

## Tabla de contenido

de

**AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides**

Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia

<b>Capítulo 8</b>	<b>3</b>	<b>Protección del generador</b>	<b>3</b>
8.1		Introducción	3
8.2		Filosofía de protección del generador	7
8.3		Protección de falla a tierra del generador	9
	8.3.1.	Detección de fallas a tierra	11
	8.3.2.	Selección de la instrumentación de retransmisión	13
8.4		Protección contra fallas de fase del generador	13
8.5		Protección de falla a tierra del generador	15
8.5		Protección contra desequilibrio del generador	17
8.6		Protección contra sobrecargas	19
8.7		Fallos del rotor	19
8.8		Sobre / Subtensión y Sobre / Subfrecuencia	21
8.9		Pérdida de excitación	22
	8.9.1	Límite de estado estable del generador	23
	8.9.2	Respuesta del generador a la pérdida de campo	25
	8.9.3	Límites de funcionamiento del generador	25
	8.9.4	Protección contra pérdida de excitación del generador con relés de impedancia modificada	27
8.10		Protección de potencia inversa (32)	33
8.11		Energización accidental	33
8.12		Retransmisión fuera de paso	34
	8.12.1	Oscilaciones estables e inestables	34
	8.12.2	Diagramas de impedancia	40
	8.12.3	Fenómenos de colapso de voltaje durante cambios de potencia	41
	8.12.3	Fenómenos transitorios de recuperación	43
	8.12.4	Esquemas de protección fuera de paso	45
	8.12.5	Otros esquemas de protección para condiciones fuera de sintonía	51
	8.12.6	Discusión	51
8.13		Reconexión y sincronización	52
8.14		Resumen y discusión	52

**8.15 Problemas** \_\_\_\_\_ **52**

# Capítulo 8

## Protección del generador

### 8.1 Introducción

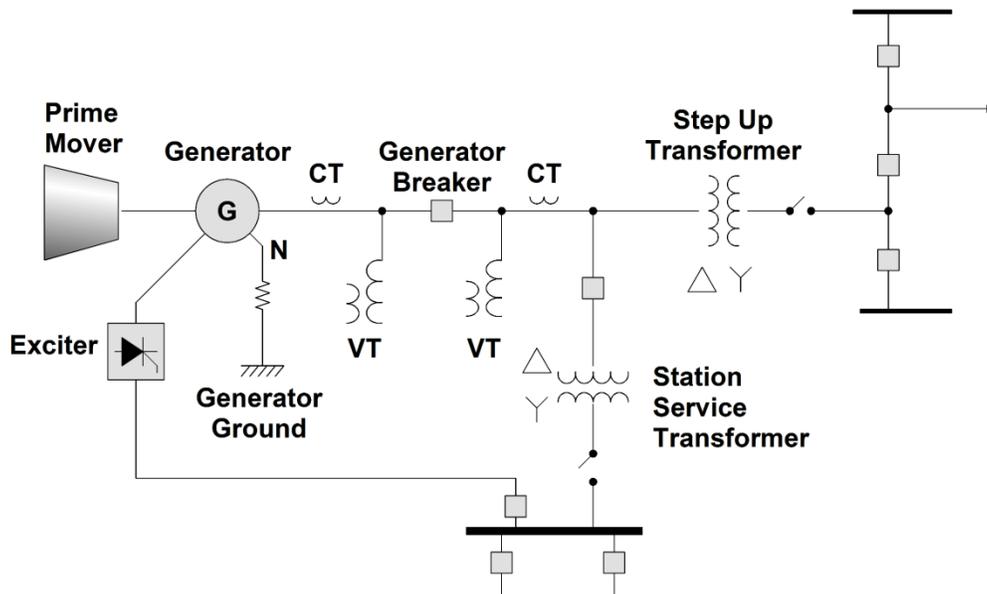
En este capítulo, nos enfocamos en los esquemas de protección para generadores. La mayoría de las unidades generadoras son grandes máquinas síncronas. La protección de los generadores síncronos es un tema crítico para el sistema de energía eléctrica por muchas razones que incluyen: (a) los generadores síncronos son equipos muy costosos y (b) impactan la estabilidad del sistema y, en consecuencia, la confiabilidad del sistema de energía en general. Debido a la importancia de los generadores, los esquemas de protección de los grandes generadores síncronos son bastante completos y complejos. La filosofía de la protección del generador es que el generador debe estar protegido contra todas las condiciones que puedan dañar el generador o pueden afectar la estabilidad y seguridad del sistema. Al mismo tiempo, el generador no debe dispararse por condiciones anormales que no amenacen la salud del generador, la seguridad del personal o la seguridad del sistema. Tales fenómenos pueden ser una oscilación transitoria pero estable de un generador después de una falla en el sistema de transmisión y la eliminación exitosa de la falla del sistema de transmisión, bajo voltaje debido a fallas cercanas y baja frecuencia debido a las condiciones generales de operación del sistema.

Tenga en cuenta que hemos discutido dos clases distintas de condiciones anormales contra las cuales el generador debe protegerse: (a) condiciones anormales que pueden dañar el generador y (b) condiciones anormales que pueden comprometer la seguridad del sistema. Las anteriores condiciones anormales se refieren a fallas y perturbaciones dentro de la unidad generadora. Estos últimos se refieren a perturbaciones del sistema (externas o internas) que afectan el funcionamiento del generador, como las que pueden crear una oscilación inestable del sistema. Inicialmente, nos enfocamos en los primeros tipos de perturbaciones y los esquemas de protección asociados, es decir, protección de componentes. Más adelante en el capítulo, abordamos el tema de la protección del generador contra perturbaciones que amenazan la estabilidad y seguridad del sistema. Un esquema de protección común para este tipo de perturbaciones es la protección fuera de paso, que se analiza en este capítulo. Este esquema es parte de un enfoque más general de protección del sistema.

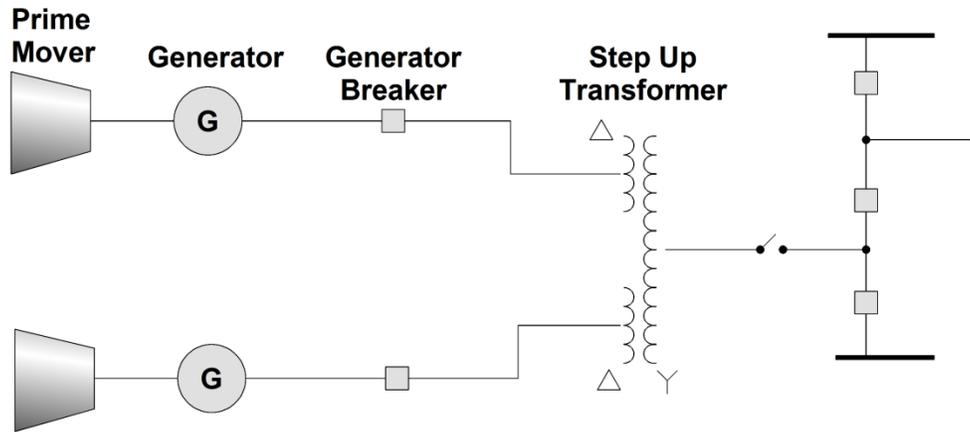
La filosofía de protección de los generadores contra fallas y perturbaciones internas ha evolucionado a lo largo de los años. Inicialmente, en la era de los relés electromecánicos, un generador estará protegido con varios relés, es decir, sobrecorriente, protección diferencial de las bobinas del estator, sobre y subfrecuencia, sobre y bajo voltaje, etc. red a través de un transformador elevador. La protección del transformador elevador también se proporcionó con un conjunto de relés individuales, por ejemplo, sobrecorriente, diferencial, voltios sobre Hertz y otros, como se discutió en el Capítulo 7. Muchos generadores tienen transformadores elevadores dedicados. En este caso, el generador / transformador se puede proteger como una unidad, si una parte de la unidad debe dispararse, ambos componentes se pueden disparar como una unidad. En otras palabras, el generador y el transformador se tratan como una zona de protección. Este enfoque es atractivo desde el punto de vista económico, ya que se puede evitar el uso de un costoso disyuntor de generador.

El desarrollo de relés numéricos en la década de 1980 y sus continuas mejoras dieron como resultado relés con múltiples funciones y múltiples elementos para cada función. Como resultado, se desarrollaron relés numéricos que admiten todas las funciones de protección recomendadas para un generador. Nos referimos a estos relés como relés de generador.

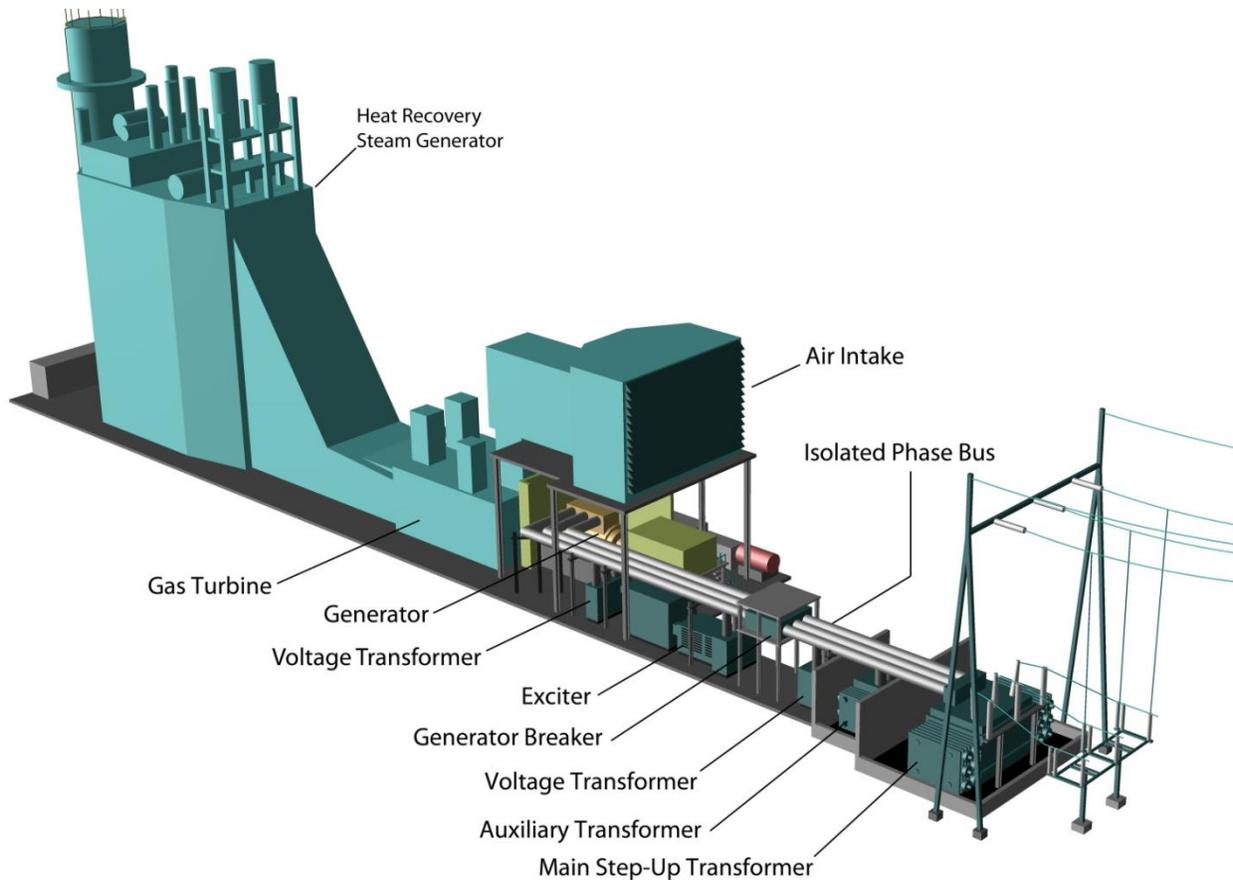
Cualquier esquema de protección de generador debe diseñarse para la configuración particular del sistema general y los componentes de soporte asociados para la operación del generador, tales como excitador, transformadores auxiliares, transformadores de arranque, etc. Las Figuras 8.1 y 8.2 ilustran dos configuraciones de ejemplo de unidades generadoras. La figura 8.1 muestra una unidad generadora con un transformador elevador dedicado. Tenga en cuenta que en el bus del generador puede haber un transformador de servicio de la estación y posiblemente otro transformador para el sistema de excitación del generador. Para algunos generadores grandes, el transformador de servicio de la estación puede estar conectado directamente al bus de alta tensión de la planta generadora. La figura 8.2 muestra dos generadores que comparten un transformador elevador de tres devanados. La Figura 8.3 muestra una vista renderizada en 3D de una planta generadora (solo se ilustra un generador).



**Figura 8.1 Generador único con estación y transformador elevador dedicado**  
Transformador de servicio



**Figura 8.2 Dos generadores con transformador elevador de tres devanados**



**Figura 8.3 Vista renderizada en 3D de una unidad generadora**

Debe entenderse que para ciertas perturbaciones, tanto el generador como el transformador deben desconectarse del sistema como una unidad. Este es el caso de los sistemas que se muestran en las Figuras 8.1 y 8.3. Si la perturbación / falla requiere que se dispare el generador, no hay razón para mantener energizado el transformador elevador. Del mismo modo, si la perturbación (falla) afecta al

El transformador elevador y el transformador deben dispararse, entonces el generador también se disparará porque ya no puede suministrar energía al sistema. Además, el sistema de generador / transformador elevador puede conectarse a sistemas de soporte adicionales, como un transformador de arranque de la unidad o un transformador auxiliar. Para una mejor práctica, la protección del generador debe coordinarse con el transformador elevador y posiblemente con el transformador auxiliar y de arranque. Muchos sistemas modernos tratan al generador y al transformador elevador como una "unidad" y el sistema de protección está diseñado para proteger la unidad como una sola entidad y para disparar toda la unidad cuando esté justificado. Al mismo tiempo, los auxiliares de la unidad de generación deben tener sus sistemas de protección separados y deben poder activarse cuando la unidad de generación deba reiniciarse. Examinaremos las funciones de protección de la unidad generadora y luego discutiremos las filosofías de protección que brindan coordinación para la unidad de generación en general. La Tabla 8.1 proporciona una lista de los tipos de funciones de protección que son típicas en un sistema de protección de generación.

**Tabla 8.1 Problemas de protección del generador**

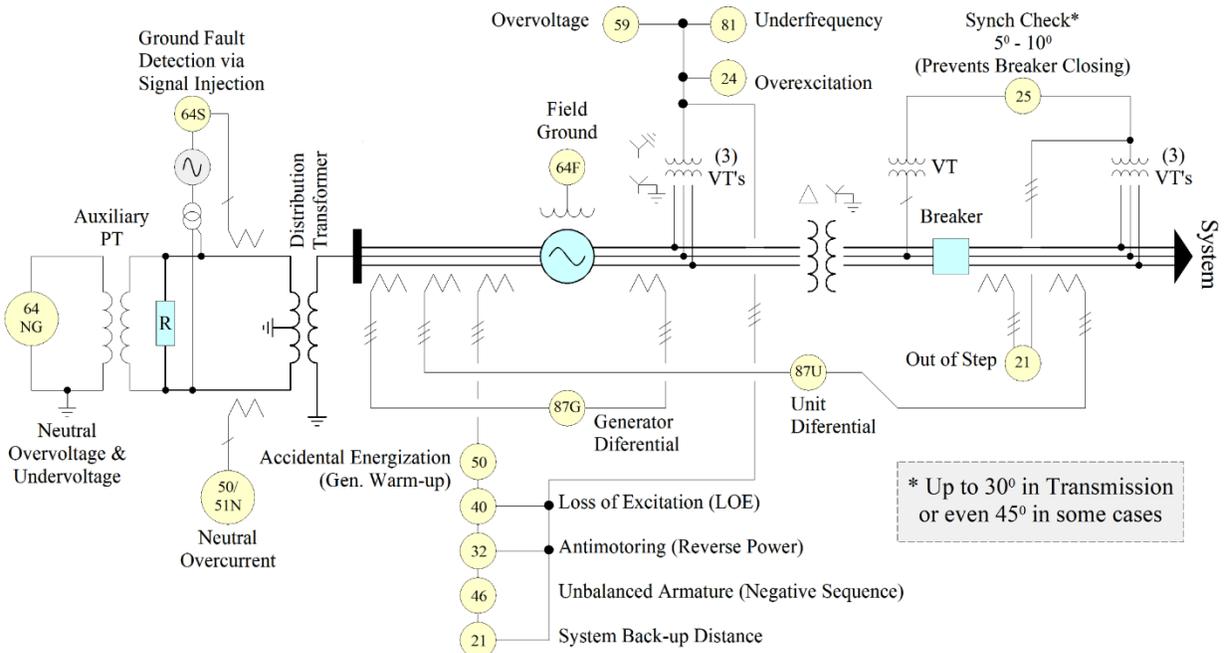
Protección contra fallas de fase
<b>Protección de falla de fase a tierra (100% de protección)</b>
Protección contra fallas del rotor
<b>Desequilibrio (voltaje)</b>
<b>Subtensión</b>
<b>Sobretensión</b>
<b>Subfrecuencia</b>
<b>Sobrefrecuencia</b>
Sobrecarga
Pérdida de excitación
Potencia inversa
Corrientes desequilibradas
<b>Sobre / subexcitación</b>
Automovilismo y puesta en marcha
<b>Sincronización</b>
<b>Energización accidental</b>

La figura 8.4 ilustra la práctica para la protección del generador de una empresa de servicios públicos específica. Se pueden identificar las diversas funciones de protección a partir de los números de función. El objetivo del conjunto de funciones de protección es proteger el generador contra todas las posibles condiciones de falla que puedan dañar el generador. La filosofía de la protección del generador es la siguiente: primero es necesario reconocer que cualquier falla en la armadura del generador dañará el generador si la corriente de falla es lo suficientemente alta y antes de que cualquier sistema de protección pueda responder, sin importar qué tan rápido. Por esta razón, el generador está diseñado para eliminar prácticamente las fallas de alta corriente de falla. Esto se consigue aislando las tres fases del generador para que se elimine prácticamente la posibilidad de fallas fase a fase y trifásicas. Las posibles fallas que pueden ocurrir es una fase a la envolvente puesta a tierra de la fase aislada, es decir, una falla a tierra. También las fallas del devanado del transformador a la estructura de acero del generador también son una falla a tierra. El nivel de corrientes que pueden desarrollarse durante las fallas a tierra se minimiza mediante una conexión a tierra de alta impedancia. Figura

8.3 ilustra el bus de fase aislada. La figura 8.4 muestra la típica conexión a tierra de alta impedancia de grandes generadores a través de un transformador monofásico. El secundario del transformador se carga con

una resistencia R. Este sistema normalmente proporciona una impedancia de conexión a tierra equivalente de unos pocos miles de ohmios. Con esta impedancia de tierra, una falla a tierra puede consumir solo unos pocos amperios. Un objetivo típico es mantener esta corriente por debajo de los 5 amperios. La protección del generador contra fallas en el generador está especializada para este sistema.

Los ajustes de las diversas funciones de protección se discutirán en los párrafos siguientes.



**Figura 8.4 Funciones de protección típicas para un generador síncrono**

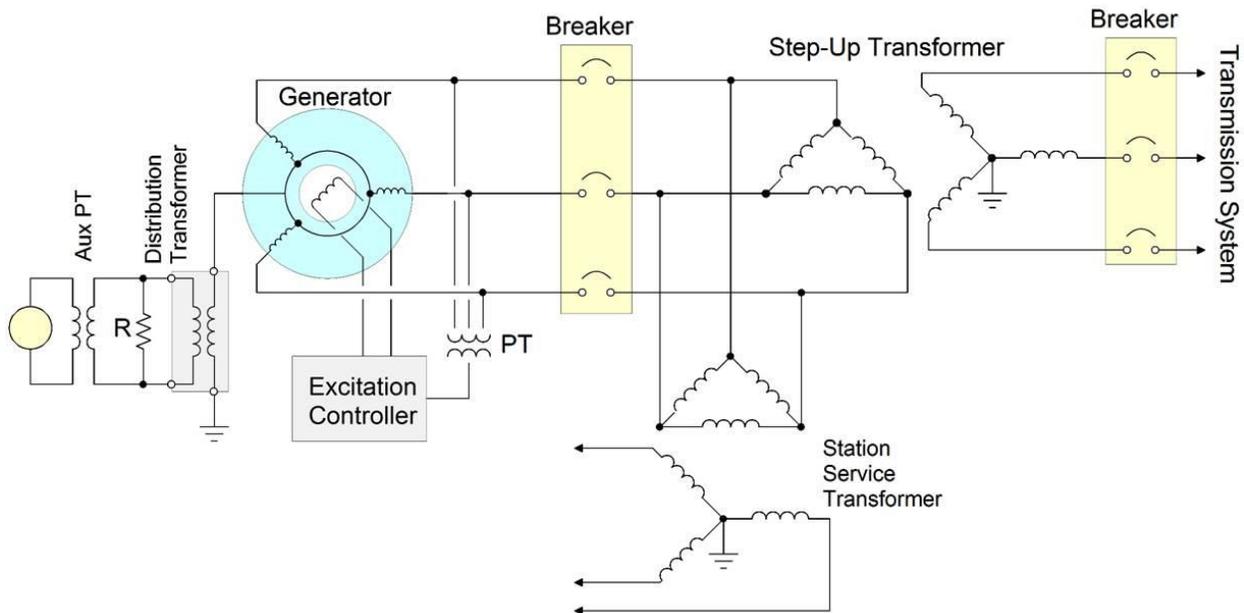
(64NG usa un 59 sintonizado a 60Hz y un 27 sintonizado a 180Hz)

## 8.2 Filosofía de protección del generador

La figura 8.5 ilustra una configuración típica de una unidad generadora. Consiste en un generador conectado al sistema de energía a través de un transformador elevador delta-estrella, un transformador de servicio de estación e impedancia de puesta a tierra, que consta de una resistencia y un transformador de distribución. La filosofía de la protección del generador es la siguiente: primero es necesario reconocer que cualquier falla en la armadura del generador dañará el generador si la corriente de falla es lo suficientemente alta y antes de que cualquier sistema de protección pueda responder, sin importar qué tan rápido. Por esta razón, el generador está diseñado para eliminar prácticamente las fallas de alta corriente de falla. Esto se logra aislando las tres fases del generador (es decir, encerrando cada fase en un tubo metálico conectado a tierra) de modo que la posibilidad de fallas fase a fase y trifásicas sea prácticamente eliminada. Prácticamente cualquier falla será de la fase al gabinete con conexión a tierra, lo que resultará en una falla de fase a tierra. El nivel de corrientes que pueden desarrollarse durante las fallas a tierra se minimiza mediante una conexión a tierra de alta impedancia. La figura 8.3 ilustra el bus de fase aislada. La Figura 8.5 muestra la puesta a tierra de alta impedancia del generador a través de un transformador monofásico. El secundario del transformador se carga con un

resistencia  $R$ . Este sistema normalmente proporciona una impedancia de conexión a tierra equivalente de unos pocos miles de ohmios. Con esta impedancia de tierra, una falla a tierra puede consumir solo unos pocos amperios. Es importante mencionar que los generadores tienen una impedancia relativamente baja a las fallas a tierra (impedancia de secuencia cero baja) y esto da como resultado corrientes de falla a tierra muy altas para los generadores conectados a tierra sólidamente. Al poner a tierra por impedancia el neutro del generador, las fallas a tierra dan como resultado una corriente de falla baja y permite coordinar la protección del generador de una manera más ordenada. La corriente de falla de este tipo de falla estará limitada por la impedancia de conexión a tierra. El nivel de corriente de falla depende de la impedancia de conexión a tierra.

Otro objetivo importante en la protección de un generador es la capacidad de detectar y proteger contra fallas en el devanado del generador, dondequiera que ocurran. Resulta que la detección de fallas en los devanados cerca del neutro del generador es difícil de detectar. Se han desarrollado métodos para detectar de manera confiable fallas cerca del neutro del generador. Estos métodos se conocen como protección del estator al 100% porque brindan la capacidad de proteger el generador contra fallas del inducido en cualquier parte del devanado del estator. En este capítulo, examinaremos estos métodos.



**Figura 8.5: Configuración típica del generador**

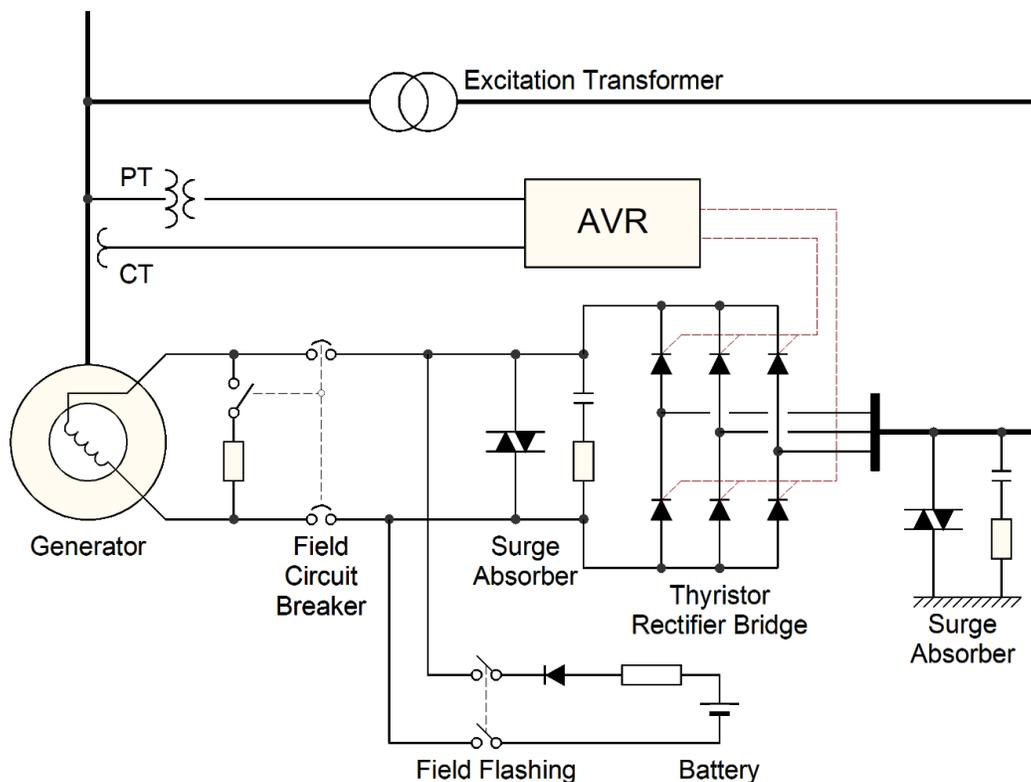
La zona de protección de generación puede contener solo el generador o tanto el generador como el transformador elevador. La última práctica es más común. La Figura 8.4 ilustra el esquema de protección general de las unidades generadoras. Dado que el costo de las grandes interrupciones de los equipos de generación es alto, la idea básica es brindar protección ante cualquier posible falla, con el fin de evitar daños mayores a los equipos. Además, las fallas del generador generalmente resultan en una aceleración de la unidad generadora durante la falla y la posibilidad de que si la falla persiste durante un tiempo prolongado, el generador se desviará del sincronismo de la red. Por esta razón, la práctica de protección de los generadores está sesgada hacia la confiabilidad. Esto se puede lograr coordinando la protección del generador y la protección de las líneas y transformadores en las proximidades del generador. Específicamente, Las fallas en las líneas y transformadores cercanos deben eliminarse lo más rápido posible para que los transitorios inducidos en el generador sean lo más mínimos posible. Además, si los transitorios que siguen al

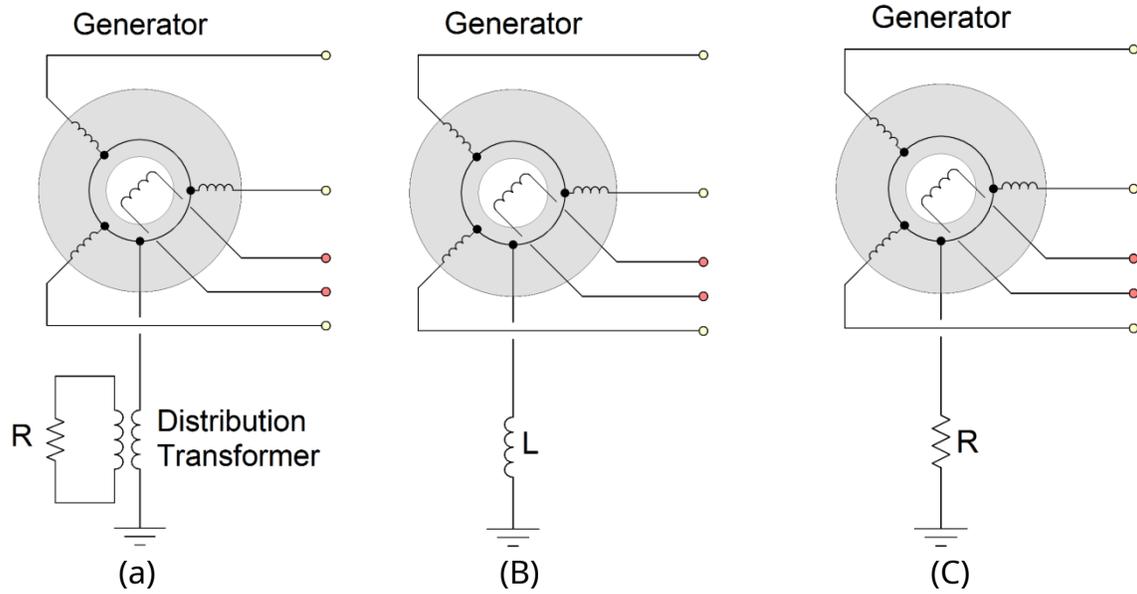
La eliminación exitosa de fallas cercanas son severas hasta el punto que pondrán en peligro la estabilidad del generador, el generador también debe dispararse, incluso si no hay falla en el generador.

### 8.3 Protección de falla a tierra del generador

Los generadores normalmente están conectados a tierra por impedancia para minimizar las corrientes de falla eléctrica durante una falla a tierra y minimizar el daño al generador. La impedancia de tierra puede ser solo una resistencia o un reactor conectado al neutro del generador en un extremo y a la tierra del sistema en el otro extremo o un transformador monofásico con el primario conectado entre el neutro del generador y la tierra de la planta y el secundario cargado con una resistencia o un inductor de tamaño y clasificación adecuados. Los tres métodos de puesta a tierra se ilustran en la Figura 8.6 designados como puesta a tierra de impedancia alta, media y baja.

La razón por la que los generadores están conectados a tierra por impedancia es para minimizar la corriente de falla a tierra. La corriente máxima de falla a tierra dependerá del valor de la impedancia de conexión a tierra. A este respecto, clasificamos la conexión a tierra de un generador como baja impedancia (generalmente menos de 1 ohmio), impedancia media (típicamente limitando la corriente a menos de 400 amperios) y alta impedancia (típicamente algunos miles de ohmios) y limitando las corrientes de falla a tierra a menos de 5 amperios. El esquema de protección de falla a tierra del generador dependerá de la impedancia de la conexión a tierra. En general, los generadores grandes e importantes están protegidos con puesta a tierra de alta impedancia. Solo los generadores más pequeños suelen estar conectados a tierra con una impedancia media o baja.





**Figura 8.6: Ilustración de los métodos de puesta a tierra del generador**  
**Conexión a tierra con (a) alta, (b) media y (c) baja impedancia de tierra**

La selección del método de conexión a tierra depende de la importancia del generador y el nivel de protección que se proporcionará y las consideraciones de costo. La puesta a tierra de baja / media resistencia o inductancia es la menos costosa. Estos casos también tienen esquemas de protección simplificados para el generador. Nos centraremos en la protección más completa y sofisticada de las unidades generadoras que normalmente están conectadas a tierra a través de un transformador de distribución como se muestra en la Figura.

8.6a.

En el caso de puesta a tierra a través de un transformador con una resistencia secundaria (caso a), el tamaño de la impedancia de puesta a tierra del generador debe seleccionarse de manera que se eviten oscilaciones en caso de fallas a tierra por arco. Para este propósito, se debe considerar la capacitancia total del sistema que incluirá la capacitancia parásita del generador, la capacitancia parásita del transformador elevador y otros transformadores conectados a los terminales del generador como la capacitancia parásita del transformador de servicio de la estación. La resistencia de la resistencia de puesta a tierra debe ser menor que la magnitud total de la impedancia de las capacitancias parásitas.

La conexión a tierra del generador crea la capacidad de coordinar mejor la protección de fallas a tierra en el generador. Las selecciones para esta parte de la protección del generador se describen en el siguiente ejemplo.

**Ejemplo E8.1:** Considere un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 18 kV con los valores de los parámetros indicados en la Figura E8.1. El generador está conectado a una gran subestación a través de dos líneas de transmisión de 230 kV de 17,6 millas de longitud con cables de fase agrupados. La capacitancia parásita del generador, el transformador elevador y el transformador de servicio de la estación es de 0.45 microFaradios. El generador debe conectarse a tierra con un transformador de distribución con toma central de 14,4 kV: 240 V con una resistencia en el secundario del transformador. Seleccione el transformador de puesta a tierra y el tamaño de la puesta a tierra resistor.

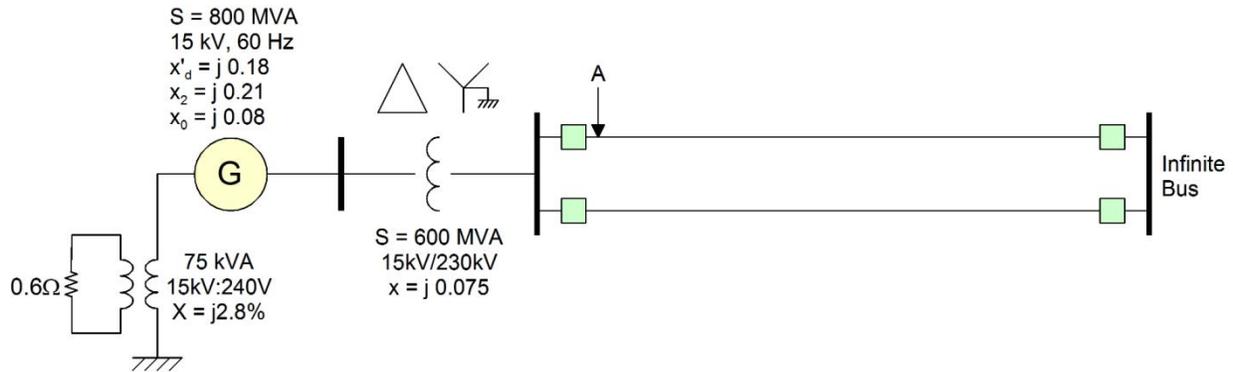


Figura E8.1: Ejemplo de disposición de puesta a tierra de un generador

**Solución:** El tamaño del transformador de puesta a tierra debe seleccionarse de manera que se eviten oscilaciones entre la capacitancia parásita del generador y la reactancia del transformador. Para este propósito, primero seleccionamos la resistencia en el secundario del transformador de la siguiente manera:

$$3R \frac{15.000^2}{240} = \frac{1}{C}, \text{ que produce } R = 0,5 \text{ ohmios}$$

La potencia nominal del transformador se selecciona para que sea al menos la potencia reactiva consumida en la capacitancia parásita.

$$S \geq 3 CV^2 = 55.000 \text{ Virginia}$$

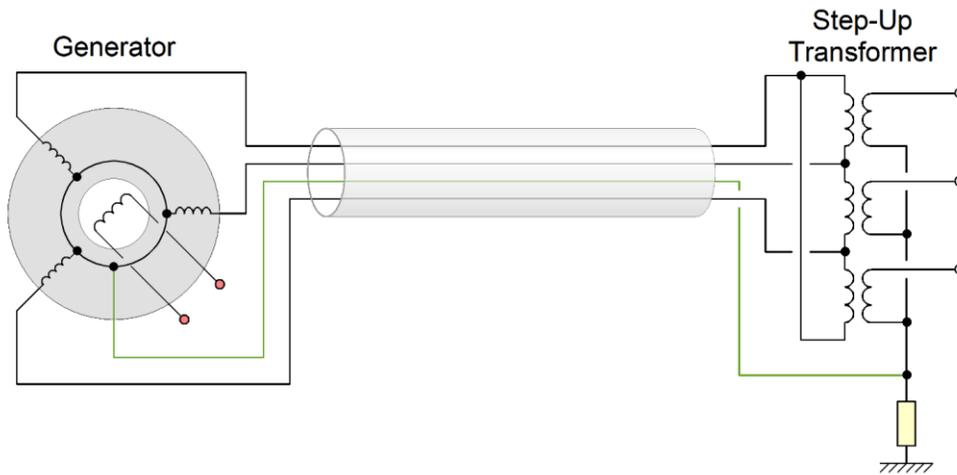
Seleccionamos un transformador con potencia de 75 kVA.

Ejercicio: discuta el motivo de las selecciones anteriores.

### 8.3.1. Detección de fallas a tierra

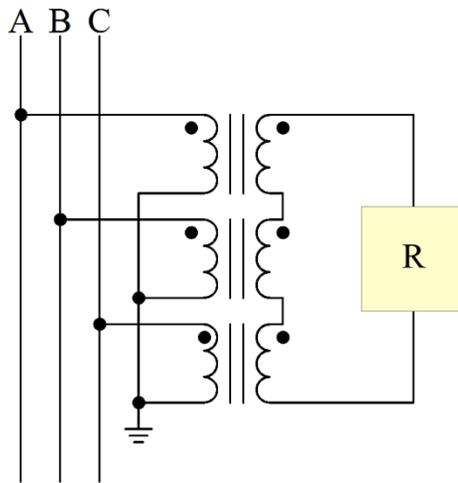
Para generadores conectados a tierra, el circuito de conexión a tierra del generador se puede utilizar para detectar fallas a tierra cerca del neutro del generador. Estas fallas pueden ser detectadas por los armónicos en el circuito de puesta a tierra. Una falla a tierra cerca del neutro resultará en una reducción abrupta de armónicos en el circuito de tierra. Las corrientes armónicas pueden ser del 1% al 10% según el diseño y la carga. El circuito de puesta a tierra debe diseñarse para soportar los armónicos, especialmente el tercer armónico. Una de las funciones de protección se basa en monitorear los armónicos y disparar el generador cuando los armónicos se reducen repentinamente. El disparo instantáneo normalmente se establece en 50%.

Existe una pequeña cantidad de aplicaciones, generalmente en generadores de menor tamaño o generadores portátiles, en los que el generador no está conectado a tierra. Un generador sin conexión a tierra es uno sin conexión a tierra en la ubicación del generador. Esto no significa que el circuito no esté conectado a tierra. Se requiere al menos una tierra en algún lugar del circuito. Este punto de conexión a tierra puede estar a una distancia del generador. En la Figura 8.x se muestra un ejemplo.



**Figura 8.x: Ejemplo de generador sin conexión a tierra**

Los generadores sin conexión a tierra requieren la detección de fallas a tierra. Una sola falla a tierra es inofensiva, pero una segunda es perjudicial. Se detecta una sola falla a tierra con un relé de voltaje de secuencia cero. Dicho relé se ilustra en la Figura 8.x.



**Figura 8.x: Relé de voltaje de secuencia cero**

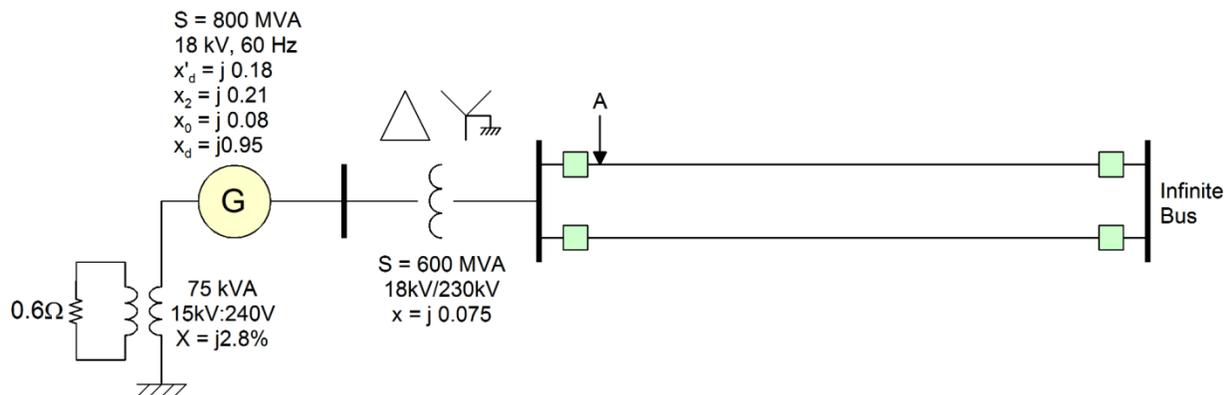
**Ejemplo E8.2:** Considere el circuito de la figura 8.x. Suponga que el generador no está conectado a tierra como se muestra en la figura (tenga en cuenta que está conectado a tierra en la tierra del transformador). La longitud del cable del generador al transformador es de 150 pies. Determine la señal que ve el relé de voltaje de secuencia cero, ubicado en los terminales del generador en caso de una falla de línea única a tierra en el lado del transformador de 4.16 kV. Los parámetros del sistema son los siguientes: Tensión nominal del generador: 4,16 kV, potencia nominal: 2,5 MVA, impedancias del generador:  $z_1 = j0,18$  pu,  $z_2 = j0,20$  pu,  $z_0 = j0,09$  pu. Las impedancias del cable son: impedancia en serie:  $z_1 = z_2 = xx$ ,  $z_0 = xx$ , desprecie la impedancia en derivación. El transformador tiene una potencia nominal de 2.5 MVA, 4.16kV / 25kV,  $z = j0.08$  pu. El equivalente del sistema más allá del transformador tiene los siguientes parámetros:  $z_1 = z_2 = j0.01$  pu,  $z_0 = j0.02$  pu.

**Solución:** para ser agregado.

### 8.3.2. Selección de instrumentación de retransmisión

La selección de transformadores de voltaje y transformadores de corriente está dictada por la carga de estos dispositivos. Debido a que las corrientes pueden ser bastante altas en condiciones de perturbación y los voltajes transitorios también pueden ser altos, la selección de TT y TI debe ser tal que la instrumentación esté diseñada para operar de manera confiable en estas condiciones. Esto significa que los valores nominales de los TT y los TI deben estar por encima de los voltajes y corrientes más altos esperados, respectivamente. El proceso de selección se ilustra con un ejemplo.

**Ejemplo E8.3:** Considere un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 18 kV con los valores de los parámetros indicados en la Figura E8.1. El generador no está conectado a tierra. El generador está conectado a una gran subestación a través de dos líneas de transmisión de 230 kV de 17.6 millas de largo con cables de fase agrupados. El SCC en la subestación grande es de 3200 MVA (trifásico) y de 3100 MVA (monofásico). Seleccione la instrumentación de protección y puesta a tierra para este generador.



**Solución:** para ser agregado.

### 8.4 Protección contra fallas de fase del generador

Las fallas en los devanados de fase del generador son serias porque involucran altos niveles de energía que pueden dañar el generador. Por lo tanto, deben eliminarse lo antes posible. Es importante notar que la cantidad de energía almacenada en un generador durante las condiciones normales de operación es grande y cuando ocurre una falla, esta energía se vierte en la falla. Desconectar la unidad generadora del sistema no significa que la corriente de falla dejará de fluir inmediatamente. Los esquemas de protección no solo abordan la desconexión oportuna del generador, sino también los diversos enfoques para limitar el daño del generador durante la corta duración de la falla. Estas

Los temas se discutirán a continuación.

Las fallas de fase pueden ser de diferentes tipos. Los posibles tipos de fallas son:

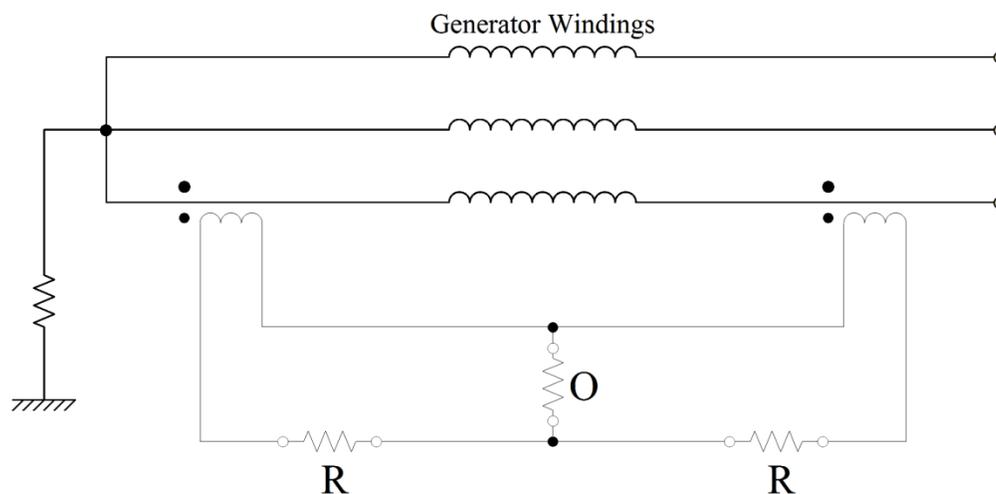
#### 1. Fallas monofásicas a tierra

2. Fallos de fase a fase
3. Fallas de doble fase a tierra
4. Gire para convertir fallas
5. Fallos trifásicos

Todas estas fallas tienen el potencial de generar corrientes de falla muy altas que dañarán el generador. Por esta razón, se están tomando todas las precauciones para limitar las posibilidades de estos fallos. El sistema de puesta a tierra puede limitar la corriente de falla de fase a tierra. Por lo tanto, la práctica común es conectar a tierra los generadores con una impedancia (normalmente alta impedancia) para limitar la corriente de falla a tierra a un valor bajo, para un generador grande de aproximadamente 5 amperios. Luego también diseñamos generadores de tal manera que otras fallas que puedan involucrar dos o más fases sean raras. Por ejemplo, los conductores de fase están encerrados en un conducto que está conectado a tierra y excluye la posibilidad de una falla de una fase a otra. Nos referimos a esto como el diseño de bus aislado o iso-bus.

Las fallas de fase de la unidad generadora deben eliminarse de inmediato. Por esta razón, se aplica el uso de relés diferenciales porcentuales. Normalmente, se aplican dos esquemas diferenciales superpuestos, uno en cada uno de los devanados trifásicos y otro en toda la zona de protección (generador y transformador elevador). Nos referimos a estos esquemas como diferencial de generador (87G) y diferencial unitario (87U).

La protección diferencial es del tipo porcentual debido a las corrientes potencialmente muy altas durante fallas externas y la posibilidad de saturar los TI.



**Figura 8.x: Protección de relé diferencial de bobinado del generador (Protección mostrada en una fase solo por simplicidad)**

Algunos generadores, debido a la construcción física, tienen devanados que constan de múltiples espiras adyacentes. Por lo tanto, es posible que se desarrollen fallas entre espiras en la misma fase (fallas entre espiras). Estas fallas no son detectadas por la protección diferencial del estator, ya que no hay diferencia entre las corrientes neutra y terminal. Se puede aplicar protección de fase dividida para detectar

fallas entre espiras en el caso de que el generador esté enrollado con dos devanados trifásicos, cada uno sacado por separado de la máquina y conectado en paralelo. Se comparan las corrientes en los dos devanados, cualquier diferencia indica una falla entre espiras.

El esquema de porcentaje diferencial que se muestra en la Figura 8.x puede proteger (detectar) fallas a lo largo de la mayor parte de la bobina del generador. Si la falla está cerca del neutro del generador, es posible que no se detecte porque producirá una corriente en la bobina de operación menor que la configuración típica de la configuración del relé diferencial porcentual. Por lo general, es posible que no se detecten fallas de hasta el 10% de la bobina del neutro del generador. Esto deja al generador desprotegido por estas fallas. Existen enfoques para proporcionar una protección de bobina del 100%. Estos se discuten a continuación.

## 8.5 Protección de falla a tierra del generador

Como ya se ha discutido, para la protección contra la falla más probable en las unidades generadoras, la falla de fase a tierra, limitamos la corriente de falla a tierra a valores bajos para evitar daños al generador. La baja corriente de falla también requiere métodos más sofisticados para detectar fallas con certeza. También es importante detectar fallas en cualquier lugar a lo largo de los devanados del generador.

La detección de falla a tierra primaria se realiza monitoreando la corriente en el secundario del transformador de tierra con un relé de sobrecorriente instantánea y un relé de sobrecorriente de tiempo. Tenga en cuenta que si hay una falla a tierra en cualquier parte del devanado del transformador, el neutro del generador se elevará a un voltaje y, por lo tanto, el transformador de tierra se excitará con ese voltaje. Por ejemplo, si la falla está en el medio de la bobina del generador, el voltaje en el primario del transformador de puesta a tierra será la mitad del voltaje nominal de fase a neutro del generador. La corriente será relativamente pequeña, para generadores conectados a tierra de alta impedancia del orden de 5 amperios. Sin embargo, la corriente en el secundario del transformador de puesta a tierra será alta. Los relés 50 y 51 verán esta corriente y responderán disparando el generador. Por seguridad, los ajustes de los relés 50/51 son tales que dispararán el generador por fallas que estén un 10 o 20% más lejos del neutro a lo largo de los devanados del generador. Esto significa que para fallas cerca del neutro, estos relés no responderán. Para proporcionar una protección del 100% en caso de fallas a lo largo de todo el devanado del generador, normalmente se utilizan otros dos relés adicionales; estos se describen a continuación.

**Protección basada en armónicos del generador:** Para comprender el funcionamiento de este esquema de relés, es importante considerar el funcionamiento normal de un generador. El generador, debido a la forma en que están construidos los devanados, generará armónicos. Los armónicos serán de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. De estos armónicos la secuencia cero sumará en el neutro del generador y aparecerán en el transformador de puesta a tierra. Tenga en cuenta que un generador normalmente está conectado a un transformador conectado en triángulo. El devanado delta del transformador bloqueará las corrientes de secuencia cero. Sin embargo, el generador tiene alguna capacitancia que proporcionará un camino para el flujo de las corrientes de secuencia cero. Por lo tanto, las corrientes armónicas de secuencia cero estarán circulando entre el transformador de puesta a tierra y la capacitancia del generador. Es de destacar que el tercer armónico generado por los generadores es principalmente de secuencia cero. A esta frecuencia, la impedancia capacitiva del generador es tres veces menor que la misma impedancia a 60 Hz. Las corrientes del tercer armónico generarán un voltaje del tercer armónico

en el secundario del transformador de puesta a tierra. Tenga en cuenta también que en caso de una falla cerca del neutro del generador, el primario del transformador de puesta a tierra estará prácticamente en cortocircuito y el voltaje del tercer armónico en el secundario del transformador se reducirá casi a cero. Por lo tanto, un relé de subtensión sintonizado al tercer armónico conectado al secundario del transformador se puede utilizar como detector de fallas cerca del neutro del generador. Esto se muestra en la Figura 8.4 como relé 64NG. El ajuste de este relé se determina examinando el nivel del tercer armónico en busca de fallas cerca del generador. En concreto, se realiza un estudio para determinar el nivel de tensión del tercer armónico en el secundario del transformador para fallas en el rango del devanado que necesitamos proteger, por ejemplo un 10%.

**Protección basada en inyección de señal:** Este método se basa en la inyección de una señal de baja frecuencia (20 a 40 Hz) en el neutro del generador a través del transformador de puesta a tierra. El principio del método se ilustra en la Figura 8.x. Se aplica un voltaje de baja frecuencia al secundario del transformador de puesta a tierra. Este voltaje aparecerá en el lado alto del transformador pero no generará ninguna corriente en condiciones normales de operación porque será bloqueado por la conexión delta del transformador elevador. Sin embargo, si hay una falla en cualquier parte del generador, una corriente eléctrica de la misma frecuencia fluirá desde el transformador de puesta a tierra hasta la falla y será detectada por el relé de sobrecorriente sintonizado a la misma frecuencia, como se muestra en la figura.

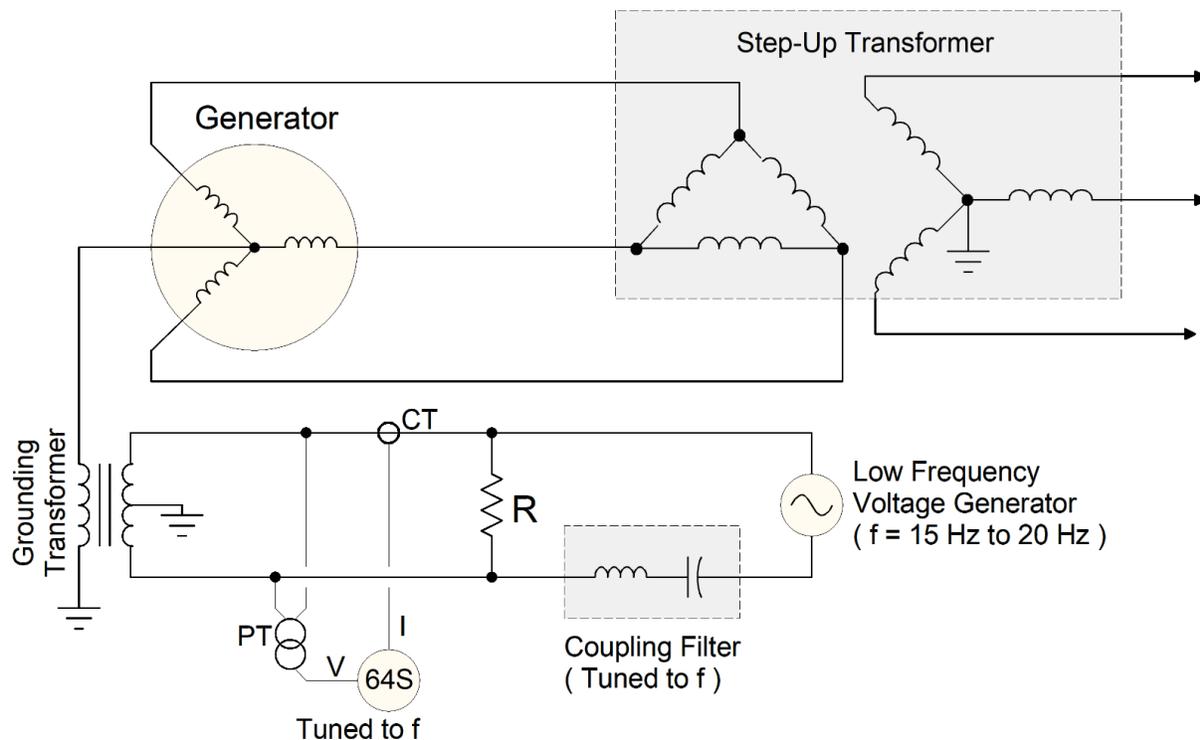


Figura 8.x: Inyección de señal de baja frecuencia en el neutro del generador

En resumen, la combinación de métodos descritos anteriormente brindará protección ante fallas en cualquier lugar de los devanados del generador, es decir, brindará una protección del 100%.

### 8.5 Protección contra desequilibrio del generador

Las fallas asimétricas generan corrientes de secuencia negativa que fluyen en los devanados del generador. El rotor del generador gira con una velocidad aproximadamente síncrona y las corrientes de secuencia negativa generan un flujo magnético rotatorio con una velocidad igual a la velocidad síncrona pero girando en dirección opuesta a la rotación del rotor. Por tanto, la velocidad relativa del flujo de rotación de secuencia negativa con respecto al rotor es el doble de la velocidad síncrona. De ello se deduce que las corrientes de secuencia negativa inducen corrientes en el rotor de frecuencia de 120 Hz. Estas corrientes producen pérdidas óhmicas excesivas en el rotor que elevan la temperatura del rotor y eventualmente pueden dañar el rotor. El diseño típico de un generador es tal que las corrientes de secuencia negativa se pueden tolerar solo durante un corto período de tiempo. Específicamente,

$$I_{2t} \leq k$$

Dónde:  $k$  es una constante que depende del diseño del generador, la corriente de secuencia negativa se expresa en pu en los valores nominales del generador y el tiempo  $t$  se expresa en segundos.

Los valores típicos para la constante  $k$  proporcionados por los fabricantes se dan en la Tabla 8.1.

**Tabla 8.1 Valores  $k$  típicos para generadores síncronos**

Tipo de generador	$k$
Polo saliente	40
Condensador sincrónico	30
Rotor cilíndrico	
Enfriado indirectamente	20
Motores enfriados directamente (menos de 800 MVA)	10
enfriados directamente (más de 800 MVA)	$10 - (0,00625)(S-800)$
	40

Hay muchas condiciones que pueden resultar en altas corrientes de secuencia negativa en un generador. Algunos de ellos son: (a) impedancias del transformador elevador no balanceadas, especialmente en el caso de que el transformador elevador esté compuesto por tres unidades monofásicas con impedancias inigualables, (b) condiciones de falla prolongada, (c) disparo monofásico, etc. Algunas de estas condiciones dan como resultado altas corrientes de secuencia negativa (disparo monofásico) y otras de secuencia negativa relativamente baja pero durante mucho tiempo. En cualquier caso, el generador debe protegerse contra el sobrecalentamiento y el daño potencial de las corrientes de secuencia negativa. El relé de secuencia negativa (relé de corriente de equilibrio de fase o fase inversa 46) se utiliza normalmente para proteger contra esta condición. La operación de la región del relé 46 se ilustra en la Figura 8.x.

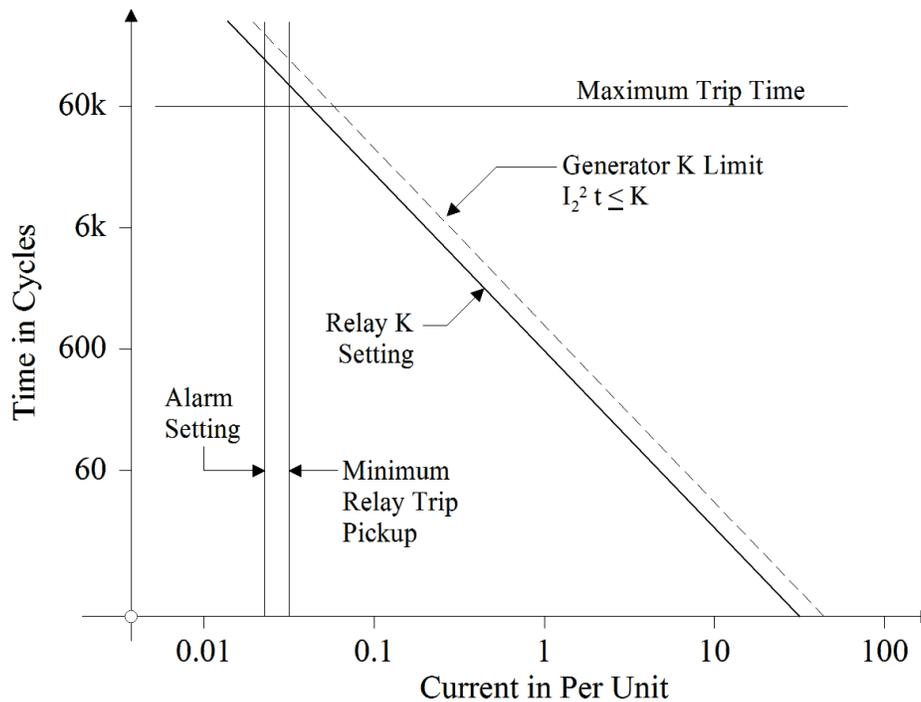


Figura 8.x: Región de funcionamiento del relé de secuencia negativa (46)

**Ejemplo E8.x:** Considere el generador síncrono de 60 Hz, 375 MVA, 18 kV conectado a un sistema de transmisión como se ilustra en la Figura E8.x. Suponga una falla de línea a línea en la ubicación indicada. Suponga además que el generador está protegido con un relé de secuencia negativa que se establece en el valor  $k = 6$  seg. Suponga que la unidad no tiene ningún otro sistema de protección y depende del relé de secuencia negativa para su protección. ¿Cuál será el tiempo de funcionamiento del negativo? relé de secuencia?

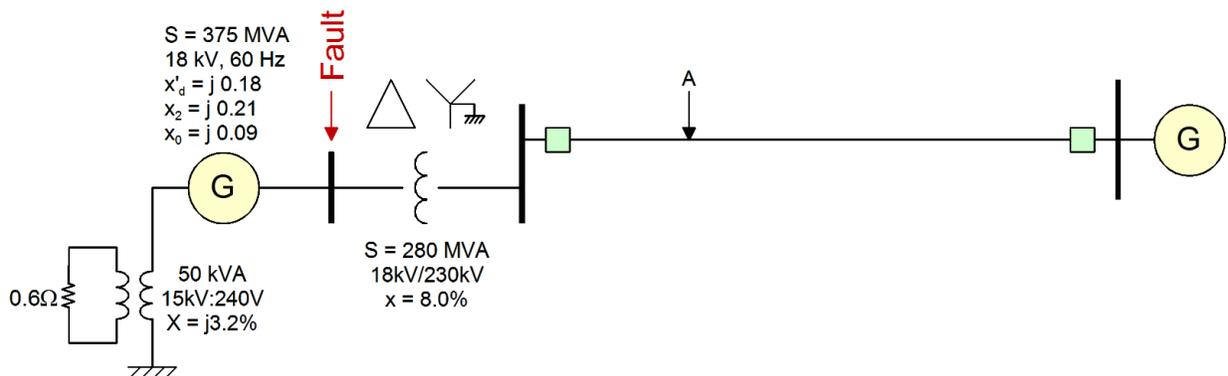


Figura E8.x Ejemplo de generador y transformador elevador

**Solución:** **continuará.**

**Ejemplo E8.x:** Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E8.x. El sistema consta de un generador y un transformador elevador (conectados en estrella delta), un disyuntor del generador y un disyuntor del transformador. Los parámetros de la línea de transmisión son: parámetros de secuencia positiva / negativa:  $1.0 + j12.5$  ohms, y secuencia cero:  $5.0 + j32.0$  ohms. La capacidad de cortocircuito de la fuente equivalente es 2500 MVA. Suponga que el polo del disyuntor de la fase A del disyuntor del transformador está atascado abierto. Antes de este evento, el ángulo de fase del generador tenía un avance de 13,5 grados con respecto a la fuente equivalente (sin contar el cambio de fase del transformador). Suponga además que el generador está protegido con un relé de secuencia negativa que se establece en el valor  $k = 6$  seg. Calcule cuándo se activará el relé de secuencia negativa y cuándo se disparará.

**Solución:** **continuará.**

### 8.6 Protección contra sobrecargas

La protección contra sobrecargas es necesaria para proteger contra el calentamiento de un funcionamiento prolongado en condiciones de carga por encima de la capacidad nominal del generador. Para los motores síncronos es complicado porque la impedancia síncrona es cercana o superior a 1,0 pu.

Es difícil intentar igualar los límites térmicos de la máquina giratoria con relés electromecánicos. Los relés digitales se pueden programar mejor.

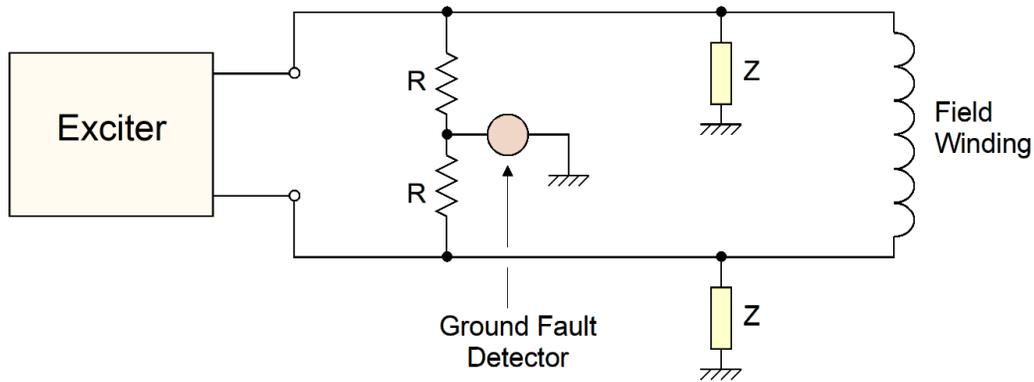
Discuta varios problemas con la puesta en marcha.

Analice la dificultad para estimar las temperaturas a partir de la detección de corriente.

Discuta alternativas con sensores de temperatura suplementarios.

### 8.7 Fallos del rotor

Los circuitos de campo de los generadores síncronos funcionan sin conexión a tierra. En realidad, esto significa que el circuito de campo solo está conectado a tierra a través de la alta impedancia de los circuitos de instrumentación y control. En la Figura 8.x se muestra un circuito de rotor típico y su instrumentación. Tenga en cuenta que lo positivo y los polos negativos están conectados a tierra a través de la impedancia del circuito de instrumentación.



**Figura 8.x Conexión a tierra del circuito del rotor mediante instrumentación y detector de falla a tierra del rotor**

Una falla a tierra en los circuitos del rotor permitirá el funcionamiento normal ya que el circuito está prácticamente sin conexión a tierra y la falla se convierte en el único punto de conexión a tierra del circuito de campo. Una segunda falla provocará corrientes de falla muy altas. Por lo tanto, la primera falla debe detectarse y corregirse lo antes posible. Los esquemas de detección para detectar fallas son relativamente simples.

El método anterior tiene la desventaja de que las fallas del devanado de campo cerca del centro del devanado no son detectables. El método de inyección de señal (CA o CC) es un método más seguro para detectar fallas a tierra en el devanado de campo.

En caso de que las fallas del rotor puedan causar un mal funcionamiento del circuito de campo, esta condición se puede identificar como condición de pérdida de campo. Los esquemas de protección por pérdida de campo se analizan más adelante en este capítulo.

Analice las limitaciones de los excitadores en el eje del generador (circuito de campo sin escobillas). Discuta la detección de problemas de campo con relés en los terminales del generador, como secuencia negativa y pérdida de relé de excitación.

**Ejemplo E8.x:** Considere el generador síncrono de 60 Hz, 375 MVA, 18 kV conectado a un sistema de transmisión como se ilustra en la Figura E8.x. Suponga una falla del rotor. Suponga además que el generador está protegido con un relé de campo. Suponga que la unidad no tiene ningún otro sistema de protección y depende del relé de campo para su protección. Cual será el tiempo de operación del relé de campo?

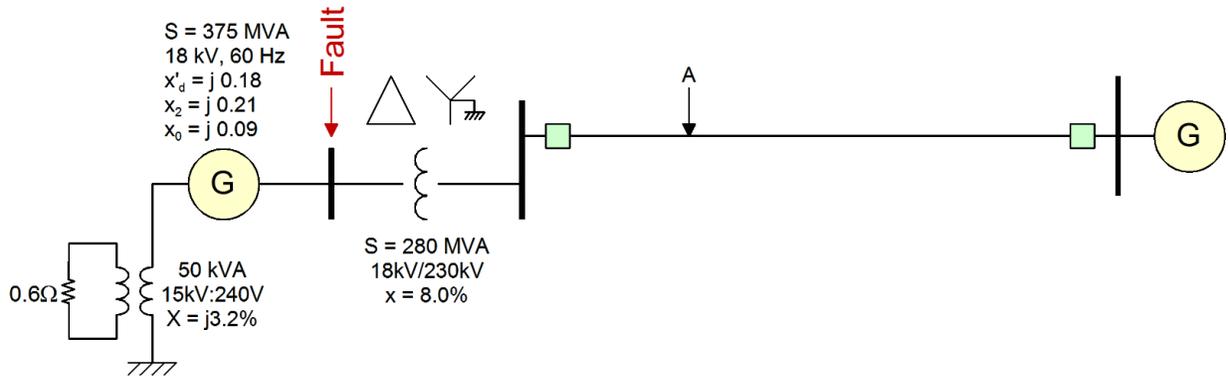


Figura E8.x Ejemplo de generador y transformador elevador

## 8.8 Sobre / Subtensión y Sobre / Subfrecuencia

Un generador presenta sobretensión cuando está sobreexcitado o con exceso de velocidad. Recuerde que el voltaje está relacionado con el enlace de flujo magnético mediante la ecuación simple (en condiciones casi sinusoidales):

$$V \propto F$$

o

$$\frac{V}{F} \propto \Phi$$

En condiciones normales de funcionamiento, la relación de voltios sobre hercios es constante y conocida. Si la velocidad del generador aumenta mientras el flujo permanece igual, el voltaje también aumentará de tal manera que la relación "Voltios sobre Hertz" permanece constante. Si la frecuencia cae mientras el voltaje permanece constante, la relación "Voltios sobre Hertz" aumentará, lo que indica un aumento proporcional del flujo magnético en el generador. En otras palabras, la relación "Voltios sobre Hertz" indica el nivel del enlace de flujo magnético en el generador sobre el valor de saturación magnética. Los generadores están diseñados de tal manera que funcionen cerca de la rodilla de magnetización en condiciones normales de funcionamiento. Si aumenta el enlace de flujo magnético en el generador, el núcleo de hierro del generador se saturará. En este caso,

Protegemos contra esta condición con un relé V / Hz que lleva el número 24. Este relé monitorea la relación de "Voltios sobre Hertz" y se disparará cuando la relación exceda la configuración del relé. Los ajustes típicos para el relé 24 son:

Generadores: 105%

Transformador: 110%

Habla sobre la saturación. Si la máquina se satura, se generan armónicos, aumento de calentamiento, etc. En los generadores, la subtensión es normalmente un problema para los auxiliares.

Para los motores, están protegidos contra subtensión. Esto genera un problema de calidad de la energía. El sistema de protección responde a las caídas de tensión.

La sobrefrecuencia está relacionada con la velocidad de la máquina giratoria y por lo tanto está protegida con el relé de sobrevelocidad. Muchas veces se proporciona protección contra sobrefrecuencia como respaldo para la protección contra sobrevelocidad.

La subfrecuencia es importante para la turbina. El sistema está protegido contra subvelocidad. La subfrecuencia es una protección de respaldo. El deslastre de carga se utiliza normalmente como protección de subfrecuencia.

## 8.9 Pérdida de excitación

Un generador normalmente opera con un factor de potencia rezagado y ocasionalmente con un factor de potencia líder, según los requisitos de control de voltaje de la red. El punto de operación debe estar restringido dentro de ciertas curvas de capacidad para evitar daños a la unidad. La pérdida de excitación, total o parcialmente, conducirá el punto de operación del generador fuera de la región de capacidad del generador. En caso de que se pierda la excitación, un generador síncrono funcionará como generador de inducción. Inmediatamente después de que se pierde la excitación y debido a que la transmisión mecánica seguirá proporcionando el mismo par mecánico, el generador acelerará bastante rápido. La aceleración continuará hasta que el gobernador limite la velocidad típicamente de 3% a 6% sobre la velocidad síncrona, dependiendo de la característica de caída del gobernador. La máquina seguirá funcionando como generador de inducción. El diseño típico de los generadores síncronos es tal que esta condición conduce a un calentamiento excesivo del rotor y al eventual daño del generador. En general, un generador con devanados amortiguadores puede soportar esta condición durante un tiempo relativamente más largo que los generadores de rotor cilíndrico sin devanados amortiguadores. Se deben consultar los datos del fabricante para determinar estos tiempos. En cualquier caso, es importante que el generador se dispare si persiste esta condición. un generador con devanados amortiguadores puede soportar esta condición durante un tiempo relativamente más largo que los generadores de rotor cilíndrico sin devanados amortiguadores. Se deben consultar los datos del fabricante para determinar estos tiempos. En cualquier caso, es importante que el generador se dispare si persiste esta condición. un generador con devanados amortiguadores puede soportar esta condición durante un tiempo relativamente más largo que los generadores de rotor cilíndrico sin devanados amortiguadores. Se deben consultar los datos del fabricante para determinar estos tiempos. En cualquier caso, es importante que el generador se dispare si persiste esta condición.

El funcionamiento de un generador síncrono sin excitación es una condición indeseable que solo puede tolerarse durante un corto período de tiempo. Por este motivo, es aconsejable que la primera acción automática tras la detección de la pérdida de excitación sea iniciar una alarma. La alarma atraerá la atención de un operador que puede remediar la situación en un corto período de tiempo. Si el problema no se puede corregir dentro de un período de tiempo aceptable, la unidad debe dispararse automáticamente.

La pérdida de excitación puede detectarse mediante varios esquemas que incluyen (a) monitoreo directo de la corriente de campo, (b) monitoreo del factor de potencia en los terminales de la máquina o (c) monitoreo de impedancia en los terminales del generador. El esquema de detección más común es considerar la impedancia "vista" en los terminales del generador. Esto requiere el uso de un relé de distancia de tipo mho (función 21). El monitoreo directo de la corriente de campo se logra con transformadores de corriente especiales (TC de efecto Hall) que miden la corriente en los terminales del campo; un desequilibrio en las corrientes en los dos terminales indica una falla en el circuito de campo (parcial

pérdida de campo), la ausencia de corriente indica pérdida de la fuente de CC (pérdida total de campo). En los sistemas más antiguos, el voltaje en los dos terminales del campo también se monitorea con bombillas (sistemas antiguos reales) o voltímetros. Tanto las bombillas como los voltímetros proporcionan una imagen visual del estado del campo. El sistema se ilustra en la Figura 8.x. El caso habitual es que la fuente de CC (excitador) sea un centro conectado a tierra; en este caso, los voltajes de los terminales de campo son iguales y opuestos. Para comprender los otros métodos de detección, examinaremos los fenómenos asociados con la pérdida de campo. Los fenómenos que intervienen en una pérdida de excitación son complejos. Consideramos primero los modelos aproximados durante un efecto de pérdida de campo y luego discutimos los métodos de detección de pérdida de campo a medida que dictan las prácticas de retransmisión.

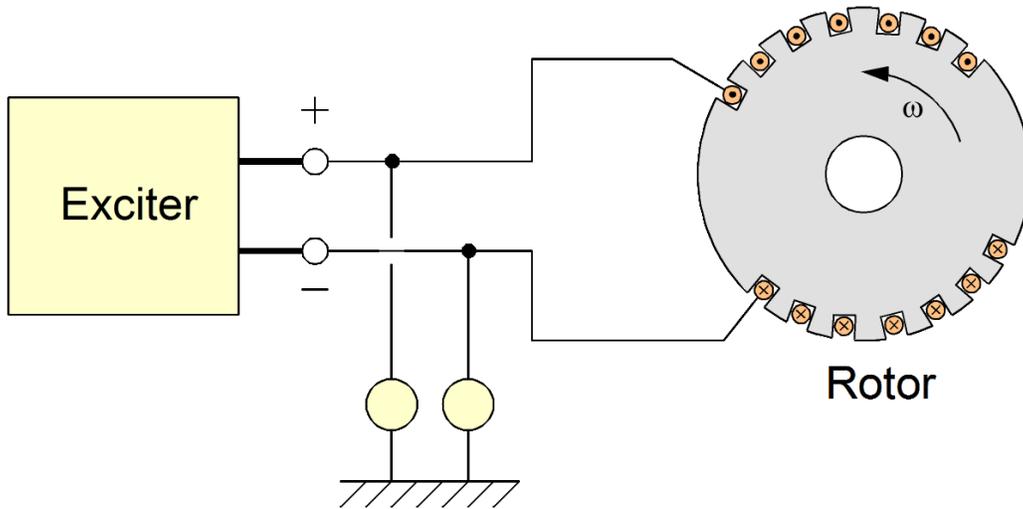


Figura 8.x Monitoreo del voltaje del terminal de campo

### 8.9.1 Límite de estado estable del generador

El límite de estabilidad en estado estacionario se calcula con la ayuda de la Figura 8.x. Tenga en cuenta que el circuito externo se representa con un circuito equivalente de Thevenin.

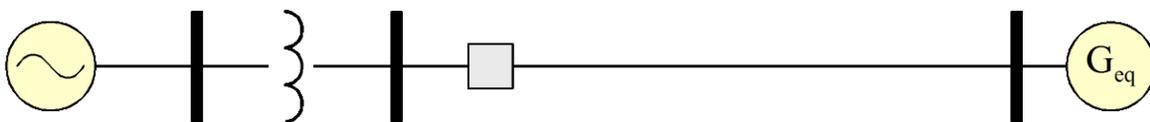
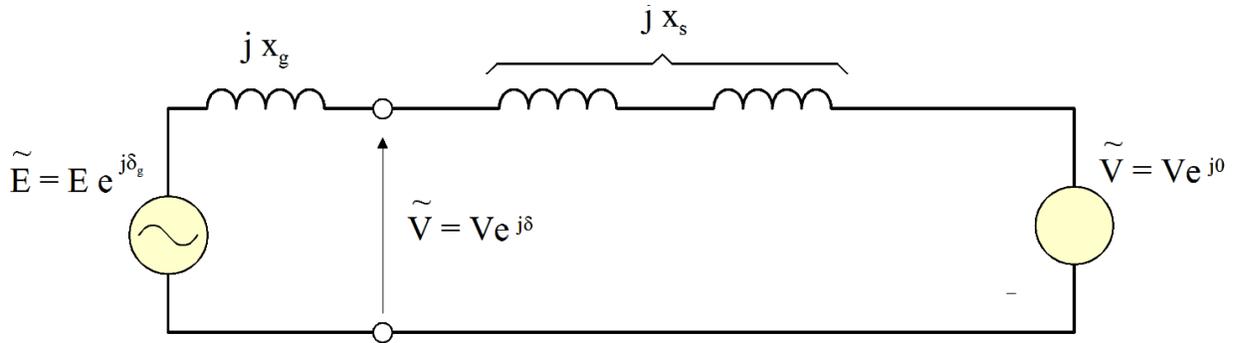


Figura 8.x. Ejemplo de sistema para la evaluación del límite de estabilidad en estado estacionario


**Figura 8.x. Circuito equivalente del sistema de la figura 8.x**

La potencia real y reactiva transmitida es:

$$P_{AG} = \frac{1}{2} \frac{V^2}{X_s} \cos(\delta) = \frac{EV}{X_{grano}} \cos(\delta)$$

$$Q = \frac{1}{2} \frac{V^2}{X_s} \sin(\delta) = \frac{V^2}{X_s} \sin(\delta) = \frac{EV}{X_{grano}} \sin(\delta)$$

Las ecuaciones anteriores se pueden manipular para producir lo siguiente:

$$P_{AG} - Q = \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_{grano}} \right) \cos(\delta) - \frac{1}{4} V^2 \frac{V^2}{X_s^2} \frac{\sin(2\delta)}{X_{grano}^2} = 2 \frac{VE}{X_s X_{grano}} \cos(\delta)$$

Transferencia máxima en estado estacionario ocurre cuando el término coseno se vuelve cero (o el ángulo  $\delta$  se convierte en 90 grados. Esto produce la ecuación:

$$P_{AG} - Q = \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_{grano}} \right) \cos(\delta) - \frac{1}{4} V^2 \frac{V^2}{X_s^2} \frac{\sin(2\delta)}{X_{grano}^2} = 2 \frac{V^2}{X_s X_{grano}} \sqrt{\frac{1}{X_s^2} - \frac{1}{X_{grano}^2}}$$

Esta ecuación representa un círculo con centro en:

$$P_{AG} = 0, \quad y \quad Q_c = \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_s} - \frac{1}{X_{grano}} \right)$$

y radio de:

$$R = \frac{V^2}{2} \sqrt{\frac{1}{X_s^2} - \frac{1}{X_{grano}^2}}$$

### 8.9.2 Respuesta del generador a la pérdida de campo

Al perder el campo, el generador comenzará a acelerar hasta alcanzar una velocidad que respalde el funcionamiento de la máquina como generador de inducción. En realidad, tras la pérdida de campo, el voltaje interno generado no colapsará inmediatamente a cero. El flujo magnético del rotor tiene cierta inercia que provocará una disminución gradual del voltaje generado. Denotamos la constante de tiempo de la flujo en descomposición,  $\tau_{fd}$ . A medida que disminuye el voltaje, el par electromagnético generado disminuye. Esto acelerará la máquina. Ahora la máquina está funcionando por encima de la velocidad síncrona y por lo tanto generará un par electromagnético por inducción. La evolución del punto de operación de la máquina se caracteriza por transiciones lentas de una condición de operación a otra. En la figura 8.x se muestra un circuito equivalente aproximado. En el circuito equivalente, el voltaje generado  $E$  y el deslizamiento,  $s$ , cambian con el tiempo hasta que la máquina pasa a una condición de funcionamiento de estado estable. En cada punto de funcionamiento, la potencia entregada por la tensión generada en decadencia y la potencia producida por inducción será igual a la potencia mecánica suministrada.

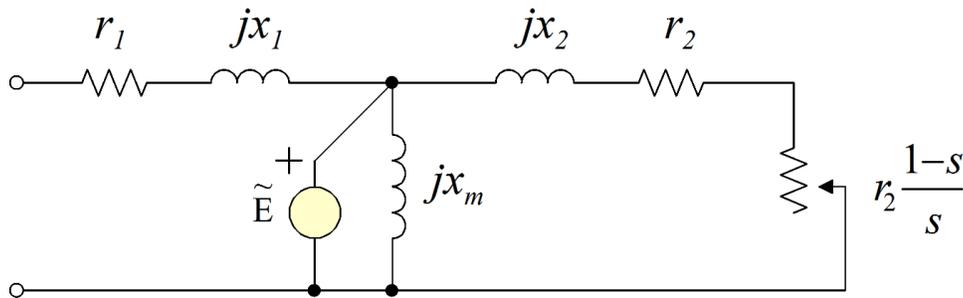


Figura 8.x Circuito equivalente de una máquina síncrona cuando se pierde el campo

El modelo matemático que describe cada punto operativo es:

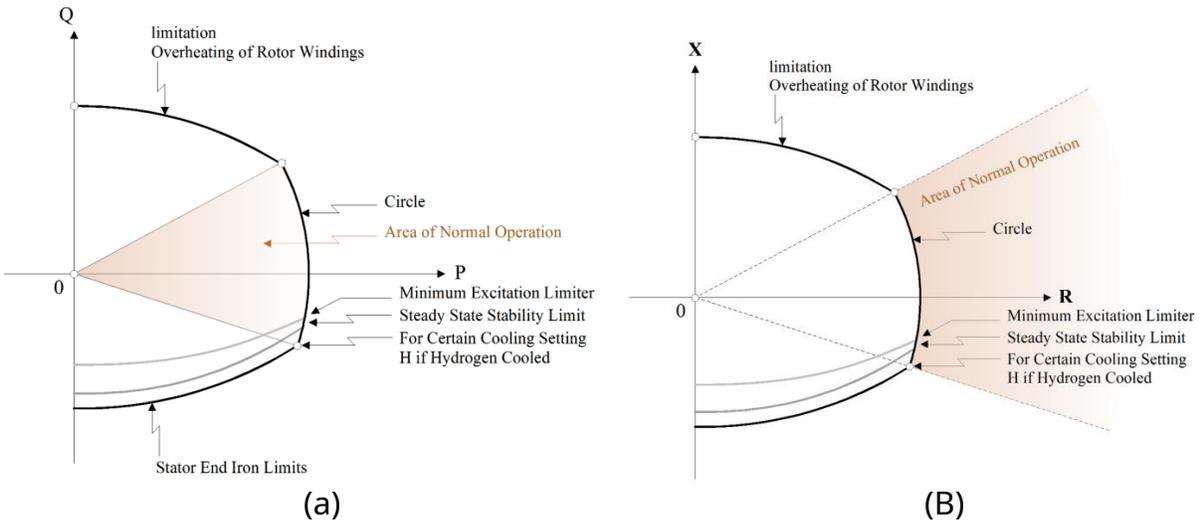
$$P_{AG_{mech}} = \frac{EE_2}{X_T} \sin \delta \quad (t) \quad r_2 \frac{1-s}{s} \left| \frac{mi}{\frac{r_2}{s} + jx_2} \right|^2 \quad P_{AG_{elec}}$$

$$S = \frac{s}{s}$$

### 8.9.3 Límites de funcionamiento del generador

Los generadores síncronos están diseñados para operar en una región de operación normal específica como se ilustra en la Figura 8.xa. La figura ilustra los factores limitantes. Hay tres regiones limitantes: una determinada por el calentamiento de los devanados del estator, otra determinada por el calentamiento del devanado del rotor y otra determinada por el calentamiento del devanado del estator del punto final y los extremos del circuito magnético del estator. El generador normalmente opera dentro de la región "normal" especificada del factor de potencia. Esta región operativa también se puede definir en el diagrama de impedancia ilustrado en la Figura 8.xb. Cuando ocurre una pérdida de campo, la impedancia aparente vista en los terminales del

El generador se mueve a lo largo de la trayectoria indicada como se muestra en la Figura 8.y. La trayectoria de la impedancia depende de la condición de operación del generador antes de que ocurra la pérdida de campo. La Figura 8.y muestra dos trayectorias de impedancias diferentes, una para una condición de operación inicial cerca de la carga nominal y el factor de potencia rezagado y otra para una condición inicial con aproximadamente la mitad de la carga y el factor de potencia principal. En general, el punto final caerá en el zona indicada. Si la pérdida de campo es parcial, la trayectoria de impedancia será más compleja.



**Figura 8.x Curvas de capacidad del generador**  
**(a) Plano P, Q, (b) Plano R, X**

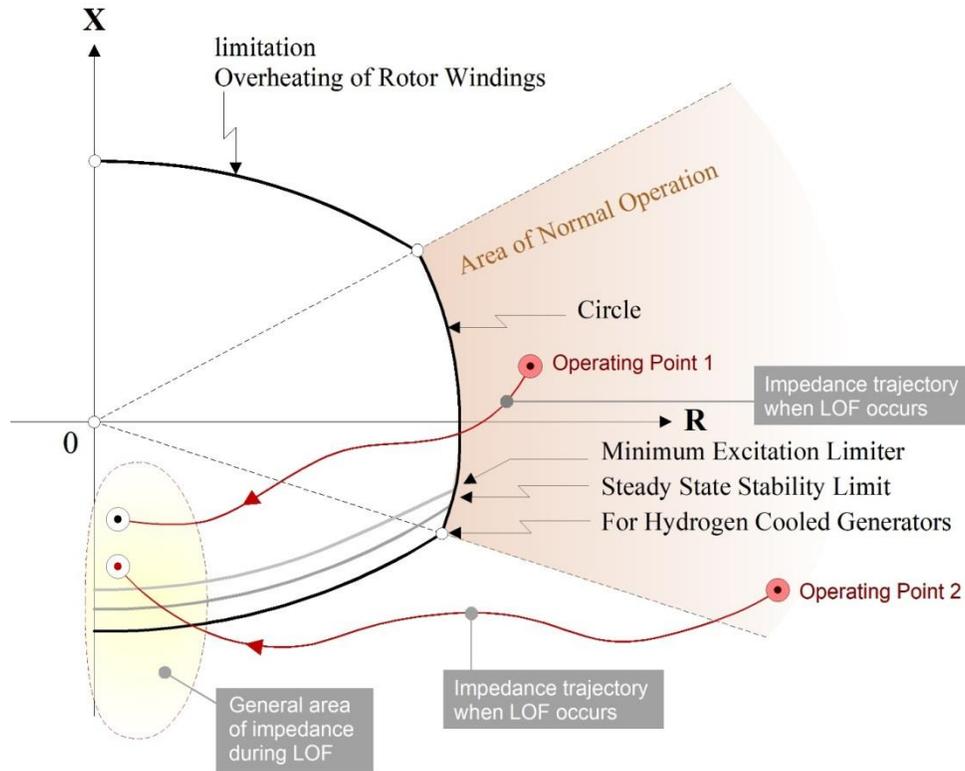


Figura 8.x Trayectoria de impedancia del generador ante un evento de pérdida de campo

#### 8.9.4 Protección contra pérdida de excitación del generador con relés de impedancia modificada

Considerando el rendimiento del generador durante un evento de pérdida de campo, se deduce que el generador puede protegerse con un relé que tiene una característica que abarca el área general de la impedancia como se ve en los terminales del generador. Esto se puede lograr con un relé de impedancia modificado. La selección de los ajustes se puede determinar con simulaciones exhaustivas para determinar el rendimiento del relé. En general, un relé de impedancia modificado con una característica circular, como se muestra en la Figura 8.x, es un método de protección preferido para generadores que tienen una reactancia síncrona de eje directo cercana a la unidad en las clasificaciones de la máquina. El diámetro del círculo es igual a la reactancia síncrona del eje directo del generador. El círculo está compensado por la mitad de la Reactancia transitoria de eje directo del generador.

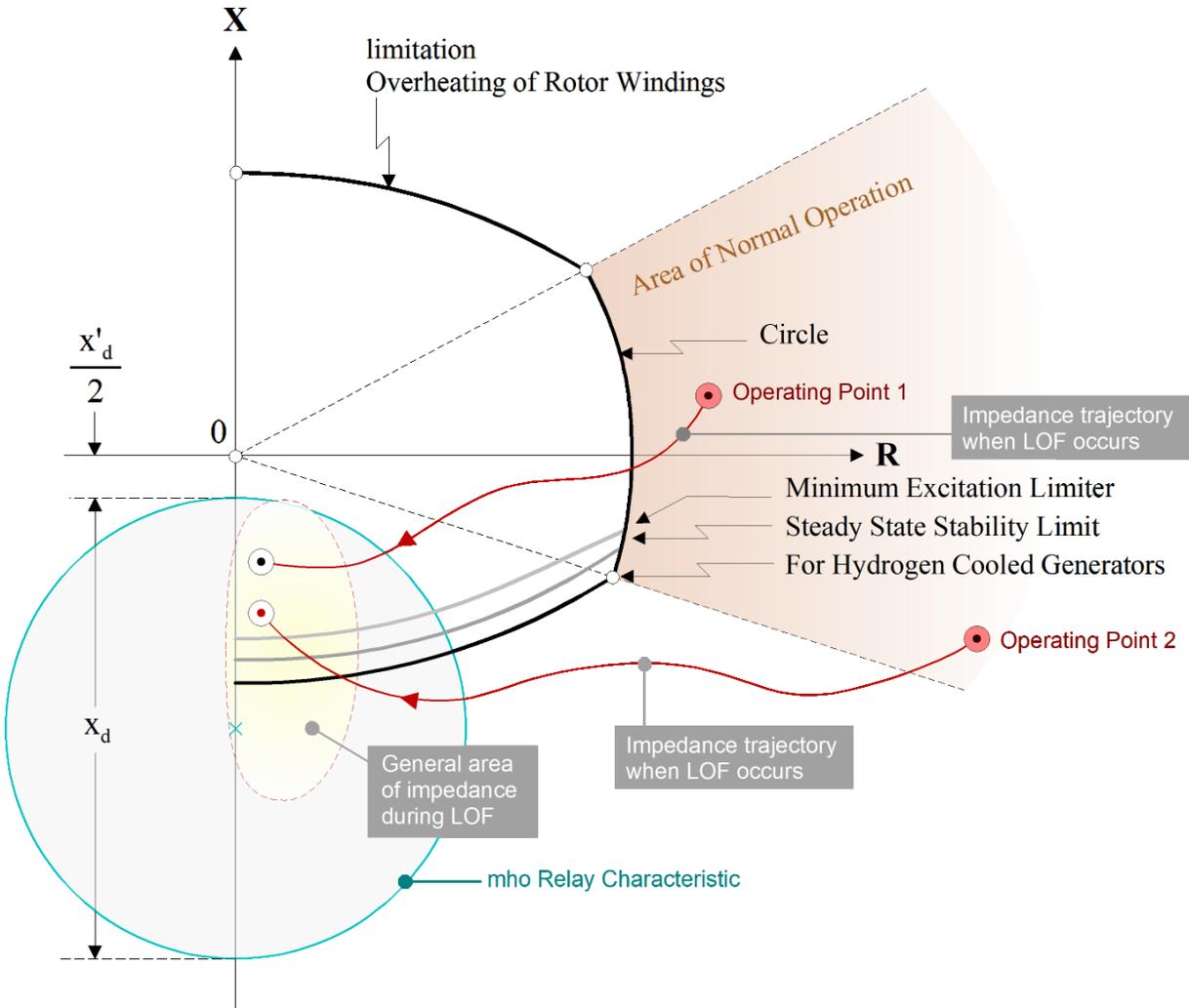


Figura 8.x Protección contra pérdida de campo del generador con un relé de impedancia modificada

El método de un círculo funciona bien para máquinas con reactancia síncrona alrededor de 1 pu o un poco por encima, siempre que la máquina esté conectada a un sistema relativamente rígido. Para otros casos, es posible que las oscilaciones transitorias puedan causar un mal funcionamiento de estos relés, por ejemplo, la pérdida del relé de campo puede operar y disparar el generador durante una oscilación estable como se muestra en la Figura 8.x.

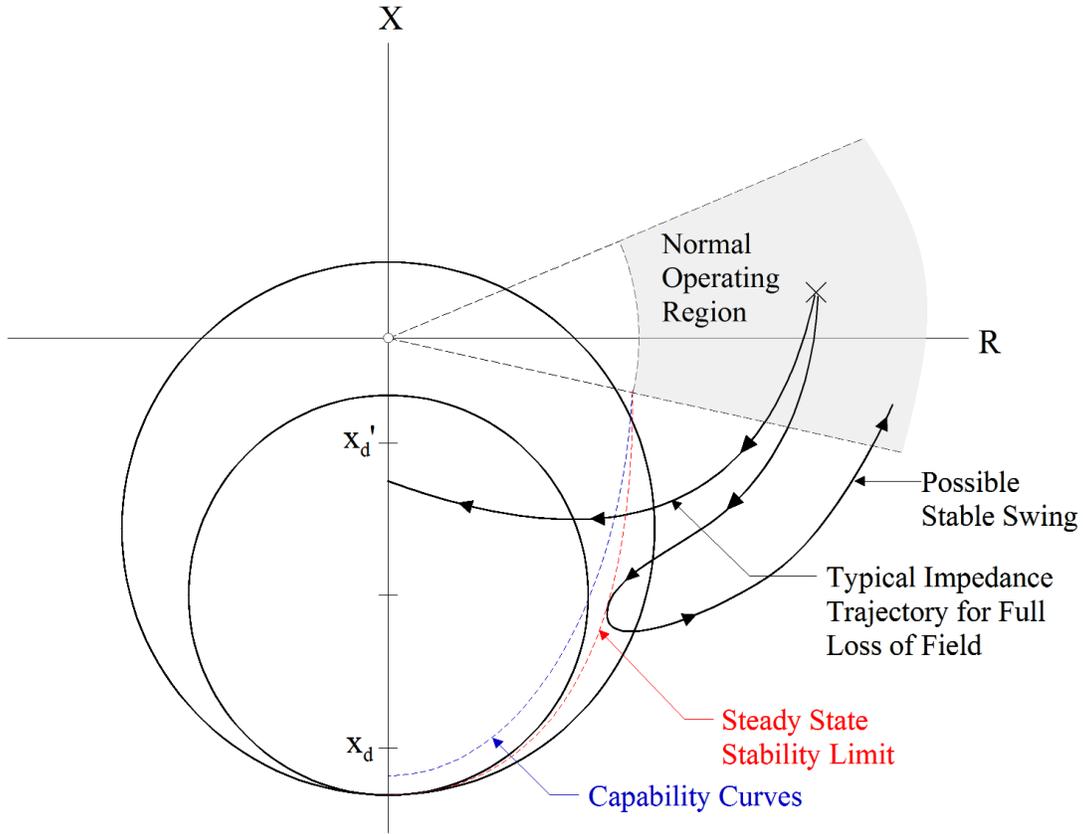


Figura 8.y Protección contra pérdida de campo con un relé Mho de compensación de dos zonas

Para evitar esta posibilidad, se utiliza un conjunto de dos relés mho. El primero está configurado para dispararse siempre que la impedancia caiga dentro del círculo pequeño ilustrado en la Figura 8.x. Tenga en cuenta que el círculo pequeño es definido con un diámetro en el eje de impedancia negativa que comienza en  $\frac{X'}{2}$  y el otro extremo en aproximadamente del 100% al 125% de la reactancia sincrónica. El retardo de tiempo para esta zona se selecciona normalmente para que sea de aproximadamente 0,25 segundos. El retardo de tiempo es necesario para evitar disparos falsos para oscilaciones estables que pueden llevar la impedancia al círculo pequeño. El círculo más grande se selecciona con un diámetro más grande y un retardo de tiempo del orden de 1 segundo. Este círculo está configurado para detectar la pérdida parcial de excitación y para proporcionar protección de respaldo a la zona 1. El retardo de tiempo de 1 segundo se selecciona para evitar un mal funcionamiento durante una oscilación estable. Para evitar tropezar con columpios estables, utilizamos un dos mho relé características. La primera característica del relé mho tiene diámetro

$$j \frac{X'_d}{2} \text{ a } j 1.1 X'_d \quad \text{El segundo relé mho tiene diámetro } j X'_d \text{ a } j 1.1 X'_d$$

En general, la configuración correcta de este relé debe decidirse después de simulaciones completas para determinar el rendimiento del relé para una variedad de fallas y perturbaciones. Estos estudios coordinarán el relé con el límite de estabilidad en estado estacionario del generador, estabilidad transitoria oscilaciones, así como el límite mínimo de excitación de la unidad.

Otro método de protección para la pérdida de campo es mediante el uso de un relé tipo VAR como se muestra en la Figura 8.x. Este método no es el preferido porque necesita coordinarse con límites de estabilidad, estabilidad transitoria, etc. y conduce a configuraciones complicadas.

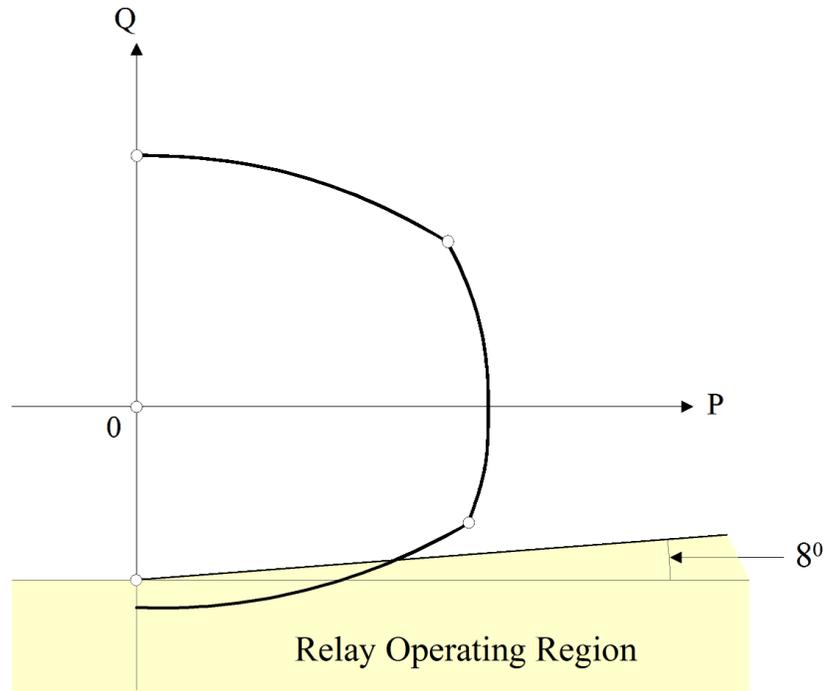
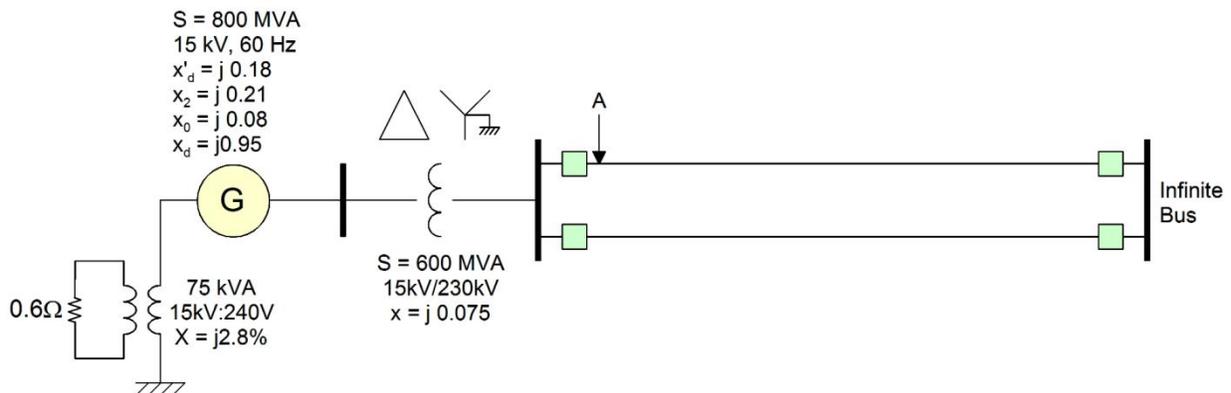


Figura 8.x Protección contra pérdida de campo con un relé tipo VAR (retardo típico de 0,2 segundos)

**Ejemplo E8.x:** Considere un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 15 kV con los siguientes parámetros. El generador debe protegerse con un relé de distancia de dos zonas aplicado a los terminales del generador. Seleccione CT y PT para esta aplicación. Luego, seleccione la configuración de un relé de pérdida de excitación de campo.



**Solución:** La protección contra la pérdida de campo se logrará con dos tipos de distancia mho elementos.

La corriente nominal en el generador es:

$$I_{\text{calificado}} = \frac{\frac{800 \text{ MVA}}{\sqrt{3}}}{15 \text{ kV}} = 30,79 \text{ kA}$$

Seleccione un CT con una relación de 35.000: 5

La tensión nominal es:

$$V_{\text{calificado}} = \frac{15 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 8,66 \text{ kV}$$

Seleccione un PT con relación: 15.000: 115

Círculo pequeño:

seleccione el diámetro en  $j \frac{X_{D_i}'}{2} j1.1X_D$  .

Por lo tanto, el centro está en

$$z_c = j0.5675 \text{ pu}$$

$$R_c = 0.4775 \text{ pu}$$

Conversión en ohmios en el lado del generador:

$$z_{c,g} = j0,1596 \text{ ohmios}$$

$$R_{c,g} = 0.1343 \text{ ohmios}$$

Conversión en el lado del relé:

$$z_{c,r} = j8.5657 \text{ ohmios}$$

$$R_{c,r} = 7.2 \text{ ohmios}$$

Seleccione:

$$-j9.0 \text{ y } 7.5$$

Círculo grande:

seleccione el diámetro en  $jX_r$ ,  $j1.1X_D$ .

Por lo tanto, el centro está en

$$z_c = j0.4725 \text{ pu}$$

$$R_c = 0.5725 \text{ pu}$$

Conversión en ohmios en el lado del generador:

$$z_{c,g} = j0.1329 \text{ ohmios}$$

$$R_{c,g} = 0.1610 \text{ ohmios}$$

Conversión en el lado del relé:

$$z_{c,r} = j7.1322 \text{ ohmios}$$

$$R_{c,r} = 8.6411 \text{ ohmios}$$

Seleccione: -j7.5 y 9.0

Importante: Verifique para asegurarse de que no se disparen las condiciones normales de funcionamiento.

La impedancia "vista" por los relés durante la condición de funcionamiento con un factor de potencia principal de 0,92 en carga completa:

$$Z = \frac{8,66 \text{ kV}}{30,79 \text{ kA e } j23,07\% \text{ Connecticut}_{proporcion}} \frac{PT_{proporcion}}{15,09 \text{ mi } j23,07\%}$$

Este punto de operación está ubicado fuera del círculo grande (ver Figura 8.x)

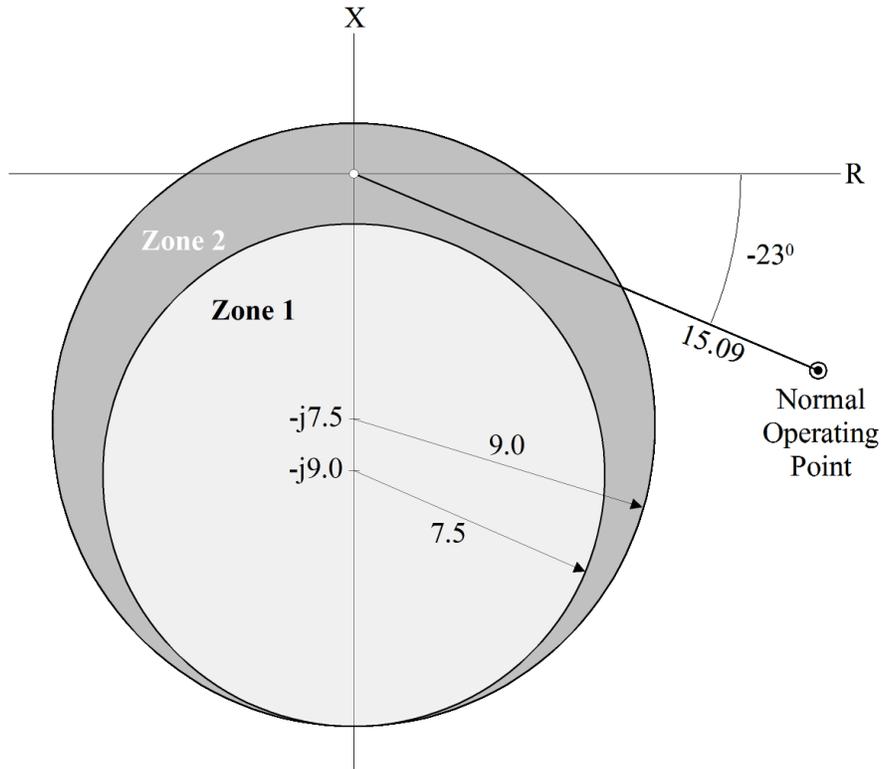


Figura E8.x: Configuración del relé Mho para el ejemplo E8.x, valores en el lado del relé

## 8.10 Protección de potencia inversa (32)

Un generador debe estar protegido contra el motor, es decir, contra el funcionamiento como motor síncrono. El funcionamiento prolongado como motor síncrono indica la pérdida del motor primario y puede resultar en una potencia reactiva excesiva y sobrecalentamiento.

## 8.11 Energización accidental

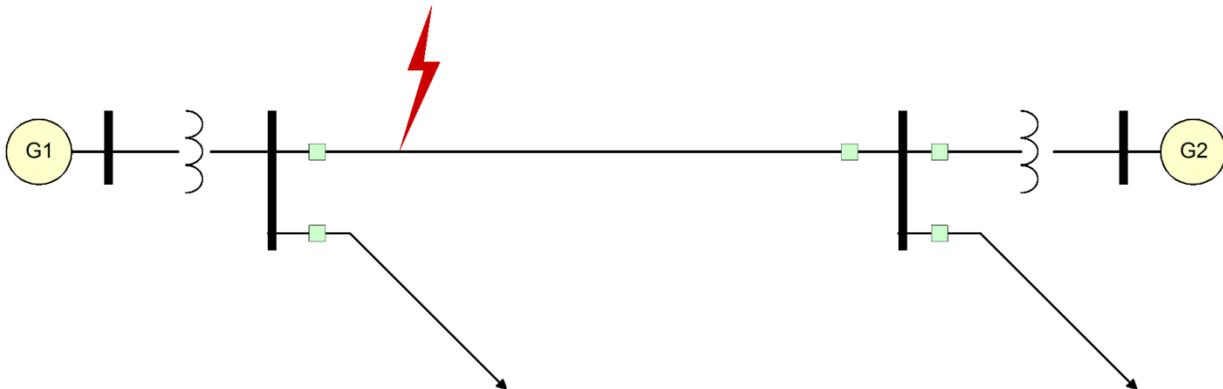
Un generador puede ser energizado accidentalmente cuando está parado o girando a muy baja velocidad. Esta condición puede dar lugar a corrientes excesivas a través del generador durante mucho tiempo, ya que la máquina funcionará como un motor síncrono que acelera muy lentamente (inicial muy pequeña

esfuerzo de torsión).

## 8.12 Retransmisión fuera de paso

Los efectos de la inestabilidad del generador son graves y, por lo tanto, el generador debe desconectarse del sistema si esta condición es eminente. Esta protección de una máquina síncrona contra la inestabilidad se denomina normalmente protección fuera de paso. Este esquema de protección comprende un relé que monitorea e identifica la condición y luego toma la decisión de desconectar la unidad. Se han propuesto varios esquemas para retransmisión fuera de paso. El esquema más común hoy en día es un esquema que monitorea la trayectoria de impedancia del sistema durante una oscilación utilizando relés de impedancia. Se han propuesto otros esquemas y se han implementado ocasionalmente a modo de prueba. Discutiremos algunos de estos esquemas.

Durante las fallas, se altera el equilibrio entre la entrada de energía mecánica y la salida de energía eléctrica en uno o más generadores. Esto hace que los generadores se aceleren o desaceleren dando como resultado transitorios adicionales del sistema. Nos referimos a estas perturbaciones como cambios de estabilidad o cambios de generador. Durante un cambio de estabilidad, la corriente eléctrica que fluye a través de varios circuitos del sistema variará y puede adquirir valores altos. Si los transitorios son temporales, el sistema de protección no debería responder.



**Figura 8.x Inicio de una oscilación de estabilidad por una falla**

### 8.12.1 Columpios estables e inestables

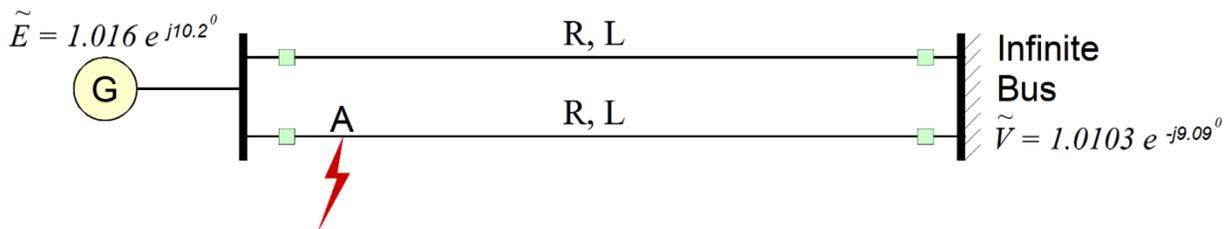
Las oscilaciones del generador pueden ser estables o inestables. Las oscilaciones estables son tales que los ángulos de fase entre los generadores del sistema varían dentro de un rango estrecho y finalmente se estabilizan en valores constantes. En oscilaciones inestables, uno o más ángulos de fase del generador pueden aumentar indefinidamente dando como resultado una pérdida de sincronismo. Este fenómeno también se conoce como "deslizamiento de polos del generador" o condición de desfase. El objetivo básico de la retransmisión fuera de paso es disparar el generador antes de que se produzca un deslizamiento de polo. Discutiremos los fenómenos que determinan y diferencian una oscilación estable de una inestable.

Consideraciones importantes:

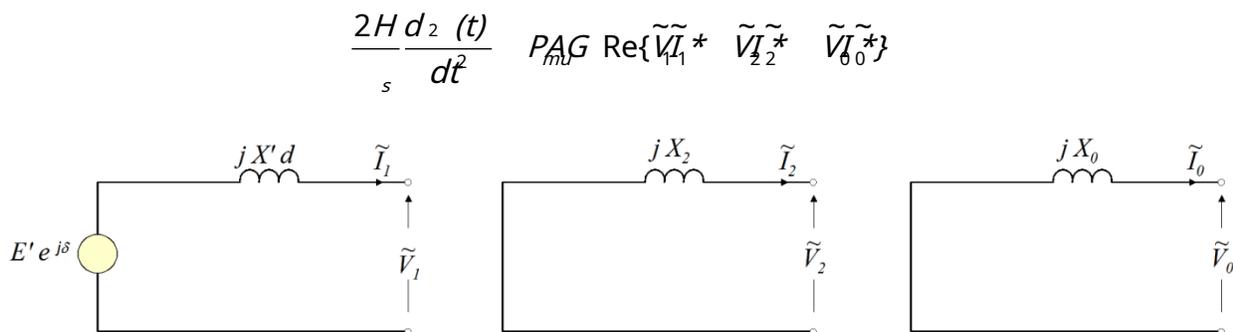
1. El esquema de relés debe poder distinguir entre fallas, cambios de estabilidad estable y cambios de estabilidad inestable. La discriminación se basa en las siguientes observaciones: (a) las fallas provocan un cambio brusco de impedancia; (b) la mayoría de las fallas son asimétricas, es decir, involucran solo una o dos fases, lo que provoca tensiones y corrientes muy desequilibradas. Por el contrario, los cambios de estabilidad ocurren mientras los voltajes y corrientes del sistema permanecen equilibrados. La detección de cambios de estabilidad inestables se implementa generalmente mediante relés mho.
2. El esquema de relés no debe dispararse por cambios de estabilidad estables.
3. Una vez que se detecta una condición eminente fuera de sintonía y se toma la decisión de disparar, el área aislada debe seleccionarse cuidadosamente (isla controlada).
4. Se deben tener en cuenta los voltajes de recuperación transitorios (TRV). Es posible que un TRV alto cause múltiples reencendido cuando se abren los interruptores, dañándolos. La secuencia de disparo debe diseñarse de tal manera que se eviten las TRV elevadas.

Analizamos a continuación los parámetros importantes de:

ángulo de despeje crítico, y  
 tiempo crítico de limpieza



El modelo del sistema es:



### A COMPLETAR...

**Ejemplo E8.x:** Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E8.x. El generador es un generador síncrono de 800 MVA, 60 Hz, 15 kV, con una constante de inercia del rotor H de 2,8 segundos. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando 0,9 pu de potencia con 0,9 de retraso

Factor de potencia. En el tiempo  $t = 0$ , ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en 0.18 segundos abriendo los interruptores de la línea fallada.

- Determine el ángulo de despeje crítico para esta falla.
- Determine el tiempo crítico de limpieza para esta falla.
- Grafique la impedancia vista por un relé fuera de sincronismo conectado en el lado alto del transformador elevador. Los relés PT y CT tienen las siguientes relaciones: 15,000V: 115V y 30.000 A: 5 A. Realice los cálculos con un intervalo de tiempo de 0,06 segundos hasta el tiempo final de 0,6 segundos.
- Establezca el esquema de retransmisión fuera de sintonía para esta unidad utilizando un único relé mho con anteojerías simples.
- Determine el voltaje de recuperación transitorio máximo del interruptor en caso de un disparo debido a condiciones fuera de sincronismo.

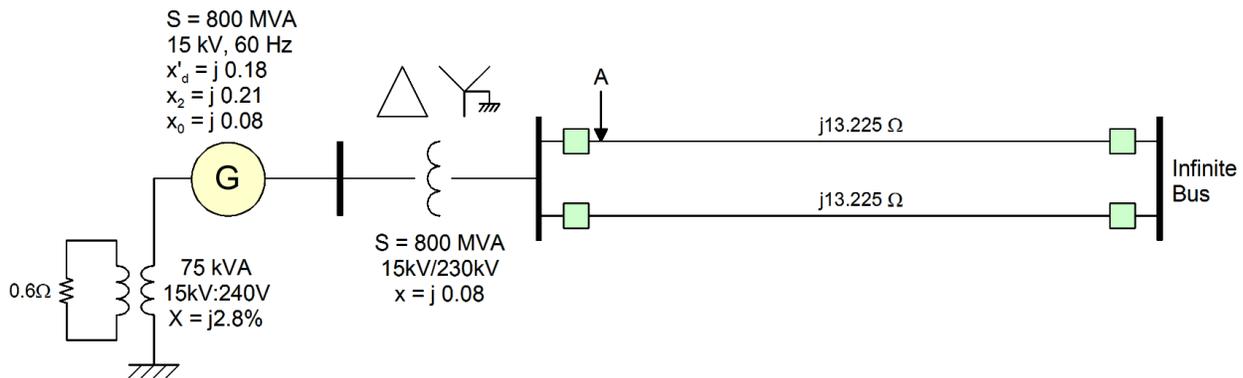


Figura E8.x

**Solución:** Para la solución de este problema, consideramos el circuito equivalente de secuencia positiva del sistema antes de la falla, durante la falla y después de que se despeja la falla:

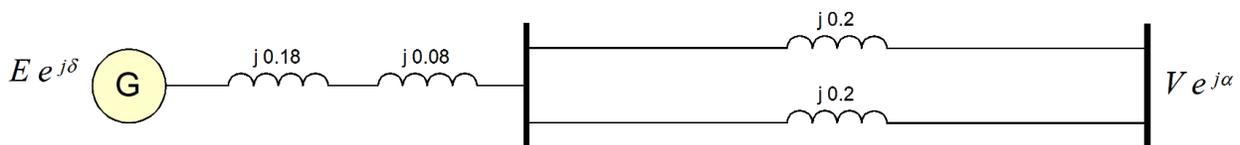


Figura E8.x. Sistema de energía eléctrica simplificado: sistema antes de la falla

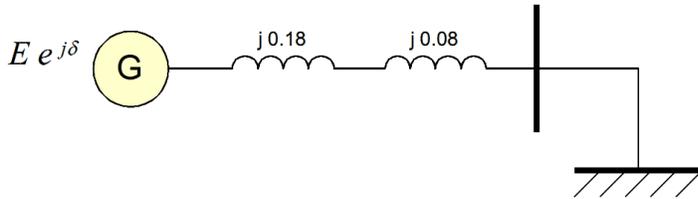


Figura E8.x. Sistema de energía eléctrica simplificado: sistema durante la falla

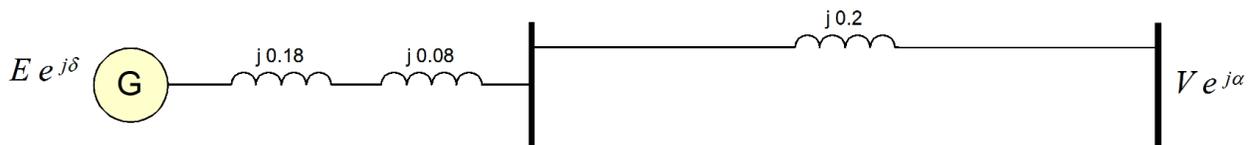


Figura E8.x. Sistema de energía eléctrica simplificado: sistema después de una falla

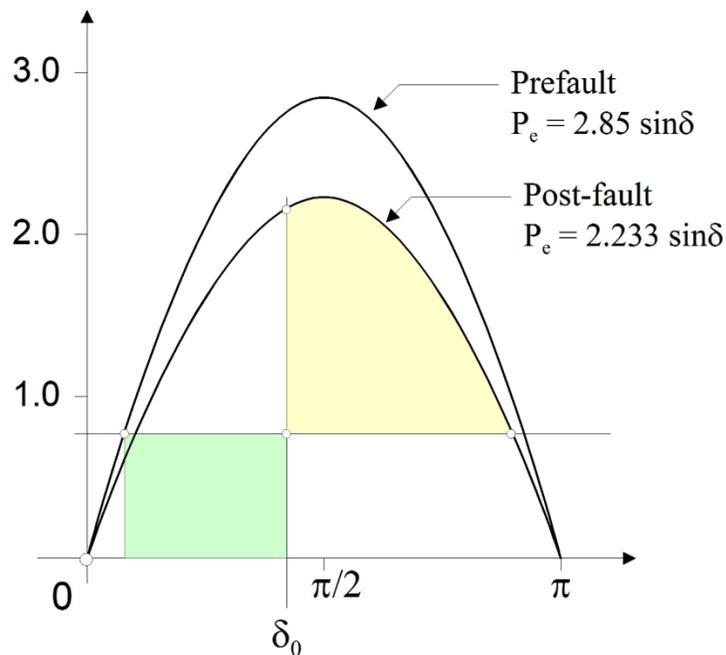


Figura E8.x. Potencia eléctrica y mecánica versus ángulo  
(Criterio de igual área)

$$(t = 0) \quad 20.54^\circ \quad 0.3585 \text{ rad}$$

$$1 \quad 153.39^\circ \quad 2.6772 \text{ rad}$$

El ángulo de despeje crítico está determinado por el criterio de igual área:

$$0,9 (c_0) \left( 2,233 \text{ pecado } 0,9 \right) D$$

La solución de la ecuación anterior produce:

$$c = 87,680 \text{ } 1.5303 \text{ rad}$$

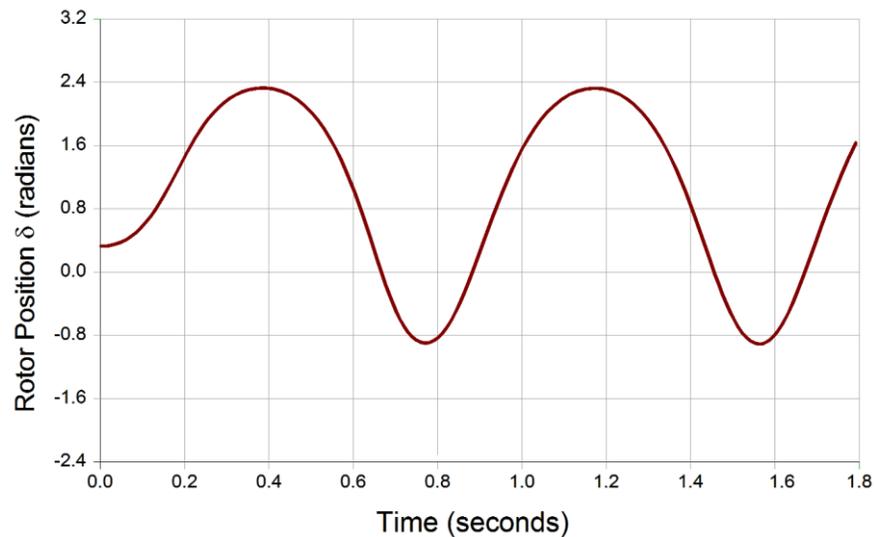
Este es el ángulo de despeje crítico. Durante la falla:

$$(t) = 30.294 t^2 - 0.3585$$

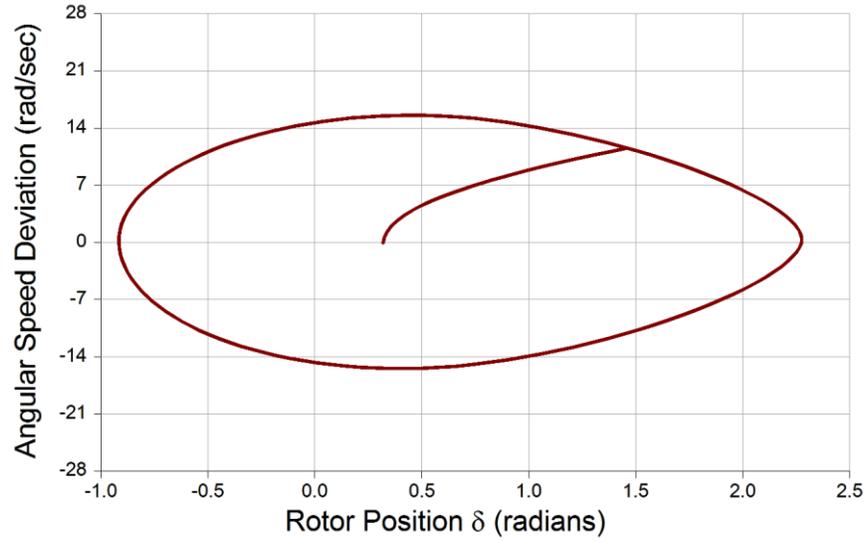
El momento en que el ángulo alcanza el ángulo crítico es:

$$t_c = \sqrt{\frac{1.5303 - 0.3585}{30.294}} = 0,1967$$

La trayectoria del sistema, asumiendo que la falla se borra a los 0.19 segundos después de la falla. la iniciación se da en las tres figuras siguientes (oscilación estable).



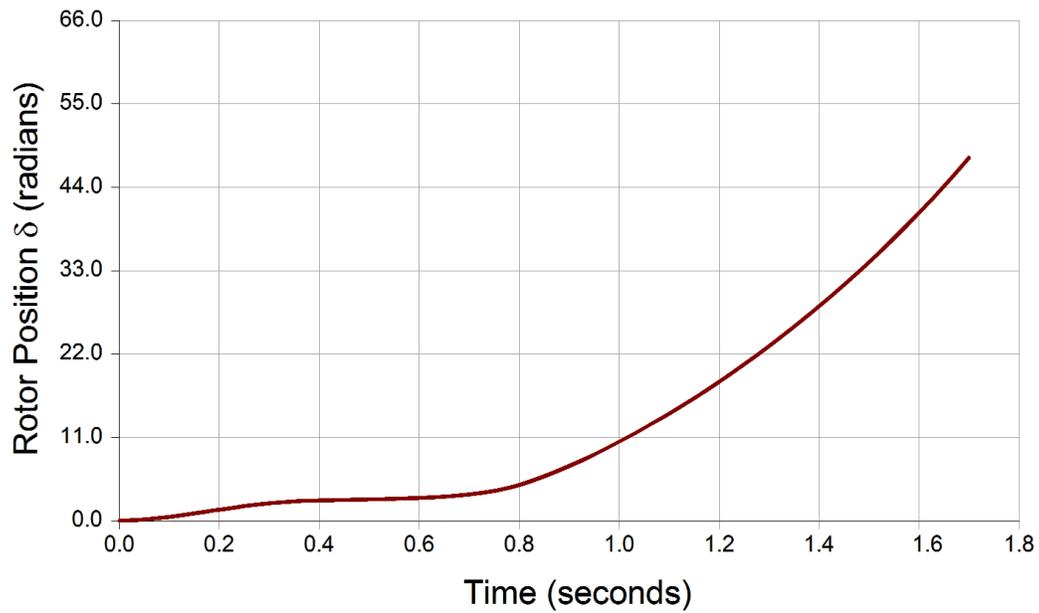
**Figura E8.x.**



**Figura E8.x.**

**Figura E8.x.**

La trayectoria del sistema cuando la falla se borra después de 0.2 segundos se da a continuación (inestable oscilación).



**Figura E8.x.**

### 8.12.2 Diagramas de impedancia

Una técnica de visualización de uso frecuente para el estudio de los fenómenos de oscilación del generador, así como la configuración del relé mho, es el diagrama de impedancia aparente. En la Figura se ilustra un ejemplo de diagrama de impedancia aplicable para un sistema simple de generador / transformador / línea de transmisión. 8.x. Un punto en este diagrama representa la impedancia aparente vista por un relé de impedancia en el bus B, es decir, el voltaje en el bus B dividido por la corriente que fluye en el bus B, desde el transformador. hacia la línea de transmisión:

$$\text{Punto B: } Z \sim \frac{\tilde{V}}{I}$$

Al configurar los relés de impedancia, es útil trazar la trayectoria de la impedancia aparente en un diagrama de impedancia, durante la oscilación del generador. Suponga que durante una oscilación la magnitud de voltaje de la fuente del generador  $E_1$  y la magnitud de voltaje del bus remoto  $E_2$  permanecen constantes, mientras que el ángulo de fase entre estas fuentes varía. El lugar de la impedancia aparente para estas condiciones se determina como sigue.

Punto de la trama **A** en el negativo de la impedancia mirando hacia la izquierda del relé, es decir, el negativo del generador más la reactancia de fuga del transformador. Esta impedancia también se puede expresar como sigue:

$$\text{Punto A: } X_{grano} \quad X_f \quad \frac{\tilde{V}}{I} \quad \frac{\tilde{m}_h}{I}$$

Punto de la trama **C** en la impedancia mirando a la derecha de la relé, es decir, la línea de transmisión impedancia. Esta impedancia también se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Punto C: } Z_s \quad \frac{\tilde{V}}{I} \quad \frac{\tilde{m}_l}{I}$$

De las definiciones anteriores, los vectores  $\overline{CB}$  y  $\overline{AB}$  en el diagrama se puede evaluar como:

$$\overline{AB} = \overline{B} - \overline{A} \sim \frac{\tilde{m}_l}{I} \quad \overline{CB} = \overline{B} - \overline{C} \sim \frac{\tilde{m}_h}{I^2}$$

Así, el ángulo entre vectores  $\overline{CB}$  y  $\overline{AB}$  es el ángulo de fase entre fasores de voltaje  $\tilde{m}_h$  y  $\tilde{m}_l$ , y las longitudes de estos vectores son proporcionales a las mismas magnitudes fasoriales. De estas observaciones se puede concluir que por igual  $\tilde{m}_h$  y  $\tilde{m}_l$  magnitudes, el lugar geométrico de la impedancia aparente (punto B en el diagrama de impedancia) es la bisectriz perpendicular del segmento AC. Para todos los demás casos, el lugar geométrico de la impedancia aparente es un círculo cuyo diámetro se encuentra a lo largo de la dirección AC y sus puntos extremos cortan el segmento AC en una cierta proporción (El hecho de que este lugar geométrico sea un círculo lo mostró Apolonio de Perga en la 3d Siglo aC). En el diagrama de la Figura 8.x se muestran dos de estos círculos de ejemplo, uno para una relación de magnitud fasorial de voltaje de 1,25 y otro para 0,8.

El valor de impedancia en el medio del segmento AC se conoce como **centro eléctrico** del sistema. Esta es la impedancia aparente vista por el relé cuando el ángulo de fase entre el voltajes  $\tilde{m}_1$  y  $\tilde{m}_2$  es de 180 grados.

Otra observación útil es que si el ángulo de fase se mantiene constante mientras varía la relación de magnitud fasorial de voltaje, entonces el lugar geométrico de la impedancia aparente también es un círculo. Estos constantes los círculos pasan por los puntos A y B como se ilustra en la Figura 8.x.

Usando estas observaciones, se puede determinar una región dentro de la cual se puede esperar que la impedancia aparente vista por un relé en el punto B se encuentre durante el funcionamiento normal del sistema. Esta región es encerrado por dos constantes círculos y dos círculos de relación de magnitud de voltaje constante. la Obviamente, región de disparo del relé no debe cruzarse con la región de funcionamiento normal.

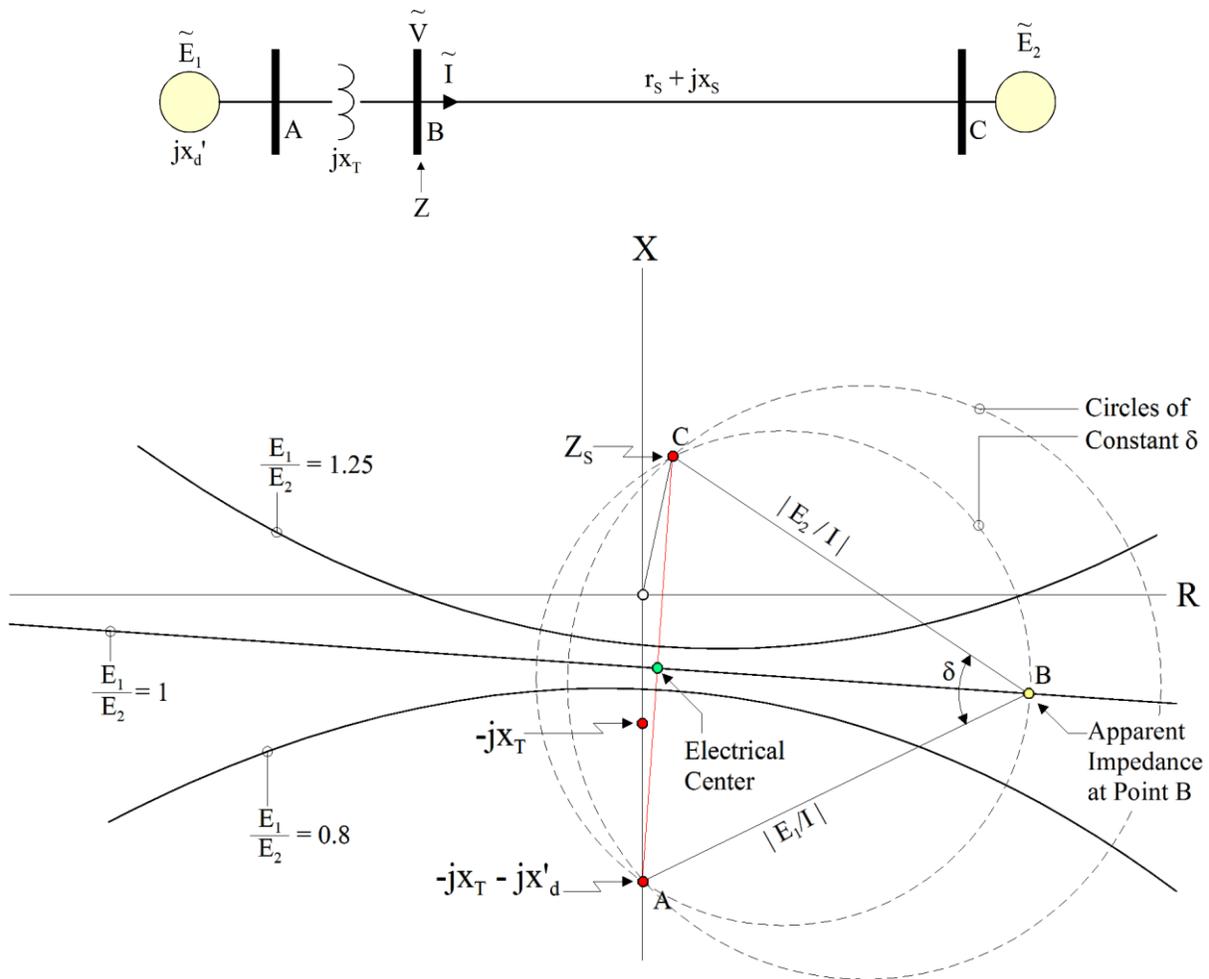
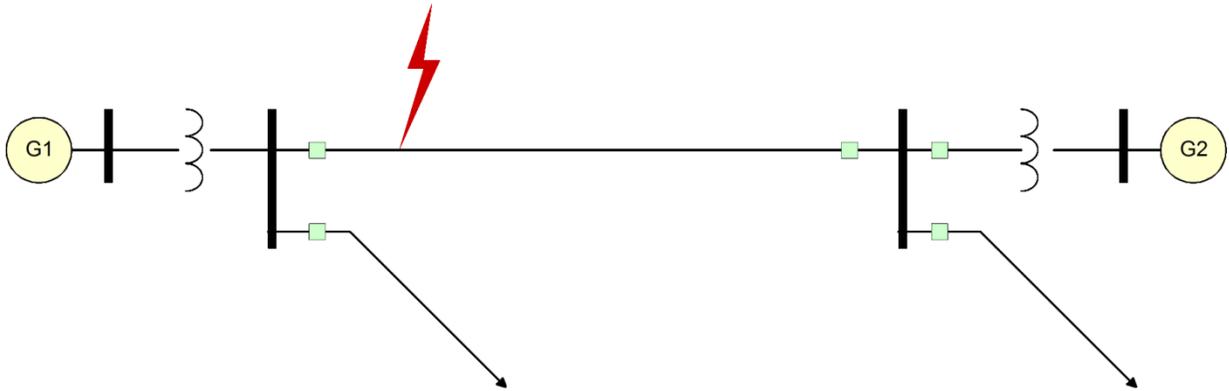


Figura 8.x. Ilustración del diagrama de impedancia

### 8.12.3 Fenómenos de colapso de voltaje durante cambios de potencia

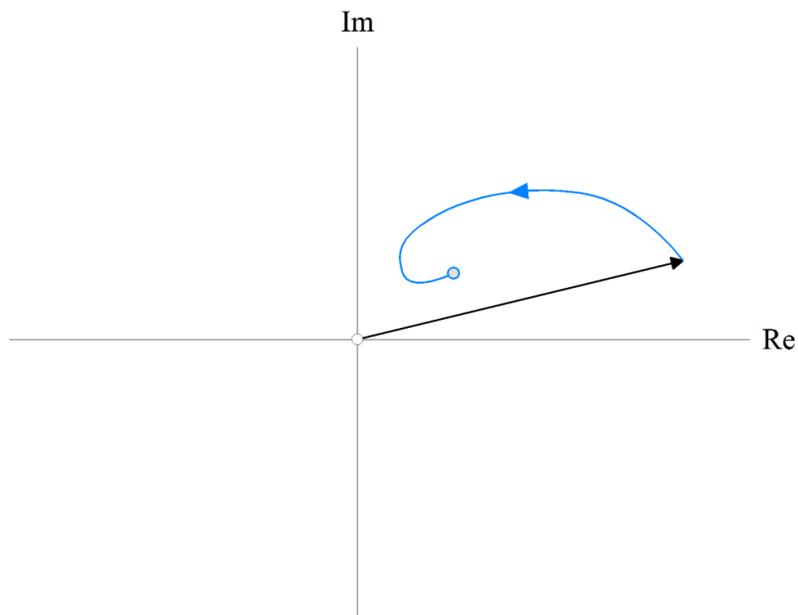
Las oscilaciones del generador pueden generar fenómenos temporales de colapso de voltaje que pueden "engañar" a los relés de distancia para que se disparen. Aquí, describimos los fenómenos y discutimos métodos para evitar operaciones de disparo en falso.

**Ejemplo E8.x:** Considere el sistema de energía eléctrica del ejemplo E8.x. Considere las mismas condiciones que en ese ejemplo. Calcule y grafique la magnitud del voltaje en las terminales del generador y en el lado alto del transformador por un período de hasta 0.6 segundos usando un intervalo de tiempo de 0.06 segundos.



**Figura E8.x:** Ejemplo de sistema para colapso de voltaje en el centro de oscilación

**Solución:** Para la solución de este problema consideramos el funcionamiento del sistema antes de la falla, durante la falla y después de que se solucione.



**Figura E8.x:** Variación de voltaje durante la oscilación de estabilidad

**Continuará.**

### 8.12.3 Fenómenos transitorios de recuperación

El voltaje de recuperación transitorio en los interruptores cuando funciona un relé fuera de paso puede ser mucho más alto que los voltajes de recuperación transitorios habituales. Esto se explica a continuación. El modelo matemático que describe el voltaje acumulado a través de las placas de un interruptor se describe con la ayuda de la Figura 5.x. El sistema ilustra dos unidades generadoras y un interruptor intermedio. Los condensadores indicados representan las capacidades parásitas de los dos sistemas respectivamente.

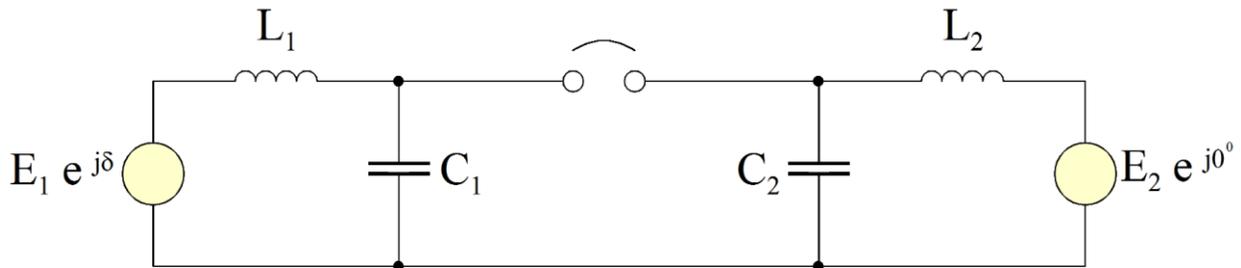


Figura 8.x: Circuito equivalente para análisis de voltaje de recuperación transitoria

Suponga que durante una oscilación de estabilidad, el interruptor se dispara en un momento en que el ángulo de fase relativo entre los dos generadores es  $d$ . Ahora considere el período anterior al disparo. Esta condición está cerca del estado estacionario sinusoidal. La corriente eléctrica es:

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{m}_h - \tilde{m}_z}{j(L_1 - L_2)}$$

Cuando la corriente se vuelve cero y asumiendo que para ese momento las placas del interruptor tienen separados, tendremos el siguiente modelo:

$$\begin{aligned} m_h(t) &= L_1 \frac{di_1(t)}{dt} - v_{C1}(t) \\ \text{eso) } &= C \frac{dv_C(t)}{dt} \end{aligned}$$

y condiciones iniciales:  $i_1(t=0) = 0$ ,  $v_{C1}(t=0) = v_0$ .

La solución a este problema es:

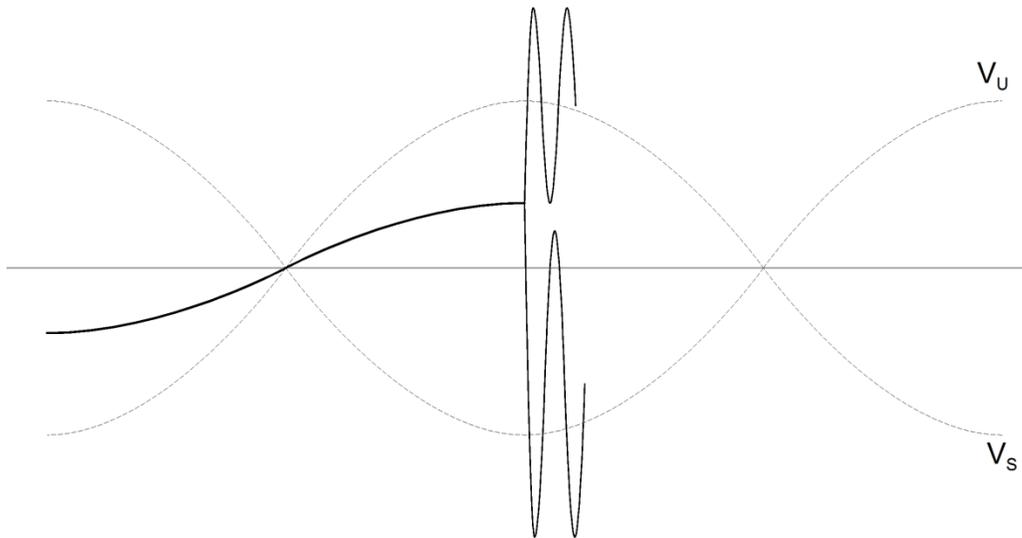
$$i_1(t) = \frac{\sqrt{2}m_h}{L_1} \frac{1}{\omega} \text{pecado}(\omega t) - \frac{1}{\omega} \text{pecado}(\omega t), \text{ donde } \omega = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$$

y el voltaje a través del capacitor es:

$$v_d(t) = e(t) - L_1 \frac{d\phi}{dt} = \sqrt{2} m i \sin(\omega t - \phi) - \frac{1}{\omega} \frac{d}{dt} \left( \sqrt{2} m i \sin(\omega t - \phi) \right)$$

Una solución similar existirá en el otro lado, S

Considere el caso en el que las dos fuentes están separadas 180 grados. En este caso, los voltajes transitorios de recuperación estarán separados por 180. La figura 8.x ilustra el desarrollo del voltaje de recuperación transitorio. Tenga en cuenta que, en general, las frecuencias pueden ser diferentes y, por lo tanto, los máximos se producirán en momentos diferentes. Esto significa que se deben utilizar simulaciones numéricas para estudiar e identificar el peor de los casos.



**Figura 8.x: Voltaje de recuperación transitorio cuando el interruptor funciona cuando los sistemas están a 180 grados**  
Aparte

**Ejemplo E5.x:** Considere un sistema de dos unidades del ejemplo E8.x. Suponga que durante una oscilación de estabilidad los ángulos de fase de las dos unidades se separan 180 grados. En este momento, el interruptor en el lado alto del transformador se dispara. Determine el voltaje de recuperación transitorio máximo del interruptor. La capacitancia parásita equivalente en el lado del transformador es 1.25 nanoFarads y la capacitancia equivalente en el lado de la línea es de 14,6 nanoFarads.

**Solución:** El circuito equivalente es:

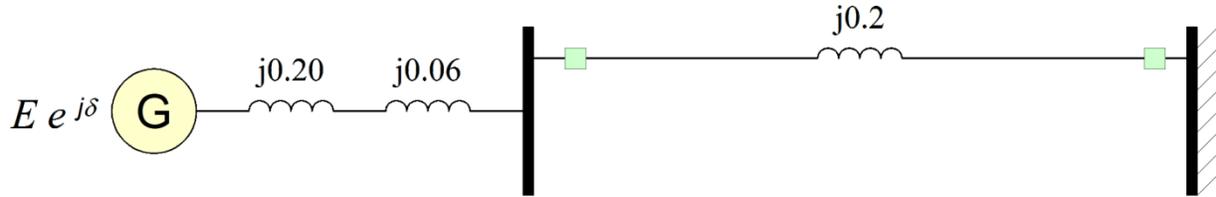


Figura 8.x:

$$Z_B = \frac{V_2}{S_3} = 66.12 \text{ Ohmios}$$

$$L_1 = \frac{(0,26)(66,12)}{377} = 45,6 \cdot 10^{-3} \text{ Enrique S}$$

$$L_2 = \frac{(0,20)(66,12)}{377} = 35,1 \cdot 10^{-3} \text{ Henries}$$

Las frecuencias angulares son:

$$\omega_1 = \frac{1}{\sqrt{L_1 C}} = 132.400 \text{ (s}^{-1}\text{)}$$

$$\omega_2 = \frac{1}{\sqrt{L_2 C}} = 44.170 \text{ (s}^{-1}\text{)}$$

El voltaje a través del interruptor es:

$$V_B(t) = \sqrt{2}V \cos(\omega_1 t) - \frac{1}{\omega_2} \sin(\omega_2 t) + \frac{1}{\omega_1} \sin(\omega_1 t) - \frac{1}{\omega_2} \cos(\omega_2 t)$$

$$V_B(t) = 2\sqrt{(132,8 \cdot 10^3)^2 + (44,17)^2} \cos(\omega_1 t) \text{ (V)}$$

Un gráfico ilustra la evolución de los voltajes. El máximo ocurrirá en el medio ciclo de la forma de onda lenta:

$$t = \frac{\pi}{\omega_1} = 71,12 \cdot 10^{-6} \text{ (s)}$$

$V_B(t)$  es máximo en  $t = 71,12 \cdot 10^{-6}$ . El voltaje máximo es:

$$V_B(t) = \sqrt{2} (132,8 \cdot 10^3) = 751.23 \cdot 10^3 \text{ Voltios}$$

Muestre la forma de onda real para este ejemplo.

### 8.12.4 Esquemas de protección fuera de paso

Se puede implementar un esquema de protección efectivo para condiciones de desfase con relés de distancia que monitorean la impedancia como se ve en el lado de alto voltaje del transformador elevador. Para este propósito, es importante considerar la trayectoria de la impedancia durante una oscilación de estabilidad. Considere el sistema de la Figura 8.x.

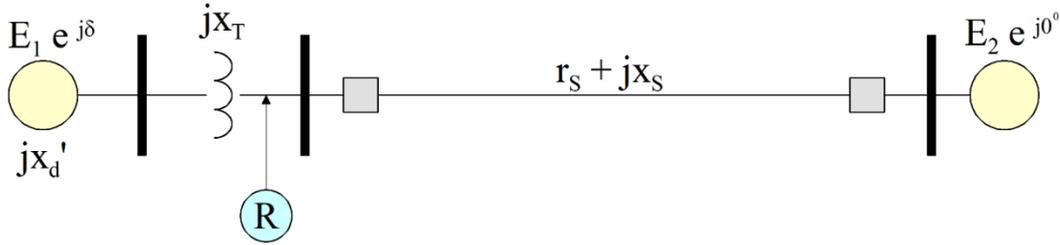


Figura 8.x. Un sistema simplificado de una unidad conectada a un sistema grande

La impedancia "vista" por el relé en el lado alto del transformador elevador es:

$$Z_{relé} = \frac{k_1 \tilde{V}}{k_2 \tilde{y}_0} = \frac{k_1}{k_2} j(X_{grando} X_t) j(X X X)_{grando} t s = \frac{\tilde{m}_i}{\tilde{m}_j} \frac{m_i}{m_j}$$

A medida que cambia el ángulo de fase del generador 1, la impedancia aparente puede tomar las trayectorias indicadas en la figura.

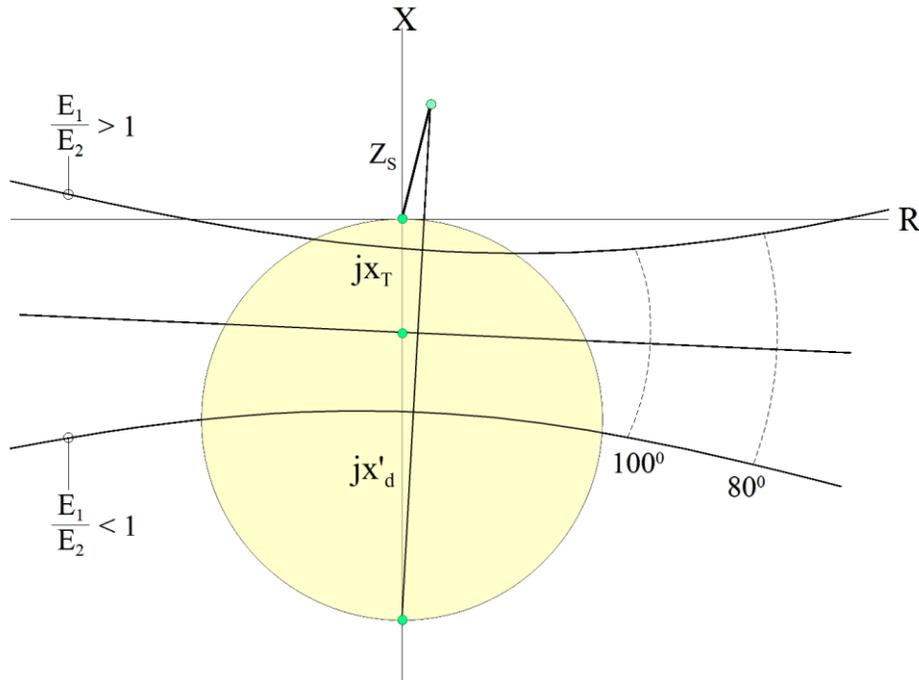
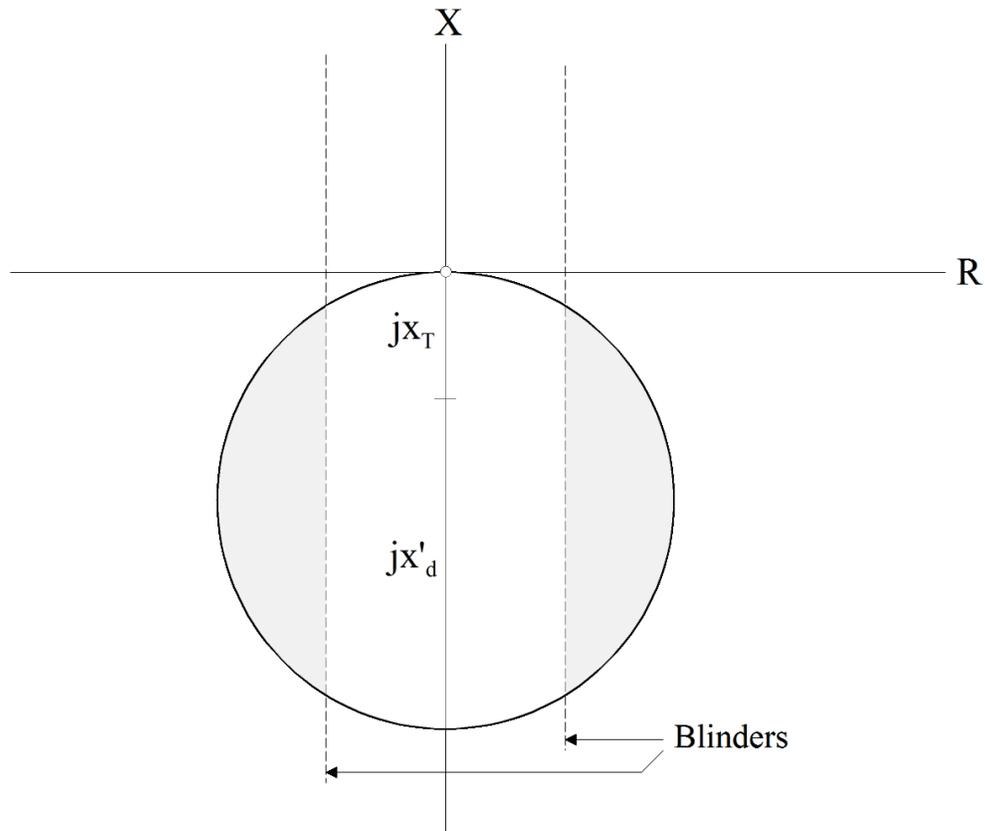


Figura 8.x. Trayectorias de impedancia para un sistema simplificado

A continuación se presenta una discusión de algunos esquemas de protección fuera de sintonía.

**Relé mho único:** Este esquema utiliza un solo relé mho en el lado alto del transformador elevador y configurado para alcanzar la impedancia del generador y el transformador combinado.

**Relé mho con una sola persiana:** Este esquema....



**Figura 8.x. Relé mho único con anteojeras individuales**

**Relé mho con doble anteojeras:** Este esquema....

**Relé de lente única:** Este esquema....

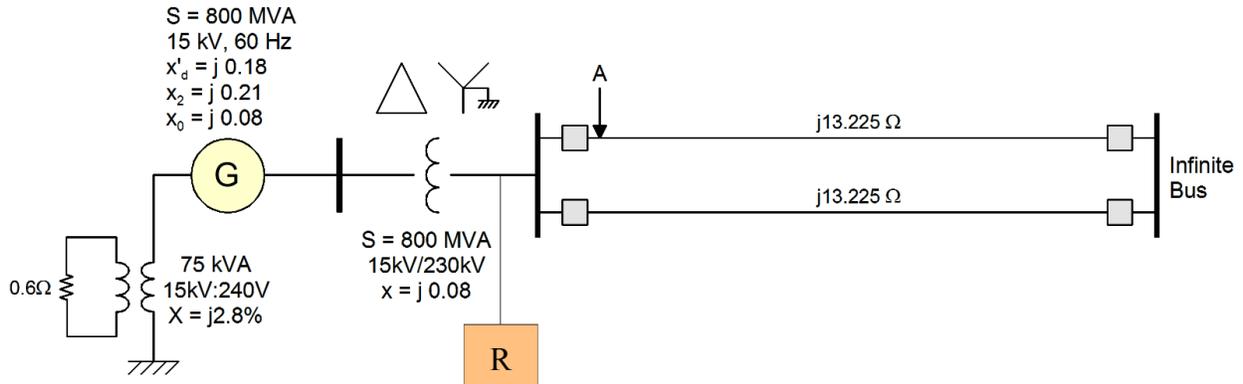
**Relé de doble lente:** Este esquema....

**Ejemplo E8.x:** Considere un sistema de dos unidades y determine la oscilación del sistema y la impedancia que un relé mho “verá” durante la oscilación. Utilice el mismo ejemplo que antes.

**Solución:** El modelo.... **A completar.**

**Ejemplo E8.x:** Considere el sistema de energía eléctrica que se muestra a continuación. El parámetro de inercia del rotor del generador **H** es **2.8** segundos. El generador opera a voltaje terminal nominal entregando **0,90**

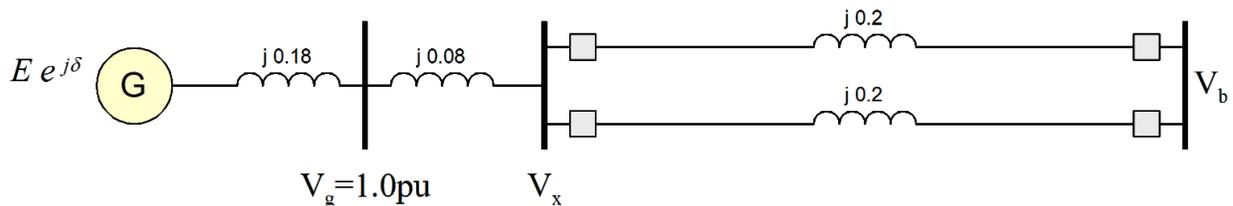
pu potencia al factor de potencia unitario. En el tiempo  $t = 0$ , ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en  $t = 0.19$  segundos abriendo los interruptores de la línea de transmisión con falla.



(a) Grafique la impedancia vista por un relé fuera de sincronismo en el lado alto del transformador. (Suponga que hay un relé fuera de paso en los terminales del lado alto del transformador elevador. El relé PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 135,000V: 115V y 2,400A: 5A. Realice los cálculos con un paso de tiempo de 0.03 segundos hasta el tiempo final de 0,6 segundos).

(b) Determine la configuración del esquema de retransmisión fuera de sintonía para esta unidad utilizando un único relé mho con anteojeas simples

**Solución:** Consulte el circuito equivalente que representa el sistema antes de la falla:



Dado el flujo de energía especificado en los terminales del generador, la corriente del terminal del generador es:

$$\tilde{I} = 0.9 \text{ mi}_p$$

Por lo tanto, el voltaje de fuente equivalente interno del generador es:

$$\tilde{m}_i = 1.0 \angle (0,18) (0,9) = 1.0 \angle 0,162 = 1.013 \text{ mi}_{\beta,20}$$

Y el voltaje del bus remoto es:

$$\tilde{V}_B = 1.0 \angle (0,18) (0,9) = 1.0 \angle 0,162 = 1.013 \text{ mi}_j \quad 9,20$$

Por lo tanto, el ángulo entre la fuente equivalente del generador y el bus infinito es:

$$(0) \ 18,40 \text{ o } 0.3211 \text{ rad}$$

El voltaje en el lado alto del transformador es:

$$\tilde{V}_X 1.0 \quad (\angle 0,08) \quad (0,9) \quad 1.0 \quad \angle 0.072 \quad 1.0026 \text{ mi}_{\angle 4.12}$$

Por lo tanto, la impedancia (en pu) vista por el relé es:

$$Z \frac{\tilde{V}_X}{\tilde{I}} = \frac{1.0026 \text{ mi}_{\angle 4.118}}{0,9} = 1,114 \text{ mi}_{\angle 4.120}$$

Recuerde que el ángulo de fase está determinada por la ecuación diferencial:

$$\frac{2H}{s} \frac{d\delta_2(t)}{dt} = P_{AG} \operatorname{Re}\{\tilde{V}_{12}^* \tilde{V}_0 \tilde{I}^* - \tilde{I}_0^*\}$$

Durante la falla trifásica, la energía eléctrica colapsa a cero y produce:

$$\frac{2H}{s} \frac{d\delta_2(t)}{dt} = P_{AGmu}$$

La solución de lo anterior es:

$$\delta_2(t) = \frac{P_{AGmu} t^2}{2H} \quad (0) \ 4$$

Sustituyendo los coeficientes apropiados:

$$\delta_2(t) = 30.29 t^2 \quad 0.3211$$

$$\frac{D}{dt} \delta_2(t) = 60,58 t$$

Por tanto, en  $t = 0,19$  s:

$$(0,19) \ 1.4146 \text{ rad o } 81.05 \text{ grados}$$

$$\frac{D}{dt} \delta_2(0,19) = 11.51 \text{ rad / seg}$$

Una vez que la falla desaparece, el ángulo de fase está determinada por la ecuación diferencial:

$$\frac{2H}{s} \frac{D_2(t)}{dt} + P_{mG} \frac{EV_{\text{pecado}(t)}}{X}$$

dónde

$$\begin{aligned} x &= 0.18 + 0.08 + 0.20 = 0.46 \text{ pu, (una línea ahora está desconectada)} \\ H &= 2.8 \text{ seg} \\ s &= 377 \text{ rad / seg} \\ P_{mG} &= 0.9 \text{ pu} \\ E &= 1.013 \text{ pu} \\ V_b &= 1.013 \text{ pu} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la ecuación anterior se convierte en

$$\frac{D_2(t)}{dt} + 60.589 \frac{150.19 \text{ pecado}(t)}{dt}$$

La ecuación anterior se integra utilizando el método de Euler modificado de  $t = 0,19$  a  $t = 0,34$  segundos con un intervalo de tiempo de 0,01 segundos y las condiciones iniciales:

$$1.4146 \text{ rad, } \frac{D}{dt} = 11.51 \text{ rad / seg}$$

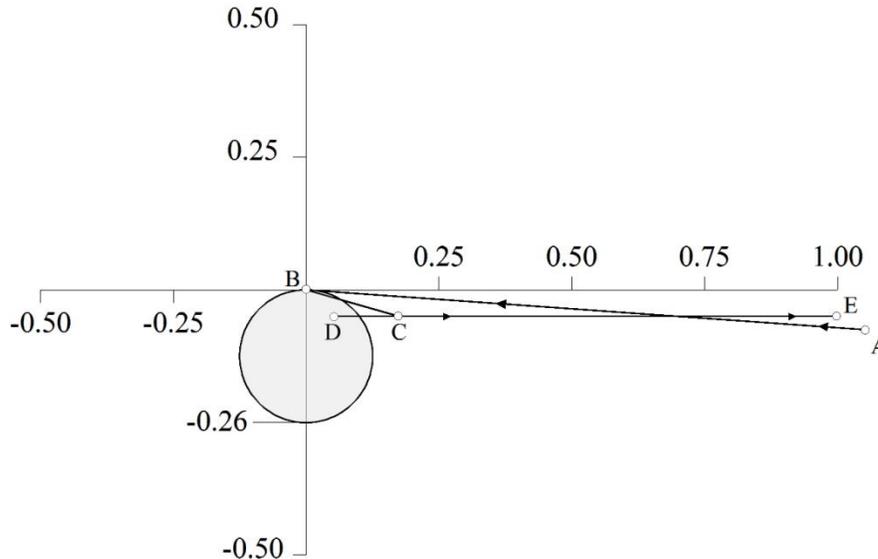
Dado el ángulo en cada iteración, la impedancia aparente vista por el relé se calcula como sigue:

$$\begin{aligned} \tilde{I} &= (1.013 m_i j \ 1.013) / j0,46 \\ \tilde{V} &= 1.013 \ j0,26 I \\ Z &= \tilde{V} / \tilde{I} \end{aligned}$$

A continuación se proporciona un subconjunto de los resultados (se informa una vez cada cinco pasos de tiempo):

Hora		D /dt	Re {Z}	Soy {z}
0,200	1.525	10.621	0,241	- 0.030
0,250	1.946	6.321	0,157	- 0.030
0.300	2.170	2.786	0,121	- 0.030
<b>0.350</b>	<b>2.234</b>	<b>- 0,185</b>	<b>0,112</b>	<b>- 0.030</b>
0.400	2.151	- 3.197	0,124	- 0.030
0.450	1.904	- 6.836	0,164	- 0.030
0.500	1.455	- 11.194	0,258	- 0.030
0.550	0,794	- 14.874	0.548	- 0.030
0,600	0,030	- 14.780	15,56	- 0.030

Tenga en cuenta que el ángulo más grande alcanzado es de 2,234 radianes a los 0,35 segundos. En ese momento el aparente la impedancia es la más cercana al origen en  $0.112 - j0.03$  pu. La figura 7E.x ilustra la impedancia swing y la característica del relé.



Anteojeras en  $\pm 0,05$  pu

Conversión a ohmios a nivel de relé:

$$Z_{línea} = 0,26 \frac{230kV_2}{800MVA} = 17.19$$

$$Z_{relé} = 17.19 \frac{PT}{Connecticut} = 17.19 \frac{115/135000}{5/2400} = 7.029$$

$$\text{Anteojeras en: } Z_{relé} = 0,05 \frac{230_2 115/135000}{800 \quad 5/2400} = 1,35$$

### 8.12.5 Otros esquemas de protección para condiciones fuera de sintonía

Para generadores muy importantes, se han desarrollado y utilizado varios otros esquemas para evitar condiciones fuera de paso del generador durante una falla que debería ser despejada por otra zona de protección. Ejemplos de estos esquemas son: (a) válvulas rápidas, (b) frenado dinámico, (c) reenganche, etc.

### 8.12.6 Discusión

Cuando la condición de desfase se detecta a través de anteojeras, el sistema está cerca de los 180 grados. En este caso, TRV estará a aproximadamente 4 veces el voltaje nominal. Para evitar el riesgo de reencendido, algunos esquemas esperen hasta que el ángulo se reduzca antes de disparar. Este disparo retardado aumenta el riesgo de daños a la máquina síncrona.

Si es posible, se deben aplicar controles para minimizar los disparos y mantener el equilibrio de la red.

Disparo en ángulos pequeños para minimizar la tensión TRV en los interruptores.

Otros elementos útiles:

1. relés de alta velocidad
2. resistencias de ruptura
3. válvulas rápidas
4. disparo de poste independiente

## 8.13 Reconexión y sincronización

La restauración de un generador disparado requerirá resincronizar el generador con el sistema antes de conectar la unidad a la red.

Las precauciones típicas que se deben tomar son:

Corrientes transitorias

Corrientes de irrupción

Fuerzas sinuosas

Retrasos necesarios (es decir, desionización:  $10,5 + kV / 34,5$  ciclos)

Comprobación de sincronismo

Voltaje de sincronización  
automática

Frecuencia  
Fase

## 8.14 Resumen y discusión

En este capítulo hemos discutido los esquemas de protección para varias condiciones de falla del generador. El generador es un activo muy importante y costoso. Por esta razón, los esquemas de protección desarrollados para generadores son muy sofisticados, confiables y seguros. La filosofía es disparar el generador antes de que ocurra algún daño en el generador.

## 8.15 Problemas

**Problema P8.1:** En una determinada ubicación del sistema trifásico, un ingeniero mide las siguientes corrientes de fase y voltajes de fase a neutro:

**Problema P8.2:** Un generador de 800 MVA, 18 kV, 60 Hz está conectado a tierra por resistencia. La corriente de falla máxima durante una falla de fase a tierra es de 200 amperios. Las impedancias del generador son 18%, 21% y 9% para las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente. El generador está protegido con un esquema diferencial en cada devanado de fase y protección de falla a tierra en los terminales del generador.

Los ajustes del relé son los siguientes:

Diferencial: arranque mínimo de 0,1 amperios, pendiente del 10%, los CT son 30000: 5 A.

Relé de tierra: instantáneo: 50% de los 200 Amperes (del lado del generador), captación del 8% de los 200 Amperes (del lado del generador).

Considere una falla a tierra en una bobina en una ubicación aproximadamente al 5% del neutro.

Determine si se activará el relé diferencial o el relé de falla a tierra.

**Solución:** La resistencia de tierra es:  $R_{gramo} = \frac{18kV / \sqrt{3}}{200A} = 52,0 \text{ Ohmios}$

La corriente de falla para una falla a tierra al 5% de la bobina será:

$$I_F = \frac{(0,05)(18kV) / \sqrt{3}}{52,0 \text{ Ohmios}} = 10 \text{ A}$$

Relé diferencial:

Figura

Relé de falla a tierra

NO HAY VIAJE

**Problema P8.3:** Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P8.3a. El generador está equipado con un esquema de retransmisión de pérdida de campo que se basa en un relé de impedancia que "mira" los terminales del generador. Suponga que el generador opera bajo voltaje nominal terminal, entregando 0.9 pu de potencia real con un factor de potencia de 0.97 con retraso de corriente cuando de repente se abre el circuito de campo. Grafique la trayectoria de la impedancia durante 2.0 segundos después de la pérdida de campo. Para simplificar, suponga que el modelo del generador tras la pérdida del campo se ilustra en la figura P8.3b. Los parámetros del circuito equivalente del generador cuando se pierde el campo son:

$$r_1 = 0,0005 \text{ pu}, r_2 = 0,01 \text{ pu} \quad X_1 = X_2 = 0,195 \text{ pu} \quad X_{metro} = 3,56 \text{ pu} \quad a = 1,2 \text{ segundos}$$

Sugerencia: simule el funcionamiento del sistema con un paso de tiempo de 0,1 segundos. En cada punto, Calcule la fuente de voltaje decaído y la velocidad de la máquina. Posteriormente calcule el impedancia "vista" en los terminales de la máquina.

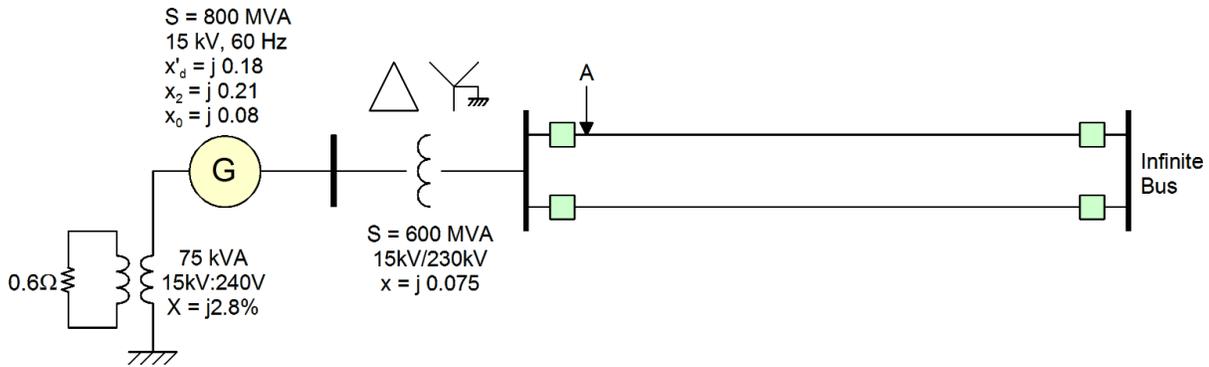


Figura P8.3a

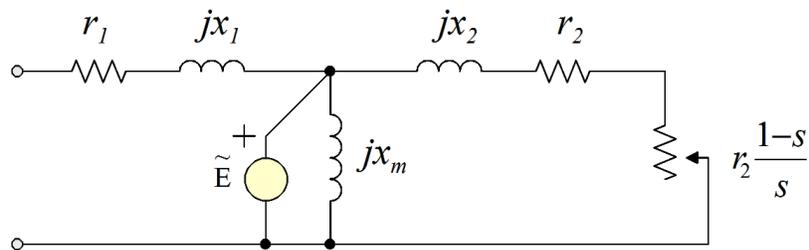
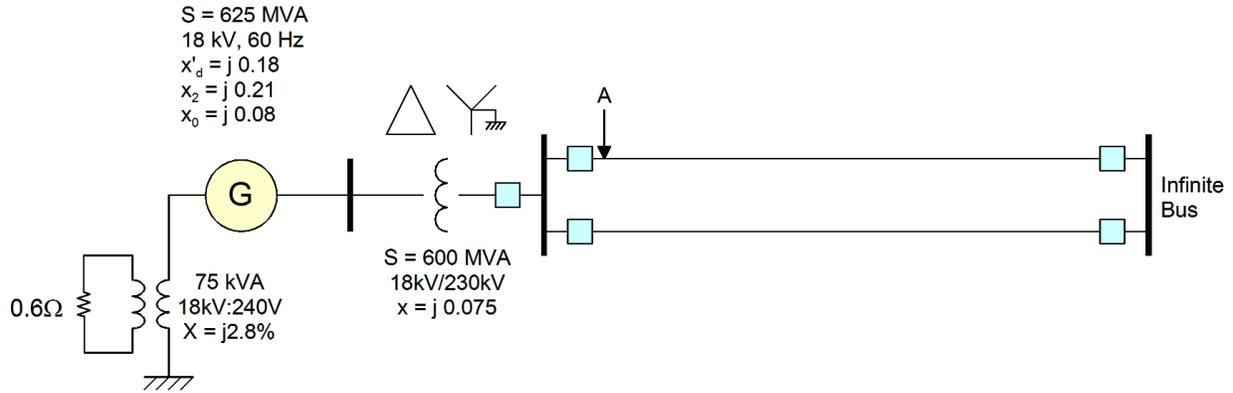


Figura P8.3b

**Problema P8.4:** Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la Figura P8.4. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.98 con retraso de corriente. En el tiempo  $t = 0$ , ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en 0.18 segundos abriendo los interruptores de la línea.

Suponga que hay un relé fuera de paso en los terminales del lado alto del transformador elevador. Los relés PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 135,000V: 115V y 600A: 5A. Calcule y grafique la impedancia “vista” por el relé. Realice los cálculos con un intervalo de tiempo de 0,03 segundos hasta el tiempo final de 0,6 segundos.

La constante de inercia por unidad del generador es de 2,2 segundos. La impedancia de cada transmisión. la línea es  $j13,225$  ohmios.


**Figura P8.4**

**Solución:** El circuito equivalente de condiciones previas a la falla (en pu, 625 MVA) es:

Las fuentes son:

$$\tilde{m}_i \ 1.0 \ j0.18 \ m_{j11.480} \ 1.0507 \ m_{j9.660}$$

$$\tilde{V} \ 1.0 \ j0.1563 \ m_{j11.480} \ 0.9809 \ m_{j8.980}$$

Durante la falla:

$$\frac{2H D_2(t)}{dt_2} \ 0.98,$$

Rendimientos de solución:

$$(t) \ 0.3253 \ 41.98 t_2$$

En la limpieza de fallas,  $t_c = 0.18 \text{ segundos}$  Por lo tanto:  $(t_c) \ 1.6855$

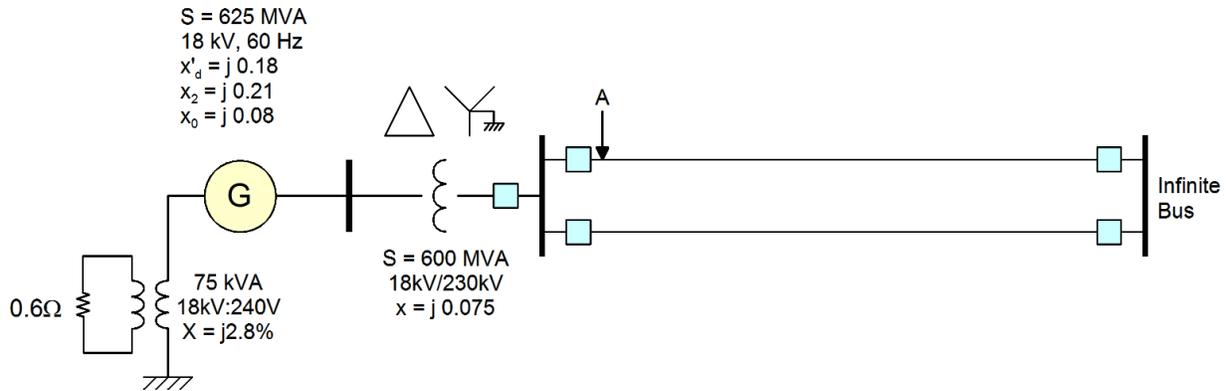
Después de la limpieza de fallas:

$$PAG_{mi} \frac{(1.0507)(0.9809)}{0.4144} \text{ pecado } (t) \ 2.487 \text{ pecado } (t)$$

**Problema P8.5:** Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la Figura P8.5. Es deseable aplicar un relé de pérdida de campo de dos zonas en los terminales del generador. El relé PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 18,000V: 115V y 20,000 A: 5 A.

(a) Seleccione la configuración para la pérdida de relé de campo. Otros datos son los siguientes: la reactancia síncrona del generador es 2,1 pu.

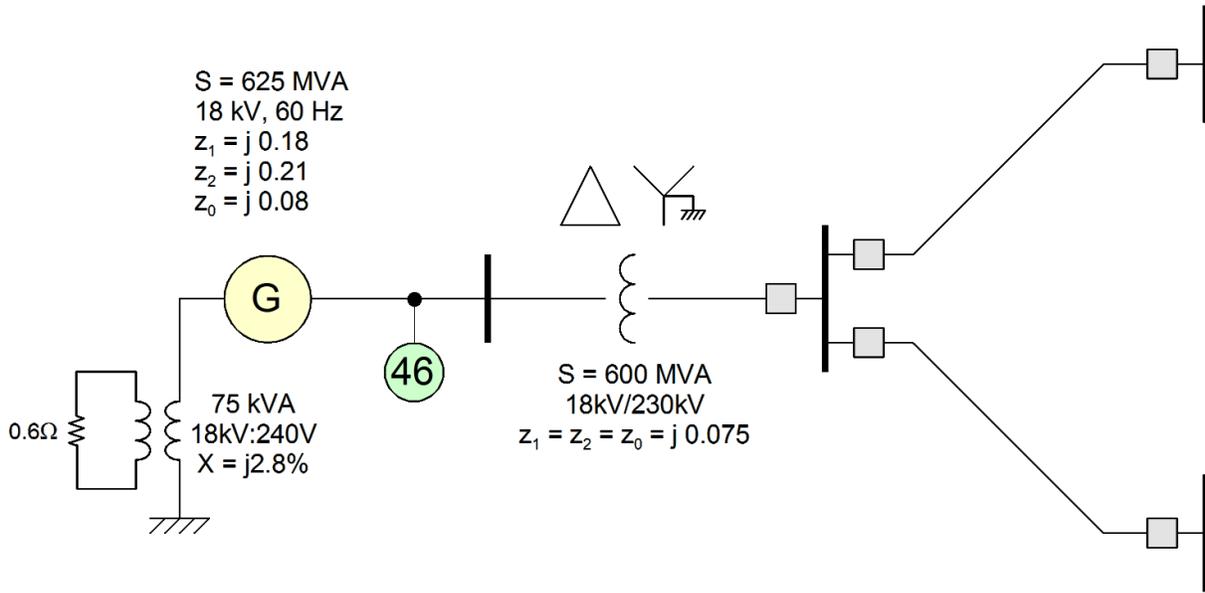
(b) Suponga que el generador opera a voltaje nominal en sus terminales, potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.90 en la corriente principal. Determine si la pérdida de relé de campo funcionará en esta condición.



**Figura P8.5**

**Problema E8.6:** Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la figura. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.98 con retraso de corriente.

- Calcule el voltaje generado por el generador.
- Es conveniente aplicar un relé de corriente de secuencia negativa. Los CT tienen la siguiente relación 20.000 A: 5 A. Seleccione la configuración del relé de secuencia negativa. Otros datos son los siguientes: la constante  $k$  del generador es 6.25. Sugerencia: utilice un margen del 10%, es decir, seleccione la configuración del relé para que corresponda al 90% de la constante  $k$  del generador.
- Suponga una falla de línea a línea en el lado alto del transformador. Determine el tiempo que el relé de secuencia negativa disparará el generador asumiendo sus ajustes del inciso (a). Suponga que la condición de operación del generador es la definida en el inciso (a). Para simplicidad, descuidar la red de transmisión.



**Figura P8.6**

**Solución:** (a) el voltaje generado se calcula a partir de:

La corriente del generador es (asumiendo que la fase de voltaje terminal es cero):  $\tilde{I}_{grano} = 1.0 \angle 0^\circ \text{ pu}$

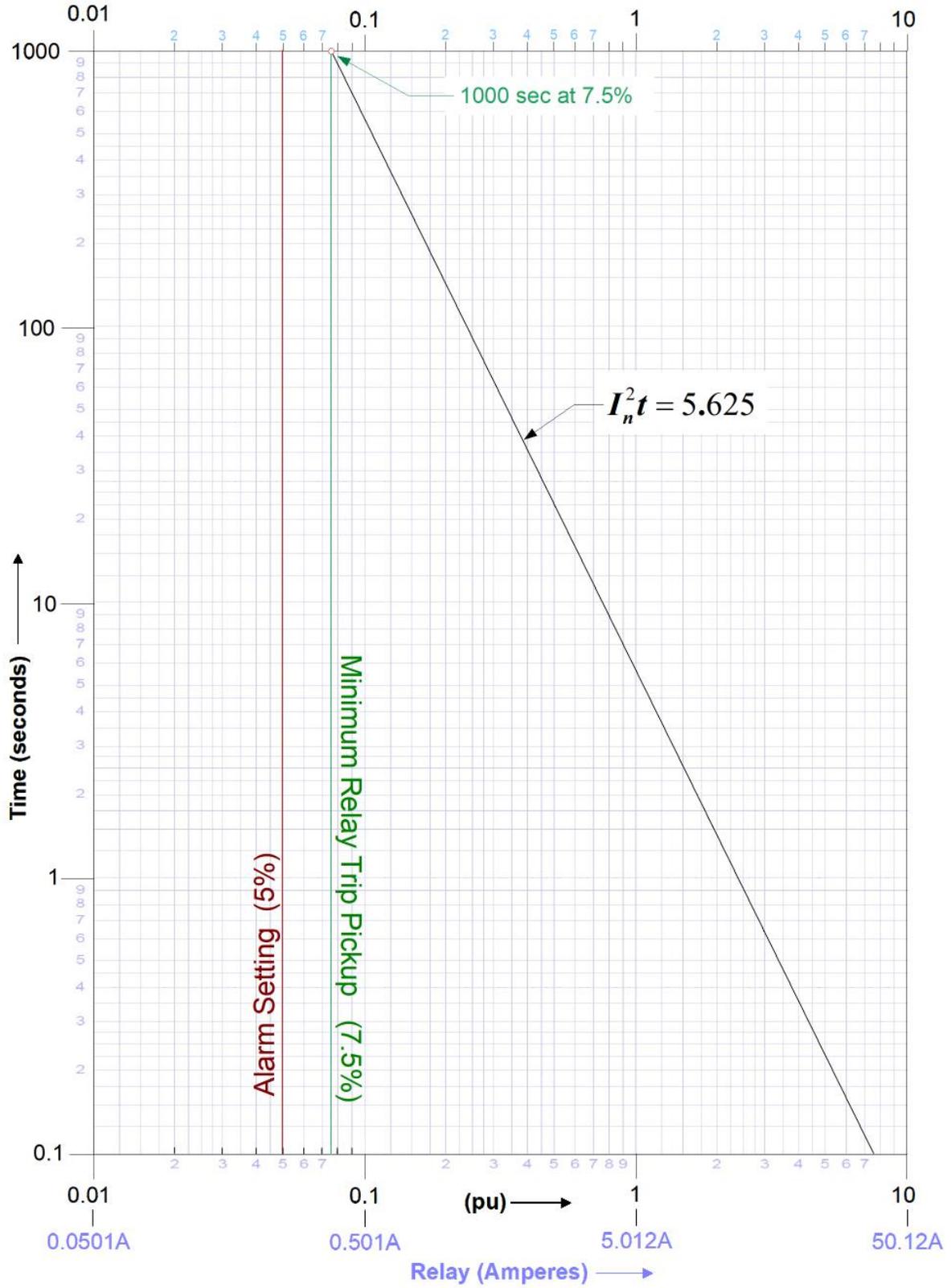
El voltaje generado por el generador es:  $\tilde{V}_g = 1.0 \angle 0^\circ + j0.18(1.0 \angle 0^\circ) = 1.0507 \angle 9.665^\circ \text{ pu}$

(b) Los ajustes del relé de secuencia negativa se muestran en la siguiente figura.

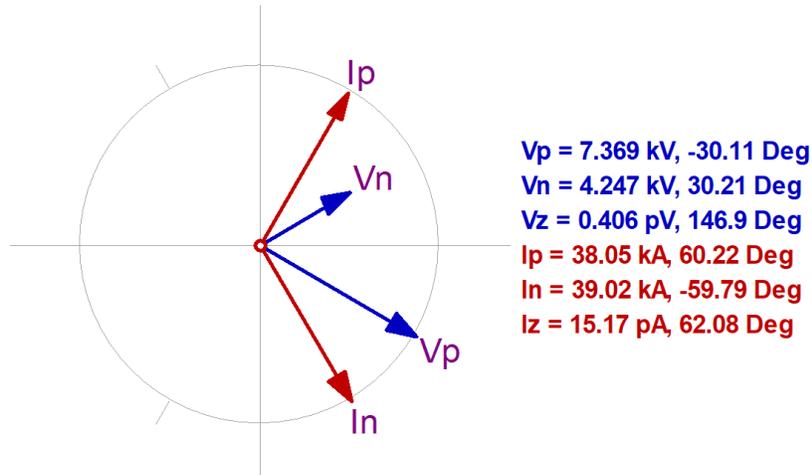
Alarma al 5% de la corriente o 1,002 amperios en el lado del generador o 0,25 amperios en el lado del relé. Activación mínima del disparo del relé al 7,5% de la corriente nominal o 1,503 amperios en el lado del generador o 0.375 amperios en el lado del relé. Ver gráfico.

Característica de viaje:

$I_{2norte} t = 5.625$ , en pu, OR  $I_{2n,relé} t = 140.625$  en el lado del relé, corriente del relé en amperios.



(c) Para esta parte, el modelo de este sistema se construye en formato WinIGS y las corrientes bajo la condición especificada se calculan como en la figura siguiente.



La corriente de secuencia negativa en pu es:

$$\tilde{I}_{norte} \sim \frac{39.02}{20.047} = 1.9464 \text{ pu}$$

El tiempo de viaje viene dado por:

$$t_{viaje} = \sqrt{\frac{5.625}{1.9464^2}} = 1.2184 \text{ segundos}$$

**Problema P8.7:** Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los siguientes parámetros. Ajuste relé diferencial.

**Problema P8.8:** Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los siguientes parámetros. Diseño del sistema de puesta a tierra.

**Problema P8.9:** Un generador síncrono de 60 Hz entrega 1.0 por unidad de potencia real a un bus infinito a través de una línea de transmisión compensada por capacitores en serie, como se ilustra en la Figura P10.3.

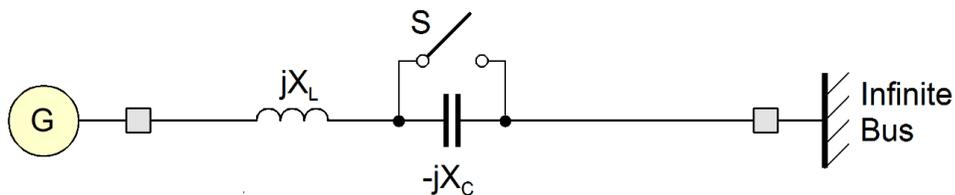


Figura P10.3

El factor de potencia en los terminales del generador es 1.0 y el voltaje es 1.0 pu. La reactancia transitoria del generador es 0,25 por unidad. La constante de inercia del generador por unidad es  $H = 2.8$  segundos y la impedancia de la línea de transmisión es  $z_l = j0,55 \text{ pu}$ . Todas las cantidades se expresan sobre la misma base. Considere la posibilidad de una falla en el capacitor en serie. Suponga que al ocurrir este evento, el sistema de protección actuará inmediatamente, el interruptor S se cerrará y el capacitor se desviará.

Asumir  $z_c = j0,45 \text{ pu}$ . Determine si el sistema es estable para la falla especificada y la respuesta del sistema de protección. Calcule el nuevo punto de equilibrio, es decir, calcule la posición de estado estable del rotor. Considere un relé fuera de sincronismo en los terminales del generador. Calcule y grafique la impedancia vista por el relé durante esta perturbación.

Asumir  $z_c = j0,70 \text{ pu}$  por unidad. Determine si el sistema es estable para la falla especificada y la respuesta del sistema de protección. Considere un relé fuera de sincronismo en los terminales del generador. Calcule y grafique la impedancia vista por el relé durante esta perturbación.

**Problema P8.10:** Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P8.10. El sistema consta de un generador, un transformador conectado delta-estrella y una línea trifásica. El punto A de la línea está ubicado a 15 millas del transformador.

Un relé de secuencia negativa (corriente eléctrica) se conecta a los terminales del generador a través de tres transformadores de corriente (TC) idénticos de 12.000 A: 5 A. Calcule la corriente de secuencia negativa que el relé "verá" durante una falla monofásica a tierra en la ubicación A. Use simétricos teoría de componentes en los cálculos. Los datos del sistema son los siguientes:

Generador (350 MVA, 15kV):  $z_1 = j0,175 \text{ pu}$ ,  $z_2 = j0,25 \text{ pu}$ ,  $z_0 = j0,08 \text{ pu}$

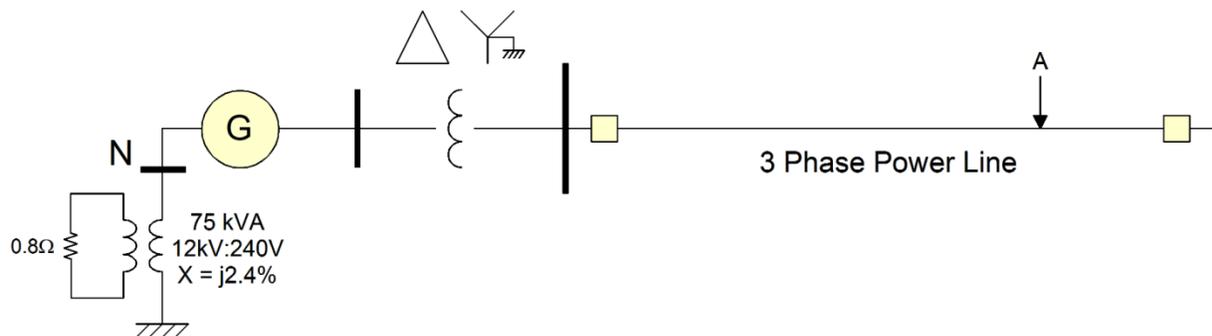
Transformador (350 MVA, 15/230 kV):  $z_1 = j0,08 \text{ pu}$ ,  $z_2 = j0,08 \text{ pu}$ ,  $z_0 = j0,08 \text{ pu}$

potencia del transformador)

Línea de transmisión:  $z_1 = z_2 = 0,3 + j0,72 \text{ ohmios / mi}$ ,  $z_0 = 0,65 + j1,75 \text{ ohmios / mi}$

Impedancia de derivación del transformador y transmisión  
descuidadas. Descuidar el sistema más allá de la falla.

La impedancia de derivación capacitiva de línea debe ser



**Figura P8.10: Un sistema de energía simplificado**

**Solución:** Las corrientes de falla son:



$$\tilde{I}_1 \quad \tilde{I}_2 \sim \frac{1.0}{j0.72} \quad j1.3736 \text{ pu}$$

Corriente de secuencia negativa en el lado del generador:

$$\tilde{I}_{2, \text{generador}} = 1.3736 \frac{350}{15\sqrt{3}} \text{ kA} = 18.5045 \text{ kA}$$

Corriente de secuencia negativa en el lado del relé:

$$\tilde{I}_{2, \text{relé}} = 18.5045 \frac{5}{12000} \text{ kA} = 7.71 \text{ A}$$

**Problema P8.x:** Considere un generador síncrono de 625 MVA, 60 Hz, 18 kV con los parámetros indicados en la Figura P5. El generador opera a voltaje nominal en los terminales, entregando potencia nominal de MVA con un factor de potencia de 0.90 con retraso de corriente. En el tiempo  $t = 0$ , ocurre una falla trifásica en el punto A. La falla se borra en 0.20 segundos abriendo los interruptores de la línea fallada. La otra línea permanece energizada.

Suponga que hay un relé fuera de paso en las terminales del generador. El relé PT y CT tienen las siguientes relaciones respectivamente: 18.000 V: 115 V y 20 000 A: 5 A. Calcule y grafique la impedancia "vista" por el relé. Realice los cálculos con un intervalo de tiempo de 0,05 segundos, comenzando en el tiempo  $t = 0$  (inicio de la falla) y continúe hasta el tiempo final de  $t = 1,0$  segundos.

La constante de inercia por unidad del generador es de 3,2 segundos. La impedancia de cada transmisión. la línea es  $z = j13,225$  ohmios.

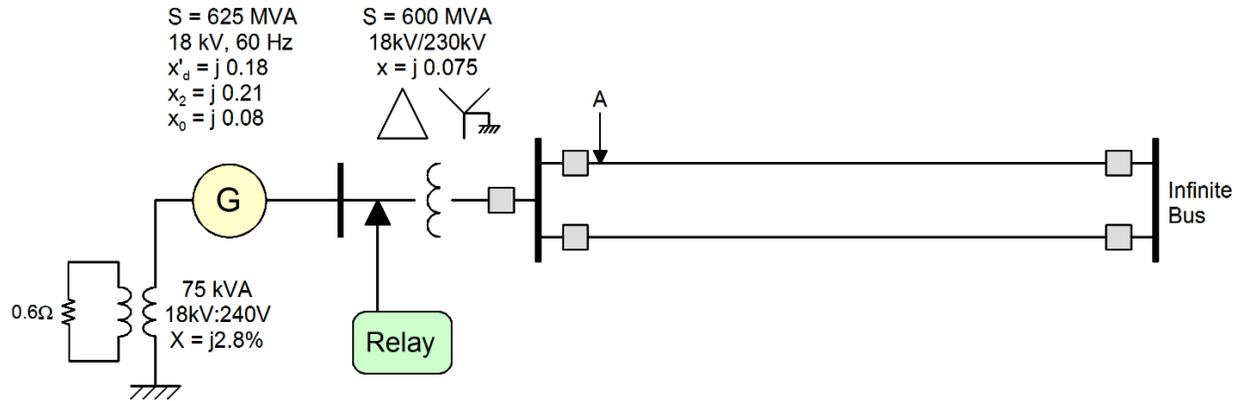


Figura P5

**Solución:** La información del sistema es la siguiente,

Generador: 625MVA, 60Hz, 18kV y  $X'd = j0.18pu$ .

Transformador: 18kV / 230kV,  $z_1 = z_2 = z_0 = j0.075pu$ . Cada línea:

230kV,  $z = j13,225$  ohmios a 600 MVA y 230 kV.

Transformar a base de 600MVA y 230kV.

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{230^2}{600} = 88.1667$$

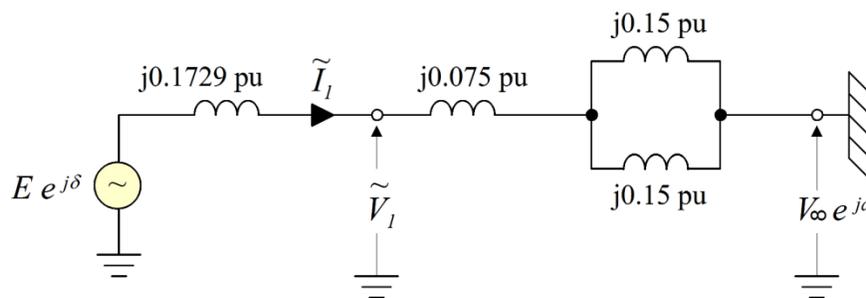
Generador:

$$X'd = j0.18 \frac{600}{625} = j0.1728pu$$

Cada línea:

$$z_l = \frac{j13.225}{88.1667} = j0.15pu$$

El sistema de la fase 1 (por falla) se puede representar como sigue



El voltaje y la corriente en el terminal de salida del generador son

$$\tilde{V}_1 = 1.0pu \quad \tilde{I}_1 = 1.0mi_j^{\arccos 0.9} = 1.0mi_j^{25.8419^\circ}pu$$

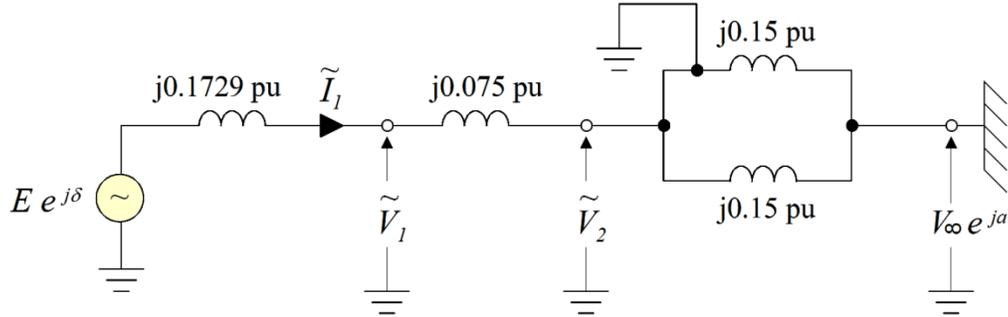
La dirección de la corriente está fuera del generador.

$$\tilde{m}_{grano} \tilde{V}_1 Y_Q x_D' = 1.0 \ 1.0 \ mi_j^{25.8419^\circ} \ j0.1728 \ 1.0753 \ j0.1555 \ 1.0865mi_j^{8.2294^\circ}$$

$$\tilde{V}_2 = \tilde{V}_1 \left( \frac{z_{fm}}{z_l/2} \right) = 1.0 \angle 0^\circ \cdot 0.9346 \angle 13.5^\circ = 0.9346 \angle 13.5^\circ$$

Asumir  $\tilde{V}_1 = 0.9443 \angle 0^\circ$ ,  $\tilde{I}_1 = 1.0865 \angle 16.4486^\circ$ ,  $\tilde{V}_2 = 1.0865 \angle 0.2871^\circ$

Durante la falla (la falla se encuentra al principio de la línea):



$$\tilde{V}_2 = 0 \text{ y } P = \text{Re}(\tilde{V}_2 \tilde{I}_1^*) = 0$$

Ecuación de swing:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = - \dots$$

Sustituir valores en la ecuación de swing

$$\frac{2 \times 3.2}{2 \times 60} \frac{2(\delta)}{2} = 0.9$$

$$0.017 \frac{2(\delta)}{2} = 0.9$$

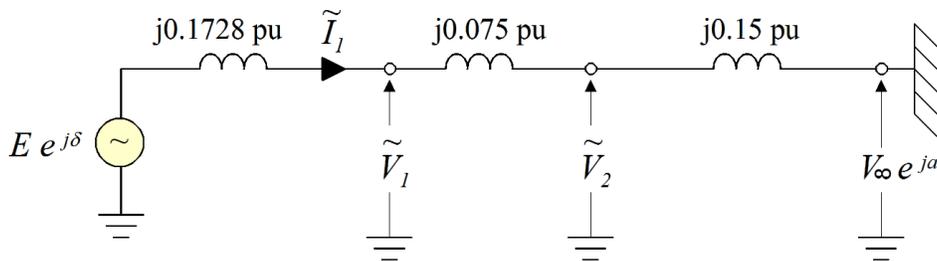
Condición inicial:  $\delta(0) = 0.2871$ ,  $\delta'(0) = 0$ .

Por lo tanto,  $\delta(t) = \frac{s \text{PAG} \mu t^2}{H} \delta(0) = 26.5072 t^2 \cdot 0.2871$

$$\delta(0.2) = 26.5072 \cdot 0.2^2 \cdot 0.2871 = 1.3474 \text{ rad}$$

$$\frac{d\delta}{dt}(0.2) = 2 \cdot 26.5072 \cdot 0.2 = 10.6029 \text{ rad/segundo}$$

Publicar falla:



$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = - \dots \quad \delta(t) = \dots$$

Sustituir valores en la ecuación de swing

$$\frac{2 \times 3,2}{2 \times 60} \frac{2(\cdot)}{2} = 0,9 - \frac{1.0865 \times 0.9443}{0,1728 + 0,075 + 0,15} \quad (1)$$

$$0,017 \frac{2(\cdot)}{2} = 0,9 - 2,5791 \quad (1)$$

El sistema de ecuaciones diferenciales a resolver:

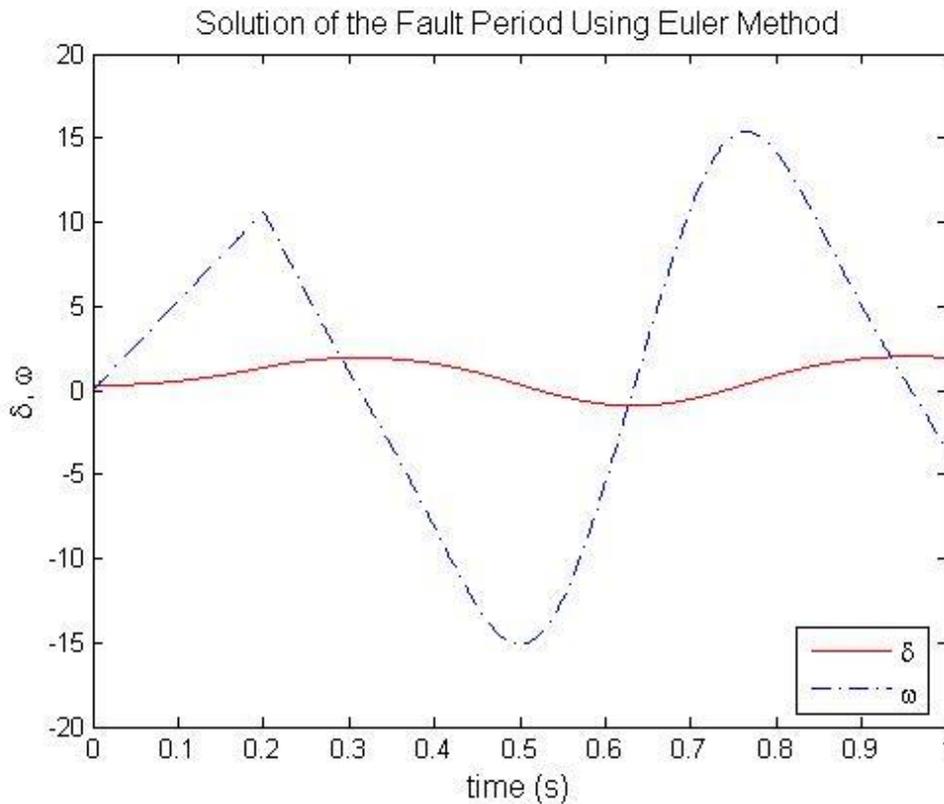
$$\begin{cases} \dot{\delta} = \omega \\ \dot{\omega} = - \end{cases} \quad (1)$$

**Método Euler:**  
El algoritmo es

$$\begin{bmatrix} \delta \\ \omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta(-h) \\ \omega(-h) \end{bmatrix} + h \begin{bmatrix} \omega(-h) \\ - \end{bmatrix}$$

Caso posterior a la falla (el cálculo durante el caso de falla utilizando el método de Euler):  
Condición inicial:  $\delta(0.2) = 1.3474$  ,  $\omega(0.25) = 10.6029$  / . = 52,9412, = 151,7118.

La solución del método de Euler se muestra a continuación,



La impedancia "vista" por el relé se resume a continuación,

Prefalla :,  $Z = \frac{\tilde{V}_1}{\tilde{I}_1} = \frac{1.0}{1.0 m_i j^{25.8419^\circ}} = 1.0 m_i j^{25.8419^\circ} pu \quad 0,9 \quad j0,4359 pu$

Durante la falla ( $t = 0-0,2$  segundos):  $Z = z_{xfm} \quad j0,075 pu$

Post-falla ( $t \geq 0,2$  segundos):

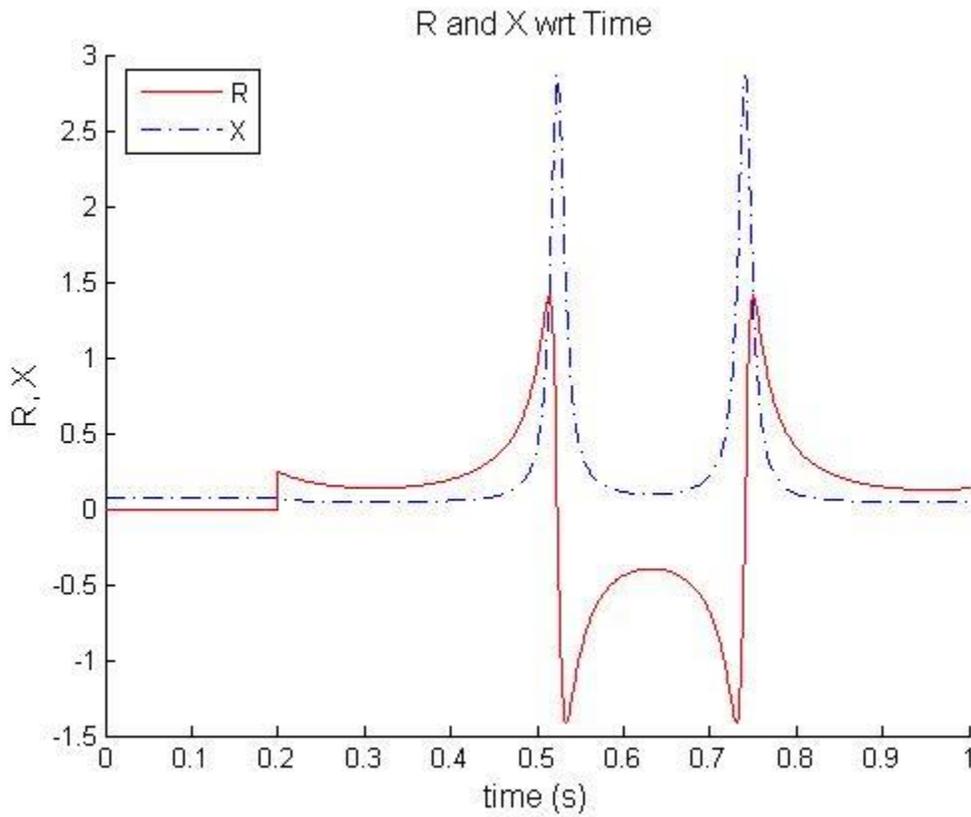
$$1 = \frac{1.0865 - 0,9443}{0,3978}$$

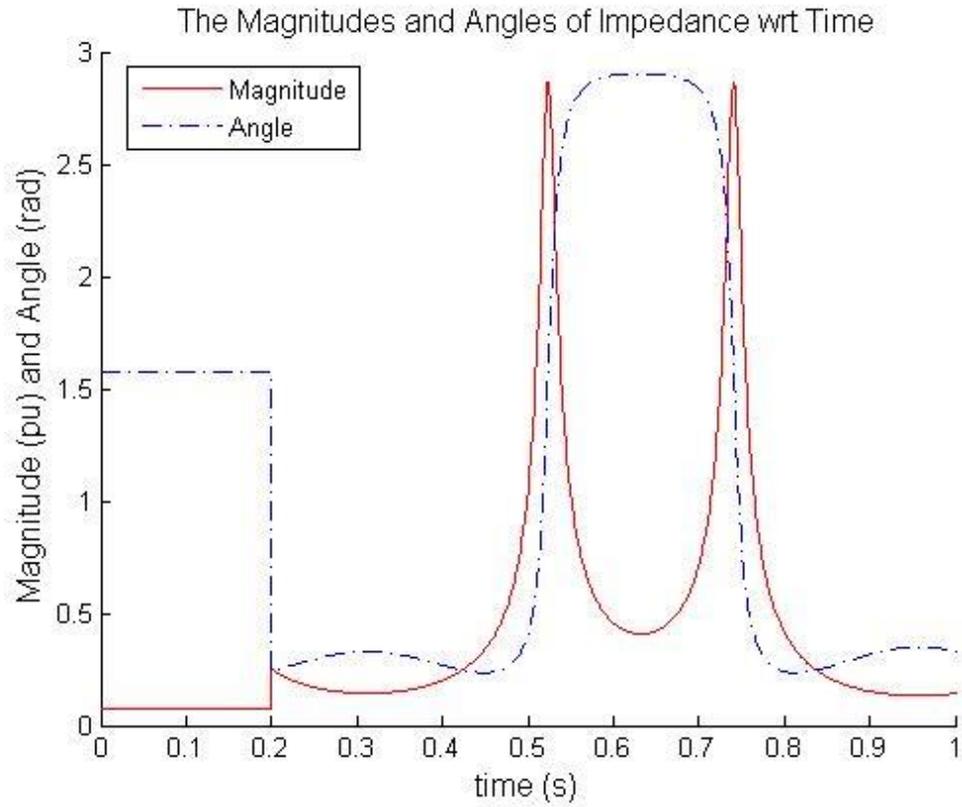
$$\gamma = 1.0865 - 0,1728 \cdot 1$$

$$= -0,1728 + \frac{0.3978}{-0,86912}$$

Los siguientes gráficos deben volver a calcularse

La trama de impedancia es





R y X de Z se muestran a continuación,

