

EL 67J

**FENOMENOS
DINAMICOS EN REDES
ELECTRICAS**

**Modelamiento y Simulación
de un Sistema Eléctrico de
Potencia en Matlab**

Prof. Luis Vargas

Agosto 2005

INDICE

1. Introducción	3
2. Modelamiento Sistema	4
2.1. Máquinas Sincrónicas	4
2.1.1. Comportamiento Mecánico	4
2.1.2. Modelo Eléctrico	5
2.1.3. Diagrama de Operación de Generador Sincrónico	6
2.2. Regulador Automático de Voltaje (AVR)	7
2.3. Líneas de Transmisión	9
2.4. Transformadores	10
2.5. Cargas	10
2.6. Modelación del sistema Eléctrico	11
2.6.1. Ecuaciones Algebraicas	12
2.6.2. Ecuaciones Dinámicas	14
3. Programa de Simulación	16
3.1. Descripción	16
3.2. Cálculo de Estado Inicial	18
3.1.1. Variables Algebraicas	19
3.1.2. Variables Dinámicas	20
3.3. Cálculo del Estado de Operación del Sistema	22
3.3.1. Cálculo de Variables Dinámicas	22
3.3.2. Cálculo de Variables Algebraicas	22
ANEXO. CODIGOS DE PROGRAMAS	23

1. Introducción

El objetivo de estos apuntes es servir de guía para los alumnos interesados en realizar simulaciones del comportamiento dinámico de los sistemas de potencia en ambiente Matlab.

Se presentan modelos básicos de los principales componentes de un sistema eléctrico utilizados en la simulación de su comportamiento dinámico. Asimismo, se describe el acoplamiento entre las ecuaciones dinámicas y algebraicas, las que relacionan principalmente los flujos de potencia y las ecuaciones diferenciales del sistema.

La modelación se programa en un ambiente Matlab y se muestran los códigos de los programas desarrollados en cada caso.

2. Modelamiento Sistema

1. Máquinas Sincrónicas

Para propósitos de análisis de estabilidad en las máquinas sincrónicas, es conveniente referirse a la posición del rotor con respecto a una referencia sincrónica. Para tal efecto se define el ángulo de rotor δ o ángulo de carga de la máquina como el ángulo entre el eje de cuadratura de la máquina y la referencia sincrónica [1]:

$$\delta = \theta_r - \omega_s t - C \quad (2.1)$$

Donde C es una constante arbitraria, θ_r es la posición del rotor con respecto a una referencia fija y ω_s es la velocidad sincrónica.

2.1.1. Comportamiento Mecánico

En la obtención de las ecuaciones que describen el comportamiento mecánico de las máquinas sincrónicas, se establecen algunos supuestos básicos a saber:

- 1 La potencia mecánica en el eje de la máquina permanece constante.
- 2 Se desprecian las pérdidas rotacionales de la máquina.
- 3 La desviación de la velocidad del rotor ω es pequeña en comparación con la velocidad sincrónica ω_s .

Asumiendo las suposiciones anteriores, la ecuación diferencial que describe el movimiento relativo del eje del rotor respecto de los ejes del campo magnético rotatorio, la que comúnmente es llamada ecuación de oscilación de la máquina, queda expresada por:

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

Donde:

M : Momento Angular

D : Coeficiente de amortiguamiento

P_m : Potencia mecánica en el eje de la máquina (pu)

P_e : Potencia eléctrica (pu)

1 : Frecuencia de la máquina sincrónica
 ω_s : Frecuencia sincrónica

Las ecuaciones diferenciales de primer orden obtenidas de la derivación de la ecuación (2.1) y de (2.2) que en definitiva rigen el comportamiento dinámico de las máquinas sincrónicas son:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.3)$$

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_s) \quad (2.4)$$

2.1.2. Modelo Eléctrico

Del mismo modo que se ha modelado el comportamiento mecánico de la máquina, se hace necesario modelar el comportamiento eléctrico de éstas. Con ese objetivo, las ecuaciones que expresan el efecto transitorio en los ejes directo y de cuadratura en la máquina sincrónica son:

1 Modelo de Efecto Transitorio en eje directo

$$T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} = -E'_q - (X_d - X'_d)I_d + E_{fd} \quad (2.5)$$

2 Modelo de Efecto Transitorio en eje de cuadratura

$$T'_{qo} \frac{dE'_d}{dt} = -E'_d - (X_q - X'_q)I_q \quad (2.6)$$

Finalmente, la relación entre la fuente interna de eje de cuadratura de régimen permanente E_q y el efecto transitorio E'_q , se describe mediante la ecuación (2.7):

$$E_q = E'_q + (X_d - X'_d)I_d \quad (2.7)$$

Donde:

- T'_{do} : Constante de Tiempo asociada al eje directo
- T'_{qo} : Constante de Tiempo asociada al eje de cuadratura
- E'_q : Tensión interna transitoria de eje de cuadratura del generador
- E'_d : Tensión interna transitoria de eje directo de generador
- X_q : Reactancia sincrónica de eje de cuadratura
- X'_q : Reactancia transitoria de eje de cuadratura
- X_d : Reactancia sincrónica de eje directo
- X'_d : Reactancia transitoria de eje directo
- I_q : Corriente de armadura de eje de cuadratura
- I_d : Corriente de armadura de eje directo
- E_{fd} : Tensión de campo del generador

2.1.3. Diagrama de Operación de Generador Sincrónico

Una herramienta importante en el análisis de estados de operación de sistemas eléctricos de potencia la constituye el diagrama de operación del generador, el que representa en el plano PQ los posibles puntos de operación del generador para una tensión de armadura dada. El típico diagrama de operación del generador sincrónico de rotor cilíndrico es mostrado en la figura 2.1, en el cual la región sombreada representa a los puntos de operación permitidos.

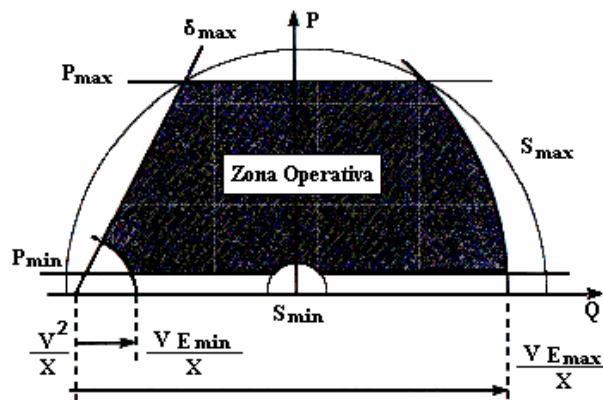


Figura 0.1: Diagrama de Operación del Generador

Los puntos de operación factibles del generador sincrónico dependen de la dimensión y tipo de armado de la máquina (ventilación de los devanados de rotor y estator, saturación del núcleo, tipo de colector, etc.).

La potencia aparente está limitada por el calentamiento de las bobinas de estator, los límites de potencia activa están directamente relacionados con el funcionamiento óptimo de la turbina, y la tensión interna de armadura del generador está limitada por el calentamiento máximo de las bobinas de rotor.

Del diagrama de operación del generador sincrónico se deduce que para una tensión de armadura dada V , para una menor potencia activa se obtiene una mayor reserva de potencia reactiva que puede aportar la máquina sincrónica al sistema.

Este concepto es utilizado en el desarrollo de este trabajo, debido a que en un escenario de inestabilidad de tensión, el voltaje en las barras del sistema eléctrico comienzan a decaer progresivamente producto del déficit de potencia reactiva. Esta caída de tensión está limitada sólo por la potencia reactiva entregada por las unidades generadoras y los equipos de compensación, por lo tanto como medida preventiva es necesario aumentar las reservas de potencia reactiva en las partes vulnerables del sistema para poder resistir en mejores condiciones eventuales contingencias.

Dado que en los sistemas eléctricos de potencia la mayor reserva de potencia reactiva la constituyen las unidades generadoras, se diseña un esquema de control preventivo de inestabilidad de tensión integrado por la compensación estática y el redespacho de potencia activa, garantizando de esta manera la operación segura del sistema.

2. *Regulador Automático de Voltaje (AVR)*

La descripción esquemática de un Regulador Automático de Voltaje (AVR) o sistema de control de excitación, es mostrada en la figura 2.2 [1]:



Figura N° 2.2: Diagrama de Regulador Automático de Voltaje (AVR)

El voltaje del terminal del generador \bar{V} es medido a través de un Transformador de Potencial (TP), el cual es rectificado y filtrado para producir una señal continua proporcional al valor RMS del voltaje AC, esta señal es presentada en el diagrama como V_c .

El voltaje continuo V_c puede ser proporcional a:

$$V_c = \left| \bar{V} \pm (R_c + jX_c) \bar{I} \right|$$

En donde R_c y X_c son la resistencia y reactancia de compensación, respectivamente y \bar{I} es la corriente de estator medida a través del transformador de corriente (TC). Por lo tanto, el signo de la ecuación anterior va a depender del punto que desea controlar, es decir, la tensión continua V_c es calculada con el signo menos si se desea controlar un punto ficticio al interior del generador y se calcula con el signo positivo si el punto a controlar está fuera de los bornes del generador.

Posteriormente la señal V_c es comparada con la tensión de referencia V_o , y la diferencia es procesada por el Regulador, cuyo objetivo es aumentar el nivel de excitación en respuesta a una disminución de V_c o un aumento en la tensión de referencia V_o , o disminuir el nivel de excitación en caso contrario.

El Regulador amplifica la señal de error ($V_o - V_c$) y lo envía de forma adecuada al control del excitador. El excitador es un equipo auxiliar que produce la potencia requerida por la excitación del generador, en voltaje y corriente DC que puede variar rápidamente.

Además actúa en el punto de sumatoria del regulador el Estabilizador de Sistema de Potencia, que es un circuito de compensación que provee un torque de oscilación a través del control de excitación. En condiciones de régimen permanente la salida del estabilizador es nula.

El sistema de control de excitación comprende varios circuitos limitadores:

- 3 El limitador de sobreexcitación que protege el devanado de campo de un sobrecalentamiento debido a la corriente excesiva.
- 4 Limitador de corriente de armadura que previene la excesiva corriente en el devanado de armadura.
- 5 El limitador de sub-excitación que previene la disminución excesiva en la excitación de la máquina que afectaría la estabilidad del generador.

Un modelo simplificado del Regulador Automático de Tensión se muestra en la figura 2.3. Consiste en la comparación de la Tensión en bornes del generador V con una tensión de referencia V_o , la señal de error ingresa al un bloque con ganancia G_e y retardo de primer orden T_e . [2] [4] [6] [7]. Este bloque es conectado en serie con un limitador de Tensión de Campo E_{fd} .

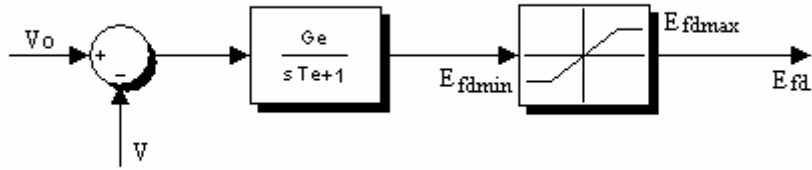


Figura N° 2.3: Modelo simplificado del Regulador Automático de Voltaje (AVR)

En el espacio temporal, la ecuación diferencial que describe el funcionamiento del Regulador Automático de Voltaje es:

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_e} [-E_{fd} + G_e (V_o - V)] \quad (2.8)$$

El limitador asociado al AVR funciona del siguiente modo: Si el valor del Voltaje de campo del generador E_{fd} excede (resp. subyace) un valor máximo E_{fdmax} (resp. E_{fdmin}) por más de τ segundos, el limitador fija el valor de la tensión de campo E_{fd} a su límite respectivo.

3. Líneas de Transmisión

Uno de los modelos más utilizados para representar las líneas de transmisión en un sistema de potencia es el modelo π , que es mostrado en la figura 2.4:

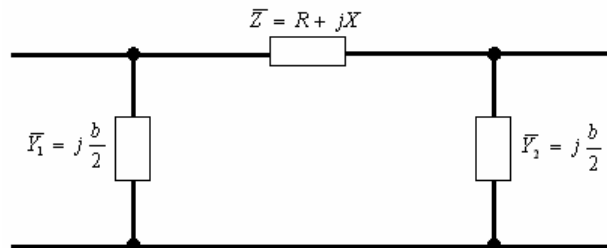


Figura N° 2.4: Modelo π de Líneas de Transmisión

En este modelo R representa la resistencia total, X la reactancia y b la capacidad de la línea. Este modelo se adopta en el presente trabajo.

4. Transformadores

Para el la representación del transformador con cambiador de tap se utiliza el modelo π , el cual es deducido del modelo serie del transformador. Este modelo es presentado en la figura 2.5:

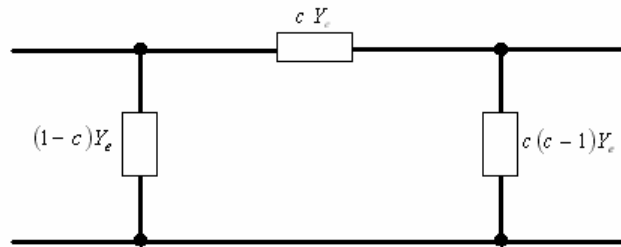


Figura N° 2.5: Modelo de Transformador con Tap.

El parámetro Y_e corresponde a la admitancia del transformador en p.u. y el parámetro c indica la posición del tap.

Para el caso de un transformador con cambio de tap bajo carga OLTC, el mecanismo de acción es el siguiente: cuando la tensión del secundario V_2 se aleja de su referencia V_{20} en una tolerancia ε , el OLTC actúa luego de un tiempo inicial (dead-time) τ_1 . Posteriormente, se produce un cambio $\pm\Delta c$ cada τ_2 segundos siempre que la tensión del secundario siga fuera de la tolerancia de su referencia [6][10].

5. Cargas

Un modelo ampliamente utilizado para representar el comportamiento de las cargas frente a variaciones de tensión y frecuencia en régimen permanente es el modelo de carga exponencial, el cual es expresado en las ecuaciones (2.9) y (2.10). Este modelo caracteriza las sensibilidades de la carga con respecto a la frecuencia y el voltaje [11] [12] [13]:

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \left(\frac{f}{f_o} \right)^{pf} \quad (2.9)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \left(\frac{f}{f_o} \right)^{qf} \quad (2.10)$$

Donde (P_o, Q_o, V_o, f_o) son los valores de la potencia activa, potencia reactiva, voltaje y frecuencia respectivamente antes de una perturbación, y (P, Q, V, f) son los valores de régimen permanente posterior a la perturbación.

Dado que en la práctica un colapso de tensión afecta muy poco a la frecuencia, p_f y q_f se asumen nulas. En consecuencia el modelo utilizado solo considera la sensibilidad con respecto al voltaje [3], lo que queda expresado en las siguientes ecuaciones:

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad (2.11)$$

$$Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (2.12)$$

Los parámetros α y β dependen de la naturaleza de la carga que se desee representar. Valores típicos se muestran en la siguiente tabla [4]:

Tabla N°2.1: Valores típicos de α y β

Tipo de Carga	α	β
Luminaria de Filamentos	1,6	0,0
Lámparas Fluorescente	1,2	3,0
Calefacción	2,0	0,0
Motor de Inducción, media carga	0,2	1,6
Motor de Inducción, carga completa	0,1	0,6
Refinería	1,9	-0,5
Planta de aluminio	1,8	-0,3

6. Modelación del sistema Eléctrico

En esta sección se presenta la modelación del sistema eléctrico de potencia utilizado para efectuar los análisis de estabilidad de voltaje del sistema frente a los esquemas de control diseñados. Básicamente se incorporan los fenómenos dinámicos, asociados principalmente a las unidades generadoras, y los flujos de potencias que determinan la magnitud y ángulo de los voltajes de las barras del sistema. Así, la dinámica se expresa mediante ecuaciones diferenciales y las relaciones de la red mediante ecuaciones algebraicas.

El modelo de sistema resultante es un conjunto de ecuaciones algebraicas y diferenciales acopladas. Las primeras constituyen las ecuaciones correspondientes a las de flujo de potencia, mientras las ecuaciones diferenciales son las que describen el comportamiento dinámico de las unidades generadoras.

Por lo tanto, el sistema eléctrico queda expresado por un conjunto de ecuaciones del tipo:

$$\dot{x} = f(x, y, z, p) \quad (2.13)$$

$$0 = g(x, y, z, p) \quad (2.14)$$

El vector de estado x contiene las variables que representan el estado de los generadores, típicamente ángulos de las máquinas, velocidades, voltaje de armadura interno, voltaje de campo, etc.

Las variables algebraicas están contenidas en el vector y (generalmente magnitud y ángulos de voltajes de las barras del sistema).

El vector z representa las variables de control, mientras el vector p representa las perturbaciones en el sistema.

1. Ecuaciones Algebraicas

Estas ecuaciones corresponden a los flujos de potencia en las distintas barras del sistema, dados por el balance de potencia activa y reactiva. Están dadas por las siguientes ecuaciones que expresan las potencias para una barra particular indicada con el subíndice i :

1 Potencia Activa

La inyección de potencia activa en la barra i es presentada en la ecuación (2.15):

$$(P_{iny})_i = ((P_G)_i - (P_C)_i) \quad (2.15)$$

Donde cada una de las variables de la ecuación (2.15) es calculada como:

$$\begin{aligned}
(P_{iny})_i &= \sum_{h=1}^{NB} V_i V_h (G_{ih} \cos(\theta_i - \theta_h) + B_{ih} \sin(\theta_i - \theta_h)) \\
(P_G)_i &= \frac{(E_q)_i V_i}{(X_d)_i} \sin(\delta_i - \theta_i) + \frac{V_i^2}{2} \left(\frac{1}{(X_q)_i} - \frac{1}{(X_d)_i} \right) \sin 2(\delta_i - \theta_i) \\
(P_C)_i &= P_{oi} \left(\frac{V_i}{V_{oi}} \right)^{\alpha_i}
\end{aligned}$$

Donde:

- $(P_{iny})_i$: Potencia activa inyectada en la barra i.
- $(P_G)_i$: Potencia activa generada en la barra i (si es barra generadora).
- $(P_C)_i$: Potencia activa de carga en barra i.
- G_{ih} : Parte real de componente (i,h) de la matriz de admitancia del sistema.
- B_{ih} : Parte compleja de componente (i,h) de la matriz de admitancia del sistema.
- V_i : Magnitud de voltaje en barra i.
- θ_i : Ángulo de voltaje en barra i.
- δ_i : Angulo de tensión interna del generador en barra i.
- E_{qi} : Magnitud de tensión interna de generador de barra i.
- X_{di} : Reactancia de eje directo de generador en barra i.
- X_{qi} : Reactancia de eje de cuadratura de generador en barra i.
- V_{oi} : Voltaje de carga en barra i (régimen permanente).
- P_{oi} : Potencia Activa de Carga en barra i (régimen permanente).

Notar que cuando hay generador presente en la barra la potencia que inyecta es función de las variables internas E_{qi} , δ_i y los parámetros X_q y X_d .

2 Potencia Reactiva

La inyección de potencia reactiva en la barra i está dada por:

$$(Q_{iny})_i = ((Q_G)_i - (Q_C)_i) \quad (2.16)$$

Donde cada una de las variables de la ecuación (2.16) es calculada como:

$$\begin{aligned}
(Q_{iny})_i &= \sum_{h=1}^{NB} V_i V_h (G_{ih} \sin(\theta_i - \theta_h) - B_{ih} \cos(\theta_i - \theta_h)) \\
(Q_G)_i &= \frac{(E_q)_i V_i}{(X_d)_i} \cos(\delta_i - \theta_i) - V_i^2 \left(\frac{\sin^2(\delta_i - \theta_i)}{(X_q)_i} + \frac{\cos^2(\delta_i - \theta_i)}{(X_d)_i} \right) \\
(Q_C)_i &= Q_{oi} \left(\frac{V_i}{V_{oi}} \right)^{\beta_i}
\end{aligned}$$

Donde:

- $(Q_{iny})_i$: Potencia reactiva inyectada en la barra i
- $(Q_G)_i$: Potencia reactiva generada en la barra i (si es que es barra generadora).
- $(Q_C)_i$: Potencia reactiva de carga en barra i.
- V_{oi} : Voltaje de carga en barra i (régimen permanente).
- Q_{oi} : Potencia Reactiva de Carga en barra i (régimen permanente).

Las ecuaciones anteriores deben cumplirse para todas las barras del sistema, con excepción de la barra libre, es decir, $i = 1..(NB-1)$, donde NB es el número de barras del sistema. Por su parte, a barra libre se le asigna un voltaje y ángulo fijo, por lo que la potencia activa y reactiva inyectada por el generador dispuesto en dicha barra son calculadas como el balance de potencias en la red a través de las fórmulas de P_{iny} y Q_{iny} .

2. Ecuaciones Dinámicas

Como se hizo mención, las ecuaciones dinámicas son las que modelan el comportamiento de las máquinas sincrónicas que corresponden a las ecuaciones (2.3), (2.4) y (2.5). Además, se incorpora a este conjunto la ecuación diferencial del Regulador Automático de Voltaje descrita en la sección 2.2. En resumen, el conjunto de ecuaciones dinámicas para el generador i-ésimo es:

$$\begin{aligned}
\frac{d\delta_i}{dt} &= \omega_i - \omega_s \\
M \frac{d\omega_i}{dt} &= (P_m)_i - (P_e)_i - D_i(\omega_i - \omega_s) \\
T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} &= -E'_{qi} - (X_{di} - X_{di}') I_{di} + E_{fdi} \\
\frac{dE_{fdi}}{dt} &= \frac{1}{T_{ei}} [-E_{fdi} + G_{ei}(V_{oi} - V_i)]
\end{aligned}$$

3. Programa de Simulación

1. Descripción

Para efectos de análisis de operación de sistemas eléctricos de potencia, se hace necesario implementar programas computacionales que incorporen los modelos tanto del sistema eléctrico como de sus componentes, de manera de simular el comportamiento de éste.

Con este objetivo se ha desarrollado un programa, haciendo uso de las herramientas del software Matlab en su versión 5.3. En los siguientes párrafos se detalla el programa diseñado.

El algoritmo utilizado, considera un programa principal que es aquel que administra los tiempos de simulación, las subrutinas y las acciones de control. Las subrutinas implementadas llevan por nombre: Parámetros, Estado Inicial, Contingencia, Estado de operación.

Además se dispone de archivos que proporcionan los parámetros y datos de los componentes del sistema. Estos archivos son: Generadores, Transformadores, Líneas de Transmisión, OLTC, AVR y Cargas.

El funcionamiento del programa diseñado, que está representado en la figura N° 3.1, es el siguiente:

- 1 En la Parte inicial del programa principal es ejecutada la subrutina Parámetros cuyo objetivo es proporcionar los parámetros de los componentes del sistema eléctrico a partir de los archivos mencionados anteriormente y calcular la matriz de admitancia de la red.
- 2 Luego es ejecutada la subrutina Estado Inicial, que es la encargada de calcular los valores iniciales de las variables algebraicas y dinámicas del sistema.
- 3 Posteriormente comienza el proceso iterativo del programa hasta el tiempo final de simulación T_F . Como parte del programa principal, se encuentra integrada la acción del OLTC, en caso de que el sistema de potencia disponga de éste. La acción del OLTC, corresponde al cambio del Tap del transformador que lo incorpore y la posterior modificación de la matriz de admitancia de la red de acuerdo al modelo del OLTC presentado en el capítulo 2.4.
- 4 Siguiendo el proceso, se compara el tiempo de simulación con el tiempo de

contingencia T_C definido en la parte inicial del programa. Si ambos tiempos son iguales se ejecuta la subrutina Contingencia. La ejecución de esta subrutina corresponde a la modificación, en el caso de una contingencia en el sistema de transmisión, de la matriz de admitancia.

- 5 A continuación, y formando parte del programa principal, se verifica la saturación de la tensión de campo de los generadores.
- 6 Luego se calcula el estado del sistema, a través de las ecuaciones algebraicas y dinámicas del sistema detalladas en el capítulo precedente.
- 7 Finalmente se verifica el tiempo de simulación, si este corresponde al tiempo final de simulación, el programa finaliza entregando toda la información de la operación del sistema, o en caso contrario vuelve a la próxima iteración del programa.

Figura N° 3.1: Esquema de Programa de Simulación

2. Cálculo de Estado Inicial

El cálculo del estado inicial del sistema eléctrico está implementado en la subrutina ***Estado Inicial***. El objetivo de esta subrutina es determinar los valores iniciales o de régimen permanente, de las variables dinámicas y algebraicas del sistema eléctrico.

Como se ha hecho mención, las variables algebraicas son las magnitudes y ángulos de los voltajes en las barras del sistema eléctrico, excepto en la barra libre. Por su parte, las variables dinámicas son aquellas que rigen el comportamiento de los generadores, específicamente, la frecuencia de la máquina, el ángulo de carga, tensión interna de eje de cuadratura transitoria y tensión de campo.

1. Variables Algebraicas

La determinación de las variables algebraicas se hace posible resolviendo un flujo de potencia, para lo cual se utiliza el método de Newton-Raphson. En este sentido, es necesario identificar la barra libre y las barras de generación y de cargas. Como datos del flujo de potencia se dispone de la potencia activa generada y las tensiones en las barras generadoras, así como la tensión y ángulo de la barra libre. Por lo tanto, las incógnitas del

flujo de potencia son la magnitud de la tensión en las barras de carga y el ángulo de las tensiones en todas las barras del sistema, sin considerar la barra libre.

Las ecuaciones necesarias para resolver el flujo de potencia son las de balance de potencia activa y reactiva en las barras de carga, y las de balance de potencia activa en el caso de las barras generadoras. Por lo tanto, el sistema de ecuaciones a resolver mediante el método Newton-Raphson para una barra particular i , corresponden a las siguientes:

$$F_1 = (P_{iny})_i - ((P_G)_i - (P_C)_i) \quad i = 1..(NB - 1) \quad (3.1)$$

$$F_2 = (Q_{iny})_j - ((Q_G)_j - (Q_C)_j) \quad j = 1..Nc \quad (3.2)$$

Donde:

- $P_{iny\ i}$: Potencia activa inyectada en la barra i
- P_{Gi} : Potencias activa generada en la barra i en régimen permanente
- P_{Ci} : Potencia activa consumida en barra i en régimen permanente
- $Q_{iny\ j}$: Potencia reactiva inyectada en barra j
- Q_{Gj} : Potencia reactiva generada en barra j en régimen permanente
- Q_{Ci} : Potencia reactiva consumidas en la barra j en régimen permanente
- NB : Número total de barras
- Nc : Número de barras de carga

Las expresiones de las potencias inyectadas en la barra i son:

$$(Q_{iny})_i = \sum_{h=1}^{NB} V_i V_h (G_{ih} \sen(\theta_i - \theta_h) - B_{ih} \cos(\theta_i - \theta_h)) \quad (3.3)$$

$$(P_{iny})_i = \sum_{h=1}^{NB} V_i V_h (G_{ih} \cos(\theta_i - \theta_h) + B_{ih} \sen(\theta_i - \theta_h)) \quad (3.4)$$

2. Variables Dinámicas

Determinadas las variables algebraicas del sistema, es posible calcular el valor inicial o de régimen permanente de las variables dinámicas. Esto se hace igualando las ecuaciones dinámicas a cero, por definición de régimen permanente, entonces se tiene:

$$\dot{x} = 0 \quad (3.5)$$

Por lo que:

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= \omega - \omega_s = 0 \Rightarrow \omega = \omega_s \\ M \frac{d\omega}{dt} &= P_m - P_e - D(\omega - \omega_s) = 0 \Rightarrow P_m = P_e \end{aligned}$$

La tensión interna de eje de cuadratura E_{qi} y el ángulo de carga δ del generador ubicado en la barra i , es calculada de las ecuaciones no lineales correspondientes a las potencias activas y reactivas generadas, tal como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$(P_G)_i = \frac{(E_q)_i V_i}{(X_d)_i} \sin(\delta_i - \theta_i) + \frac{V_i^2}{2} \left(\frac{1}{(X_q)_i} - \frac{1}{(X_d)_i} \right) \sin 2(\delta_i - \theta_i)$$

$$(Q_G)_i = \frac{(E_q)_i V_i}{(X_d)_i} \cos(\delta_i - \theta_i) + V_i^2 \left(\frac{\sin^2(\delta_i - \theta_i)}{(X_q)_i} + \frac{\cos^2(\delta_i - \theta_i)}{(X_d)_i} \right)$$

Por lo tanto la tensión interna de eje de cuadratura de efecto transitorio E_{qi}' es calculada usando la ecuación (2.7), con lo cual se tiene:

$$E_{qi}' = E_{qi} - (X_{di} - X_{di}') I_{di} \quad (3.6)$$

Donde:

$$I_{di} = \frac{E_{qi} - V_i \cos(\delta_i - \theta_i)}{X_{di}}$$

Reemplazando la expresión de I_{di} en la ecuación (3.6) y despejando se obtiene:

$$E_{qi}' = E_{qi} \left(\frac{X_{di}'}{X_{di}} \right) - V_i \cos(\delta_i - \theta_i) \left(\frac{X_{di} - X_{di}'}{X_{di}'} \right) \quad (3.7)$$

Finalmente es necesario determinar el valor del voltaje de referencia del Regulador Automático de Voltaje V_{oi} , tal que se cumpla:

$$\frac{dE_{fdi}}{dt} = \frac{1}{T_{ei}} [-E_{fdi} + G_{ei}(V_{oi} - V_i)] = 0 \Rightarrow V_{oi} = \frac{E_{fdi}}{G_{ei}} + V_i$$

Dado que en condiciones de régimen permanente:

$$T_{doi}' \frac{dE_{qi}'}{dt} = -E_{qi}' - (X_{di} - X_{di}')I_{di} + E_{fdi} = 0 \Rightarrow E_{fdi} = E_{qi}' + (X_{di} - X_{di}')I_{di}$$

Por lo tanto la tensión de referencia V_{oi} tiene la siguiente expresión:

$$V_{oi} = \frac{E_{qi}' + (X_{di} - X_{di}')I_{di}}{G_{ei}} + V_i \quad (3.8)$$

3. Cálculo del Estado de Operación del Sistema

El cálculo del Estado de operación del sistema eléctrico corresponde a determinar el valor de las variables algebraicas y dinámicas del sistema en el instante de simulación de la operación del sistema eléctrico.

1. Cálculo de Variables Dinámicas

Para el cálculo de estas variables se resuelve el sistema de ecuaciones dinámicas de la sección 2.4.2, utilizando el método de *Runge-Kutta-Fehlberg* de cuarto orden disponible

en Matlab. En este caso, se toma como condiciones iniciales los valores de las variables dinámicas calculadas en la iteración anterior.

2. Cálculo de Variables Algebraicas

En el cálculo de estas variables se utiliza una herramienta de Matlab de solución de sistemas de ecuaciones no lineales, constituidas por las ecuaciones (15) y (16) en función de los voltajes de los nodos del sistema. Suponiendo que NB es el número de barras del sistema, la cantidad de ecuaciones no lineales corresponden a $2 \cdot (NB - 1)$, que la constituyen las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva en todas las barras, excepto en la barra libre.

Como condiciones iniciales son consideran los valores de las variables algebraicas calculadas en la iteración anterior y además las variables dinámicas correspondientes a la misma iteración.

ANEXO. CODIGOS DE PROGRAMAS

PROGRAMA PRINCIPAL

```
%Simula la operación de un Sistema Eléctrico de potencia (Variables
Eléctricas y Mecánicas)

format compact;
format short e;
clear;
clc;

%Definición de Variables
global Tf dt tc ws
global Efd Efdper Efdmax
global NB V_bl teta_bl Pg_bl Qg_bl
global yo xo yop yoa saturacion y

NB=23 ; % Número de Barras del Sistema
Parametros; % Subrutina que proporciona los datos del sistema eléctrico

%Inicialización de variables
Tf=200;
dt=0.5;
tc=103;
ws=2*pi*50;
V_bl=1.05;
teta_bl=0;
Pg_bl=zeros(1,2*Tf);
Qg_bl=zeros(1,2*Tf);
y=zeros(1,2*(NB-1));
yop=zeros(1,2*(NB-1));
yo=zeros(1,2*(NB-1));
yoa=zeros(1,2*(NB-1));
xo=zeros(1,4*(Ngen-1));
Efd=zeros(1,(Ngen-1));
Efdper=zeros(1,(Ngen-1));
Efdmax=zeros(1,(Ngen-1));
saturacion=zeros(1,Navr);
taux1=zeros(1,Noltc);
taux2=zeros(1,Noltc);
taux3=zeros(1,Navr);
td=zeros(1,NB-1);

EstadoInicial; %subrutina que calcula el estado inicial del sistema

yoa=yo;
Efdper=xo(4:4:4*(Ngen-1));
Efdmax=1.1*Efdper;
Vref_oltc(1)=yo(6);

iter=0;
for t=0.5:dt:Tf
    %Acción OLTC
    for k=1:Noltc
        for m=1:Nt
            if Bprim_oltc(k)==Bprim_t(m) & Bsec_oltc(k)==Bsec_t(m)
                if abs(yo(Bsec_oltc(k))-Vref_oltc(k))>Eps(k)
```

```

        taux1(k)=taux1(k)+dt;
        taux2(k)=taux2(k)+dt;
        if taux1(k)>=Taul_oltc(k)
        if taux2(k)>=Tau2_oltc(k)
            if (Tap(m)>rmin(k)) & (Tap(m)<rmax(k))
                if
yo(Bsec_oltc(k))<Vref_oltc(k)

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))+Tap(m)*ye(m);

    Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))-(1-
Tap(m))*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

        Tap(m)=Tap(m)-Deltar(k);

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))+(1-
Tap(m))*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

        G=real(Y);
        B=imag(Y);

        taux2(k)=0;
        disp('tap')
    else

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))+Tap(m)*ye(m);

    Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))-(1-
Tap(m))*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

        Tap(m)=Tap(m)+Deltar(k);

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))+(1-
Tap(m))*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

```



```

Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

```

```

G=real(Y);

```

```

B=imag(Y);

```

```

   iaux2(k)=0;
    disp('tap')
end
elseif Tap(m)<=rmin(k)
if yo(Bsec_oltc(k))>Vref_oltc(k)

```

```

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))+Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))-(1-
Tap(m))*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

```

```

Tap(m)=Tap(m)+Deltar(k);

```

```

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))-Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))+(1-
Tap(m))*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

```

```

G=real(Y);

```

```

B=imag(Y);

```

```

   iaux2(k)=0;
    disp('tap')
end
else
if yo(Bsec_oltc(k))<Vref_oltc(k)

```

```

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))+Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))-(1-
Tap(m))*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

```

```

Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)-Tap(m)*ye(m);

```

```

        Tap(m)=Tap(m)-Deltar(k);

Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bsec_t(m))-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bprim_t(m))-Tap(m)*ye(m);

    Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))=Y(Bprim_t(m),Bprim_t(m))+(1-
Tap(m))*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

    Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))=Y(Bsec_t(m),Bsec_t(m))+Tap(m)*(Tap(m)-
1)*ye(m)+Tap(m)*ye(m);

        G=real(Y);

        B=imag(Y);

        taux2(k)=0;
        disp('tap')
    end
end
    end
end
else
    taux1(k)=0;
    taux2(k)=0;
end
end
end
end

%contingencia
if t==tc
    conting;
    disp('Se ha Producido una Contingencia')
end

%Saturación de Campo
for k=1:Navr
    if Efd(k)>Efdmax(k)
        taux3(k)=taux3(k)+dt;
        if taux3(k)>Tau_avr(k)
            saturacion(k)=1;
            Efd(k)=Efdmax(k);
            xo(4*k)=Efdmax(k);
            end
        else
            taux3(k)=0;
        end
    end
end

xop=xo;
yop=yo;

Estado; %Resolución de Sistema de Ecuaciones Dinámicas y Algebraicas

xo=x;
Efd=xo(4:4:4*(Ngen-1));

```

```

yo=y;

%Cálculo de potencias en cada barra

Pc=zeros(1,NB-1);
Qc=zeros(1,NB-1);
Pgen=zeros(1,NB-1);
Qgen=zeros(1,NB-1);
for kk=1:(NB-1)
    Pc(kk)=P(kk)*(yo(kk)/yop(kk))^alfa;
    Qc(kk)=Q(kk)*(yo(kk)/yop(kk))^beta;

    for a=1:(Ngen-1)
        ff=4*a;
        if (kk==Bg(a))
            id=(xo(ff-1)-yo(kk)*cos(xo(ff-3)-yo(kk+NB-1)))/Xdp(a);
            Pgen(kk)=y(kk)*(xo(ff-1)+(Xd(a)-Xdp(a))*id)*sin(xo(ff-3)-yo(kk+NB-1))/Xd(a)+((yo(kk))^2/2)*(1/Xq(a)-1/Xd(a))*sin(2*(xo(ff-3)-yo(kk+NB-1)));
            Qgen(kk)=y(kk)*(xo(ff-1)+(Xd(a)-Xdp(a))*id)*cos(xo(ff-3)-yo(kk+NB-1))/Xd(a)-(yo(kk))^2*((sin(xo(ff-3)-yo(kk+NB-1)))^2/Xq(a)+(cos(xo(ff-3)-yo(kk+NB-1)))^2/Xd(a));
        end
    end
end

iter=iter+1;

%potencias en la barra libre
for pp=1:(NB-1)
    Pg_bl(iter)=Pg_bl(iter)+yo(pp)*V_bl*(G(NB,pp)*cos(-yo(pp+NB-1))+B(NB,pp)*sin(-yo(pp+NB-1)));
    Qg_bl(iter)=Qg_bl(iter)+yo(pp)*V_bl*(G(NB,pp)*sin(-yo(pp+NB-1))-B(NB,pp)*cos(-yo(pp+NB-1)));
end
Pg_bl(iter)=Pg_bl(iter)+(V_bl)^2*G(NB,NB);
Qg_bl(iter)=Qg_bl(iter)-(V_bl)^2*B(NB,NB);

Pcf(iter,:)=Pc;
Qcf(iter,:)=Qc;
Pgenf(iter,:)=Pgen;
Qgenf(iter,:)=Qgen;
xf(iter,:)=xo;
yf(iter,:)=yo;
Tapf(iter,:)=Tap;
saturf(iter,:)=saturacion;
Tap
saturacion
Efd
Efdmax
t
end

disp('El Programa ha Finalizado Exitosamente')

```

```

% Subrutina que proporciona los parámetros de los componentes del
sistema eléctrico y calcula de Matriz de Admitancia (Y)

% Definición de Variables
global P Q G B
global Ngen Nl Nt Ns Nc Navr Noltc
global Bg Bc Pg Vc Xq Xd Xdp D M Tdop
global Bini_lin Bfinal_lin Rlin Xlin Clin
global Bprim_t Bsec_t Rt Xt Tap ye
global Bq
global P Q alfa beta
global Ge Te Tau_avr
global Bprim_oltc Bsec_oltc Vref_oltc Eps Deltar rmin rmax Tau1_oltc
Tau2_oltc

%Inicialización de Variables
aux=zeros(1,2);
aux2=0;
aux3=0;
Ngen=0;
Nl=0;
Nt=0;
Ns=0;
Navr=0;
Nc=0;
Y=zeros(NB);
G=zeros(NB);
B=zeros(NB);

% Generadores
load generadores.txt;
aux=size(generadores);
Ngen=aux(1)+1;
Bg=zeros(1,(Ngen-1));
Pg=zeros(1,(Ngen-1));
Vc=zeros(1,(Ngen-1));
Xq=zeros(1,(Ngen-1));
Xd=zeros(1,(Ngen-1));
Xdp=zeros(1,(Ngen-1));
D=zeros(1,(Ngen-1));
M=zeros(1,(Ngen-1));
Tdop=zeros(1,(Ngen-1));
for k=1:(Ngen-1)
    Bg(k)=generadores(k,1);
    Pg(k)=generadores(k,2);
    Xd(k)=generadores(k,3);
    Xdp(k)=generadores(k,4);
    Xq(k)=generadores(k,5);
    D(k)=generadores(k,6);
    M(k)=generadores(k,7);
    Tdop(k)=generadores(k,8);
    Vc(k)=generadores(k,9);
end

% Lineas de Transmisión
load Lineas_Transmision.txt

```

```

aux=size(Lineas_Transmission);
Nl=aux(1);
Bini_lin=zeros(1,Nl);
Bfinal_lin=zeros(1,Nl);
Rlin=zeros(1,Nl);
Xlin=zeros(1,Nl);
Clin=zeros(1,Nl);
for k=1:Nl
    Bini_lin(k)=Lineas_Transmission(k,1);
    Bfinal_lin(k)=Lineas_Transmission(k,2);
    Rlin(k)=Lineas_Transmission(k,3);
    Xlin(k)=Lineas_Transmission(k,4);
    Clin(k)=2*Lineas_Transmission(k,5);
    Y(Bini_lin(k),Bfinal_lin(k))=Y(Bini_lin(k),Bfinal_lin(k))-
1/(Rlin(k)+j*Xlin(k));
    Y(Bfinal_lin(k),Bini_lin(k))=Y(Bfinal_lin(k),Bini_lin(k))-
1/(Rlin(k)+j*Xlin(k));

Y(Bini_lin(k),Bini_lin(k))=Y(Bini_lin(k),Bini_lin(k))+(j*Clin(k)/2)+1/(
Rlin(k)+j*Xlin(k));
    Y(Bfinal_lin(k),Bfinal_lin(k))=
Y(Bfinal_lin(k),Bfinal_lin(k))+(j*Clin(k)/2)+1/(Rlin(k)+j*Xlin(k));
end

```

%Transformadores

```

load transformadores.txt;
aux=size(transformadores);
Nt=aux(1);
Bprim_t=zeros(1,Nt);
Bsec_t=zeros(1,Nt);
Rt=zeros(1,Nt);
Xt=zeros(1,Nt);
Tap=zeros(1,Nt);
ye=zeros(1,Nt);
for k=1:Nt
    aux2=0;
    Bprim_t(k)=transformadores(k,1);
    Bsec_t(k)=transformadores(k,2);
    if Bprim_t(k)>Bsec_t(k)
        aux2=Bprim_t(k);
        Bprim_t(k)=Bsec_t(k);
        Bsec_t(k)=aux2;
    end
    Rt(k)=transformadores(k,3);
    Xt(k)=transformadores(k,4);
    Tap(k)=transformadores(k,5);
    ye(k)=1/(Rt(k)+j*Xt(k));
    Y(Bprim_t(k),Bsec_t(k))=Y(Bprim_t(k),Bsec_t(k))-Tap(k)*ye(k);
    Y(Bsec_t(k),Bprim_t(k))=Y(Bsec_t(k),Bprim_t(k))-Tap(k)*ye(k);
    Y(Bprim_t(k),Bprim_t(k))=Y(Bprim_t(k),Bprim_t(k))+(1-
Tap(k))*ye(k)+Tap(k)*ye(k);
    Y(Bsec_t(k),Bsec_t(k))=Y(Bsec_t(k),Bsec_t(k))+Tap(k)*(Tap(k)-
1)*ye(k)+Tap(k)*ye(k);
end

```

%Shunts

```

load shunts.txt
aux=size(shunts);
Ns=aux(1);
Bq=zeros(1,Ns);
for k=1:Ns
    Bq(k)=shunts(k,1);
    Y(Bq(k),Bq(k))=Y(Bq(k),Bq(k))+j*shunts(k,2);
end

G=real(Y);
B=imag(Y);

```

```

% Cargas
load cargas.txt
aux=size(cargas);
Nc=aux(1);
P=zeros(1,NB);
Q=zeros(1,NB);
for k=1:Nc
    Bc(k)=cargas(k,1);
    P(cargas(k,1))=cargas(k,2);
    Q(cargas(k,1))=cargas(k,3);
end
alfa=1.5;
beta=1.5;

```

```

%Regulador Automático de Tensión
load avr.txt
aux=size(avr);
Navr=aux(1);
Ge=zeros(1,Navr);
Te=zeros(1,Navr);
Tau_avr=zeros(1,Navr);
for k=1:Navr
    Ge(k)=avr(k,2);
    Te(k)=avr(k,3);
    Tau_avr(k)=avr(k,4);
end

```

```

% Cambiador de tap bajo Carga
load OLTC.txt
aux=size(OLTC);
Noltc=aux(1);
Bprim_oltc=zeros(1,Noltc);
Bsec_oltc=zeros(1,Noltc);
Vref_oltc=zeros(1,Noltc);
Eps=zeros(1,Noltc);
Deltar=zeros(1,Noltc);
rmin=zeros(1,Noltc);
rmax=zeros(1,Noltc);
Tau1_oltc=zeros(1,Noltc);
Tau2_oltc=zeros(1,Noltc);
for k=1:Noltc
    aux3=0;
    Bprim_oltc(k)=OLTC(k,1);
    Bsec_oltc(k)=OLTC(k,2);

```

```

    if Bprim_oltc(k)>Bsec_oltc(k)
        aux3=Bprim_oltc(k);
        Bprim_oltc(k)=Bsec_oltc(k);
        Bsec_oltc(k)=aux3;
    end
    Vref_oltc(k)=OLTC(k,3);
    Eps(k)=OLTC(k,4);
    Deltar(k)=OLTC(k,5);
    rmin(k)=OLTC(k,6);      rmax(k)=OLTC(k,7);
    Tau1_oltc(k)=OLTC(k,8);
    Tau2_oltc(k)=OLTC(k,9);
end

```

```
% Proporción el Estado Inicial del Sistema Eléctrico (Variables
Eléctricas y Mecánicas)

%Iniciación
yo(1:1:(NB-1))=[0.990 1.045 1.030 1.011 0.957 0.973 1.014 1.030 0.951
1.015 1.050 1.021 1.002 1.030 1.026 1.030 1.030 1.008 1.046 1.050
1.050];
yo(NB:1:2*(NB-1))=[0.4925 0.8911 0.3763 0.4679 0.3412 0.3251 0.3093
0.3016 -0.0190 1.0485 0.5001 0.5643 0.4113 0.5491 1.0168 1.0351 0.0890
0.3302 0.3750 0.9504 0.9386];

xo(1:4:4*(Ngen-1))=0;
xo(2:4:4*(Ngen-1))=ws;
xo(3:4:4*(Ngen-1))=1;
xo(4:4:4*(Ngen-1))=1;
Efdmax=5*ones(1,Ngen-1);
iterl=0;
for t=1:dt:100
    %Acción OLTC
    %for k=1:Noltc
    %     for m=1:Nt
    %         if Bprim_oltc(k)==Bprim_t(m) & Bsec_oltc(k)==Bsec_t(m)
    %             if abs(yo(Bsec_oltc(k))-Vref_oltc(k))>Eps(k)
    %                 taux1(k)=taux1(k)+dt;
    %                 taux2(k)=taux2(k)+dt;
    %                 if taux1(k)>=Tau1_oltc(k)
    %                     if taux2(k)>=Tau2_oltc(k)
    %                         if (Tap(m)>rmin(k)) & (Tap(m)<rmax(k))
    %                             if
yo(Bsec_oltc(k))<Vref_oltc(k)
                                Tap(m)=Tap(m)-Deltar(k);
                                taux2(k)=0;
                                disp('tap')
                            else
                                Tap(m)=Tap(m)+Deltar(k);
                                taux2(k)=0;
                                disp('tap')
                            end
                        elseif Tap(m)<=rmin(k)
                            if yo(Bsec_oltc(k))>Vref_oltc(k)
                                Tap(m)=Tap(m)+Deltar(k);
                                taux2(k)=0;
                                disp('tap')
                            end
                        else
                            if yo(Bsec_oltc(k))<Vref_oltc(k)
                                Tap(m)=Tap(m)-Deltar(k);
                                taux2(k)=0;
                                disp('tap')
                            end
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end
    %         end
    %     end
    % end
    %     end
    % end
end
```



```

%      end
%      end
%end

% Saturación de Campo de los Generadores

for k=1:Navr
    if Efd(k)>Efdmax(k)
        taux3(k)=taux3(k)+dt;          if taux3(k)>Tau_avr(k)
            saturacion(k)=1;
            Efd(k)=Efdmax(k);
            xo(4*k)=Efdmax(k);
        end
    else
        taux3(k)=0;
    end
end

%Resolución de Sistema de Ecuaciones Dinámicas y Algebraicas

xop=xo;
[T,x]=ode45('F_din',[t t+dt],xop);
xo=x(length(x),:);
Efd=xo(4:4:4*(Ngen-1));

options=optimset('Display','iter');
yop=yo;
y=fsolve('Estado',yop,options);
yo=y;
yo

iter1=iter1+1;

xf1(iter1,:)=xo;
yf1(iter1,:)=yo;
Tapf1(iter1,:)=Tap;
saturf1(iter1,:)=saturacion;
saturacion
t
end

taux1=zeros(1,Noltc);
taux2=zeros(1,Noltc);
taux3=zeros(1,Navr);
saturacion=zeros(1,Navr);

```

```

%Sistema de Ecuaciones Diferenciales(Ecuaciones del Comportamiento de
los Generadores)

function dx=F_din(t,x)

global yo Tdop saturacion D M
global Xq Xdp Xd Bg ws
global Ngen NB Pg
global Ge ws Vc Vco Te

Id=zeros(1,(Ngen-1));
Iq=zeros(1,(Ngen-1));
Eq=zeros(1,(Ngen-1));
Pe=zeros(1,(Ngen-1));
dx=zeros(4*(Ngen-1),1);

for k=1:(Ngen-1)
    f=4*k;
    Iq(k)=yo(Bg(k))*sin(x(f-3)-yo(Bg(k)+(NB-1))))/Xq(k);
    Id(k)=(x(f-1)-yo(Bg(k))*cos(x(f-3)-yo(Bg(k)+(NB-1))))/Xdp(k);
    Eq(k)=x(f-1)+(Xd(k)-Xdp(k))*Id(k);
    Pe(k)=Eq(k)*yo(Bg(k))*sin(x(f-3)-yo(Bg(k)+(NB-1)))/Xd(k)+(yo(Bg(k)))^2*(1/Xq(k)-1/Xd(k))*sin(2*(x(f-3)-yo(Bg(k)+(NB-1))))/2;

    dx(f-3)=x(f-2)-ws;
    dx(f-2)=(Pg(k)-Pe(k)-D(k)*(x(f-2)-ws))/M(k);
    dx(f-1)=(-x(f-1)-(Xd(k)-Xdp(k))*Id(k)+x(f))/Tdop(k);
    if(saturacion(k)==1)
        dx(f)=0;
    else
        dx(f)=(-x(f)+Ge(k)*(Vco(k)-yo(Bg(k))))/Te(k);
    end
end
end

```

```

% Sistema de Ecuaciones Algebraicas(Ecuaciones de Flujo de Potencia)

function F=F_alg(y)

global NB xo yo Ngen P Q G B Xd Xdp Xq Bg
global V_bl teta_bl yop yoa alfa beta

Piny=zeros(1,(NB-1));
Qiny=zeros(1,(NB-1));
Pgen=zeros(1,(NB-1));
Qgen=zeros(1,(NB-1));
Pc=zeros(1,(NB-1));
Qc=zeros(1,(NB-1));

for k=1:(NB-1)
    for h=1:(NB-1)
        Piny(k)=Piny(k)+y(k)*y(h)*(G(k,h)*cos(y(k+(NB-1))-y(h+(NB-1))))+B(k,h)*sin(y(k+(NB-1))-y(h+(NB-1)));
        Qiny(k)=Qiny(k)+y(k)*y(h)*(G(k,h)*sin(y(k+(NB-1))-y(h+(NB-1)))-B(k,h)*cos(y(k+(NB-1))-y(h+(NB-1))));
    end
    Piny(k)=Piny(k)+y(k)*V_bl*(G(k,NB)*cos(y(k+(NB-1))-teta_bl)+B(k,NB)*sin(y(k+(NB-1))-teta_bl));
    Qiny(k)=Qiny(k)+y(k)*V_bl*(G(k,NB)*sin(y(k+(NB-1))-teta_bl)-B(k,NB)*cos(y(k+(NB-1))-teta_bl));
    Pc(k)=P(k)*(y(k)/yop(k))^alfa;
    Qc(k)=Q(k)*(y(k)/yop(k))^beta;

    for a=1:(Ngen-1)
        f=4*a;
        if (k==Bg(a))
            id=(xo(f-1)-y(k)*cos(xo(f-3)-y(k+NB-1)))/Xdp(a);
            Pgen(k)=y(k)*(xo(f-1)+(Xd(a)-Xdp(a))*id)*sin(xo(f-3)-y(k+(NB-1)))/Xd(a)+((y(k))^2/2)*(1/Xq(a)-1/Xd(a))*sin(2*(xo(f-3)-y(k+(NB-1))));
            Qgen(k)=y(k)*(xo(f-1)+(Xd(a)-Xdp(a))*id)*cos(xo(f-3)-y(k+(NB-1)))/Xd(a)-(y(k))^2*((sin(xo(f-3)-y(k+(NB-1))))^2/Xq(a)+(cos(xo(f-3)-y(k+(NB-1))))^2/Xd(a));
        end
    end
    F(k)=Piny(k)-(Pgen(k)-Pc(k));
    F(k+(NB-1))=Qiny(k)-(Qgen(k)-Qc(k));
end

```

```

%Subrutina que entrega el valor inicial de ls variables del sistema
eléctrico

global NB Ngen Nc Bc Bg Bcc
global Bcc Ncc y yo x xo V V_b1 teta_b1
global Piny Qiny z count Ge

Ncc=(NB-1)-(Ngen-1);
Bcc=zeros(1,Ncc);
zo=zeros(1,((NB-1)+Ncc));
z=zeros(1,((NB-1)+Ncc));
wo=zeros(1,(2*(Ngen-1)));
w=zeros(1,(2*(Ngen-1)));
V=zeros(1,(NB-1));
Vco=zeros(1,(Ngen-1));
Piny=zeros(1,NB-1);
Qiny=zeros(1,NB-1);
Id=zeros(1,(Ngen-1));
for a=1:(Ngen-1)
    V(Bg(a))=Vc(a);
end
count=1;
p=0;
for h=1:Nc
    for hh=1:(Ngen-1)
        if Bc(h)==Bg(hh)
            p=1;
        end
    end
    if p==0
        Bcc(count)=Bc(h);
        count=count+1;
    end
    p=0;
end
zo(1:1:(NB-1))=0;
zo(NB:1:((NB-1)+Ncc))=1;
options=optimset('Display','iter');
z=fsolve('EstadoIn1',zo,options);

yo(1:1:(NB-1))=V;
for k=1:Ncc
    yo(Bcc(k))=z(k+(NB-1));
end
yo(NB:1:(2*(NB-1)))=z(1:1:(NB-1));

wo(1:2:(2*(Ngen-1)))=1;
wo(2:2:(2*(Ngen-1)))=0;
w=fsolve('EstadoIn2',wo,options);

for a=1:(Ngen-1)
    f=4*a;
    ff=2*a;
    xo(f-3)=w(ff);
    Id(a)=(w(ff-1)-yo(Bg(a))*cos(xo(f-3)-yo(Bg(a)+(NB-1))))/Xd(a);
    xo(f-2)=ws;
    xo(f-1)=(w(ff-1)*Xdp(a)/Xd(a)+(Xd(a)-Xdp(a))*yo(Bg(a))*cos(xo(f-3)-

```

```
yo (Bg (a) + (NB-1) ) ) /Xd (a) ;  
  xo (f) =xo (f-1) + (Xd (a) -Xdp (a) ) *Id (a) ;  
  Vco (a) = (xo (f) /Ge (a) ) +yo (Bg (a) ) ;  
end
```

```

% Sistema de Ecuaciones Algebraicas(Ecuaciones de Flujo de Potencia)

function E2=EstadoIn2(w)

global NB xo yo Ngen P Q G B Xd Xdp Xq Bg
global V_bl teta_bl yop alfa beta
global Bcc Ncc yo

Pgen=zeros(1,(NB-1));
Qgen=zeros(1,(NB-1));
Piny=zeros(1,(NB-1));
Qiny=zeros(1,(NB-1));

for a=1:(Ngen-1)
    f=2*a;
    Pgen(a)=yo(Bg(a))*w(f-1)*sin(w(f)-yo(Bg(a)+(NB-1))) /Xd(a)+((yo(Bg(a)))^2/2)*(1/Xq(a)-1/Xd(a))*sin(2*(w(f)-yo(Bg(a)+(NB-1)))));
    Qgen(a)=yo(Bg(a))*w(f-1)*cos(w(f)-yo(Bg(a)+(NB-1))) /Xd(a)-
    (yo(Bg(a)))^2*((sin(w(f)-yo(Bg(a)+(NB-1))))^2/Xq(a)+(cos(w(f)-yo(Bg(a)+(NB-1))))^2/Xd(a));
    for h=1:(NB-1)

        Piny(a)=Piny(a)+yo(Bg(a))*yo(h)*(G(Bg(a),h)*cos(yo(Bg(a)+(NB-1))-yo(h+(NB-1))))+B(Bg(a),h)*sin(yo(Bg(a)+(NB-1))-yo(h+(NB-1))));
        Qiny(a)=Qiny(a)+yo(Bg(a))*yo(h)*(G(Bg(a),h)*sin(yo(Bg(a)+(NB-1))-yo(h+(NB-1))))-B(Bg(a),h)*cos(yo(Bg(a)+(NB-1))-yo(h+(NB-1))));
    end
    Piny(a)=Piny(a)+yo(Bg(a))*V_bl*(G(Bg(a),NB)*cos(yo(Bg(a)+(NB-1))-teta_bl)+B(Bg(a),NB)*sin(yo(Bg(a)+(NB-1))-teta_bl));
    Qiny(a)=Qiny(a)+yo(Bg(a))*V_bl*(G(Bg(a),NB)*sin(yo(Bg(a)+(NB-1))-teta_bl)-B(Bg(a),NB)*cos(yo(Bg(a)+(NB-1))-teta_bl));
    E2(f-1)=Piny(a)-(Pgen(a)-P(Bg(a)));
    E2(f)=Qiny(a)-(Qgen(a)-Q(Bg(a)));
end

```

```

% Sistema de Ecuaciones Algebraicas(Ecuaciones de Flujo de Potencia)

function E=EstadoIn1(z)

global NB xo yo Ngen P Q G B Xd Xdp Xq Bg Pg
global V_bl teta_bl yop alfa beta
global Bcc Ncc V_y Piny Qiny

Piny=zeros(1,(NB-1));
Qiny=zeros(1,(NB-1));
Pgen=zeros(1,(NB-1));
E=zeros(1,(Ncc+(NB-1)));

pp1=0;
pp2=0;
bc1=0;
bc2=0;
for k=1:(NB-1)
    pp1=0;
    for h=1:(NB-1)
        pp2=0;
        for d=1:Ncc
            if k==Bcc(d)
                pp1=1;
                bc1=d;
            end
            if h==Bcc(d)
                pp2=1;
                bc2=d;
            end
        end
        if pp1==1
            if pp2==1
                Piny(k)=Piny(k)+z(bc1+(NB-1))*z(bc2+(NB-1))*(G(k,h)*cos(z(k)-z(h))+B(k,h)*sin(z(k)-z(h)));
                Qiny(k)=Qiny(k)+z(bc1+(NB-1))*z(bc2+(NB-1))*(G(k,h)*sin(z(k)-z(h))-B(k,h)*cos(z(k)-z(h)));
            else
                Piny(k)=Piny(k)+z(bc1+(NB-1))*V(h)*(G(k,h)*cos(z(k)-z(h))+B(k,h)*sin(z(k)-z(h)));
                Qiny(k)=Qiny(k)+z(bc1+(NB-1))*V(h)*(G(k,h)*sin(z(k)-z(h))-B(k,h)*cos(z(k)-z(h)));
            end
        else
            if pp2==1
                Piny(k)=Piny(k)+V(k)*z(bc2+(NB-1))*(G(k,h)*cos(z(k)-z(h))+B(k,h)*sin(z(k)-z(h)));
                Qiny(k)=Qiny(k)+V(k)*z(bc2+(NB-1))*(G(k,h)*sin(z(k)-z(h))-B(k,h)*cos(z(k)-z(h)));
            else
                Piny(k)=Piny(k)+V(k)*V(h)*(G(k,h)*cos(z(k)-z(h))+B(k,h)*sin(z(k)-z(h)));
                Qiny(k)=Qiny(k)+V(k)*V(h)*(G(k,h)*sin(z(k)-z(h))-B(k,h)*cos(z(k)-z(h)));
            end
        end
    end
end
end

```

```

    if pp1==1
        Piny(k)=Piny(k)+z (bc1+(NB-1) ) *V_bl* (G(k,NB) *cos (z (k) -
teta_bl)+B(k,NB) *sin (z (k) -teta_bl) ) ;
        Qiny(k)=Qiny(k)+z (bc1+(NB-1) ) *V_bl* (G(k,NB) *sin (z (k) -teta_bl) -
B(k,NB) *cos (z (k) -teta_bl) ) ;
    else
        Piny(k)=Piny(k)+V(k) *V_bl* (G(k,NB) *cos (z (k) -
teta_bl)+B(k,NB) *sin (z (k) -teta_bl) ) ;
        Qiny(k)=Qiny(k)+V(k) *V_bl* (G(k,NB) *sin (z (k) -teta_bl) -
B(k,NB) *cos (z (k) -teta_bl) ) ;
    end
    for a=1:(Ngen-1)
        if k==Bg(a)
            Pgen(k)=Pg(a) ;
        end
    end
    E(k)=Piny(k) - (Pgen(k) -P(k) ) ;
    for p=1:Ncc
        if k==Bcc(p)
            E((NB-1)+p)=Qiny(k) + (Q(k) ) ;
        end
    end
end
end

```



```
%Subrutina que entrega el estado del sistema eléctrico
```

```
global NB Ngen Nc Bc Bg Bcc  
global Bcc Ncc y x V V_b1 teta_b1  
global xop yop Vco
```

```
xop=xo;  
[T,x]=ode45('F_din',[t t+dt],xop);  
xo=x(length(x),:);  
x=xo;
```

```
%options=optimset('Display','off');  
yop=yo;  
y=fsolve('F_alg',yop)
```

```

% Modifica la Matriz de Admitancia Producida por Contingencia Simple
en el Sistema de Transmisión

global Bini_cont Bfinal_cont

%Inicialización
Bini_cont=0;
Bfinal_cont=0;

load contingencia.txt
Bini_cont=contingencia(1,1);
Bfinal_cont=contingencia(1,2);
R_cont=contingencia(1,3);
X_cont=contingencia(1,4);
C_cont=2*contingencia(1,5);

Y(Bini_cont,Bfinal_cont)=Y(Bini_cont,Bfinal_cont)+1/(R_cont+j*X_cont);
Y(Bfinal_cont,Bini_cont)=Y(Bfinal_cont,Bini_cont)+1/(R_cont+j*X_cont);
Y(Bini_cont,Bini_cont)=Y(Bini_cont,Bini_cont)-
((j*C_cont/2)+1/(R_cont+j*X_cont));
Y(Bfinal_cont,Bfinal_cont)=Y(Bfinal_cont,Bfinal_cont)-
((j*C_cont/2)+1/(R_cont+j*X_cont));

G=real(Y);
B=imag(Y);

```