

FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



“ESTABILIDAD DE TRANSITORIOS
ELECTROMAGNETICOS”

PRESENTADO POR: FABIAN CALDERON,
Gerson Christian

ASIGNATURA: Sistemas Eléctricos de
Potencia II

DOCENTE: COLONIO LLACUA, Joel

HUANCAYO – PERÚ
2019

ÍNDICE

GENERALIDADES DE LA ESTABILIDAD DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS

1. DEFINICION.....	3
2. ELEMENTOS QUE INTEGRAN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.....	3
3. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.....	4
3.1 PROTECCIÓN CON RELEVADORES.....	4
3.1.1 PROTECCIÓN PRIMARIA (P.P.)	4
3.1.2 PROTECCIÓN DE RESPALDO (P. R.)	4

DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO PERUANO

1. ORGANISMOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA ELECTRICO PERUANO.....	5
---	---

CALCULO BASICO DE PARAMETROS DE LINEA

1. CONCEPTO.....	6
2. PARÁMETROS LONGITUDINALES.	6
2.1 RESISTENCIA.....	6
2.2 INDUCTANCIA.....	6
3. PARÁMETROS TRANSVERSALES.....	7
3.1 CAPACITANCIA.....	7
3.2 CONDUCTANCIA.....	7

REDES EQUIVALENTES PARA SISTEMAS ELECTRICOS DESBALANCEADOS

1. CONCEPTO.....	7
2. CIRCUITOS DE SECUENCIA DIRECTA E INVERSA.....	8
1. CIRCUITO DE SECUENCIA HOMOPOLAR.....	8

CALCULO DE LA INDUCTANCIA Y CAPACITANCIA DE SECUENCIA CERO EN LINEAS DE TRANSMISION

1. RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA.....	9
2. REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA.....	9
3. LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORTA TRIFÁSICA.....	10

BIBLIOGRAFIA

GENERALIDADES DE LA ESTABILIDAD DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS

Introducción General al Concepto de Estabilidad de un Sistema Eléctrico

La operación de un Sistema Eléctrico de Potencia (abreviado como SEP), incluye la interacción de tres subsistemas: Fuentes de Potencia Activa (P) y de Potencia Reactiva (Q); Cargas o Consumos conectados en los distintos puntos; Red de Conexión entre los sistemas de generación y los centros de consumo.

Al ocurrir perturbaciones en la operación, tales como desconexión imprevista de unidades generadoras o circuitos de transmisión, se pierde el equilibrio generación-consumo. El concepto de estabilidad refleja la aptitud que después de ocurrida una perturbación el sistema se recupere a una nueva posición de equilibrio.

En términos generales la estabilidad se puede clasificar en Estabilidad Angular y en Estabilidad de Tensión.

La Estabilidad Angular se relaciona con la aptitud de un Sistema Eléctrico de Potencia para que las máquinas sincrónicas mantengan su sincronismo al no haber perturbaciones y se recuperen hacia una posición de equilibrio después de ser sometido a cualquier perturbación. El concepto de sincronismo significa que la diferencia angular entre los ejes eléctricos de los rotores de las máquinas sincrónicas tiende a un valor constante, después de eliminada la perturbación, así como que la frecuencia alcanza un valor constante después de un período oscilatorio amortiguado.

La Estabilidad de Tensión se relaciona con la aptitud de un Sistema Eléctrico de Potencia de mantener valores estacionarios aceptables de tensión en todos los puntos del sistema, lo que significa que existe un adecuado balance entre la potencia reactiva consumida y la generada.

En la Figura N°1, se muestra en forma esquemática la clasificación de la estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia. En la Figura N° 2 se esquematiza las funciones de control y los correspondientes tiempos de acción requeridos.

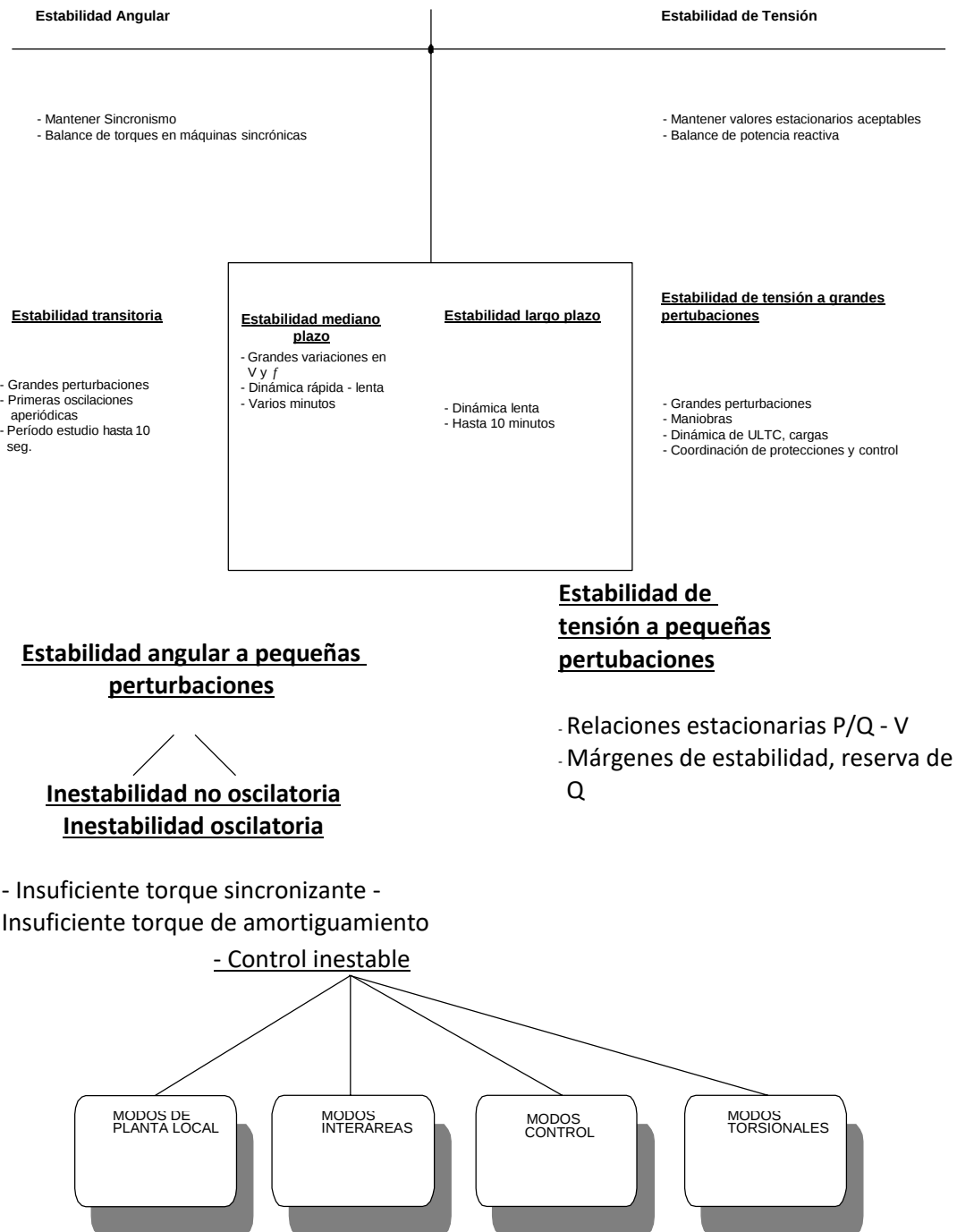
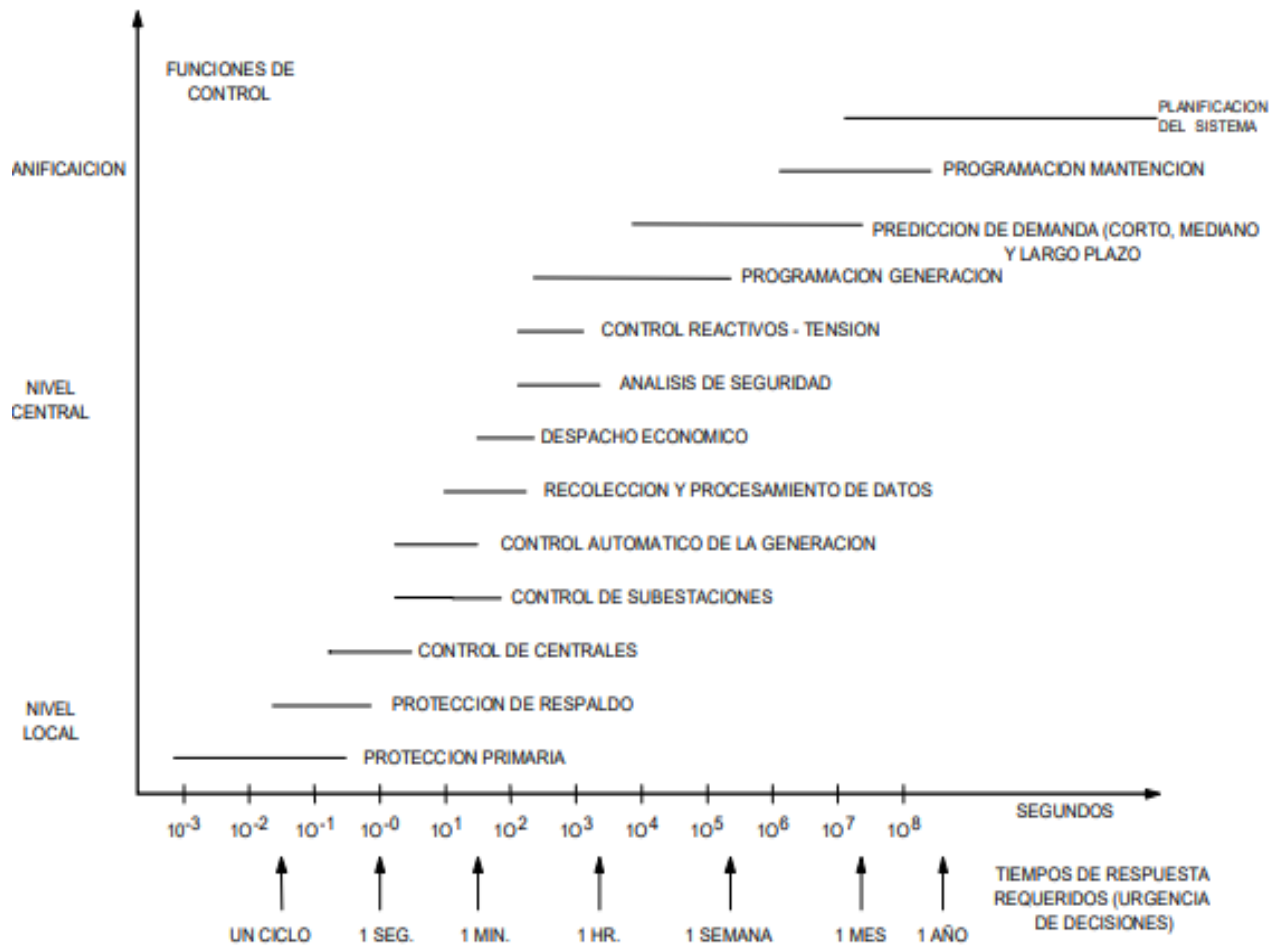


Figura N° 1. Clasificación de la Estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia

Figura N° 2.



Estabilidad angular de un sistema eléctrico

La estabilidad angular de un Sistema Eléctrico de Potencia refleja la aptitud que las máquinas sincrónicas de éste se mantengan en sincronismo al no haber perturbaciones y se recuperen a una posición de equilibrio después de ser sometido a una de ellas.

Se hace la distinción entre **Estabilidad Permanente** y **Estabilidad Transitoria**. Como Estabilidad Permanente normalmente se entiende la habilidad del SEP de amortiguar adecuadamente las oscilaciones electromecánicas que ocurren después de ocurrida una perturbación tal como una variación importante de carga o de generación conectada, que puede deberse a una condición previsible dentro de la operación normal o debido a una contingencia que no corresponde a una falla en la red eléctrica propiamente tal, como es el caso de un cortocircuito. Para el análisis normalmente se usan métodos de cálculo de autovalores y autovectores, linealizando las ecuaciones diferenciales que describen al SEP respecto a un determinado punto de operación.

La estabilidad transitoria se relaciona con el comportamiento del SEP frente a un cambio brusco en las condiciones de la red eléctrica como es el caso de un cortocircuito. Para su análisis uno de los métodos generalmente usado consiste en determinar la evolución del rotor de cada máquina mediante una integración paso a paso de las ecuaciones diferenciales no lineales del sistema. Si las diferencias de los ángulos tienden a hacerse constantes después de algunos ciclos de despejada la falla, se diagnostica que el sistema es estable. La evolución del sistema eléctrico de potencia queda enteramente definida por los parámetros eléctricos de la red, los parámetros eléctricos y mecánicos de las máquinas y la condición relativa de éstos (ángulos y velocidades) en el instante en que se elimina la perturbación.

Oscilación de Máquinas Sincrónicas

En términos generales, la ecuación de oscilación de una máquina síncrona es:

$$T_M \dot{H} T_E \dot{T} J \frac{d^2 \gamma}{dt^2} \quad \text{b} \quad P_a \dot{T} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} \dot{T} P_M \dot{H} P_E$$

en que, T_M y P_M son el torque y la potencia mecánica desarrollados por la turbina de accionamiento del generador, T_E y P_E son el torque y la potencia electromagnética desarrollados por el generador y M es la constante de aceleración angular relacionada con el momento de inercia J de las partes rotatorias, la constante de inercia H , y la frecuencia f del sistema a través de las expresiones:

$$M \dot{T} \frac{J \dot{H}}{p} \dot{T} \frac{MVA_{nom} \cdot H}{Jf} ; H = \frac{\text{Energía cinética a vel. síncrona (Joules)}}{MVA \text{ nominales máquina}}$$

p es el número de pares de polos tal que a continuación se esquematiza: $p \times p_g$

[°
eléc
cos]
que
corres
ponde
a lo

Después de la perturbación inicial el Sistema Eléctrico de Potencia se puede “quebrar” de 2 maneras típicas:

1º Pérdida de sincronismo e inestabilidad, con período de interés entre 1 a 10 segundos (se “pueden” usar programas convencionales de Estabilidad Transitoria que simulen efectos transitorios electromecánicos rápidos).

2º Alternativamente el sistema puede permanecer intacto con acción de gobernadores que restauran el equilibrio Generación-Carga, estabilizando la frecuencia en un nuevo valor, pero pueden originarse tensiones muy bajas, por insuficiencia de potencia reactiva. En estas condiciones el sistema queda muy vulnerable a otras perturbaciones, pudiendo ocurrir desconexiones adicionales en un período de minutos.

Para analizar la estabilidad permanente comúnmente se linealiza las ecuaciones del sistema en torno al punto de operación y se utilizan técnicas de análisis de sistemas lineales.

Para analizar la estabilidad transitoria comúnmente se calcula la evolución del ángulo del rotor de cada máquina, mediante una integración paso a paso de las ecuaciones diferenciales no lineales del sistema. Se diagnostica que el sistema es estable si los ángulos de todas las máquinas convergen en un momento dado.

La evolución del sistema eléctrico de potencia en el tiempo queda enteramente definida por la condición inicial, los parámetros eléctricos de la red, los parámetros eléctricos y mecánicos de las máquinas y la condición relativa de estos (ángulos y velocidades) en el instante en que se elimina la perturbación. Esto ha llevado a la búsqueda de modelos matemáticos para diagnosticar la estabilidad del sistema.

Simulaciones en el dominio del tiempo para estudiar la estabilidad transitoria

El estudio de la estabilidad transitoria del sistema debe ser hecho en función de las diferencias de ángulos (de cada máquina respecto a una elegida como referencia). Lo que en realidad interesa es el movimiento estable del conjunto de máquinas, antes que comiencen a actuar los reguladores de velocidad que finalmente ubican al sistema en su nivel de operación permanente a frecuencia nominal. Este movimiento estable se logra si las diferencias de los ángulos se mantienen constantes o casi constantes, aun cuando las velocidades sean diferentes a la velocidad sincrónica y las aceleraciones sean distintas de cero.

En resumen, puede distinguirse cuatro variantes de estabilidad transitoria:

- I. Estabilidad asintótica de n máquinas, tomadas por separado, que retornan al sincronismo después de eliminar la perturbación.
- II. Estabilidad simple de n máquinas, tomadas por separado, que oscilan levemente en torno a la condición de sincronismo.
- III. Estabilidad asintótica del conjunto de n máquinas, en que todas las máquinas se sincronizan a una frecuencia que puede ser distinta de la nominal.
- IV. Estabilidad simple del conjunto de n máquinas.

Para efectuar las simulaciones numéricas se deben distinguir las siguientes dos etapas:

Etapas 1 Evolución del Sistema Eléctrico de Potencia desde la ocurrencia hasta la eliminación de la perturbación,

Etapas 2 Evolución a partir de la eliminación de la perturbación y teóricamente hasta un tiempo infinitamente grande.

En los métodos de simulación numérica se integran las ecuaciones diferenciales no lineales, por medio de métodos paso a paso derivados de la serie de Taylor, obteniéndose, $\delta_i(t)$ para las máquinas (Método de Runge-Kutta de 4º orden; Método de Integración Trapezoidal, etc.).

El modelo clásico asume lo siguiente:

- Cada Generador es representado por una tensión de magnitud constante tras la reactancia transitoria X_d' . No se considera la respuesta del circuito de campo y del sistema de excitación, ni de los reguladores de tensión. La tensión constante es la evaluada en el periodo previo a la perturbación.
- Potencia mecánica constante lo que significa que se excluye la acción de reguladores de velocidad y la respuesta dinámica hidráulica o térmica.
- Cargas representadas por impedancias constantes al igual que la red.
- Coeficientes de inercia aproximadamente constante, asumiendo cambios de velocidad no considerables.
- Potencia de amortiguación proporcional a la velocidad de deslizamiento.

Ecuaciones del Sistema Multimáquinas

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i$$

$$M_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_{m_i} - E_i^2 G_{ii} - E_i \sum_{j=1}^n E_j \cos(\delta_{ij}) Y_{ij} \quad (10-3)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

En estas ecuaciones los M_i representan los coeficientes de inercia de las máquinas y los D_i representan los coeficientes de amortiguamiento. Las velocidades angulares y potencias mecánicas de cada máquina se denotan por ω_i y P_{m_i} respectivamente. Los E_i denotan a las tensiones internas de las máquinas; los Y_{ij} y los δ_{ij} corresponden a la magnitud y ángulo de las admitancias entre las máquinas. Los δ_{ij} representan la diferencia angular entre las posiciones de los ejes eléctricos de las máquinas i y j .

Se debe recalcar que la estabilidad transitoria no es un concepto absoluto, ya que no es válido decir que determinado tiene esta aptitud. En efecto, la existencia o no de estabilidad transitoria depende de los siguientes factores

- Tipo de falla y ubicación
- Condiciones operacionales previas a la falla
- Respuesta de los esquemas de protección y control

En las figuras siguientes se muestra cualitativamente dos tipos de resultados para la evolución de los ángulos en función del tiempo, correspondientes a una caso inestable y a otro estable.

Figura 10.4 Caso inestable

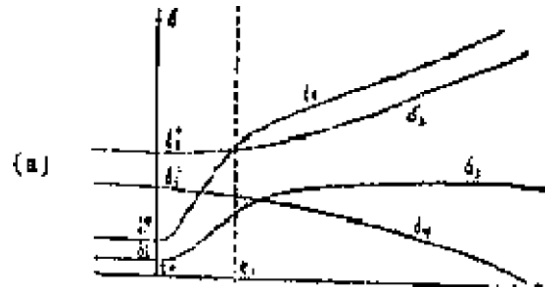
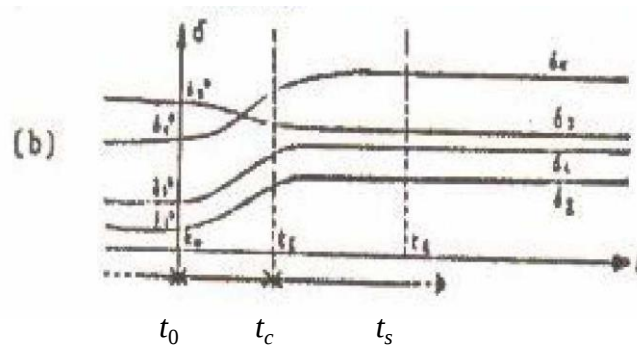


Figura 10.5 Caso Asintóticamente Estable



10.2.1 Métodos Directos para análisis de estabilidad transitoria

Estos métodos están orientados a diagnosticar si el sistema es estable o no, sin conocer en detalle la evolución de las variables del Sistema Eléctrico de Potencia; (Integral de la Energía a; Agrupación Dinámica mediante Equivalentes; Cambio de la Energía a Cinética; 2º Método Directo de Liapunov, etc.)

Uno de los métodos directos más sencillos para verificar estabilidad es el llamado método de igualdad de áreas que se describe a través del análisis de un sistema eléctrico simple de dos máquinas, el que se muestra en la figura 10.3 y que consiste en un generador conectado a un gran sistema generación-transmisión. Este último se puede aproximar a una "barra infinita"

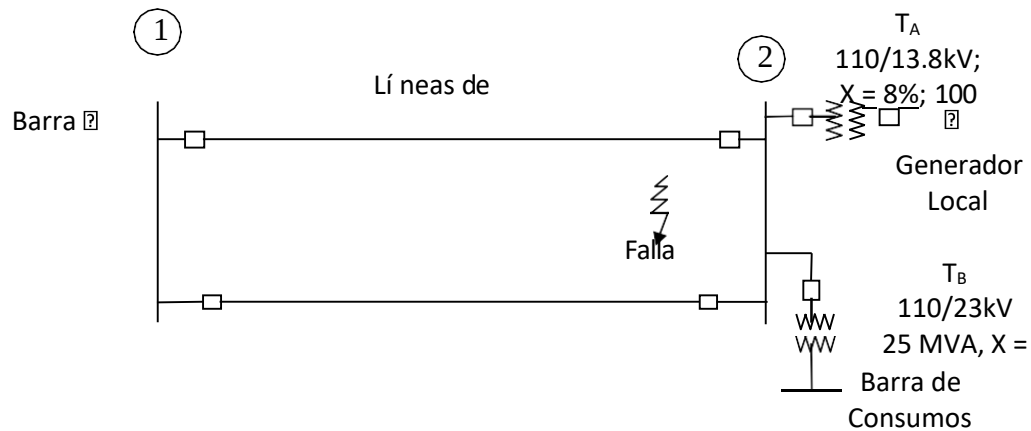


Figura N° 10.3

Objetivo: Determinar el tiempo crítico de aclaramiento de un cortocircuito 3 ϕ próximo a la barra (2).

Un análisis aproximado se puede efectuar por el Método de Igualación de Áreas, asumiendo que la carga de la barra de 23 kV se puede ignorar en 1º orden de aproximación:

Circuito equivalente (valores en pu)

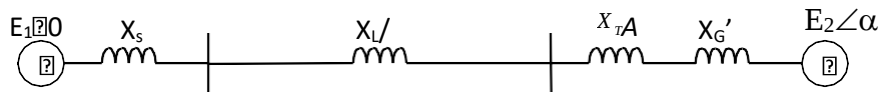


Figura N° 10.5.

X_s : Equivalente del sistema en barra 110 kV N° 1

X_L : reactancia de las líneas de enlace, por circuito (se desprecia la resistencia) X_{TA} : reactancia de transformador T_A

X_G' : reactancia transitoria del generador local

Como aplicación de este método considere que los siguientes datos para el sistema de la figura 10.3 :

- Nivel de cortocircuito trifásico en barra 110 kV N° 1 : 1500 MVA.
- Circuitos de transmisión idénticos cada uno con $Z = 10 + j40 \text{ pu}$.
- Generador local de 100 MVA con en base propia.
- El generador local antes del cortocircuito trifásico próximo a la barra 2 se encuentra entregando 70 MW a dicha barra. Las tensiones previas a la falla son 112 kV en barra 1 y 110 kV en barra 2.

- La carga en barra 23 kV es de 10 [MVA] con factor de potencia inductivo 0.98.
- a) Determinar el tiempo crítico de aclaramiento por método de cálculo aproximado.
 - b) Con el tiempo crítico de aclaramiento determinado en a) determine cual es la máxima potencia que se podrá transferir al gran sistema para que haya estabilidad transitoria, al incorporar un segundo generador local conectado a barra 2 en forma similar y con características idénticas al considerado anteriormente.

10.2 Estudios de Estabilidad Dinámica

Son estudios en un rango de tiempo mayor que los analíticos de Estabilidad Transitoria, importantes, entre otras, en las siguientes áreas:

Incorporación en la planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia de análisis de Estabilidad Transitoria.

- Base para verificar posibles desbalances entre Generación - Carga y/o verificar acción de operadores
- Simulación de estrategias de control.

La Estabilidad Transitoria simula el comportamiento dinámico de un Sistema Eléctrico de Potencia en un rango de pocos segundos después de la perturbación. Los estudios dinámicos trabajan en un rango de varios minutos sirviendo de transición a estudios de flujos de carga en estado estacionario Post-Falla.

10.3 Aspectos Conceptuales de la Inestabilidad de Tensión

La Inestabilidad de Tensión es un fenómeno dinámico que altera el control de potencia reactiva en un Sistema Eléctrico de Potencia. La transmisión de grandes bloques de Potencia a través de largas distancias, es una condición que predispone al Sistema Eléctrico de Potencia, ya que ante pérdidas de capacidad de transmisión por desconexión imprevista de circuitos, el aumento en el flujo de potencia reactiva por los circuitos que se mantienen en servicio, origina grandes dificultades para mantener tensiones estables y dentro de los rangos adecuados.

Síntomas de inminente Inestabilidad de Tensión:

Gran disminución en la tensión ante un pequeño aumento en la carga o potencia transferida, o aumento en las dificultades para controlar los voltajes en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Las simulaciones dinámicas son complejas y en general no dan información de sensibilidad o del grado de estabilidad. Por tal motivo en etapas de planificación o

proyecto de sistemas es útil y práctico emplear métodos basados en un enfoque estático que:

- Cuantifiquen márgenes de Estabilidad
- Identifiquen puntos débiles y Areas más propensas a inestabilidad de tensión.
- Identifiquen factores claves que contribuyan negativamente favoreciendo el fenómenos (líneas críticas, por ej.), y la sensibilidad del sistema como respuesta a estos factores.

Factores que pueden afectar negativamente la Estabilidad de Tensión:

- Acción de transformadores con ALTC (cambiador automático de derivación bajo carga)
- Acción de equipos de protección, en particular limitadores de corrientes rotóricas en generadores.

Eventos primarios desencadenantes:

- Desconexión de unidades generadoras.
- Desconexión de líneas o transformadores.
- Aumento brusco de carga en puntos remotos respecto a las fuentes.

Estabilidad Estática de Tensión

A medida que un sistema eléctrico de potencia opera más cercano a sus límites de seguridad, adquiere más relevancia su habilidad para mantener estable la tensión dentro de rangos aceptables. Al respecto, los siguientes aspectos son esenciales:

a) Proximidad: Es necesario disponer de índices que permitan medir cuán próximo a un punto de inestabilidad se encuentra el actual estado de operación.

b) Mecanismos de Inestabilidad de Tensión: Se requiere tener la máxima claridad sobre los factores que contribuyen a este fenómeno, los puntos más proclives del SEP a experimentar este problema y las áreas afectadas. Este conocimiento permitirá determinar las estrategias preventivas más adecuadas.

La estabilidad de tensión es un fenómeno dinámico y para su análisis preciso se requiere efectuar simulaciones en el dominio del tiempo, modelando el comportamiento de los distintos equipos y variables involucradas.

Su análisis requiere además de un amplio rango de condiciones operacionales y un gran número de escenarios posibles de contingencias. Los modelos basados en análisis de estado estacionario pueden ser de gran utilidad como métodos aproximados, permitiendo evaluar márgenes estáticos de estabilidad de tensión que pueden ser incluidos como restricciones en algoritmos de optimización.

A continuación se presenta en forma resumida un resumen de modelos estacionarios.

a) Análisis Estático de Estabilidad de Tensión

Análisis de Sensibilidad $V \rightarrow Q$

En primer lugar, se debe recordar la relación entre variaciones de potencia ΔP y ΔQ con cambios de magnitudes de tensiones y de los ángulos correspondientes. Esta relación se expresa a través de las submatrices de la matriz jacobiana según la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{PV} & J_{PQ} \\ J_{QV} & J_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (10-4)$$

Ecuaciones para P_k y V_k :

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n G_{km} V_m \cos \theta_{km} - B_{km} V_m \sin \theta_{km} \quad (10-5a)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n G_{km} V_m \sin \theta_{km} + B_{km} V_m \cos \theta_{km} \quad (10-5b)$$

en que $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$

Si en (10-5b) se hace $\frac{\Delta Q}{Q} = \frac{\Delta V}{V}$, se obtiene

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q}{Q} &= \frac{J_{QV}}{J_{QV} + J_{QQ} \frac{\Delta V}{V}} \cdot J_{PV} \frac{\Delta V}{V} \\ &= \frac{J_{QV}}{J_{QV} + J_{QQ} \frac{\Delta V}{V}} \cdot J_{PV} \frac{\Delta V}{V} \end{aligned} \quad (10-6)$$

en que $J_{R} = J_{QV} + J_{QQ} \frac{\Delta V}{V}$ es la matriz jacobiana reducida que permite relacionar cambios en J_{PV}

las potencias reactivas con cambios en las magnitudes de las tensiones:

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{J_{R}^{-1}}{J_{R}^{-1} + J_{QQ} \frac{\Delta V}{V}} \Delta Q \quad (10-7)$$

El elemento i -ésimo de la diagonal de J_{R}^{-1} es la sensibilidad $V \rightarrow Q$ en la barra i , que representa la

pendiente de la curva $Q \rightarrow V$ en un punto de operación determinado.

Sensibilidad $V \rightarrow Q$ positiva $\rightarrow$ Operación estable
(negativa) (inestable)

b) Criterio de Estabilidad Estática de Tensión

En el capítulo 4 se ha presentado un criterio para determinar las condiciones para que en una determinada barra de un sistema eléctrico de potencia exista estabilidad de tensión-

Según este criterio para que exista estabilidad de tensión en las barras del sistema, se debe cumplir la siguiente inecuación:

$$Q_i - V_i \sum_{j \in L} \frac{Q_{ij}}{V_j} = \frac{V_i^2}{B_{ii}} + \sum_{j \in L} Q_{ij} \quad (10-8)$$

En esta última inecuación:

- $Q_{Li}(V_i)$: es la demanda de potencia reactiva de la barra i , función de la correspondiente tensión
- Q_i : es la potencia reactiva inyectada a la barra i
- $Q_{ij} = V_i V_j Y_{ij} \sin \theta_{ij}$; L denota al conjunto de barras de carga
- θ_i, θ_j : son ángulos de fase de las tensiones de las barras i y j respectivamente
- Y_{ij} : es la magnitud del elemento ij de la matriz de admitancia de barras, el ángulo siendo θ_{ij}
- k : se define como el margen de estabilidad

Del análisis de estas ecuaciones se deduce que el compensador capacitivo y el cambiador de derivación de transformadores, son los principales dispositivos de control para reforzar la estabilidad de tensión. En efecto:

- Condensador en Derivación

Si en la barra i se conecta solamente un banco de condensadores con susceptancia capacitiva C , la inecuación para estabilidad de tensión queda como:

$$C V_i^2 - V_i \sum_{j \in L} \frac{Q_{ij}}{V_j} = \frac{V_i^2}{B_{ii}} + \sum_{j \in L} Q_{ij} \quad (10-9)$$

En esta expresión el término $-\frac{V_i^2}{B_{ii}}$ es el dominante y es positivo porque en general $B_{ii} < 0$. Al

aumentar la capacitancia C la tensión de barra crece y por lo tanto el término $\frac{V_i^2}{B_{ii}}$ también aumenta en

forma proporcional a V_i^2 . De esa forma el miembro izquierdo de la inecuación anterior aumenta, con lo cual se controla el margen disponible para estabilidad estática de tensión.

- Cambiador de Derivación

Como la tensión de barra puede aumentar en forma significativa cambiando la posición de los

derivadores o taps de un transformador de potencia, se puede lograr un aumento del término $\sum V_i^2 B_{ij}$ con lo cual mejora la estabilidad estática de tensión tomando sí en cuenta que se puede producir la disminución de tensión en otra barra del sistema.

