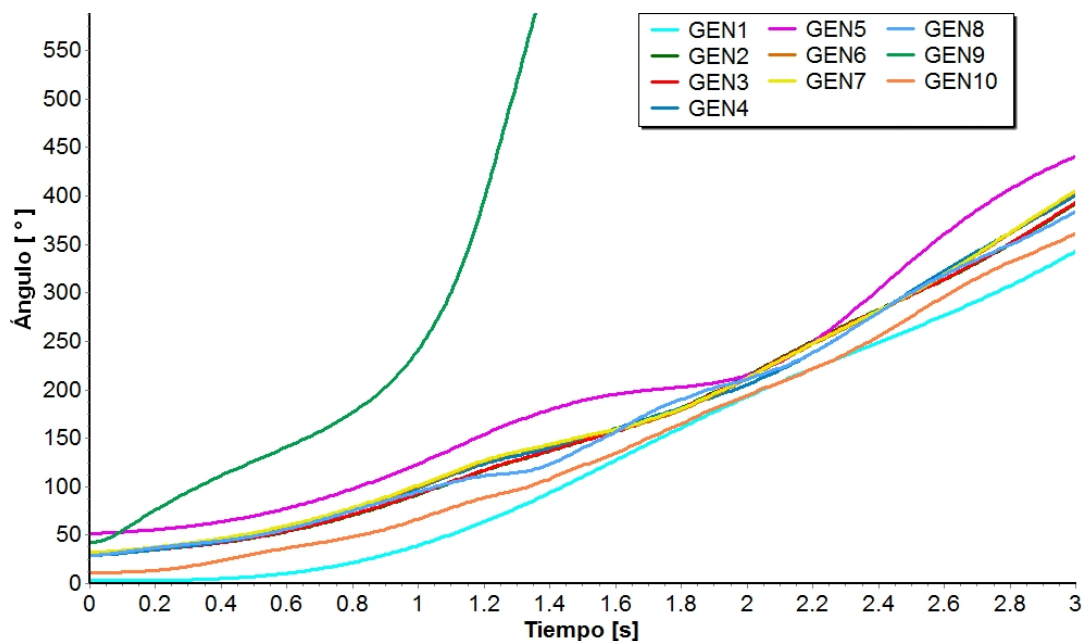


Figura 4.11. Curvas de oscilación al presentarse falla en nodo 29.

La figura 4.12 muestra los resultados de la simulación en el tiempo obtenidos por el programa PSS®E University 33 al considerar como máquina de referencia al generador 1, después del tiempo de liberación de éste, en la gráfica se aprecia que el sistema es inestable, se puede observar que la máquina 9 debido a que es la más cercana al nodo fallado presenta un incremento del ángulo relativo de forma constante al transcurrir el tiempo. El resto de las máquinas presenta oscilaciones aceptables ya que no superan los 90° . Ya que una de las máquinas salió de sincronismo y no se recuperó el sistema por lo que llegó a un estado inestable.

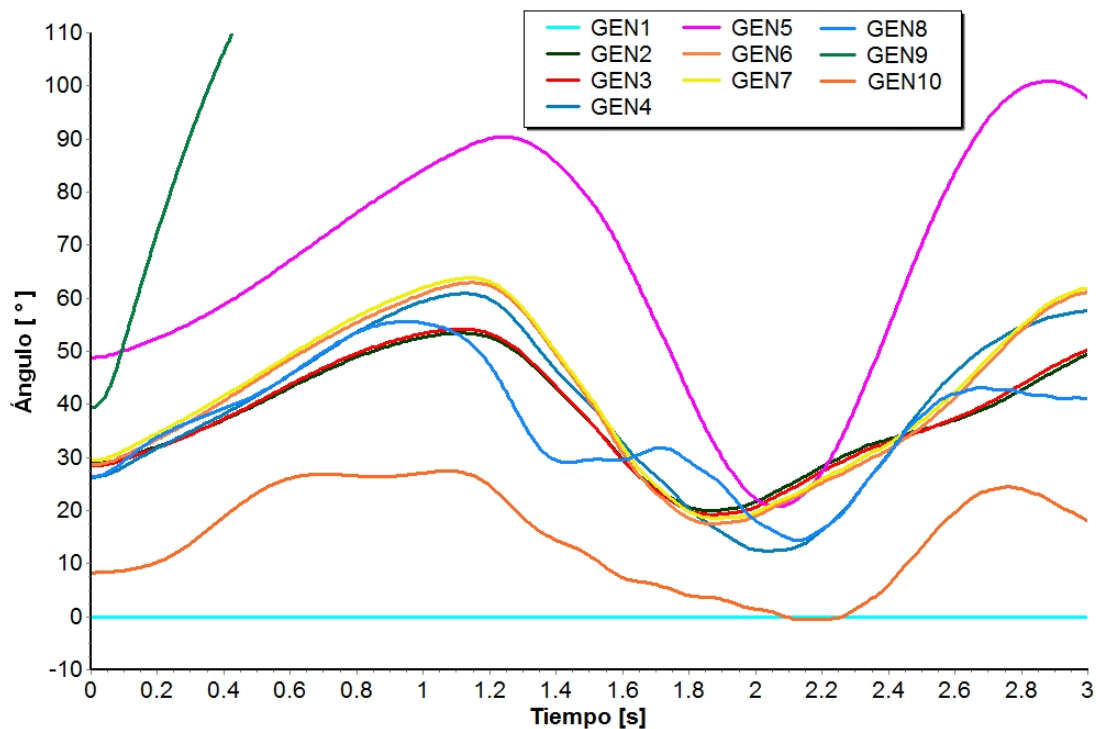


Figura 4.12. Curvas de oscilación inestable al presentarse falla en nodo 29.

4.2.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El tiempo de estudio de 3 s fue el suficiente para observar el comportamiento de las oscilaciones de los ángulos del rotor de los generadores y así observar el comportamiento estable e inestable al aplicar la falla de cortocircuito en el nodo 29. En las gráficas de las figura 4.9 y 4.10 en comparación con las gráficas de las figuras 4.11 y 4.12 se observa que al liberar la falla en un tiempo de 4 ciclos los ángulos de rotor de los generadores oscilan y que el generador 10 supera el límite de 90° en su primera oscilación, pero en su segunda oscilación la magnitud máxima alcanzada fue de 83° lo que permite declarar el sistema como estable ya que la magnitud de sus oscilaciones decrece con el tiempo.

Las figuras 4.9 y 4.10 muestran como las oscilaciones de los generadores no se incrementan indefinidamente después de la primera oscilación, el generador 10 fue la máquina que mayor oscilación presento al haber alcanzado un ángulo relativo máximo de 113° a un tiempo de 0.75 s, esto debido a que se encuentra ubicado cerca del nodo fallado. Al finalizar el tiempo de estudio de 3 s se observa que la magnitud de las oscilaciones de todas las máquinas decrece por lo que se declara que el sistema es inestable.

De las figuras 4.11 y 4.12 obtenidas se puede observar que al liberar la falla en un tiempo de 5 ciclos el sistema pierde su estabilidad angular ante el disturbio de cortocircuito trifásico aplicado, manifestándose el incremento indefinido de la oscilación angular de la máquina 10 desde que se presentó la falla, esto debido al tiempo que tardó en liberarse la falla.

CONCLUSIONES.

CONCLUSIONES

Se realizó el análisis de estabilidad angular transitoria de un sistema multimáquinas de 9 nodos y un sistema de 39 nodos. Se utilizó el modelo clásico de generadores en el que la potencia mecánica se considera constante durante las oscilaciones de ángulo de los generadores. Para llevar a cabo el análisis se utilizaron programas en FORTRAN y MATLAB: Power System Toolbox V3.0 y el simulador PSS®E University 33.

Se demostró que una falla de cortocircuito trifásico en un sistema multimáquinas, las máquinas más afectadas en su sincronismo son la más cercana al nodo donde se aplicó la falla y la máquina de menor inercia en el SEP, esto provoca que en los generadores se alcance mayor magnitud de ángulo durante su oscilación. Durante el corto tiempo que dura la respuesta de control sobre el rotor de un generador, éste pierde sincronismo y se va separando del eje magnético del campo giratorio. La diferencia de potencia entre la entrada y la salida presenta un desequilibrio ocasionando una potencia acelerante o desacelerante. Como consecuencia cuando la potencia eléctrica es mayor a la mecánica, la potencia eléctrica está frenando a la máquina por lo que es una potencia desacelerante. Cuando la potencia eléctrica es menor a la mecánica, la potencia eléctrica está acelerando a la máquina por lo que es una potencia acelerante.

Para el estudio de estabilidad angular transitoria de sistemas multimáquinas modelo clásico se obtuvo que el simulador PSS®E obtiene resultados más exactos. Con los sistemas de prueba utilizados en el presente trabajo se determinó que la estabilidad angular transitoria en sistemas multimáquinas para un sistema relativamente pequeño y uno grande la estabilidad angular transitoria de los generadores dependerá que su cercanía a la falla, la inercia de las máquinas y el tiempo de liberación de la falla. El tiempo de estudio se puede extender a 3 s con el propósito de observar el comportamiento de la oscilación del ángulo de los rotores de los generadores y así poder declarar si el sistema es estable o inestable.

RECOMENDACIONES.

RECOMENDACIONES

A continuación se mencionan sugerencias para continuar con trabajos futuros:

- ❖ Incluir modelos de sistemas de control de excitación que incluyan modelos de regulador automático de tensión (ARV) y estabilizadores de potencia (PSS) para el estudio de estabilidad angular en sistemas multimáquinas.
- ❖ Simular tanto disturbios simultáneos como disturbios secuenciales para diversos tiempos, sin restricción en cuanto al número y secuencia de éstos, y poder observar en forma gráfica el comportamiento de sistemas multimáquinas ante estos disturbios.
- ❖ Elaboración de programas en los que se puedan incluir diferentes los tipos de fallas desbalanceadas para el análisis de estabilidad transitoria.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Olguín, D. (2011). *Notas del Curso Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. SEPI-ESIME-IPN, Av. Instituto Politécnico Nacional, México.
- [2] Calderón Guizar, J. G. (2010). *Estudios de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos Industriales con Generación Propia Interconectados con el Sistema de Transmisión*. Redalyc, 11(4), pp. 445-451. Recuperado de <http://www.redalyc.org/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=40419188008>
- [3] Stevenson W. D. y Grainger J. J. (1998). *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: McGraw Hill.
- [4] Glover, J. D. y Sarma, M. S. (2002). *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*. México: Editorial Thompson.
- [5] Kundur, P., Paserva, J., Ajarapu, V., Anderson, G., Bose, A., Hatziargytiu, Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., Vittal, V. (2004). *Definition and Classification of Power System Stability*. IEEE/CIGRE Transactions on Power Systems, 19(2), pp. 1387-1401. doi:10.1109/TPWRS.2004.825981
- [6] Elgerd, O. I. (1971). *Electric Energy System Theory: an Introduction*. USA: McGraw Hill.
- [7] Sauer, P. W. & Pai, M. A. (1998). *Power System Dynamics and Stability*. Nueva Jersey: Prentice-Hall.
- [8] Stagg, G. W. & El-Abiad, A.H. (1968). *Computer Methods in Power System Analysis*. USA: McGraw Hill.
- [9] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. Nueva York: McGraw Hill.
- [10] EPRI Final Report, (2009). *Power Systems Dynamics Tutorial*, EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1016042.
- [11] Anderson, P.M. & Fouad, A. A. (1977). *Power System Control and Stability*. USA: The Iowa State University Press.
- [12] Pai, M. A. (1989). *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- [13] Cañedo Castañeda, J. M. (1980). *Formulación Eficiente del Problema de Estabilidad Generalizado en Sistemas Eléctricos de Potencia*. (Tesis de maestría). I.P.N, México D.F.
- [14] Villarreal Martínez, D. (2008). *Análisis Modal De Sistemas Eléctricos De Potencia*. (Tesis De Maestría). I.P.N, México D.F.

- [15] IEEE Commite Report, (1973). *Common Format for the Exchange of Solved Load Flow Data*, IEEE Trans., Vol. PAS-92, pp 1916-1925.
- [16] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance (1993). *Load Representation for Dynamic Performance Analysis*. IEEE Transaction on Power System, 8(2).
- [17] Comisión Federal de Electricidad (2012). *Prospectiva del sector eléctrico 2012-2026*. México, D. F. Recuperado de www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf
- [18] IEEE, (1992). *Recomended practice for Excitation system model for Power System Stability Studies*, IEEE Std 421.5-1992

ANEXOS.

ANEXO A: DATOS DE SISTEMAS DE PRUEBA

A.1 SISTEMAS DE PRUEBA DE 9 NODOS

Todos los parámetros están dados en por unidad a una frecuencia de 60 Hz y una potencia base de 100 MVA [11].

Tabla A.1.1 Datos de la red de transmisión del Sistema de prueba de 9 Nodos.

Nodos		Impedancia serie		B	Tap		Elemento
Nodo i	Nodo j	R	X		Magnitud	Ángulo	
4	5	0.0100	0.0850	0.1760	-	-	Línea 1
4	6	0.0170	0.0920	0.1580	-	-	Línea 2
5	7	0.0320	0.1610	0.3060	-	-	Línea 3
6	9	0.0390	0.1700	0.3580	-	-	Línea 4
7	8	0.0085	0.0720	0.1490	-	-	Línea 5
8	9	0.0119	0.1008	0.2090	-	-	Línea 6
4	1	0.0000	0.0576	0.0000	1.000	0.00	Transformador 1
7	2	0.0000	0.0625	0.0000	1.000	0.00	Transformador 2
9	3	0.0000	0.0586	0.0000	1.000	0.00	Transformador 3

Tabla A.1.2 Datos de Generador utilizados para Modelo Clásico del Sistema de prueba de 9 Nodos.

Nodo de ubicación	Unidad Generadora	H	X'd
1	GENERADOR 1	23.64	0.0608
2	GENERADOR 2	6.4	0.1198
3	GENERADOR 3	3.01	0.1813

Tabla A.1.3 Datos de caso base de operación para Sistema de Prueba de 9 Nodos.

Nodo	Tensión [p.u.]		Potencias de Generación [p.u.]		Potencias de Carga [p.u.]	
	Magnitud	Ángulo	Pg	Qg	Pc	Qc
1	1.0400	0.0	0.7164	0.2705	-	-
2	1.0250	9.2800	1.6300	0.0665	-	-
3	1.0250	4.6648	0.8500	-0.1086	-	-
4	1.0258	-2.2168	-	-	-	-
5	0.9956	-3.9888	-	-	1.2500	0.5000
6	1.0127	-3.6874	-	-	0.9000	0.3000
7	1.0258	3.7197	-	-	-	-
8	1.0159	0.7275	-	-	1.0000	0.3500
9	1.0324	1.9667	-	-	-	-

A.2 SISTEMAS DE PRUEBA IEEE 39 NODOS “NUEVA INGLATERRA”

Todos los parámetros están dados en por unidad a una frecuencia de 60 Hz y una potencia base de 100 MVA [12].

Tabla A.2.1 Datos de la red de transmisión en modelo de prueba Nueva Inglaterra.

Nodos		Impedancia serie		B	Tap		Elemento
Nodo i	Nodo j	R	X		Magnitud	Ángulo	
39	31	0.0035	0.0411	0.6987	-	-	Línea 1
39	1	0.001	0.0250	0.7500	-	-	Línea 2
31	32	0.0013	0.0151	0.2572	-	-	Línea 3
31	25	0.007	0.0086	0.1460	-	-	Línea 4
32	33	0.0013	0.0213	0.2214	-	-	Línea 5
32	18	0.0011	0.0133	0.2138	-	-	Línea 6
33	34	0.0008	0.0128	0.1342	-	-	Línea 7
33	14	0.0008	0.0129	0.1382	-	-	Línea 8
34	35	0.0002	0.0026	0.0434	-	-	Línea 9
34	37	0.0008	0.0112	0.1476	-	-	Línea 10
35	36	0.0006	0.0092	0.113	-	-	Línea 11
35	11	0.0007	0.0082	0.1389	-	-	Línea 12
36	37	0.0004	0.0046	0.078	-	-	Línea 13
37	38	0.0023	0.0363	0.3804	-	-	Línea 14
38	1	0.001	0.0250	1.2000	-	-	Línea 15
30	11	0.0004	0.0043	0.0729	-	-	Línea 16
30	13	0.0004	0.0043	0.0729	-	-	Línea 17
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	-	-	Línea 18
14	15	0.0018	0.0217	0.3660	-	-	Línea 19
15	16	0.0009	0.0094	0.1710	-	-	Línea 20
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	-	-	Línea 21
16	19	0.0016	0.0195	0.3040	-	-	Línea 22
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	-	-	Línea 23
16	24	0.0003	0.0059	0.0680	-	-	Línea 24
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	-	-	Línea 25
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	-	-	Línea 26
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	-	-	Línea 27
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	-	-	Línea 28
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	-	-	Línea 29
25	26	0.0032	0.0323	0.5130	-	-	Línea 30
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	-	-	Línea 31
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	-	-	Línea 32
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	-	-	Línea 33
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	-	-	Línea 34
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00	Transformador 1
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00	Transformador 2
35	2	0.0000	0.0250	0.0000	1.070	0.00	Transformador 3
30	3	0.0000	0.0200	0.0000	1.070	0.00	Transformador 4
19	4	0.0007	0.0142	0.0000	1.070	0.00	Transformador 5
20	5	0.0009	0.018	0.0000	1.009	0.00	Transformador 6
22	6	0.0000	0.0143	0.0000	1.025	0.00	Transformador 7
23	7	0.0005	0.0272	0.0000	1.000	0.00	Transformador 8
25	8	0.0006	0.0232	0.0000	1.025	0.00	Transformador 9
31	10	0.0000	0.0181	0.0000	1.025	0.00	Transformador 10
29	9	0.0008	0.0156	0.0000	1.025	0.00	Transformador 11
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.060	0.00	Transformador 12

Tabla A.2.2 Datos de Generador utilizados para Modelo Clásico para Sistema de Prueba IEEE 39 Nodos Nueva Inglaterra.

Nodo de ubicación	Unidad Generadora	H	X'd
1	GENERADOR-01	500.0	0.006
2	GENERADOR-02	30.3	0.0697
3	GENERADOR-03	35.8	0.0531
4	GENERADOR-04	28.6	0.0436
5	GENERADOR-05	26.0	0.132
6	GENERADOR-06	34.8	0.05
7	GENERADOR-07	26.4	0.049
8	GENERADOR-08	24.3	0.057
9	GENERADOR-09	34.5	0.057
10	GENERADOR-10	42.0	0.031

Tabla A.2.3 Caso base de operación de Sistema de Prueba IEEE 39 Nodos Nueva Inglaterra.

Nodo	Tensión [p.u.]		Potencia de Generación [p.u.]		Potencia de Carga [p.u.]	
	Magnitud	Ángulo	Pg	Qg	Pc	Qc
1	1.03	0	9.4628	0.9505	11.04	2.5
2	0.982	12.1364	5.75	2.0921	0.092	0.046
3	0.9831	13.7962	6.5	2.0753	-	-
4	0.9972	15.2233	6.32	1.1031	-	-
5	1.0123	14.2033	5.08	1.6595	-	-
6	1.0493	16.6593	6.5	2.1287	-	-
7	1.0635	19.3523	5.6	1.0144	-	-
8	1.0278	13.2634	5.4	0.0038	-	-
9	1.0265	18.725	8.3	0.2287	-	-
10	1.0475	7.4871	2.5	1.4746	-	-
11	1.0121	4.9576	-	-	-	-
12	0.9996	4.9789	-	-	0.075	0.88
13	1.0138	5.1057	-	-	-	-
14	1.0112	3.4957	-	-	-	-
15	1.0151	3.3284	-	-	3.2	1.53
16	1.0316	4.8403	-	-	3.29	0.323
17	1.0334	3.6919	-	-	-	-
18	1.0307	2.7573	-	-	1.58	0.3
19	1.0498	10.0057	-	-	-	-
20	0.9911	9.0136	-	-	6.28	1.03
21	1.0316	7.2478	-	-	2.74	1.15
22	1.0497	11.6972	-	-	-	-
23	1.0447	11.4989	-	-	2.475	0.846
24	1.0371	4.9599	-	-	3.086	-0.92
25	1.0576	6.479	-	-	2.24	0.472
26	1.0521	5.3905	-	-	1.39	0.17
27	1.0377	3.4564	-	-	2.81	0.755
28	1.0501	8.9024	-	-	2.06	0.276
29	1.0499	11.6616	-	-	2.835	0.269
30	1.0166	5.7961	-	-	-	-
31	1.0485	5.0668	-	-	-	-
32	1.0299	2.3633	-	-	3.22	0.024
33	1.0033	1.532	-	-	5	1.84
34	1.0045	2.6263	-	-	-	-
35	1.0069	3.3313	-	-	-	-
36	0.9962	1.0626	-	-	2.338	0.84
37	0.9952	0.5241	-	-	5.22	1.76
38	1.0278	0.1646	-	-	-	-
39	1.0468	1.9066	-	-	-	-

A.3 SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS

Todos los parámetros están dados en por unidad a una frecuencia de 60 Hz y una potencia base de 100 MVA [9].

Tabla A.3.1 Datos de la red de transmisión de Sistema de Prueba de Dos Áreas.

Nodos		Impedancia serie		B	Tap		Elemento
Nodo i	Nodo j	R	X		Magnitud	Ángulo	
5	6	0.0025	0.025	0.04376	-	-	Línea 1
6	7	0.001	0.01	0.0175	-	-	Línea 2
7	8	0.011	0.11	0.1925	-	-	Línea 3
7	8	0.011	0.11	0.1925	-	-	Línea 4
8	9	0.011	0.11	0.1925	-	-	Línea 5
8	9	0.011	0.11	0.1925	-	-	Línea 6
9	10	0.001	0.01	0.0175	-	-	Línea 7
10	11	0.0025	0.025	0.04376	-	-	Línea 8
1	5	0	0.016667	0	1	0	Transformador 1
2	6	0	0.016667	0	1	0	Transformador 2
3	11	0	0.016667	0	1	0	Transformador 3
4	10	0	0.016667	0	1	0	Transformador 4

Tabla A.3.2 Datos de Generadores utilizados para Modelo Subtransitorio en Sistema de Prueba de Dos Áreas.

Parámetro	Unidad Generadora			
	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4
H	6.5	6.5	6.175	6.175
D	0	0	0	0
Ra	0.0025	0.0025	0.0025	0.0025
Xl	0.2	0.2	0.2	0.2
Xd	1.8	1.8	1.8	1.8
Xq	1.7	1.7	1.7	1.7
X'd	0.3	0.3	0.3	0.3
X'q	0.55	0.55	0.55	0.55
T'd0	8	8	8	8
T'q0	0.4	0.4	0.4	0.4
X''d	0.25	0.25	0.25	0.25
X''q	0.25	0.25	0.25	0.25
T''d0	0.03	0.03	0.03	0.03
T''q0	0.05	0.05	0.05	0.05

Tabla A.3.3 Datos de los sistemas de excitación para Sistema de Prueba de Dos Áreas.

Parámetro	Unidad Generadora			
	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4
K_A	0	5	6	5
T_A	0	0.06	0.05	0.06
T_B	0	0	0	0
T_C	0	0	0	0
K_E	0	-0.05	-0.06	-0.02
T_E	0	0.25	0.41	0.5
K_F	0	0.04	0.057	0.08
T_F	0	1	0.5	1
S_{E1}	0	0.08	0.66	0.13
S_{E2}	0	0.26	0.88	0.34
V_{rmin}	0	-1	-1	-1
V_{rmax}	0	1	1	1

Tabla A.3.4 Caso base de operación de Sistema de Prueba de Dos Áreas.

Nodo	Tensión [p.u.]		Potencias de Generación [p.u.]		Potencias de Carga [p.u.]	
	Magnitud	Ángulo	Pg	Qg	Pc	Qc
1	1.029994	20.2003	7.01174	1.894401	-	-
2	1.010003	10.3962	7	2.446621	-	-
3	1.029996	-7.2034	7.19	1.930478	-	-
4	1.010001	-17.4413	7	2.431114	-	-
5	1.00576	13.723	-	-	-	-
6	0.976486	3.6026	-	-	-	-
7	0.958109	-4.8457	-	-	9.67	1
8	0.940315	-18.8831	-	-	-	-
9	0.9593	-32.7801	-	-	17.67	1
10	0.976737	-24.2331	-	-	-	-
11	1.005512	-13.8477	-	-	-	-

ANEXO B: MODELO SUBTRANSITORIO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

En estado de operación de prefalla, existen en el generador tensiones y corrientes de corriente alterna, inmediatamente después de presentarse una falla de cortocircuito se presentarán corrientes en corriente alterna y de corriente directa. Las componentes de corriente directa decaen exponencialmente, inicialmente son del 50% al 60% del flujo de corriente alterna en el instante después de que ocurre la falla [7,11].

La componente de corriente simétrica de corriente alterna (figura B1) se divide en tres períodos. Durante los primeros ciclos después de que se presentó la falla, la corriente alterna es muy elevada y decae exponencialmente. El primer período es el subtransitorio. Después de que termina el período subtransitorio, la corriente empieza a decaer a una menor proporción llegando al período transitorio y finalmente al estado permanente [9,11].

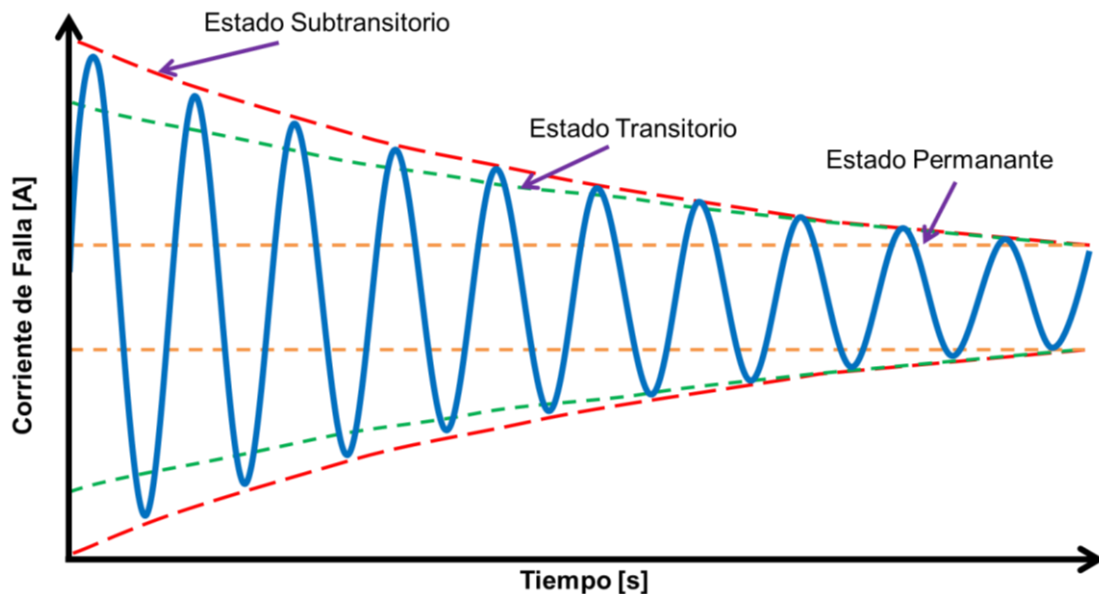


Figura B1. Comportamiento de la corriente de Falla en un generador síncrono [9].

La máquina síncrona se representa en su forma más completa al considerar el estado subtransitorio. El estado subtransitorio se presenta inmediatamente cuando ocurre un cambio en el flujo del estator ocasionado por fallas o regímenes anormales. El modelo subtransitorio representa el comportamiento del generador síncrono ante el cambio en el flujo del estator. Este cambio hace que el flujo mutuo que circula hacia el rotor cambie. Debido a que se inducen corrientes en el devanado de campo y en los devanados amortiguadores, el flujo de reacción de armadura es mantenido fuera del rotor, para asegurar que los enlaces de flujo permanezcan con valor constante en los devanados amortiguadores. Durante el estado subtransitorio el rotor es amortiguado por los devanados amortiguadores y por el devanado de campo [9].

En el estado subtransitorio, el efecto de amortiguamiento se tiene en cuenta por reactancias que representan la reluctancia que se opone al flujo de dispersión del estator, al flujo que pasa por el entrehierro, al flujo alrededor del devanado de campo y alrededor de los devanados amortiguadores (figura B2). El efecto de amortiguamiento es debido al devanado de campo y a los devanados amortiguadores sobre el eje d y q.

En estado subtransitorio se definen inductancias subtransitorias sobre cada eje, por medio de los circuitos equivalentes (figura B3) y sus constantes de tiempo en el estado transitorio (ecuaciones B.1 y B.2), para este estado las corrientes inducidas en los devanados amortiguadores también decrecen con constantes de tiempo, cuyo cálculo depende de si la armadura se encuentra en circuito abierto o en cortocircuito. Para el caso de las constantes de tiempo en circuito abierto, se define [9]:

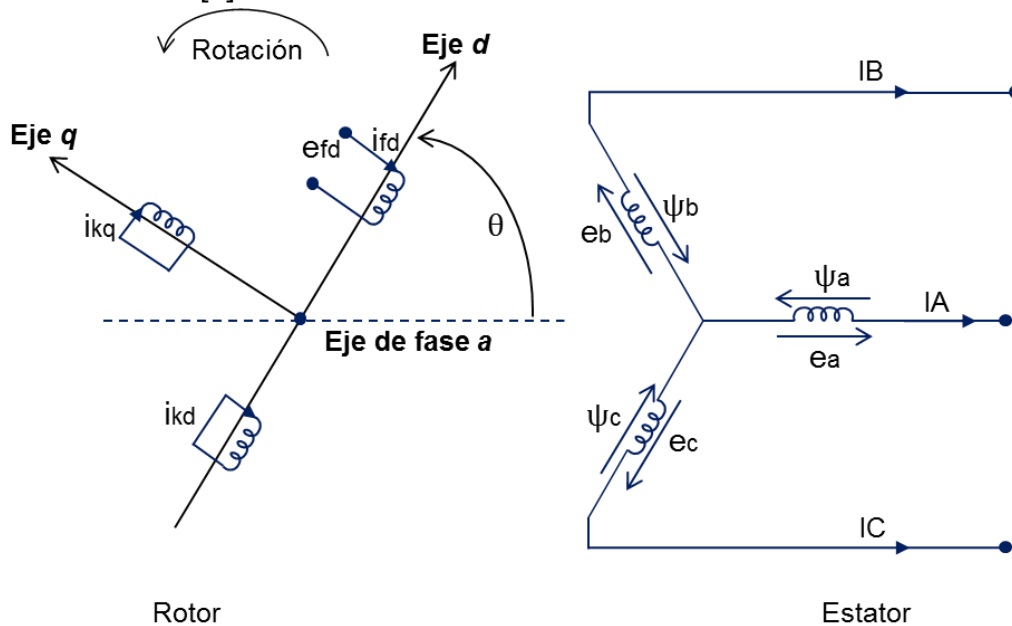


Figura B2. Circuitos equivalentes en estado subtransitorio para L_d'' y L_q'' [9, 11].

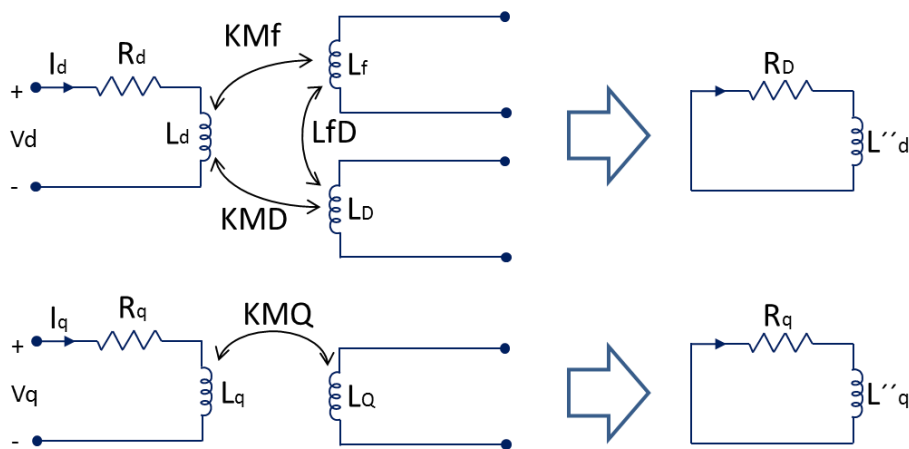


Figura B3. Circuitos equivalentes en estado subtransitorio para L_d'' y L_q'' [9, 11].

$$T'_{do} = \left(L_D - \frac{L_{fD}^2}{L_f} \right) \frac{1}{R_D} \quad (B.1)$$

$$T'_{qo} = \frac{L_Q}{R_Q} \quad (B.2)$$

En el estado subtransitorio se toma en cuenta el efecto de los devanados amortiguadores por lo se deben considerarlos flujos en estos devanados con las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_f \\ \Psi_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & kM_f & kM_D \\ kM_f & L_f & L_{fD} \\ kM_D & L_{fD} & L_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & L_{ad} & L_{ad} \\ L_{ad} & L_f & L_{ad} \\ L_{ad} & L_{ad} & L_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} \quad (B.3)$$

$$\begin{bmatrix} \Psi_q \\ \Psi_g \\ \Psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & kM_g & kM_Q \\ kM_g & L_g & L_{gQ} \\ kM_Q & L_{gQ} & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \\ i_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & L_{aq} & L_{aq} \\ L_{aq} & L_g & L_{aq} \\ L_{aq} & L_{aq} & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (B.4)$$

Las componentes de tensión en el estator de la máquina para el estado subtransitorio se definen como:

$$v_q = -Ri_q + X''_d i_d + e''_q \quad (B.5)$$

$$v_d = -Ri_d + X''_q i_q + e''_d \quad (B.6)$$

Las tensiones proporcionales al enlace de flujo del rotor en el eje q y el eje d están definidas por las siguientes ecuaciones:

$$e''_q = \frac{X''_d - X_l}{X'_d - X_l} e'_q - \frac{X'_d - X''_d}{X'_d - X_l} \Psi_D \quad (B.7)$$

$$e''_d = \frac{X''_q - X_l}{X'_q - X_l} e'_d - \frac{X'_q - X''_q}{X'_q - X_l} \Psi_Q \quad (B.8)$$

Las reactancias subtransitorias X''_d y X''_q están asociadas con las inductancias subtransitorias L''_d y L''_q están definidas por las siguientes ecuaciones:

$$L''_d = L_l + \frac{L_{ad}(L_f - L_{ad})(L_D - L_{ad})}{L_f L_D - L_{ad}^2} \quad (B.9)$$

$$L''_q = L_l + \frac{L_{aq}(L_g - L_{aq})(L_Q - L_{aq})}{L_g L_Q - L_{aq}^2} \quad (B.10)$$

En el estado transitorio, se expresan ecuaciones diferenciales para las tensiones subtransitorias en los ejes d y q respectivamente:

$$\dot{e}'_d = \frac{e_d - (X'_q - \dot{X}''_q) i_q - e_d}{T''_{qo}} \quad (B.11)$$

$$\dot{e}'_q = \frac{e_q + (X'_d - \dot{X}''_d) i_d - e_q}{T''_{do}} \quad (B.12)$$

El modelo subtransitorio describe la máquina por medio de cuatro ecuaciones diferenciales eléctricas y de las ecuaciones del comportamiento dinámico de la máquina síncrona (ecuaciones 2.17 y 2.18):

$$T''_{d0}\dot{E}''_q = E'_q - E''_q + I_d(X'_d - X''_d) \quad (\text{B.13})$$

$$T''_{q0}\dot{E}''_d = E'_d - E''_d - I_q(X'_q - X''_q) \quad (\text{B.14})$$

$$T'_{d0}\dot{E}'_q = E_f - E'_q + I_d(X_d - X'_d) \quad (\text{B.15})$$

$$T'_{q0}\dot{E}'_d = -E'_d - I_q(X_q - X'_q) \quad (\text{B.16})$$

Las ecuaciones (B.13) y (B.14) representan el efecto de los devanados amortiguadores. La potencia eléctrica en el entrehierro de la máquina síncrona se calcula con la ecuación (B.17):

$$P_e = E''_q I_q + E'_d I_d + (X''_d - X'_d) I_d I_q \quad (\text{A.17})$$

Donde:

$(X''_d - X'_d) I_d I_q$ = Representa la componente de potencia debido a la diferencia en la reluctancia que existe desde el eje d y desde el eje q.

ANEXO C: SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN Y ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA

El complemento de la máquina síncrona en un SEP es el sistema de excitación que tiene la función principal de ejercer acciones de control sobre la misma para que pueda mantener sus variables en valores deseados por el operador del SEP. Una de las variables que se desea mantener dentro de límites específicos es la tensión en terminales de la máquina, la cual puede controlarse por medio de acciones de control sobre la tensión aplicada al devanado de campo (E_f), por medio de un regulador automático de tensión AVR (*Automatic Voltage Regulator*); otra variable sobre la cual se tiene control es la potencia reactiva por medio de el estabilizador de sistemas de potencia PSS (*Power System Stabilizer*). Los sistemas de excitación de los generadores mantienen la magnitud de tensión y controlan el flujo de potencia reactiva en el sistema [9, 18].

El sistema de excitación provee corriente directa al devanado de campo de una máquina síncrona. El sistema de excitación lleva acabo funciones de control y protección para el funcionamiento correcto del sistema de potencia por medio del control de tensión de campo y a su vez de la corriente de campo. Las funciones de control de la tensión y la potencia reactiva aseguran los límites de capacidad de la máquina síncrona, para el mejoramiento de la estabilidad del sistema después de la ocurrencia de fallas transitorias [18].

C.1 REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSIÓN

La función del AVR es mantener la magnitud de tensión en terminales de un generador síncrono en un valor establecido. La señal de entrada puede ser proporcional a la velocidad del rotor, frecuencia de salida del generador o la potencia reactiva de salida del generador. El PSS es utilizado en el lazo de control del AVR para ayudar a amortiguar las oscilaciones de potencia en el SEP. El PSS es un elemento diferenciador con elementos correctivos de cambio de fase [9, 18].

Un aumento de la demanda de potencia reactiva ocasiona una caída de la magnitud de tensión de las terminales del generador. La magnitud de tensión es detectada a través de un transformador de potencial en una de las fases de la máquina, es rectificada y comparada con una señal de corriente directa. La señal amplificada de error controla el devanado de campo y aumenta la tensión en terminales del excitador. La corriente del devanado de campo es aumentada, lo cual aumenta la FEM generada. La generación de potencia reactiva aumenta y se alcanza un nuevo equilibrio al mismo tiempo en que se aumenta la tensión en las terminales del generador a un valor establecido.

En un SEP el sistema de control de excitación se encuentra formado por los siguientes elementos principales (figura C1) [9, 18]:

- (1) **Excitador:** provee potencia de corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona, constituyendo la etapa de potencia del sistema de excitación.
- (2) **Regulador:** procesa y amplifica las señales de control a un nivel y de forma apropiada. Incluye la regulación y las funciones de estabilización del sistema de excitación (razón de retroalimentación y compensación de adelanto-retraso).
- (3) **Transductor de tensión en terminales y compensador de carga:** monitorea, rectifica y filtra la tensión en terminales a una cantidad en corriente directa, luego lo compara con la tensión de referencia. La compensación de carga puede utilizarse para mantener la tensión constante de las terminales del generador.
- (4) **Estabilizador de sistemas de potencia (PSS):** provee una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Las señales utilizadas son: la desviación de la velocidad del rotor, potencia de aceleración y la desviación de frecuencia.
- (5) **Circuitos limitadores y de protección:** éstos aseguran que los límites de capacidad del excitador y del generador síncrono no sean excedidos. Las funciones utilizadas son: limitación de la corriente de campo, limitación de excitación máxima, limitación de tensión en terminales, protección de volts por hertz, y limitación de subexcitación, son circuitos distintos y sus señales de salida pueden ser aplicadas al sistema de excitación en varios puntos.

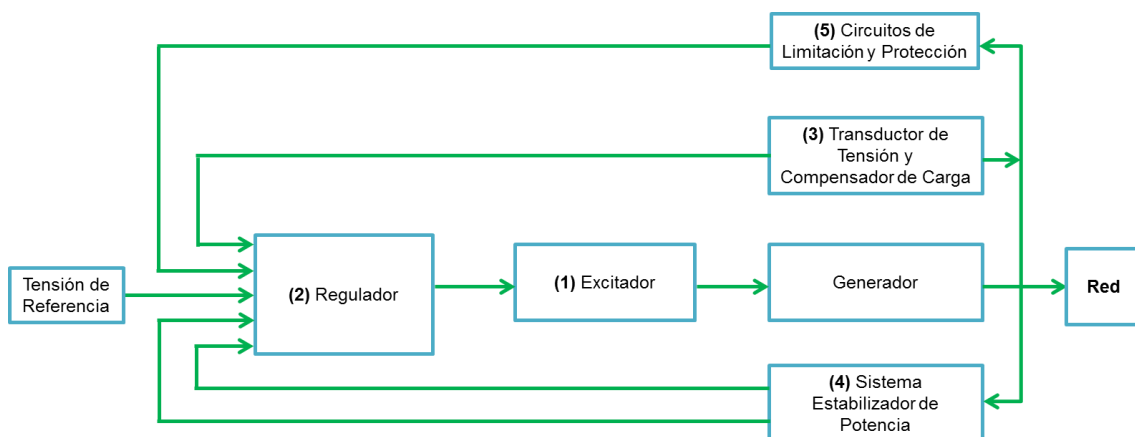


Figura C1. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación [9, 18].

Para los modelos de sistema de excitación del AVR, se toman en cuenta los diferentes tipos de sistema de excitación que se emplean. Los sistemas de excitación pueden ser clasificados de acuerdo con la fuente primaria de potencia de excitación en las siguientes categorías: sistemas de excitación de corriente directa (CD), sistemas de excitación de corriente alterna (CA) o sistemas de excitación estáticos. Los modelos para cada tipo de sistema excitación existente aparecen detallados en la norma del IEEE [18].

C.1.1 SISTEMA DE EXCITACIÓN DE CD

Los dos tipos básicos de excitadores CD existentes corresponden a los de excitación independiente y a los autoexcitados. El diagrama de bloques que permite representar un sistema de excitación CD, de acuerdo a la norma IEEE, se muestra en la figura C2 [18].

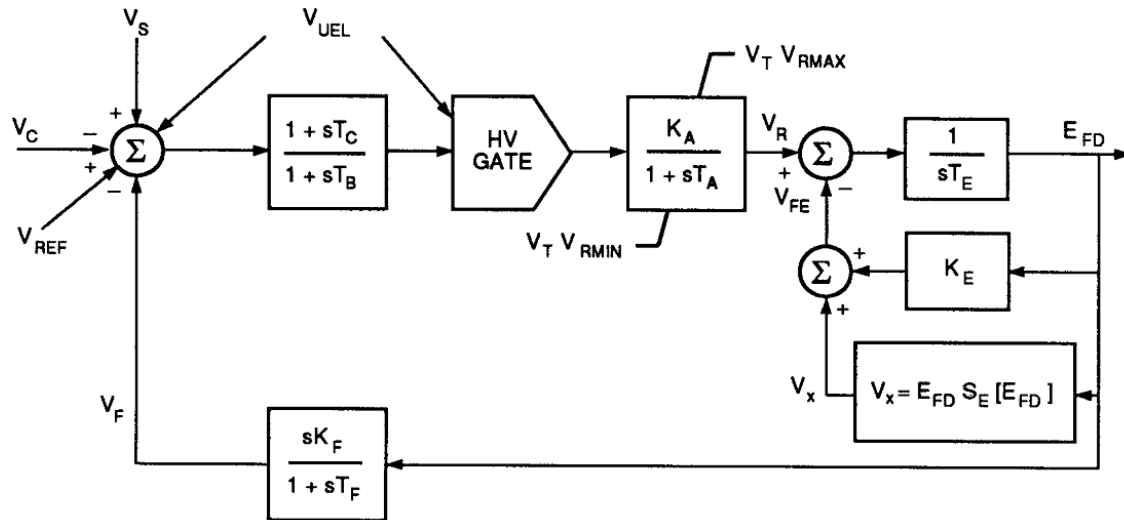


Figura C2. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación de CD (Tipo DC1A) [18].

Se puede observar que la parte correspondiente al regulador se representa por un bloque en atraso de primer orden, cuya ganancia es igual a K_A y con una constante de tiempo T_A .

El bloque representado por la función de transferencia definida por K_F y T_F , correspondiente a la señal de realimentación, representa una señal de estabilización empleada para mejorar el desempeño del sistema de excitación en estado transitorio. En el diagrama de bloques (figura C2), la constante de tiempo del excitador es T_E y la ganancia del lazo de realimentación del mismo es K_E .

C.1.2 SISTEMA DE EXCITACIÓN DE CA

Este tipo de sistema excitación opera por medio de una fuente de tensión alterna trifásica, la cual alimenta un puente rectificador trifásico compuesto de seis diodos. La salida de tensión continua de este tipo de excitadores depende de las características de conmutación del puente rectificador, las cuales se determinan a partir del grado de solapamiento de la corriente por los diodos, ya que cuando un diodo debe empezar a conducir puede darse el caso de que el diodo de la misma fase no haya terminado su proceso de conducción (solapamiento). Por lo anterior, deben incluirse relaciones no lineales que permitan modelar este comportamiento del puente rectificador durante la conmutación. El diagrama de bloques de un sistema de excitación CA se muestra en la figura C3 [18].

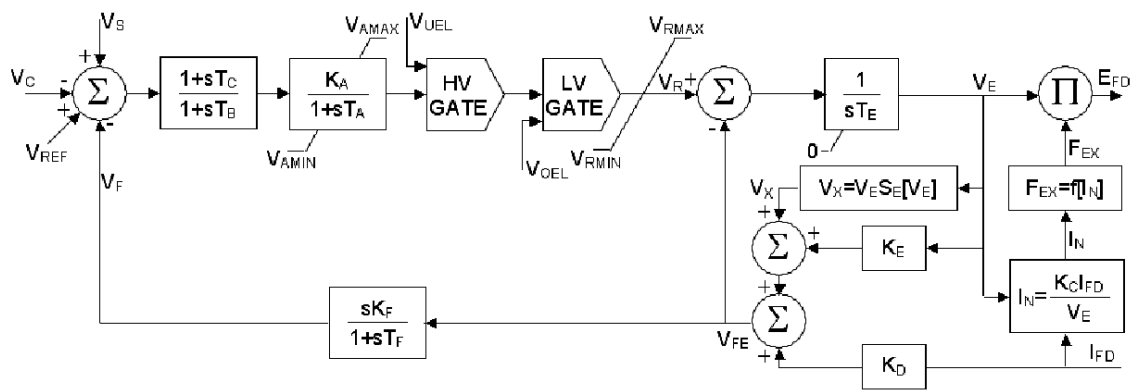


Figura C3. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación de CA (Tipo AC1A) [18].

El bloque K_D se emplea en el modelo del sistema de excitación CA para representar el efecto de desmagnetización de la reacción de armadura sobre el excitador. Los limitadores (figura C3) se utilizan para que la tensión del regulador se mantenga dentro de los límites específicos y para que la tensión de salida del rectificador no esté por debajo de 0 volts. Si llegara a ser negativa la tensión de salida, se aplica una señal con ganancia negativa muy alta y se realimenta de forma que la tensión de excitación no disminuya aún más y se logre mantener en 0 volts.

En el diagrama de bloques la parte correspondiente al excitador, compuesta por los bloques correspondientes a T_E , K_E , S_E y K_D , donde K_D como es un bloque utilizado para modelar el efecto de la reacción de armadura; y en el rectificador se incluyen las características no lineales ocasionadas por el solapamiento que ocurre en el puente de diodos durante el proceso de conmutación, compuesta por los bloques asociados con F_{EX} , I_N .

C.1.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICO

En estos sistemas la fuente encargada de producir la tensión CD es un puente rectificador que emplea tiristores, en los cuales el ángulo de disparo α se fija por medio del regulador de tensión. El diagrama de bloques de un sistema de excitación, de acuerdo a la norma IEEE [18], tiene la estructura general mostrada en la figura C4.

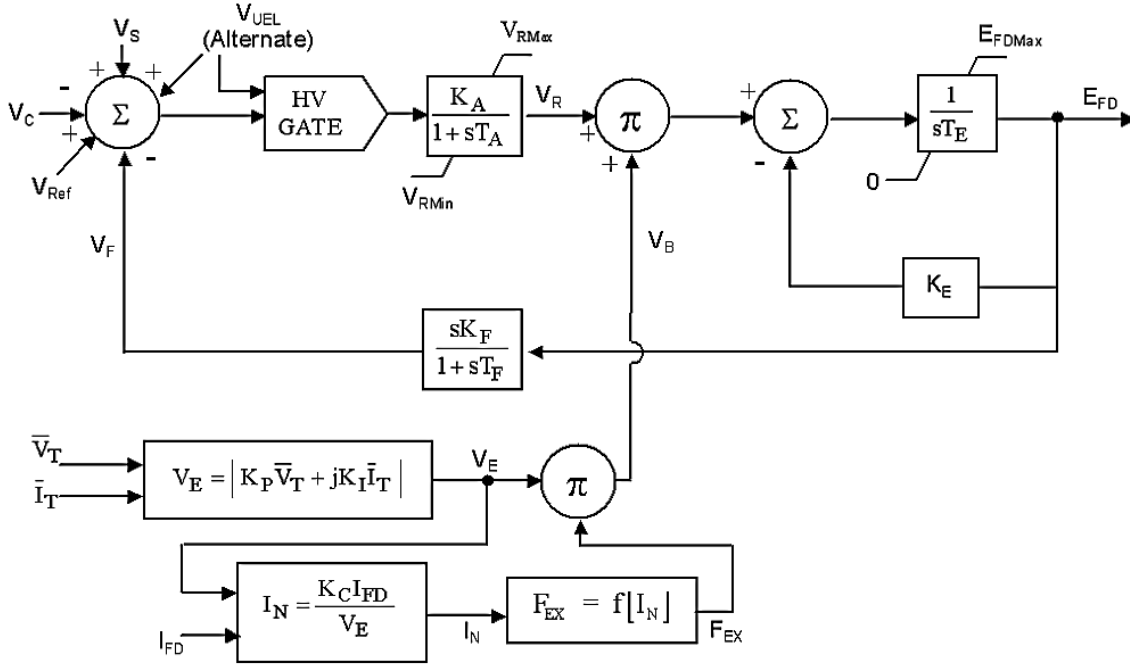


Figura C4. Diagrama de bloques general de un sistema de excitación estático (ST2A) [18].

En la parte superior del diagrama (figura C4) corresponde a la función de transferencia del regulador de tensión y la parte inferior representa la característica estática del rectificador. La tensión de entrada al puente rectificador se determina por constantes proporcionales a la tensión y corriente del estator de la máquina e incluyen el efecto de la compensación de carga. Dentro de la función de transferencia del regulador se modelan los circuitos de disparo de los tiristores por medio de una función de transferencia de primer orden con ganancia K_A y constante de tiempo T_A .

C.2 ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA

Los estabilizadores son dispositivos que constituyen un lazo de control adicional al ARV de una máquina síncrona para aumentar la estabilidad de pequeña señal y transitoria. Cuando la señal de error de tensión (ΔV) que se aplica al sistema de excitación oscila debido a un disturbio eléctrico, el PSS debe adicionar una señal que compense estas oscilaciones y proporcione una componente de amortiguamiento en fase con las desviaciones de velocidad del rotor [9,18].

El PSS opera después de que ocurre un disturbio eléctrico, la señal de error de tensión que se aplica al sistema de excitación se compone de la tensión de referencia, la tensión en terminales de la máquina y la señal del PSS. La señal del PSS provoca que la componente q de la tensión transitoria de la máquina ($\Delta E'_q$) debida a la señal de control del sistema de excitación (ΔE_f), se encuentre en fase con la desviación de velocidad del rotor ($\Delta\omega$), la componente q introduce una componente positiva de torque de amortiguamiento al sistema.

La señal que proporciona el PSS debe de ser mayor en magnitud a la señal de error ΔV y opuesta a la misma para compensar el amortiguamiento negativo introducido por el regulador de tensión. La estructura básica de un PSS consta de tres bloques generales (figura C5):

- ❖ Bloque Compensador de fase: puede estar compuesto de uno o más bloques de primer o segundo orden.
- ❖ Bloque Wash-out: es un filtro pasa altos que permite al PSS responder sólo a los cambios de velocidad
- ❖ Bloque de Ganancia del estabilizador: determina la cantidad de amortiguamiento proporcionado por el PSS.

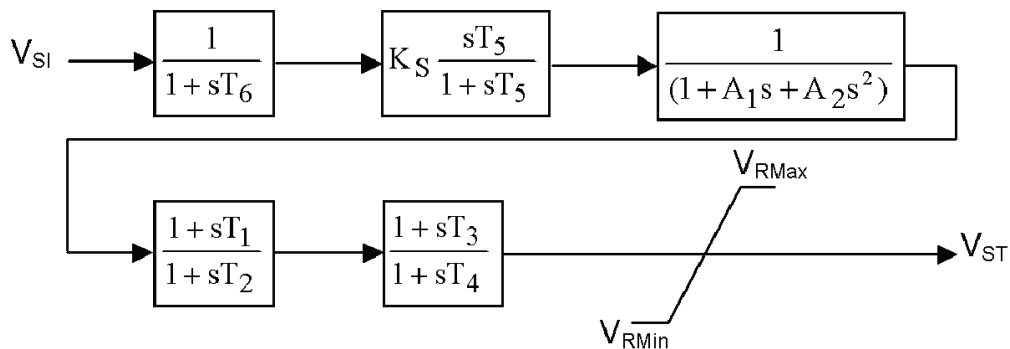


Figura C5. Sistema de excitación estático con AVR y PSS. [9,18].

ANEXO D: SISTEMA DE PRUEBA DE DOS ÁREAS CON SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN Y PSS

El Sistema Eléctrico de Potencia de “Dos Áreas” está formado por 4 generadores, 4 transformadores, 2 elementos de carga y 8 líneas de transmisión. Los parámetros utilizados se muestran en el anexo A.3 y fueron obtenidos de Kundur, P. (1994) [9]. Para el análisis de este sistema se consideró como máquina de referencia el generador 1, el modelo de generadores utilizado fue el subtransitorio. Se incluyen los modelos de sistemas de excitación y de estabilizador de sistemas de potencia. Todos los parámetros están dados en por unidad a una frecuencia de 60 Hz y una potencia base de 100 MVA.

Se aplicó falla trifásica en el nodo 7, liberando ésta al abrir el circuito 1 de las líneas que conectan a los nodos 7 y 8, iniciando la falla en 0.015 segundos y liberándola en 0.02 segundos. El tiempo de estudio fue de 5 segundos. Los resultados obtenidos para el análisis de estabilidad transitoria angular considerando el sistema de excitación y pss son los siguientes.

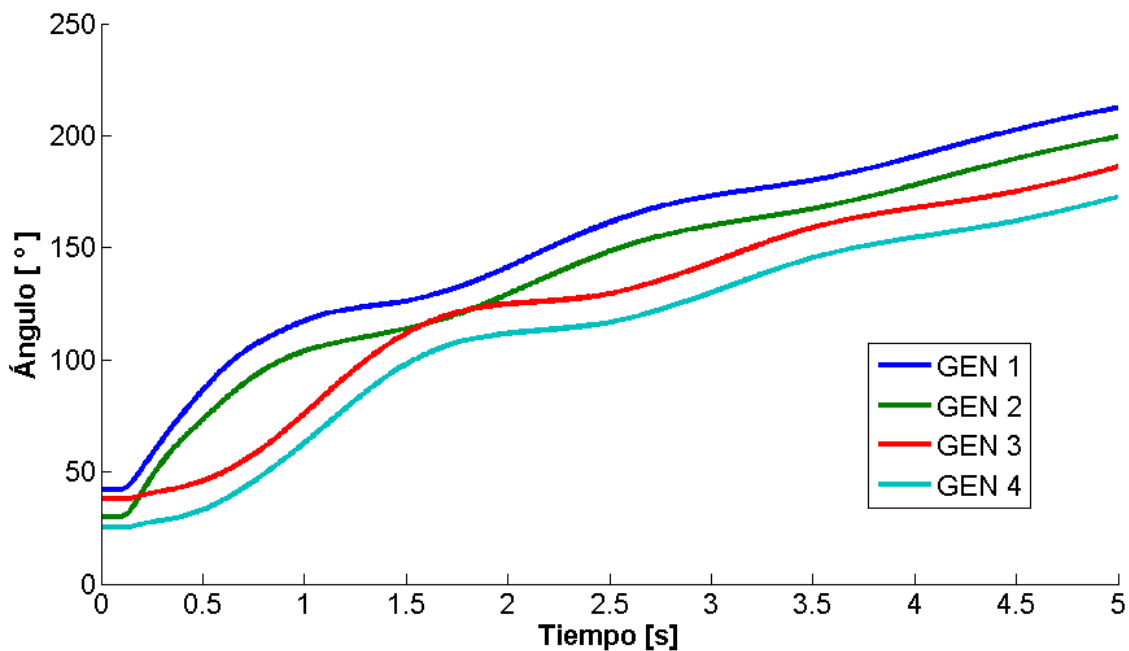


Figura D1. Curvas de oscilación de ángulos absolutos de generadores.

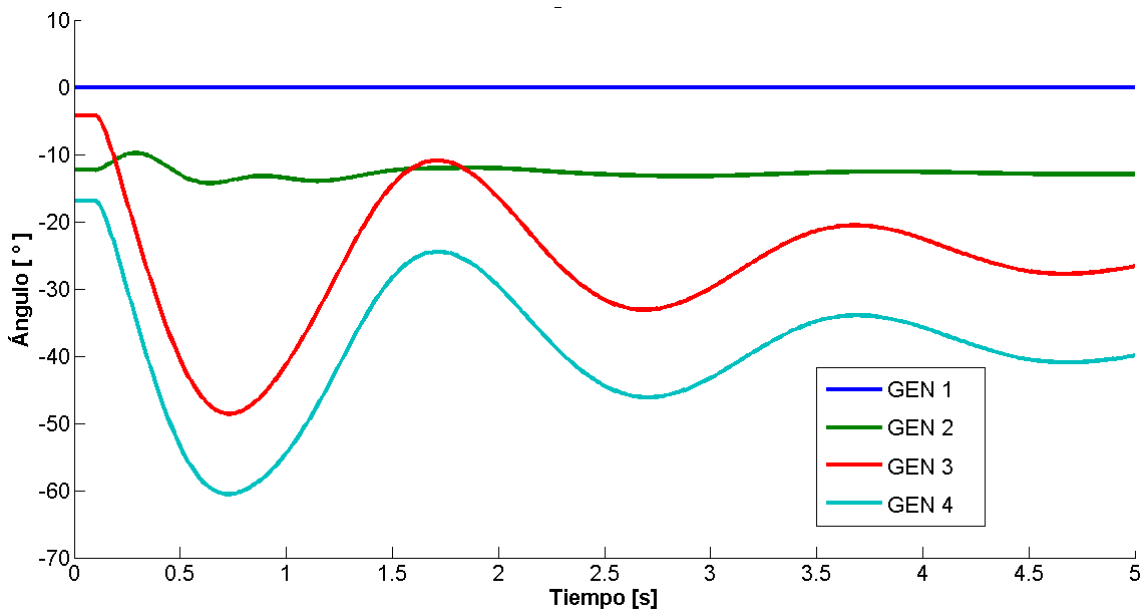


Figura D2. Curvas de oscilación de ángulos relativos de generadores, considerando como máquina de referencia el generador 1.

En las figuras D1 y D2 se observa como las oscilaciones angulares absolutas y relativas respectivamente. Los resultados obtenidos muestran que al incluir modelos de control para el sistema de excitación y modelo para estabilizador de sistemas de potencia se obtiene una respuesta más estable ya que después de liberar la falla de cortocircuito el ángulo de los generadores tienden a alcanzar un valor estable muy cercano al valor inicial. La oscilación que presentan los ángulos de los rotores es de forma amortiguada de manera que no llegan a presentarse más incrementos al transcurrir el tiempo. Las gráficas de las curvas de oscilación indican que las máquinas presentan aceleraciones y desaceleraciones durante la falla de cortocircuito. Durante la condición de post-falla estas aceleraciones son controladas por el sistema de excitación y el pss por lo que se generan menos oscilaciones con magnitudes menores que pueden amortiguarse más rápido lo que permite mantener una mejor estabilidad del SEP.