

ASPECTOS GENERALES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 *Definiciones*

A continuación se describen las definiciones de conceptos empleados en la tesis [3]:

OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE

Una condición de operación de un sistema eléctrico en la cual todas las cantidades de operación que la caracterizan pueden ser consideradas constantes.

OPERACIÓN SÍNCRONA O SINCRONISMO

Una máquina síncrona conectada a otras máquinas por medio de una red, se dice que está en operación síncrona con la red (u otras máquinas), si su velocidad eléctrica (el producto de su velocidad angular por el número de pares de polos) es igual a la frecuencia angular del voltaje de la red en el punto de conexión (o a la velocidad eléctrica de otras máquinas interconectadas). Un sistema de potencia está en operación síncrona, si todas sus máquinas síncronas conectadas, están en operación síncrona con la red y con cada una de las otras. En sentido práctico se dice que una máquina síncrona conserva el sincronismo durante una perturbación, si no ocurre deslizamiento de polos.

OPERACIÓN NO SINCRÓNICA

Se dice que una máquina síncrona está en una operación no sincrónica cuando hay deslizamiento de uno o más polos durante tal operación. Un sistema de potencia se dice que está en operación no sincrónica cuando una o más máquinas están en operación no sincrónica.

OPERACIÓN ASÍNCRONA

La operación asíncrona de un generador es un caso específico de operación no sincrónica, en el cual el campo de la máquina que se está deslizando no está excitado.

DISTURBIO EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Es un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más de los parámetros del sistema, o en una o más de las cantidades de operación.

DISTURBIO PEQUEÑO

En un sistema de potencia es aquel para el cual las ecuaciones que describen la dinámica del sistema, pueden ser linealizadas para fines de análisis.

DISTURBIO GRANDE

En un sistema de potencia es un disturbio para el cual las ecuaciones que describen la dinámica del sistema no pueden ser linealizadas.

ESTABILIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO

Un sistema de potencia se dice que está en una condición de estabilidad en estado estacionario, si después de cualquier perturbación pequeña alcanza una condición de operación en estado estable que es idéntica o parecida a su condición inicial. Esto también se conoce como estabilidad de un sistema de potencia ante pequeños disturbios.

ESTABILIDAD TRANSITORIA

Se dice que un sistema de potencia es transitoriamente estable para una condición de operación en estado estacionario específica y para un disturbio en particular, si al ocurrir ese disturbio se logra una nueva condición de operación en estado estacionario adecuada.

ESTABILIDAD DINÁMICA

Análisis más allá de la primera oscilación, incluyendo las no linealidades de los componentes que integran al sistema de potencia.

2.2 Antecedentes

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está formado por centrales generadoras, líneas de transmisión, cargas eléctricas, subsistemas de control y otros equipos conectados a él mecánica o eléctricamente.

Un sistema eléctrico es de grandes dimensiones además de que está interconectado con otros sistemas ya sea del mismo país o con países vecinos. Por ello es necesario analizar su capacidad para determinar si es débil o robusto y saber cual va a ser su respuesta ante alguna contingencia que se presente.

La manera de estudiar al sistema es separándolo en dominios y seleccionando los modelos matemáticos adecuados de los elementos que lo conforman a fin de obtener la respuesta de dichos componentes ante algún incidente de interés.

En un SEP hay tres tipos de estabilidad: estado estable, transitorio y dinámico. [3]

En la Figura 2.1 se puede observar la respuesta dinámica del sistema eléctrico ante los disturbios que se pueden presentar y del cual podemos concluir que el rango de tiempo para la estabilidad transitoria y dinámica está entre fenómenos rápidos y lentos.

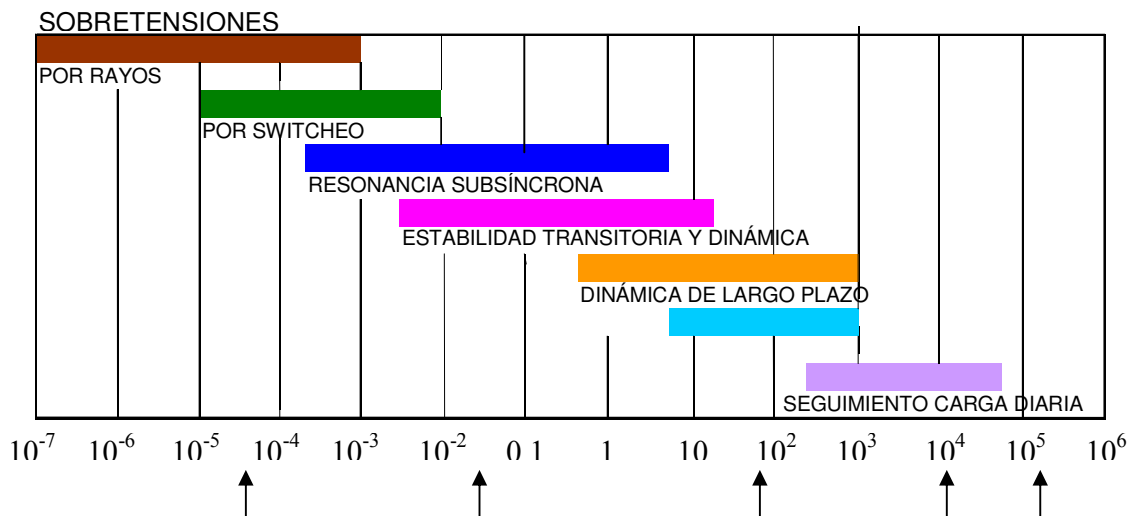


Fig. 2.1 Rangos de tiempo para los fenómenos dinámicos.

Los estudios de estabilidad, con base en los tiempos de respuesta de los componentes del sistema se pueden clasificar en:

1. Dinámica del generador eléctrico y de los controles de excitación o también conocida como estudio de estabilidad transitoria.
2. Sistema de regulación de velocidad y control automático de generación.
3. Dinámica del sistema suministrador de energía (caldera) y de sus controles.

En el primer punto, el interés se centra en analizar la capacidad que muestra el sistema eléctrico ante algún disturbio que se presente como puede ser: fallas que resultan en disparos de líneas o transformadores, pérdidas repentinas de unidades generadoras o de cargas grandes y cambios de configuración de la red.

Los parámetros que tienen mayor influencia en el comportamiento dinámico del sistema en el estudio de estabilidad transitoria son:

1. La reactancia y la inercia del generador que también se conoce como análisis de primera oscilación.
2. Las reactancias de la red de transmisión para las tres condiciones: prefalla, falla y postfalla.
3. Los esquemas de subestaciones y los tiempos de operación de los interruptores.
4. Los esquemas de protecciones.

Sus efectos más importantes suceden en el primer o primeros dos segundos por lo que el estudio se centra en la primera oscilación.

Para un estudio dinámico se utiliza un periodo mayor de tiempo, generalmente de minutos. Cuando hay un disturbio en el sistema, éste afecta la salida del generador reduciendo su potencia eléctrica ($P_m > P_e$) con lo cual se presenta una potencia acelerante ($P_a = P_m - P_e$). Dicha potencia acelerante cambia la posición del devanado de campo del generador adelantándolo con respecto al devanado de campo de los otros generadores del sistema; es decir, cambia el ángulo de potencia de dicho generador con respecto al resto del sistema. Este cambio se presenta algunos segundos después de que se ha eliminado la falla por lo que es necesario que el estudio se haga antes y después de la falla.

Cuando se presenta un cambio en el ángulo de potencia del generador es importante conocer hasta qué punto se puede llegar a restablecer nuevamente la estabilidad del sistema ante un disturbio y en qué momento se perdería por completo el sincronismo. A estos valores se les conoce como coeficientes de sincronización, los cuales, miden el desarrollo de acciones inherentes en el sistema para mantener el sincronismo. Matemáticamente los coeficientes de sincronización se representan como:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0 \quad \text{para los puntos estables} \quad (2.1)$$

$$\frac{dP}{d\delta} < 0 \quad \text{para los puntos inestables} \quad (2.2)$$

Cerca de 90° el coeficiente de sincronización es casi cero, lo que indica un punto de operación crítico, esto es, que se puede perder el sincronismo con pequeños cambios que se presenten [3].

Una vez que se ha librado la falla, el generador debe ser capaz de aumentar su potencia eléctrica de salida a fin de desacelerar al rotor y regresarlo a su velocidad original, si esto ocurre, se dice que el sistema es estable. Por ello, también es importante conocer el *tiempo crítico de liberación de falla*, cuya ecuación es:

$$t_c \cong 2 \sqrt{\frac{H(\delta_c - \delta_o)}{\omega_o (\overline{P}_{mo} - \overline{P}_{(2)prom})}} [seg] \quad (2.3)$$

Un disturbio no sólo cambia la velocidad de los rotores sino que también provoca variaciones en los voltajes y corrientes y por lo tanto en las potencias activas y reactivas generadas y a lo largo del sistema (flujos), sin embargo, la variable más importante para juzgar la estabilidad de un sistema es la posición angular de los rotores.

En el caso de los estudios en estado estable lo que se analiza es la transferencia de potencia en un sistema ante cambios pequeños y así determinar su efecto en la operación síncrona del mismo; esto nos permite determinar los límites de un sistema en casos de no-disturbio, cuyos datos son utilizados en la operación bajo condiciones específicas.

Cuando ocurre un disturbio en un sistema hay una reacción natural de los generadores para contrarrestar la perturbación, de esta forma se inicia la dinámica de la máquina síncrona que, en casos extremos, produce la pérdida de sincronismo del sistema.

Los sistemas de control sirven para mantener constante el valor de la variable de salida de un sistema. En el caso de las máquinas síncronas su sistema de control trata de conservar el voltaje en terminales y la velocidad en valores especificados; sin embargo, los controles tardan cierto tiempo en responder y en algunos casos la reacción del sistema es tan rápida que se tienen efectos indeseables antes de que estos intervengan.

La función básica de un sistema de excitación es el proporcionar corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona cuya acción se manifiesta a través del generador síncrono resultando una combinación en serie de efectos.

Los controles de excitación actúan bajo condiciones de operación muy diferentes, incluyendo la ocurrencia de fallas, diversos niveles de carga, tiempos de liberación de falla variables y distintos tipos de disturbios. Por esta razón es importante analizar su impacto en la estabilidad transitoria de un sistema ante diferentes perturbaciones.

Las tendencias en las características de los nuevos generadores, como lo es, reactancias más grandes y constantes de inercia menores, hacen que la dependencia en el control sea cada día mayor.

En el caso de sistemas de control de velocidad su efecto generalmente se percibe varios segundos después de que ha iniciado el disturbio por lo que en estudios de estabilidad transitoria no se incluye su modelación.

2.2.1 Constante de Inercia (H)

La constante de inercia (H) está definida por el momento de inercia de los cuerpos y sus ecuaciones de movimiento, tales como:

$$I = \int r^2 dm [kg * m^2] \quad (2.4)$$

donde:

dm es un elemento de masa (m) del cuerpo

r es la distancia del eje a dm

Físicamente el momento de inercia I de un cuerpo es una medida de su resistencia a la aceleración angular.

El momento de inercia de un cilindro sólido uniforme es:

$$I = \frac{1}{2} mR^2 [kg * m^2] \quad (2.5)$$

La energía cinética (Ec) de un cuerpo en traslación es:

$$Ec = \frac{1}{2} mv^2 [J] \quad (2.6)$$

La energía cinética de un cuerpo en rotación es:

$$Ec = \frac{1}{2} I\omega^2 [J] \quad (2.7)$$

El momentum o cantidad de movimiento en traslación se define como:

$$M' = mv [J * s / rad] \quad (2.8)$$

El momentum o cantidad de movimiento en rotación se define como:

$$M = I\omega [J * s / rad] \quad (2.9)$$

La constante de inercia H para una unidad generadora es:

$$H = \frac{\text{Energía cinética a velocidad } \omega_n [MJ]}{MVA \text{ nominales} = Sn} = \frac{\frac{1}{2} I\omega_n^2}{Sn} \quad (2.10)$$

De la ecuación. (2.10) se obtienen las relaciones entre I y H y entre M y H:

$$I = \frac{2HSn}{\omega_n^2} \quad (2.11)$$

De las ecuaciones (2.9) y (2.11) se obtiene:

$$2HSn = I \omega_n \omega_n = M \omega_n \quad (2.12)$$

Luego entonces:

$$M = \frac{2HSn}{\omega_n} = \frac{HSn}{\pi f_n} [MJ * s / rad] \quad (2.13)$$

El valor de H, debido a que está referido a la capacidad nominal propia de cada unidad, cae en un rango estrecho de valores, sin importar el tamaño de la unidad cuyo valor influye en la estabilidad debido a que es un parámetro de diseño[3].

2.2.2 Ecuación de Oscilación Respuestas de los SEP ante disturbios

La respuesta de sistemas eléctricos ante disturbios puede clasificarse en [3]:

1. Respuesta eléctrica
2. Respuesta inercial
3. Respuesta de gobernadores (regulación primaria)
4. Respuesta de controles secundarios

Los primeros tres tienen un papel fundamental en los sistemas eléctricos débiles. En este trabajo es de interés sólo las primeras dos respuestas por lo que no se incluirán las dos últimas.

2.2.2.1 Respuesta eléctrica

Es la que restaura el equilibrio de potencia por medio de las contribuciones de los generadores y de los cambios en los flujos de potencia en líneas. Esto se lleva a cabo

ajustando los voltajes complejos en los nodos que no presentan inercia mecánica ni electromagnética.

Al eliminar el desbalance provocado por el disturbio se producen cambios en la potencia eléctrica de los generadores el cual estará en función de la distancia eléctrica que exista entre las unidades generadoras y el punto donde haya ocurrido la falla.

El concepto de distancia eléctrica combina la distancia geográfica, niveles de voltaje y capacidades de los elementos para producir un índice muy útil en el análisis de sistemas de potencia.

En general, los cambios debidos a la respuesta eléctrica pueden observarse en todas las variables eléctricas: potencia activa y reactiva generadas, flujos en líneas, magnitudes de voltajes nodales, etc.

2.2.2.2 Respuesta inercial

Como consecuencia de la respuesta eléctrica inicial, en cada generador se presenta un desbalance provocado por la potencia mecánica que permanece constante y la potencia eléctrica que entrega al sistema. Los efectos de este desbalance son: desplazamientos angulares de rotores, cambios de velocidad angular y nuevas contribuciones de las unidades generadoras.

La dinámica del rotor inicia el intercambio entre la energía cinética y eléctrica y viceversa. La respuesta inercial es muy importante en los sistemas eléctricos longitudinales, ya que una estructura débil origina intercambios de energía crecientes entre unidades generadoras y el sistema, provocando inestabilidad.

Los cambios de frecuencia y por ende cambios de velocidad que se presenten en cada unidad generadora dependerán de la distancia eléctrica a la cual se encuentren del disturbio.

2.3 Cantidades por unidad

La tensión, la corriente y la impedancia de un circuito se expresan frecuentemente en por ciento o por unidad de un valor base o de referencia que se elige para cada una de tales magnitudes. [7]

El valor por unidad de una magnitud cualquiera se define como la razón de su valor al valor base, expresado como un decimal. El valor por cien es igual a cien veces el valor por unidad. El método por unidad tiene la ventaja de este método de que el producto de dos

magnitudes expresadas por unidad, viene, a su vez, expresado por unidad, en tanto que el producto de dos magnitudes en por ciento, tiene que dividirse por cien para obtener el resultado en por ciento.

Las corrientes, tensiones, kVA y reactancias, están relacionadas entre sí, de tal forma que la elección de valores base para dos cualesquiera determina los valores base de las otras dos. Si se especifican los valores básicos de la corriente y la tensión, pueden ser determinados la impedancia base y los kVA básicos. La impedancia base es aquella que da lugar, a lo largo de ella, a una caída de tensión igual a la tensión base, cuando la corriente que circula por dicha impedancia sea igual al valor básico de la corriente. Los kVA básicos, en sistemas monofásicos, son el producto de la tensión base en kV por la corriente base en amperes. Normalmente, las magnitudes elegidas para seleccionar la base son los kVA y la tensión en kV. En sistemas monofásicos o trifásicos, las magnitudes están relacionadas entre sí por las siguientes fórmulas:

$$\text{Corriente base } A = \frac{kVA_{1\phi} \text{ base}}{\text{tensión base en } kV_{LN}} \quad (2.14)$$

$$\text{Corriente base } A = \frac{\text{base } kVA_{3\phi}}{\sqrt{3} * \text{tensión base en } kV_{LL}} \quad (2.15)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{\text{tensión base } V_{LN}}{\text{corriente base en } A} \quad (2.16)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en } kV_{LN})^2 * 1000}{kVA_{LN} \text{ base}} \quad (2.17)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en } kV_{LN})^2}{MVA_{1\phi} \text{ base}} \quad (2.18)$$

$$\text{Potencia base en } kW_{1\phi} = kVA_{1\phi} \text{ base} \quad (2.19)$$

$$\text{Impedancia por unidad de un elemento de circuito} = \frac{\text{impedancia real } \Omega}{\text{impedancia base } \Omega} \quad (2.20)$$

donde:

corriente es la corriente de línea

tensión es la tensión respecto al neutro

kVA son kVA por fase

los subíndices 1Φ y 3Φ indican por fase y trifásico

los subíndices LN y LL indican línea a neutro y línea a línea

CAMBIO DE BASE PARA LOS VALORES POR UNIDAD

Algunas veces la impedancia por unidad de un componente de un sistema se expresa sobre una base distinta que la seleccionada como base para la parte del sistema en la cual está situado dicho componente. Dado que todas las impedancias de cualquier parte del sistema tienen que ser expresadas respecto a la misma impedancia base, al hacer los cálculos, es preciso tener un medio para pasar las impedancias por unidad de una a otra base.

Para cambiar la impedancia por unidad respecto a una base nueva, se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Por unidad } Z_{nuevos} = \text{por unidad } Z_{dados} \left(\frac{\text{base}kV_{dados}}{\text{base}kV_{nuevos}} \right)^2 \left(\frac{\text{base}kVA_{nuevos}}{\text{base}kVA_{dados}} \right) \quad (3.21)$$

El gran valor de esta ecuación está en el cambio de la impedancia por unidad que se da de una base particular a otra base.