

# Protección de Fallas Fase-Fase del Generador

Martínez Mariscal Ricardo  
Sección de Estudios de Posgrado  
e Investigación ESIME Zacatenco  
Instituto Politécnico Nacional  
CDMX, México  
rmartinezm1500@alumno.ipn.mx

David Sebastián Baltazar  
Sección de Estudios de Posgrado  
e Investigación ESIME Zacatenco  
Instituto Politécnico Nacional  
CDMX, México  
dsebasti@ipn.mx

**Resumen**— Las fallas fase-fase en los generadores eléctricos pueden generar daños significativos y costosos debidos a los tiempos de inactividad y de reparaciones. En este trabajo se presenta y analizan los esquemas de protección primaria y de respaldo para la detección y mitigación de estas fallas en generadores con puesta a tierra de alta impedancia. Se describen los principios de operación de la protección diferencial y los esquemas de respaldo que proporcionan los en relevadores de distancia y sobrecorriente controlada o restringida por voltaje. Las simulaciones se realizan con el software PowerFactory DIgSILENT®, se evalúa el desempeño de cada esquema ante diversas condiciones de falla, esto con la finalidad de mostrar su correcta operación y coordinación con la protección primaria. Los resultados indican que la protección diferencial proporciona una detección precisa y rápida de fallas internas, mientras que los esquemas de respaldo permiten una actuación selectiva y coordinada para fallas externas y fallas en el sistema de transmisión.

**Palabras Clave** — Protección Diferencial, Protección de Distancia, Sobrecorriente, Generador Síncrono.

*Abstract- Phase-to-phase faults in electrical generators can cause significant equipment damage and high costs due to downtime and repairs. This paper presents and analyzes primary and backup protection schemes for detecting and mitigating these faults in generators with high-impedance grounding. The operational principles of differential protection and backup schemes based on distance relays and voltage-restrained or controlled overcurrent protection are described. Through simulations in PowerFactory DIgSILENT®, the performance of each scheme under various fault conditions is evaluated, demonstrating their effectiveness and proper coordination with primary protection. The results indicate that differential protection provides fast and accurate fault detection for internal faults, while backup protection schemes enable selective and coordinated operation for external faults and faults in the transmission system.*

## I. INTRODUCCIÓN

Las centrales de generación eléctrica representan aproximadamente el 50% de la inversión de capital en un sistema eléctrico de potencia [1]. Las fallas en los generadores pueden ser extremadamente costosas y demandar largos periodos de reparación, además de generar altos costos por el tiempo de inactividad.

Una falla fase-fase en un devanado del generador se considera grave debido a las altas corrientes producidas y el potencial daño a los componentes de la máquina. La protección diferencial ha sido el esquema de protección más utilizado para la detección de fallas trifásicas y de fase a fase. Las fallas a tierra no suelen ser detectadas por la protección diferencial en generadores con puesta a tierra de alta impedancia [2, 3, 4]. Cuando el neutro está conectado a tierra a través de una alta impedancia, la corriente de falla generalmente está por debajo de la sensibilidad de la protección diferencial. La protección contra fallas a tierra del generador emplea otros esquemas de protección que no se abordan en este trabajo.

La protección de respaldo también es de suma importancia en los generadores. Esta consiste en relevadores temporizados para fallas fase-fase y son encargadas de proteger contra un fallo en el sistema de protección primaria [2].

En este trabajo se describen los esquemas de protección primarios y de respaldo para fallas entre fases en generadores con puesta a tierra de alta impedancia. Las simulaciones se realizan utilizando en el software PowerFactory DIgSILENT®.

## II. PROTECCIÓN DIFERENCIAL (PROTECCIÓN PRIMARIA)

La protección diferencial del generador es un esquema altamente selectivo basado en la ley de Kirchhoff de corrientes, la cual establece que la suma de corrientes que ingresa en un nodo es igual a cero. La corriente operativa o también llamada corriente diferencial, es la suma fasorial de las corrientes secundarias del elemento protegido, como se expresa en la ecuación (1). Por lo tanto, la corriente diferencial es cero para operaciones normales y fallas externa al generador, y diferente de cero para fallas internas del generador.

$$I_{Dif} = I_{W1} + I_{W2} \quad (1)$$

Donde:

$I_{Dif}$	Corriente operativa o diferencial.
$I_{W1}$	Corriente del TC1 para la Fase A.
$I_{W2}$	Corriente del TC2 para la Fase A.

La corriente de restricción determina la corriente que fluye a través de la zona de protección. La magnitud de esta corriente afecta en la sensibilidad y la seguridad del esquema de protección diferencial con característica de pendiente porcentual. El principio más común para determinar la corriente

de restricción se expresa en la ecuación (2), sin embargo, en [5] se mencionan las diferentes alternativas para calcular la corriente de restricción.

$$I_{Res} = 0.5(|I_{W1}| + |I_{W2}|) \quad (2)$$

Donde:

$I_{Res}$  Corriente de restricción

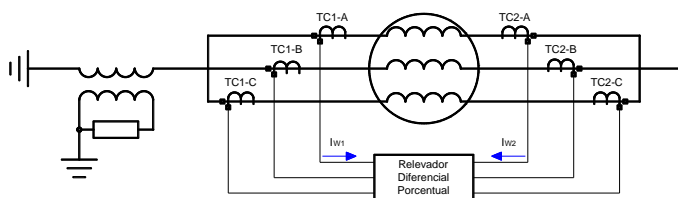


Figura 1.- Esquema de Protección Diferencial Generador.

La Figura 1 muestra el diagrama de conexión del esquema de protección diferencial de un generador.

La operación del esquema de protección se basa en la comparación de la corriente diferencial con la corriente de restricción. Si la corriente diferencial es mayor a cierto porcentaje de la corriente de restricción, el relevador manda la señal de disparo para la apertura de los interruptores.

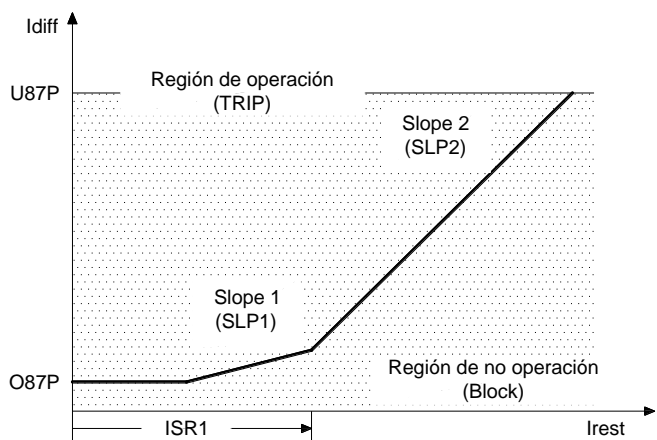


Figura 2.- Curva Característica de Pendiente Dual.

La característica de restricción porcentual relaciona la corriente diferencial y la corriente de restricción para establecer cuando el relevador debe mandar la señal de disparo. La Figura 2 muestra una característica de pendiente dual en donde:

- O87P Pickup de la corriente de restricción, en múltiplos de TAP
- SLP1 Pendiente inicial
- SLP2 Segunda pendiente
- IRS1 Límite de la primera pendiente, en múltiplos de TAP

U87P Corriente de operación diferencial sin retención, en múltiplos de TAP

### III. PROTECCIÓN DE RESPALDO

La protección de respaldo en generadores está diseñada para detectar y aislar fallas fase-fase y fase-tierra mediante esquemas de protección temporizados. Según [2], la protección de respaldo se divide en: protección distancia (21) y protección de sobrecorriente controlada o restringida por voltaje (51V). La Figura 3 muestra el esquema de protección de respaldo para fallas entre fases.

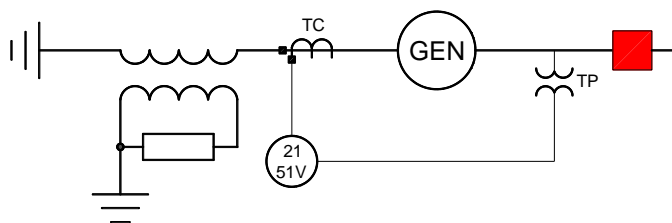


Figura 3.- Esquema de Protección de Respaldo del Generador.

#### A. Protección de Respaldo con Relevador de Distancia.

La aplicación de un relevador de distancia no solo proporciona protección de respaldo para el generador, sino que también actúa como protección de respaldo ante fallas en el sistema más allá de sus terminales.

Su aplicación requiere un ajuste que sea capaz de detectar una falla entre fases en el generador o en cualquier elemento conectado aguas abajo, en caso de que la protección primaria no opere. Por ello, el retardo de tiempo debe coordinarse con la protección primaria del generador y las protecciones de los elementos interconectados.

De acuerdo con [6], los ajustes se deben establecer bajo los siguientes criterios:

##### 1) Zona 1

Se establece la zona 1 en el menor de los criterios siguientes:

- a) 120% de la impedancia del transformador.
- b) 80% de la impedancia del transformador más 80% de la configuración de la zona 1 del relevador en la línea más corta.

##### 2) Zona 2

Se establece la zona 2 en el menor de los criterios siguientes:

- a) 120% de la línea más larga.
- b) 80% a 90% de la impedancia de carga en el ángulo de par máximo.

#### B. Protección de Respaldo con Relevador de Sobrecorriente

El esquema más sencillo de protección de respaldo es un relé de sobrecorriente controlado o restringido por voltaje. Este debe

ajustarse por encima de la carga base y contar con un retardo de tiempo suficiente para evitar disparos indebidos por oscilaciones del generador, además de coordinarse con otras protecciones de respaldo del sistema.

El relé de sobrecorriente controlado por voltaje consiste en un elemento de sobrecorriente que está supervisado por un elemento de voltaje. El elemento de voltaje opera y desactiva el relé de sobrecorriente para evitar que este opere durante condiciones normales y de sobrecarga de emergencia. Bajo condiciones de falla donde el voltaje cae por debajo de un nivel determinado, el elemento de voltaje se desconecta, permitiendo que el elemento de sobrecorriente opere.

Por otro lado, el relé de sobrecorriente restringido por voltaje consiste en un elemento de sobrecorriente cuyo nivel de operación varía en función del voltaje aplicado al relé. La Figura 4 muestra una curva característica de un relevador de sobrecorriente restringido por voltaje.

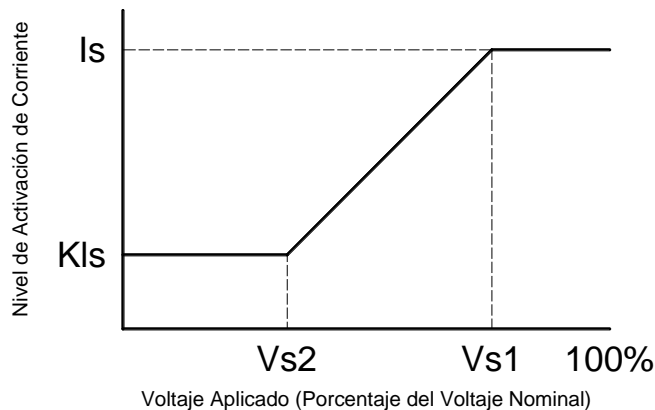


Figura 4.- Curva Característica del Relevador de Sobrecorriente Restringido por Voltaje.

Para condiciones normales no de falla, el voltaje terminal está por encima del ajuste de voltaje, Vs1, y el ajuste de operación actual es Is. Cuando ocurre una falla en la zona, el voltaje puede caer por debajo del ajuste de voltaje Vs2, y el ajuste de operación de corriente se reduce por el factor kIs. Para voltajes entre Vs1 y Vs2, el nivel de operación de la corriente varía proporcionalmente entre Is y kIs.

De acuerdo con [6], los ajustes se deben establecer los siguientes criterios:

- 1) Relevador de Sobrecorriente Controlado por Voltaje
  - **Ajuste del Elemento de Sobrecorriente:** 50% de la corriente de plena carga.
  - **Ajuste del Elemento de Voltaje:** 75% del voltaje nominal.
- 2) Relevador de Sobrecorriente Restringido por Voltaje
  - **Ajuste del Elemento de Sobrecorriente Restringido:** 150% de la corriente de plena carga.

#### IV. SIMULACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE RESPALDO

En esta sección se presentan los resultados de la simulación de los esquemas de protección de respaldo llevadas a cabo en el software DIGSILENT®. Estas simulaciones fueron llevadas a cabo en sistema de prueba reportado en [6] que se muestra en la Figura 5.

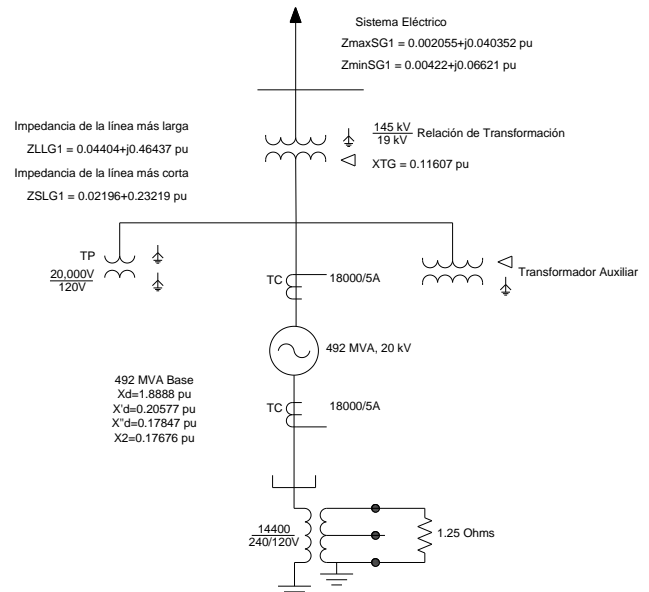


Figura 5.- Sistema de Prueba reportado en [6].

##### A. Protección Diferencial

Los ajustes de la protección diferencial se realizan con base al manual del fabricante [7] y se presentan a continuación:

- |            |   |
|------------|---|
| O87P = 0.3 | Pickup de la corriente de restricción, en múltiplos de TAP            |
| SLP1 = 25  | Slope inicial 25%   |
| SLP2 = 50  | Segundo Slope de 50%  |
| IRS1 = 6.0 | Límite del Slope 1, corriente de retención en múltiplos de TAP        |
| U87P = 10  | Corriente de operación diferencial sin retención, en múltiplos de TAP |

La Figura 6 muestra la respuesta de la corriente diferencial y de restricción ante una falla trifásica interna en el generador. Dicha falla se encuentra dentro de la zona de protección diferencial, lo que activa la operación del esquema de protección.

Por otra parte, la Figura 7 presenta los resultados de ambas corrientes para una falla externa, localizada fuera de la zona de protección. En este caso, no se genera una operación no deseada, lo que confirma el funcionamiento correcto del esquema.

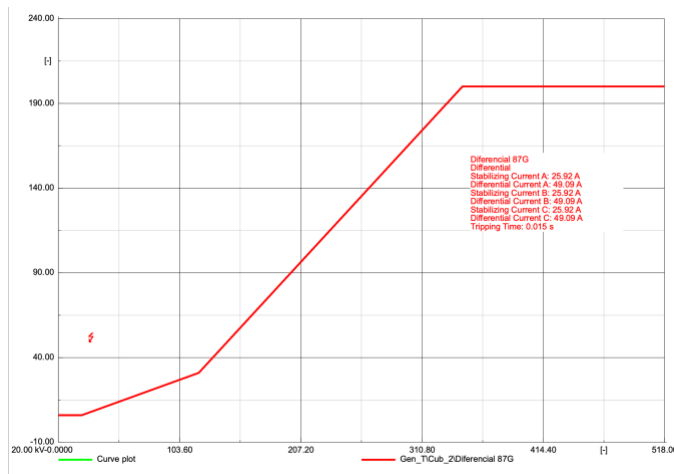


Figura 6.- Simulación Falla Interna - Protección Diferencial.

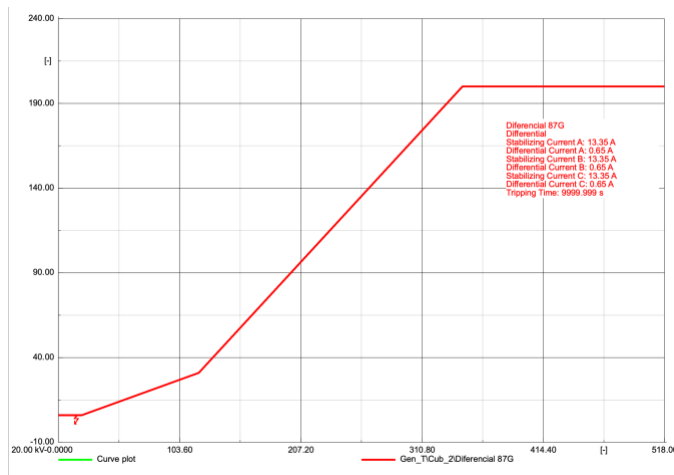


Figura 7.- Simulación Falla Externa - Protección Diferencial.

Ambas simulaciones muestran que la protección diferencial opera de manera precisa y selectiva, activándose ante fallas entre fases dentro de la zona de protección y permaneciendo inactiva ante fallas externas al generador.

### B. Protección de Respaldo

Los ajustes de las protecciones de respaldo se realizan de acuerdo con [6] y se muestran a continuación.

#### 1) Protección de distancia

- **Zona 1:**  $2.45 \Omega \angle 90^\circ$
- **Zona 2:**  $16.58 \Omega \angle 84.7^\circ$

La Figura 8 muestra la trayectoria de la impedancia vista por el relé de distancia durante una falla trifásica interna. Dicha trayectoria ingresa en la Zona 1, lo que confirma un ajuste adecuado del esquema de protección.

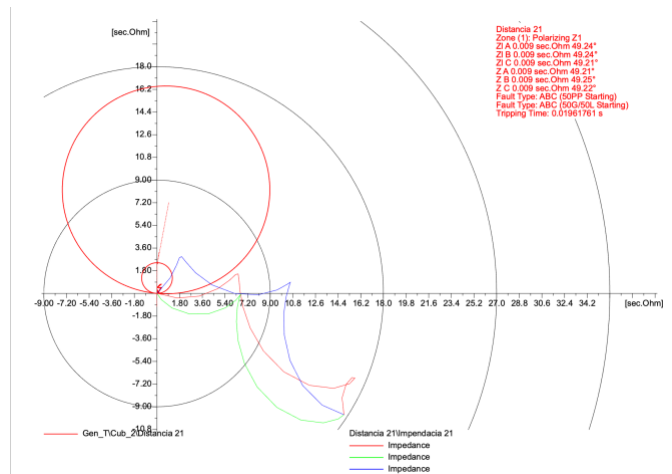


Figura 8.- Simulación Falla Trifásica - Protección de Distancia.

#### 2) Protección de sobrecorriente controlada por voltaje

- **Ajuste del Elemento de Sobrecorriente:** 1.98 A.
- **Ajuste del Elemento de Voltaje:** 52 V.

La Figura 9 muestra la simulación dinámica de una falla trifásica en terminales del transformador, ya que este es el punto del sistema donde se produce la mayor caída de tensión en terminales del generador. La falla se inicia en  $t = 0$  s, lo que provoca una drástica disminución del voltaje y activa el elemento de sobrecorriente. Este, a su vez, genera la señal de disparo en  $t = 0.82$  s, un tiempo adecuado para garantizar la coordinación con la protección primaria.

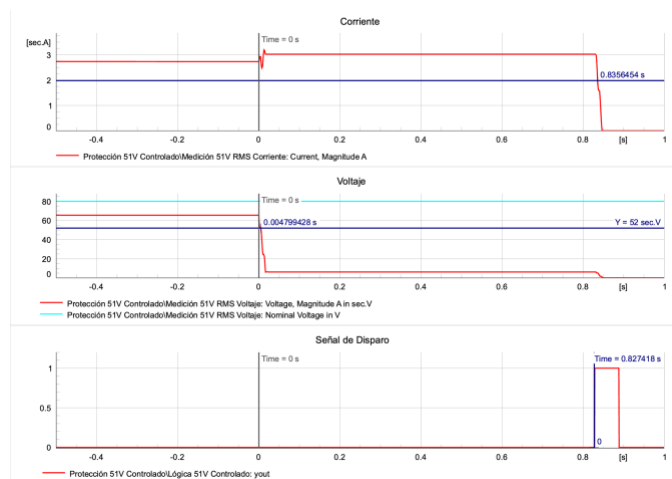


Figura 9.- Simulación dinámica de una Falla en Terminales del Transformador Protección de Sobrecorriente Controlada por Voltaje.

#### 3) Protección de sobrecorriente restringida por voltaje

- **Ajuste del Elemento de Sobrecorriente Restringido:** 5.93 A.

La Figura 10 muestra la simulación bajo las mismas condiciones que la sección anterior, pero con el elemento restringido. En este caso, el tiempo de disparo disminuye a  $t =$

0.18 s, es decir, 0.64 segundos más rápido que con el elemento controlado.

Esta reducción en el tiempo de operación se debe a que la protección de sobrecorriente restringida por voltaje ajusta dinámicamente el umbral de pick up de sobrecorriente en función de la caída de tensión, permitiendo una respuesta más rápida. No obstante, el tiempo de operación sigue siendo suficiente para garantizar la coordinación con la protección primaria.”

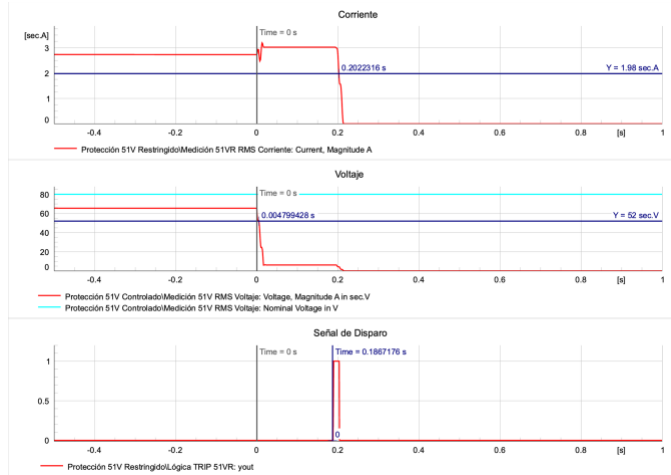


Figura 10.- Simulación dinámica de una Falla en Terminales del Transformador Protección de Sobrecorriente Restringida por Voltaje.

## V. CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta el análisis y simulación de esquemas de protección para fallas entre fases en generadores con puesta a tierra de alta impedancia.

La protección diferencial del generador actúa como esquema primario para este tipo de fallas. Los resultados muestran que esta protección es capaz de identificar fallas internas y externas, operando de manera precisa y selectiva.

Por otro lado, los esquemas de protección de respaldo, como la protección de distancia y la sobrecorriente controlada o restringida por voltaje, funcionan de manera efectiva ante fallas en el generador y en los elementos aguas abajo.

Finalmente, los resultados de las simulaciones muestran que el elemento de sobrecorriente restringido por voltaje opera de manera significativamente más rápida que el elemento controlado, debido a su ajuste dinámico proporcional a la caída de tensión.

## VI. BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. Sandoval, A. Guzmán y H. J. Altuve, «Dynamic Simulations Help Improve Generator Protection,» *Synchronous Generator Protection and Control: A Collection of Technical Papers Representing Modern Solutions*, 2019, pp. 1-23, 2019.
- [2] I. P. S. R. Committee, «IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators,» 2011.

- [3] G. Rockefeller, A. Darlington, W. Elmore, R. Fernandez, J. Gil-Berlinches, R. Haas, L. Landoll, W. Marsh, G. Nail, A. Pierce, C. Wagner y L. Wright, «A survey of generator back-up protection practices: IEEE committee report,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, n° 2, pp. 575-584, 1990.
- [4] O. Palizban y K. Kauhaniemi, «Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications,» *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248-259, 2016.
- [5] M. J. Thompson, «Percentage restrained differential, percentage of what?,» *2011 64th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 278-289, 2011.
- [6] I. P. E. Society, «IEEE Guide for AC Generator Protection IEEE Std C37.102™-2006,» Power System Relaying Committee, New York, USA, 2007.
- [7] SEL, «SEL-700G Generator and Intertie Protection Relays,» 2010.