

CURSO DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.**SISTEMAS DE PROTECCIÓN****ÍNDICE**

Curso de estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	1
sistemas de protección	1
Índice	1
sistemas de protección	2
Definición	2
Características de un sistema de protección.....	2
Protecciones Principales y Protecciones de Respaldo	3
Protección de las líneas de trasmisión	3
Relé de sobrecorriente:	4
Relé de distancia	5
Medida de la impedancia de falta	7
Zonas de protección	7
Relés de distancia con comunicación	8
Ejemplo: Esquema de transferencia de disparo: Esquema de sobrealcance	9
Ejemplo: Esquema de bloqueo:	9
Oscilación de potencia.....	10
PSB: Bloqueo por oscilación de potencia:	13
OST: Disparo por oscilación de potencia:.....	13
Comportamiento del relé de distancia durante una oscilación de potencia	13
Relé de sobrecorriente	13
Relé de distancia	13
Impedancia medida durante una oscilación de potencia	14
Métodos para la detección de la oscilación de potencia.....	17
Métodos convencionales	17
Características concéntricas.....	17
Característica con blinder (anteojeras).....	18
Características blinder (1 recta):.....	19
En general:	19
Otros métodos	21
Cálculo continuo de la impedancia	21
Sincrofasores.....	22
Centro de oscilación SCV (swing center voltage):	22
Formas de onda (oscilografías) de oscilaciones de potencia	23
Resumen: Filosofía de protección ante osc. de potencia	24
Métodos para mejorar la estabilidad transitoria, que hacen a los Sistemas de Protección.	25
Función de los Sistemas Especiales de Protección (SPS) o Wide Area Protection (WAP) o Protecciones Sistémicas.....	27
Problemas a solucionar o disminuir con SPS.	27
Estabilidad transitoria	28
Estabilidad en frecuencia.....	28
Disparo en cascada de líneas.	29
Clasificación según las variables de control.	30
Ejemplos de SPS:.....	31
Para qué SPS?	32
Decisiones del SPS mediante.	32
Algunos requisitos:	32
SPS y las comunicaciones	33
Estabilidad en frecuencia.....	35
Protecciones de frecuencia y acciones clásicas de disparo de carga por subfrecuencia.	37
Protección de generadores.....	37
Protección del sistema.....	37
Bibliografía más relevante.	39

SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En este trabajo se encara la temática de los sistemas de protección, desde el punto de vista de su aporte a la estabilidad transitoria y estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia.

DEFINICIÓN

El objetivo de los sistemas de protección es remover del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, y sacar de servicio el equipo en falta lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema de potencia.

Dado que la estabilidad transitoria está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sometido a grandes perturbaciones, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo.

CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

- Sensibilidad

Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.

- Selectividad

Detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos.

- Rapidez

Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.

- Confiabilidad (Reliability)

Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.

- Dependability

Probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde que lo haga.

- Security

Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falta o condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, o sea que no opere cuando no corresponde que lo haga.

Las protecciones aportan a las siguientes características deseables en un sistema de potencia:

- su disponibilidad (porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de potencia está disponible para ser operado o utilizado)
- la confiabilidad (probabilidad de que un equipo o sistema pueda operar sin fallas durante un tiempo estipulado)
- la estabilidad (capacidad de recuperar un estado estable de operación, caracterizado por la operación sincrónica de los generadores, luego de una perturbación)

PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIONES DE RESPALDO

Hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso que la protección principal falle en despejar una falta, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falta para el sistema de potencia.

- Respaldo remoto: Las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.
- Respaldo local y falla interruptor: El respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falta no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

- Reconocer la existencia de todas las faltas que ocurren dentro de su zona de protección.
- Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
- Iniciar el disparo de la mínima de cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falta.
- Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRASMISIÓN

Uno de los aspectos importante del estudio de la estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento de los sistemas de protección durante el período transitorio, particularmente los relés de protección utilizados en las líneas de transmisión.

Muchos factores se deben tener en cuenta en el momento de elegir el sistema de protección para una línea de transmisión:

- *Tipo de circuito:* cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- *Función e importancia de la línea:* Qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falta, nivel de tensión.
- *Otros requerimientos:* compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes.

Las protecciones usadas para proteger las líneas o cables de transmisión son:

- Relé de sobrecorriente
- Relé diferencial de línea
- Relé de distancia
- Relé de distancia con comunicación

RELÉ DE SOBRECORRIENTE:

Los relés de sobrecorriente son la forma más barata y simple de proteger una línea de transmisión pero además es una protección que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones del sistema de potencia. Son utilizados de las siguientes formas:

- instantáneo
- temporizado
- direccional (instantáneo y/o temporizado)

No pueden discriminar entre corriente de carga y corriente de falta; por lo cual solo se emplean cuando la corriente de falta es mayor a la corriente de carga.

Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto la zona de la línea protegida por un relé de sobrecorriente depende fuertemente de la configuración del sistema eléctrico.

Generalmente son utilizados en líneas radiales, como se muestra en la Fig.1, y como faltas en estos circuitos no afectan la estabilidad del sistema, no son requeridos tiempos instantáneos de despeje de la misma.

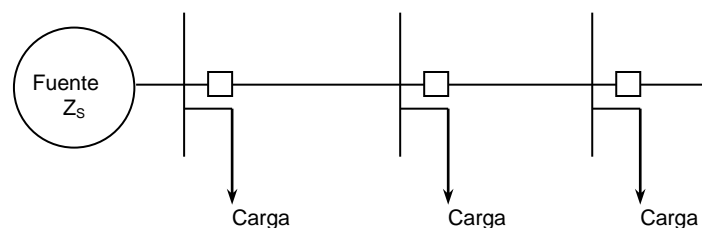


Fig. 1: Circuito radial

En líneas de transmisión donde hay alimentación desde ambos extremos, se utilizan relés de sobrecorriente direccional con o sin esquemas de teleprotección.

RELÉ DE DISTANCIA

En los circuitos de transmisión de alta tensión, los niveles de corriente de falta son altos, por lo cual si una falta no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento. Por esta razón, los relés de distancia son empleados en vez de los relés de sobrecorriente.

Las ventajas de aplicación de relés de distancia, en comparación con los relés de sobrecorriente son:

- mayor zona de operación instantánea
- mayor sensibilidad
- más fáciles de ajustar y coordinar
- no son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia

Un relé de distancia calcula impedancia como el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falta dentro o fuera de su zona de operación.

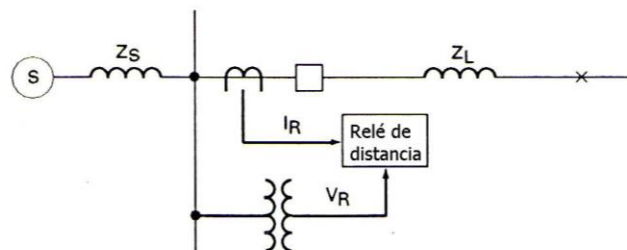
Dado que en las líneas de transmisión la impedancia de la línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falta).

De allí que a los relés de impedancia se los llame relés de distancia.

El relé de distancia está conectado a la línea a través de los transformadores de medida. Suponemos que ocurre una falta a una distancia $nZ_L \Omega$ desde el relé. Dado que la tensión en el lugar de la falta es: $V_F = 0V$, la tensión en el relé es: $V_R = I_R nZ_L$.

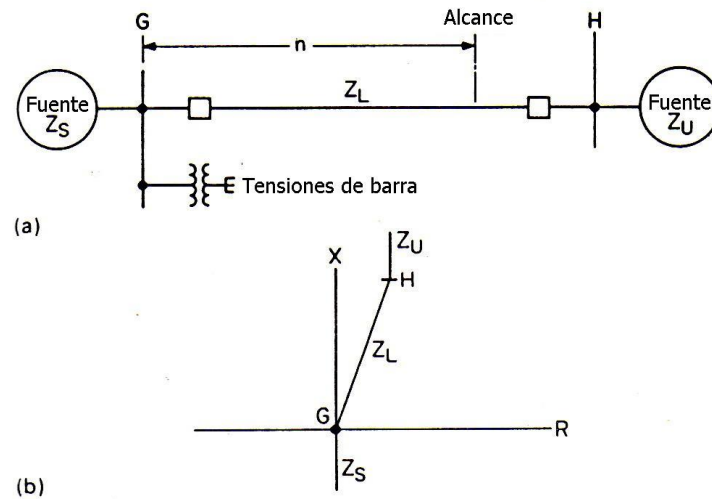
Es decir

$$Z_v = \frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R nZ_L}{I_R} = nZ_L$$



Conexión de un relé de distancia

La figura siguiente muestra la representación de la línea protegida por un relé de distancia, a instalar en G. El sistema también puede ser representado por una gráfica R-X (plano de impedancia).



Los relés de distancia se pueden clasificar según la forma de sus zonas de operación.

En general se reconocen cuatro formas de la característica de operación, las cuales se muestran en la Fig.2:

- a. característica de impedancia
- b. característica de admitancia o mho
- c. característica de reactancia
- d. característica poligonal o cuadrilateral

Un relé de distancia opera si la impedancia medida por el relé está dentro de su característica de operación.

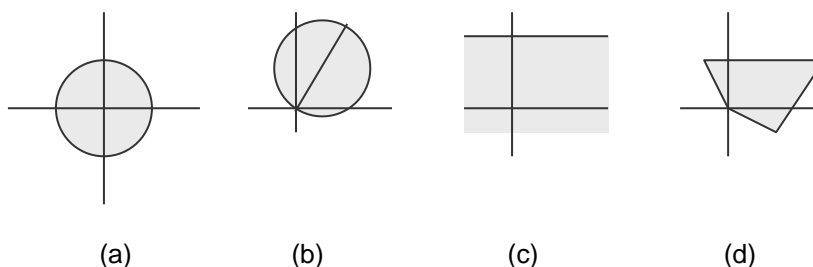


Fig. 2: Característica de operación de los relés de distancia

MEDIDA DE LA IMPEDANCIA DE FALTA

En un sistema de potencia trifásico, hay 10 tipos diferentes de faltas:

- trifásica: abc
- bifásicas: ab – bc – ac
- bifásicas a tierra: abg – bcg – acg
- una fase a tierra: ag – bg – cg

Las ecuaciones que representan las relaciones entre tensiones y corriente, en la ubicación del relé, son diferentes para cada tipo de falta. Es fundamental en los relés de distancia, independientemente del tipo de falta, que siempre se mida la impedancia de secuencia positiva. Por lo tanto, los ajustes de las zonas de operación se realizan en base al valor de impedancia de secuencia positiva.

ZONAS DE PROTECCIÓN

El esquema básico de los relés de distancia comprende una zona 1 instantánea y al menos dos zonas con disparo temporizado. Los ajustes típicos para un relé de distancia de 3 zonas se muestran en la Fig.3. Los relés digitales pueden tener hasta 5 zonas y algunas de ellas se las puede ajustar para operar hacia atrás. Los ajustes típicos de cada zona son:

- Zona 1: Alcance = 80% impedancia de la línea; Tiempo: instantáneo
- Zona 2: Alcance = 120% impedancia de la línea; Tiempo: 0.3 a 0.6 s
- Zona 3: Alcance = respaldo de líneas adyacentes; Tiempo: >1 s

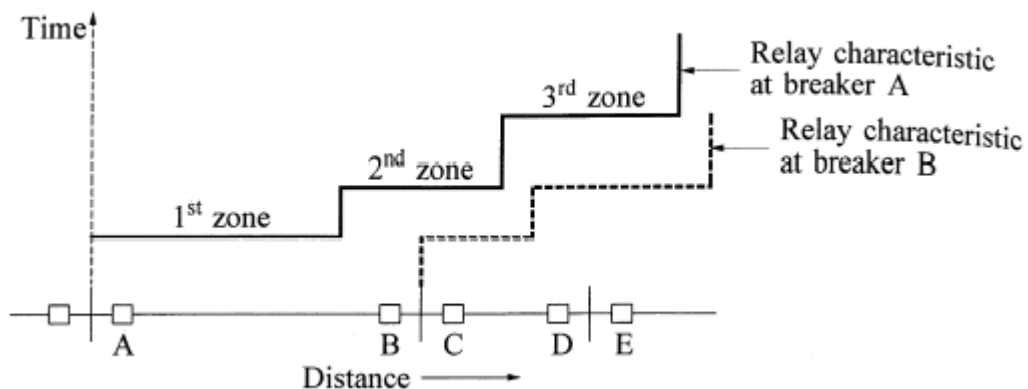


Fig. 3: Característica tiempo-distancia

Este tipo de sistema de protección no es adecuado cuando se requiere un disparo instantáneo en ambos extremos, como se muestra en la Fig.4, el cual es crítico para mantener la estabilidad del sistema de potencia. En estos casos se utilizan relés de distancia con comunicación.

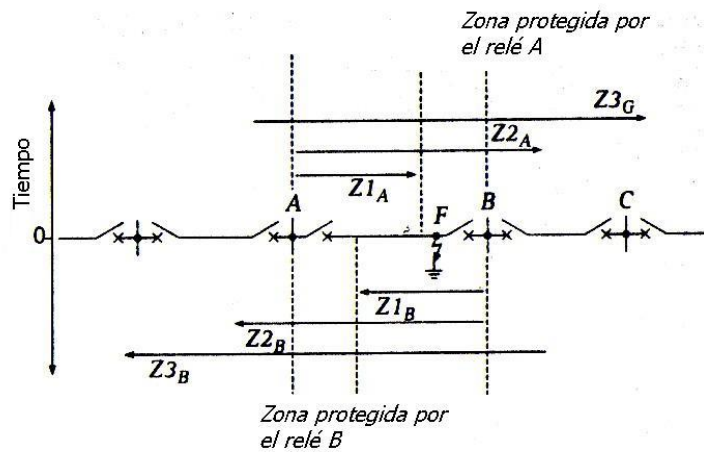


Fig. 4: Relé de distancia: esquema escalonado

RELÉS DE DISTANCIA CON COMUNICACIÓN

Para lograr disparos instantáneos en ambos extremos de la línea se utilizan relés de distancia donde se habilitan esquemas de teleprotección. Los esquemas de teleprotección interconectan los relés de distancia de en ambos extremos de la línea mediante canales de comunicación, para poder identificar si la falta es dentro del equipo protegido y operar en forma instantánea para faltas en toda la longitud de la línea.

El objetivo del canal de comunicación es transmitir información sobre las condiciones del sistema desde un extremo hacia el otro, incluyendo transferencia de disparo o bloqueo del interruptor remoto.

Los medios de comunicación que generalmente se utilizan son:

- onda portadora (carrier)
- microonda
- fibra óptica

Los esquemas de comunicación se clasifican en:

- esquemas de transferencia de disparo: son los esquemas en que la recepción de una señal inicia un disparo al interruptor
- esquemas de bloqueo: son esquemas en que la recepción de una señal bloquea el disparo al interruptor.

EJEMPLO: ESQUEMA DE TRANSFERENCIA DE DISPARO: ESQUEMA DE SOBREALCANCE

Es este esquema se requiere recibir una señal del extremo remoto para disparar en forma instantánea. Este esquema es mostrado en la Fig.5.

Se requiere que el detector de falta sobrealcance la línea protegida, para todas las condiciones de funcionamiento.

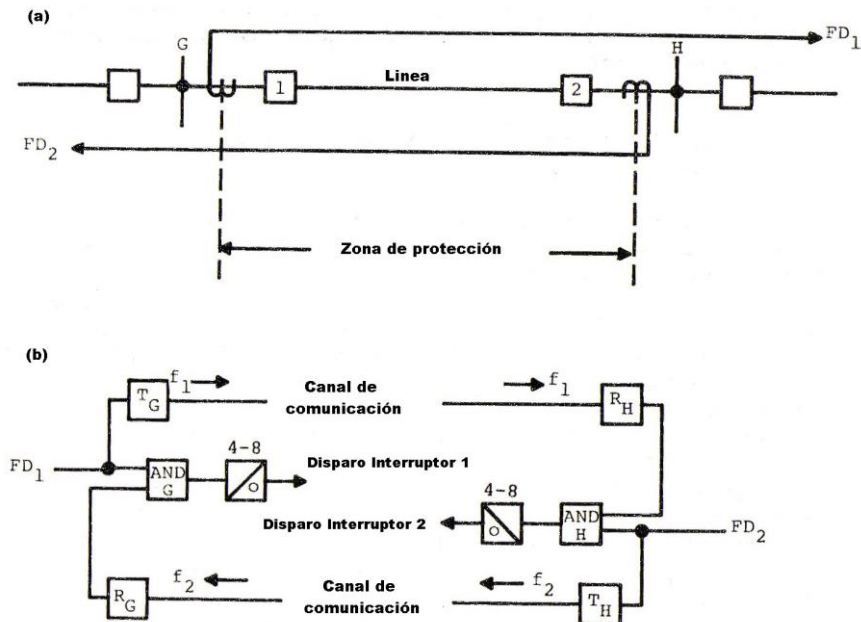


Fig. 5: Relé de distancia: Esquema sobrealcance

FD (Forward Direction): Detección de un defecto hacia adelante (hacia el lado de la línea protegida, sobrealcanzándola)

T: Trasmisión de teleprotección

R: Recepción de teleprotección

f: Señal emitida de teleprotección

EJEMPLO: ESQUEMA DE BLOQUEO:

Este esquema se basa en discernir localmente si la dirección vista de la falta en cada extremo de la línea, es hacia adelante o hacia atrás. Transmitiendo esta información al extremo remoto, ambos extremos pueden decidir si la falta está dentro de la zona protegida o no. El disparo está permitido si no se recibe señal del extremo remoto. Este esquema es mostrado en la Fig.6.

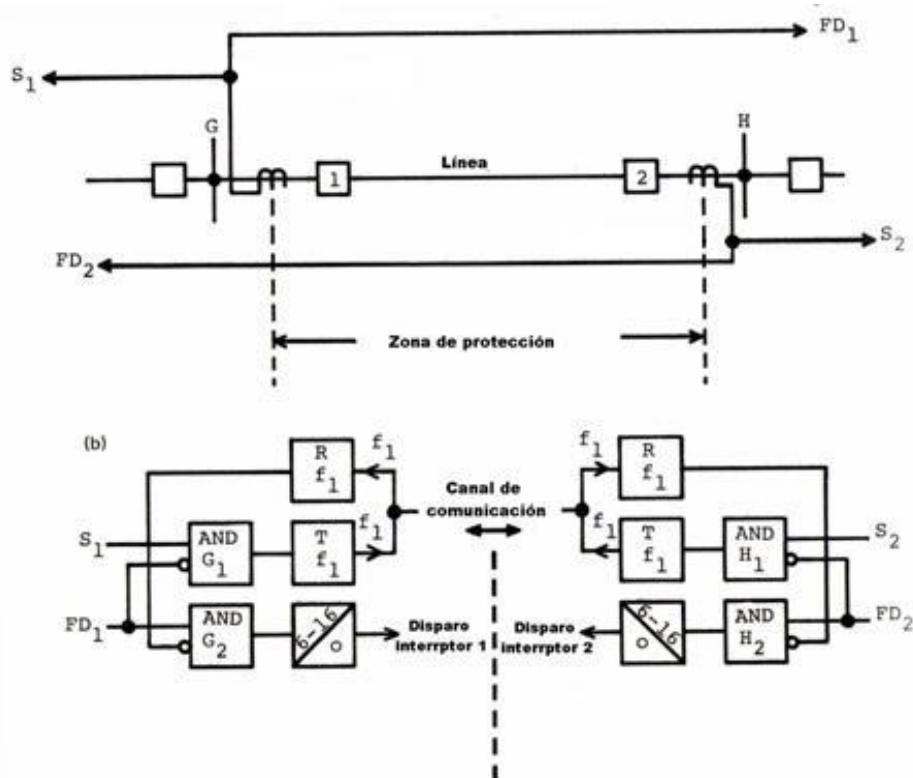


Fig. 6: Relé de distancia: Esquema de bloqueo

S: Detección de un defecto hacia atrás (no en la línea protegida)

OSCILACIÓN DE POTENCIA

El sistema de potencia, en régimen estacionario, opera muy cerca de su frecuencia nominal y las magnitudes de las tensiones en las diferentes barras no varían más de un 5%. Por lo tanto, existe un balance entre la potencia activa y reactiva generada y la consumida.

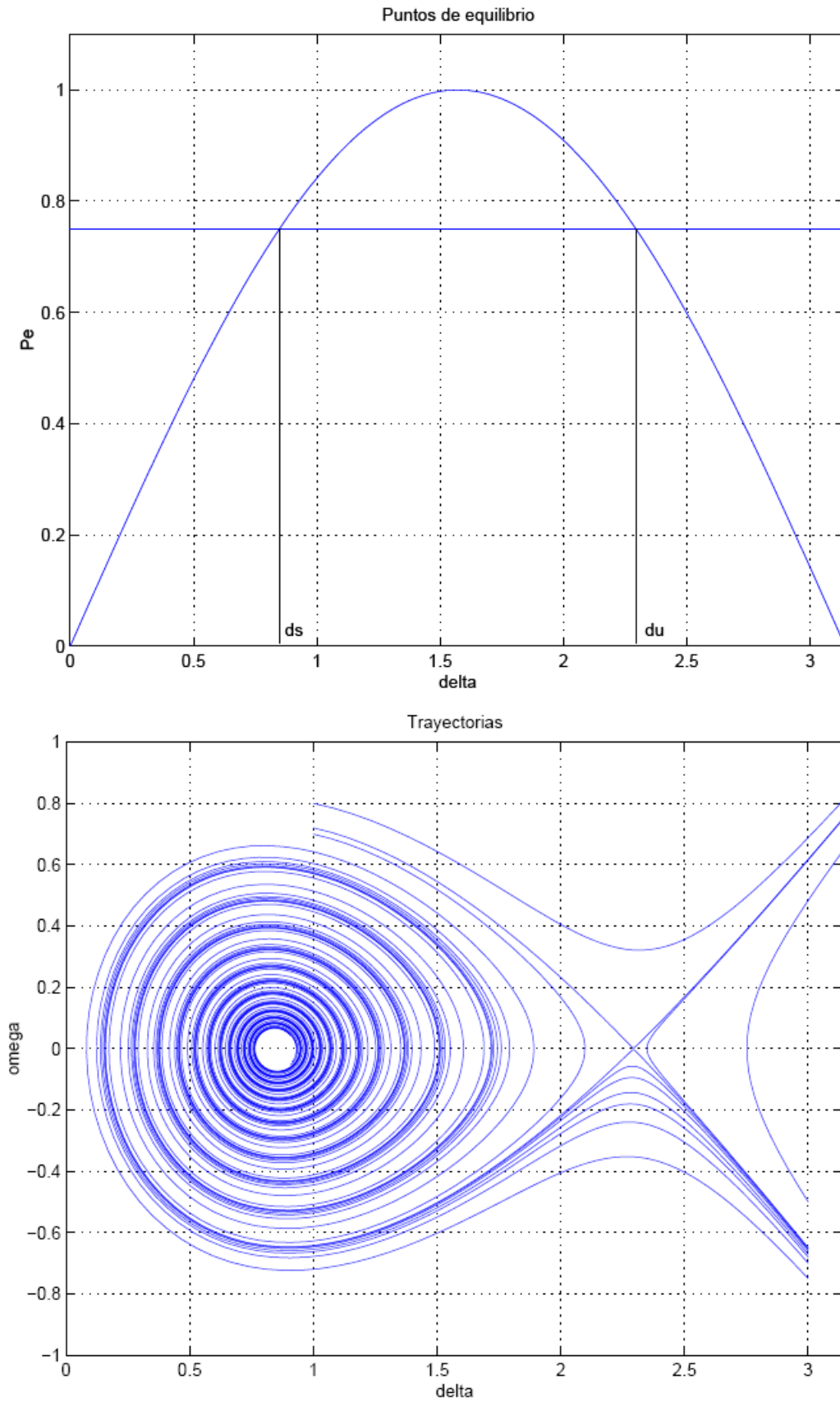
Cualquier cambio en la potencia generada, potencia demanda o en el sistema de potencia causa cambios en la transferencia de potencia del sistema, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre la generación y la carga. Estos cambios ocurren permanentemente y son compensados por los sistemas de control.

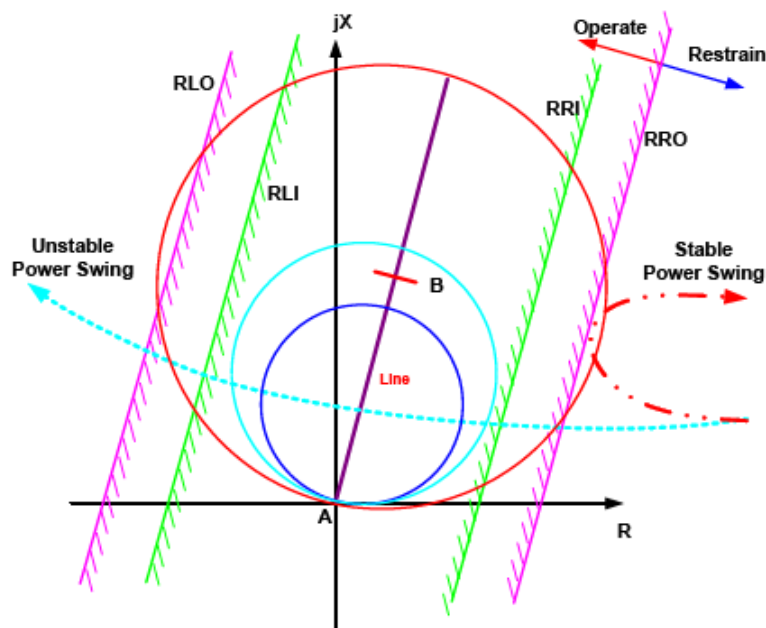
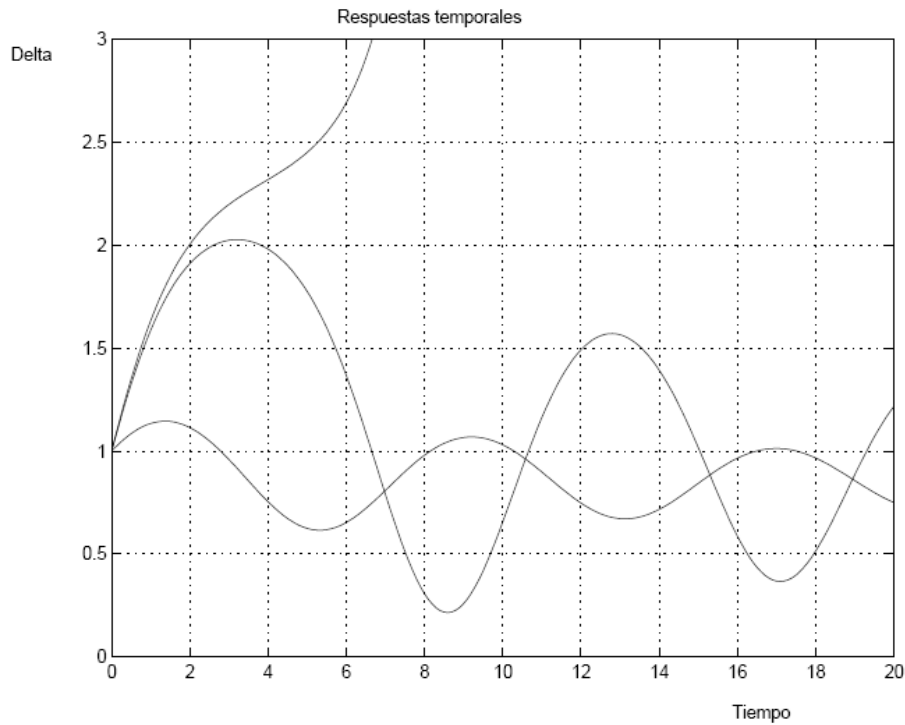
Perturbaciones que causan oscilaciones de potencia:

- las faltas en el sistema de potencia,
- las conexiones de líneas de transmisión,
- las desconexiones de generadores o
- la pérdida o aplicación de grandes bloques de carga

Estas perturbaciones resultan en cambios repentinos en la potencia eléctrica, mientras que la potencia mecánica se mantiene constante. Dependiendo de la perturbación y de la acción de los controladores las oscilaciones pueden ser estables o inestables.

En el curso se ha estudiado la estabilidad transitoria y las oscilaciones estables e inestables.





La oscilación de potencia puede hacer que la impedancia vista por un relé entre en su característica de operación; y la operación de estos relés puede hacer que salgan de servicio líneas de transmisión u otros componentes, haciendo más débil el sistema, aumentando la gravedad de la perturbación.

Los relés, funciones y zonas de distancia que pueden operar durante una oscilación de potencia deben ser bloqueados temporalmente. En los relés de distancia modernos se tienen disponibles las funciones:

- PSB: Bloqueo por oscilación de potencia (power swing blocking).
- OST: Disparo por oscilación de potencia (out-of-step tripping).

PSB: BLOQUEO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA:

Esta función diferencia entre una falta y una oscilación de potencia y bloquea el relé de distancia durante una oscilación de potencia y previniendo el disparo. Además, debe permitir detectar y despejar las faltas que ocurren durante una oscilación de potencia.

El disparo indebido de interruptores durante una oscilación de potencia puede causar daño al equipamiento y contribuir al apagón en varias áreas del sistema. Por lo tanto, es necesario, el disparo controlado de ciertos elementos en determinados puntos del sistema para evitar daño al equipamiento y minimizar los efectos de la perturbación.

OST: DISPARO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA:

Esta función diferencia entre una oscilación estable de una inestable y permite disparar algunos elementos del sistema para evitar el daño de los equipos y que la perturbación se extienda en el sistema.

Cuando dos áreas de un sistema de potencia o dos sistemas de potencia interconectados pierden sincronismo, tanto las áreas como los sistemas deben separarse en forma rápida y automática para evitar daños en los equipamientos o apagones. Idealmente, un sistema debe separarse en determinados lugares formando "islas", subsistemas o áreas independientes en que se mantenga el balance entre generación y carga en cada área.

Cuando el sistema se separa en áreas no siempre se alcanza el balance generación-carga, en cada una de ellas. En estos casos, se implementa un sistema de rechazo de carga o disparo de generación, para lograr el equilibrio y evitar el apagón en esas áreas.

COMPORTAMIENTO DEL RELÉ DE DISTANCIA DURANTE UNA OSCILACIÓN DE POTENCIA

La pérdida de sincronismo entre sistemas de potencia o entre un generador y el sistema de potencia afectan los sistemas de protección de las líneas de transmisión. En particular, algunos relés utilizados en las líneas de transmisión pueden operar para oscilaciones de potencia estables.

RELÉ DE SOBRECORRIENTE

Los relés de sobrecorriente de fase instantáneos pueden operar durante una oscilación de potencia si la corriente que circula por la línea durante la oscilación supera el valor de ajuste del relé.

Los relés de sobrecorriente de fase temporizados probablemente no operen durante una oscilación de potencia; pero esto depende la magnitud de la corriente y del tiempo ajustado.

RELÉ DE DISTANCIA

Los relés de distancia responden a los valores de secuencia positiva. La impedancia medida por el relé durante una oscilación de potencia varía en función del ángulo δ , entre las tensiones equivalentes del sistema.

Durante una oscilación de potencia pueden operar tanto la zona 1, que generalmente es instantánea, como las zonas utilizadas en los esquemas de

teleprotección. Las zonas de respaldo temporizadas, generalmente no operan durante una oscilación de potencia, pero eso depende de sus ajustes.

La Fig.7 (a) muestra como el lugar geométrico de la impedancia cruza la zona 1 y la Fig.7 (b) muestra un esquema de teleprotección y como se ve afectado por la impedancia medida.

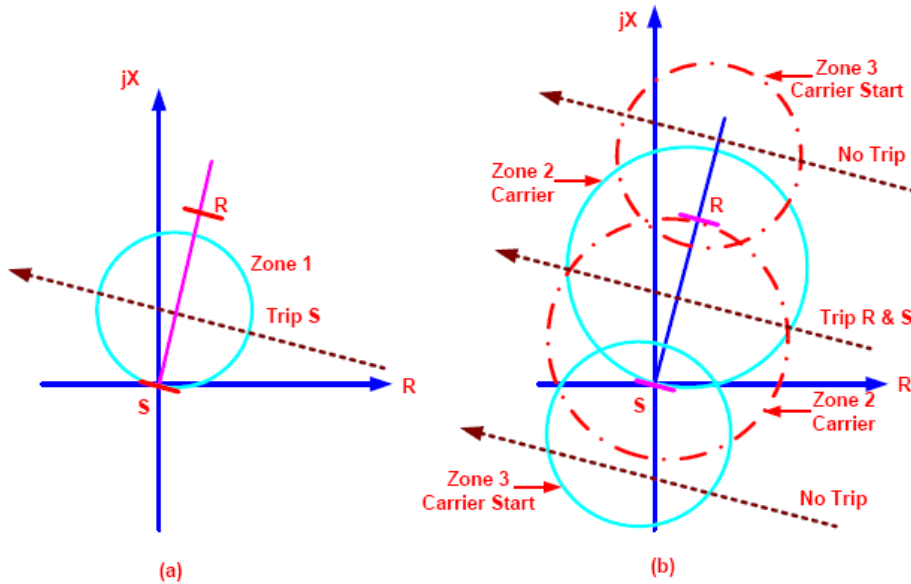


Fig. 7: Relé de distancia: Características de operación

IMPEDANCIA MEDIDA DURANTE UNA OSCILACIÓN DE POTENCIA

Durante una oscilación de potencia el relé de distancia detecta la oscilación como un defecto entre fase si la impedancia medida entra en su característica de operación.

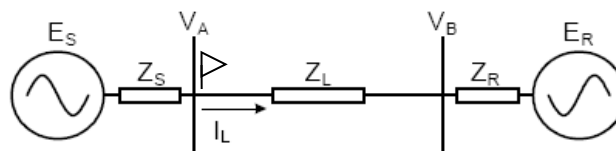


Fig. 8: Sistema de dos máquinas

Consideremos un sistema de dos generadores interconectados por una línea (un sistema complejo puede reducirse a esto), como muestra la Fig.8, con las siguientes hipótesis:

- Las amplitudes de E_S y E_R son constantes durante el transitorio (se pueden proporcionar las potencias reactivas necesarias para mantener las tensiones).
- Los ángulos (fases) de E_S y E_R coinciden con los ángulos relativos de los ejes q de los rotores correspondientes, respecto a la referencia que gira a $\omega_0 = cte$. Su diferencia es δ .
- Se realiza un estudio cuasiestático para δ variable (parámetro),

Se calcula la impedancia medida por un relé de distancia ubicado en el extremo A de la línea A-B.

$$Z = \frac{V_A}{I_L} = \frac{E_S(Z_S + Z_L + Z_R)}{E_S - E_R} - Z_S$$

Sea $k = \frac{|E_S|}{|E_R|}$.

El lugar geométrico de la trayectoria de la impedancia es un círculo, ver Fig.9, que corta al segmento de recta S-R en el Centro Eléctrico.

$$Z = \frac{V_A}{I_L} = (Z_S + Z_L + Z_R) \frac{k[(k - \cos \delta) - j \sin \delta]}{(k - \cos \delta)^2 + \sin^2 \delta} - Z_S$$

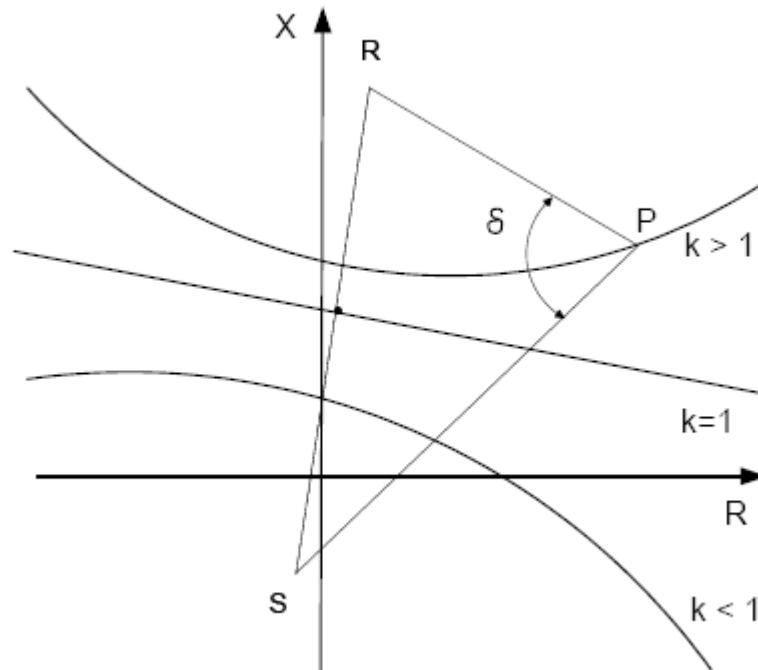


Fig. 9: Trayectoria de la impedancia durante una oscilación de potencia

Para cualquier valor de k , se cumple: $\angle SPR = \delta$, siendo P cualquier punto del lugar geométrico de la impedancia vista $Z = \frac{V_A}{I_L}$.

Para el caso particular en que las tensiones son iguales en amplitud.

$$k = \frac{|E_S|}{|E_R|} = 1.$$

Por lo tanto la impedancia medida por el relé de distancia ubicado en la barra A, se reduce a:

$$Z = \frac{V_A}{I_L} = \frac{(Z_S + Z_L + Z_R)}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - Z_S$$

La trayectoria de la impedancia medida por el relé es una recta perpendicular al segmento de recta S-R en el Centro Eléctrico, ver Fig.10.

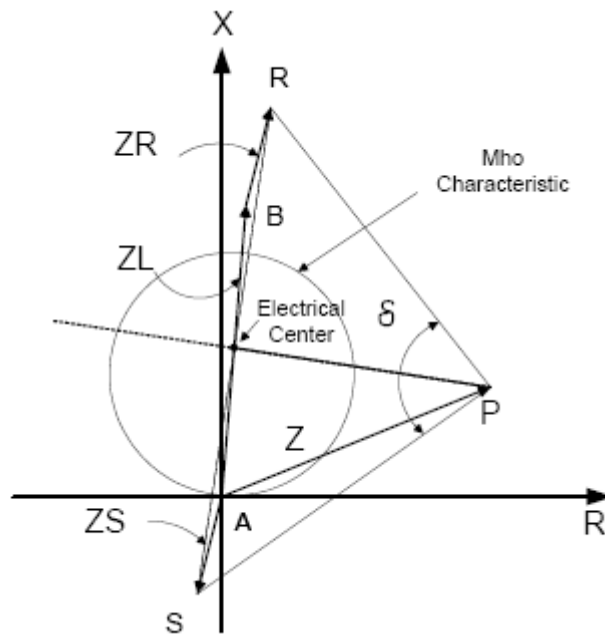
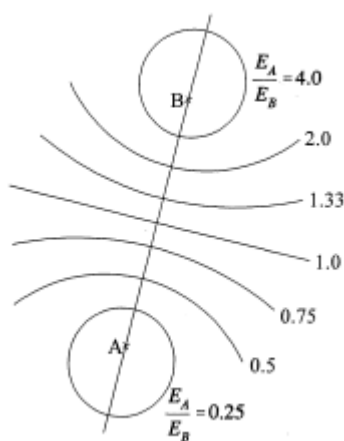
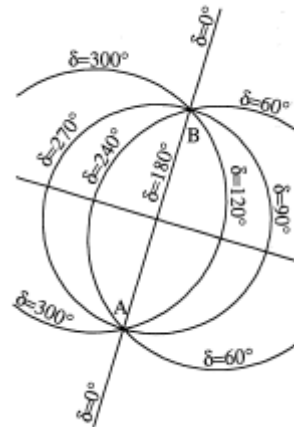


Fig. 10: Trayectoria de la impedancia durante una oscilación de potencia

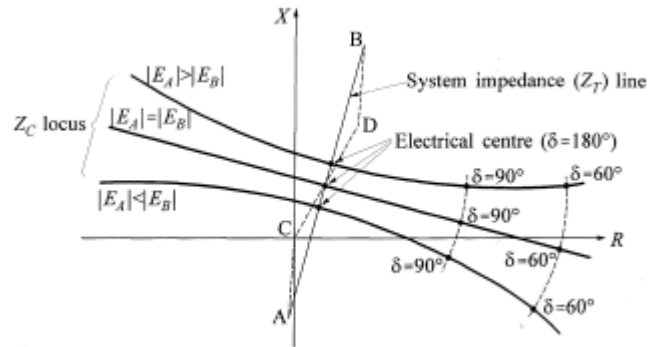
Interpretación de las gráficas (¡cuidado! cambio de notación en las tensiones de las fuentes):



Lugares geométricos para $k = cte$ y $\delta = parámetro$



Lugares geométricos para $\delta = cte$ y $k = parámetro$



MÉTODOS PARA LA DETECCIÓN DE LA OSCILACIÓN DE POTENCIA

Hay diversos métodos para la detección de oscilaciones de potencia, ya sea para usar en funciones de bloqueo por oscilación de potencia (PSB) o de disparo por oscilación de potencia (OST).

MÉTODOS CONVENCIONALES

Los métodos para la detección de la oscilación de potencia se basan en la medida de la impedancia de secuencia positiva. Durante el régimen estacionario, la impedancia medida por el relé de distancia es la impedancia de carga.

Durante una falta, la impedancia medida por el relé se mueve **rápido** desde su valor de carga hasta el valor de falta. Durante una oscilación de potencia, la impedancia medida se mueve **lento**.

Los esquemas convencionales utilizan la diferencia en la velocidad de la impedancia para diferenciar entre una falta y una oscilación de potencia.

CARACTERÍSTICAS CONCÉNTRICAS.

Para medir la velocidad de la variación de la impedancia, se mide el **tiempo** que requiere la impedancia para atravesar dos características concéntricas de impedancia, ver Fig.11.

La detección de la oscilación de potencia se realiza antes que la impedancia entre en la característica de operación.

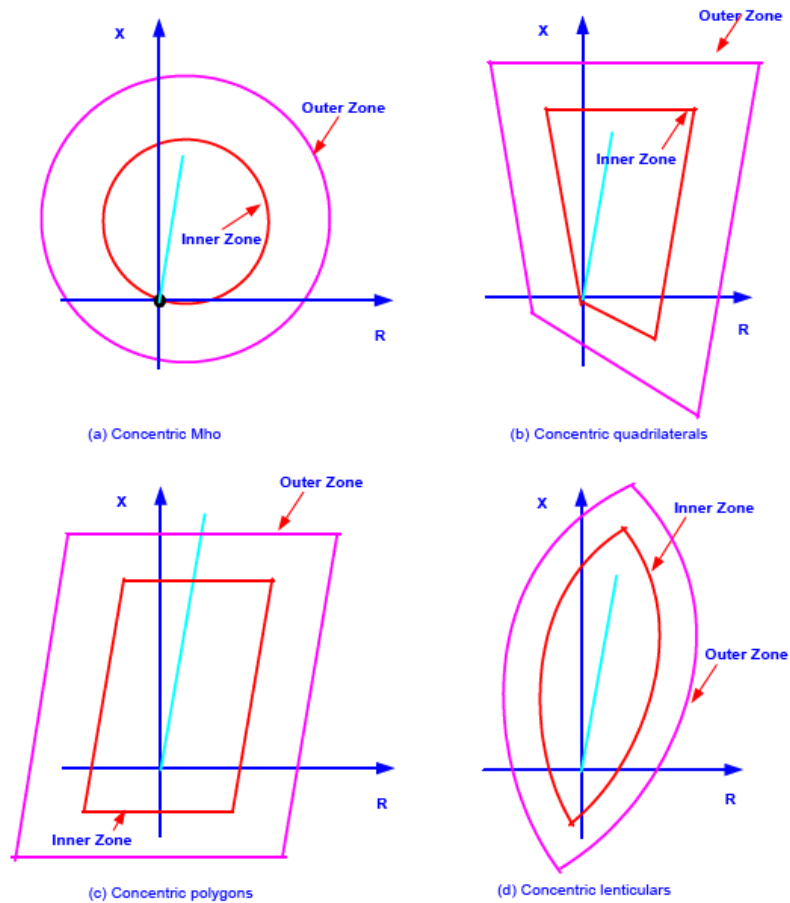


Fig. 11: Características concéntricas

CARACTERÍSTICA CON BLINDER (ANTEOJERAS)

Para medir la velocidad de la variación de la impedancia, se mide el **tiempo** que requiere la impedancia para atravesar dos rectas.

Se **optimiza** el esquema si las rectas son paralelas a la impedancia de la línea, pues las oscilaciones de potencia normalmente ingresan a las zonas de protección en forma aproximadamente perpendicular al ángulo de la línea, ver Fig.12.

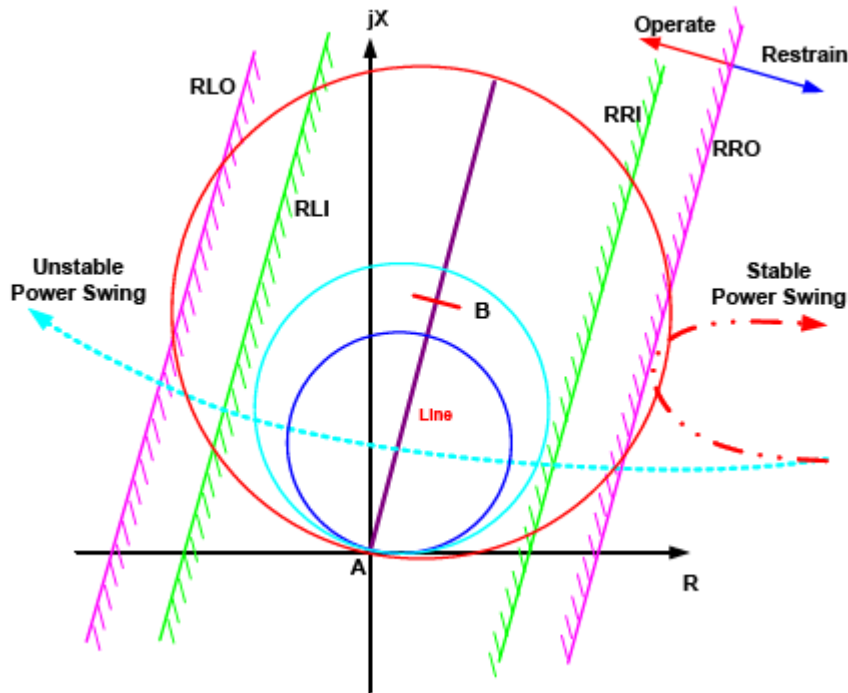


Fig. 12: Característica blinder (2 rectas)

CARACTERÍSTICAS BLINDER (1 RECTA):

Este tipo de esquema se utiliza como OST (disparo).

Este esquema **retrasa** el disparo hasta que la oscilación ya pasó los 180° y están volviendo a ponerse en fase las tensiones.

EN GENERAL:

Para ambas características (concéntricas y blinders), ajustar precisamente las funciones de oscilación de potencia no es sencillo y se requieren profundos estudios de la estabilidad transitoria del sistema de potencia concreto en sus posibles escenarios, configuraciones, causas y tipos de transitorios.

Las impedancias de fuente dependen de las posibles configuraciones del sistema, y además varían fuertemente durante grandes perturbaciones en que las funciones de oscilación de potencia deben cumplir su rol correctamente (bloqueo y disparo).

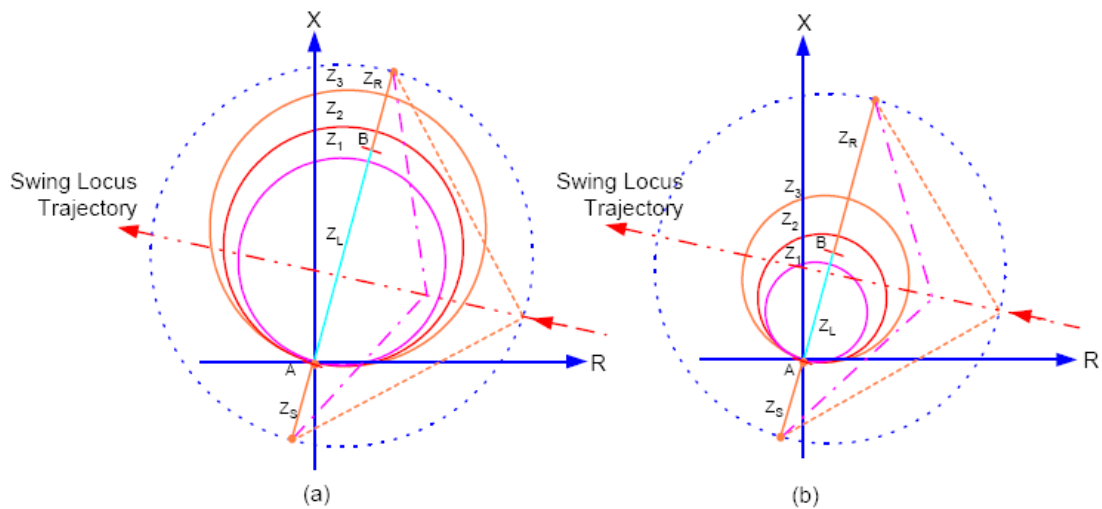


Fig. 13: Efecto de la impedancia de la línea

Como ejemplo, se muestran los efectos de la impedancia de línea en el ajuste de una función PSB, ver Fig.13.

Pero es posible simplificar el cálculo del ajuste de estas funciones, asumiendo que la frecuencia máxima de deslizamiento de las oscilaciones de potencia de un sistema eléctrico está por ej. entre 4 y 7 Hz. Esto permite ajustar razonablemente estas funciones de manera más sencilla.

Las zonas de operación del relé de distancia deben estar contenidas en la zona interna de oscilación de potencia (inner zone).

La zona de carga debe estar por fuera de la zona externa de oscilación de potencia (outer zone), ver Fig.14.

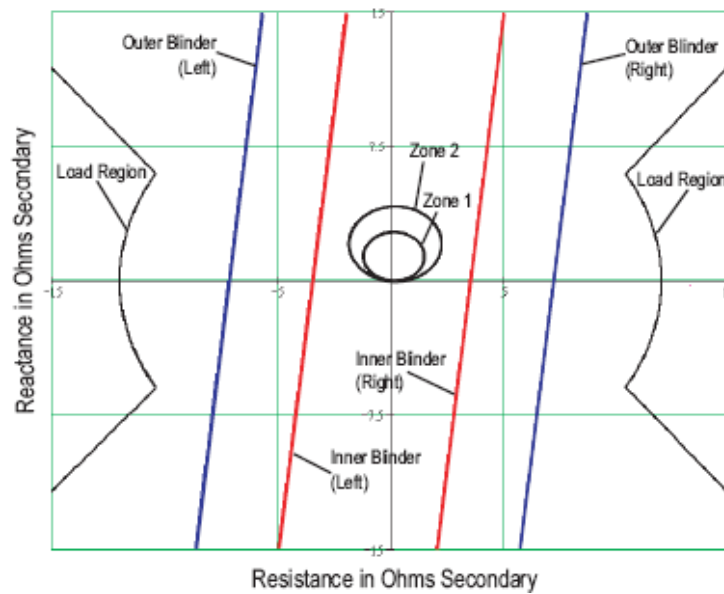


Fig. 14: Característica de operación

La zona de disparo de una función OST debe ajustarse para que el ángulo δ sea soportable por el interruptor a disparar (por ej $\delta < 120^\circ$ y decreciendo).

El problema de las características concéntricas y blinders, es que la magnitud usada para la detección de las oscilaciones de potencia (impedancia vista), depende de la impedancia total del sistema ($Z_S + Z_L + Z_R$), que a priori no es conocida y es cambiante.

OTROS MÉTODOS

CÁLCULO CONTINUO DE LA IMPEDANCIA

Este método determina la condición de oscilación de potencia calculando la impedancia en forma continua, ver Fig.15.

Calcula la impedancia cada 5ms y se compara con la calculada 5ms antes.

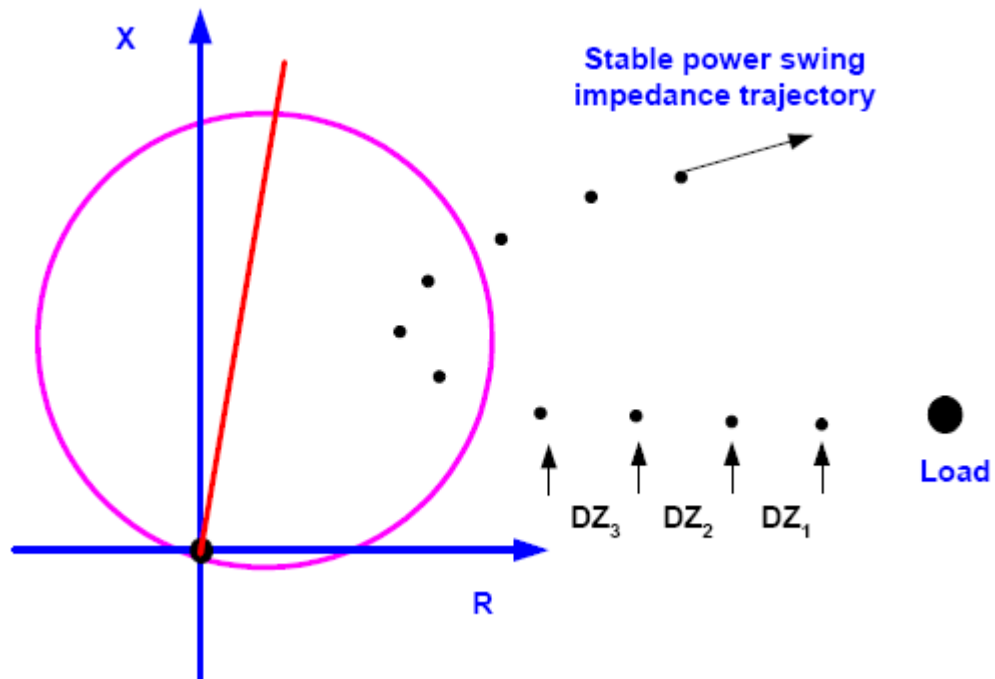


Fig. 15: Cálculo continuo de la impedancia

Cálculo continuo de la impedancia $\Delta t = 5 \text{ ms}$

- **N-1:** Cálculo de Z_{v_N-1}
- **N:** Cálculo de Z_{v_N}
Predicción de $Z_{v_N+1_esperada}$, según Z_{v_N} , Z_{v_N-1} y Δt
- **N+1:** Cálculo de Z_{v_N+1}
Comparación de Z_{v_N+1} con $Z_{v_N+1_esperada}$

Determinación de si hay oscilación de potencia

Predicción de $Zv_N+2_esperada$, según Zv_N+1 , Zv_N y Δt

SINCROFASORES

En una oscilación de potencia el ángulo de las tensiones de las barras reflejan cambios en la velocidad de rotación.

Actualmente se puede medir en forma sincronizada los ángulos de diferentes barras del sistema y reportarlas a un centro de procesamiento para procesarlas en tiempo real.

Cuando se detecta oscilación de potencia, se realiza una separación del sistema o un rechazo de carga.

Considerando un sistema con dos máquinas, medir $\Delta\delta$ y calcular en tiempo real el criterio de igual área, para determinar estabilidad o no.

Usar algoritmos predictivos de la variación de $\delta(t)$ y comparar con la medida de los sincrofasores en barras estratégicas.

CENTRO DE OSCILACIÓN SCV (SWING CENTER VOLTAGE):

SCV: se define como el punto del sistema (equivalente de 2 fuentes), donde la tensión es cero y el ángulo entre los sistemas es $\delta = 180^\circ$.

Este punto se puede aproximar por:

$$SCV \approx |V_s| \cos \varphi$$

donde V_s tensión local, φ ángulo entre la tensión y corriente.

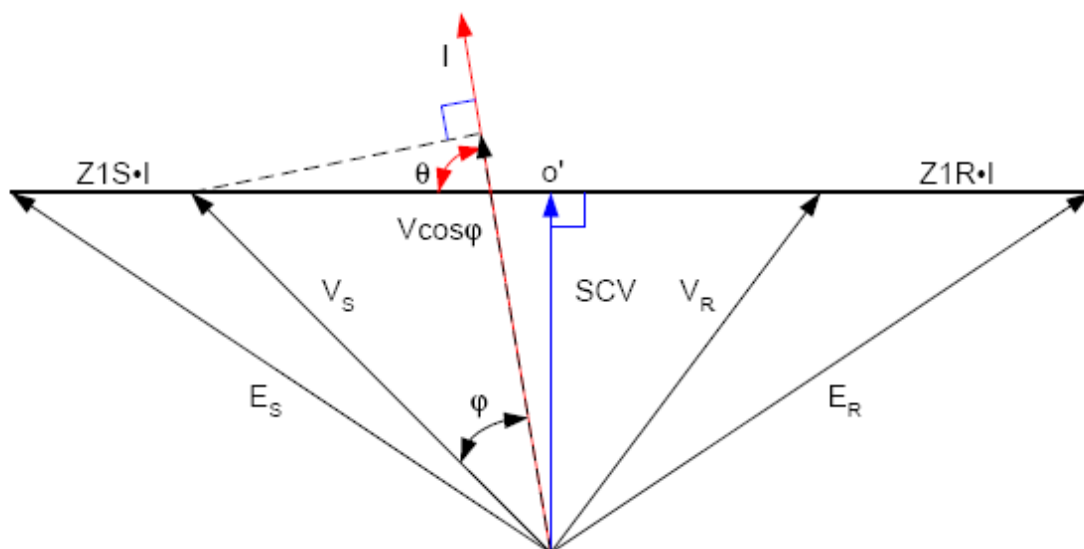


Fig. 16: Proyección de $V \cos \varphi$

Centro de oscilación SCV: $SCV \approx |V_s| \cos \varphi \Rightarrow SCV1 = E1 \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)$

La derivada de SCV1 es: $\frac{d(SCV1)}{dt} = -\frac{E1}{2} \operatorname{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) \frac{d\delta}{dt}$

Casos:

Si $\delta = 180^\circ \Rightarrow SCV1 = 0$ $\frac{d(SCV1)}{dt} = \text{máximo}$ $\left\langle \operatorname{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) = 1 \right\rangle$

Si $\delta = 0^\circ \Rightarrow SCV1 = 1$ $\frac{d(SCV1)}{dt} = \text{mínimo}$ $\left\langle \operatorname{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) = 0 \right\rangle$

Si $\delta = 120^\circ \Rightarrow SCV1 = \frac{1}{2}$

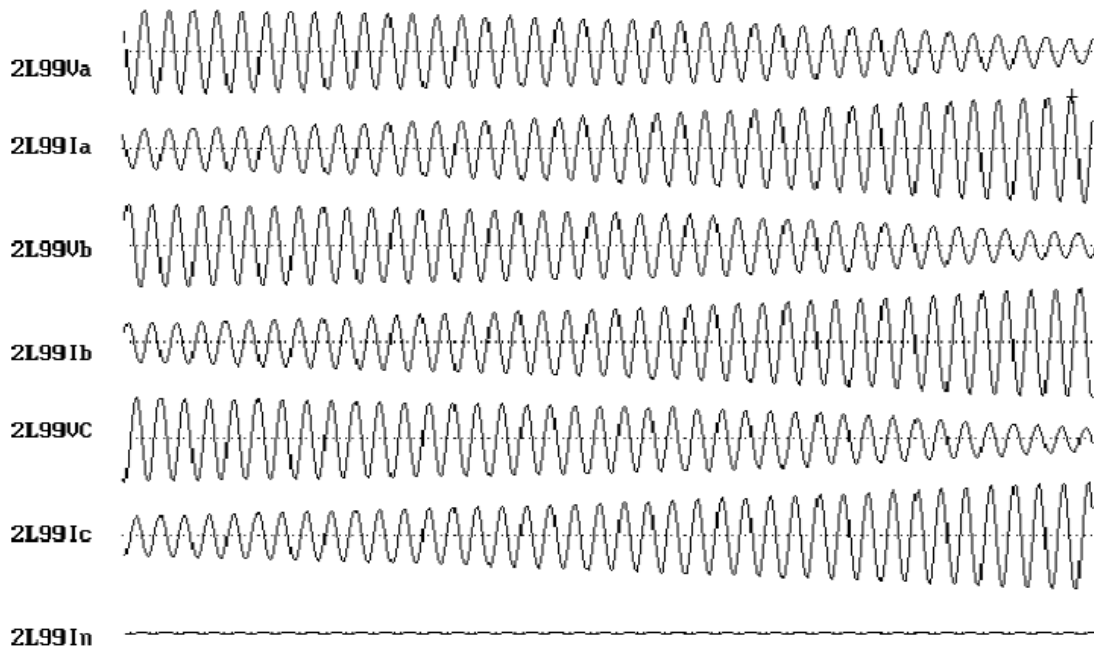
Conclusiones:

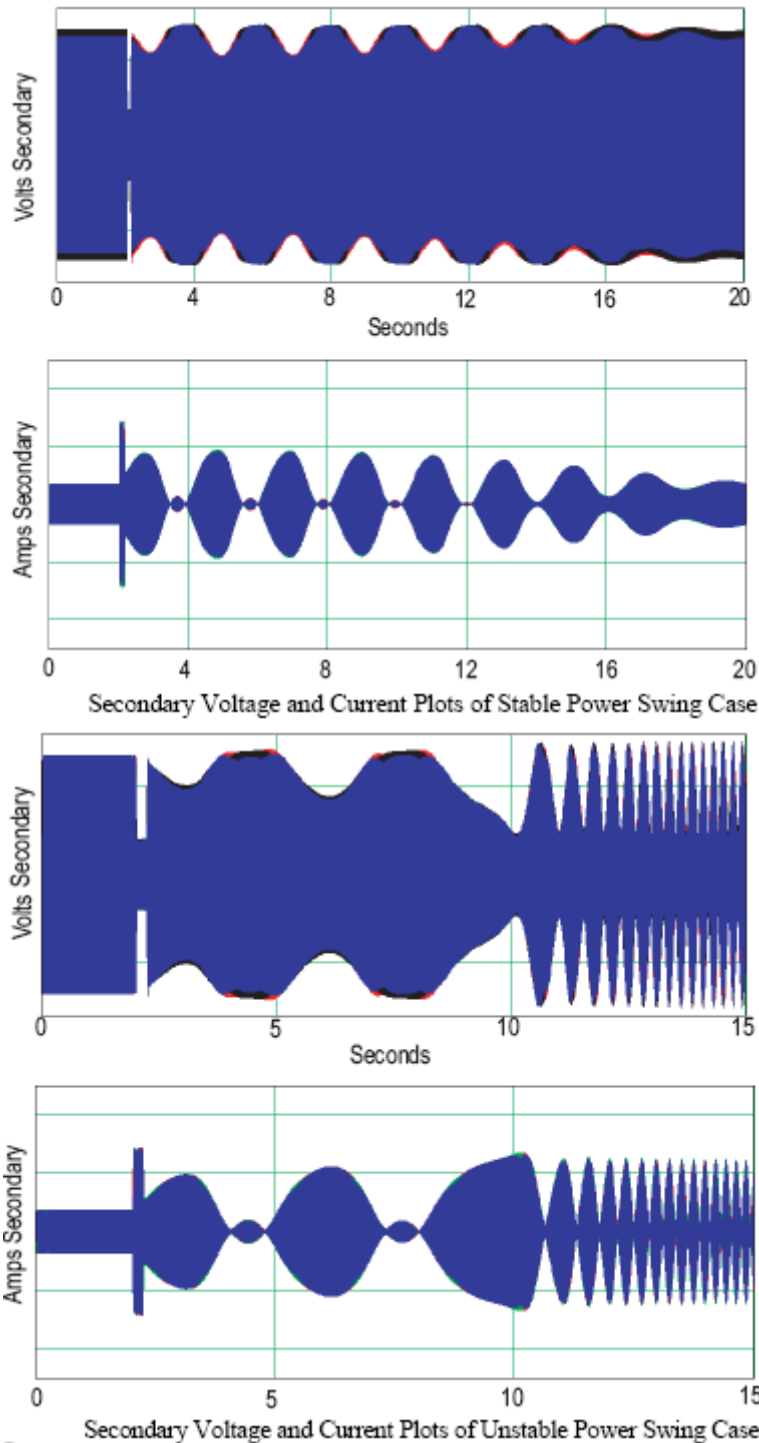
$0 \leq SCV1 \leq 1 pu$ SCV1 está acotado entre 0 y 1 pu

$SCV1 \leftrightarrow \delta$ SCV1 es independiente de Z_s, Z_L, Z_R .

Estas son la gran ventaja del método.

FORMAS DE ONDA (OSCILOGRAFÍAS) DE OSCILACIONES DE POTENCIA





RESUMEN: FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN ANTE OSC. DE POTENCIA

La filosofía para la aplicación de los esquemas PSB y OST es:

- **Evitar** disparar cualquier elemento del sistema durante una oscilación de potencia **estable**.
- **Proteger** el sistema de potencia durante oscilaciones **inestables**.

Se debe diseñar un sistema de disparo para separar en áreas el sistema, en condiciones de oscilación de potencia inestables.

Los esquemas de disparo por oscilación de potencia están diseñados para **proteger** el sistema durante oscilaciones inestables, separando en áreas, de manera de mantener la estabilidad dentro de cada área.

Los esquemas de disparos deben estar instalados cerca del **centro eléctrico** del sistema, para mantener el balance entre generación y carga.

Los esquemas de disparo deben **evitar** disparar cuando el ángulo entre los sistemas es cercano a **180°**.

Los esquemas de disparo OST están **acompañados** con esquemas de bloqueo PSB para evitar disparos indeseados.

Los esquemas de bloqueo son instalados en otros puntos del sistema, para **evitar** la separación del mismo de manera **no controlada**.

Estos esquemas están acompañados con sistemas de **rechazo de carga y disparo de generación**.

MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD TRANSITORIA, QUE HACEN A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

Las empresas eléctricas deben tomar medidas en el momento del diseño del sistema eléctrico de potencia para evitar salidas de equipamiento en cascada y apagones.

Las acciones son tendientes a lograr los siguientes efectos:

- Minimizar la severidad de las faltas y su duración
- Aumentar las fuerzas sincronizantes
- Reducir los pares acelerantes (control de la potencia mecánica y aplicación de cargas artificiales)

Algunos de los métodos utilizados para mejorar la estabilidad transitoria del sistema son:

- Despejar los defectos rápidamente
 - Funciones de protección instantáneas y de alta velocidad, (recordar el tiempo crítico de despeje de las faltas y los tiempos inherentes a los relés numéricos).
 - Disminuyendo el tiempo que los cortocircuitos permanecen en el sistema, disminuye la energía cinética que gana los rotores de los generadores.
- Usar protecciones de falla interruptor (breaker failure).
 - Minimiza el tiempo que permanece una falta en el sistema, si un interruptor disparado no abre. Para el caso de falla de un interruptor, esta función es preferible a tener sólo respaldos locales o remotos ya que sus tiempos de respaldo son mayores.

- Disparo monopolar de interruptores (recierre monopolar).
 - Durante el tiempo muerto de un recierre con apertura monopolar (para defectos fase-tierra), buena parte de la potencia de prefault se sigue transfiriendo por las fases “sanas” de la línea, lo que reduce el embalaje de los generadores.
- Cierre dinámico (insertar cargas cerca de los generadores)
 - El forzar un consumo de potencia activa durante el transitorio, reduce o evita la aceleración de los generadores durante perturbaciones.
- Fast Valving
 - Es para el caso de turbinas a vapor, y consiste en reducir la potencia mecánica de los generadores ante ciertas perturbaciones, como mejor alternativa que sacarlos de servicio.
- Disparo de generadores.
 - Puede llegar a ser útil disparar generadores cuando hay problemas de estabilidad transitoria, como oscilaciones inestables de potencia.
 - Esto protege al generador pero no necesariamente al sistema, ya que puede estarse aumentando el desbalance de potencias en el sistema.
- Disparo controlado.
 - Disparo ante Oscilación de Potencia (OST), de manera de preservar el sistema convirtiéndolo en islas con balance entre generación y carga.
 - Para ello, además del OST también puede ser necesario disparar carga (load shedding)
 - Uso de Sistemas Especiales de Protección (SPS) o Wide Area Protection (WAP) o Protecciones Sistémicas.
- Reducción de la reactancia del sistema.
 - Inserción momentánea de capacitores serie en líneas o subestaciones aumentan el margen de estabilidad al aumentar la potencia máxima transferible $P_e = \frac{E_R E_S}{X_T}$
- Recierre rápido.
 - No es bueno que los recierres sean lentos
 - Pero no necesariamente cuanto más rápido es el recierre, mejor es para la estabilidad del sistema.

FUNCIÓN DE LOS SISTEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN (SPS) O WIDE AREA PROTECTION (WAP) O PROTECCIONES SISTÉMICAS

Detectar condiciones anormales del sistema eléctrico y tomar acciones correctivas predeterminadas (que no sean desconectar el equipo en falta) para preservar la integridad del sistema y permitir una performance aceptable del sistema

Para saber si estamos ante una protección o ante un SPS, la pregunta a hacerse es: **¿estoy protegiendo a un equipo?**

- Si la respuesta es si, es una protección o sistema de protección clásico. Por ej. Disparo por sobre o subfrecuencia.
- Si protege al generador para evitar daños en la turbina, es protección clásica (función en el sistema de protección del generador)
- Si evita que el sistema colapse, equilibrando generación y carga en el sistema, es un SPS (load shedding, generator rejection).

PROBLEMAS A SOLUCIONAR O DISMINUIR CON SPS.

SPS se justifica frecuentemente en casos donde está en juego la integridad del sistema eléctrico.

Eso puede ocurrir ante inestabilidades:

- Transitoria (de ángulo)
- Pequeña señal
- Frecuencia
- Tensión
- Disparos en cascada

Los SPS no pueden predecir o prevenir todas las contingencias posibles que llevan al colapso a un sistema de potencia.

A veces algunos SPS pueden ser suficientes para proteger el sistema adecuadamente. Pero cuanto más grande y complejo es el sistema, más complejas son las acciones necesarias.

Para ello es necesario que existan Planes de Defensa, en los que los SPS formen parte de dicho sistema. Sin embargo a veces se pueden tomar algunas acciones básicas mediante SPS para los cuales no es necesario que exista un Plan de Defensa (disparo de carga, o generación, etc.)

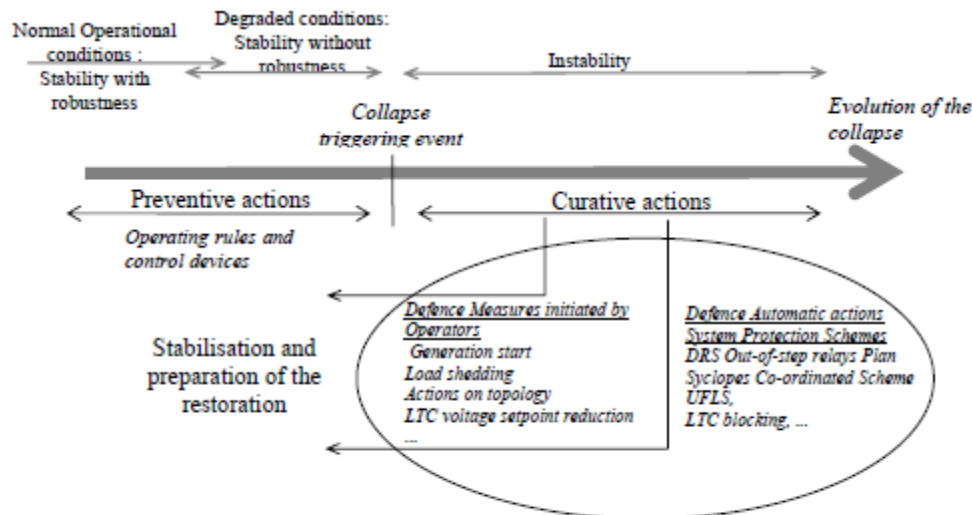


Fig. 17 EDF plan de defensa

ESTABILIDAD TRANSITORIA

Capacidad del sistema de que sus generadores mantengan sincronismo, ante contingencias severas (cortocircuitos severos o prolongados, pérdida de mucha carga o generación).

Se caracteriza por variaciones en los ángulos relativos entre los rotores de los generadores, variaciones equilibradas en las amplitudes de las tensiones y corrientes (o impedancias), y los flujos de potencia activa y reactiva.

RIESGOS Y CONSECUENCIAS. Oscilaciones inestables.

- Calidad de servicio durante las oscilaciones (tensión, potencias transferidas)
- En los generadores y en el sistema.
- No abrir interruptores cuando el ángulo visto entre generadores es cerca de 180° (riesgo de dañar el interruptor)

ACCIONES POSIBLES. Ver también presentación curso estabilidad

- Desconectar generación y "fast valving"
- Cierre dinámico
- Conmutar reactores cerca de generadores
- Disparo automático de carga

ESTABILIDAD EN FRECUENCIA

Capacidad del sistema de mantener su frecuencia en márgenes aceptables en operación normal o ante contingencias severas que por ej. que hayan causado

apertura de líneas en cascada, creación de islas (sistemas aislados), desconexión de generadores, etc.

Las turbinas de los generadores sincrónicos no pueden estar a frecuencia muy distinta de la nominal por mucho tiempo. Es más crítico en los generadores térmicos y en especial en turbinas de vapor (rangos menores).

DISPARO EN CASCADA DE LÍNEAS.

Por una contingencia severa, las oscilaciones de potencia y variaciones en la tensión, así como las sobrecargas, pueden llevar a la operación de protecciones y controles que produzcan salidas de líneas en cascada.

Esto puede afectar las interconexión de regiones, especialmente si hay centros de carga y centros de generación.

Pueden también ocurrir aperturas múltiples de líneas por defectos en líneas paralelas, defectos cercanos a subestaciones con muchas líneas o generadores.

También por disparo indeseado de protecciones ante faltas externas, disparos de las funciones de distancia ante oscilación de potencia, nuevo punto de funcionamiento dentro de alguna zona de distancia (luego de apertura de líneas), disparo de sobrecorriente temporizada de fases (respaldo), funciones de sobrecarga (más largo plazo), etc.

ACCIONES POSIBLES.

- Adecuada coordinación (márgenes, protecciones de selectividad relativa, teleprotección).
- Disparo preventivo de carga ante ciertas configuraciones (líneas abiertas)
- Arranque de turbinas de gas
- Bloqueo por oscilación de potencia.

ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SPS:

- Protección para algunas contingencias seleccionadas y "raras" (fuera de los rango de diseño y operación normal del sistema)
- Sistemas que (con fines deseados) aumentan el riesgo de operación, y que no sean funciones clásicas de protección
- Sistemas con medidas y/o acciones en múltiples lugares, con acción coordinada

SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS:

- Mercado eléctrico
- Importancia de la calidad (del suministro-producto, de los procesos, etc.)
- Importancia de los clientes (calidad, satisfacer requerimientos)
- Redes trabajando cerca de sus límites técnicos.
- Obtener los mayores beneficios económicos de los equipos
- Retraso en las inversiones

No son equipos estándar con funciones estándar, sino sistemas que se diseñan a medida.

ACCIONES TÍPICAS:

- cambios en la carga (p ej. load shedding) DAC
- cambios en la generación, DAG
- Cambios en la interconexión entre sistemas DAD?
- Cambios en la configuración del sistema

para mantener:

- estabilidad del sistema
- Voltajes aceptables
- Flujos de potencia aceptables.

CLASIFICACIÓN SEGÚN LAS VARIABLES DE CONTROL.

Los SPS pueden estar basados en:

- La respuesta del sistema (medida de variables eléctricas p. ej. Tensión, frecuencia)
 - Más generales, pues no importa el origen de la contingencia (disturbio)
 - Puede servir para contingencias no estudiadas explícitamente.
- Eventos (o combinación de eventos, por ej. apertura de líneas)
 - Buenos para casos en que los eventos críticos son pocos y se pueden identificar
 - Son más rápidos pues no debe esperar a la respuesta del sistema ante el evento
 - Requiere ser diseñados para todas los conjuntos de eventos

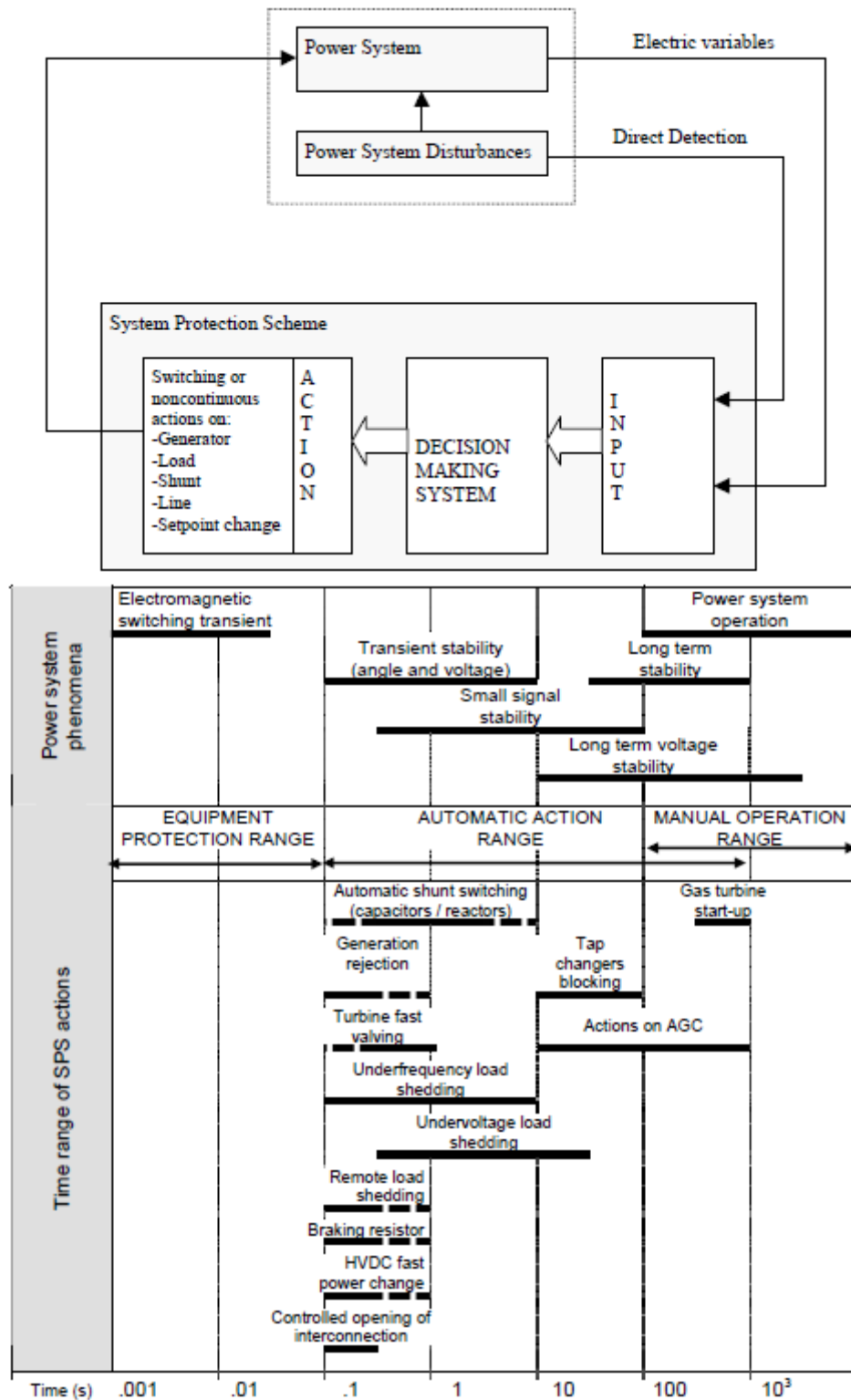


Fig. 18: Tiempo de los sistemas SPS

EJEMPLOS DE SPS:

- Underfrequency load shedding
- Disparo remoto de generación, ante la pérdida de capacidad de transmisión
- Disparos ante posible colapso de tensión

- Disparos ante pérdida de sincronismo.

PARA QUÉ SPS?

- Mejorar la operación del sistema
- Operar más cerca de los límites del sistema
- Aumentar los límites de transferencia de potencia, con la misma seguridad
- Aumentar la seguridad del sistema, especialmente ante contingencias extremas que llevarían al colapso

DECISIONES DEL SPS MEDIANTE.

- Lógicas y algoritmos predeterminados (determinísticos)
- Matrices predeterminadas (determinísticas) según la condición o estado previo del sistema (casos finitos, rangos de las variables)
- Artificial neural networks (ANN)
- Fuzzy Logic
- Genetic algorithms
- Expert systems

ALGUNOS REQUISITOS:

- Confiabilidad (Fiabilidad, Reliability).
 - Dependability (operar correctamente)
 - Security (no operar incorrectamente)
- Velocidad
- Disponibilidad
- Flexibilidad
- Coordinación (con los demás SPS y protecciones principales y respaldos)
- Pensar en el Ciclo de Vida (no sólo diseño y obra):
- Cambios en
 - Sistema eléctrico (expansión, etc.)
 - Criterios (reglamentos, normas, etc.)
 - Requerimientos (clientes, actores, involucrados, gerencia, técnicos, etc.)
 - Etc.
 - Explotación (mantenimiento, operación)

SPS Design and Operation Procedure

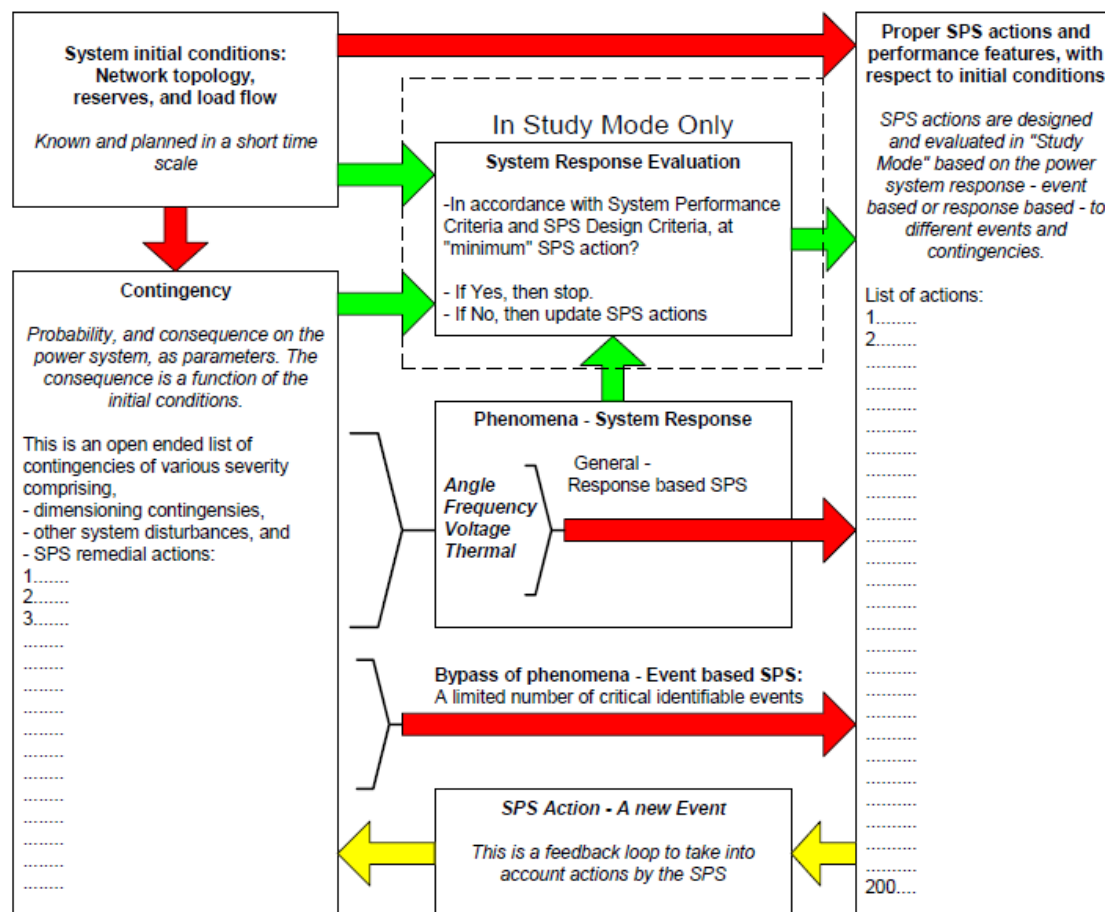


Fig. 19 Procedimiento de diseño y operación

SPS Y LAS COMUNICACIONES

SPS pueden ser:

- Equipos y acciones locales (coordinados a partir de estudios de todo el sistema)
- Sistema basado en la comunicación entre equipos.

El uso de sincrofasores y PMU (o no necesariamente) para SPS precisa comunicación:

- rápida,
- buen ancho de banda (mucho información),
- confiable, con redundancia (separación física, no puede caer por un evento simple)
- adecuada señal durante contingencias
- con formas de verificar su performance

- con formas de monitoreo par evaluar equipos y la disponibilidad de los canales
- que evite operaciones indeseadas (por equipos o personas)

ESTABILIDAD EN FRECUENCIA

La estabilidad en frecuencia es la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, de restablecer la frecuencia luego de una perturbación severa de desbalance entre generación y carga.

Depende de la habilidad de mantener o restablecer el balance entre generación y carga, con mínima pérdida de carga. La pérdida de carga es un hecho indeseado pero en muchos casos necesario e inevitable a la hora de preservar el resto del sistema eléctrico.

Este tipo de situaciones puede llevar a la separación del sistema en islas (subsistemas independientes) que deben lograr cada una un estado de equilibrio estable con mínima pérdida de carga, equilibrio que queda evidenciado por el comportamiento de la frecuencia promedio de cada isla.

Generalmente los problemas de estabilidad en frecuencia están asociados a insuficiente respuesta de los equipos, coordinación insuficiente entre controles y protecciones o insuficiente reserva de generación.

Los problemas de estabilidad en frecuencia pueden involucrar tiempos de segundos o fracciones de segundos (fenómenos de corto plazo) como el disparo por subfrecuencia y los controles de los generadores y protecciones.

O pueden involucrar tiempos del orden de minutos (fenómenos de largo plazo) como los relacionados a las plantas motrices de los generadores (las turbinas, calderas, etc.) y los reguladores de tensión.

La inestabilidad en frecuencia de corto plazo, puede llevar a apagones en cuestión de segundos en el sistema, en una o varias islas.

Cuando sale de servicio en forma intempestiva una unidad generadora, se pierde el balance entre potencias, y el andamiento inicial de la frecuencia de un

área A es $f_A \approx \left(1 + \frac{P_{mA} - P_{eA}}{2H_A} t \right) f_0$

La frecuencia del sistema comienza a disminuir, y la variación de la frecuencia tiene pendiente negativa $\frac{P_{mA} - P_{eA}}{2H_A}$ (paramétrica en la inercia H_A y en la sobrecarga $P_{eA} - P_{mA}$).

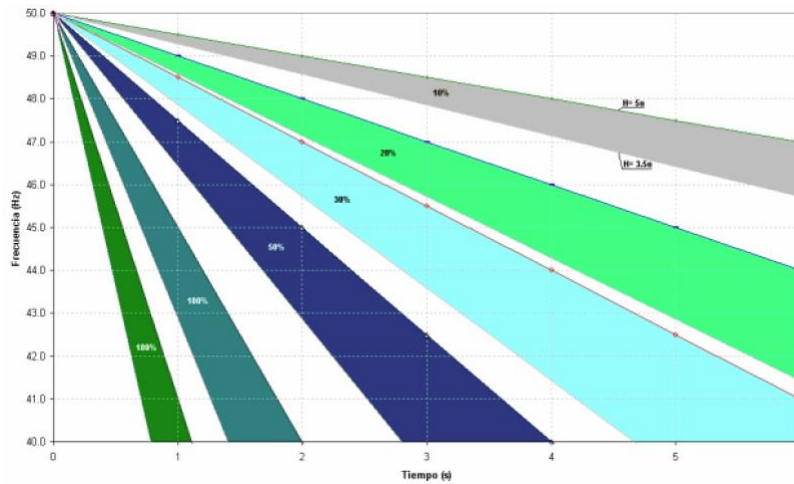


Fig. 20: Andamio de la frecuencia en el período inicial del transitorio de pérdida de carga (paramétrico en H y Pe-Pm)

Esto corresponde a una simplificación en el modelo de la dinámica del sistema.

La ecuación de Swing $\frac{2H_A}{\omega_0} \frac{d\omega_A}{dt} + \frac{K_D}{\omega_0} \omega_A = P_{mA} - P_{eA}$ es una simplificación de la realidad y a ella se le agregan simplificaciones como despreciar el coeficiente K_D (o lo que es similar en la ecuación, considerar sólo el inicio de la perturbación, en que ω_A es mucho menor que ω_0).

Por ello la ecuación y gráfica anterior describen satisfactoriamente el andamio de la frecuencia sólo en el período inicial del transitorio.

En realidad, un sistema con un desbalance entre generación y carga, llega a una frecuencia mínima y posteriormente recupera una frecuencia estable, como se indica en la siguiente figura.

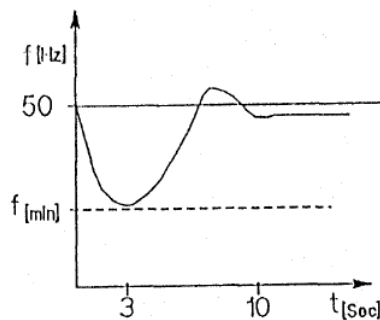


Fig. 21: Comportamiento de la frecuencia hasta estabilizarse

PROTECCIONES DE FRECUENCIA Y ACCIONES CLÁSICAS DE DISPARO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA.

PROTECCIÓN DE GENERADORES.

Los generadores eléctricos y sus turbinas (plantas motrices) pueden resultar dañados si, estando cargados, funcionan fuera de su frecuencia nominal. Es por ello que los generadores cuentan con protecciones propias de sobre y subfrecuencia (que operan por nivel o frecuencia absoluta ($f < >$)), que los desconectan del sistema eléctrico si la frecuencia es inadmisibles para ellos.

Los conjuntos generador - turbina a vapor tienen rangos admisibles de frecuencia mucho más estrictos que los con turbinas hidroeléctricas.

Cuando sale de servicio en forma intempestiva una unidad generadora, se pierde el balance entre potencias y como se vio, la frecuencia del área comienza a disminuir.

Cuando hay una rápida caída de la frecuencia, la respuesta de los controles de los generadores del sistema es insuficiente y lenta a la hora de frenar la caída de frecuencia.

Y es posible que se llegue a los umbrales de disparo de las protecciones de subfrecuencia de algunos generadores. Si esos generadores son retirados del sistema por sus protecciones de frecuencia, la situación del sistema empeoraría (se incrementaría el desbalance de potencias) y la velocidad de la caída de frecuencia aumentaría, llevando a más salidas de generadores por subfrecuencia y al sistema al apagón.

PROTECCIÓN DEL SISTEMA.

Por ello son necesarias acciones complementarias de emergencia para que la frecuencia no llegue a los umbrales antes mencionados.

La principal protección sistémica automática para prevenir apagones luego de salidas intempestivas de unidades generadoras son los esquemas de disparo de carga por subfrecuencia (underfrequency load shedding).

La dinámica del sistema ante una pérdida de generación depende fuertemente de las condiciones iniciales de operación, la importancia de la contingencia intempestiva, la respuesta de los sistemas de control, etc., por lo que por métodos clásicos es trabajosa la determinación de la cantidad mínima de carga a disparar.

El diseño clásico del disparo de carga por subfrecuencia utiliza relés de protección ubicados en distintas subestaciones, cuyo principio de operación es la detección de subfrecuencia por:

- nivel o frecuencia absoluta ($f <$), o
- derivada o pendiente de la frecuencia ($df/dt <$), o
- o combina ambos principios en el mismo relé.

La idea es disparar carga en la cantidad mínima necesaria y no más, para mantener el sistema de potencia estable.

El disparo insuficiente de carga, no evitará que la caída de la frecuencia continúe.

El disparo excesivo de carga, producirá cortes innecesarios a ciertas cargas.

La protección por subfrecuencia ($f <$) puede ser temporizada o instantánea y para operar la frecuencia debe haber descendido hasta el umbral ajustado $f = f_{aj}$ (la subfrecuencia se detecta ya avanzado el fenómeno).

Sin embargo la protección por derivada de la frecuencia ($df/dt <$), que también puede ser temporizada o instantánea, detecta en etapas tempranas del fenómeno (la mayor pendiente es al principio del fenómeno de pérdida de generación).

BIBLIOGRAFÍA MÁS RELEVANTE.

- Apuntes de los cursos de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de FING de los años 2003, 2005, 2007. Ver: <http://iie.fing.edu.uy/ense/assign/esepl/>, en particular los capítulos de estabilidad transitoria y protecciones (este último preparado en 2005 por Ing. Verónica Azevedo).
- Power System Stability and Control; P. Kundur
- Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines; IEEE PSRC WG D6; Mike McDonald, Demetrios Tziouvaras y otros.
- Out-of-Step Protection Fundamentals and Advancements; Demetrios Tziouvaras y Daqing Hou.
- Apuntes del curso sobre Protecciones de FING, Ing. Jorge Alonso.
- Guía de operación verano 2003 de PEE, UTE.
- Definition and Classification of Power System Stability. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definition. Prabha Kundur, John Paserba y otros, May 2004.
- Protective Relays Theory and Applications, Walter A. Elmore
- Protective Relaying, Principles and Applications, J. Lewis Blackburn,
- The Art and Science of Protective Relaying, C.R. Mason, John Wiley 1956