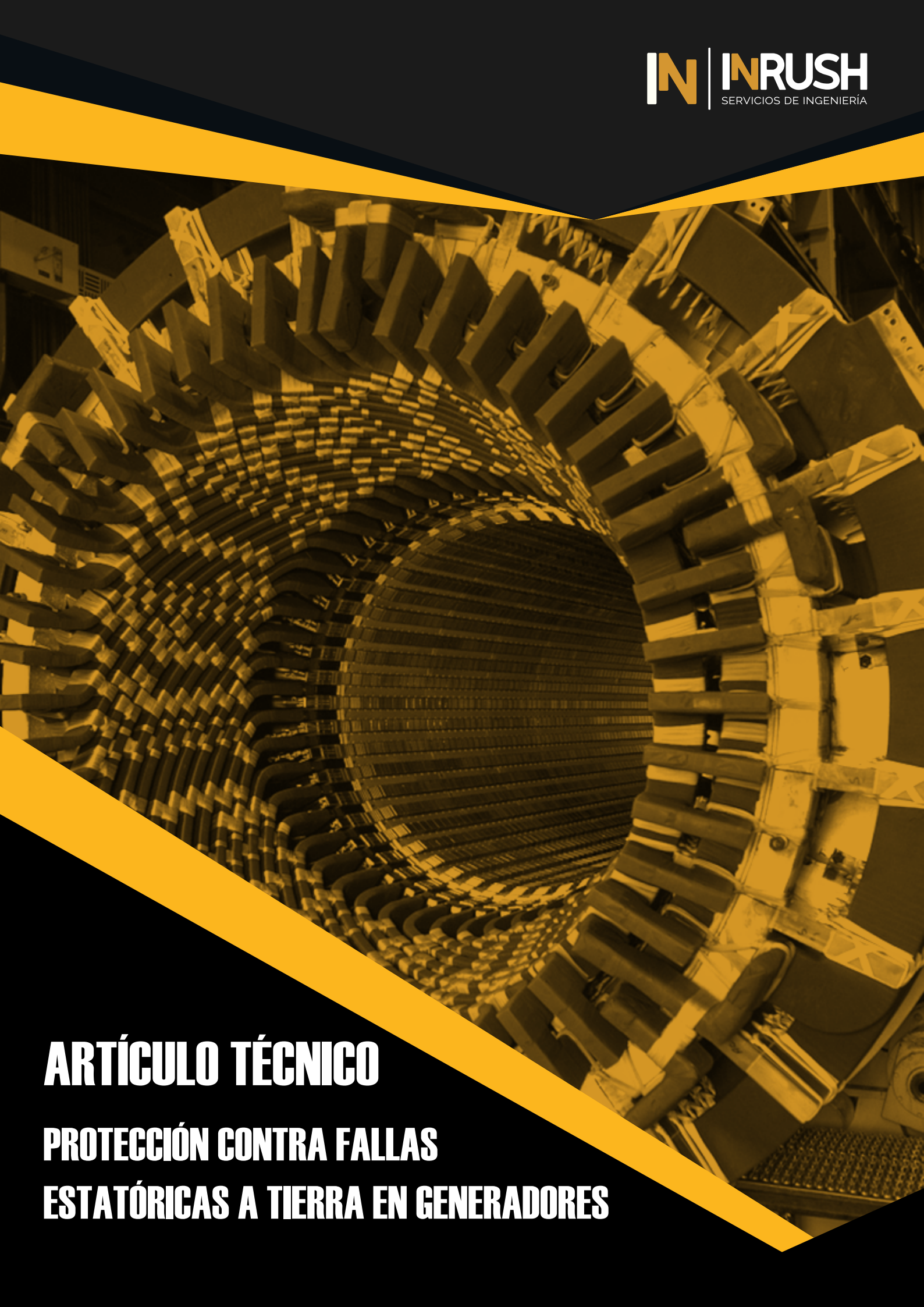




ARTÍCULO TÉCNICO

PROTECCIÓN CONTRA FALLAS ESTATÓRICAS A TIERRA EN GENERADORES

1. INTRODUCCIÓN

En el siguiente artículo se hará una mención de los distintos tipos de conexiones a tierra en generadores, para luego seguir con generadores con una alta impedancia de puesta a tierra.

Luego se realizará un análisis de las protecciones ante fallas estatísticas a tierra, teniendo en cuenta su implementación y las ventajas y desventajas que presentan cada una de ellas.

2. TIPOS DE PUESTA A TIERRA EN GENERADORES

Ante una falla a estatística a tierra, dependiendo de la corriente de falla disponible, el daño puede llegar a ser irreparable.

Los generadores también se encuentran sujetos a una exposición prolongada de fallas estatísticas a tierra debido a que por más que la conexión con el sistema y la excitación se encuentran abiertos, todavía hay flujo remanente, el cual aporta a la falla mientras el generador se va desacelerando. Debido a la exposición a este tipo de daños se utilizan diversos tipos de aterramiento del generador. Por lo general un compromiso técnico económico se debe realizar.

A continuación, se detallarán algunos de los métodos más utilizados en la actualidad

2.1. NEUTRO AISLADO

Si bien no es una forma de aterramiento de generador porque el mismo se encuentra aislado de tierra, se suele utilizar en aplicaciones especiales.

En la realidad el generador se encuentra aterrado a través de las capacidades a tierra generadas.

Ventajas:

- La primer falla a tierra presenta una corriente muy baja, por lo cual se puede aceptar el riesgo y mantener la continuidad de servicio

- La generación de arco en el sistema se puede ver reducida, lo cual es visto como una ventaja en industrias como la minería
- No requiere gastos adicionales

Desventajas:

- Es más difícil la detección de fallas a tierras.
- Una vez que se estableció la primer falla a tierra, la seguridad del sistema se ve disminuida
- Aumenta la posibilidad de sobretensiones transitorias ante la operación del interruptor.
- Fallas entre fases son más probables.

SISTEMA

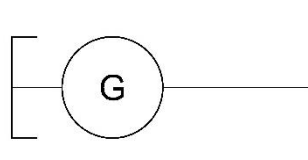


Figura 1 Generador con Neutro aislado

2.2. PUESTA A TIERRA DE BAJA IMPEDANCIA

Hay varias formas de lograr este tipo de puesta a tierra en un generador. Una de ellas es directamente aterrado, la cual presenta el problema de que las corrientes de falla a tierra pueden superar los valores de corriente de fallas trifásicas.

La solución para ello es aterrar el generador con un reactor entre el neutro y tierra.

Ventajas:

- Limita la tensión en las fases no afectadas por la falla en fallas monofásicas a tierra.
- Limita las sobretensiones transitorias
- Favorece a la aplicación de relés diferenciales para fallas a tierra.
- Disminuye la caída de tensión al momento de despejar la falla.

Desventajas:

- Las fallas a tierra son considerablemente grandes y se puede producir daños al estator en el lugar de la falla

SISTEMA

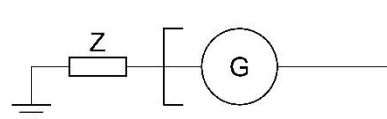


Figura 2 Generador con Neutro de baja impedancia

2.3. PUESTA A TIERRA DE ALTA IMPEDANCIA

De gran uso cuando se tienen transformadores elevadores de tensión (GSU) a la salida del generador, por lo general traen un bobinado en estrella rígidamente puesto a tierra del lado de alta tensión y un bobinado en triángulo en el lado del generador.

De esta forma la única forma de conexión a tierra del generador, la barra, el triángulo del GSU y un trazo de servicios auxiliares, si es que existe, es la tierra de alta impedancia del generador.

Generalmente lo que se logra de esta manera es que el sistema aporte muy poco ante fallas a tierra del generador y viceversa. El aterrado de alta impedancia se puede lograr con la conexión de una resistencia directamente entre el neutro del generador y la tierra. La desventaja que presenta este método es que la resistencia debe ser capaz de disipar la potencia de la falla, por lo cual su fabricación se suele encarecer.

Una de las soluciones que se utiliza mayormente es utilizar un transformador de "distribución" que reduzca los niveles de tensión del generador a valores de baja tensión, por lo general del rango de 120-480 V, donde se conecta la resistencia de puesta a tierra del generador. De esta forma se obtiene una resistencia de alto valor óhmico en el primario.

La resistencia debe ser seleccionada de forma tal que la pérdida de la misma sea igual a la potencia disipada ante una falla a tierra por la capacidad equivalente del sistema (la sumatoria de la capacidad del bobinado del generador, cables/ducto de barras, descargadores y el bobinado de los transformadores asociados). De esta forma se logra disminuir la posibilidad de que el sistema entre en resonancia.

Presenta ventajas similares a las mencionadas en el punto anterior, con la adición de que la corriente de falla a tierra se ve reducida de manera considerable y permite la aplicación de relés de protección directamente en el secundario de transformador de distribución.

Las desventajas son que requiere de un equipo específico para la puesta a tierra y

los métodos de detección de falla a tierra son más complejos, lo que encarece al generador visto como un sistema.

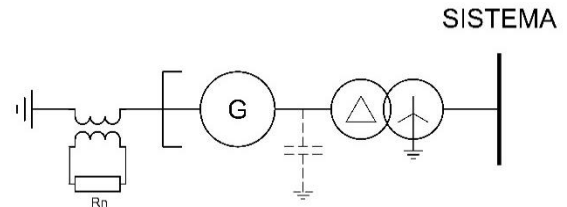


Figura 3 Generador con neutro de alta impedancia

2.3.1. DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA DE NEUTRO.

La capacidad que se ve en la Figura 3, representa las capacidades a tierra del generador, cables/ducto, lado de baja del transformador y cualquier otro equipo que pueda generar una capacidad respecto a tierra previo al lado de alta tensión del transformador. Por lo cual la resistencia R_n sería de:

$$R_n = \frac{X_0/3}{(n_{NGT})^2}$$

Siendo:

R_n = resistencia de puesta a tierra

X_0 = Capacidad a tierra del circuito

n_{NGT} = relación del transformador de puesta a tierra (NGT)

La potencia que debe disipar la misma es de:

$$P_{falla} = V_{sec}^2 / R_n$$

V_{sec} = Tensión secundaria del NGT

3. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA ESTATÓRICA CONVENCIONAL

El transformador de distribución de la puesta a tierra de alta impedancia nos permite tomar la medición de tensión que circula en la resistencia del neutro, al mismo se le conecta un relé de sobretensión de la componente fundamental, el cual puede ser de una o dos etapas.

Durante el funcionamiento normal de la máquina, la tensión que circula por el neutro es igual a cero. Ante una falla a tierra, la corriente que circula por el transformador de puesta a tierra del neutro (NGT) genera una diferencia de tensión en la resistencia R_n , que será medida por el relé de sobretensión.

La resistencia R_n se calcula de forma tal que en el primario sea del orden de los $k\Omega$, por lo tanto, se puede despreciar la impedancia en serie del estator, y si se considera que solo el aporte del generador a la falla, se puede despreciar la capacidad de línea a neutro del mismo. Con esto podemos deducir que una falla en terminales del generador de la fase A (con impedancia de falla = 0), va a generar una tensión en el neutro igual a la tensión de fase-tierra V_{fn} .

De forma simplificada se puede decir que la tensión que se ve reflejada en el neutro sigue una función lineal, en la cual si la falla esta sobre el neutro la tensión es igual a cero y tiene un máximo igual a la tensión de fase-tierra del equipo en terminales del generador.

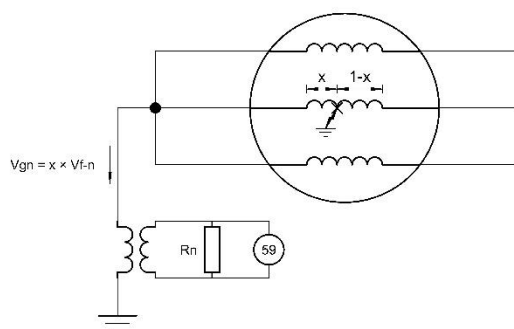


Figura 4 Relación de la tensión en el neutro con la ubicación de la falla

Debido a las capacidades parasitas respecto entre bobinados del transformador, ante fallas a tierra en el sistema, una pequeña corriente de secuencia homopolar circula por el generador. Sucede de forma similar ante fallas en el secundario de transformadores de tensión que se encuentren entre el generador y el GSU.

Teniendo en cuenta esto, el ajuste de arranque o pickup de la protección de sobretensión se la deja con un valor lo suficientemente elevado como para prevenir una actuación indebida por las fallas previamente mencionadas. Esto tiene como desventaja que parte del bobinado queda desprotegido, suele ser entre un 5 y 10% del bobinado del generador. Por este motivo, a este tipo de protección estatórica se la suele conocer como "protección ante fallas estatóricas al 90%".

Se puede setear un relé con dos etapas de sobretensión, en el cual, en la primera etapa se ajusta un tiempo lo suficientemente

elevado que permita que la falla a tierra en el sistema sea despejada por la actuación destinada a tal fin con un umbral de tensión más bajo que el calculado para la falla a tierra en el sistema y luego una segunda etapa con un valor superior a dicha tensión con tiempo corto de actuación.

Por último, ciertos relés modernos utilizan la supervisión de tensiones y/o corrientes de secuencia inversa y homopolar para acelerar la actuación de la protección. Esto se debe a que fallas a tierra en el sistema producen niveles de tensión y corriente de secuencia inversa; por lo tanto, si se tienen un arranque de la sobretensión del neutro junto con altos niveles de secuencia inversa se le da un retraso superior al disparo, ya que se declara que la falla se encuentra en el sistema.

3.1. CONSIDERACIONES ADICIONALES

Se debe tener en cuenta es que, durante el arranque y parada del generador, el mismo puede encontrarse trabajando a frecuencias alejadas de la nominal. Debido a esto, se debe tener en cuenta el uso de relés que utilicen el seguimiento de frecuencia (siempre que sea posible), para que la tensión medida sea la fundamental. También la tensión en terminales se puede ver reducida durante el arranque y parada del equipo, esto disminuye el porcentaje de cobertura del ajuste seleccionado.

3.2. DETERMINACIÓN DEL AJUSTE

La impedancia equivalente del generador a tierra es de:

$$Z_N = \frac{-jX_0 \times (3 \cdot R_n \cdot n_{NGT})}{(3 \cdot R_n \cdot n_{NGT}) - jX_0}$$

Teniendo en cuenta la impedancia entre los bobinados del GSU que llamaremos X_{H-L} .

Se asume el peor escenario en el cual la tensión de secuencia homopolar es igual a un tercio de la tensión nominal de fase a tierra del sistema, la tensión que se vería reflejada en el relé sería:

$$V_N = \frac{V_{fn}}{3} \cdot \left| \frac{Z_N}{Z_N - jX_{H-L}} \right| \cdot \frac{1}{n_{NGT}}$$

V_N = tensión en valores secundarios del neutro

V_{fn} = Tensión de fase neutro del sistema

El umbral de arranque se debe encontrar por encima del valor obtenido. Y luego el porcentaje de cobertura del estator que brinda la protección con el ajuste seleccionador sería de:

$$\% \text{ de cobertura} = \frac{V_{fn} - PU \cdot n_{NGT}}{V_{fn}} \cdot 100\%$$

4. SUBTENSIÓN DE 3° ARMÓNICO EN EL NEUTRO.

Durante la operación normal del generador, ciertos componentes armónicos de tensión son generados; esto se debe mayormente a las limitaciones físicas en el diseño de los mismos.

Los triples armónicos son generados en misma magnitud y fase en todas las fases, resultando en tensiones de secuencia homopolar siendo el 3° armónico el de mayor valor.

Las capacidades del generador, sistema de conexión y la resistencia de PAT crean una suerte de divisor de tensión en el circuito de secuencia homopolar, lo que genera que se aplique una tensión del 3° armónico a lo largo de los bobinados del estator con una característica similar a la de la Figura 5. En la misma se expresa como VN 3° y VT 3° a las tensiones de tercer armónico en el neutro y terminales del generador respectivamente. Por lo general, se asume una distribución lineal de las tensiones.

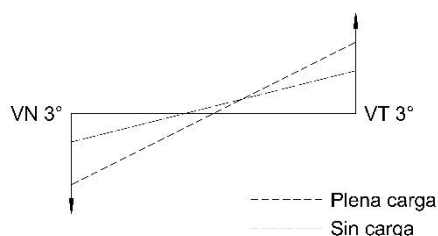


Figura 5 Distribución típica de tensiones de 3° armónico en el bobinado del generador en funcionamiento normal

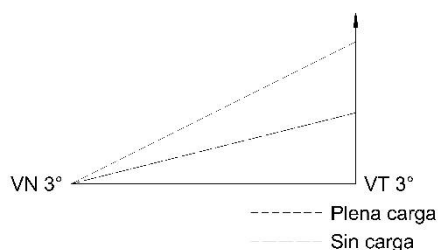


Figura 6 Distribución típica de tensiones de 3° armónico en el bobinado del generador ante fallas en el neutro

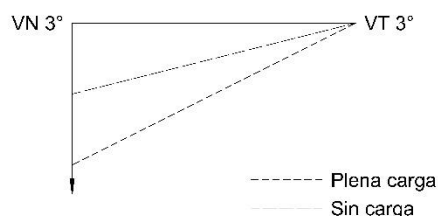


Figura 7 Distribución típica de tensiones de 3° armónico en el bobinado del generador ante fallas en terminales

La magnitud de la tensión de 3° armónico que se encuentra presente en el neutro varía dependiendo de la construcción del equipo, la configuración del sistema, porcentaje de carga y factor de potencia. Como se puede ver en Figura 6 y Figura 7, ante una falla en el neutro o terminales del generador representa que la tensión de tercer armónico se haga igual a cero en el lugar de la misma. Esto nos permite utilizar la medición de la tensión en el neutro para la detección de fallas a tierras, utilizando un relé de subtensión que trabaje en las funciones de 3° armónico.

4.1. LIMITACIONES EN EL USO

Para determinar el valor de tensión de 3° armónico que tendremos en el neutro se puede estimar teniendo en cuenta las capacidades y el resistor del neutro seleccionado, ver circuito en Figura 8 (Klingerman, 2016). En la actualidad se recomienda realizar mediciones in-situ ya que los cálculos han sabido presentar errores a lo largo de la historia.

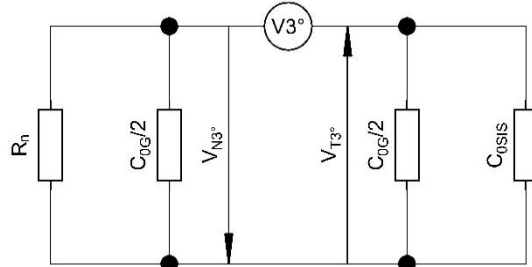


Figura 8 Circuito de 3° armónico

De ser posible se deben realizar mediciones en distintos valores de carga, factores de potencia, arranque y parada del generador, ya que como se puede ver en la Figura 9 (Klingerman, 2016), los valores de tensión de 3° armónico pueden variar considerablemente.

En caso de no ser posible realizar tantas mediciones, como mínimo se deben realizar a plena carga y sin carga con valores de factor de potencia nominales.

Una vez realizadas las mediciones, puede darse la situación en la que se determine que la aplicación de esta función para la protección del generador no se pueda aplicar, ya que los valores de tensión son muy bajos.

En aplicaciones de centrales hidroeléctricas, durante operaciones de rechazo de carga (apertura del interruptor del generador a plena carga) el generador se puede llegar a acelerar entre un 180-200 % durante un corto período de tiempo, esto significa que la frecuencia se ve modificada un 180-200 %, si no se tiene la precaución de tener un seguimiento de la frecuencia fundamental, esto puede representar un problema en la detección de tensiones de 3° armónico. Otra forma de lidiar con este problema es

bloquear la función con una función de sobrefrecuencia.

Durante la operación de generadores en paralelo que se conectan al sistema a través de un único generador presentan problemas para la aplicación de este método de protección, ya que los valores de tensión de un generador, afectan al otro.

También se debe tener especial precaución en configuraciones donde el interruptor de máquina se encuentre del lado de baja del GSU, ya que los valores de tensión de 3° armónico pueden variar. Una posible solución es el cambio de grupo de ajustes relacionado con la posición del interruptor.

4.2. DETERMINACIÓN DE AJUSTES

Teniendo en cuenta lo mencionado hasta ahora, una vez realizadas las mediciones en sitio, y determinado que el sistema está apto para la aplicación de este método, pasamos a seleccionar el valor de arranque. Se puede determinar que tendremos mayor sensibilidad en la aplicación al seleccionar valores de arranque lo más altos posibles, aunque esto puede llevar a la operación errónea de la protección, por lo cual un seteo conservativo es al 50% del valor más bajo de V_{N3} obtenido en las pruebas.

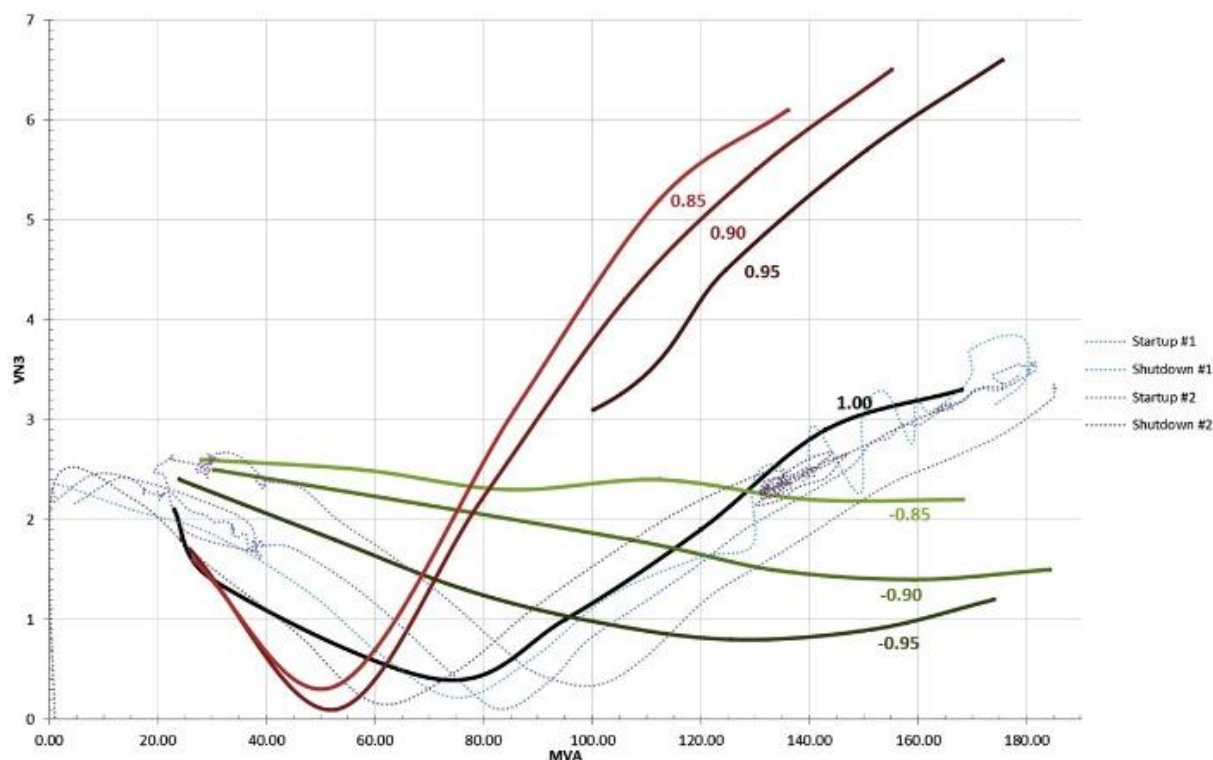


Figura 9 Nivel de tensión de en el neutro con distintos valores de carga, factor de potencia, arranque y parada del generador

Otra cosa a tener en cuenta es que la cobertura del mismo se debe solapar con la cobertura del método tradicional mencionada en el punto anterior, con esto lo que se logra que todo el bobinado del generador quede protegido, razón por lo cual se suele decir que la subtensión del tercer armónico en el neutro es una protección estatórica del 100%.

En algunas aplicaciones, este solapamiento entre las funciones no se logra, dejando parte del generador desprotegido.

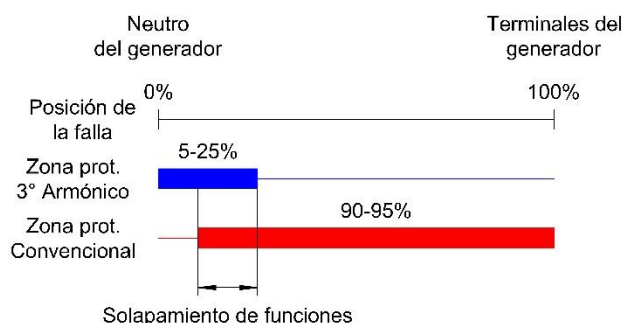


Figura 10 Solapamiento de funciones de protección

5. DIFERENCIAL DE TENSIONES DE 3° ARMÓNICO

Este método lo que realiza es medir las tensiones de tercer armónico en el neutro como en terminales de generador. Para ello anteriormente se necesitaba una conexión de TV en delta abierto que permita medir las tensiones de secuencia homopolar, hoy en día con relés computarizados, la gran mayoría de ellos puede calcular las secuencias de las tensiones con un TV conectado en estrella.

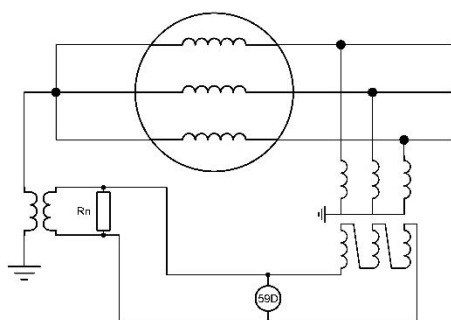


Figura 11 Conexión de diferencial del tercer armónico con TV en delta abierto

Con este esquema lo que se hace es comparar la tensión $3V_0$ de 3° armónico en terminales con la de neutro. Como la

relación entre ambas tensiones es dependiente de las impedancias del circuito de la Figura 8, y estas no deberían variar ante un funcionamiento normal, nos permite utilizar una función diferencial de tensiones para proteger el equipo ante fallas a tierra. Ante una falla en el neutro, la tensión de 3° armónico en el mismo decrece y en terminales se incrementa, sucede de forma inversa ante fallas en terminales. Sacando provecho de esto, una ecuación de operación común puede ser:

$$OP = |V_{N3^\circ}| - k \cdot |V_{T3^\circ}| > PU$$

Quiere decir que la operación de la protección se da cuando el valor absoluto entre la diferencia de la tensión en el neutro menos la tensión en terminales multiplicada por un coeficiente es mayor al valor de arranque seleccionado. El coeficiente debe ser tal que, para condiciones de operación normal, la diferencia de tensión sea cero, como ya sabemos las tensiones varían con la operación de la máquina, por lo cual se suele utilizar un promedio de los valores de tensión obtenidos.

El porcentaje de cobertura de bobinados del generador está asociado al valor de arranque de la función y al coeficiente seleccionado.

Con este tipo de protección en conjunto con la tradicional también se puede lograr una protección estatórica ante fallas a tierra del 100% del bobinado.

5.1. LIMITACIONES DE APLICACIÓN

Idealmente la relación entre las tensiones no debería variar en el rango de operación normal del generador, sin embargo, esta relación se puede ver afectada por una fuente de tensiones de 3° armónico externa; hasta el mismo GSU puede ser dicha fuente debido a la impedancia de acople entre bobinados.

Esto por lo general tienen un bajo impacto en la función de protección, viéndose afectados sistemas de protección con una ya baja tensión de 3° armónico.

6. INYECCIÓN A BAJA FRECUENCIA

El sistema de inyección a baja frecuencia detecta fallas a tierra inyectando una señal

conocida en el estator del generador y midiendo la corriente que circula. La señal debe ser de corriente alterna para poder ser acoplada con el sistema a través del transformador de aterramiento.

La gran ventaja del sistema de inyección a baja frecuencia es que permite la supervisión del 100% del estator aun con la máquina se encuentra off-line (siempre y cuando el sistema de inyección se encuentre habilitado).

Para su aplicación, por lo general se requiere el generador de baja frecuencia, generalmente de 15-20 Hz. La tensión generada se ve aplicada a la resistencia R_N del lado de baja tensión, pasando previamente por un filtro de frecuencia, rechazando frecuencias distintas de la generada por el equipo.

Luego el relé toma la medición de la caída de tensión en el resistor R_N y mide la corriente que circula a tierra del lado de baja del transformador. Es importante notar que la corriente que se mide no es la que circula por el resistor.

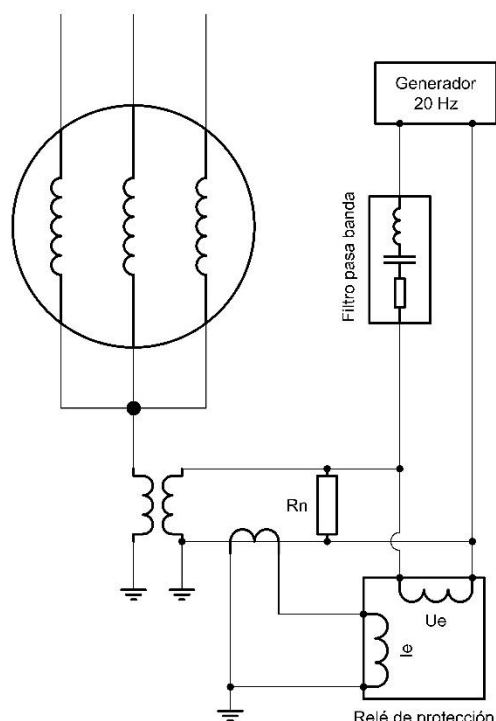


Figura 12 Sistema de protección mediante la inyección a baja frecuencia

Ante una falla a tierra en el estator, la corriente que mide el equipo aumente y con un elemento de sobrecorriente se puede ya proteger al generador.

Mientras el generador no se encuentre en falla, circulará una corriente de todas

maneras por el sistema, en el lado de alta tensión del transformador sería la corriente de fuga a tierra del sistema.

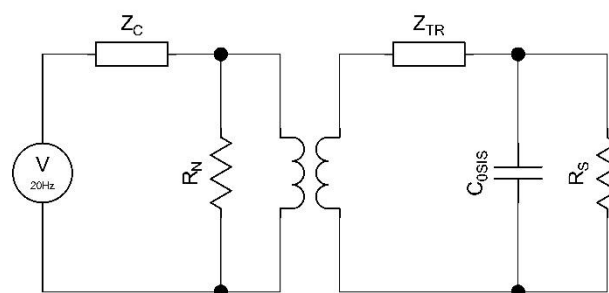


Figura 13 Circuito simplificado del inyector de baja frecuencia

En la Figura 13 se tienen:

Z_C = Impedancia del circuito de baja tensión junto con el filtro pasa banda

R_N = Resistencia de PAT

Z_{TR} = Impedancia del transformador NGT

C_{OSIS} = Capacidad a tierra del sistema del generador

R_S = Resistencia de la aislación del generador a tierra.

Una de las razones por la cual se inyecta a una frecuencia de 15-20 Hz es porque la corriente de interés es la que circula por la resistencia a tierra del estator y al trabajar con bajas frecuencias elevo la impedancia de las capacidades a tierra.

Algunos modelos de relé trabajan con tensiones de multisenso como tensión inyectada para lograr que la resistencia R_S sea menos susceptible al ruido.

6.1. DETERMINACIÓN DE LOS AJUSTES

Para determinar el ajuste de sobrecorriente de la protección, se utiliza el circuito de la Figura 13, solo que en lugar de tener la resistencia de la aislación del generador, se calcula como si la misma se encontrara dañada, un valor típico es de 5 k Ω . Con esto se puede obtener el valor de corriente que circularía por el relé ante una condición de falla.

En algunos casos se puede tener una capacidad del sistema C_{OSIS} muy grande y una resistencia R_N baja, lo que se ve reflejado en un bajo margen de diferencia entre las corrientes que circulan en la condición de falla y el funcionamiento normal del generador.

Una solución a este problema es el tomar la medición de la componente real de la corriente. Para determinar si es necesaria la medición de la componente real de la corriente, una regla del pulgar es "si C_{OSIS} es mayor a $1,5 \mu F$ y la resistencia R_n es menor a $0,3 \Omega$ en el secundario.

Algunos equipos directamente pueden indicar el valor de la resistencia medida en el circuito, de esta forma se puede configurar un disparo de la protección por baja resistencia.

Si el relé de protección cuenta con esta posibilidad, lo ideal es realizar las mediciones de la resistencia durante el comisionado, ajustando los valores de falla por debajo de los obtenidos

En ciertas ocasiones se puede utilizar un bloqueo de subfrecuencia relacionado a la tensión en terminales del generador no la del inyector, para bloquear la función de protección durante el arranque o parada del generador, ya que el mismo está trabajando a tensiones por debajo de la nominal y puede interferir en el sistema de baja frecuencia.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Hartman, W. (2015). *Advanced Generator Ground Fault Protections*.
- Klingerman, N. (2016). *Understanding Generator Stator Ground Faults and Their Protection Schemes*. IEEE.
- Monzina, C. (n.d.). *15 YEARS OF EXPERIENCE WITH 100% GENERATOR STATOR GROUND FAULT PROTECTION – WHAT WORKS, WHAT DOESN'T AND WHY*.
- Turner, S. (2009). *Applying 100% Stator Ground Fault Protection by Low Frequency Injection for Generators*. IEEE.