

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (CONVERTIDORES  
ELECTRÓNICOS DE POTENCIA) EN EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO**

**EDINSON EDUARDO DUARTE ORDUZ2050419  
OSCAR FABIÁN GÓMEZ NIETO 2012329**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA, 2011**

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (CONVERTIDORES  
ELECTRÓNICOS DE POTENCIA) EN EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO**

**EDINSON EDUARDO DUARTE ORDUZ2050419  
OSCAR FABIÁN GÓMEZ NIETO 2012329**

**Director  
GERARDO LATORRE BAYONA  
Doctor Ingeniero Industrial**

**Codirector  
IVÁN BAUTISTA BARAJAS  
Estudiante de Maestría en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA, 2011**

## Tabla de contenido

1.	<i>INTRODUCCIÓN.</i>	13
2.	<i>GENERACIÓN DISTRIBUIDA.</i>	14
2.1.	Descripción.	14
2.2.	Fuentes de Generación.	14
2.2.1.	Fotovoltaicas –PV-.	15
2.2.2.	Turbinas de viento.	16
2.3.	Tecnologías de conversión de potencia.	16
2.4.	Inversores y convertidores estáticos de potencia.	17
2.4.1.	Descripción y funcionamiento.	17
2.5.	Control de generación de potencia.	19
2.6.	Tipos de convertidores estáticos de potencia.	21
2.6.1.	Inversores conmutados por la red.	21
2.6.2.	Inversores auto-conmutados	21
2.6.3.	Inversores PWM	22
3.	<i>RED IEEE 34 NODOS</i>	23
3.1.	Líneas Aéreas	25
3.2.	Transformador	28
3.3.	Reguladores	29
3.4.	Capacitores	31
4.	<i>DESCRIPCIÓN GENERADOR.</i>	32
4.1.	Generador Estático en DigSilent.	33
4.1.1.	Datos básicos.	33
4.1.2.	Datos de flujos de carga.	34
4.1.3.	Datos cortocircuito VDE/IEC.	35
4.1.4.	Datos del cortocircuito completo.	36
4.2.	Comportamiento del inversor en cortocircuito.	36
4.3.	Transformador de interconexión.	38
5.	<i>VARIACIÓN DE LA CARGA RED IEEE (NIVELES DE DEMANDA).</i>	40
5.1.	Modelos de carga	41
5.2.	Clase de cargas	44
6.	<i>NIVELES DE DEMANDA</i>	44

6.1.	Sector Industrial y Comercial	45
6.2.	Sector Residencial	46
7.	<i>INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.</i>	47
7.1.	Ubicación de las unidades de GD.	47
7.1.1.	Ubicación en las barras de carga.	47
7.2.	Potencia generada por la GD y niveles de penetración.	49
7.2.1.	Generación de cada unida de GD.	50
7.2.2.	Niveles de penetración.	50
8.	<i>SELECCIÓN DE PROTECCIONES.</i>	51
8.1.	Naturaleza de las fallas en sistemas de distribución.	52
8.2.	Esquemas típicos de protecciones en redes de distribución.	53
8.2.1.	Esquema Fuse-Saving.	53
8.2.2.	Esquema Fuse-Blowing.	54
8.3.	Esquemas de protecciones red IEEE.	55
9.	<i>SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.</i>	58
9.1.	Análisis de cortocircuito DigSilent.	59
9.1.1.	Opciones básicas (Método Completo).	59
10.	<i>RESULTADOS.</i>	60
10.1.	Análisis flujo de carga (Generación Central como barra infinita).	60
10.2.	Análisis de cortocircuito (Generación Central como barra infinita).	62
10.2.1.	Corrientes de cortocircuito.	63
10.2.2.	Análisis coordinación de protecciones.	66
10.3.	Análisis variación generación centralizada según despacho.	70
10.3.1.	Escenarios de variación.	70
10.3.2.	Tipo de Generador Centralizado.	70
10.3.3.	Nivel de penetración GD.	71
10.3.4.	Resultados y análisis.	72
11.	<i>CONCLUSIONES.</i>	77
	<i>BIBLIOGRAFÍA.</i>	79
	<i>ANEXOS</i>	81

## LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1. FUENTES PRINCIPALES DE ENERGÍA Y LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (2).....	15
FIGURA 2. CONEXIÓN EN LA RED DE UN CONVERTIDOR ESTÁTICO DE POTENCIA (3). .....	20
FIGURA 3. DIAGRAMA UNIFILAR RED IEEE 34 NODOS. ....	24
FIGURA 4. MODELO EXACTO DE LÍNEAS TRIFÁSICAS. ....	25
FIGURA 5. CONDUCTORES CON SUS IMÁGENES .....	26
FIGURA 6. COMANDOS DESCRIPCIÓN REGULADOR.....	29
FIGURA 7. COMANDOS DESCRIPCIÓN REGULADOR.....	31
FIGURA 8. MÉTODO DE CONEXIÓN DEL CAPACITOR .....	31
FIGURA 9. COMANDOS DE DATOS BÁSICOS DEL GENERADOR ESTÁTICO .....	33
FIGURA 10. COMANDOS FLUJO DE CARGA DEL GENERADOR ESTÁTICO.....	35
FIGURA 11. COMANDOS CORTOCIRCUITO COMPLETO DEL GENERADOR ESTÁTICO .....	38
FIGURA 12. INVERSOR PWM CONECTADO A LA RED CON SALIDA FILTRADA(7) .....	39
FIGURA 13. COMANDOS DESCRIPCIÓN MODELAMIENTO DE CARGAS EN DIGSILENT.....	44
FIGURA 14. SECTORIZACIÓN DE CARGAS. ....	46
FIGURA 15. ESQUEMA FUSE-SAVING/BLOWIN (2).....	53
FIGURA 16. DIAGRAMA TIEMPO-CORRIENTE PARA EL ESQUEMA FUSE-SAVING (17). ....	54
FIGURA 17. CURVA TIEMPO-CORRIENTE PARE EL ESQUEMA FUSE-BLOWING (17). ....	55
FIGURA 18. ESQUEMA PROTECCIONES RED IEEE. ....	56
FIGURA 19. FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL RELÉ COMBINADO DE SOBRECORRIENTE Y FALLA A TIERRA TIPO SPAJ 140C (21).....	57
FIGURA 20. UBICACIÓN GD RED IEEE 34 NODOS.....	61
FIGURA 21. UBICACIÓN EVENTOS DE FALLA SIMULADOS.....	62
FIGURA 22. FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 DEMANDA MÁXIMA $R_f 0 \Omega$ . ....	63
FIGURA 23. FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 DEMANDA MÁXIMA $R_f 20 \Omega$ . ....	64
FIGURA 24. CORRIENTES LÍNEA 816-822 FALLA MONOFÁSICA 822, DEMANDA MÍNIMA, SIN GD, $R_f 0 \Omega$ . ....	65
FIGURA 25. CORRIENTES LÍNEA 816-822 FALLA MONOFÁSICA 822, DEMANDA MÍNIMA, NP 158.29 %, $R_f 0 \Omega$ .....	65
FIGURA 26. CORRIENTE GENERADOR_ESTÁTICO_822 FALLA MONOFÁSICA 822, DEMANDA MÍNIMA, NP 158.29 %, $R_f 0 \Omega$ . ...	66
FIGURA 27. CURVAS OPERACIÓN FUSIBLE BARRA 816 Y RECONECTADOR FALLA MONOFÁSICA BARRA 822, DEMANDA MÁXIMA, NP 40.618, $R_f 0 \Omega$ .....	69
FIGURA 28. CORRIENTES DE FALLA EN LA BARRA 822.....	73
FIGURA 29. CORRIENTES DE FALLA MONOFÁSICA EN LA BARRA 844. ....	74

## LISTADO DE TABLAS

TABLA 1. TIPOS DE MODELOS DE CARGA. ....	24
TABLA 2. DATOS BÁSICOS DEL TRANSFORMADOR. RED 34 NODOS. ....	28
TABLA 3. DATOS BÁSICOS DE LOS REGULADORES. RED 34 NODOS. ....	30
TABLA 4. DATOS BÁSICOS DE LOS CAPACITORES. ....	31
TABLA 5. VALORES NOMINALES GENERADORES. ....	34
TABLA 6. VALOR NOMINALES TRANSFORMADORES. ....	40
TABLA 7. TIPOS DE CARGA. ....	42
TABLA 8. CARGAS DISTRIBUIDAS. ....	42
TABLA 9. CARGAS DISTRIBUIDAS. ....	43
TABLA 10. CARGA TOTAL EN CADA BARRA. ....	45
TABLA 11. ESCENARIOS DE DEMANDA. ....	46
TABLA 12. ESCENARIOS DE DISPERSIÓN. ....	48
TABLA 13. BARRAS CON GD. ....	49
TABLA 14. PENETRACIÓN DEMANDA MÁXIMA. ....	50
TABLA 15. PENETRACIÓN DEMANDA MEDIA. ....	51
TABLA 16. PENETRACIÓN DEMANDA MÍNIMA. ....	51
TABLA 17. COORDINACIÓN RELÉ SPAJ 140. ....	57
TABLA 18. COORDINACIÓN FUSIBLES. ....	58
TABLA 19. PROMEDIO TENSION DEMANDA MÁXIMA. ....	61
TABLA 20. PROMEDIO TENSION DEMANDA MEDIA. ....	61
TABLA 21. PROMEDIO TENSION DEMANDA MÍNIMA. ....	61
TABLA 22. TENSIONES SEGÚN DEMANDA BARRAS 890 Y 822. ....	62
TABLA 23. BARRAS Y TIPO DE FALLA. ....	67
TABLA 24. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA BARRA 810, DEMANDA MÁXIMA, $R_f 0 \Omega$ . ....	68
TABLA 25. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN. ....	70
TABLA 26. CONSTANTES GENERADORES SINCRÓNICOS. ....	71
TABLA 27. FACTOR PARTICIPACIÓN DE CADA UNIDAD DE GD. ....	71
TABLA 28. NIVEL DE PENETRACIÓN Y CARGA EN LAS BARRAS. ....	72
TABLA 29. CORRIENTES DE FALLA EN LA BARRA 822. ....	73
TABLA 30. CORRIENTES DE FALLA MONOFÁSICA EN LA BARRA 844. ....	73
TABLA 31. CORRIENTES DE FALLA TRIFÁSICA EN LA BARRA 844. ....	74
TABLA 32. CORRIENTES DE FALLA MONOFÁSICA EN LA BARRA 848. ....	74
TABLA 33. CORRIENTES DE FALLA TRIFÁSICA EN LA BARRA 848. ....	74
TABLA 34. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA BARRA 822. ....	75
TABLA 35. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA BARRA 822. ....	75
TABLA 36. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA BARRA 822. ....	75
TABLA 37. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA BARRA 822. ....	76
TABLA 38. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA BARRA 822. ....	76
TABLA 39. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA BARRA 844. ....	76
TABLA 40. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA BARRA 848. ....	76
TABLA 41. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA BARRA 844, NP=50. ....	77
TABLA 42. OPERACIÓN PROTECCIONES FALLA MONOFÁSICA Y TRIFÁSICA BARRA 848, NP=50. ....	77

## LISTADO DE ANEXOS

ANEXO. 1 UBICACIÓN Y TIPOS DE CARGAS.....	81
ANEXO. 2 POTENCIA ACTIVA EN LAS BARRAS EN CADA HORA.....	83
ANEXO. 3 NIVELES DE PENETRACIÓN SEGÚN DEMANDA .....	84
ANEXO. 4 CARGAS DISTRIBUIDAS SEGÚN DEMANDA .....	85
ANEXO. 5 ANÁLISIS CORRIENTES DE FALLA EN LAS BARRAS.....	88
ANEXO. 6 ANALISIS COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	139
ANEXO. 7 LÍNEAS AÉREAS .....	193
ANEXO. 8 DATOS TÉCNICOS INVERSORES .....	198

## RESUMEN

### TITULO:

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (CONVERTIDORES ELECTRÓNICOS DE POTENCIA) EN EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.\*

### AUTORES

OSCAR FABIAN GOMEZ NIETO  
EDINSON EDUARDO DUARTE ORDUZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Generación Distribuida, sistema de distribución radial, protección de sobrecorriente, escenario de demanda, nivel de penetración, generador estático de potencia, reconectador, fusible.

### CONTENIDO:

Debido a los avances tecnológicos en busca de mejorar la comodidad del usuario, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la preocupación por conservar el medio ambiente se ha desarrollado la generación distribuida (GD). Sin embargo como es de esperarse el sistema eléctrico se debe adaptar para manejar impactos e implicaciones técnicas sin afectar la seguridad y calidad del servicio.

En este trabajo de grado se realiza un análisis sobre un sistema de distribución radial en un principio sin GD y después con la integración de esta, en condiciones de falla permanente, en estado estable, para determinar el cambio en las corrientes de cortocircuito y tiempos de coordinación de los elementos de protección al variar el nivel de penetración (N.P). Para esto se simula en el software DigSILENT PowerFactory V14, diferentes escenarios de penetración de la GD junto a diferentes escenarios de demanda de la carga. Se representa la GD mediante la conexión de generadores estáticos de potencia de distintos tamaños y se establecen niveles de penetración. Además, con el fin de identificar el impacto de la GD sobre la coordinación de protecciones de sobrecorriente, se diseña un esquema reconectador-fusible para proteger la red, la cual es un sistema de distribución radial, por medio de la filosofía fuse-saving.

Los cambios en las magnitudes y direcciones de las corrientes de cortocircuito afectan el esquema de protección reconectador-fusible. La conexión de generación distribuida hace que los tiempos de operación del reconectador y de los fusibles cambien. Esto puede generar que en algunos casos se pierda la coordinación establecida entre los dispositivos de protección.

---

\* Proyecto de grado en la modalidad de investigación.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona – [glatorre@uis.edu.co](mailto:glatorre@uis.edu.co). Codirector: M.Sc(c) Iván Darío Bautista Barajas – [ivanbautista84@hotmail.com](mailto:ivanbautista84@hotmail.com).

## ABSTRACT

### TITLE:

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION (ELECTRONIC POWER CONVERTER) IN SHORTCIRCUIT ANALYSIS.\*

### AUTHORS

OSCAR FABIAN GOMEZ NIETO  
EDINSON EDUARDO DUARTE ORDUZ \*\*

**KEYWORDS:** Distributed generation, radial distribution systems, overcurrent protection, demand scenarios, penetration level, synchronous generator, recloser, fuse.

### DESCRIPTION

Because of technological advances looking for increase user comfort, growth of electricity demand and concern about environmental conservation has been developed distributed generation (DG). Nevertheless, as expected electrical system must be adapted to handle technical impacts and implications without compromising the safety and quality of service.

In This document an analysis on a radial distribution system without GD initially and then with the integration of this in steady state and with fault conditions to determine the change in short-circuit currents and times coordination of protective devices when the penetration level (P.L) changes. For this, different distributed generator scenarios of penetration coupled with different load scenarios of demand are simulated on the software DigSILENTPowerFactory V14. DG is represented by static generations of different capabilities, and penetration levels are established, Furthermore, with the purpose of recognize the DG impact on overcurrent protection coordination; the recloser-fuse scheme is designed to protect the grid, which is a radial distribution system, through the fuse-saving philosophy.

Changes in the magnitude and the directions of the short circuit currents affect the protection scheme recloser-fuse. The connection of distributed generation changes the operation time of the recloser and the fuses. it can leads miss coordination between protective devices.

---

\* Final undergraduate project development in the research modality.

\*\*Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering School. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona – [glatorre@uis.edu.co](mailto:glatorre@uis.edu.co). Sub director: M.Sc(c) Iván Darío Bautista Barajas – [ivanbautista@hotmail.com](mailto:ivanbautista@hotmail.com).

## 1. INTRODUCCIÓN.

En la actualidad la energía eléctrica ocupa uno de los sitios de mayor importancia en el desarrollo de la sociedad, dado a su gran variedad de aplicaciones. Por este motivo, la demanda de energía eléctrica se está ampliando cada día más. El incremento en la demanda trae como consecuencia mayores exigencias en la capacidad de generación. Para hacer frente a estos requerimientos, ha emergido el concepto de generación distribuida. Según “la guía básica de la generación distribuida”, se denomina así a cualquier tecnología de generación a pequeña escala, que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

La generación distribuida GD, es una buena alternativa para la generación de energía eléctrica a pequeña escala. Sin embargo hay poca maduración de esta tecnología en Colombia, por lo que es importante realizar estudios técnicos para detectar el comportamiento de este tipo de generación en diferentes condiciones de operación. Para contribuir a soslayar este problema, se propone realizar el estudio de cortocircuito en una red con generación distribuida y utilizando como interfaz los convertidores electrónicos de potencia. De esta forma se espera aportar al desarrollo de esta tecnología, brindando información concerniente a las corrientes de falla y su repercusión en el sistema eléctrico.

En este trabajo se provee un análisis de la integración de generadores estáticos de potencia en redes de distribución, utilizando de una red de distribución radial de 34 nodos de la IEEE, siendo realizadas simulaciones con la ayuda de la herramienta DlgSILENTPowerFactoryV14; se analizaron 3 demandas y para cada una de ellas se consideraron tres niveles de penetración de la GD.

Este estudio comienza con una breve descripción de los dispositivos y características eléctricas de la red de prueba. En el capítulo 3 se plantea el modelamiento de la generación distribuida en cuanto a parámetros del transformador y del generador. Posteriormente en el capítulo 4 y 5, se describe el comportamiento de la carga y las degenerantes demandas en la red, en el capítulo 6 se detalla el método empleado para la introducción de la GD, considerando aspectos principales como niveles de demanda, y el nivel de penetración, seguidamente en capítulo 7 se muestra el método para la integración y coordinación de las protecciones en la red, los resultados se presentan en el capítulo 8 y 9, considerando el análisis de impactos sobre la variación de las corrientes de falla y la coordinación de protecciones, con base en dichos resultados, en el capítulo 10 se exponen algunas conclusiones y aportes.

## **2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

La Generación Distribuida se emplea como una fuente de energía eléctrica o de almacenamiento y se conecta directamente a la red de distribución o a nivel residencial. En consecuencia, esta generación se caracteriza por encontrarse ubicada cerca de la carga, con el fin de satisfacer necesidades específicas de los consumidores. Además, permite diferentes alternativas en cuanto a la utilización de tecnologías y el tipo de generador.

### **2.1. Descripción.**

A continuación se exponen algunos conceptos que definen este tipo de generación:

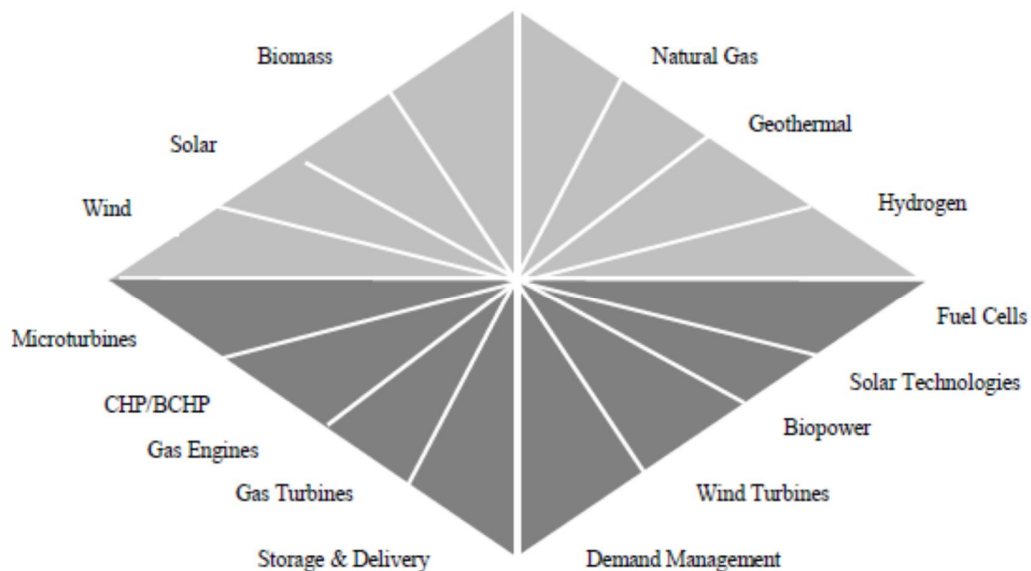
- CIRED (International Conference on Electricity Distribution) define la GD como unidades de generación con una capacidad máxima de 50 a 100 MW, por lo general relacionada con la red de distribución y no con la central de despacho. (1)
- La IEEE presenta la GD como la generación de energía eléctrica mediante instalaciones que son lo suficientemente pequeñas como para permitir su conexión en casi cualquier punto de un sistema de alimentación. (1)

Los principales elementos de una instalación de generación distribuida son el generador y su "motor principal" o la fuente de energía primaria. Existen Fuentes de generación distribuida que incluyen fuentes primarias tradicionales, tales como motores alternativos, turbinas de combustión, fuentes hidroeléctricas. Para algunas tecnologías DG, el término "motor principal" no es aplicable ya que la conversión de energía es directamente de la fuente de energía primaria a energía eléctrica, y no requiere la conversión a energía mecánica. Las pilas de combustible y la energía fotovoltaica son ejemplos de tecnologías de generación distribuida que no requieren una fuerza motriz. Las células fotovoltaicas utilizan elementos de estado sólido y producen corriente continua. Las pilas de combustible son placas estáticas, intercaladas con un electrolito que permite una reacción electroquímica para producir energía DC(2).

### **2.2. Fuentes de Generación.**

Si la planta generadora se utiliza para funcionar conectada a la red, el sistema de conversión de energía, que incluye la tecnología de conversión de potencia (sincrónica, inducción o convertidor de potencia estática), el transformador (para la

interfaz entre la GD y la red) y los controles asociados, debe cumplir con los requisitos de tensión y frecuencia de la carga y la red. En la Figura 1. Fuentes principales de energía y las tecnologías de generación distribuida .



**Figura 1. Fuentes principales de energía y las tecnologías de generación distribuida (2).**

Para el interés de este proyecto, se abarcan aquellas fuentes de generación que generan electricidad por medio de inversores electrónicos (convertidores electrónicos de potencia).

### **2.2.1. Fotovoltaicas –PV–.**

Conceptualmente, en su forma más simple, un dispositivo fotovoltaico es una batería de energía solar, cuyo único consumible es la luz que lo alimenta. No hay partes móviles, la operación es ambientalmente benigna y si el dispositivo está correctamente encapsulado no hay nada que se desgaste.

Los sistemas interactivos PV consisten en una serie de módulos fotovoltaicos; un inversor, que también se conoce como la unidad de acondicionamiento de potencia (PCU); el equilibrio del sistema (incluyendo el cableado y la estructura de montaje) y un medio de conexión a la red eléctrica. El tamaño del generador fotovoltaico se mide en términos de su potencia máxima (es decir, en watts pico o Wp) en la luz del sol (es decir,  $1 \text{ kW/m}^2$ ) (2).

### **2.2.2. Turbinas de viento.**

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Esta energía mecánica se puede utilizar para tareas específicas (como moler granos o bombear agua) o por medio de un generador se pueden convertir en energía eléctrica utilizable. Los aerogeneradores modernos se dividen en dos categorías principales: turbinas de eje horizontal y de eje vertical (2).

- I. Las turbinas de eje horizontal (HAWT):  
Turbinas de eje horizontal es la configuración de aerogenerador más utilizada en la actualidad. Se componen de una torre alta, en cuya cima se encuentra un rotor en forma de abanico, el generador, el controlador y otros componentes. Las turbinas de eje horizontal que más se construyen hoy en día son de dos o tres hojas.
- II. Las turbinas de eje vertical (VAWT)  
Turbinas de eje vertical se dividen en dos categorías principales: Savonius y Darrieus. Aunque ningún tipo de turbina es de amplio uso en la actualidad.

### **2.3. Tecnologías de conversión de potencia.**

Como se mencionó anteriormente, los principales elementos de una instalación de generación distribuida son el generador y su "motor principal" o fuente de energía primaria. El generador incluye la tecnología de conversión de potencia, el transformador de interfaz y los controles asociados para convertir la salida del motor principal en potencia eléctrica útil. Las tecnologías de conversión de potencia se dividen en dos categorías:

- I. Convertidores de potencia rotacionales:
  - Maquinas sincrónicas.
  - Maquinas asincrónicas.
- II. Convertidores de potencia estáticos (Convertidores electrónicos):
  - Inversores PWM.
  - Inversores auto-conmutados.
  - Inversores conmutados por la red.

En este trabajo se profundizará en los convertidores de potencia estáticos. Para mayor información sobre los convertidores de potencia rotacionales puede consultar IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

## **2.4. Inversores y convertidores estáticos de potencia.**

Algunas instalaciones GD producen energía eléctrica con tensiones que no están a la misma frecuencia que la red de distribución a la que se van a conectar. El propósito de un convertidor de potencia estático, o convertidores electrónicos, es proporcionar una interfaz entre la salida no sincronizada de la GD y la red de distribución, para que estos dos estén debidamente conectados entre sí. Hay dos tipos de tensiones de salida de la GD en no sincronismo con la red:

- I. Tensiones DC creadas por celdas de combustible, dispositivos fotovoltaicos, baterías de almacenamiento o un generador de corriente alterna a través de un rectificador.
- II. Tensiones AC generadas por un generador sincrónico funcionando a una velocidad no sincrónica o por un generador asincrónico.

En consecuencia, hay dos categorías en que los convertidores estáticos de potencia pueden ser usados para conectar la GD con la red de distribución:

- I. Convertidores de potencia de CC a CA:  
En este caso, la tensión de entrada para el convertidor es generalmente una tensión continua. Este es el principal medio de interconexión de GD's pequeñas con energías renovables.
- II. Convertidores de energía eléctrica de CA a CC a CA:  
En este caso, la magnitud de entrada de frecuencia o de tensión en el convertidor, o ambos, no cumple con los requisitos de la red de distribución. Esto es común en aplicaciones de microturbinas que generan energía eléctrica a alrededor de 1 kHz.

### **2.4.1. Descripción y funcionamiento.**

Los convertidores estáticos de potencia están contruidos con diodos, transistores y tiristores compatibles con las aplicaciones de GD. Estos dispositivos de estado sólido se configuran en rectificadores (para convertir la tensión alterna en tensión continua), inversores (para convertir la tensión continua en una tensión alterna), o ciclo-convertidores (para convertir la tensión de corriente alterna a una frecuencia

ytensión de corriente alterna a otra frecuencia compatibles con la red). Algunos tipos requieren de fuentes de la red de distribución para operar, mientras que otros pueden seguir funcionando con normalidad tras una falla. Las principales ventajas de los convertidores de estado sólido son su mayor eficiencia y fiabilidad potencialmente más alta en comparación con los generadores no estáticos. Además, esta tecnología ofrece una mayor flexibilidad con la incorporación de protección, coordinación y opciones de comunicación.

Un inversor es capaz de responder muy rápidamente en combinación con una fuente de almacenamiento. Con respecto a la sincronización, un inversor auto-conmutado coincide con la tensión de la red de distribución y con el ángulo de fase al igual que una máquina sincrónica, pero la tolerancia puede ser más amplia porque no hay una inercia mecánica en cuestión. Un Inversor conmutado por la red tiene que coincidir con sólo la magnitud de la tensión de la línea, ya que sigue la frecuencia de la red de distribución después de la conexión. Ambos tipos de inversores pueden ser de ángulo de fase ajustable después de la conexión.

El regulador de tensión de un inversor es muy rápido y puede controlar toda la gama de factores de potencia desde 0,0 en adelanto pasando por 1.0 hasta 0.0 en atraso. Comúnmente los contratos de compra de energía cubren sólo el intercambio de potencia activa, por lo que una GD con regulador de tensión va a mantener el factor de potencia en 1,0. Si el contrato requiere la operación a una tensión fija o con la entrega de cierta corriente reactiva, el regulador se ajustará según la necesidad.

Muchos inversores para GD utilizan una forma de onda con frecuencias de conmutación de varios kilo Hertz, generalmente de 3 kHz a 6 kHz. En comparación con la frecuencia de la línea de 50 o 60 Hertz. Esto permite que el convertidor tome muestras y controle las corrientes de salida y sus formas de onda con tasas cercanas a 100 veces en un ciclo de la red. Esta es la razón por la cual las regulaciones son muy rápidas, debido a la posibilidad de cálculos rápidos ofrecida por los microprocesadores. Los inversores tienen mucho éxito en limitar sus corrientes de salida bajo condiciones de cortocircuito, en relación con la red de distribución, esto puede ser una ventaja para la coordinación de las protecciones, pero también puede ser una desventaja para el despeje de la falla.

Los inversores conmutados con la red se encuentran entre los primeros diseños de unidades basados en estado sólido. Se fundamentan en los dispositivos de conmutación de tiristores. Debido a la relativa simplicidad del control de disparo de la compuerta y la ventaja de costos favorables de los tiristores, los diseños tienden

a ofrecer algunos de los más altos niveles de potencia para convertidores estáticos de potencia.

Los convertidores estáticos de potencia auto-conmutados, también se pueden organizar como convertidores de fuentes de tensión, junto con el sistema de corriente alterna a través de una reactancia inductiva. Esta reactancia puede aparecer naturalmente como reactancia de fuga en un transformador de acoplamiento o puede ser añadida a propósito entre la salida del convertidor y el sistema de corriente alterna. Estos convertidores pueden ser divididos en convertidores de onda cuadrada y convertidores de conmutación.

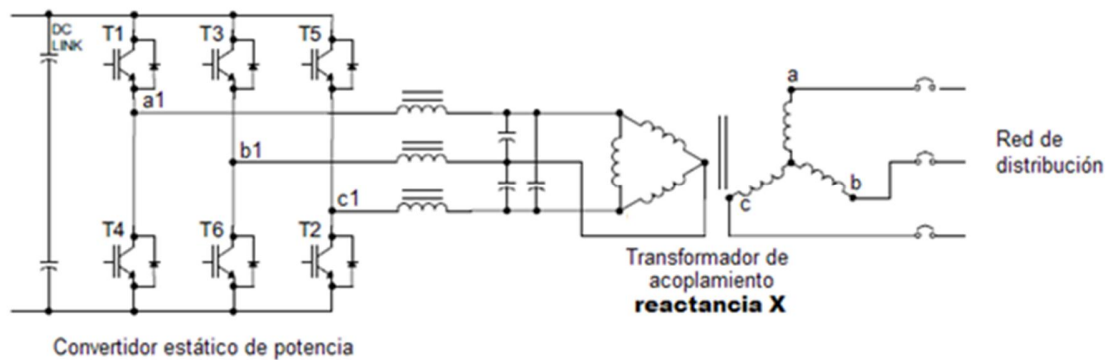
El convertidor de onda cuadrada es típicamente un arreglo multi-pulso (como por ejemplo de 18 pulsos o 24 pulsos) que utiliza diversas técnicas como varias fases cambiando bobinas del transformador y el desplazamiento de fase antes de la conexión al sistema AC para lograr los beneficios de la cancelación armónica.

Los convertidores conmutados (PWM) son otras de las alternativas de configuración del convertidor como fuente de tensión acoplado inductivamente y que son ampliamente utilizados en los sistemas actuales de GD. Se emplean técnicas de PWM para la síntesis interna de la forma AC, el dispositivo de conmutación preferido en este caso es el transistor Bipolar de Puerta Aislada (IGBT).

## **2.5. Control de generación de potencia.**

La filosofía de manejo para el control de potencia activa y reactiva es similar al modelo tradicional, el control de torque ángulo y el control de excitación, como en una máquina sincrónica.

En un generador síncrono convencional, la potencia activa es controlada por el ángulo interno de la máquina, y la potencia reactiva es controlada por la excitación del campo, que establece la tensión interna de la máquina. Acoplando inductivamente la fuente de tensión el convertidor estático de potencia puede controlar el flujo de potencia activa y reactiva de la misma manera. Si la tensión interna del convertidor ( $V_{a1}$ - $V_{b1}$ ) antes de la reactancia de acoplamiento  $X$  es  $V_g$ , la tensión en los terminales ( $V_a$ - $V_b$ ) es  $V_s$  y  $\delta$  es el ángulo entre  $V_g$  y  $V_s$ , como se muestra en la Figura 2. Conexión en la red de un Convertidor estático de potencia (3).



**Figura 2. Conexión en la red de un Convertidor estático de potencia (3).**

Entonces la potencia real  $P$  y la potencia reactiva  $Q$  procedente del sistema de AC por el convertidor despreciando la resistencia, es dada por la Ecuación 1. Potencia activa generador estático de potencia y la Ecuación 2. Potencia reactiva generador estático de potencia:

---

**Ecuación 1. Potencia activa generador estático de potencia.**

---

**Ecuación 2. Potencia reactiva generador estático de potencia.**

La transferencia de potencia real para el convertidor de GD se logra mediante el control del ángulo de potencia  $\delta$  que lleve la tensión del convertidor. La potencia reactiva entregada o consumida por el convertidor está directamente influenciada por la relación de la tensión interna  $V_g$ , la tensión en los terminales del sistema  $V_s$  y el ángulo de potencia  $\delta$ . Por lo tanto, el convertidor puede ser controlado para no sacar potencia reactiva y operar con factor de potencia de 1 si se mantiene la relación que se muestra en la Ecuación 3. Relación ángulo de potencia, tensión interna y tensión en terminales.

**Ecuación 3. Relación ángulo de potencia, tensión interna y tensión en terminales.**

Por medio del aumento de la tensión interna  $V_g$  por encima de la tensión en los terminales del sistema, para una transferencia determinada de potencia activa, el convertidor puede revertir un consumo de potencia reactiva en el sistema y en su lugar suministrar un flujo de potencia reactiva. De esta manera, la instalación de

GD puede proporcionar no sólo potencia activa, sino también dar un soporte de potencia reactiva para el sistema.

## **2.6. Tipos de convertidores estáticos de potencia.**

Existen tres tipos de convertidores estáticos de potencia utilizados principalmente para GD:

- I. Inversores conmutados por la red.
- II. Inversores auto-conmutados
- III. Inversores PWM

### **2.6.1. Inversores conmutados por la red.**

Estos inversores limitan su capacidad de interconexión con la red solo por su ausencia de capacidad para auto-conmutación. Por medio de un circuito rectificador controlado que contiene SCR's y que opera con ángulos eléctricos de disparo mayores que  $90^\circ$  permite se crea el flujo de potencia desde el lado de CC al lado de CA. En este tipo de convertidores la red externa de CA es necesaria para conmutar los SCR, esto porque el inversor utiliza la inversión de tensión en la red de CA para conmutar los dispositivos SCR. Sin un voltaje de línea externa, el inversor SCR no puede funcionar. Otra desventaja importante es la degradación del factor de potencia de corriente alterna, así como la generación de armónicos, una consecuencia del control de fase. Este tipo de inversores están siendo gradualmente reemplazados por inversores IGBT auto-conmutados.

### **2.6.2. Inversores auto-conmutados**

Los inversores auto-conmutados no necesitan una fuente de tensión externa para la conmutación. Algunos usan circuitos auxiliares para forzar la conmutación de los tiristores, aunque esto aumenta la complejidad del circuito, aunque un método más popular implica el uso de conmutadores totalmente controlables, como una puerta de desvío de tiristores o IGBT. El uso de dispositivos de alta frecuencia para la conmutación, tales como IGBTs, minimiza los armónicos de tensión o corriente. Estos tipos de inversores estáticos pueden funcionar como fuentes de tensión o corriente. En caso conectarse con una red de alimentación de AC, sólo el inversor de tipo de corriente se puede utilizar debido a que la tensión de salida es fijada por el sistema de alimentación CA. La potencia de salida se controla por

lo general a través de un cambio en el ciclo de trabajo de los interruptores del inversor.

### **2.6.3. Inversores PWM**

Los continuos avances en las tecnologías para dispositivos de conmutación se han creado nuevos diseños de inversores de conmutación PWM. Existen dos tipos principales de control de onda:

- I. Inversores de onda programada PWM:  
Un patrón periódico de conmutación fijo es aplicado a los interruptores del inversor. El patrón está diseñado para producir la menor distorsión armónica en la forma de onda de salida en un determinado número de operaciones de conmutación por ciclo.
- II. Inversoras de onda moduladora PWM:  
Una onda sinusoidal de referencia es comparada con una señal triangular (o diente de sierra) con una frecuencia fija mucho mayor que la de la fundamental. La conmutación de los dispositivos de potencia ocurre en los pasos por cero de estas dos señales. La distorsión de la onda de salida se produce con la frecuencia de la moduladora, así como en los múltiplos de la frecuencia de la moduladora. Dependiendo de si la frecuencia de la portadora está sincronizada con la frecuencia fundamental esta distorsión puede ser armónica. La magnitud de la distorsión depende del índice de modulación (la relación entre el pico de la onda sinusoidal el valor de pico de la moduladora). Cuanto menor sea el índice de modulación, mayor será la magnitud de la distorsión.

En la actualidad, no hay IGBT's que puedan soportar altas tensiones (6 kV o más). Tienen que ser colocados en serie para satisfacer los requisitos de tensión. Sin embargo, existen numerosas ventajas del uso de convertidores PWM. Como:  
No requiere el uso de la línea de alimentación para mantener la conmutación con la tensión de la red:

- I. Tienen la capacidad de controlar la forma de onda de salida para que esta tienda a ser de forma más sinusoidal. (Esto reduce el contenido armónico en la tensión de salida).
- II. Puede lograr baja interferencia electromagnética debido a su alta frecuencia de conmutación.

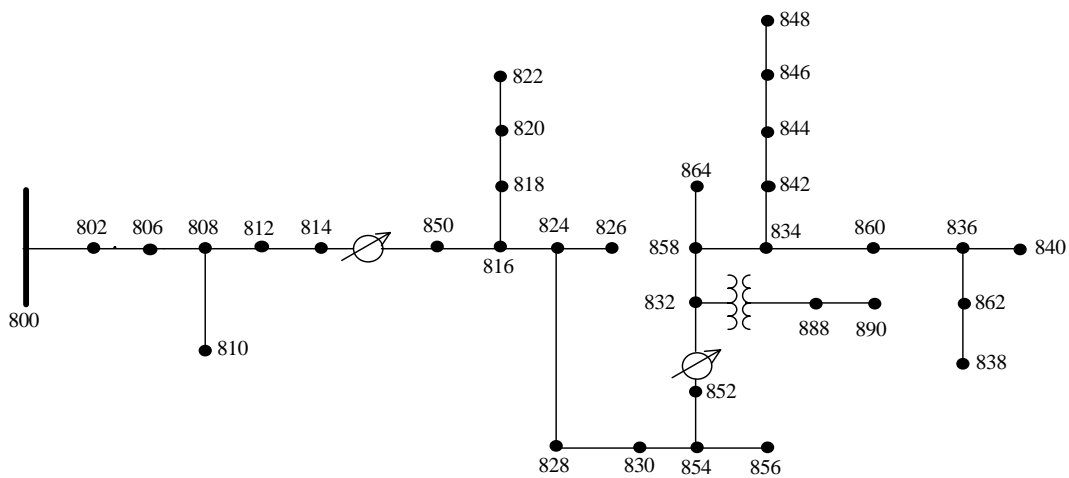
- III. Pueden lograr un mayor y más constante nivel de factor de potencia y en efecto alcanzar una mayor eficiencia del sistema del inversor.
- IV. Es más fácil filtrar armónicos de frecuencia con pequeños (tamaño y peso) filtros.

Las principales desventajas de los inversores PWM son:

- I. Altas pérdidas de conmutación
- II. Las pérdidas de conmutación del inversor PWM son proporcionales a la frecuencia de conmutación, la tensión del bus de CC y la corriente de carga. En la práctica, la frecuencia de conmutación del inversor PWM debe ser de al menos 10 veces más que la fundamental para mantener las ventajas mencionadas.
- III. Altas pérdidas de conducción
- IV. La caída de tensión de los IGBT en el mercado es superior a la de los SCR de la misma capacidad. Esto se suma a las pérdidas totales del inversor.
- V. Para un DG interconectada con el sistema de alimentación externo, el controlador del inversor PWM necesita mantener su tensión de salida en el mismo nivel que la alimentación del sistema. El inversor, además, puede requerir proporcionar una determinada cantidad de corriente de corto circuito. Para ello es necesario que el inversor sea capaz de recortar la tensión de salida a casi cero.

### **3. RED IEEE 34 NODOS**

Como sistema base se utilizó esta red de distribución de 34 nodos existente en Estados Unidos en el estado de Arizona, la cual opera a una tensión nominal de 24,9 kV. En la Figura 3. Diagrama unifilar red IEEE 34 nodos., se muestra el diagrama unifilar de la red en estudio.



**Figura 3. Diagrama unifilar red IEEE 34 nodos.**

Esta red se caracteriza por una extensa longitud y una baja cargabilidad, presenta cargas trifásicas y monofásicas (equilibradas o desequilibradas). Se dividen en cargas puntuales y cargas distribuidas. Los tres tipos de modelos de cargas utilizados son detallados en la Tabla 1. Tipos de modelos de carga.

<b>TIPOS DE MODELOS DE CARGA</b>		
<b>Tipo</b>	<b>Característica</b>	<b>Modelo</b>
<b>Y - PQ</b>	Estrella	Constante kW y constante kVAr
<b>Y - I</b>	Estrella	Corriente constante
<b>Y - Z</b>	Estrella	Impedancia constante
<b>D - PQ</b>	Delta	Constante kW y constante kVAr
<b>D - I</b>	Delta	Corriente constante
<b>D - Z</b>	Delta	Impedancia constante

**Tabla 1. Tipos de modelos de carga.**

También posee elementos como: reguladores, banco de condensadores y un transformador reductor, de los cuales se especificarán sus características en las siguientes subsecciones.

Dicha red ha sido estudiada anteriormente utilizando la herramienta “análisis de distribución radial WH Power Consultants”. Cada una de las características de los elementos del sistema se encuentran documentadas con más detalle en (3).

Con base en los parámetros presentados en (3) se efectuaron las simulaciones en el software DigSilent PowerFactory V14.

### 3.1. Líneas Aéreas

El circuito equivalente exacto para líneas trifásicas es mostrado en la Figura 4. Modelo exacto de líneas trifásicas.

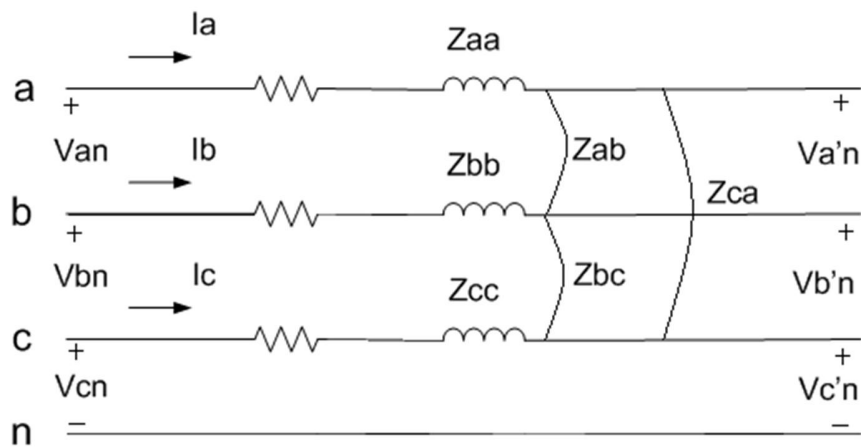


Figura 4. Modelo exacto de líneas trifásicas.

Los voltajes primarios para el modelo de la Figura 4. Modelo exacto de líneas trifásicas. Están dados por:

$$(2.1)$$

La ecuación 2.1 puede ser representada en forma de bloque por:

$$(2.2)$$

En la ecuación 2.2, el término se refiere a la “matriz de impedancias de fase”. Los elementos de esta matriz son determinados por la aplicación de las ecuaciones de Carson y posteriormente por la reducción de Kron. La forma “modificada” de las ecuaciones de Carson es explicada a continuación:

## I. Ecuaciones de Carson

Las ecuaciones de Carson, desarrollan un método para la determinación de la impedancia propia y mutua de una línea aérea formada por n conductores. Para el cálculo se asume la tierra como una superficie plana e infinita con resistividad constante. Además utiliza el método de las imágenes (ver Figura 5. Conductores con sus imágenes), donde cada conductor a cierta altura sobre el terreno tiene su imagen a la misma distancia.(11)

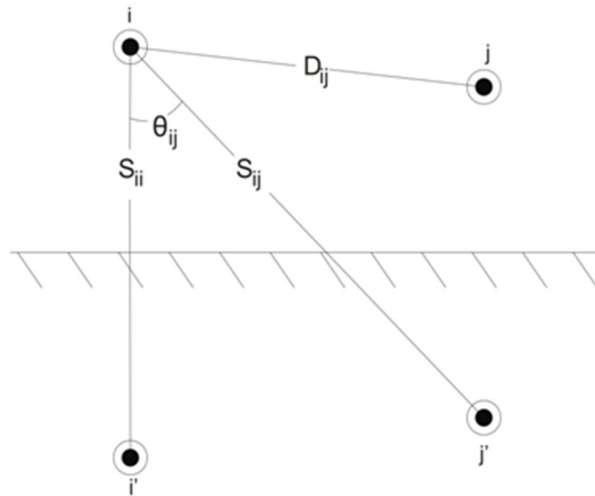


Figura 5. Conductores con sus imágenes

Impedancia propia del conductor i:

$$\text{---} \quad (2.3)$$

Impedancia mutua entre el conductor i y el conductor j:

$$\text{---} \quad (2.4)$$

Donde,

$$\text{---} \quad (2.5)$$

$$\text{---} \\ \text{---} \quad (2.6)$$

Para las ecuaciones presentadas, se aproximan los términos  $P_{ij}$  y  $Q_{ij}$ :

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} \quad (2.7)$$

$$Q_{ij} = -0,03860 + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{k_{ij}} \quad (2.8)$$

Lo que conduce a determinar las impedancias de las líneas para n número de conductores, estas se conocen como las ecuaciones modificadas de Carson, debido a las aproximaciones realizadas:

$$z_{ii} = r_i + 0,0953 + j0,12134 \cdot \left[ \ln \left( \frac{1}{RMG_i} \right) + 7,93402 \right] \Omega/milla \quad (2.9)$$

$$z_{ij} = 0,0953 + j0,12134 \cdot \left[ \ln \left( \frac{1}{D_{ij}} \right) + 7,93402 \right] \Omega/milla \quad (2.10)$$

Para el conductor neutro se tiene:

$$z_{nn} = r_n + 0,0953 + j0,12134 \cdot \left[ \ln \left( \frac{1}{RMG_n} \right) + 7,93402 \right] \Omega/milla \quad (2.11)$$

$$z_{in} = 0,0953 + j0,12134 \cdot \left[ \ln \left( \frac{1}{D_{in}} \right) + 7,93402 \right] \Omega/milla \quad (2.12)$$

Con las ecuaciones 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, se forma la matriz de impedancias primitiva de nxn

$$[Z_{primitiva}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an1} & Z_{an2} & Z_{anm} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn1} & Z_{bn2} & Z_{bnm} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn1} & Z_{cn2} & Z_{cnm} \\ Z_{n1a} & Z_{n1b} & Z_{n1c} & Z_{n1n1} & Z_{n1n2} & Z_{n1nm} \\ Z_{n2a} & Z_{n2b} & Z_{n2c} & Z_{n2n1} & Z_{n2n2} & Z_{n2nm} \\ Z_{n3a} & Z_{n3b} & Z_{n3c} & Z_{nmn1} & Z_{nmn2} & Z_{nmnm} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Que puede ser representada por bloques:

$$[Z_{primitiva}] = \begin{bmatrix} [Z_{ij}] & [Z_{in}] \\ [Z_{nj}] & [Z_{nn}] \end{bmatrix} \Omega/milla \quad (2.14)$$

Para el caso de tres conductores de fase, con un neutro:

$$[Z_{primitiva}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \Omega/milla \quad (2.15)$$

La matriz de elementos por fase, se obtiene mediante la reducción de Kron:

$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}] \times [Z_{nn}]^{-1} \times [Z_{nj}] \quad (2.16)$$

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/milla \quad (2.17)$$

En donde se requiera las impedancias de secuencia se calcula con la matriz de transformación  $A_S$ , en la cual  $a_s = 1 \angle 120$

$$A_S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 1 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

$$[Z_{012}] = [A_S]^{-1} - [Z_{abc}] \times [A_S] \quad (2.19)$$

En la matriz 2.20 los elementos de la diagonal son las impedancias de secuencia de la línea, los demás representan el acoplamiento mutuo entre secuencias. En el caso de líneas traspuestas estas serán cero, sin embargo en raras ocasiones las líneas de distribución son traspuestas, por lo tanto los elementos fuera de la diagonal podrían ser diferentes de cero.

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \Omega/milla \quad (2.20)$$

### 3.2. Transformador

La red cuenta con un transformador reductor de 24,9/4,16kV, ubicado en un lateral que se desprende del nodo 832.

Datos Transformador					
	kVA	kV - alta	kV - baja	R - %	X - %
<b>Subestación</b>	2500	69 - D	24.9 – Y-tierra	1	8
<b>XFM -1</b>	500	24.9 – Y-tierra	4.16 – Y-tierra	1,9	4,08

Tabla 2. Datos básicos del transformador. Red 34 nodos.

### 3.3.Reguladores

La red tiene dos reguladores trifásicos conectados en las líneas; son asumidos de “tipo-paso”, necesarios para mantener un buen perfil de tensión. Se encuentran ubicados el primero en el segmento de línea 814-850 y el segundo en el segmento de línea 852-832.

The screenshot shows the configuration window for a tap controller. The title bar reads "Transformador de dos Devanados - IEEE 34/Regulador Fase B.EImTr2". The window has several tabs: "Corto Circuito Completo", "Corto Circuito ANSI", "Simulación RMS", "Simulación EMT", "Amónicos", "Optimización", "Estimador de Estado", "Confiabilidad", and "Descripción". The "Descripción" tab is active. Below the tabs are three sub-tabs: "Datos Básicos", "Flujo de Carga", and "Corto Circuito VDE/IEC". The "Datos Básicos" sub-tab is selected. The main area contains the following settings:

- Aplicar protocolo de medición
- Tensión Adicional por Tap: 0.625 %
- Defase: 0. deg
- Posición del Tap: 0 (with +/- buttons)
- Neutro: 0 Min: -16 Max: 16
- External Tap Controller: [dropdown]
- Control de Subestación Externa: [dropdown]
- Cambiador Automático de Taps
- Conmutador: [dropdown: discreto]
- Nodo controlado: [dropdown: LV]
- Fase: [dropdown: b-c]
- Modo de Control: [dropdown: V]
- Setpoint: [dropdown: local]
- Control Remoto
- Tensión de Operación: 1.01667 p.u.
- Límite Inferior de Tensión: 1.00833 p.u.
- Límite Superior de Tensión: 1.025 p.u.
- Constante de Tiempo del Regulador: 0.3 s
- Compensación caída de tensión en: [dropdown: interno]
- Corriente Nominal del TC: 100. A
- Rset: 2.7 V
- Relación de Transformación del TP: 120.
- Xset: 1.6 V

Figura 6. Comandos descripción regulador.

*DATOS DEL REGULADOR*

<i>Regulador ID</i>	1		
<i>Segmento de línea</i>	814-850		
<i>Localización</i>	814		
<i>Fases</i>	A-B-C		
<i>Conexión</i>	3-Ph,LG		
<i>Monitoring Fase</i>	A-B-C		
<i>Ancho de banda</i>	2 V		
<i>Relación transformador de potencial</i>	120		
<i>Relación primaria TC</i>	100		
<i>Ajuste del compensador</i>	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>
<i>R-setting</i>	2,7	2,7	2,7
<i>X-setting</i>	1,6	1,6	1,6
<i>Nivel de tensión</i>	122	122	122
<i>Regulador ID</i>	2		
<i>Segmento de línea</i>	852-832		
<i>Localización</i>	852		
<i>Fases</i>	A-B-C		
<i>Conexión</i>	3-Ph,LG		
<i>Monitoring Fase</i>	A-B-C		
<i>Ancho de Banda</i>	2 V		
<i>Relación transformador de potencial</i>	120		
<i>Relación primaria TC</i>	100		
<i>Ajuste del compensador</i>	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>
<i>R-setting</i>	2,5	2,5	2,5
<i>X-setting</i>	1,5	1,5	1,5
<i>Nivel de tensión</i>	124	124	124

**Tabla 3. Datos básicos de los reguladores. Red 34 nodos.**

La Figura 6. Comandos descripción regulador. Y Figura 7. Comandos descripción regulador. Son una extracción del programa DigSILENT PowerFactory 14, donde podemos ver los datos suministrados para llevar a cabo la simulación con los reguladores.

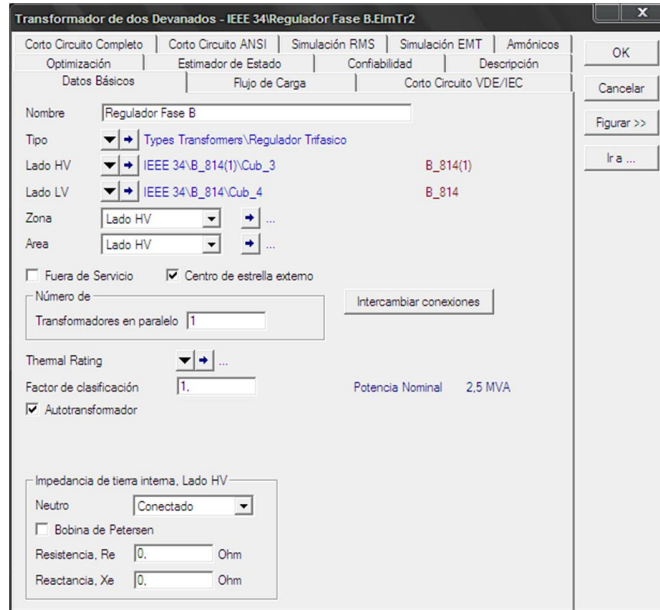


Figura 7. Comandos descripción regulador.

### 3.4. Capacitores

La red cuenta con dos bancos de capacitores ubicados en paralelo, en los nodos 844 y 848, conectados como se observa en la Figura 8. Método de conexión del capacitor, donde los valores de  $R_e$  y  $X_e$  se han asumido como cero. Se modelan como susceptancia constante.

NODO	FASE A [kVAR]	FASE B [kVAR]	FASE C [kVAR]
844	100	100	100
848	150	150	150

Tabla 4. Datos básicos de los capacitores.

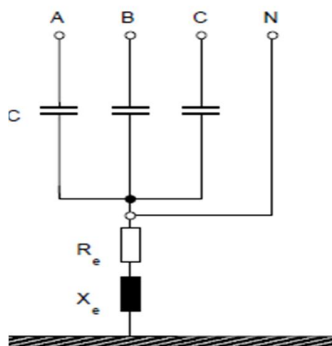


Figura 8. Método de conexión del capacitor

#### **4. DESCRIPCIÓN GENERADOR.**

Como se vio anteriormente, los principales elementos de una instalación de generación distribuida son el generador (Tecnología de conversión de energía e interfaz de interconexión) y su “motor principal” o energía primaria. Para la interconexión con el sistema de distribución las tecnologías de conversión de energía deben cumplir con los requisitos de Tensión y frecuencia tanto de dicha red como de la carga. Por lo tanto es básico definir el motor primario a implementar y su correspondiente generador, encargado de convertir la potencia en energía eléctrica útil.

Algunas de las características de los dispositivos utilizados para llevar a cabo la interconexión de la generación distribuida en la red son definidos en las siguientes secciones. Sin embargo, la selección específica de una fuente de energía primaria no es relevante para el estudio a realizar dado que el interés del proyecto radica en los impactos causados por la instalación de las tecnologías de conversión de la energía más no, en analizar la naturaleza de la fuente primaria de energía.

Es posible que en el período de 2020-2030, las nuevas tecnologías de generación estén disponibles comercialmente, por supuesto que habrá novedades para incrementar la eficiencia y valoraciones de todo tipo de equipos ya existentes (por ejemplo, turbinas de gas), pero es más prometedor el rápido desarrollo de la electrónica de potencia.

Sus componentes se volverán paulatinamente más baratos y las potencias de generación están en constante aumento. Como consecuencia de estos desarrollos es posible que las nuevas micros, mini y pequeñas tecnologías de cogeneración, así como pequeñas turbinas de viento serán equipados con convertidores electrónicos de potencia. Sistemas de células de combustible y sistemas de almacenamiento (baterías o volantes de inercia), así como aerogeneradores se desarrollarán con esta tecnología (5). Como vimos, además de las ventajas expuestas en apartados anteriores, esta es una de las tecnologías con proyección de desarrollo más alta en la actualidad.

A continuación se expondrá el modelado y manejo de este tipo de generadores por parte del programa escogido para las simulaciones DigSilent V14.

## 4.1. Generador Estático en DigSilent.

El generador estático (ElmGenstat,) es un modelo fácil de utilizar para cualquier tipo de generador que no tiene partes rotativas. Sus categorías son:

- Los generadores fotovoltaicos
- Las celdas de combustible
- Dispositivos de almacenamiento
- Terminales HVDC
- Compensadores de potencia reactiva

Los generadores eólicos, que están conectados con un convertidor de tamaño completo a la red, se pueden modelar como un generador de estático, porque el comportamiento de la planta (desde el punto de vista del lado de la red) se determina por el convertidor:

- Generadores Eólicos

### 4.1.1. Datos básicos.

En la cuadro de comandos básicos del generador estático se puede elegir la categoría del elemento, el número de generadores en paralelo y sus valores nominales.

Figura 9. Comandos de datos básicos del generador estático.

Como se verá en apartados posteriores, se utilizarán 5 inversores dentro de la red IEEE, para escoger los valores nominales de estos, potencia, factor de potencia y tensión, se realizó una investigación (ver **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) sobre los principales productores de inversores en el mercado; Siemens, Xantres, Fronius, SMA, Enertron, Advance Energy y Solar max.

Después de esto se puede observar que la tensión de salida de los inversores trifásicos varía entre 380 y 450 V nominales, aunque la mayoría maneja una tensión de 400 V nominales. También se obtuvo una tendencia a tener un factor de potencia de 1 o muy cercano, como mínimo 0.85 inductivo y valores de frecuencia varían entre los estándares de 50 y 60 Hz, pero estos se ajustan según la red en la que operan. En la Tabla 5. Valores nominales generadores. se muestran los valores nominales de los Generadores estáticos de potencia utilizados.

Barras	potencia nominal GD [kW]	Factor de potencia
B_890	500	1
B_822	8	1
B_848	3x2	1
B_830	48	1
B_834	3*0,5	1
	Barras trifásicas	
	Barra monofásica	

**Tabla 5. Valores nominales generadores.**

#### 4.1.2. Datos de flujos de carga.

En el cuadro de comandos de flujo de carga se puede definir la salida de potencia (controlar la tensión local) como:

- Potencia activa y reactiva.
- Potencia activa y la magnitud de tensión.
- Caída (droop).

$$Droop[\%] = \left| \frac{\Delta U / U_r}{\Delta Q / Q_r} \right| \cdot 100 \%$$

Además, se puede especificar una curva de capacidad, que puede ser toda la gama del Convertidor o una curva conforma de V para un valor mínimo y máximo del factor de potencia.

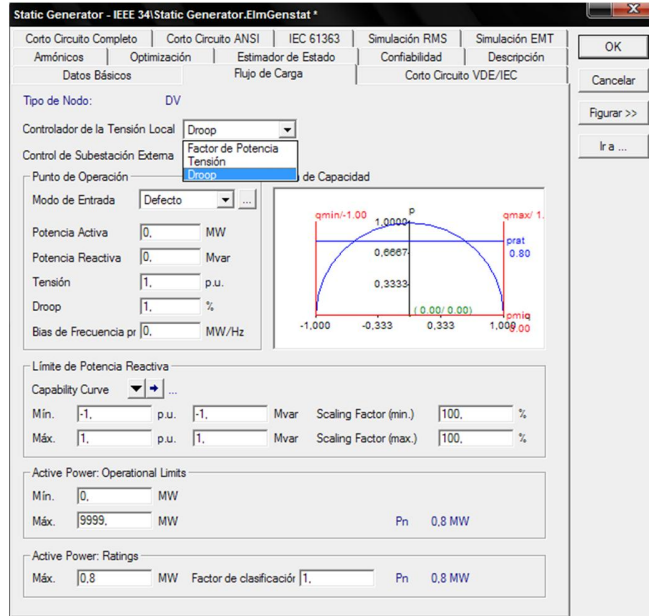


Figura 10. Comandos flujo de carga del generador estático.

#### 4.1.3. Datos cortocircuito VDE/IEC.

Para el análisis de cortocircuito según la norma IEC 60909 (VDE 0102), se puede especificar, si el Generador Estático tendrá una contribución al cortocircuito o no. Con el fin de permitir que los generadores Estáticos alimenten el cortocircuito, la opción "Accionamiento alimentado por convertor estático" debe estar activada. Con esta opción habilitada, un Generador Estático tendrá una contribución como una unidad Convertor Estático de acuerdo a la norma IEC 60909:

- Tiene una contribución para  $I''_k$  o  $I_p$ .  
Para especificar el nivel de falla que se refiere a la capacidad de soportar los esfuerzos mecánicos provocados por el flujo de la corriente de falla, el valor de referencia es el pico de corriente de cortocircuito ( $I_p$ ) que se define como el valor instantáneo máximo de la corriente de cortocircuito (IEC60909-0 cláusula 1.3.8)(5).
- No tiene ninguna contribución a  $I_k$  o  $I_b$ .  
El nivel de fallo de ruptura se relaciona con la capacidad de los interruptores automáticos para interrumpir la corriente de falla. El valor de

referencia es la corriente simétrica de cortocircuito de ruptura ( $I_b$ ), que se define como el valor RMS de un ciclo integral de la componente simétrica de AC de cortocircuito en el instante de la separación del contacto del primer polo para abrir de un dispositivo interruptor (IEC60909-0 cláusula 1.3.9)(5).

En la norma IEC 60909 de la contribución de un "Accionamiento alimentado por convertor estático" a  $I''_k$  se define por:

$$Z = \frac{1}{I_{LR}/I_{iM}} \cdot \frac{U_{iM}}{\sqrt{3} \cdot I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{iM}} \cdot \frac{U_{iM}^2}{S_{iM}}$$

- $X = 0.995 Z$
- $R/X = 0.1$
- with  $I_{LR}/I_{iM} = 3$

El índice ' $r_M$ ' especifica la contribución del transformador del convertidor estático en el lado de la red, o la contribución del convertidor estático, si ningún transformador está presente.

#### 4.1.4. Datos del cortocircuito completo.

Si desea definir un nivel de usuario específico para la corriente de cortocircuito sub-transitorio y transitorio, puede hacerlo utilizando el método completo. Para los cálculos de corto circuito por el método completo se puede introducir un nivel de cortocircuito sub-transitorio y transitorio, ya sea como potencia de cortocircuito o corriente de cortocircuito, y la relación  $R / X$  (o bien la relación  $X / R$ ). Además es posible introducir los valores de la impedancia de secuencia cero, por ejemplo, si el generador estático incluye un transformador con puesta a tierra en el punto de la estrella.

#### 4.2. Comportamiento del inversor en cortocircuito.

La mayoría de Generadores estáticos de potencia utilizados en la actualidad son del tipo auto-conmutados, además la tecnología con mayor desarrollo a futuro es del tipo PWM, cada una de estas utiliza como dispositivo de conmutación el transistor Bipolar de Puerta Aislada (IGBT). De modo que, el comportamiento de

los generadores estáticos de potencia en caso de cortocircuitos definido por la respuesta de los IGBT's en la falla.

Para la aplicación de IGBT's como inversores, muchos fabricantes garantizan un tiempo para el cual este tiene la capacidad de resistir el cortocircuito, esta capacidad depende del tipo de cortocircuito que el IGBT experimenta, existen 2 tipos:

I. Cortocircuito de tipo I

En este caso el IGBT va desde el estado desactivado al estado de cortocircuito. Este caso se produce, si la carga está en cortocircuito con una inductancia parásita baja cuando el IGBT se enciende (6).

II. Cortocircuito de tipo II

En este caso, el IGBT va desde el estado encendido al estado de cortocircuito. Este caso se produce, si la carga está en cortocircuito mientras que el IGBT transporta una corriente (verdadero cortocircuito tipo II), o si la carga ya está en cortocircuito con una inductancia parásita alta cuando el IGBT se enciende (de tipo pseudo-cortocircuito II) (6).

Los fabricantes definen la capacidad de resistencia al corto circuito de sus IGBTs en la mayoría de los casos, la capacidad de resistencia de corto circuito está garantizada para una tensión de la puerta-emisor de 15 V por lo menos por 10  $\mu$ s. El usuario tiene que evitar exceso de tensión en la puerta-emisor, detectar el cortocircuito y apagar el IGBT dentro de los 10  $\mu$ s. Esto puede hacerse fácilmente mediante el control de la tensión colector-emisor. En el momento del apagado, se genera un alto  $d_i/d_t$ , lo que daría lugar a una alta sobretensión en la inductancia parásita del circuito de la conmutación, esto se debe evitar. Hay muchas propuestas en la literatura, sobre cómo se puede hacer esto para el cortocircuito de tipo I, aunque existe poca información acerca del comportamiento de los IGBT'S en el cortocircuito de tipo II (6).

De tal modo que, los dispositivos electrónicos de potencia no pueden llevar grandes corrientes durante mucho tiempo. Un aumento repentino de la corriente es detectado por los circuitos de protección (configuración típica de 1,2 veces la corriente nominal), causando que los circuitos electrónicos de control detengan el disparo de las válvulas de los semiconductores. Mientras que los tiristores se bloquean cuando hay un cruce por cero en los dispositivos auto-conmutados o PWM's que utilizan IGBT's y MOSFET's bloquean la corriente en cuestión de milisegundos. En cualquier caso, la contribución a la corriente simétrica de cortocircuito de ruptura es cero(5).

Por lo expuesto anteriormente, la contribución de los generadores estáticos de potencia a la corriente de cortocircuito será nula, como se muestre en la Figura 11. Comandos cortocircuito completo del generador estático. La única contribución de la GD a la falla será la implementada por el transformador de interconexión entre el generador y la red.

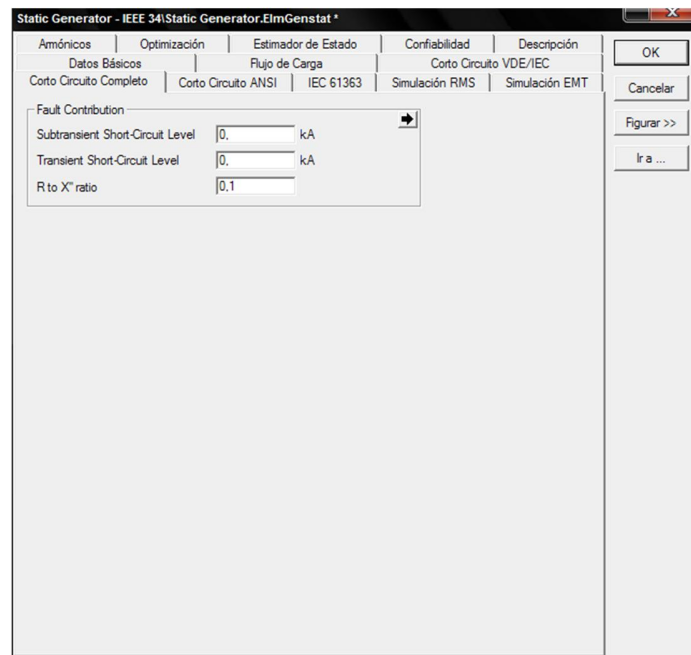


Figura 11. Comandos cortocircuito completo del generador estático.

#### 4.3. Transformador de interconexión.

Además de la utilizar un inversor para cumplir con requisitos de frecuencia y algunas veces de tensión en la red a la cual se va a conectar la GD, en la mayoría de casos se utiliza un transformador, para llevar la tensión de AC a niveles favorables en redes de distribución y también para proveer aislamiento.

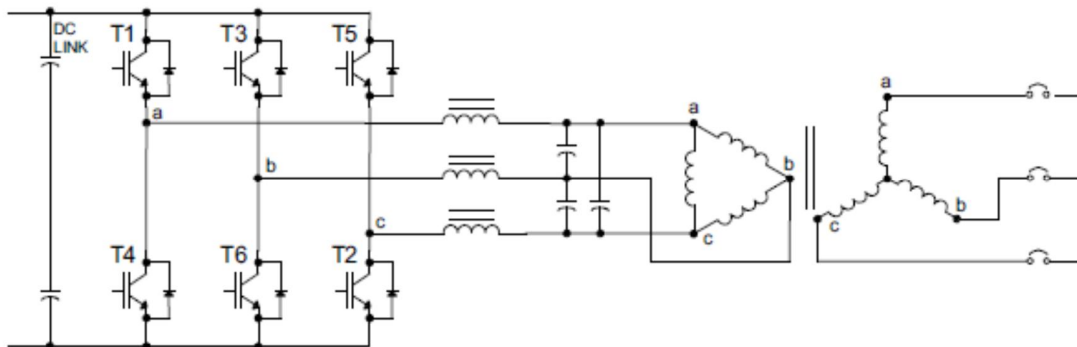
Un transformador de aislamiento genera un escudo electrostático entre el bobinado primario y secundario para reducir el ruido eléctrico no deseado. Para la GD, el transformador de aislamiento se utiliza para aislar la generación de la red sirve para puesta a tierra, equilibrio de carga o por razones armónicas.

Aunque existen muchas formas de conexión de los transformadores, dependiendo de la red a la cual va a ser conectada la GD, en el caso específico de inversores

algunos necesitan aislamiento de la tierra y no están diseñados para funcionar con un bobinado en conexión estrella puesta a tierra en el transformador del lado del inversor. En consecuencia, esto puede imponer el uso de un bobinado en el delta en la unidad de DG para mantener inversor alejado de ser conectado a tierra.

La experiencia de campo ha sugerido que algunos convertidores estáticos de potencia presentan fallos o disparos debido a la incapacidad de su electrónica de potencia para manejar sobretensiones temporales, que comúnmente se producen en el sistema de servicios públicos debido a fallos línea-a-tierra. Una conexión estrella-estrella pasará estas sobretensiones directamente desde la red a la unidad de DG. Si un inversor particular es sensible a este tipo de sobretensiones, entonces una elección prudente de conexión para el transformador sería una estrella puesta a tierra en el lado de la red y delta en el lado de la GD o un delta-delta. Este tipo de conexiones del transformador deberían mitigar que lleguen las sobretensiones a la unidad de DG debido a fallas línea a tierra con origen en la red de servicios públicos. Sin embargo, la conexión delta-delta- no mantiene una puesta a tierra eficaz y debe evitarse para sistemas con un neutro multi-aterrizado si la unidad de DG es grande (2).

Como vemos, la conexión más recomendada para sistemas con convertidores estáticos es estrella puesta a tierra en el lado de la red y delta en el lado de la GD, esta además de ofrecer beneficios de aislamiento y evitar sobretensiones, también sirve para mitigar armónicos provenientes de la GD y que generarían un mala calidad de la energía en la red.



**Figura 12. Inversor PWM conectado a la red con salida filtrada(7)**

El circuito inversor PWM de la Figura 12. Inversor PWM conectado a la red con salida filtrada es un simple arreglo de tres fases que incluye un puente de filtrado entre el puente de conmutación y el transformador de salida que se interconecta la red. El circuito LC conectado a la salida del puente de conmutación es un filtro de

paso bajo que se ha diseñado para dar forma y admitir sólo el componente fundamental de la onda de tensión de salida del inversor.

En otro gran orden los componentes armónicos de la onda de tensión de salida es significativamente atenuada antes de la unidad de tensión del puente inversor se aplica parte delta del transformador de aislamiento. El transformador de salida funciona como transformador potencia y con frecuencia tiende a impedir los armónicos de alta frecuencia en el circuito, por lo menos, en alguna medida (7).

Con base en esta información, se utilizara una conexión **estrella puesta a tierra en el lado de la red y delta en el lado de la GD**, a continuación, Tabla 6. Valor nominales transformadores. Se muestra los valores nominales de los transformadores utilizados, estos valores se basaron en los generadores utilizados.

Valores nominales de transformadores				
Potencia [kVA]	Tensión Alta [kV]	Tensión Baja [kV]	U <sub>k</sub> %	U <sub>k0</sub> %
500	4,16	230/400	3	3
8	24,9	230	3	3
6	24,9	230/400	3	3
48	24,9	230/400	3	3
1,5	24,9	230/400	3	3

**Tabla 6. Valor nominales transformadores.**

## 5. VARIACIÓN DE LA CARGA RED IEEE (NIVELES DE DEMANDA).

Es ampliamente conocido, desde hace mucho tiempo, que las características de la carga tiene un efecto significativo en el rendimiento del sistema, asimismo en los resultados de estudios que sobre este se realicen, ha quedado claro que las suposiciones sobre el modelo de carga pueden afectar los estudios sobre el rendimiento a futuro del sistema de manera significativa (8). Para eliminar esta incertidumbre, EPRI y General Electric crearon una documentación que permite a los ingenieros electricistas preparar de manera más fácil y mejor los modelos de las cargas.

Se consideraron 2 maneras de describir los modelos de carga, la primera de estas es un enfoque basado en mediciones, donde se mide la variación de la potencia activa y reactiva de la carga y su sensibilidad con respecto a la frecuencia y la tensión, la segunda considera un enfoque basado en

componentes el cual implica la construcción del modelo de carga a partir de la información sobre sus componentes, se utilizan tres conjuntos de datos:

- Datos de composición: describe el porcentaje de contribución de cada clase a carga total de la barra. (8)
- Datos de clase: describe que clase esta presente en la barra, residencial comercia o industrial. (8)
- Datos de característica: describe las características, por ejemplo el factor de potencia, tensión y frecuencia de la carga en la barra(8), estos datos viene preestablecidos en la red de prueba IEEE 34 nodos.

Además de estos tres conjuntos, las cargas de agruparan según sus modelos.

### **5.1. Modelos de carga**

Un modelo de carga es una representación matemática de la relación entre la tensión en una barra (Magnitud y frecuencia) y la potencia (activa y reactiva) o la corriente que fluye hacia la carga, existen modelos de cargas tanto dinámicos como estáticos, en modelos dinámicos se expresa la potencia de la carga como función de la tensión y frecuencia de la barra en tiempos pasado y presente, estos utilizan ecuaciones diferenciales para representar este comportamiento. Mientras que en los modelos estáticos se expresa la potencia de la carga como función de la tensión y frecuencia de la barra en tiempos presente. (9)

Para le red de prueba de 34 nodos de la IEEE, se plantean tres modelos estáticos de carga:

- Impedancia constante: en este modelo la potencia varia directamente con el cuadrado de la magnitud de tensión.
- Corriente constante: en este modelo la potencia varia directamente con la magnitud de tensión.
- Potencia constante: en este modelo la potencia no varia con la magnitud de tensión.

De acuerdo al modelo y característica de las cargas estas se agrupan de la siguiente manera.

TIPOS DE MODELOS DE CARGA		
Tipo	Característica	Modelo
Y - PQ	Estrella	Constante kW y constante kVAr
Y - I	Estrella	Corriente constante
Y - Z	Estrella	Impedancia constante
D - PQ	Delta	Constante kW y constante kVAr
D - I	Delta	Corriente constante
D - Z	Delta	Impedancia constante

Tabla 7. Tipos de carga.

A continuación se detalla todas las cargas utilizadas, según su modelo, tipo y barra de conexión en el presente trabajo de grado.

Cargas Distribuidas										
Nodo	Nodo	Carga	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
Inicial	Final	Modelo IEEE	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14	55	29
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0	16	8
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0	34	17
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0	135	70
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0	5	2
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0	40	20
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0	7	3
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0	4	2
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3	15	7
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0	2	1
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7	32	17
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55	146	73
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22	82	43
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0	40	20
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0	28	14
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0	9	5
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11	45	23
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0	23	11

Tabla 8. Cargas distribuidas.

Cargas Puntuales									
Nodo	Carga	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
	Modelo IEEE	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16	60	48
840	Y-I	9	7	9	7	9	7	27	21
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105	405	315
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16	60	48
890	D-I	150	75	150	75	150	75	450	225
830	D-Z	10	5	10	5	25	10	45	20

Tabla 9. Cargas distribuidas.

DIGSILENT utiliza un modelo de carga estático que es la unión entre el modelo exponencial y el modelo polinomial o ZIP, de la siguiente forma:

$$P = P_n \left[ aP \left( \frac{V}{V_n} \right)^a + bP \left( \frac{V}{V_n} \right)^b + cP \left( \frac{V}{V_n} \right)^c \right]$$

$$Q = Q_n \left[ aQ \left( \frac{V}{V_n} \right)^a + bQ \left( \frac{V}{V_n} \right)^b + cQ \left( \frac{V}{V_n} \right)^c \right]$$

Los coeficientes  $P_n$  y  $Q_n$  son la potencia tanto activa como reactiva nominal de la carga, mientras que los coeficientes  $aP, bP, cP$  y  $aQ, bQ, cQ$  representan el aporte en potencia, corriente e impedancia respectivamente de cada carga. La suma de estos coeficientes en la parte activa y reactiva debe ser igual a 1 para cada una, es decir(10):

$$aP + bP + cP = 1$$

De igual manera

$$aQ + bQ + cQ = 1$$

- Potencia constante:  $P = P_n \left[ 1 \left( \frac{V}{V_n} \right)^0 + 0 \left( \frac{V}{V_n} \right)^0 + 0 \left( \frac{V}{V_n} \right)^0 \right]$
- Corriente constante:  $P = P_n \left[ 0 \left( \frac{V}{V_n} \right)^0 + 1 \left( \frac{V}{V_n} \right)^1 + 0 \left( \frac{V}{V_n} \right)^0 \right]$
- Impedancia constante:  $P = P_n \left[ 0 \left( \frac{V}{V_n} \right)^0 + 0 \left( \frac{V}{V_n} \right)^0 + 1 \left( \frac{V}{V_n} \right)^2 \right]$

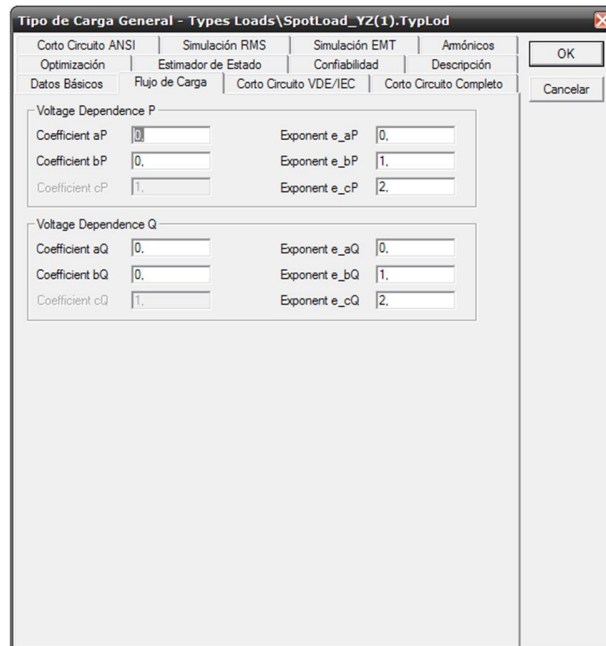


Figura 13. Comandos descripciónModelamiento de cargas en DigSilent.

## 5.2. Clase de cargas

Para agrupar las cargas dentro de un tipo de clase se utilizó la clasificación según la '*norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución de la electrificadora de Santander ESSA*'. La cual utiliza diferentes tipos de servicio y estrato socioeconómico:

1. Residencial, del cuál se utilizó el estrato socioeconómico 3.
2. Industriales y comerciales.

## 6. NIVELES DE DEMANDA

La red de 34 nodos de la IEEE presenta, tanto cargas puntuales como cargas distribuidas. Se efectuó una simplificación de las cargas distribuidas las cuales fueron modeladas como cargas puntuales ubicadas al final de la línea en la que se encuentran instaladas.(11)

Bajo esta condición, la potencia activa total en cada barra es:

<b>Terminal Barras</b>	<b>Potencia kW</b>
888	450
844	414
860	206
816	169
848	83
836	82
840	67
806	55
830	52
846	45
824	45
834	32
862	28
858	17
808	16
828	4
854	4
<b>TOTAL</b>	<b>1769</b>

**Tabla 10. Carga total en cada barra.**

La carga que un cliente individual o grupo de clientes presenta al sistema de distribución está cambiando constantemente. Cada vez que una bombilla o un aparato eléctrico está encendido o apagado, la carga vista por el alimentador del sistema de distribución cambia.(12)

Con el fin de definir los cambios que las cargas tienen a lo largo del día, los operadores de red han creado las curvas de demanda, según la clase de servicio a la cual la carga pertenece, residencial o industrial y comercial.

### **6.1. Sector Industrial y Comercial**

Este sector se caracteriza por tener cargas que en su mayoría son motores, por lo tanto, sus modelos se pueden simplificar como cargas de potencia constante(6). Es por esto que todas las cargas con modelo de potencia constante se agrupan en el sector comercial.

## 6.2. Sector Residencial

En este sector, se tiene varios tipos de cargas, ya sean electrónicas o de iluminación, por lo cual sus modelos son variantes y dependen de la carga que predomine en el sector que en general son de iluminación, se recomienda modelar las cargas de iluminación como impedancia constante  $Z(6)$ , es por esto que las cargas de impedancia constante y de corriente constante se incluirán en el sector residencial, estrato 3.

Con base en las curvas de demanda de la ESSA y la sectorización presentada en la Figura 14. Sectorización de cargas, se determinaron los instantes en los cuales la demanda es máxima media y mínima y su correspondiente valor de potencia activa y reactiva.

Los escenarios de demanda resultantes están contemplados en la siguiente tabla:

HORA	Potencia Total (kW)	%	Demanda
05:00	320.80	18.3	Mínima
12:00	774.21	43.7	Media
22:00	1250.3	70.6	Máxima

Tabla 11. Escenarios de demanda.

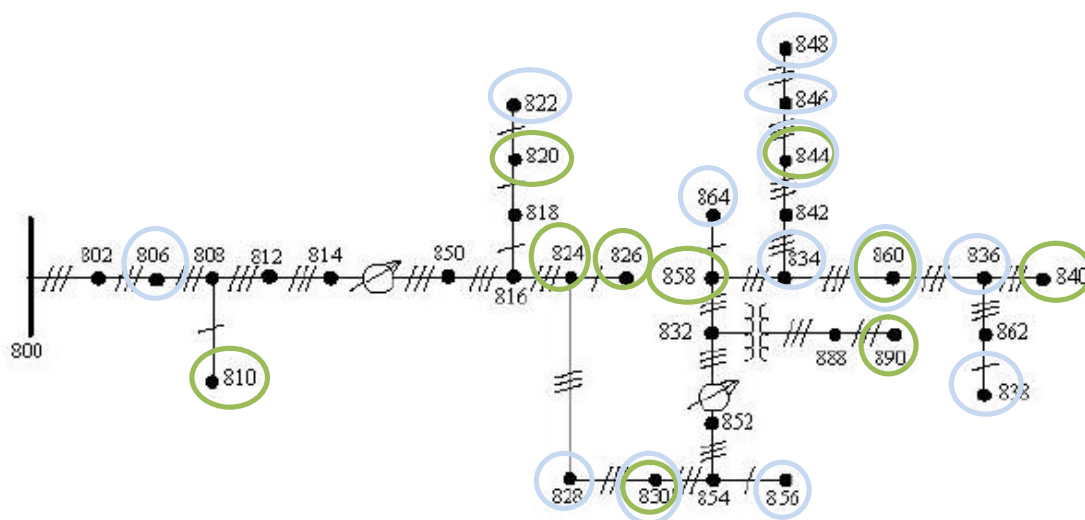


Figura 14. Sectorización de cargas.

## **7. INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

El objetivo principal de este trabajo de grado es analizar el impacto en el las corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones para una red de distribución radial, ocasionado por la conexión de fuentes de GD que utilizan convertidores electrónicos de potencia como interfaz entre la fuente y la red.

Para esto se ha tomado como principal variable los distintos niveles de penetración que las fuentes de GD puedan tener, este indicador, nivel de penetración, nos sirve para definir el valor de potencia ha despachar por la GD a nivel global en la red, aunque para correctamente el análisis anteriormente planteado, se deben definir también la cantidad y ubicación de las fuentes de GD en la red y la potencia generada por cada fuente.

### **7.1. Ubicación de las unidades de GD.**

Actualmente en algunos países, incluyendo a Colombia y España, se tiene un sistema regulatorio en el existe una separación de actividades; generación, transmisión y distribución, este tipo de esquema impide a un agente que ejerza actividades reguladas (la distribución) cumpla también con actividades no reguladas (la generación) impidiendo que la compañía distribuidora sea propietaria de la GD (14).

Otro aspecto a tener en cuenta es la no existencia de mecanismos regulatorios que permitan a la distribuidora, aun siendo propietario de la GD, dar las señales de localización necesarias como para poder incluir a la GD en la planificación de sus redes. Esto conlleva a que hoy en día el desarrollo de la GD es totalmente independiente del desarrollo de las redes de distribución y no suele recibir ninguna señal de localización. (14)

#### **7.1.1. Ubicación en las barras de carga.**

Como se vio anteriormente existe una gran incertidumbre en cuanto a la manera en la cual la GD se va integrar a la red de distribución, actualmente cambios evolutivos en cuanto a la legislación y los sistemas emergentes de de generación de menor escala, como las microturbinas o fotovoltaicos, han abierto la oportunidad para la generación de potencia local para los usuarios de energía eléctrica (15). Por consiguiente, un cliente o productor independiente puede desear la instalación de un generador para servir su carga y exportar cualquier generación de sobre a la red, lo que conlleva a optar por un criterio de integración en el cual la GD es iniciativa del consumidor que puede integrar le GD de forma no coordinada e impredecible (15), de la siguiente forma:

- I. Prioridad en las barras: la Gd solo se instalara en barras con carga.
- II. Integración aleatoria: la GD se instalara de manera aleatoria en las barras con carga de la red.

Para la red de prueba se tiene un total de 20 barras con carga, estos nos lleva a la introducción de un indicador de integración de la GD llamado Nivel de Dispersión, este indicador es la relación entre el número de barras en los cuales existe generación distribuida (NºBarrasGD) y el número de barras en las cuales existe consumo de potencia (NºBarrasCarga).

$$ND = \frac{N^{\circ}\text{BarrasGD}}{N^{\circ}\text{BarrasCarga}} \times 100$$

Los posibles escenarios de dispersión en la red de prueba serían:

<b>CARACTERÍSTICAS ESPECIALES DE LOS ESCENARIOS POSIBLES DE DISPERSIÓN DE LAS GD</b>	
<b>NIVEL DE DISPERSIÓN</b>	<b>Nº DE BARRAS CON GD</b>
100,00	20
95,00	19
90,00	18
85,00	17
80,00	16
75,00	15
70,00	14
65,00	13
60,00	12
55,00	11
50,00	10
45,00	9
40,00	8
35,00	7
30,00	6
25,00	5
20,00	4
15,00	3
10,00	2
5,00	1

**Tabla 12. Escenarios de dispersión**

Gracias a que la tecnología escogida funciona como generador tanto trifásico como monofásico y buscando abarcar la posibilidad de generar tanto por clientes de gran consumo como por clientes de consumos medios se ha tomado el escenario de dispersión del 25 % con las siguientes ubicaciones:

<b>POTENCIA DEMANDADA POR BARRA</b>			
<b>Barra</b>	<b>Potencia demandada (KW)</b>	<b># de fases</b>	
B_890	450	3	Con Gd
B_844	414	3	
B_860	206	3	
B_822	135	1	Con Gd
B_848	83	3	Con Gd
B_836	82	3	
B_840	67	3	
B_806	55	3	
B_830	52	3	Con Gd
B_846	45	3	
B_826	40	1	
B_820	34	1	
B_834	32	3	Con Gd
B_838	28	1	
B_810	16	3	
B_858	15	3	
B_824	5	3	
B_828	4	3	
B_856	4	1	
B_864	2	1	

Tabla 13. Barras con GD

## 7.2. Potencia generada por la GD y niveles de penetración.

Uno de los principales indicadores utilizados para evaluar los impactos de la GD en redes de distribución es el nivel de penetración, este indicador es la relación entre el total de potencia entregada por las unidades de generación distribuida ( $P_{GD}$ ) y la carga total del sistema ( $P_{load}$ ):

$$NP = \frac{P_{GD}}{P_{load}} * 100\%$$

Como vemos, este indicador depende de la potencia de cada unidad de GD y de la demanda existente en la red, que como es sabido, varía con el tiempo, por lo cual el nivel de penetración varía según la demanda, mínima, media o máxima.

### 7.2.1. Generación de cada unida de GD.

Debido a que se optó por un criterio en el cual la GD es una iniciativa de usuarios y se instalará de manera no coordinada con los operadores de la red de distribución, los operadores de estos generadores no ajustarán su producción a las variaciones de la demanda, por lo cual se han tomado tres escenarios de producción para cada generador según su barra y el cual se mantendrá para todas las demandas.

- I. Cada generador alimentará el 100% del total de la potencia de su respectiva barra en la demanda máxima.
- II. Cada generador alimentará el 71% del total de la potencia de su respectiva barra en la demanda máxima.
- III. Cada generador alimentará el 31% del total de la potencia de su respectiva barra en la demanda máxima.

### 7.2.2. Niveles de penetración.

Con base en los anteriores criterios y teniendo en cuenta la cantidad y ubicación de la GD definida anteriormente, para cada demanda se tiene los siguientes escenarios de penetración, de tal modo que en cada demanda se tiene 3 escenarios de penetración inferior, intermedio y superior:

<b>DEMANDA MAXIMA [kW]</b>			
<b>Barras</b>	<b>% Carga total por barra respecto a D<sub>máx</sub> en c/barra</b>		
	<b>100%</b>	<b>71%</b>	<b>31%</b>
B_890	450	319,5	139,5
B_822	6,75	4,7925	2,0925
B_848	4,15	2,9465	1,2865
B_830	45,35	32,1985	14,0585
B_834	1,6	1,136	0,496
<b>NP</b>	<b>40,6182516</b>	<b>28,8389586</b>	<b>12,591658</b>

Tabla 14. Penetración demanda máxima.

<b>DEMANDA MEDIA [kW]</b>			
<b>Barras</b>	<b>% Carga total por barra respecto a D<sub>máx</sub> en c/barra</b>		
	<b>100%</b>	<b>71%</b>	<b>31%</b>
B_890	450	319,5	139,5
B_822	6,75	4,7925	2,0925
B_848	4,15	2,9465	1,2865
B_830	45,35	32,1985	14,0585
B_834	1,6	1,136	0,496
<b>NP</b>	<b>65,5958978</b>	<b>46,57308741</b>	<b>20,3347283</b>

Tabla 15. Penetración demanda media.

<b>DEMANDA MINIMA [kW]</b>			
<b>Barras</b>	<b>% Carga total por barra respecto a D<sub>máx</sub> en c/barra</b>		
	<b>100%</b>	<b>71%</b>	<b>31%</b>
B_890	450	319,5	139,5
B_822	6,75	4,7925	2,0925
B_848	4,15	2,9465	1,2865
B_830	45,35	32,1985	14,0585
B_834	1,6	1,136	0,496
<b>NP</b>	<b>158,297488</b>	<b>112,391216</b>	<b>49,0722212</b>

Tabla 16. Penetración demanda mínima.

## 8. SELECCIÓN DE PROTECCIONES.

Los objetivos del sistema de protección del sistema y la coordinación del mismo son:

- I. Limitar la extensión y la duración de de la interrupción del servicio cuando una falla en un equipo, un error humano o eventos naturales ocurren en cualquier parte del sistema.
- II. Minimizar el daño a los componentes del sistema afectados por la falla.

Los eventos que causan un mal funcionamiento en el sistema suele ser impredecibles, sin embargo un buen diseño y mantenimiento preventivo en el sistema suelen reducir la probabilidad de problemas. Es por esto que los sistemas eléctricos, deben ser diseñados y tener un mantenimiento encaminado a la protección del sí mismo en forma automática (16).

La meta principal del sistema de protección es prevenir el daño al ser humano, pero también este debe ser diseñado para evitar el daño de los equipos manteniendo la máxima continuidad en el servicio posible, esto se logra teniendo una selectividad tal que la extensión de equipos desenergizados en caso de falla sea mínima, tres principios básicos son aplicados en busca de este fin:

- I. Aislar rápidamente la parte del sistema afectada y, por medio de esto, mantener el servicio normal para la mayor cantidad del sistema que sea posible, este aislamiento también previene daños en la parte del sistema afectado (16).
- II. Minimizar la magnitud de la corriente de cortocircuito existente, para así, minimizar el daño potencial al sistema, sus componentes, y el uso de equipos suplementarios (16).
- III. Brindar alimentación alternativa, transferencias automáticas o equipos de re-cierre automático que se aplican para minimizar la duración del uso de equipos suplementarios (16).

### **8.1. Naturaleza de las fallas en sistemas de distribución.**

En sistemas de distribución, ya sean aéreos o subterráneos, regularmente se presentan fallas. No es muy factible diseñar sistemas de distribución en los cuales la posibilidad que se produzca una falla sea eliminada totalmente, las fallas pueden ser causadas por un gran número de sucesos, entre los cuales se destacan:

- I. Clima (por ejemplo, viento, relámpagos, temperaturas extremas y precipitaciones)
- II. Falla en equipos
- III. Contacto forestal
- IV. Contacto con el público
- V. Contacto con animales
- VI. Vandalismo y accidentes vehiculares.

Muchas fallas son de naturaleza temporal, las causas comunes de las fallas temporales son la vida salvaje, viento y relámpagos. Otra clase de fallas son las permanentes, como las causadas por fallas en los equipos, algunas veces, en sistemas de distribución, las fallas pueden evolucionar de un tipo a otro, la magnitud de la corriente de falla cambia mientras ocurre el evento de falla, por ejemplo cuando se establece un arco o una rama que genera una falla se quema.

## 8.2. Esquemas típicos de protecciones en redes de distribución.

Los esquemas de protección en redes de distribución generalmente son de alguno de los siguientes 2 tipos:

- I. Esquema Fuse-Saving.
- II. Esquema Fuse-Blowing.

A continuación, se muestra un ejemplo de esquema para los dos tipos en la Figura 15. Esquema fuse-Saving/Blowin.

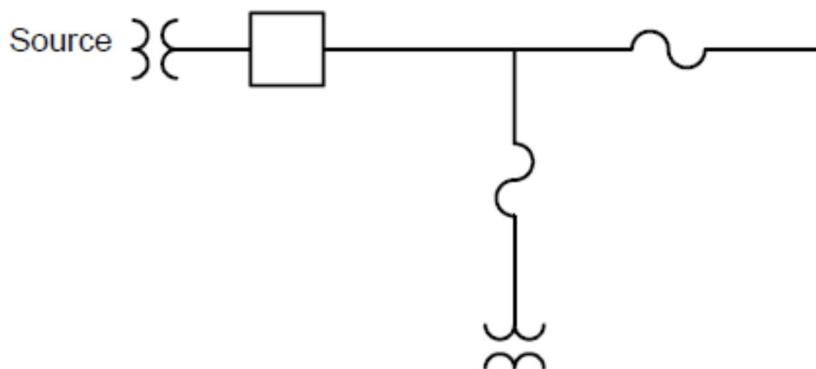


Figura 15. Esquema fuse-Saving/Blowin (2).

### 8.2.1. Esquema Fuse-Saving.

Los fusibles utilizados en los sistemas de distribución deben ser reemplazados físicamente después de despejar las fallas, esto genera un gran tiempo de corte para los clientes y además generar costos en reemplazar los fusibles, en el esquema de Fuse-Saving los interruptores o reconectores se establecen de tal forma que actúen primero que los fusibles abriendo su línea, después de un instante de tiempo se cierre otra vez, esto debido a que en muchos casos las fallas son solamente temporales y la línea se puede cerrar satisfactoriamente, causando solo una interrupción del servicio temporal.

Este tipo de esquema requiere que la curva de acción rápida del reconector se establezca debajo, actué más rápido, que la curva de mínima fusión del fusible, el cual no debe operar para fallas momentáneas, después de 1 o 2 actuaciones, apertura y cierre, de la curva rápida del reconector, el siguiente elemento que debe actuar es el fusible para eliminar la falla antes que actué la curva de acción

lenta del reconectador (ver Figura 16. Diagrama tiempo-corriente para el esquema Fuse-Saving ).

Este esquema brinda 1 o 2 oportunidades para que las fallas temporales sean eliminadas, después de esto el fusible es el que debe actuar. El esquema Fuse-Saving solo se usa en los fusibles de las líneas, se debe tener especial cuidado en las protecciones de los transformadores, ya que las fallas estas suelen ser permanentes y se deben eliminar inmediatamente con los fusibles del transformador para limitar el daño del transformador o daños a otros equipos.

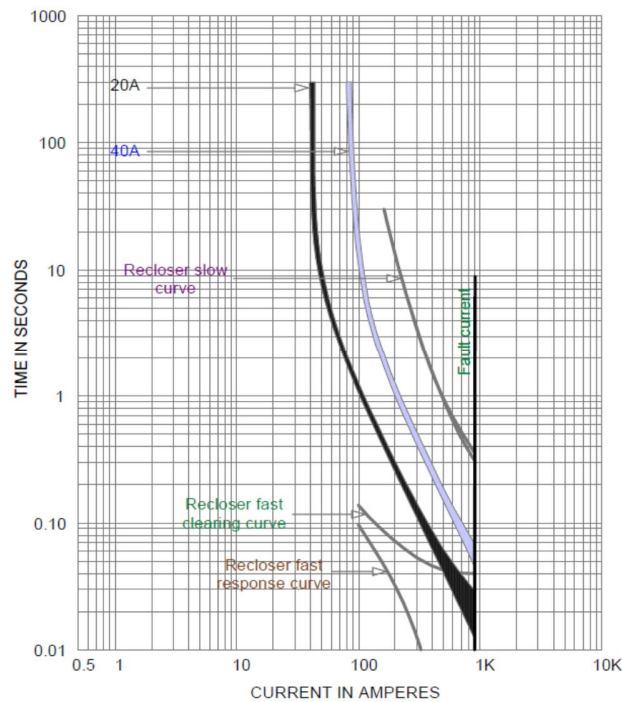


Figura 16. Diagrama tiempo-corriente para el esquema Fuse-Saving (17).

### 8.2.2. Esquema Fuse-Blowing.

Este esquema se usa para redes de distribución donde las cargas son sensibles a cortes momentáneos y se presentan grandes perturbaciones se la línea es desenergizada momentáneamente, también es usado en alimentadores que sirven a cargas industriales. En este esquema el fusible actúa tanto para fallas momentáneas como para fallas permanentes, por lo cual la curva de actuación del reconectador se sitúa arriba de la curva del fusible, derivando al uso de solo una curva de actuación para el reconectador (ver Figura 17. Curva tiempo-corriente para el esquema Fuse-Blowing ).

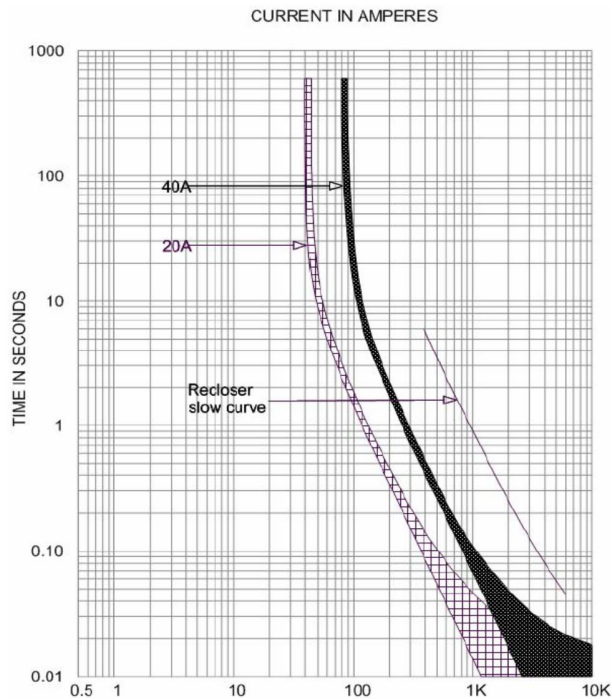


Figura 17. Curva tiempo-corriente para el esquema Fuse-Blowing (17).

Algunos sistemas utilizan los dos esquemas. Fuse-Saving y Fuse-Blowing, por las siguientes razones (18):

- I. Fuse-Blow, para partes del sistema donde existan cortocircuitos de altas corrientes.
  - II. Fuse-Saving en líneas aéreas y Fuse-Blowing en líneas subterráneas.
  - III. Fuse-Saving en partes rurales y Fuse-Blowing en zonas urbanas.
- Fuse-Saving en días con tormentas y Fuse-Blowing en días soleados.

### 8.3. Esquemas de protecciones red IEEE.

Para la red de 34 de la IEEE se optó por utilizar un esquema de protecciones Fuse-Saving, ya que aproximadamente el 80%-95% de las fallas en redes de aéreas distribución no trenzadas son temporales, causadas por contactos momentáneos con ramas de arboles debido al viento o por arcos debido a relámpagos (19) también datos recientes en "Distribution Line Protection Practices Industry Survey Results" muestra que este es el sistema de protecciones mas utilizados por la mayoría de los sistemas de distribución (17).

Este esquema utiliza como protección principal un la curva de acción rápida del reconectador ubicado generalmente en la subestación y también fusibles ubicados

en puntos estratégicos de la red, además utiliza como protección de respaldo la curva de acción lenta del reconectador. Para la ubicación de los fusibles se sigue el siguiente método basados en la experiencia y el conocimiento de los operadores de red y los ingenieros de los sistemas de distribución (20):

- I. Debe instalarse un fusible para todos los transformadores.
- II. Se debe ubicar un fusible en todos los ramales con una longitud mayor a 100 metros (esta longitud puede variar de acuerdo a el sistema).
- III. Ramales con una corriente de carga superior a 120 A no se deben proteger con fusibles, solo con reconectores si es posible.
- IV. Los ramales en donde no es posible coordinar el fusible, este debe ser reemplazado por un reconector, sin embargo la corriente de carga de este ramal debe ser superior a 30 A.

Con base en lo anteriormente dicho, el sistema queda conformado por un reconectador en la subestación el cual esta coordinado con 8 fusibles para los ramales principales, además para el transformador se utilizaron 2 fusibles, uno en lado de alta tensión y otro en el lado de baja tensión, estos no están coordinados con el reconectador ya que las fallas en los transformadores son generalmente permanentes y deben ser eliminadas lo más rápido posible, Esquema Fuse-Blowing, el esquema se muestra en la Figura 18. Esquema protecciones red IEEE.

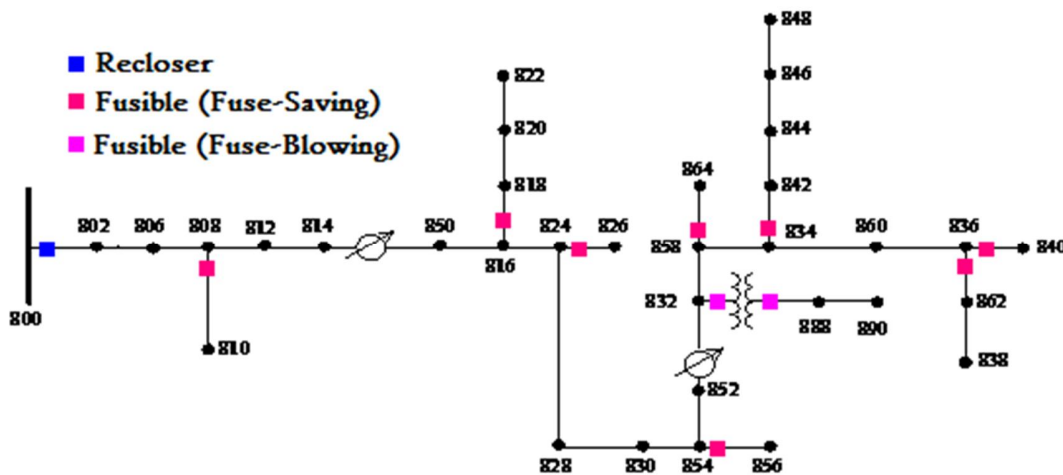


Figura 18. Esquema protecciones red IEEE.

Con los datos disponibles en la base de datos de la DigSilent V14, se escogió un reconectador, el cual se modelado como dos relés de sobrecorriente, SPAJ 140C de ABB, El relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra SPAJ 140C ya que está ideado para la protección selectiva contra cortocircuitos y fallas a tierra de los alimentadores radiales, en sistemas de potenciapuestos rígidamente a tierra, a

través de una resistencia o una impedancia. El relé de protección integrado incluye una unidad de sobrecorriente de fase y una unidad de falla a tierra con facilidades de disparo y señalización (21). El relé ofrece las siguientes funciones:

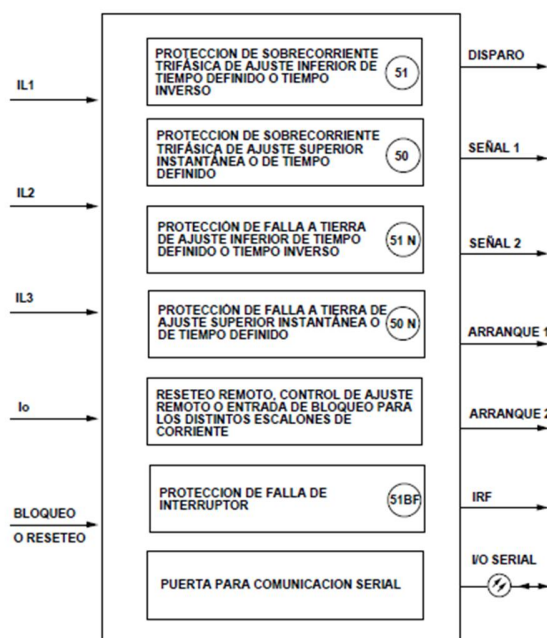


Figura 19. Funciones de protección del relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra tipo SPAJ 140C (21).

Con base en los resultados del flujo de carga y la corriente que circula por la línea del alimentador, las funciones del relé se coordinaron de la siguiente manera:

SPAJ 140C				
Curva actuación rápida				
Función relé	Tipo de curva	Ajuste corriente	dial	tiempo de arranque
51	Very inverse	2,87	0,05	no aplica
50	no aplica	no utilizado	no aplica	no utilizado
51N	Extremely inverse	0,8	0,06	no aplica
50N	no aplica	10	no aplica	1
Curva actuación lenta				
Función relé	Tipo de curva	Ajuste corriente	dial	tiempo de arranque
51	Extremely inverse	2,87	0,5	no aplica
50	no aplica	no utilizado	no aplica	no utilizado
51N	Extremely inverse	0,8	8	no aplica
50N	no aplica	10	no aplica	5

Tabla 17. Coordinación relé SPAJ 140.

El relé tiene un tap de 1 A y realiza la medida por medio de TC's de 50/5 A.

Para coordinar este relé con los fusibles siguiendo una metodología Fuse-Saving, se utilizó un margen de tiempo de coordinación entre las curvas de acción rápida del reconectador (fallas temporales), la curva del fusible (fallas permanentes) y la curva de acción lenta del reconectador (protección de respaldo) entre 0.2 s y 0.35 s. El límite inferior tiene en cuenta el tiempo de apertura del interruptor, el tiempo de sobre carrera y un margen de seguridad (22) y el segundo tiene en cuenta un margen responsable para que no se dañen los dispositivos (17).

Con base en esto, los fusibles de la red tienen los siguientes valores:

<b>Línea</b>	<b>Tipo fusibles</b>
808-810	10K
816-818	12K
824-826	20K
854-856	10K
858-864	10K
834-842	15K
836-840	15K
836-862	15K

**Tabla 18. Coordinación fusibles.**

Finalmente, para proteger el transformador se utilizaron 2 fusibles, uno en baja y otro en alta para brindar respaldo, estos actúan antes de la curva de fusión del transformador, para el lado de alta se tiene un fusible de 10K y en baja uno de 20K.

## **9. SIMULACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

Como se presentó, en los apartados anteriores, la red de prueba escogida contiene cargas que en su mayoría son desbalanceadas por ser un sistema de distribución, no se debe suponer líneas transpuestas, generando un sistema desequilibrado y que además contiene dos reguladores de tensión. Es por esto que se eligió para las simulaciones la herramienta DigSilent PowerFactory versión 14, la cual aparte de ofrecer la posibilidad de modelar todas las características de la red, anteriormente nombradas. También ofrece la posibilidad de analizar varias fuentes en el sistema de distribución, en este caso generador estático de potencia y además que estas condiciones se tengan en cuenta para el análisis de cortocircuito (condiciones de pre-falla).

## **9.1. Análisis de cortocircuito DigSilent.**

Esta herramienta brinda los siguientes métodos para los cálculos de cortocircuito:

- I. De acuerdo a la VDE ( estándar alemán VDE 0102/0103)
- II. De acuerdo a la IEC (estándar internacional IEC 60909)
- III. De acuerdo a la ANSI (estándar norteamericano ANSI/IEEE C37)
- IV. Método completo (método de superposición que considera las condiciones de pre-falla resultadas de un flujo de carga)

Además de esto, ofrece múltiples opciones de fallas y considerar un valor para la impedancia de la falla:

- Trifásico
- Bifásico
- Monofásico a tierra
- 2-fase a tierra
- 1-Fase a Neutro
- 1-Fase Neutro a tierra
- 2-Fase a Neutro
- 2-Fase Neutro a tierra
- 3-Fase a Neutro
- 3-Fase Neutro a tierra
- Trifásico (unbal.)

### **9.1.1. Opciones básicas (Método Completo).**

A diferencia de los métodos de cálculo según la norma IEC / VDE y ANSI, que representan corrientes de cortocircuito por aproximaciones, el método completo evalúa corrientes sin necesidad de utilizar aproximaciones. Esta evaluación exacta de las corrientes tiene en cuenta las condiciones del sistema inmediatamente antes del inicio de la falla.

### **I. Flujo de carga**

El estado del sistema de pre-falla utilizado por el método completo se puede determinar ya sea por la evaluación de un flujo de carga, o por medio de un método simplificado, que inicializa las tensiones internas de todos los componentes que contribuyen a la corriente de cortocircuito con su valor nominal valores, multiplicada por un factor escalar, c.

### **II. Duración del cortocircuito**

Los valores de despeje del cortocircuito son calculados para hallar la corriente de corte de los interruptores, este puede ser global, mínimo local o local.

### **III. Considerar los dispositivos de protección (opción avanzada).**

Esta opción calcula y mide las corrientes de todos los dispositivos de protección y evalúa sus tiempos de disparo.

## **10. RESULTADOS.**

El objetivo de esta sección es mostrar la metodología adoptada para poder establecer los cambios en las corrientes de falla en la red de distribución de prueba, teniendo en cuenta los niveles de demanda baja, media y alta. Primero sin la inclusión de la generación distribuida y luego con esta generación, variando el nivel de penetración en el sistema, en 3 niveles inferior, intermedio y superior, para lograr así una comparación adecuada de los resultados.

Asimismo, para analizar los impactos en las protecciones pertenecientes a dicha red, impactos ocasionados por la conexión de la generación distribuida y, según los datos obtenidos, analizar los impactos de los convertidores electrónicos de potencia, al ser usados como interfaz entre una fuente de generación distribuida y la red de prueba.

### **10.1. Análisis flujo de carga (Generación Central como barra infinita).**

Debido a que para la simulación de las fallas (monofásicas y trifásicas) en las barras del sistema, se utilizó el método completo, se hace necesario realizar un flujo de carga previo a cualquier evento de falla en alguna de las barras, para así obtener condiciones de tensión de pre-falla. La ubicación de la GD en la red se presenta en la Figura 20. Ubicación GD red IEEE 34 nodos.

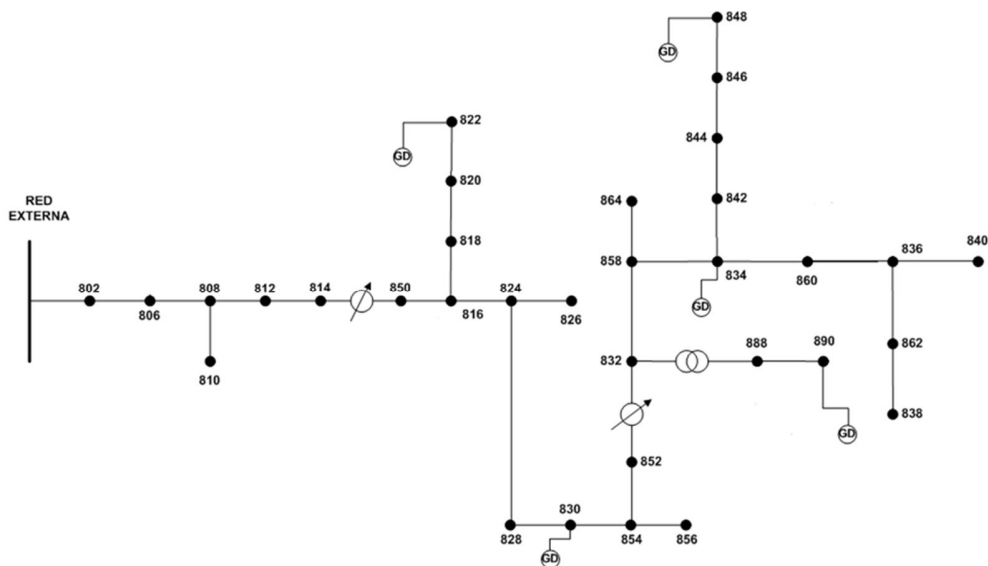


Figura 20. Ubicación GD red IEEE 34 nodos.

Al realizar la conexión de generación distribuida en la red IEEE de 34 nodos, los niveles de tensión en las barras del sistema mejoran a nivel global, ya que sin GD el sistema presenta un promedio general de tensión, para el caso de la demanda máxima, de 1,013 P.U. con base en la tensión nominal del sistema, mientras que para un nivel de penetración de 28,838 % este nivel sube a 1,016 P.U. este comportamiento se muestra en la Tabla 19. Promedio tensión demanda máxima., Tabla 20. Promedio tensión demanda media. Y Tabla 21. Promedio tensión demanda mínima.

Escenario	sin GD	NP 40,618 %	NP 28,838 %	NP 12,591 %
Tensión promedio [P.U.]	1,013	1,015	1,016	1,015

Tabla 19. Promedio tensión demanda máxima.

Escenario	sin GD	NP 65,595 %	NP 46,573 %	NP 20,334 %
Tensión promedio [P.U.]	1,021	1,024	1,025	1,022

Tabla 20. Promedio tensión demanda media.

Escenario	sin GD	NP 158,297 %	NP 112,391 %	NP 49,072 %
Tensión promedio [P.U.]	1,027	1,030	1,028	1,027

Tabla 21. Promedio tensión demanda mínima.

Al realizar un análisis más específico, para el caso sin GD la mayor caída de tensión se presenta, para todas las demandas, en las barra 890 y 822 debido a

que están dentro de los ramales más alejados de la alimentación centralizada y en el caso de la barra 890 esta es la que presenta la mayor carga, mientras la barra 822 está en un ramal monofásico, esto lleva que para el caso de la demanda máxima se llegue a un valor de 0,948 P.U en la barra 890 y de 0,959 P.U en la barra 822.

Al introducir la GD, los efectos varían dependiendo del NP que se tenga en la red, ya que, como vemos en la Figura 20. Ubicación GD red IEEE 34 nodos., existe GD ubicada en los puntos más alejados de los ramales más largos, barras 890 y 822, los resultados se resumen en la Tabla 22. Tensiones según demanda barras 890 y 822.

		Tensión en [P.U.]		
		Escenario	NP 12,591	NP 158,297
barra	890	0,973	1,074	
	822	0,961	1,012	

Tabla 22. Tensiones según demanda barras 890 y 822.

Como se puede observar, a medida que aumenta la penetración disminuye la caída de tensión en el ramal respectivo generando un aumento en la tensión de las barras e incluso, para el caso de una penetración superior la carga de la red, se puede llevar a una sobretensión.

## 10.2. Análisis de cortocircuito (Generación Central como barra infinita).

Para el análisis de cortocircuito se realizaron simulaciones de cortocircuitos monofásicos a tierra y trifásicos, en los puntos de la red mostrados en la Figura 21. Ubicación eventos de falla simulados.

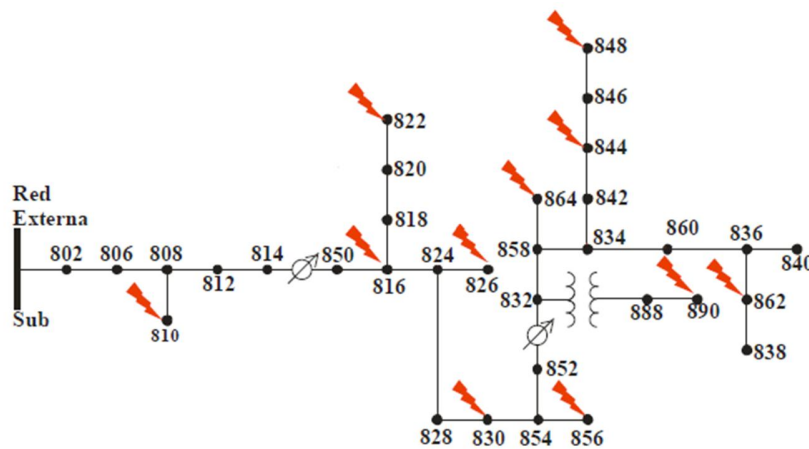


Figura 21. Ubicación eventos de falla simulados.

Se utilizaron 10 ubicaciones para simular eventos de falla, de las cuales 5 barras son monofásicas y 5 barras fueron trifásicas: esta se escogieron por ser ubicación de los generadores, inicio o finalización de ramales y ubicación de bancos de condensadores. Se debe tener en cuenta, que en el programa escogido para las simulaciones, DigSilent PowerFactory V14, las corrientes de cortocircuito tiene un componente de carga si esta es del modelo corriente constante, ya que esta sigue consumiendo corriente así se presente una falla en su barra (23).

### 10.2.1. Corrientes de cortocircuito.

Este análisis se realizó primero en la corriente que circula a través de la falla. Con base en esto se puede inferir un aumento o disminución de las corrientes que circulan a través de las líneas.

Las corrientes de falla, para todos los casos vistos de variación de demanda en la red IEE de 34 nodos y teniendo en cuenta que la generación centralizada es una red externa la cual en caso que se desconecte alguna unidad de GD esta la puede suplir su carga, tienen las tendencias a aumentar con respecto al caso base con el aumento del nivel de penetración, aunque en ningún caso este aumento es significativo ya que no supera el 10% con respecto al caso base y para todas las demandas las mayores corrientes de falla se presentan para una falla trifásica en la barra 890.

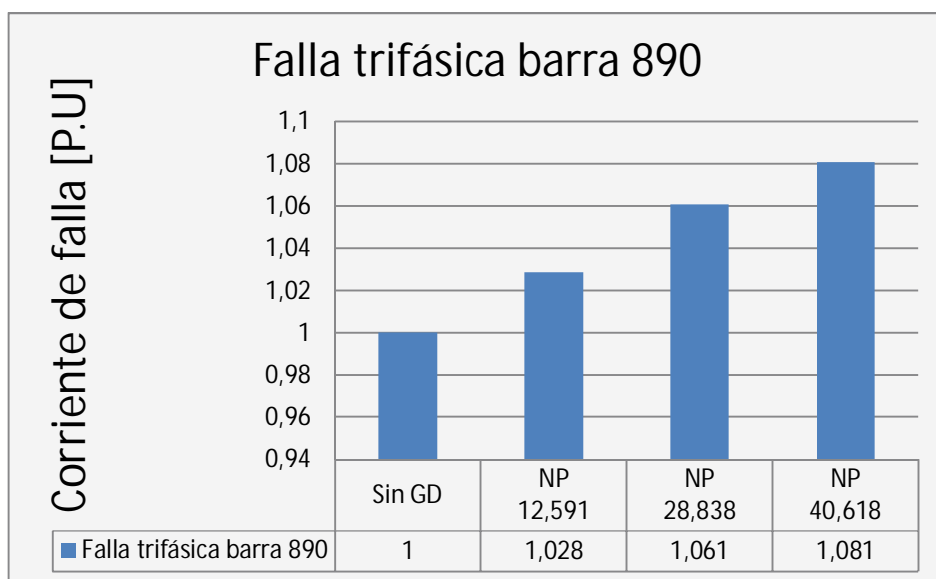
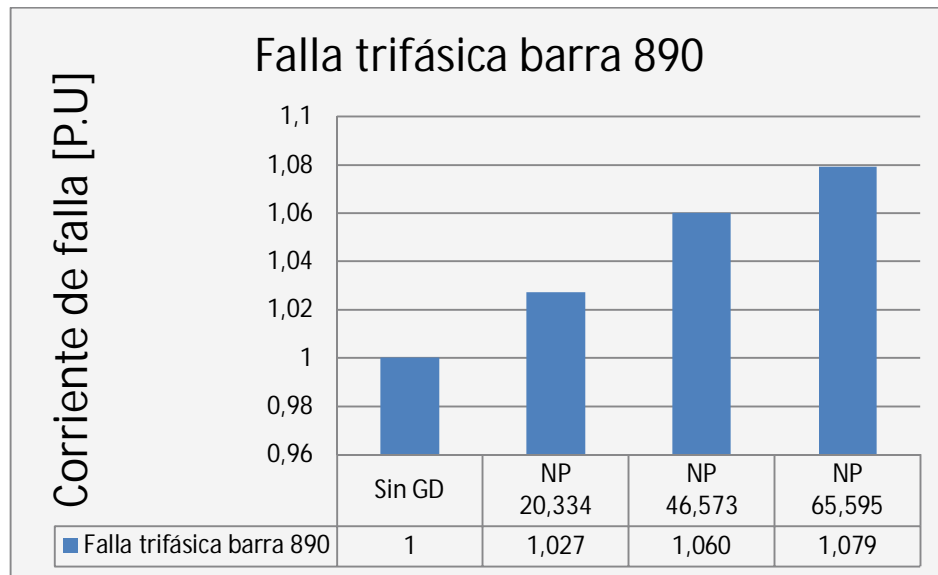


Figura 22. Falla trifásica barra 890 demanda máxima  $R_f 0 \Omega$ .

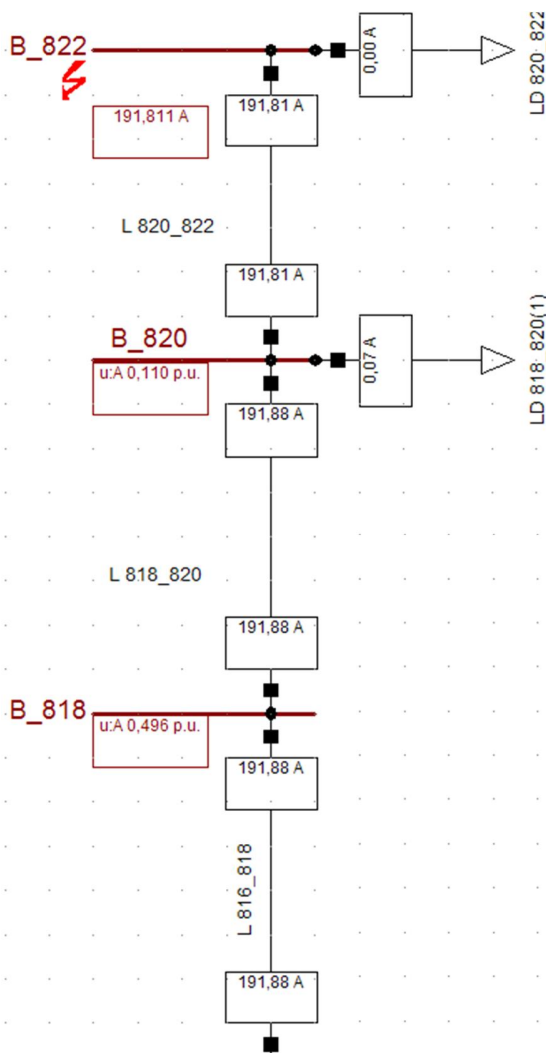
En la Figura 22. Falla trifásica barra 890 demanda máxima  $R_f 0 \Omega$ . Se puede observar el aumento máximo presentado para las corrientes de falla de un 8 % con respecto al caso base.



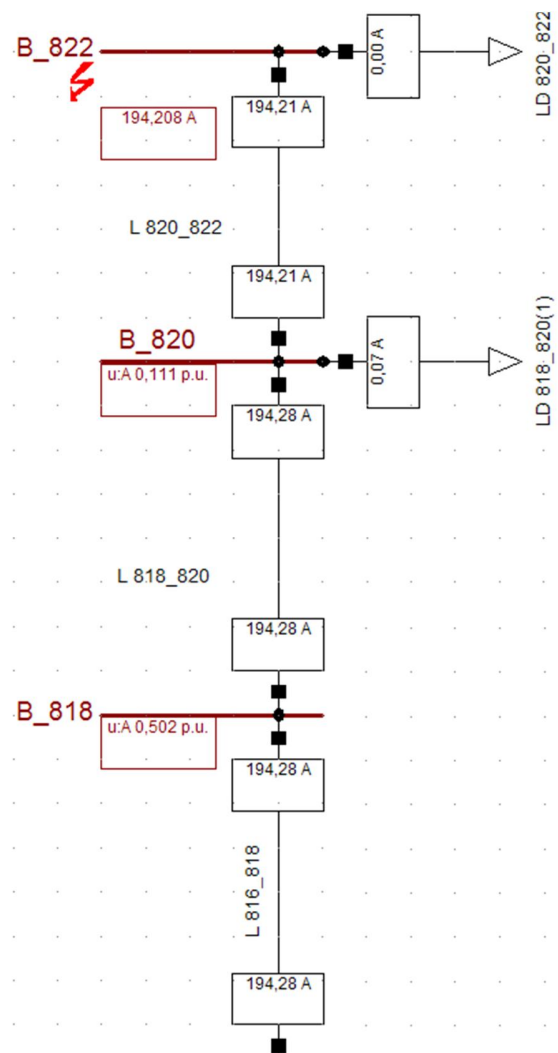
**Figura 23. Falla trifásica barra 890 demanda máxima  $R_f 20 \Omega$ .**

En la Figura 23. Falla trifásica barra 890 demanda máxima  $R_f 20 \Omega$ . Se puede observar que se presenta la misma tendencia, aunque en este caso la corriente tiene un menor aumento debido a la presencia de una resistencia de falla ( $R_f$ ) de 20 Ohm.

De modo que las corrientes que circulan por las líneas de los ramales, para una falla en su barra más alejada, tienen un leve incremento con el aumento del nivel de penetración de la GD, comportamiento que se puede observar en la Figura 24. Corrientes línea 816-822 falla monofásica 822, demanda mínima, sin GD,  $R_f 0 \Omega$ . Y Figura 25. Corrientes línea 816-822 falla monofásica 822, demanda mínima, NP 158.29 %,  $R_f 0 \Omega$

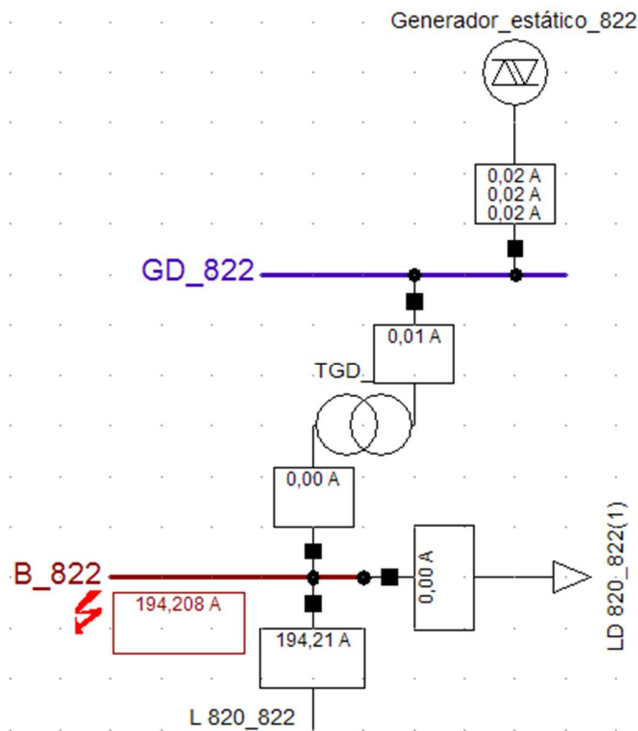


**Figura 24. Corrientes línea 816-822 falla monofásica 822, demanda mínima, sin GD, Rf 0 Ω.**



**Figura 25. Corrientes línea 816-822 falla monofásica 822, demanda mínima, NP 158.29 %, Rf 0 Ω**

El aumento de las corrientes de falla y de las corrientes que circulan por las líneas se debe principalmente al aumento de las tensiones de pre-falla presentado en la mayoría de las barras del sistema al introducir la GD e incrementar su NP, ya que, por motivos explicados con anterioridad, los generadores estáticos de potencia no tiene un aporte a las corrientes de falla de estado estable, como se observa en Figura 26. Corriente Generador\_estático\_822 falla monofásica 822, demanda mínima, NP 158.29 %, Rf 0 Ω.



**Figura 26. Corriente Generador\_estático\_822 falla monofásica 822, demanda mínima, NP 158.29 %, Rf 0 Ω.**

Como consecuencia, las corrientes de falla se alimentan exclusivamente de la alimentación principal y en general al aumentar la penetración, las corrientes de falla que entrega la generación centralizada se incrementan.

### 10.2.2. Análisis coordinación de protecciones.

Para revisar el funcionamiento de las protecciones se simulan dos fallas en cada uno de los laterales, con el fin de calcular las corrientes máximas ( $I_{m\acute{a}x}$ ) y mínimas ( $I_{m\acute{i}n}$ ) que pasan por cada uno de los dispositivos.

En los laterales trifásicos,  $I_{m\acute{a}x}$  es la corriente de cortocircuito trifásico sólido, con  $R_f = 0$ , en la barra más cercana al dispositivo de protección e  $I_{m\acute{i}n}$  es la corriente de cortocircuito trifásico en la barra más lejana a éste, con  $R_f$  de 20 Ohm.

En los laterales monofásicos,  $I_{m\acute{a}x}$  es la corriente de cortocircuito monofásico sólido, con  $R_f = 0$ , en la barra más cercana al dispositivo de protección e  $I_{m\acute{i}n}$ , la corriente de cortocircuito monofásico en la barra más lejana a éste, con  $R_f$  de 20 Ohm.

Aunque, para la barra 890 se realizaron simulaciones con  $R_f = 0$  y con  $R_f = 1$  Ohm, debido a la presencia de un transformador reductor en se ramal que transforma las fallas en la barra 890, lado de baja tensión, en fallas de alta impedancia en el lado de alta tensión. Las barras y el tipo de falla simulados en cada una se muestra en la Tabla 23. Barras y tipo de falla.

Barra	Falla trifásica	Falla monofásica
810		x
816	x	x
822		x
826		x
830	x	x
856		x
890	x	x
864		x
844	x	x
848	x	x
862	x	x

**Tabla 23. Barras y tipo de falla.**

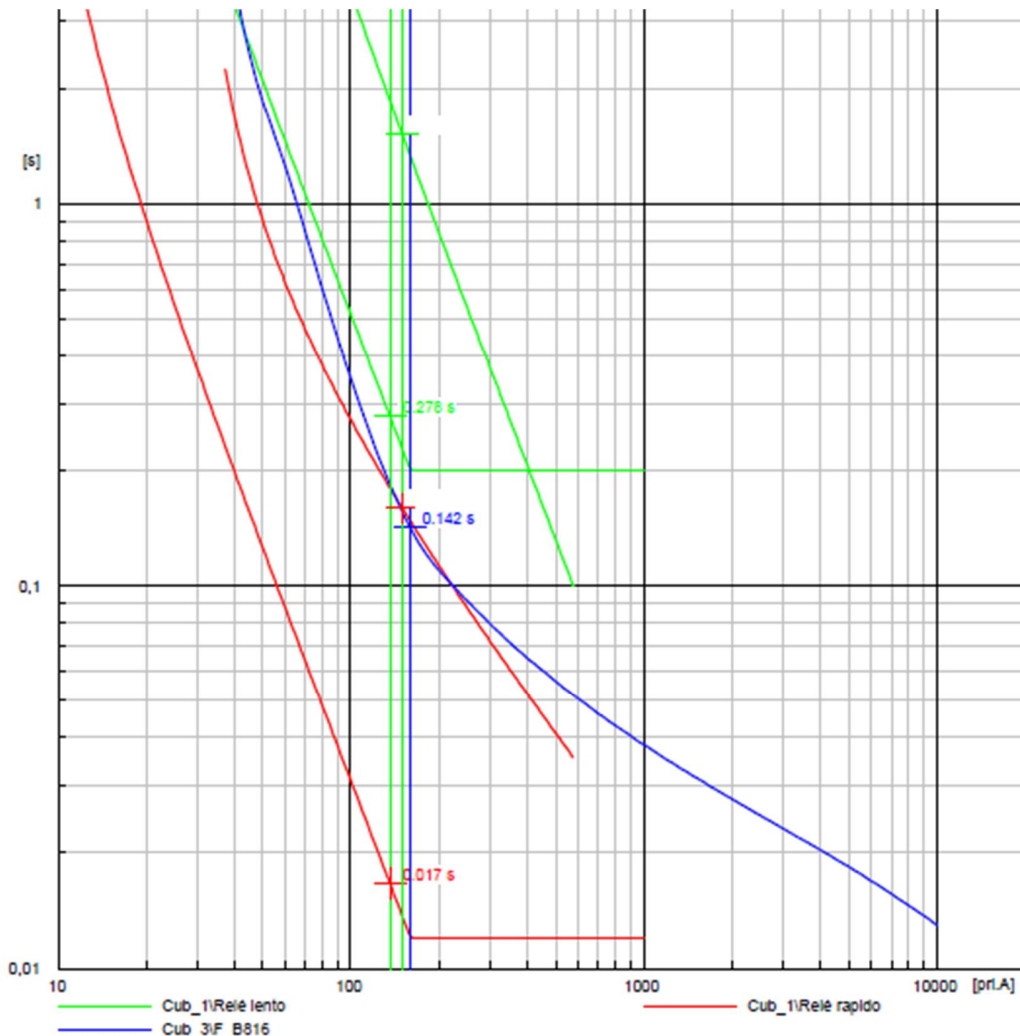
Debido al aumento de las corrientes de falla en los laterales, los tiempos de operación de los fusibles disminuyen. Como se tiene que las fallas son alimentadas exclusivamente por la generación centralizada, el tiempo de operación del reconectador también disminuye en ciertos casos. Debido a esto, para cualquier escenario de demanda y penetración de la GD, no se presentan descoordinación del sistema de protecciones, a continuación en la Tabla 24. Operación protecciones falla monofásica barra 810, demanda máxima,  $R_f 0 \Omega$ .

Nivel penetración Sin GD	
FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04216646
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

Nivel penetración 12,591	
FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04213427
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI
Nivel penetración 28,838	
FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04209887
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI
Nivel penetración 40,618	
FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04207608
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

**Tabla 24. Operación protecciones falla monofásica barra 810, demanda máxima, Rf 0 Ω.**

Se puede observar que aunque no se presente una disminución en los tiempos de operación de reconectador, gracias a los tiempos de coordinación entre reconectador rápido, los fusibles y el reconectador lento se mantiene la secuencia de operación deseada entre el reconectador y el fusible ubicado al inicio de cada ramal en la barra de falla simulada. Este comportamiento se puede observar mejor en la Figura 27. Curvas operación fusible barra 816 y reconectador falla monofásica barra 822, demanda máxima, NP 40.618, Rf 0 Ω.



**Figura 27. Curvas operación fusible barra 816 y reconector falla monofásica barra 822, demanda máxima, NP 40.618, Rf 0 Ω.**

Para el tipo de fallas mostradas en la Figura 27. Curvas operación fusible barra 816 y reconector falla monofásica barra 822, demanda máxima, NP 40.618, Rf 0 Ω. En el reconector sólo actúan las curvas rápidas y lentas de detección de fallas monofásicas a tierra 3 x I0.

Cabe resaltar que para las fallas simuladas en el barra 890, se presenta una aparente descoordinación, pero esto es debido al transformador reductor ubicado en ese ramal, por lo cual el fusible debe actuar más rápido que el reconector para evitar daño en el transformador y los equipos en ese ramal, metodología Fuse-Blowing. Además, para ningún escenario de demanda y penetración de la GD los fusibles detectaron fallas que ocurrieran en barras ajenas a su ramal.

### 10.3. Análisis variación generación centralizada según despacho.

Teniendo en cuenta que los anteriores resultados son para la red IEEE de 34 nodos, la cual presenta una baja cargabilidad, por lo cual su fuente de generación centralizada se simuló como una barra infinita. Se presenta la necesidad de realizar una nueva simulación en el escenario de demanda máxima en el cual la generación centralizada va entregar energía a la red según despacho, como lo cual se busca contrarrestar los resultados acá obtenidos para así evitar generalizaciones que puedan conducir a conclusiones equívocas.

#### 10.3.1. Escenarios de variación.

Tomando el escenario de demanda máxima donde la potencia total de la red es 1085,46 kW y estimando unas pérdidas del 15% se obtuvo una demanda total de 1248,25 kW la cual inicialmente es cubierta por la generación centralizada. Para los siguientes escenarios de simulación esta carga cubierta por la generación centralizada se disminuirá en un 10% mientras la generación distribuida aumentara en esta misma proporción, con lo que se plantearon los siguientes escenarios de simulación que se muestran en la Tabla 25. Escenarios de simulación.

	NP [%]	Generación central [kW]	Generación distribuida [kW]
0	0	1248,2445	0
1	10	1123,42005	124,82445
2	20	998,5956	249,6489
3	30	873,77115	374,47335
4	40	748,9467	499,2978
5	50	624,12225	624,12225
6	60	499,2978	748,9467
7	70	374,47335	873,77115
8	80	249,6489	998,5956
9	90	124,82445	1123,42005
10	100	0	1248,2445

Tabla 25. Escenarios de simulación.

#### 10.3.2. Tipo de Generador Centralizado.

Para la simulación de la fuente de generación centralizada se eligieron los generadores sincrónicos y teniendo en cuenta que la carga máxima a cubrir por

estos es 1248,25 kW y que esta es va a disminuir paulatinamente en un 10% se tomaron como fuente de generación centralizada 10 generadores sincrónicos de 124,825 kW para en cada escenario de aumento de la GD del 10% de la demanda máxima también poner fuera de servicio uno a uno estos generadores. Los datos para la caracterización de los generadores síncronos son tomados de *smallinductiongenerator and synchronous generatorconstansfor DG isolation estudies*(24) donde presentan las características siguientes:

Constantes Generadores Sincrónicos			
Generador	GD 55	GD 125	GD 625
kVA	69	156	781
kW	55	125	625
V	240/480	240/480	240/480
pf	0.80	0.80	0.80
Xd	2.02	6.16	2.43
Xq	1.06	2.49	1.12
X0	0.038	0.054	0.051
X2	0.125	0.375	0.279
RPM	1800	1800	1800

**Tabla 26. Constantes generadores sincrónicos.**

El generador que se tomó por adaptarse mejor a las características de potencia determinadas, fue el de 125 kW.

### 10.3.3. Nivel de penetración GD.

En la Tabla 27. Factor participación de cada unidad de GD. se muestran las barras en las que existe GD, su respectivo valor de carga y la suma total de esta carga de las barras con GD, ahora para aumentar proporcionalmente el aporte de GD a la red se determino un factor de participación para cada uno de estos generadores distribuidos

Barra con GD	Carga	Factor participación
B_890	202,5	0,426666105
B_822	132,3	0,278755188
B_848	81,34	0,17138282
B_830	27,11	0,057120583
B_834	31,36	0,066075304
	474,61	1

**Tabla 27. Factor participación de cada unidad de GD.**

Donde el factor de participación indica el porcentaje de carga del total de la penetración prevista para cada escenario de la GD, que va a alimentar cada unidad de generación y se calcula de la siguiente forma:

$$FP_n = \frac{CI_n}{\sum_i^n CI_x}$$

Donde:

$FP_n$ = Factor participación GD en barra n.

$CI_n$ = Carga instalada en la barra n

$\sum_i^n CI_x$ =Suma de la carga instalada en todas las barras donde se instalara GD(25).

Con estos factores de participación ya definidos para cada una de las barras con GD y teniendo en cuenta que el nivel de penetración de la generación distribuida en la red para cada escenario aumenta paulatinamente en un 10% desde 0% hasta 100% de la carga cubierta con GD en el sistema se obtuvieron los escenarios que se presentan en la Tabla TRT donde se muestra para cada nivel de penetración la respectiva potencia que está cubriendo cada unidad de GD en su respectiva carga.

NP 0	NP 10	NP 20	NP 30	NP 40	NP 50	NP 60	NP 70	NP 80	NP 90	NP 100
0	53,2583619	106,516724	159,775086	213,033447	266,291809	319,550171	372,808533	426,066895	479,325257	532,583619
0	34,7954631	69,5909262	104,386389	139,181852	173,977315	208,772779	243,568242	278,363705	313,159168	347,954631
0	21,3927662	42,7855324	64,1782986	85,5710648	106,963831	128,356597	149,749363	171,14213	192,534896	213,927662
0	7,13004538	14,2600908	21,3901362	28,5201815	35,6502269	42,7802723	49,9103177	57,0403631	64,1704085	71,3004538
0	8,24781347	16,4956269	24,7434404	32,9912539	41,2390674	49,4868808	57,7346943	65,9825078	74,2303212	82,4781347
0	124,82445	249,6489	374,47335	499,2978	624,12225	748,9467	873,77115	998,5956	1123,42005	1248,2445

**Tabla 28. Nivel de penetración y carga en las barras.**

#### 10.3.4. Resultados y análisis.

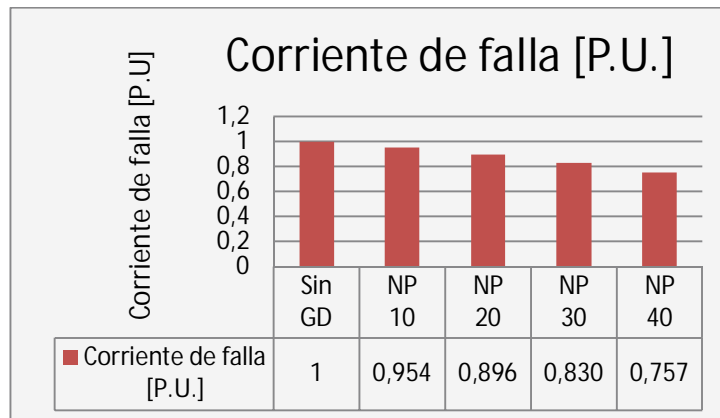
En el análisis de cortocircuito se realizaron las fallas monofásica y trifásica en las barras 822 y 848-844, donde la barra 822 pertenece a un ramal monofásico y las barras 848-844 pertenecen a un ramal trifásico.

Para la falla monofásica en la barra 822 se vio que con el aumento del NP de la GD se presentó un decremento en las corrientes de falla el cual es mostrado en la Tabla 29. Corrientes de falla en la barra 822.

Falla monofásica barra 822	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 10	0,954
NP 20	0,896
NP 30	0,830
NP 40	0,757

**Tabla 29. Corrientes de falla en la barra 822.**

Para una mejor comparación en la siguiente grafica se muestra la disminución de las corrientes de falla para los diferentes niveles de penetración.

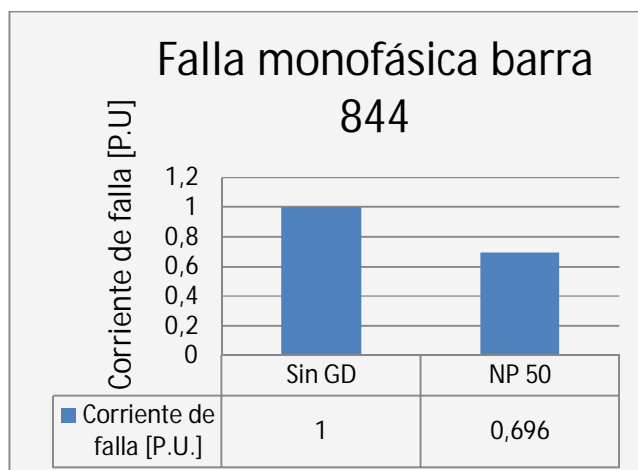


**Figura 28. Corrientes de falla en la barra 822.**

Para la simulación de las fallas en la barra 844-848 se debe tener en cuenta que éste es un ramal trifásico por lo cual se realizaron tanto la falla monofásica como la falla trifásica para un nivel de penetración del 50%. Inicialmente se realizó el evento de falla monofásica sin la inserción de la GD Tabla 30. Corrientes de falla monofásica en la barra 844.

Falla monofásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 50	0,696

**Tabla 30. Corrientes de falla monofásica en la barra 844.**



**Figura 29. Corrientes de falla monofásica en la barra 844.**

Para la falla trifásica en la barra 848 se presentó esta misma tendencia de decrecimiento de la corriente de falla y sus valores son mostrados en la Tabla 31. Corrientes de falla trifásica en la barra 844.

Falla trifásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 50	0,772

**Tabla 31. Corrientes de falla trifásica en la barra 844.**

En cuanto a los resultados de las corrientes de falla monofásica y trifásica en la barra 848 presentan la misma tendencia de las 2 barras anteriormente analizadas donde la corriente de falla disminuye con el aumento del NP de la GD, los datos obtenidos se muestran en la Tabla 32. Corrientes de falla monofásica en la barra 848.y en la Tabla 32. Corrientes de falla monofásica en la barra 848.

Falla monofásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 50	0,704

**Tabla 32. Corrientes de falla monofásica en la barra 848.**

Falla trifásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 50	0,776

**Tabla 33. Corrientes de falla trifásica en la barra 848.**

Con el aumento del NP de la GD y la disminución de la potencia entregada por la generación centralizada se notó que con la realización del evento de la falla monofásica en la barra 822 la cual pertenece a un ramal monofásico y teniendo en cuenta que esta coordinación de protecciones solo se debe realizar para la las curva monofásicas de reconectador y gracias a los tiempos de coordinación entre reconectador rápido, los fusibles y el reconectador lento se mantiene la secuencia de operación deseada entre el reconectador y el fusible ubicado al inicio de cada ramal en la barra de falla simulada. Cabe aclarar que con esta metodología de despacho de la generación centralizada según demanda de la red, los tiempos de disparo de las protecciones aumentan en mayor proporción en comparación con la generación centralizada tomada como una barra infinita. A continuación vemos los resultados obtenidos en los tiempos de operación de las protecciones para los diferentes escenarios.

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822 (Sin GD)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,0554876
Fusible	0,4961335
Recloser curva lenta	0,9247933
Coordinación	SI

**Tabla 34. Operación protecciones falla monofásica barra 822.**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822 (NP 10)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,06003712
Fusible	0,5565869
Recloser curva lenta	1,000619
Coordinación	SI

**Tabla 35. Operación protecciones falla monofásica barra 822.**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822 (NP 20)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,06772136
Fusible	0,6511256
Recloser curva lenta	1,128689
Coordinación	SI

**Tabla 36. Operación protecciones falla monofásica barra 822.**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822 (NP 30)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,07859557
Fusible	0,7919853
Recloser curva lenta	1,309926
Coordinación	SI

**Tabla 37. Operación protecciones falla monofásica barra 822.**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822 (NP 40)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,09407399
Fusible	1,004374
Recloser curva lenta	1,5679
Coordinación	SI

**Tabla 38. Operación protecciones falla monofásica barra 822.**

Dado que anteriormente se analizo un ramal monofásico para una buena comparación de resultados ahora realizaremos los eventos de falla tanto monofásica como trifásica en las barras 844 y 848 las cuales se encuentran en un ramal trifásico. A continuación se muestran los resultados obtenidos de dicha simulaciones.

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844 (Sin GD)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,06159572
Fusible	0,6955465
Recloser curva lenta	1,026595
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844 (Sin GD)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,3388371
Fusible	0,8070104
Recloser curva lenta	5,029734
Coordinación	SI

**Tabla 39. Operación protecciones falla monofásica y trifásica barra 844.**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848 (Sin GD)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,06251718
Fusible	0,7131939
Recloser curva lenta	1,041953
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848 (Sin GD)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,3410139
Fusible	0,8205701
Recloser curva lenta	5,078222
Coordinación	SI

**Tabla 40. Operación protecciones falla monofásica y trifásica barra 848.**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844 (NP 50)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,07762514
Fusible	1,753828
Recloser curva lenta	1,293752
Coordinación	NO

**Tabla 41. Operación protecciones falla monofásica y trifásica barra 844, NP=50.**

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844 (NP 50)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,5542651
Fusible	2,033422
Recloser curva lenta	10,2073
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848 (NP 50)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,07795661
Fusible	1,814372
Recloser curva lenta	1,299277
Coordinación	NO

**Tabla 42. Operación protecciones falla monofásica y trifásica barra 848, NP=50.**

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848 (NP 50)	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Recloser curva rápida	0,555107
Fusible	2,083393
Recloser curva lenta	10,22867
Coordinación	SI

Disminuyendo la generación centralizada según el NP de la GD para un ramal trifásico en el cual su coordinación de protecciones es más estrecha debido a que se debe ajustar las curvas monofásica y trifásica del reconectador rápido y lento y la curva del fusible, como se demuestra en las tablas anteriores para este caso con el aumento del NP de la GD y la disminución del despacho de la generación centralizada los tiempos de disparo de las protecciones aumentan, en algunos casos este aumento es de forma desproporcionada entre el reconectador y el fusible lo que acarrea una descoordinación de las protecciones, por ejemplo, para la falla monofásica.

Con lo mostrado anteriormente es posible inferir que para una generación centralizada en la cual se van poniendo fuera de servicio generadores a medida que aumenta la GD la coordinación de protecciones si se ve afectada, damos pie para futuros trabajos de grado en los cuales se utilicen redes con diferentes características y con este tipo de generación centralizada.

## 11. CONCLUSIONES.

En este trabajo de grado se expone un método de análisis de los impactos en el análisis de cortocircuito; en estado estable y fallas permanentes, para una red de distribución radial que cuenta con baja cargabilidad y poca longitud, para la cual se asumió una alimentación centralizada desde una barra infinita. Ocasionados por la

conexión de fuentes de generación distribuida que utilizan convertidores electrónicos de potencia como interfaz entre la fuente y la red.

Se modeló la red de 34 nodos de la IEEE en DigSilent PowerFactory V14, se protegió por medio de un esquema reconectador fusible con filosofía fuse-saving y fuse-blowing, además se implementaron dentro de esta red 5 generadores distribuidos. A cada uno de éstos se les modificó la potencia que entregaban a la red, logrando así varios niveles de penetración que dependen directamente de la demanda en la red. Para el análisis de la coordinación de protecciones se implementó en la red el esquema Fuse-Saving.

La introducción de generadores estáticos de potencia para este tipo de red mejora los niveles de tensión en las barras donde estos están conectados, debido a que al reducir la potencia consumida en la barra, decrece la caída de tensión en el ramal de interconexión. Esto es un factor fundamental al realizar un análisis de cortocircuito en la red, dado que este es el único factor que genera que se aumenten las corrientes de cortocircuito que provienen del ramal principal, debido a que los inversores del tipo auto-conmutados, conmutados por la red y PWM no tienen ninguna contribución con la corriente de apertura del interruptor [corriente simétrica de cortocircuito de ruptura ( $I_b$ )]. Por lo cual se debe tener especial cuidado en redes con tiempos de coordinación muy pequeños entre el reconectador y fusibles de los ramales, debido a que no en todos los casos los tiempos de operación aumentan en la misma proporción. Para redes con tiempos de coordinación entre 0.2 s y 0.35 s, es posible mantener la misma coordinación que se tenía en la red sin GD.

Para evitar generalizar se realizó un análisis sin asumir una barra infinita, cuando se aumenta el nivel de penetración de la GD en la red, disminuye la cantidad de generadores centralizados lo cual, genera que las corrientes de cortocircuito disminuyan, esto conlleva un aumento en los tiempos de operación del reconectador y fusibles y en casos en los cuales la coordinación reconectador-fusible se realiza con tiempos pequeños, se puede llevar a una descoordinación.

Se recomienda para futuros trabajos de grado realizar este mismo análisis a diferentes redes, con diferente cargabilidad y con generación centralizada que no cubra la carga de la GD en el caso que esta se desconecten de la red. También se recomienda realizar un análisis en estado transitorio ya que aunque los generadores estáticos de potencia no alimenten la corriente simétrica de cortocircuito de ruptura ( $I_b$ ), si tienen un aporte para la corriente pico de cortocircuito ( $I_p$ ), pudiendo generar daños en el generador y dispositivos conectados en la red.

## BIBLIOGRAFÍA.

1. J.Driesen, Member, IEEE, and R.Belmans, Fellow, IEEE. *Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions*.
2. Corporation, EPRI PEAC. *Power Quality Impacts of Distributed Generation*. Knoxville : s.n., 2000.
3. <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>. [En línea]
4. H.Kersting, William. *distribution system modeling and analysis*. s.l. : CRC PRESS, 2002.
5. Programme, DTI's Distributed Generation. *The Contribution to Distribution Network Fault Levels From the Connection of Distributed Generation*. United Kingdom : Crown, 2005.
6. *Experimental Investigation on the Behaviour of IGBT at Short-Circuit during the On-State*. H.G. Eckel, L. Sack. Erlangen, Germany : Institute for Electrical Drives, University of Erlangen.
7. 21, IEEE Standards Coordinating Committee. *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. New York : s.n., 2008.
8. *Load modeling for power flow and transient stability computer studies*. William W Price, Kim A Wirgua. 1, Toronto : IEEE Transactions on power systems, 1988, Vol. 3.
9. *Load representation for dynamic performance analysis*. IEEE. 2, s.l. : IEEE transactions on power systems, 1993, Vol. 8.
10. Sara Acevedo Rodríguez, Gilberto Suárez. *IMPACTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GENERADORES SINCRÓNICOS: ANÁLISIS EN ESTADO ESTABLE*. Bucaramanga : s.n., 2011.
11. *comparative study of the IEEE 34 node test feeder under practical simplifications*. Ndaga Mwakabuta, Arun sekar. s.l. : IEEE, 2007.
12. Kersting, William H. *Distribution System modeling and analysis*. las cruces, New Mexico : CRC Press, 2002.
13. the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. *IEEE recommended practice for industrial and commercial power systems analysis*. New York : IEEE, 1998. std 399-1997.
14. Treballe, David Treballe. *La generación distribuida en España*. Madrid : Universidad Pontificia Comillas, 2006.
15. Br. JASPE M. YOLIMAR J., Br. TORRES Z. FÉLIX E. *Efecto de la ubicación óptima de las fuentes de generación distribuida sobre las pérdidas de potencia y la regulación de voltaje*. Maracay : Universidad Nacional Experimental Politécnica de la fuerza armada bolivariana, 2008.

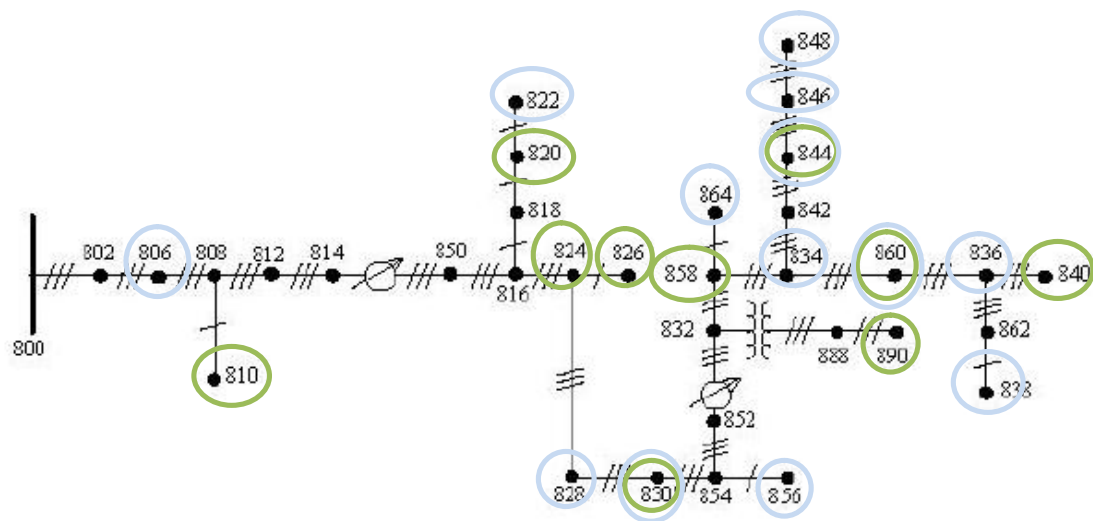
16. IEEE. *IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems*. New York : s.n., 2001.
17. —. *IEEE Guide for Protective Relay applications to distribution lines*. New York : s.n., 2007.
18. Craig A. O'meally, James Burke. *A fuse-Blow Scheme*. New York : IEEE, 2010.
19. J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin. *Protective relaying, Principles and applications (Third edition)*. Florida : Taylor and Francis Group, 2006.
20. *Index for the Evaluation of distributed generation impacts on distribution system protections*. Ochoa, Luis F. Edinburgh : University of Edinburgh.
21. ABB. SPAJ 140 Relé combinado de sobrecorriente y falla a tierra (manual del usuario y descripción técnica). Finlandia : s.n.
22. Electric, General. Distribution system feeder overcurrent protection. Ontario : s.n.
23. *Impacto de la generación distribuida, con generadores sincrónicos, en el análisis de cortocircuito en estado estable*. Andrea A Serrano Ayala, Carlos Alfredo Bayona Angarita. Bucaramanga : UIS, 2010.
24. *Small induction generator and synchronous generator constants for DG isolation studies*. Gish, William B. s.l. : IEEE, 1986, Vols. PWRD-1.
25. *Impactos de generación distribuida con generadores sincrónicos, análisis en estado estable*. Gilberto Suárez, Sara Acevedo. Bucaramanga : s.n., 2011.

## ANEXOS

### ANEXO. 1 UBICACIÓN Y TIPOS DE CARGAS

CARGAS DISTRIBUIDAS											
Nodo	Nodo	Carga		Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
		Model IEEE	model SG	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ		0	0	30	15	25	14	55	29
808	810	Y-I		0	0	16	8	0	0	16	8
818	820	Y-Z		34	17	0	0	0	0	34	17
820	822	Y-PQ		135	70	0	0	0	0	135	70
816	824	D-I		0	0	5	2	0	0	5	2
824	826	Y-I		0	0	40	20	0	0	40	20
824	828	Y-PQ		0	0	0	0	4	2	4	2
828	830	Y-PQ		7	3	0	0	0	0	7	3
854	856	Y-PQ		0	0	4	2	0	0	4	2
832	858	D-Z		7	3	2	1	6	3	15	7
858	864	Y-PQ		2	1	0	0	0	0	2	1
858	834	D-PQ		4	2	15	8	13	7	32	17
834	860	D-Z		16	8	20	10	110	55	146	73
860	836	D-PQ		30	15	10	6	42	22	82	43
836	840	D-I		18	9	22	11	0	0	40	20
862	838	Y-PQ		0	0	28	14	0	0	28	14
842	844	Y-PQ		9	5	0	0	0	0	9	5
844	846	Y-PQ		0	0	25	12	20	11	45	23
846	848	Y-PQ		0	0	23	11	0	0	23	11
Total				262	133	240	120	220	114	722	367

Cargas Puntuales									
Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16	60	48
840	Y-I	9	7	9	7	9	7	27	21
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105	405	315
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16	60	48
890	D-I	150	75	150	75	150	75	450	225
830	D-Z	10	5	10	5	25	10	45	20
Total		344	224	344	224	359	229	1047	677



- Cargas Industriales y Comerciales
- Cargas estrato 3
- Cargas con GD

**ANEXO. 2POTENCIA ACTIVA EN LAS BARRAS EN CADA HORA**

Potencia activa barra																													
HORA	890	844	860	822	848	836	840	806	830	846	826	820	834	838	810	858	824	828	856	864	Total								
1	135	121,5	0,45	43,8	3	6,75	3	1,15	4,1	12	8,1	2,75	0,35	13,5	2,25	12	10,2	1,6	1,4	4,8	4,5	1,5	0,2	0,2	0,1	394,2			
2	121,5	109,4	0,45	39,42	3	6,75	3	1,15	4,1	10,8	7,29	2,75	0,35	12,15	2,25	10,8	9,18	1,6	1,4	4,32	4,05	1,35	0,2	0,2	0,1	357,51			
3	117	105,3	0,45	37,96	3	6,75	3	1,15	4,1	10,4	7,02	2,75	0,35	11,7	2,25	10,4	8,84	1,6	1,4	4,16	3,9	1,3	0,2	0,2	0,1	345,28			
4	121,5	109,4	0,45	39,42	3	6,75	3	1,15	4,1	10,8	7,29	2,75	0,35	12,15	2,25	10,8	9,18	1,6	1,4	4,32	4,05	1,35	0,2	0,2	0,1	357,51			
5	108	97,2	0,45	35,04	3	6,75	3	1,15	4,1	9,6	6,48	2,75	0,35	10,8	2,25	9,6	8,16	1,6	1,4	3,84	3,6	1,2	0,2	0,2	0,1	320,82	min	0,181356699	
6	184,5	166,1	0,45	59,86	3	6,75	3	1,15	4,1	16,4	11,07	2,75	0,35	18,45	2,25	16,4	13,94	1,6	1,4	6,56	6,15	2,05	0,2	0,2	0,1	528,73			
7	198	178,2	3,06	64,24	20,4	45,9	20,4	7,82	27,88	17,6	11,88	18,7	2,38	19,8	15,3	17,6	14,96	10,88	9,52	7,04	6,6	2,2	1,36	1,36	0,68	723,76			
8	162	145,8	6,84	52,56	45,6	102,6	45,6	17,48	62,32	14,4	9,72	41,8	5,32	16,2	34,2	14,4	12,24	24,32	21,28	5,76	5,4	1,8	3,04	3,04	1,52	855,24			
9	162	145,8	8,19	52,56	54,6	122,9	54,6	20,93	74,62	14,4	9,72	50,05	6,37	16,2	40,95	14,4	12,24	29,12	25,48	5,76	5,4	1,8	3,64	3,64	1,82	937,14			
10	202,5	182,3	8,37	65,7	55,8	125,6	55,8	21,39	76,26	18	12,15	51,15	6,51	20,25	41,85	18	15,3	29,76	26,04	7,2	6,75	2,25	3,72	3,72	1,86	1058,13			
11	184,5	166,1	6,48	59,86	43,2	97,2	43,2	16,56	59,04	16,4	11,07	39,6	5,04	18,45	32,4	16,4	13,94	23,04	20,16	6,56	6,15	2,05	2,88	2,88	1,44	894,55			
12	202,5	182,3	3,69	65,7	24,6	55,35	24,6	9,43	33,62	18	12,15	22,55	2,87	20,25	18,45	18	15,3	13,12	11,48	7,2	6,75	2,25	1,64	1,64	0,82	774,21	media	(max+min)/2	0,43765404
13	252	226,8	6,3	81,76	42	94,5	42	16,1	57,4	22,4	15,12	38,5	4,9	25,2	31,5	22,4	19,04	22,4	19,6	8,96	8,4	2,8	2,8	2,8	1,4	1067,08			
14	175,5	158	8,55	56,94	57	128,3	57	21,85	77,9	15,6	10,53	52,25	6,65	17,55	42,75	15,6	13,26	30,4	26,6	6,24	5,85	1,95	3,8	3,8	1,9	995,67			
15	184,5	166,1	9	59,86	60	135	60	23	82	16,4	11,07	55	7	18,45	45	16,4	13,94	32	28	6,56	6,15	2,05	4	4	2	1047,43			
16	202,5	182,3	8,82	65,7	58,8	132,3	58,8	22,54	80,36	18	12,15	53,9	6,86	20,25	44,1	18	15,3	31,36	27,44	7,2	6,75	2,25	3,92	3,92	1,96	1085,43			
17	211,5	190,4	7,65	68,62	51	114,8	51	19,55	69,7	18,8	12,69	46,75	5,95	21,15	38,25	18,8	15,98	27,2	23,8	7,52	7,05	2,35	3,4	3,4	1,7	1038,91			
18	234	210,6	5,49	75,92	36,6	82,35	36,6	14,03	50,02	20,8	14,04	33,55	4,27	23,4	27,45	20,8	17,68	19,52	17,08	8,32	7,8	2,6	2,44	2,44	1,22	969,02			
19	346,5	311,9	1,44	112,4	9,6	21,6	9,6	3,68	13,12	30,8	20,79	8,8	1,12	34,65	7,2	30,8	26,18	5,12	4,48	12,32	11,55	3,85	0,64	0,64	0,32	1029,07			
20	409,5	368,6	0,63	132,9	4,2	9,45	4,2	1,61	5,74	36,4	24,57	3,85	0,49	40,95	3,15	36,4	30,94	2,24	1,96	14,56	13,65	4,55	0,28	0,28	0,14	1151,15			
16	441	396,9	0,54	143,1	3,6	8,1	3,6	1,38	4,92	39,2	26,46	3,3	0,42	44,1	2,7	39,2	33,32	1,92	1,68	15,68	14,7	4,9	0,24	0,24	0,12	1231,3			
16	450	405	0,45	146	3	6,75	3	1,15	4,1	40	27	2,75	0,35	45	2,25	40	34	1,6	1,4	16	15	5	0,2	0,2	0,1	1250,3	max	0,706783493	
23	288	259,2	0,45	93,44	3	6,75	3	1,15	4,1	25,6	17,28	2,75	0,35	28,8	2,25	25,6	21,76	1,6	1,4	10,24	9,6	3,2	0,2	0,2	0,1	810,02			
24	166,5	149,9	0,45	54,02	3	6,75	3	1,15	4,1	14,8	9,99	2,75	0,35	16,65	2,25	14,8	12,58	1,6	1,4	5,92	5,55	1,85	0,2	0,2	0,1	479,81			

**ANEXO. 3NIVELES DE PENETRACIÓN SEGÚN DEMANDA**

DEMANDA MAXIMA [kW]			
Barras	% Carga total por barra respecto a D <sub>máx</sub> en c/barra		
	100%	71%	31%
B_890	450	319,5	139,5
B_822	6,75	4,7925	2,0925
B_848	4,15	2,9465	1,2865
B_830	45,35	32,1985	14,0585
B_834	1,6	1,136	0,496
NP	40,6182516	28,8389586	12,591658

DEMANDA MEDIA [kW]			
Barras	% Carga total por barra respecto a D <sub>máx</sub> en c/barra		
	100%	71%	31%
B_890	450	319,5	139,5
B_822	6,75	4,7925	2,0925
B_848	4,15	2,9465	1,2865
B_830	45,35	32,1985	14,0585
B_834	1,6	1,136	0,496
NP	65,5958978	46,57308741	20,3347283

DEMANDA MINIMA [kW]			
Barras	% Carga total por barra respecto a D <sub>máx</sub> en c/barra		
	100%	71%	31%
B_890	450	319,5	139,5
B_822	6,75	4,7925	2,0925
B_848	4,15	2,9465	1,2865
B_830	45,35	32,1985	14,0585
B_834	1,6	1,136	0,496
NP	158,297488	112,391216	49,0722212

### ANEXO. 4 CARGAS DISTRIBUIDAS SEGÚN DEMANDA

CARGAS DISTRIBUIDAS por demanda											
Nodo	Nodo	Carga		Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
		Model IEEE	model SG	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ		0	0	29,4	14,7	24,5	13,72	53,9	28,4
808	810	Y-I		0	0	7,2	3,6	0	0	7,2	3,6
818	820	Y-Z		15,3	7,65	0	0	0	0	15,3	7,65
820	822	Y-PQ		132,3	68,6	0	0	0	0	132	68,6
816	824	D-I		0	0	2,25	0,9	0	0	2,25	0,9
824	826	Y-I		0	0	18	9	0	0	18	9
824	828	Y-PQ		0	0	0	0	3,92	1,96	3,92	1,96
828	830	Y-PQ		6,86	2,94	0	0	0	0	6,86	2,94
854	856	Y-PQ		0	0	3,92	1,96	0	0	3,92	1,96
832	858	D-Z		3,15	1,35	0,9	0,45	2,7	1,35	6,75	3,15
858	864	Y-PQ		1,96	0,98	0	0	0	0	1,96	0,98
858	834	D-PQ		3,92	1,96	14,7	7,84	12,74	6,86	31,4	16,7
834	860	D-Z		7,2	3,6	9	4,5	49,5	24,75	65,7	32,9
860	836	D-PQ		29,4	14,7	9,8	5,88	41,16	21,56	80,4	42,1
836	840	D-I		8,1	4,05	9,9	4,95	0	0	18	9
862	838	Y-PQ		0	0	27,44	13,72	0	0	27,4	13,7
842	844	Y-PQ		8,82	4,9	0	0	0	0	8,82	4,9
844	846	Y-PQ		0	0	24,5	11,76	19,6	10,78	44,1	22,5
846	848	Y-PQ		0	0	22,54	10,78	0	0	22,5	10,8
<b>Total</b>				217,01	110,73	179,55	90,04	154,12	80,98	551	282

Cargas Puntuales									
Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW
860	Y-PQ	19,6	15,68	19,6	15,68	19,6	15,68	58,8	47,04
840	Y-I	4,05	3,15	4,05	3,15	4,05	3,15	12,15	9,45
844	Y-Z	60,75	47,25	60,75	47,25	60,75	47,25	182,25	141,75
848	D-PQ	19,6	15,68	19,6	15,68	19,6	15,68	58,8	47,04
890	D-I	67,5	33,75	67,5	33,75	67,5	33,75	202,5	101,25
830	D-Z	4,5	2,25	4,5	2,25	11,25	4,5	20,25	9
<b>Total</b>		176	117,76	176	117,76	182,75	120,01	534,75	355,53
<b>kW TOTALES</b>			<b>1085,43</b>						

## DEMANDA MEDIA

CARGAS DISTRIBUIDAS por demanda											
Nodo	Nodo	Carga		Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
A	B	Model IEEE	model SG	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ		0	0	12,3	6,15	10,25	5,74	22,55	11,89
808	810	Y-I		0	0	7,2	3,6	0	0	7,2	3,6
818	820	Y-Z		15,3	7,65	0	0	0	0	15,3	7,65
820	822	Y-PQ		55,35	28,7	0	0	0	0	55,35	28,7
816	824	D-I		0	0	2,25	0,9	0	0	2,25	0,9
824	826	Y-I		0	0	18	9	0	0	18	9
824	828	Y-PQ		0	0	0	0	1,64	0,82	1,64	0,82
828	830	Y-PQ		2,87	1,23	0	0	0	0	2,87	1,23
854	856	Y-PQ		0	0	1,64	0,82	0	0	1,64	0,82
832	858	D-Z		3,15	1,35	0,9	0,45	2,7	1,35	6,75	3,15
858	864	Y-PQ		0,82	0,41	0	0	0	0	0,82	0,41
858	834	D-PQ		1,64	0,82	6,15	3,28	5,33	2,87	13,12	6,97
834	860	D-Z		7,2	3,6	9	4,5	49,5	24,75	65,7	32,85
860	836	D-PQ		12,3	6,15	4,1	2,46	17,22	9,02	33,62	17,63
836	840	D-I		8,1	4,05	9,9	4,95	0	0	18	9
862	838	Y-PQ		0	0	11,48	5,74	0	0	11,48	5,74
842	844	Y-PQ		3,69	2,05	0	0	0	0	3,69	2,05
844	846	Y-PQ		0	0	10,25	4,92	8,2	4,51	18,45	9,43
846	848	Y-PQ		0	0	9,43	4,51	0	0	9,43	4,51
Total				110,42	56,01	102,6	51,28	94,84	49,06	307,86	156,35

Cargas Puntuales									
Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	8,2	6,56	8,2	6,56	8,2	6,56	24,6	19,68
840	Y-I	4,05	3,15	4,05	3,15	4,05	3,15	12,15	9,45
844	Y-Z	60,75	47,25	60,75	47,25	60,75	47,25	182,25	141,75
848	D-PQ	8,2	6,56	8,2	6,56	8,2	6,56	24,6	19,68
890	D-I	67,5	33,75	67,5	33,75	67,5	33,75	202,5	101,25
830	D-Z	4,5	2,25	4,5	2,25	11,25	4,5	20,25	9
Total		153,2	99,52	153,2	99,52	159,95	101,77	466,35	300,81
KW TOTALES		774,21							

% Demanda respecto Dmáx	71%
-------------------------	-----

## DEMANDA MINIMA

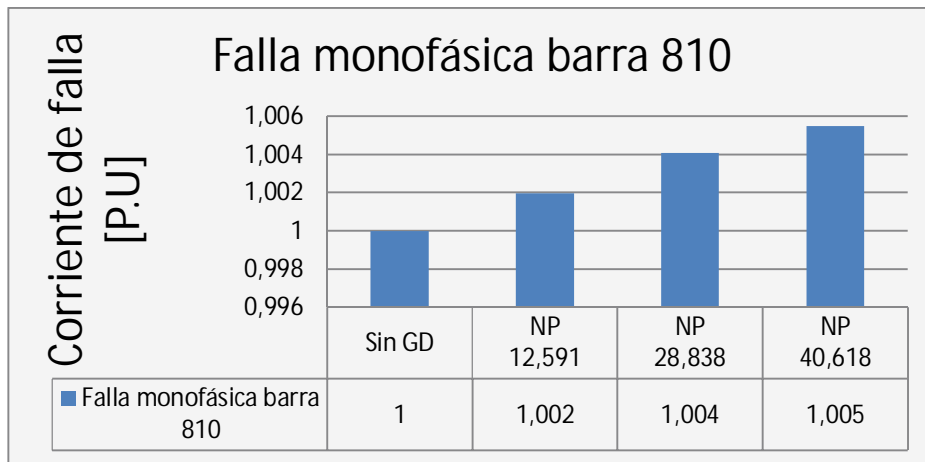
CARGAS DISTRIBUIDAS por demanda											
Nodo	Nodo	Carga		Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
A	B	Model IEEE	model SG	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ		0,000	0,000	1,500	0,750	1,250	0,700	2,750	1,450
808	810	Y-I		0,000	0,000	3,840	1,920	0,000	0,000	3,840	1,920
818	820	Y-Z		8,160	4,080	0,000	0,000	0,000	0,000	8,160	4,080
820	822	Y-PQ		6,750	3,500	0,000	0,000	0,000	0,000	6,750	3,500
816	824	D-I		0,000	0,000	1,200	0,480	0,000	0,000	1,200	0,480
824	826	Y-I		0,000	0,000	9,600	4,800	0,000	0,000	9,600	4,800
824	828	Y-PQ		0,000	0,000	0,000	0,000	0,200	0,100	0,200	0,100
828	830	Y-PQ		0,350	0,150	0,000	0,000	0,000	0,000	0,350	0,150
854	856	Y-PQ		0,000	0,000	0,200	0,100	0,000	0,000	0,200	0,100
832	858	D-Z		1,680	0,720	0,480	0,240	1,440	0,720	3,600	1,680
858	864	Y-PQ		0,100	0,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,100	0,050
858	834	D-PQ		0,200	0,100	0,750	0,400	0,650	0,350	1,600	0,850
834	860	D-Z		3,840	1,920	4,800	2,400	26,400	13,200	35,040	17,520
860	836	D-PQ		1,500	0,750	0,500	0,300	2,100	1,100	4,100	2,150
836	840	D-I		4,320	2,160	5,280	2,640	0,000	0,000	9,600	4,800
862	838	Y-PQ		0,000	0,000	1,400	0,700	0,000	0,000	1,400	0,700
842	844	Y-PQ		0,450	0,250	0,000	0,000	0,000	0,000	0,450	0,250
844	846	Y-PQ		0,000	0,000	1,250	0,600	1,000	0,550	2,250	1,150
846	848	Y-PQ		0,000	0,000	1,150	0,550	0,000	0,000	1,150	0,550
Total				27,35	13,68	31,95	15,88	33,04	16,72	92,34	46,28

Cargas Puntuales									
Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3	Total	
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	1	0,8	1	0,8	1	0,8	3	2,4
840	Y-I	2,16	1,68	2,16	1,68	2,16	1,68	6,48	5,04
844	Y-Z	32,4	25,2	32,4	25,2	32,4	25,2	97,2	75,6
848	D-PQ	1	0,8	1	0,8	1	0,8	3	2,4
890	D-I	36	18	36	18	36	18	108	54
830	D-Z	2,4	1,2	2,4	1,2	6	2,4	10,8	4,8
Total		74,96	47,68	74,96	47,68	78,56	48,88	228,48	144,24
<b>KW TOTALES</b>		<b>320,82</b>							

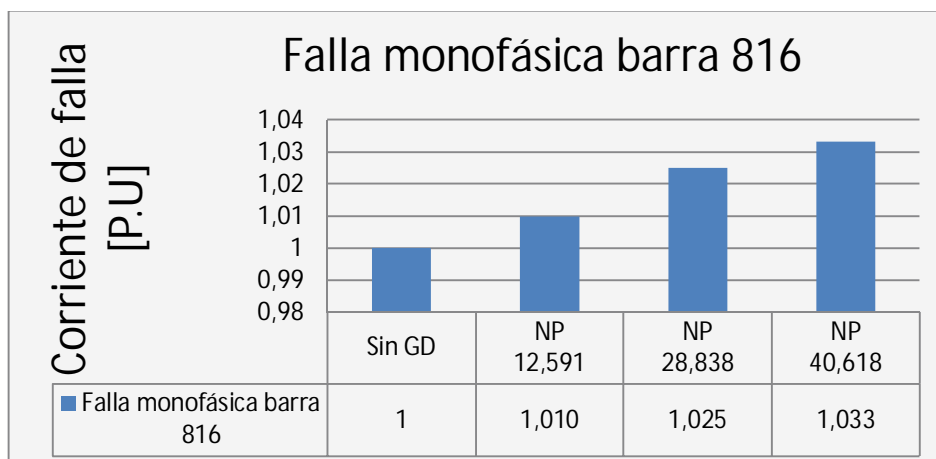
% Demanda respecto Dmáx	30%
-------------------------	-----

**ANEXO. 5 ANÁLISIS CORRIENTES DE FALLA EN LAS BARRAS**

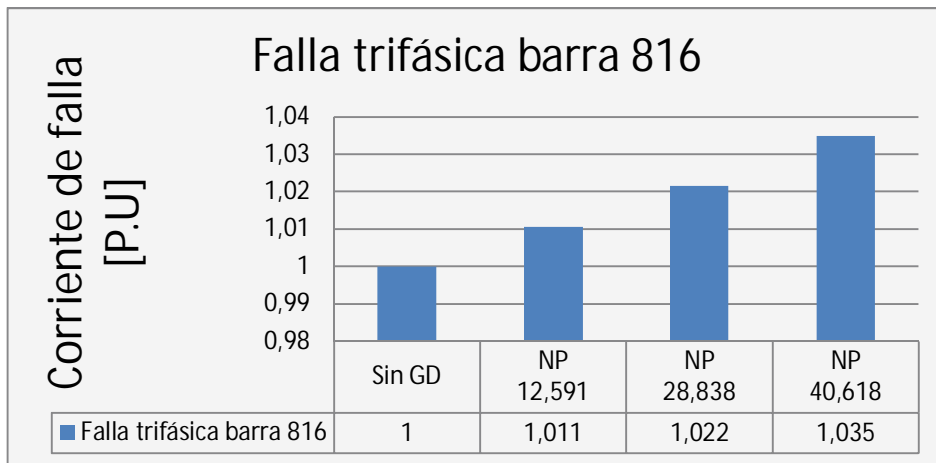
Falla monofásica barra 810	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,002
NP 28,838	1,004
NP 40,618	1,005



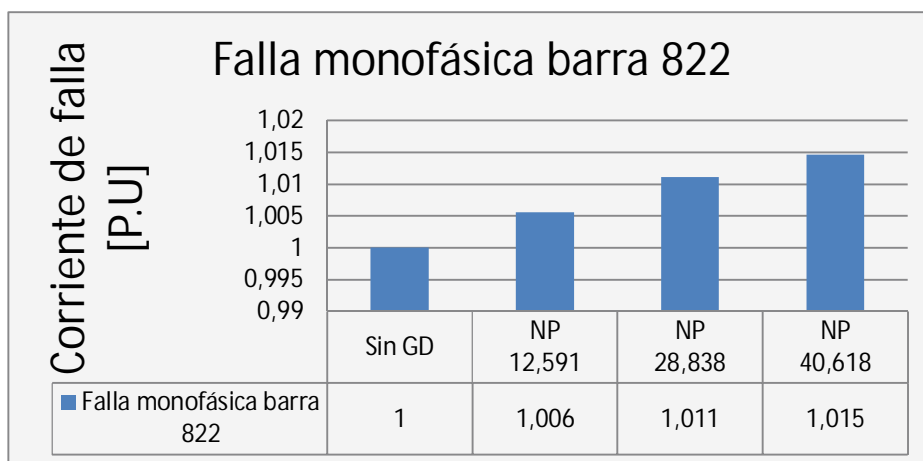
Falla monofásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,010
NP 28,838	1,025
NP 40,618	1,033



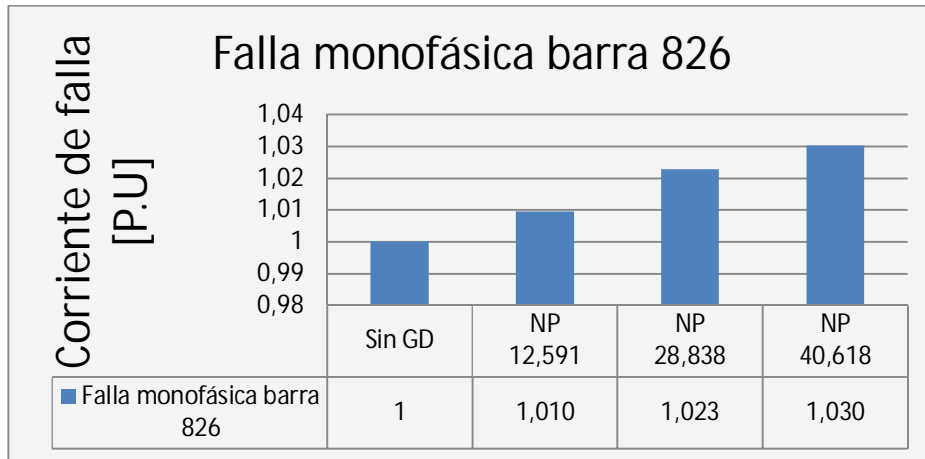
Falla trifásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,011
NP 28,838	1,022
NP 40,618	1,035



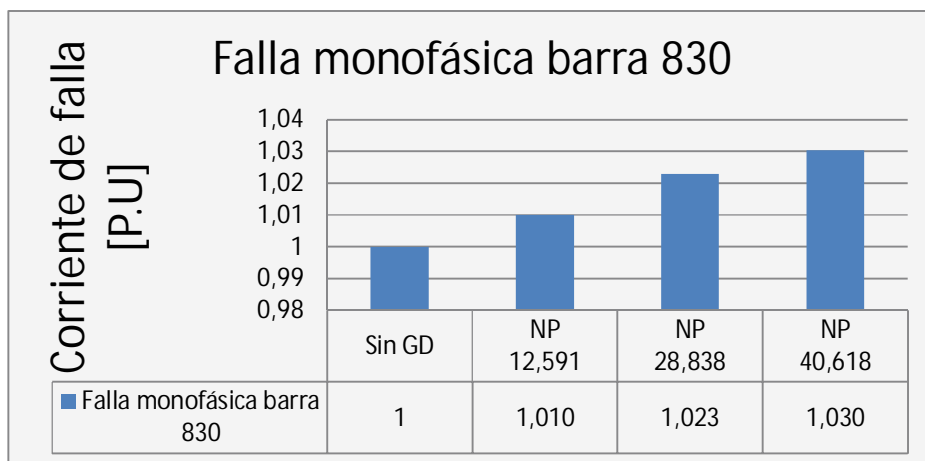
Falla monofásica barra 822	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,006
NP 28,838	1,011
NP 40,618	1,015



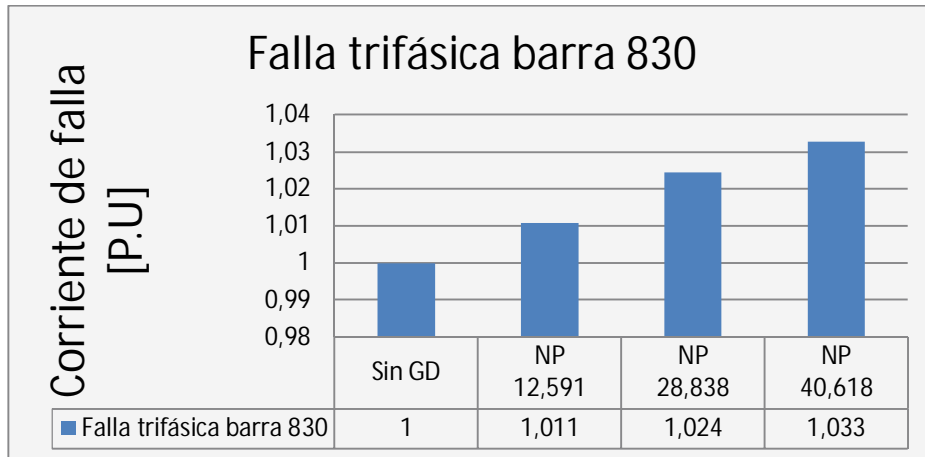
Falla monofásica barra 826	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,010
NP 28,838	1,023
NP 40,618	1,030



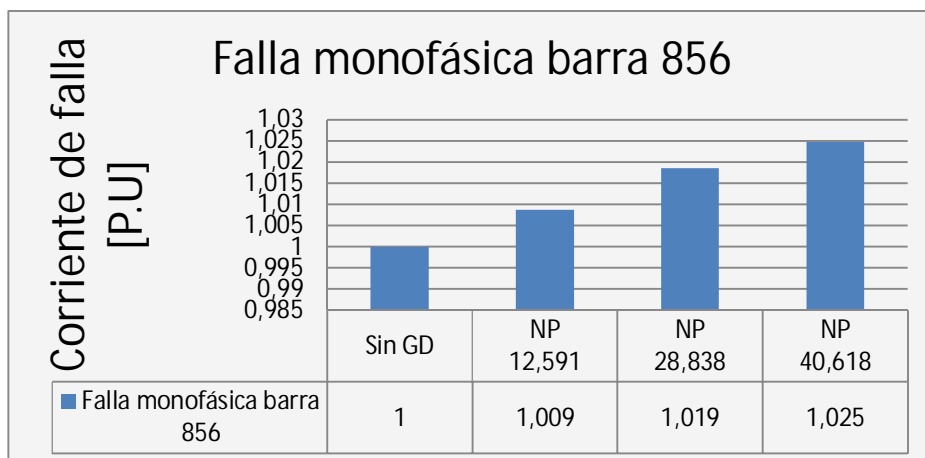
Falla monofásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,010
NP 28,838	1,023
NP 40,618	1,030



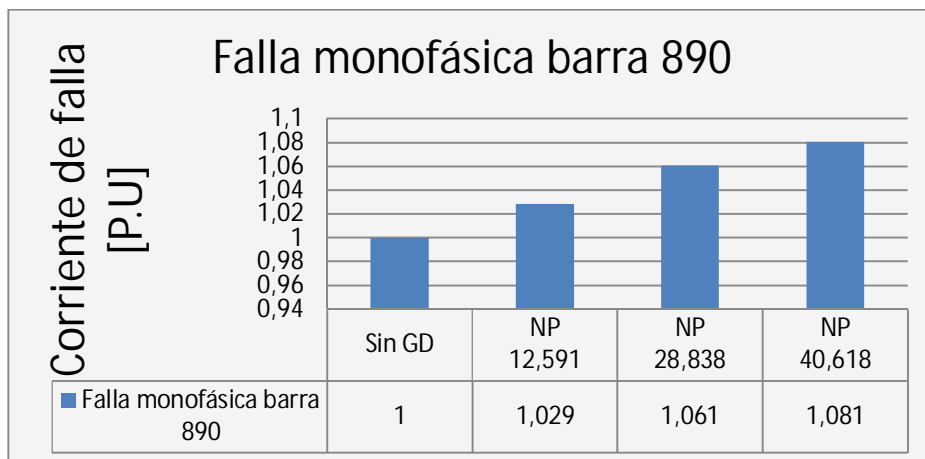
Falla trifásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,011
NP 28,838	1,024
NP 40,618	1,033



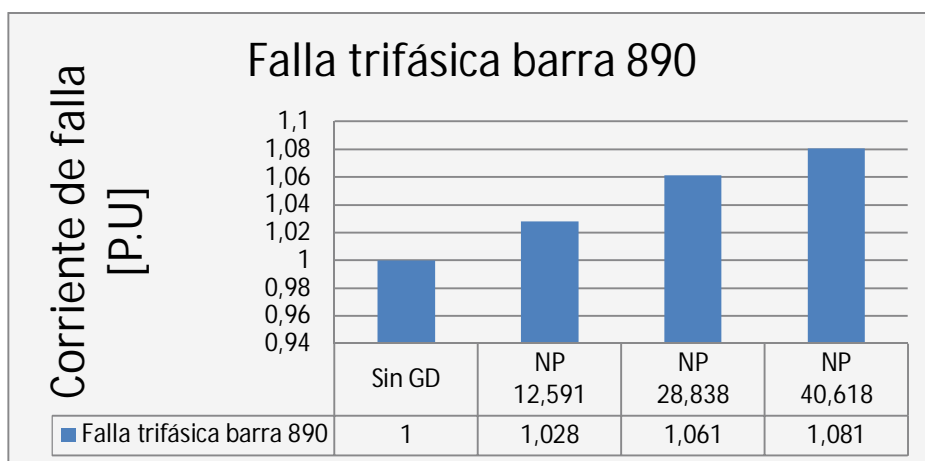
Falla monofásica barra 856	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,009
NP 28,838	1,019
NP 40,618	1,025



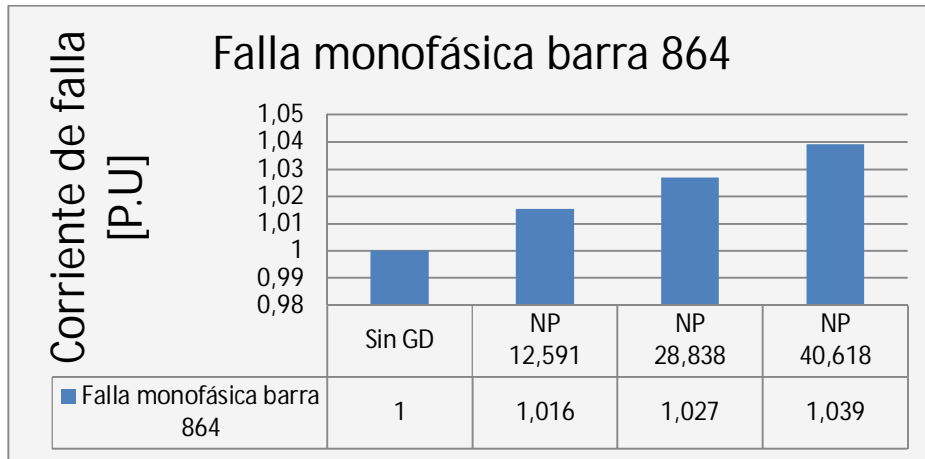
Falla monofásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 12,591	1,029
NP 28,838	1,061
NP 40,618	1,081



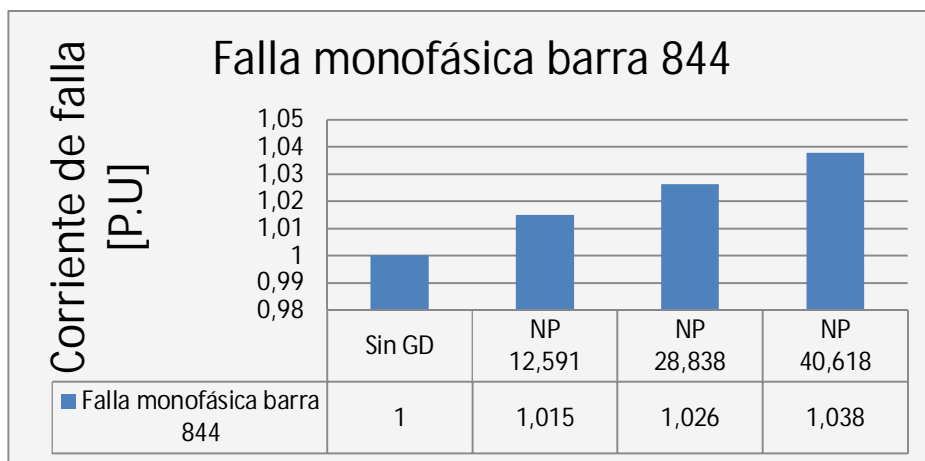
Falla trifásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 12,591	1,028
NP 28,838	1,061
NP 40,618	1,081



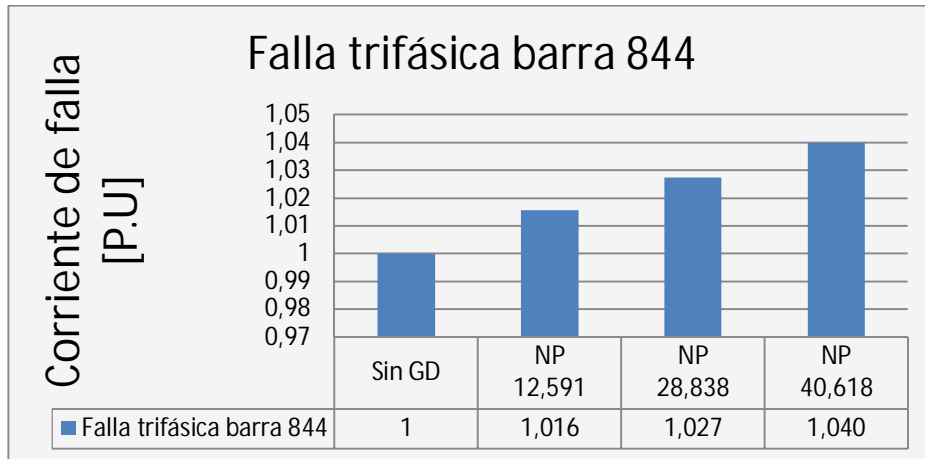
Falla monofásica barra 864	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,016
NP 28,838	1,027
NP 40,618	1,039



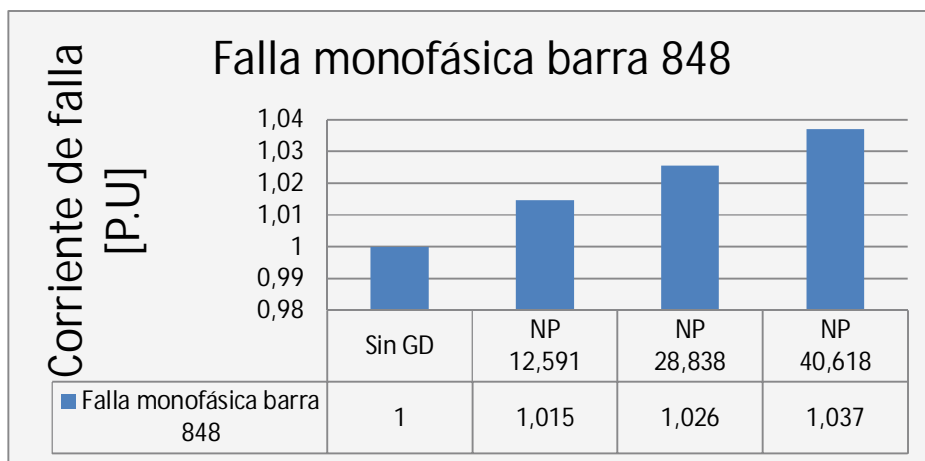
Falla monofásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,015
NP 28,838	1,026
NP 40,618	1,038



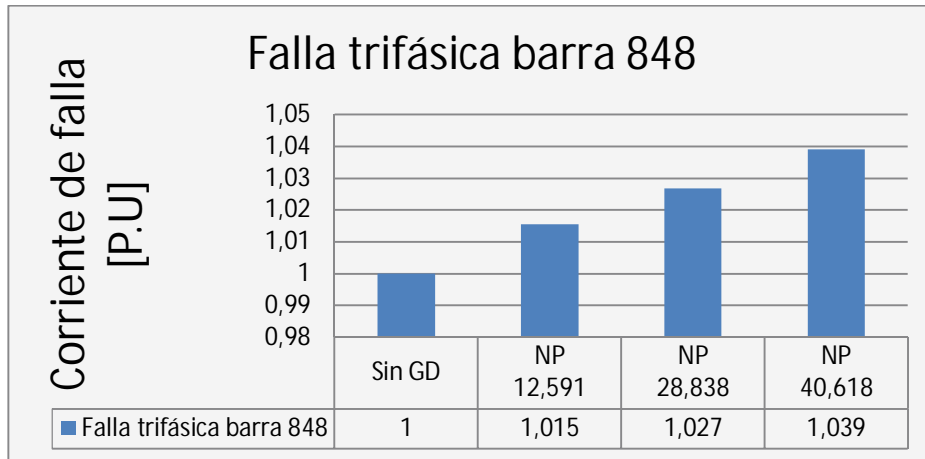
Falla trifásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,016
NP 28,838	1,027
NP 40,618	1,040



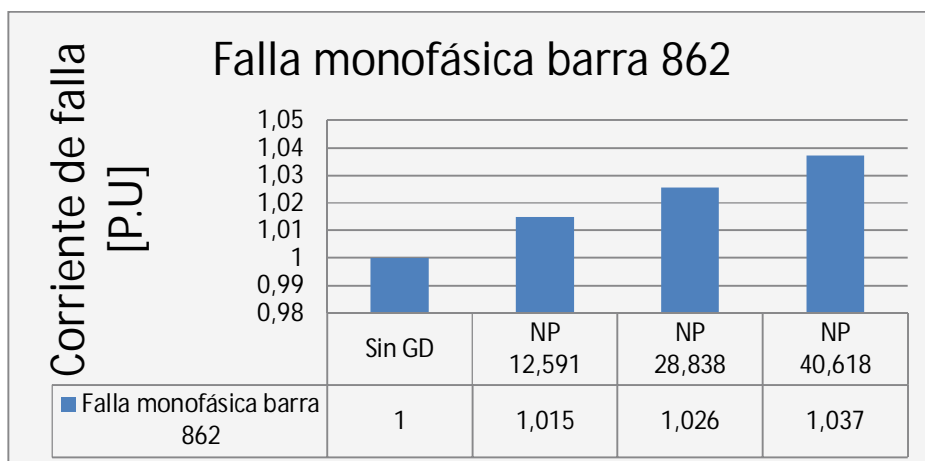
Falla monofásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,015
NP 28,838	1,026
NP 40,618	1,037



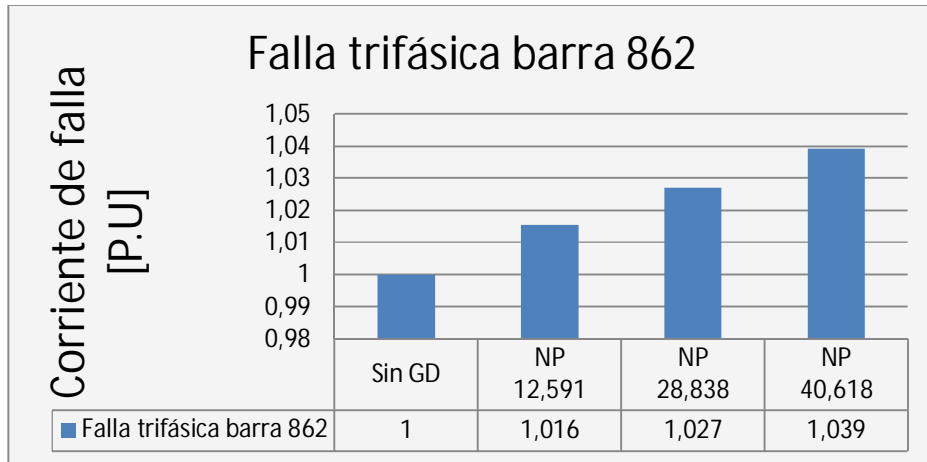
Falla trifásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,015
NP 28,838	1,027
NP 40,618	1,039



Falla monofásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,015
NP 28,838	1,026
NP 40,618	1,037

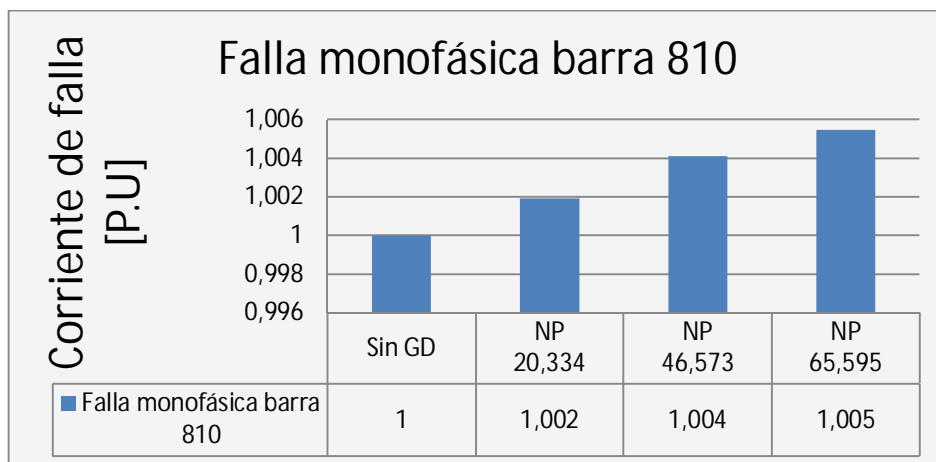


Falla trifásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,016
NP 28,838	1,027
NP 40,618	1,039

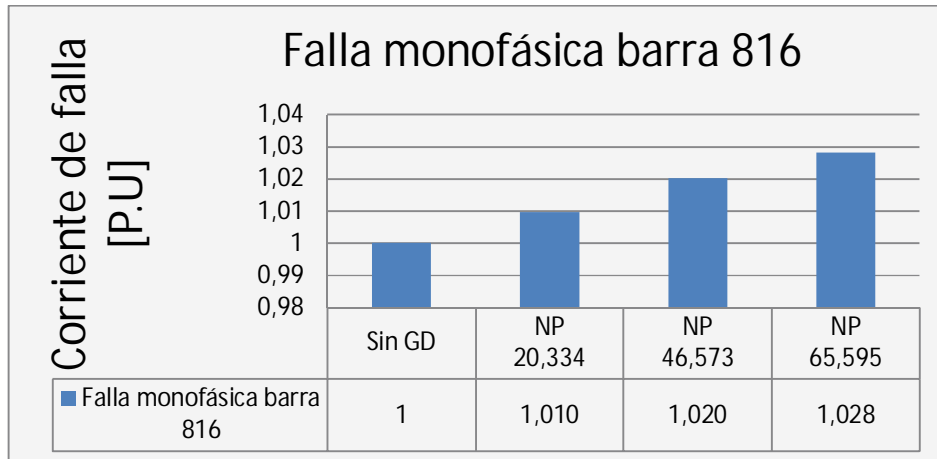


**(DEMANDA MEDIA  $R_F=0 \Omega$ )**

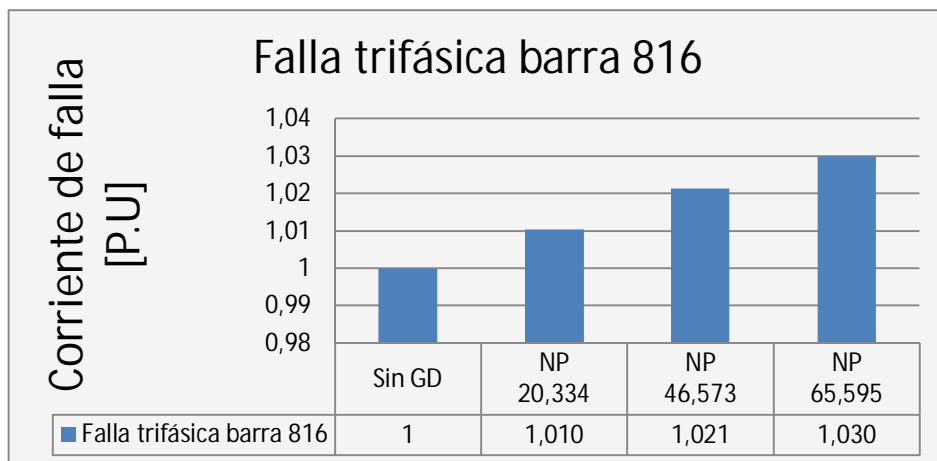
Falla monofásica barra 810	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,002
NP 46,573	1,004
NP 65,595	1,005



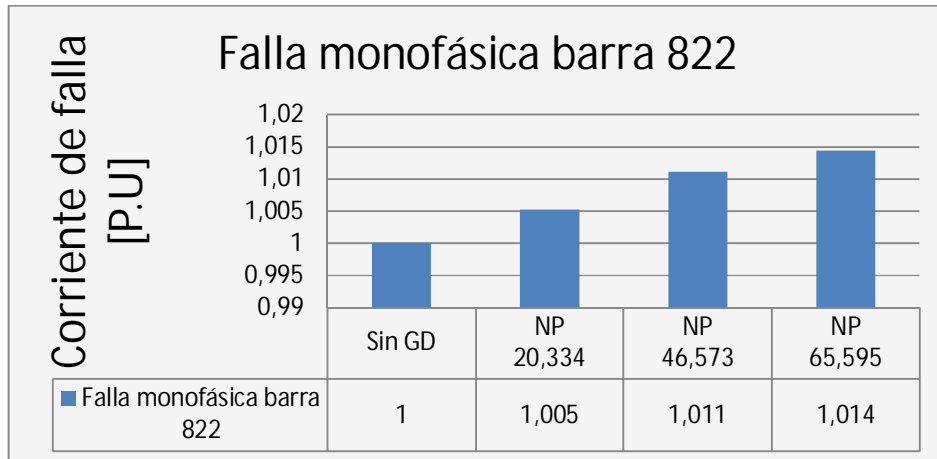
Falla monofásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,010
NP 46,573	1,020
NP 65,595	1,028



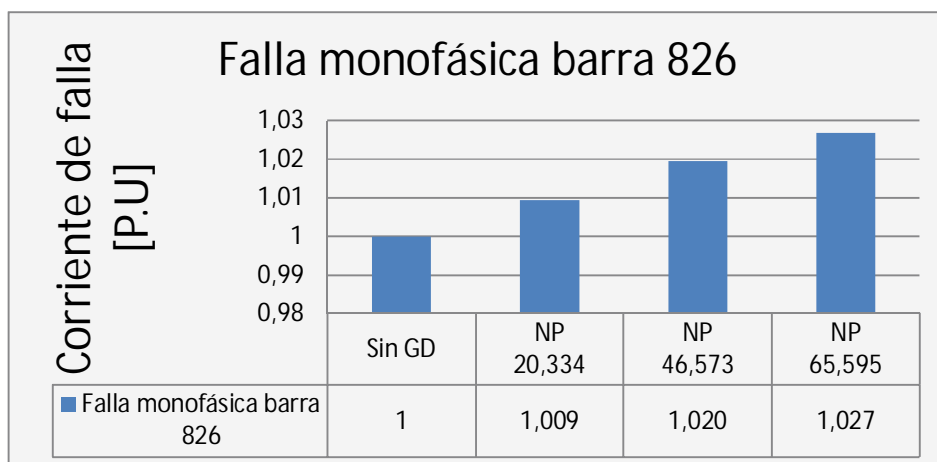
Falla trifásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,010
NP 46,573	1,021
NP 65,595	1,030



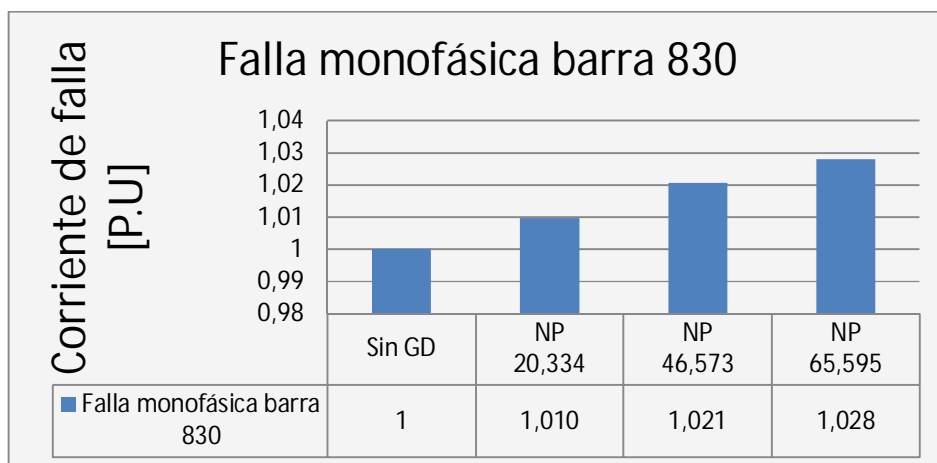
Falla monofásica barra 822	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,005
NP 46,573	1,011
NP 65,595	1,014



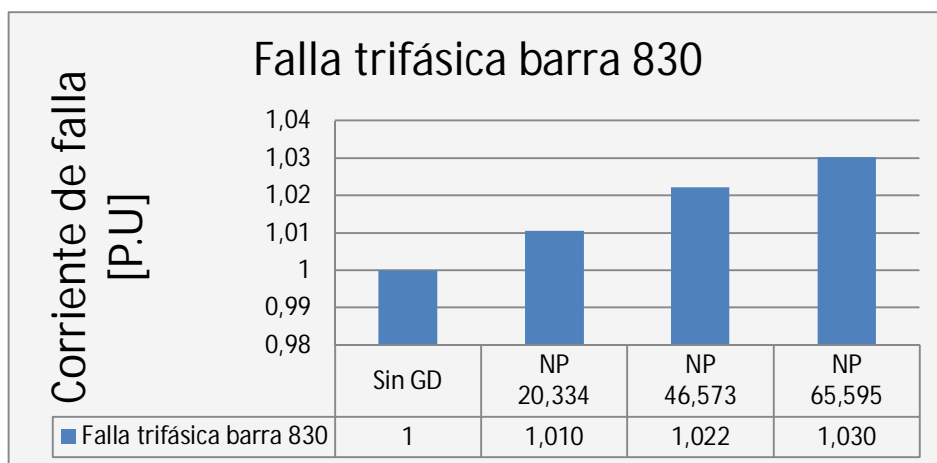
Falla monofásica barra 826	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,009
NP 46,573	1,020
NP 65,595	1,027



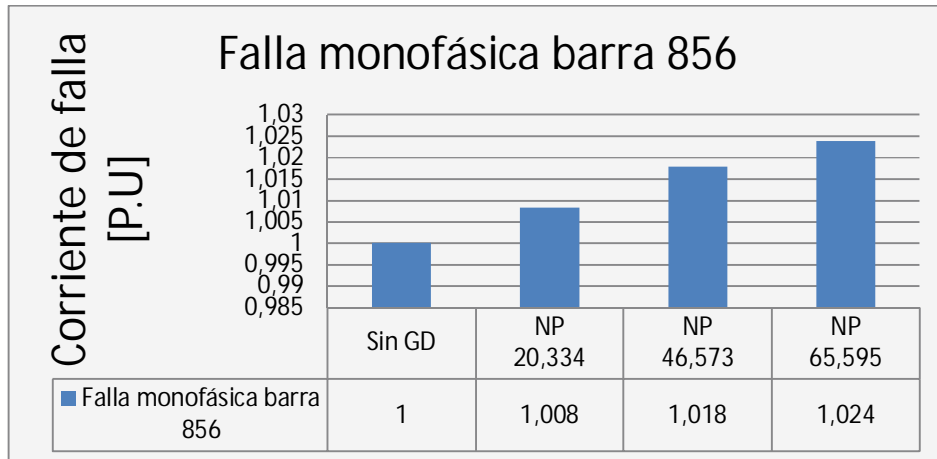
Falla monofásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,010
NP 46,573	1,021
NP 65,595	1,028



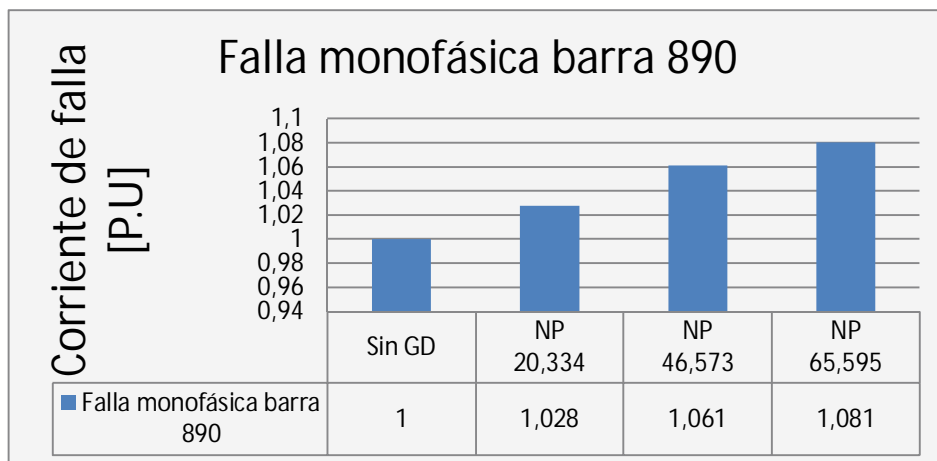
Falla trifásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,010
NP 46,573	1,022
NP 65,595	1,030



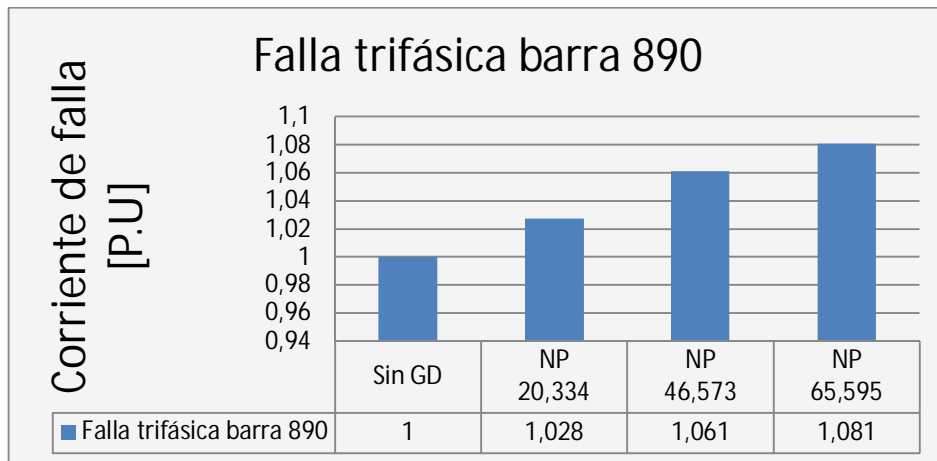
Falla monofásica barra 856	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,008
NP 46,573	1,018
NP 65,595	1,024



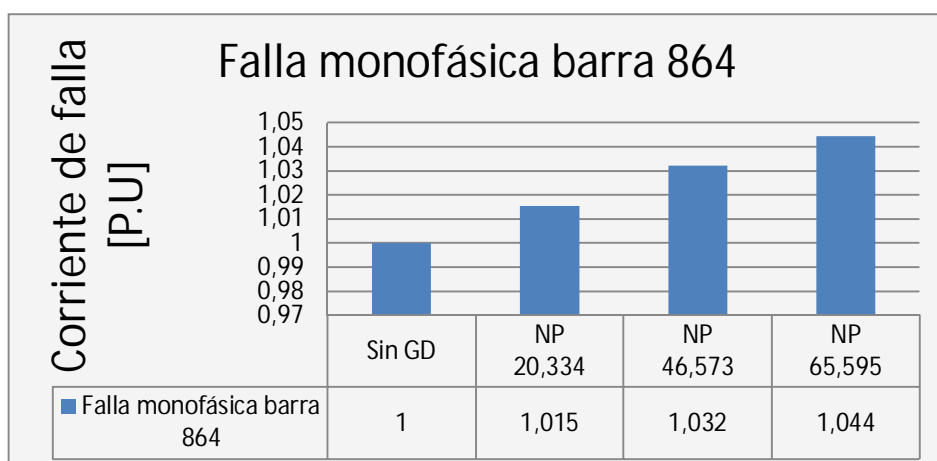
Falla monofásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 20,334	1,028
NP 46,573	1,061
NP 65,595	1,081



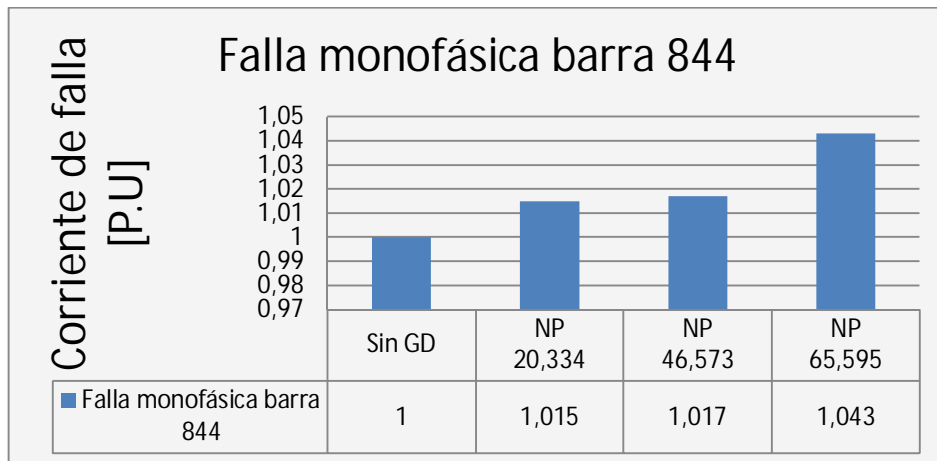
Falla trifásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 20,334	1,028
NP 46,573	1,061
NP 65,595	1,081



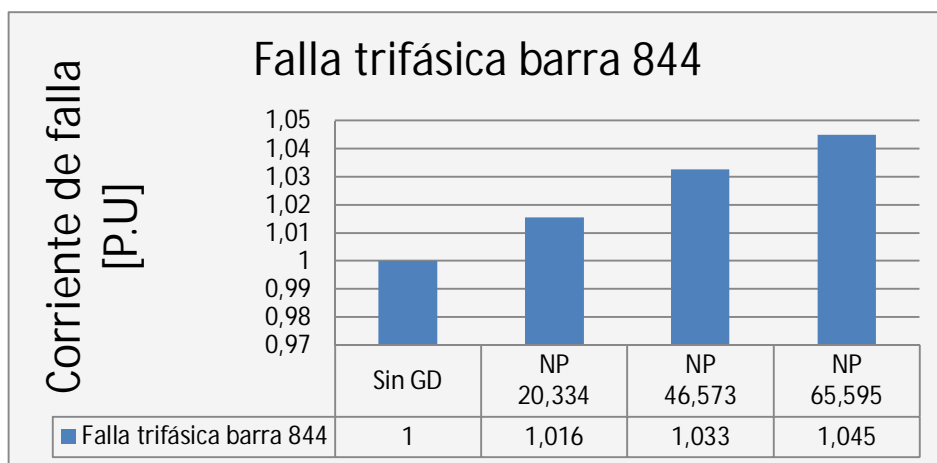
Falla monofásica barra 864	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,015
NP 46,573	1,032
NP 65,595	1,044



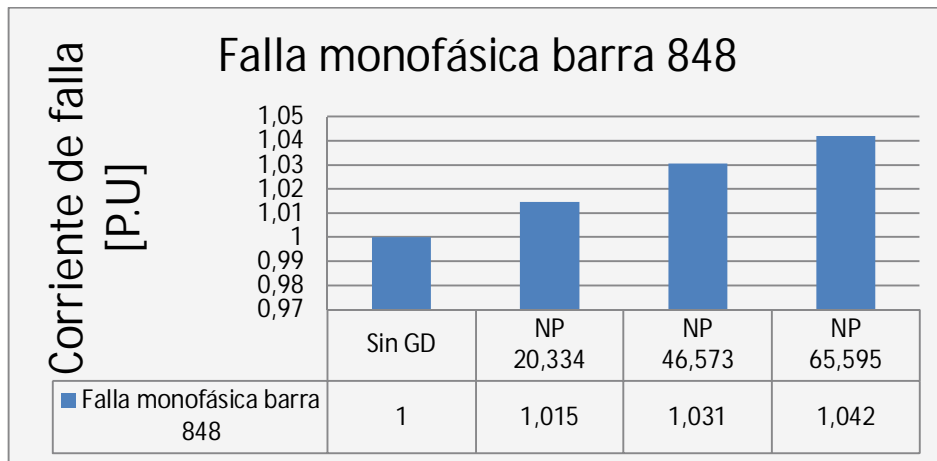
Falla monofásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,015
NP 46,573	1,017
NP 65,595	1,043



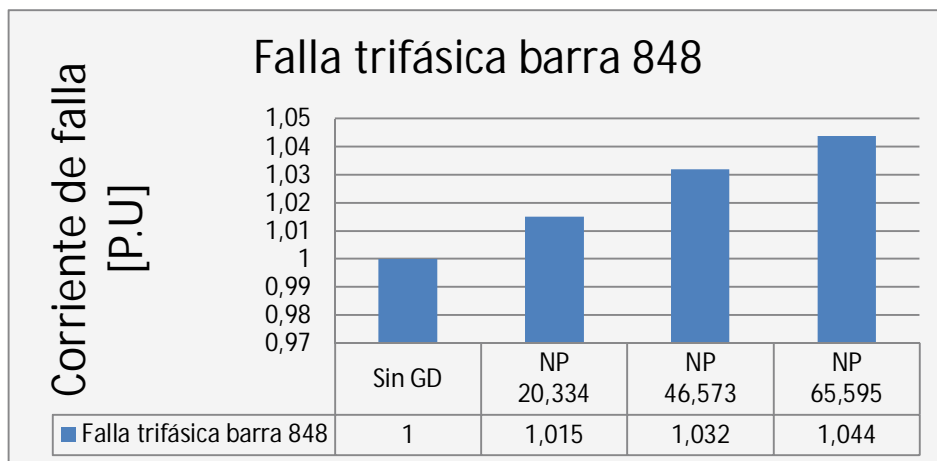
Falla trifásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,016
NP 46,573	1,033
NP 65,595	1,045



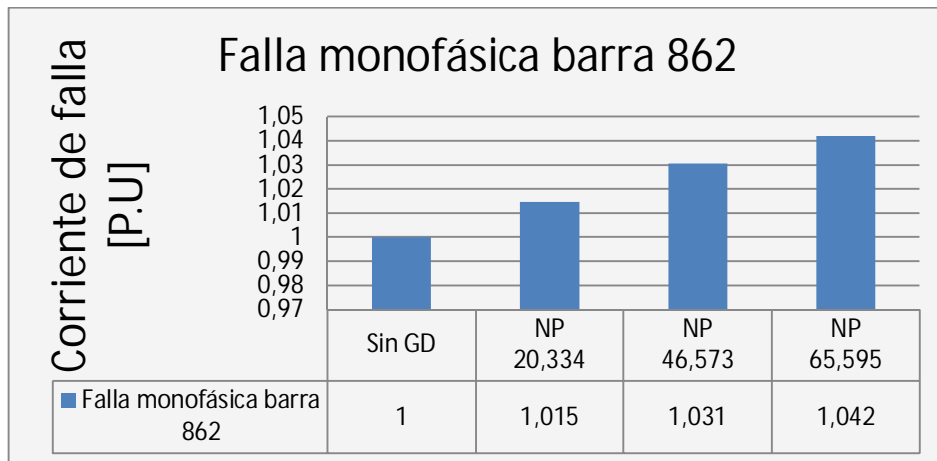
Falla monofásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,015
NP 46,573	1,031
NP 65,595	1,042



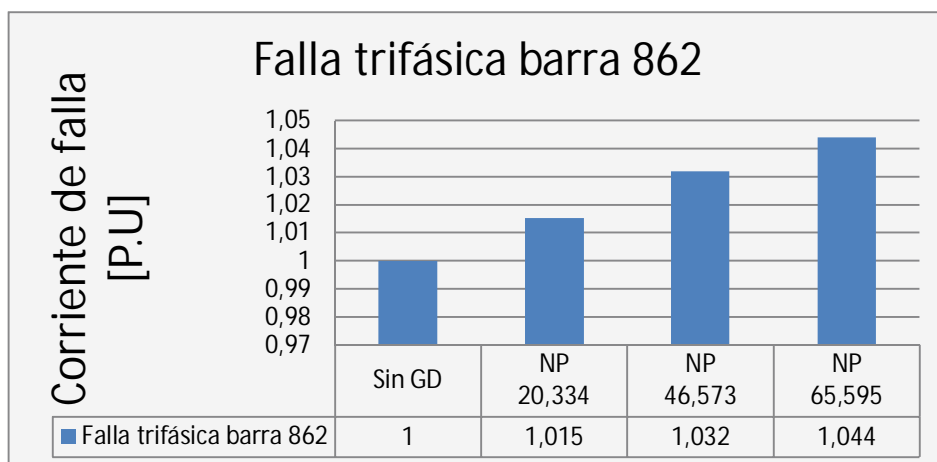
Falla trifásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,015
NP 46,573	1,032
NP 65,595	1,044



Falla monofásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,015
NP 46,573	1,031
NP 65,595	1,042

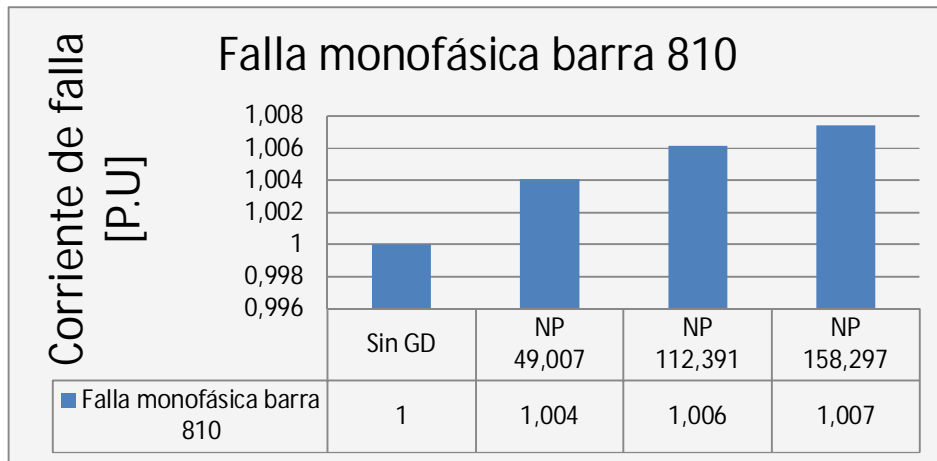


Falla trifásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,015
NP 46,573	1,032
NP 65,595	1,044

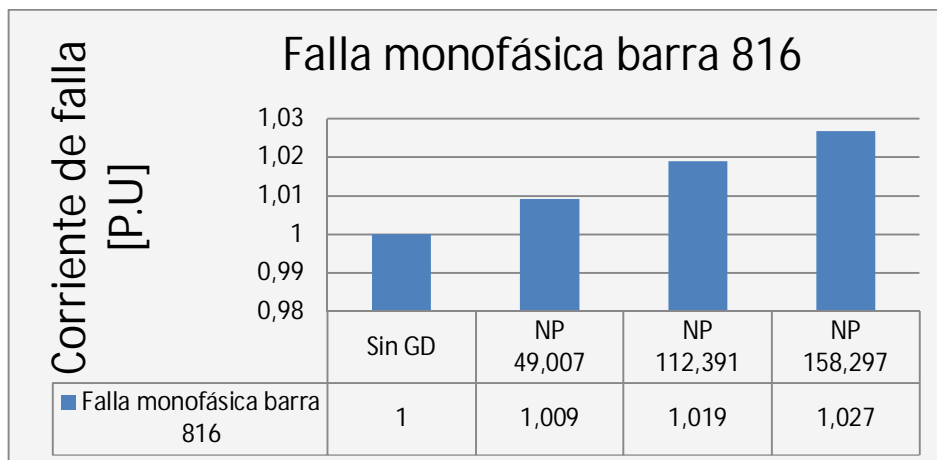


**DEMANDA MINIMA  $R_F=0 \Omega$**

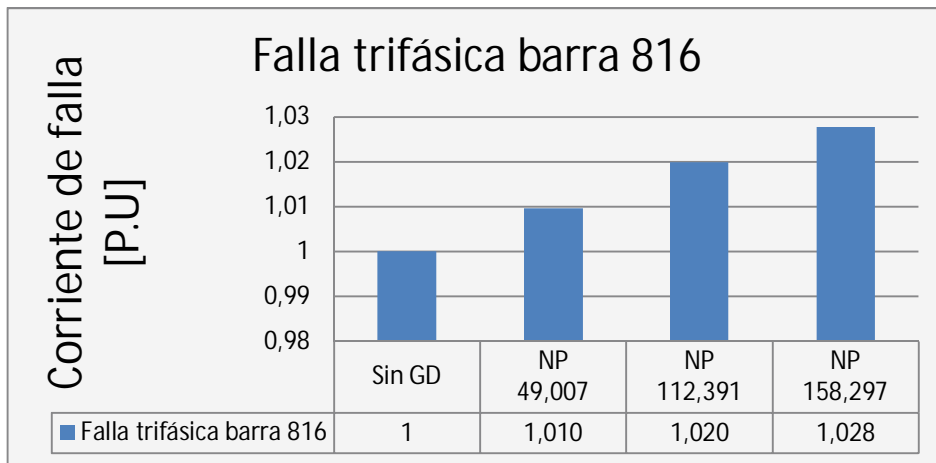
Falla monofásica barra 810	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,004
NP 112,391	1,006
NP 158,297	1,007



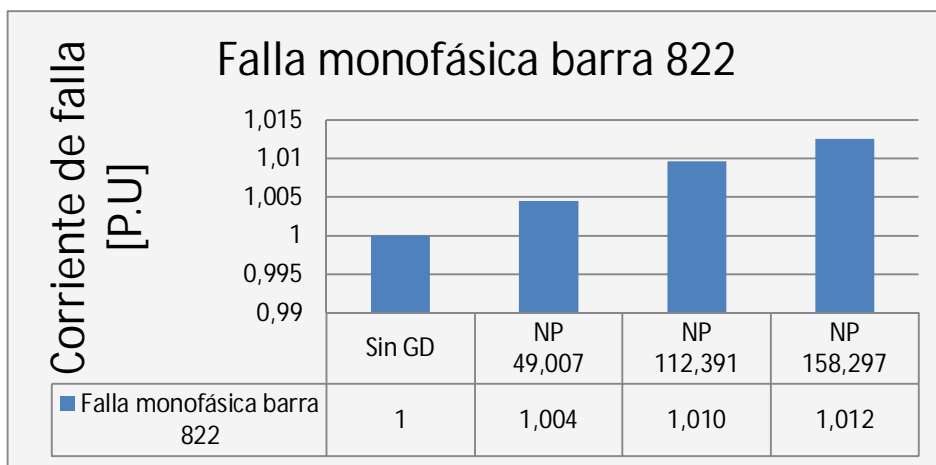
Falla monofásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,009
NP 112,391	1,019
NP 158,297	1,027



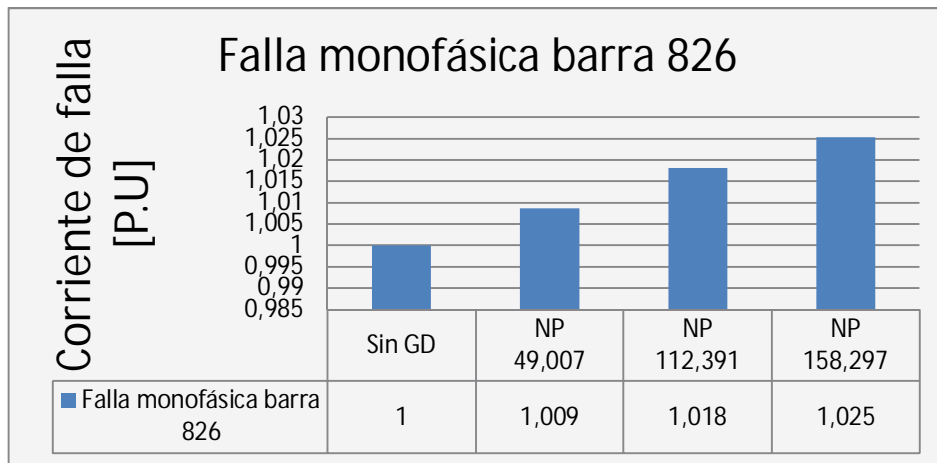
Falla trifásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,010
NP 112,391	1,020
NP 158,297	1,028



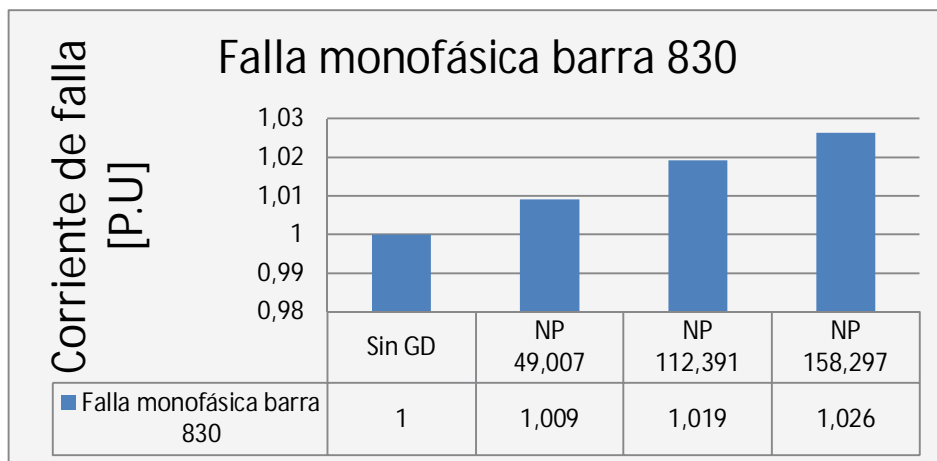
Falla monofásica barra 822	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,004
NP 112,391	1,010
NP 158,297	1,012



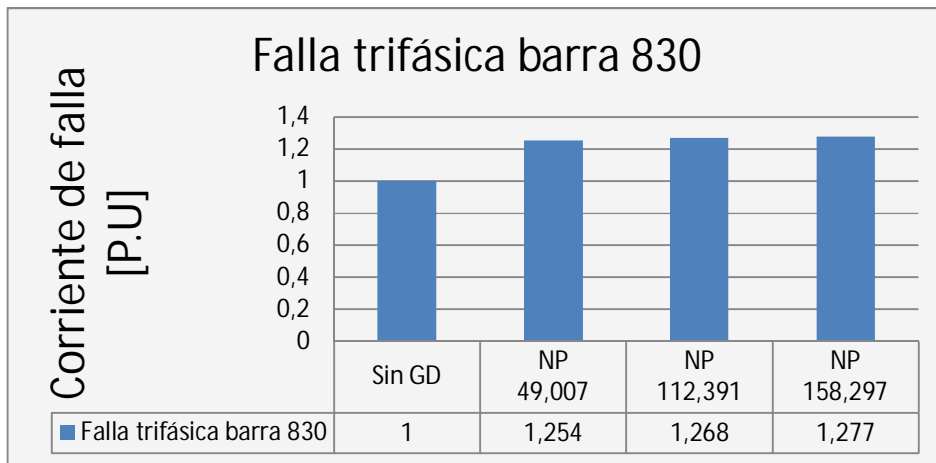
Falla monofásica barra 826	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,009
NP 112,391	1,018
NP 158,297	1,025



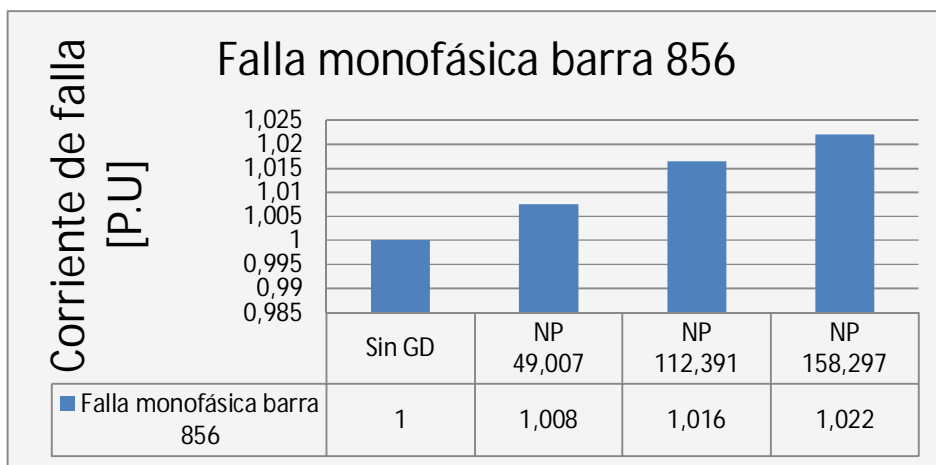
Falla monofásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,009
NP 112,391	1,019
NP 158,297	1,026



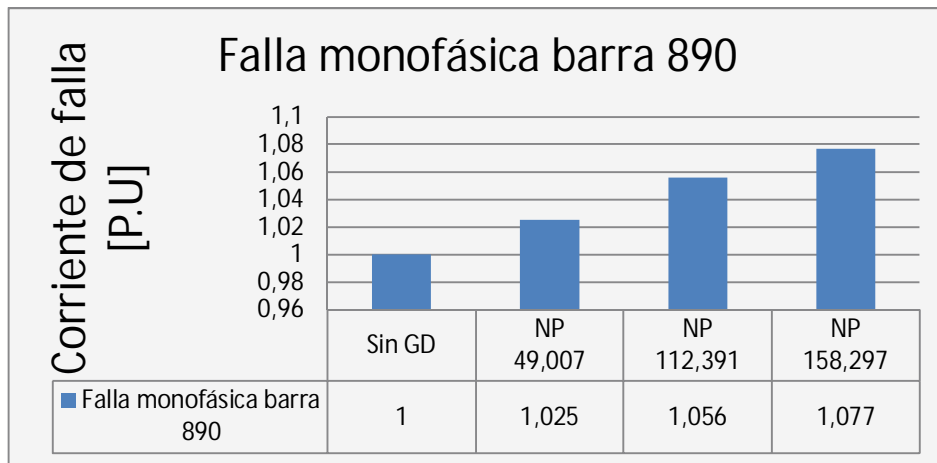
Falla trifásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,254
NP 112,391	1,268
NP 158,297	1,277



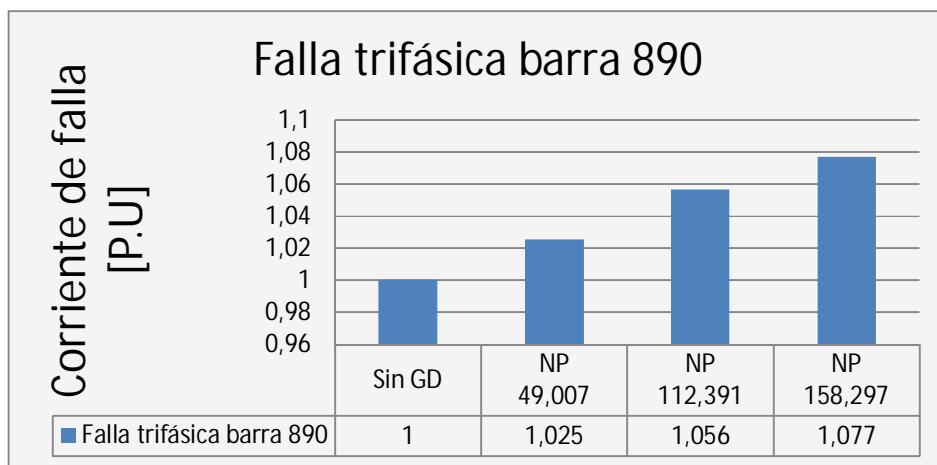
Falla monofásica barra 856	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,008
NP 112,391	1,016
NP 158,297	1,022



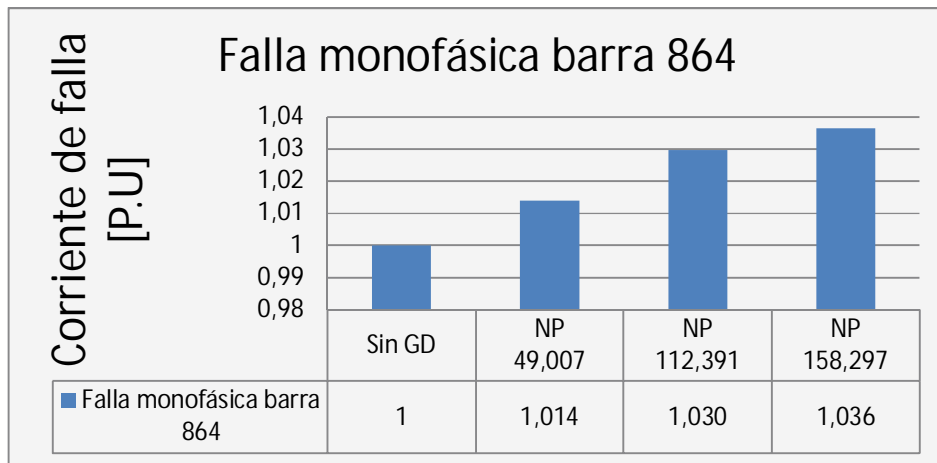
Falla monofásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 49,007	1,025
NP 112,391	1,056
NP 158,297	1,077



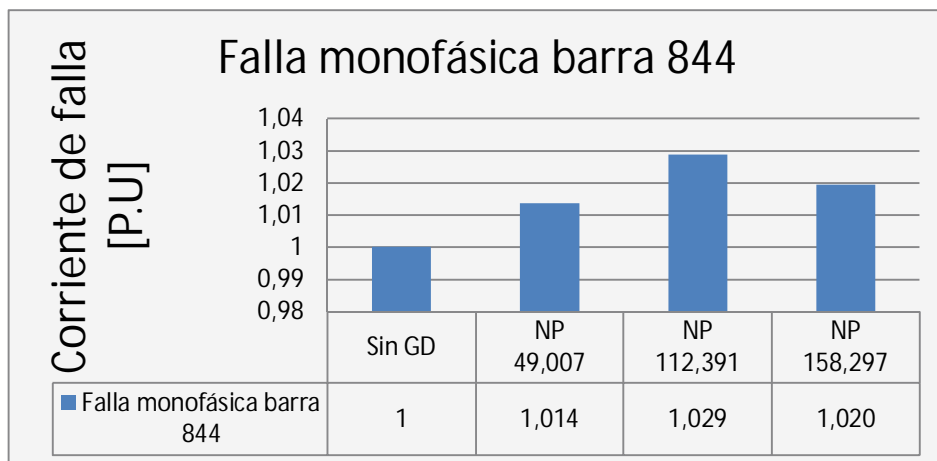
Falla trifásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 49,007	1,025
NP 112,391	1,056
NP 158,297	1,077



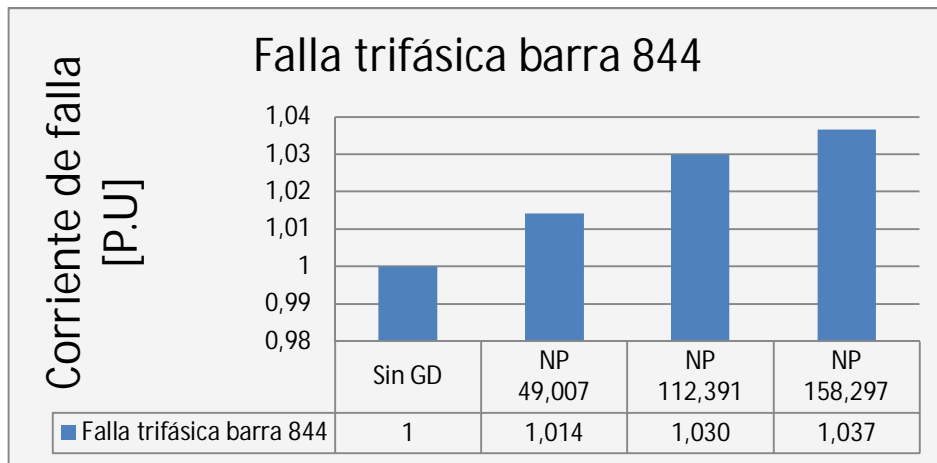
Falla monofásica barra 864	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,014
NP 112,391	1,030
NP 158,297	1,036



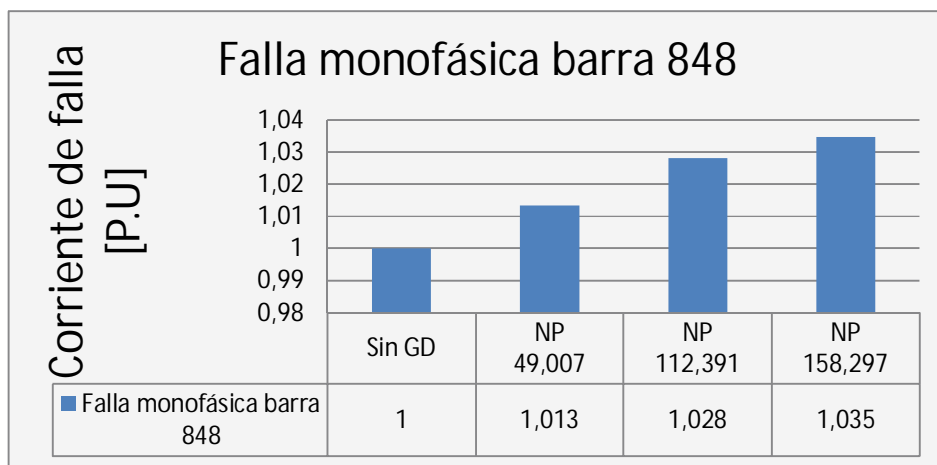
Falla monofásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,014
NP 112,391	1,029
NP 158,297	1,020



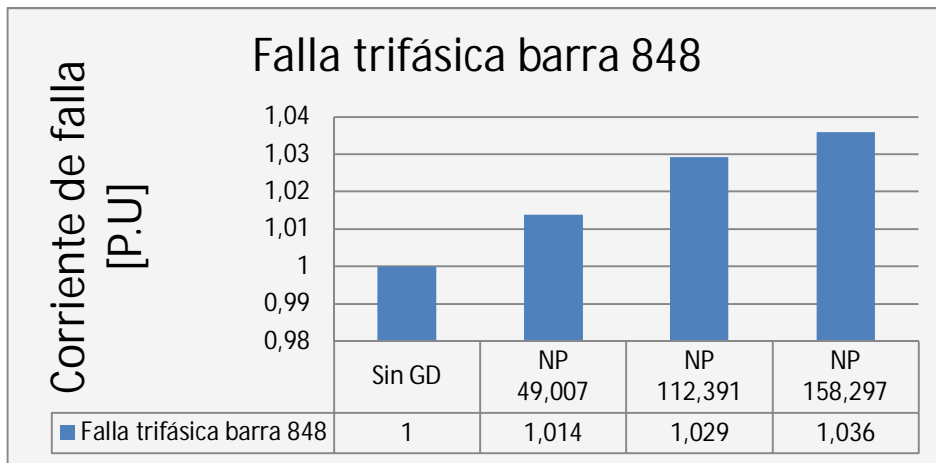
Falla trifásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,014
NP 112,391	1,030
NP 158,297	1,037



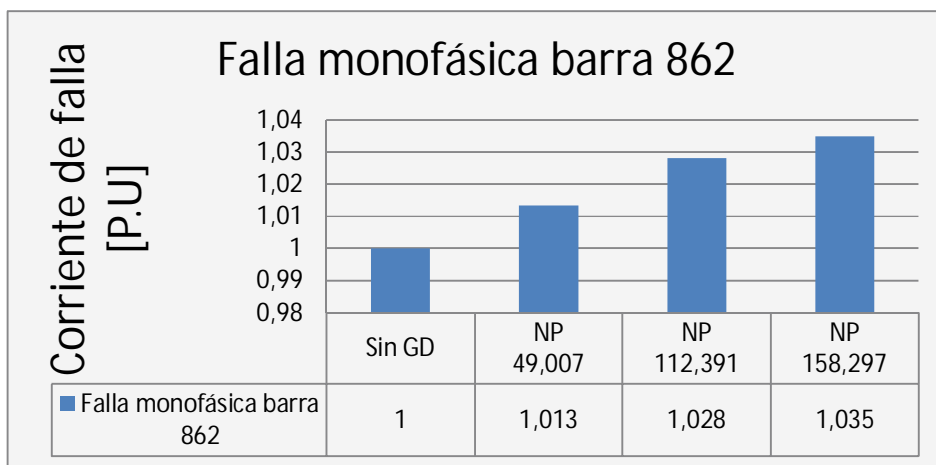
Falla monofásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,013
NP 112,391	1,028
NP 158,297	1,035



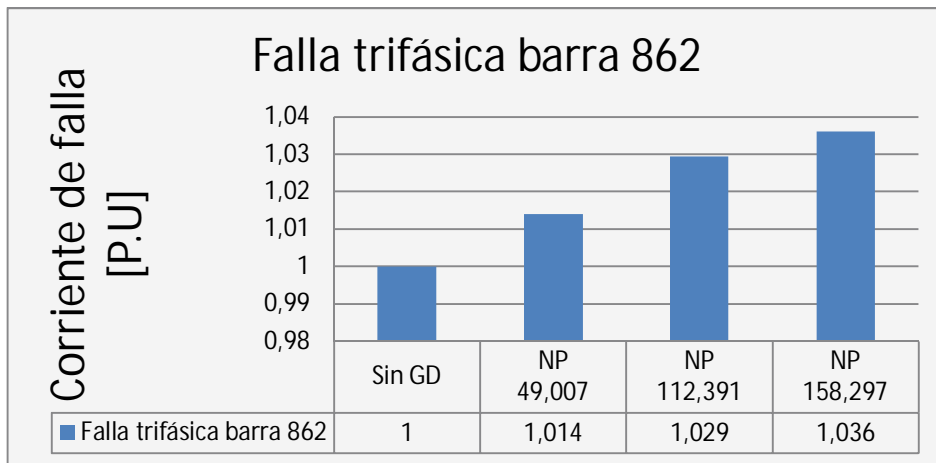
Falla trifásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,014
NP 112,391	1,029
NP 158,297	1,036



Falla monofásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,013
NP 112,391	1,028
NP 158,297	1,035

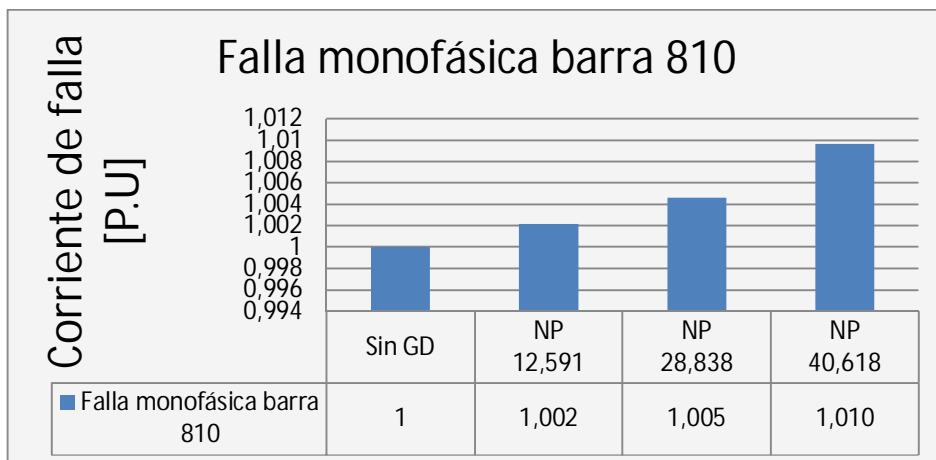


Falla trifásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,014
NP 112,391	1,029
NP 158,297	1,036

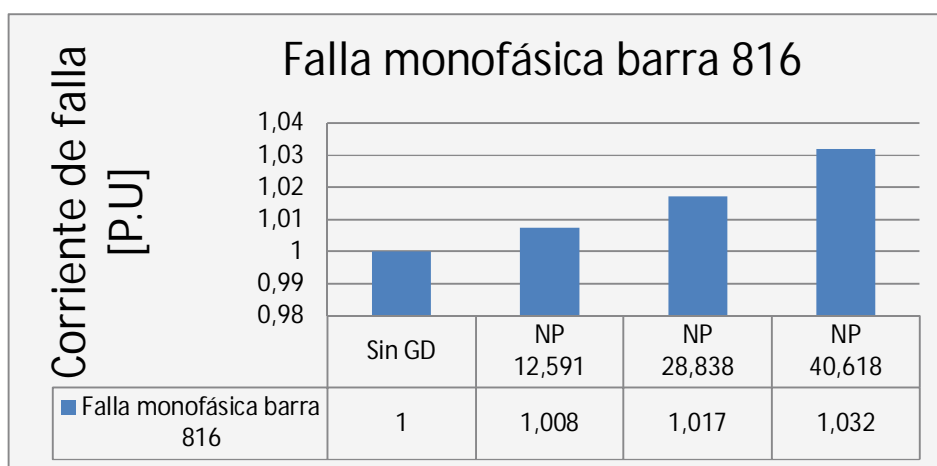


**(DEMANDA MÁXIMA  $R_F=20\Omega$ )**

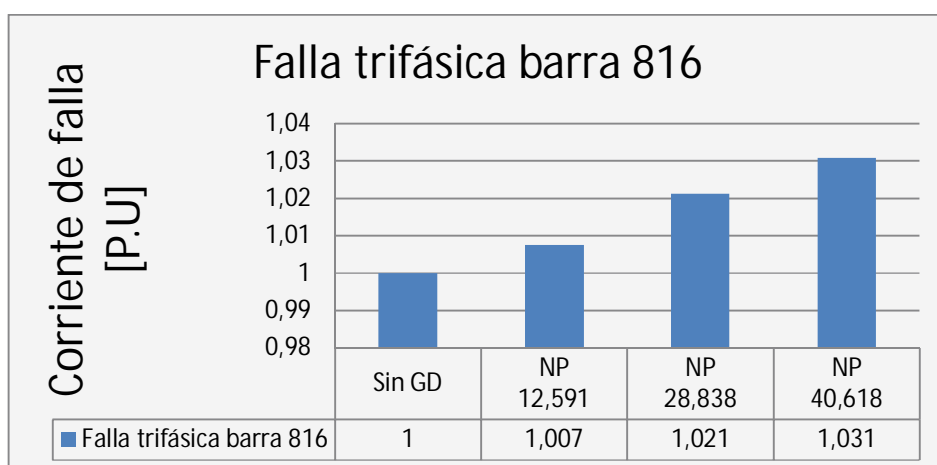
Falla monofásica barra 810	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,002
NP 28,838	1,005
NP 40,618	1,010



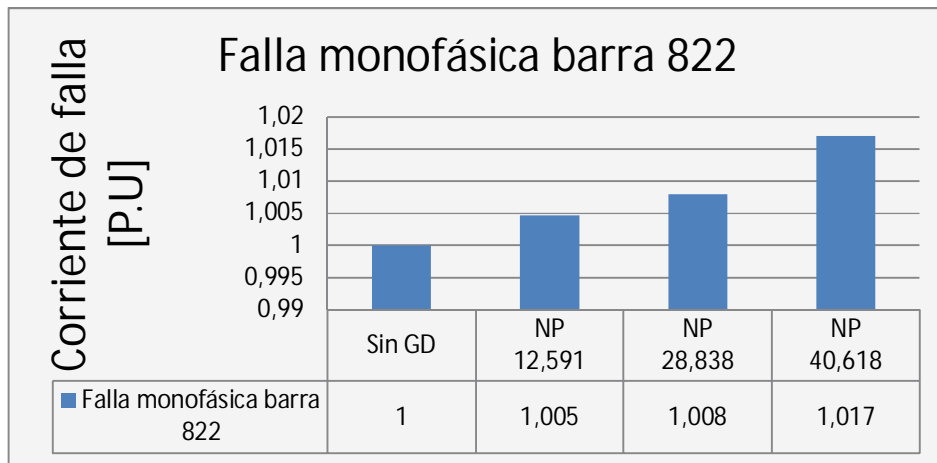
Falla monofásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,008
NP 28,838	1,017
NP 40,618	1,032



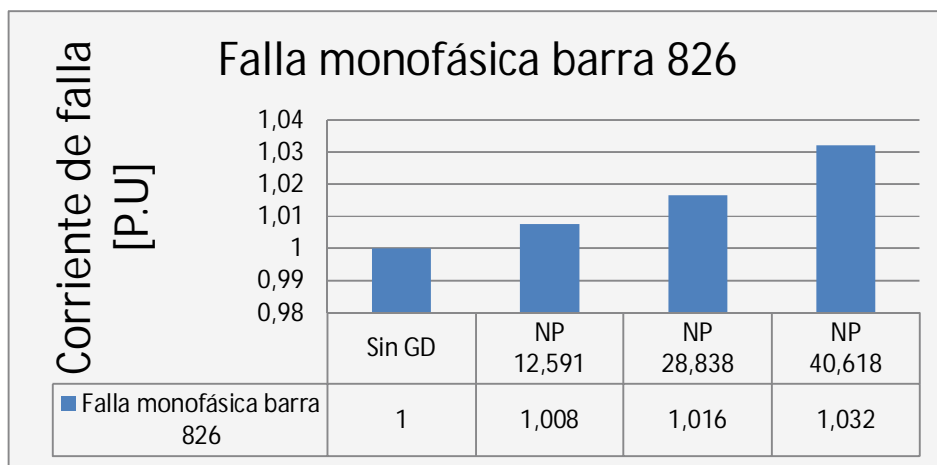
Falla trifásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,007
NP 28,838	1,021
NP 40,618	1,031



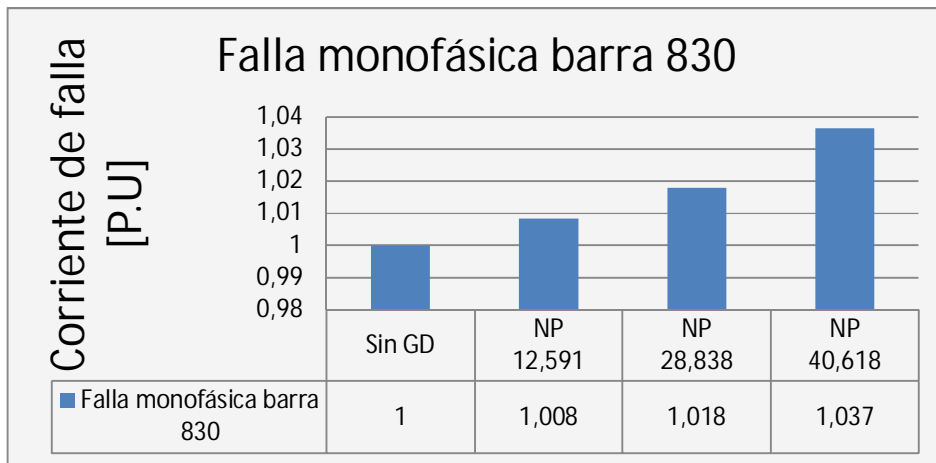
Falla monofásica barra 822	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,005
NP 28,838	1,008
NP 40,618	1,017



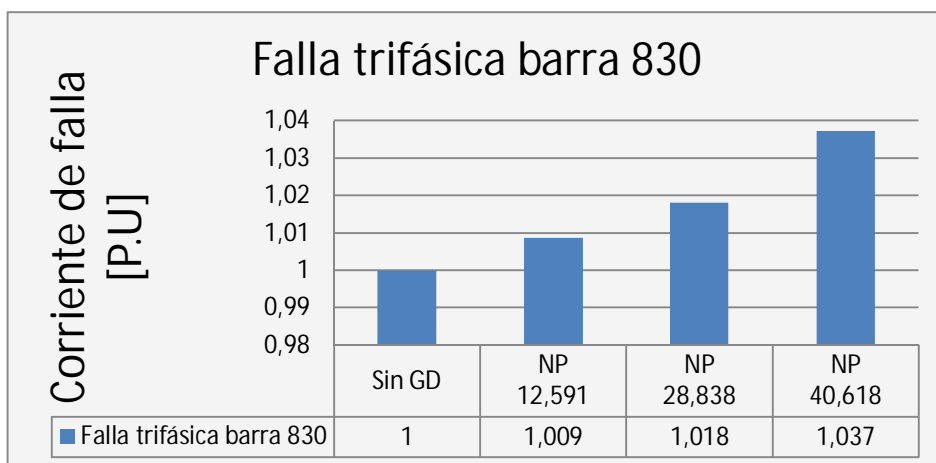
Falla monofásica barra 826	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,008
NP 28,838	1,016
NP 40,618	1,032



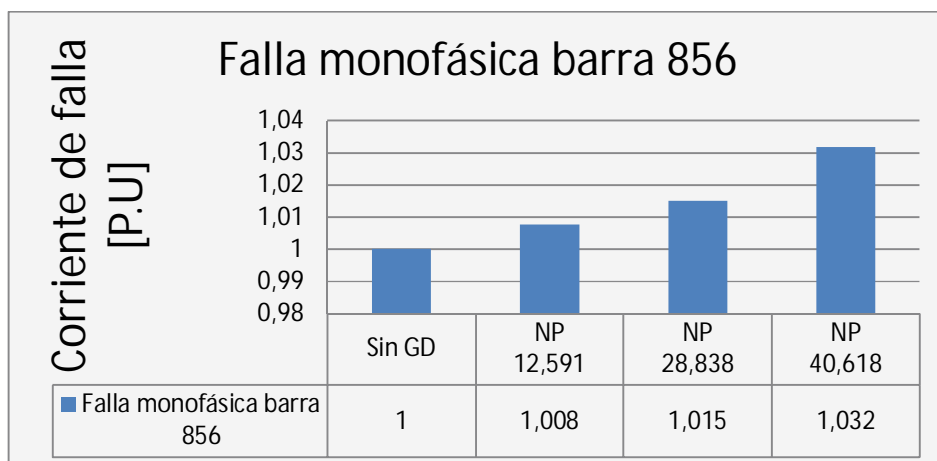
Falla monofásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,008
NP 28,838	1,018
NP 40,618	1,037



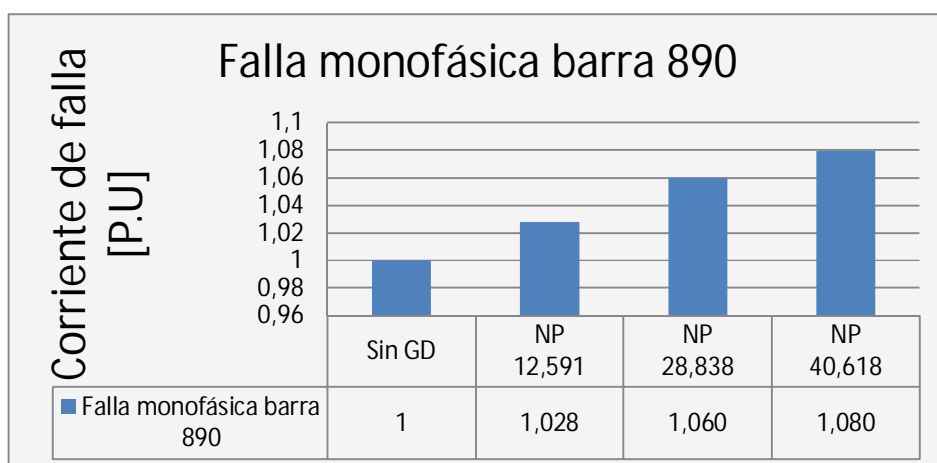
Falla trifásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,009
NP 28,838	1,018
NP 40,618	1,037



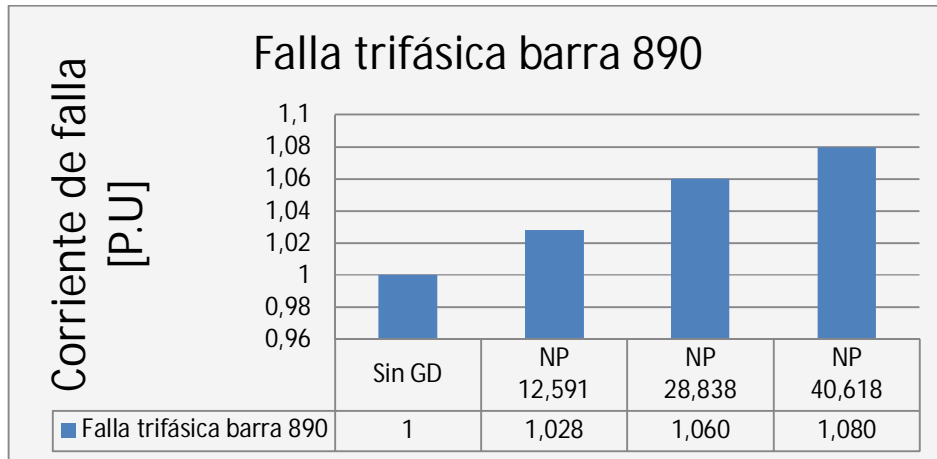
Falla monofásica barra 856	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,008
NP 28,838	1,015
NP 40,618	1,032



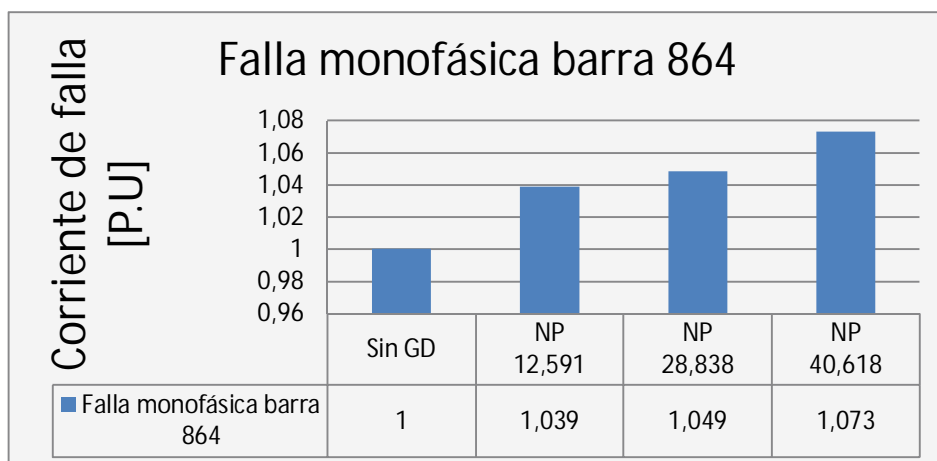
Falla monofásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 12,591	1,028
NP 28,838	1,060
NP 40,618	1,080



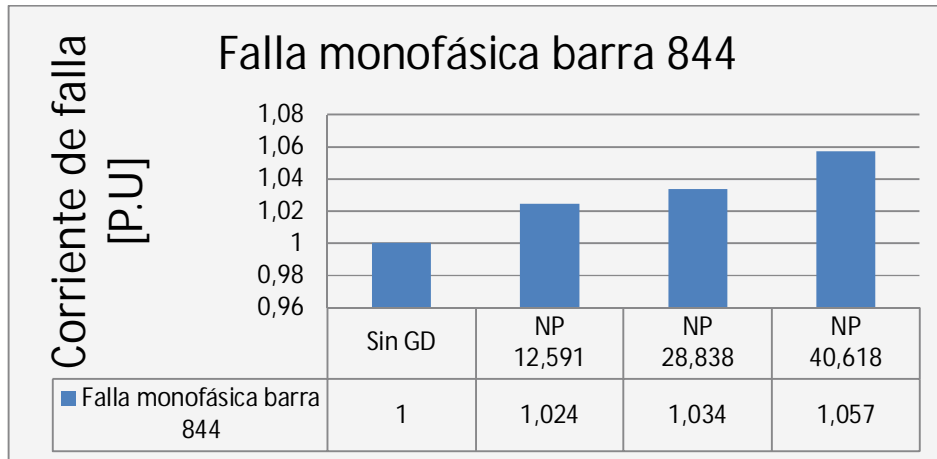
Falla trifásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 12,591	1,028
NP 28,838	1,060
NP 40,618	1,080



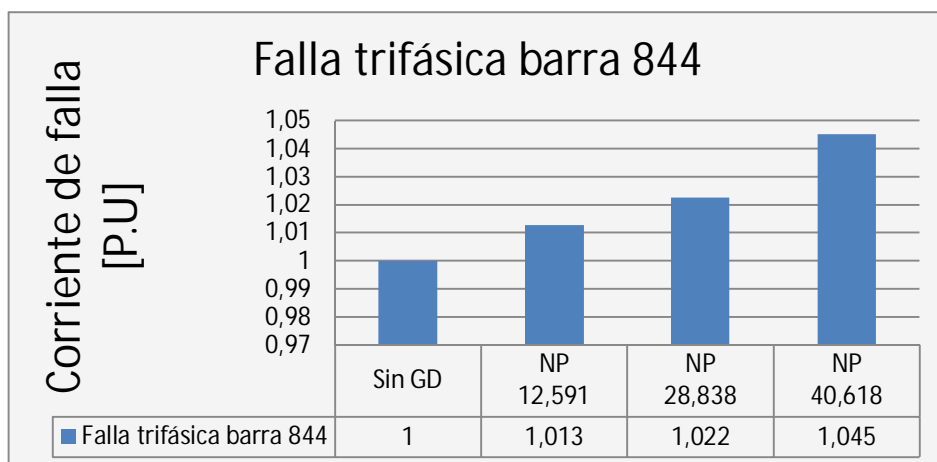
Falla monofásica barra 864	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,039
NP 28,838	1,049
NP 40,618	1,073



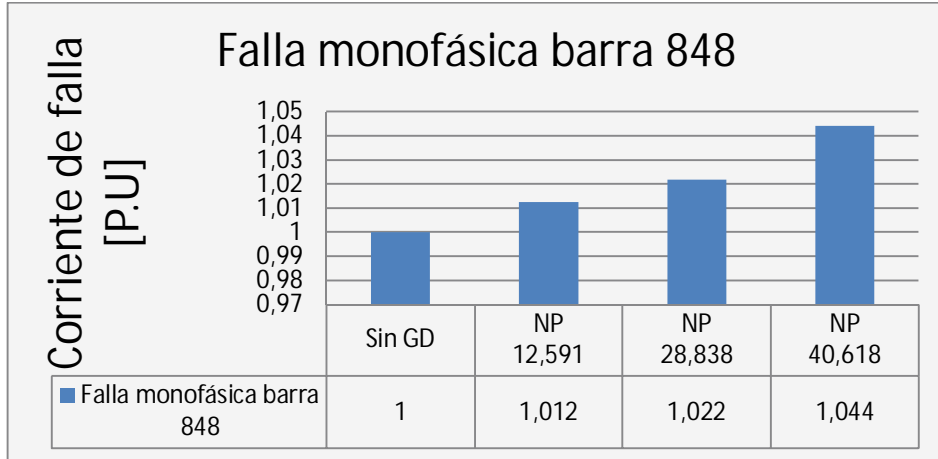
Falla monofásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,024
NP 28,838	1,034
NP 40,618	1,057



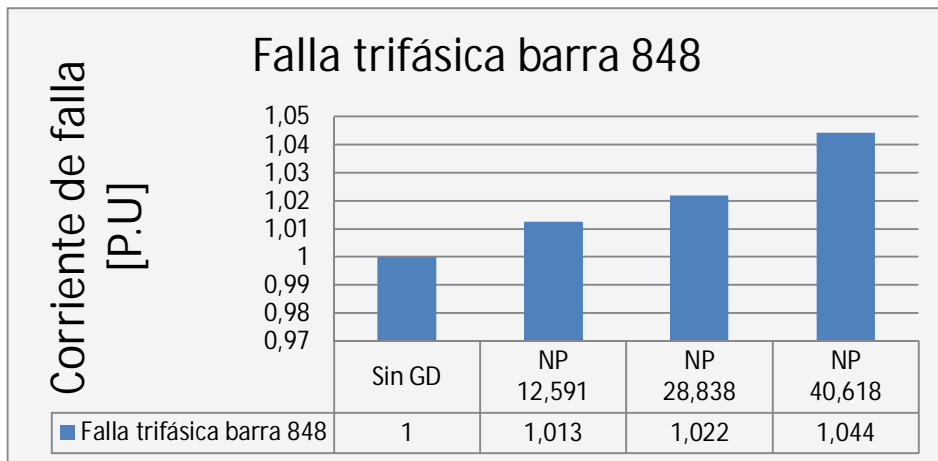
Falla trifásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,013
NP 28,838	1,022
NP 40,618	1,045



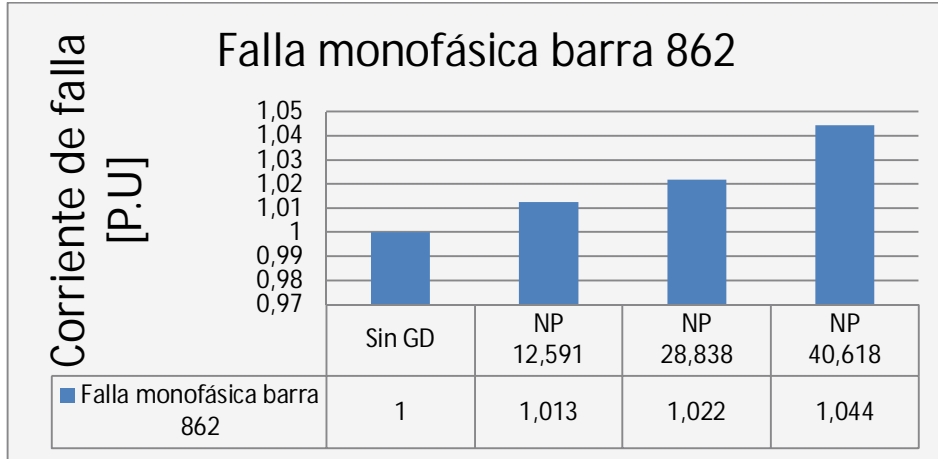
Falla monofásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,012
NP 28,838	1,022
NP 40,618	1,044



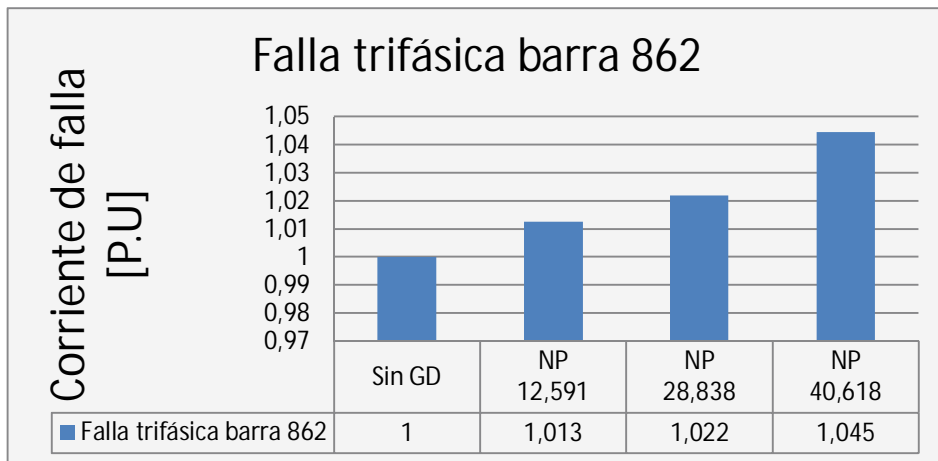
Falla trifásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,013
NP 28,838	1,022
NP 40,618	1,044



Falla monofásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,013
NP 28,838	1,022
NP 40,618	1,044

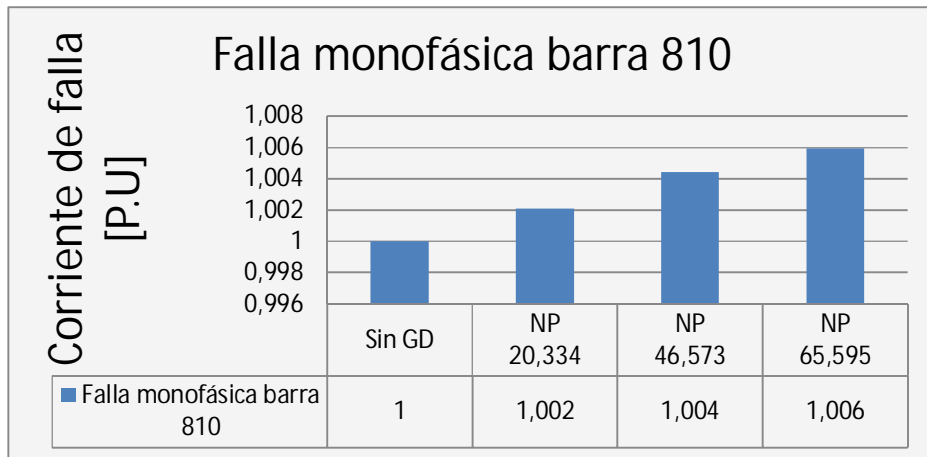


Falla trifásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 12,591	1,013
NP 28,838	1,022
NP 40,618	1,045

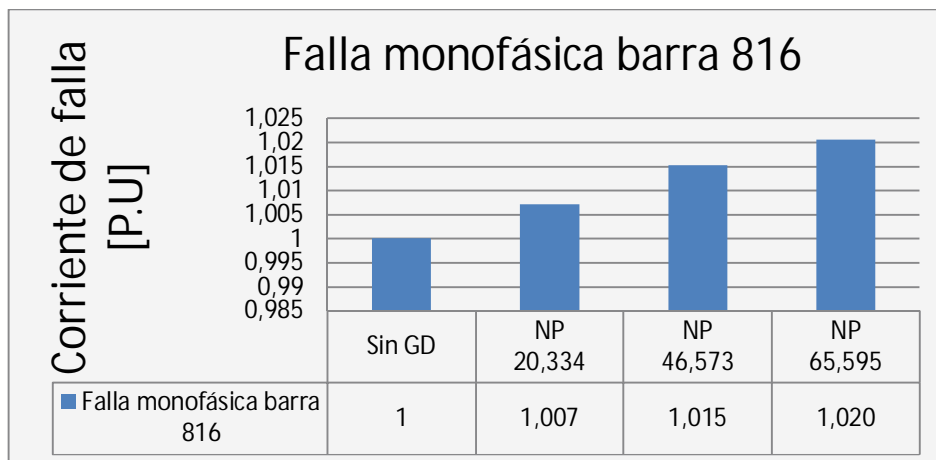


**(DEMANDA MEDIA  $R_f=20\Omega$ )**

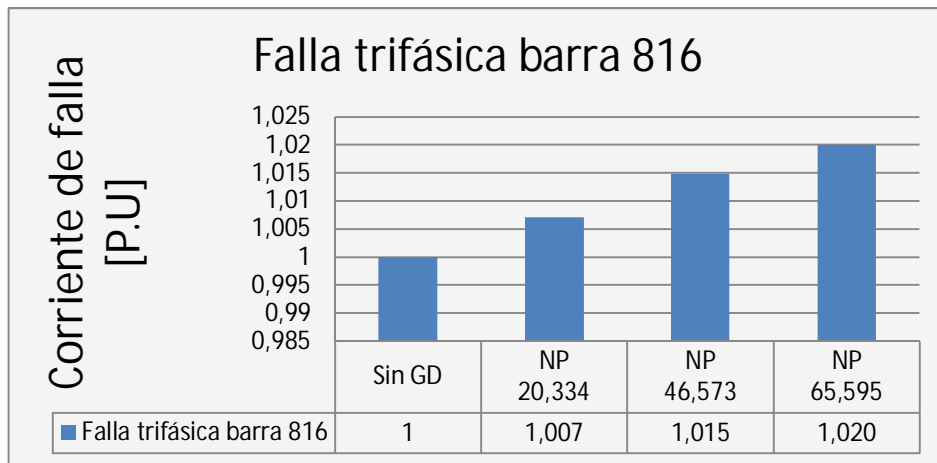
Falla monofásica barra 810	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,002
NP 46,573	1,004
NP 65,595	1,006



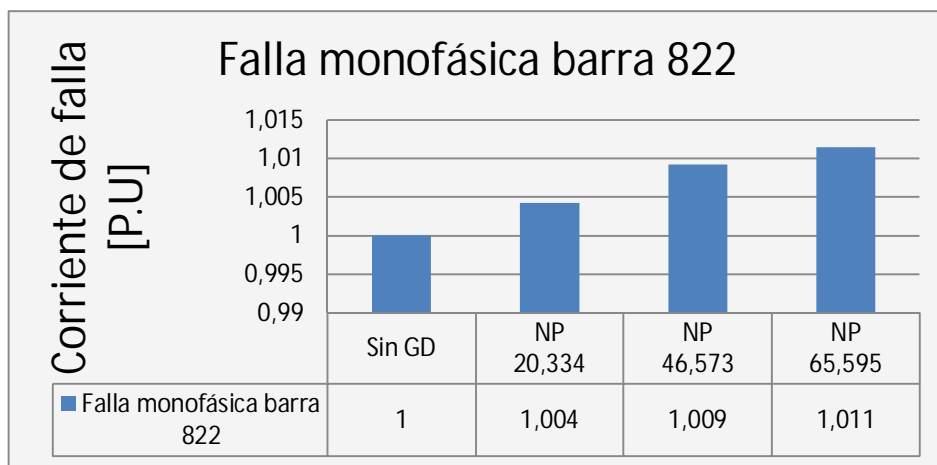
Falla monofásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,007
NP 46,573	1,015
NP 65,595	1,020



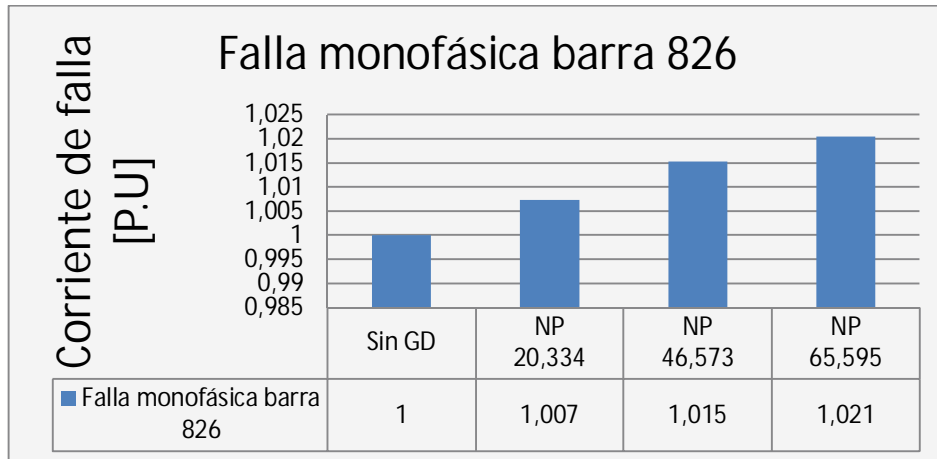
Falla trifásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,007
NP 46,573	1,015
NP 65,595	1,020



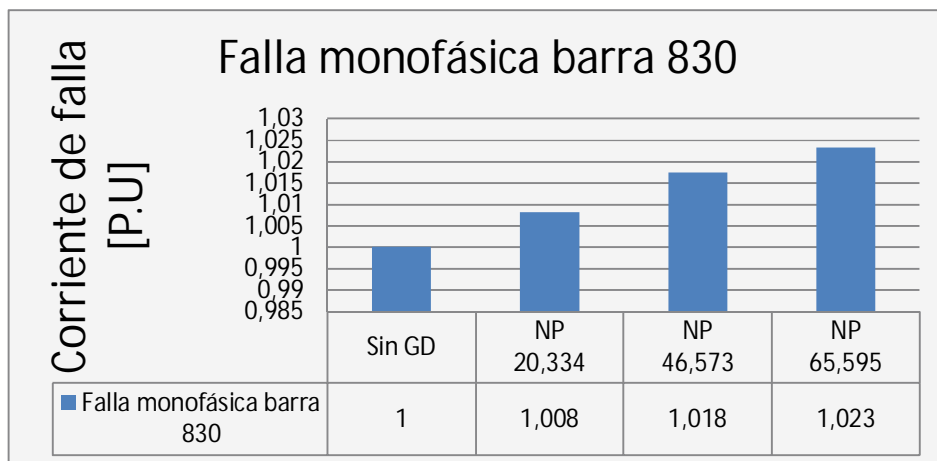
Falla monofásica barra 822	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,004
NP 46,573	1,009
NP 65,595	1,011



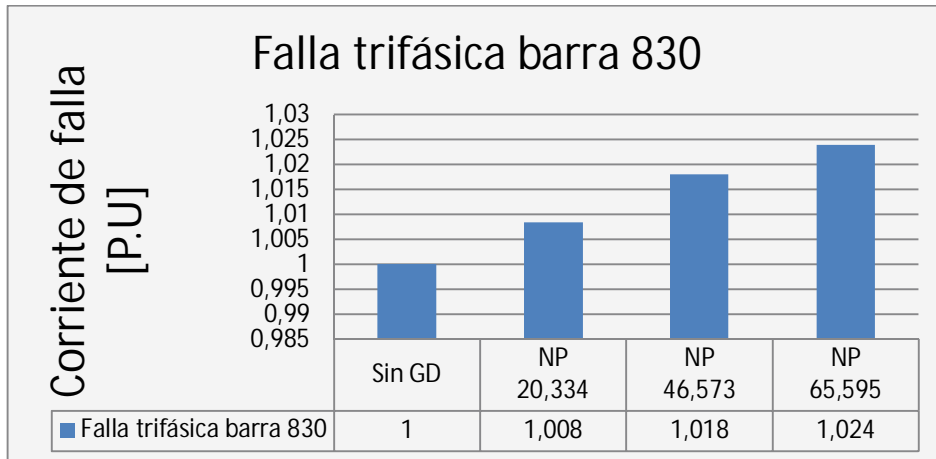
Falla monofásica barra 826	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,007
NP 46,573	1,015
NP 65,595	1,021



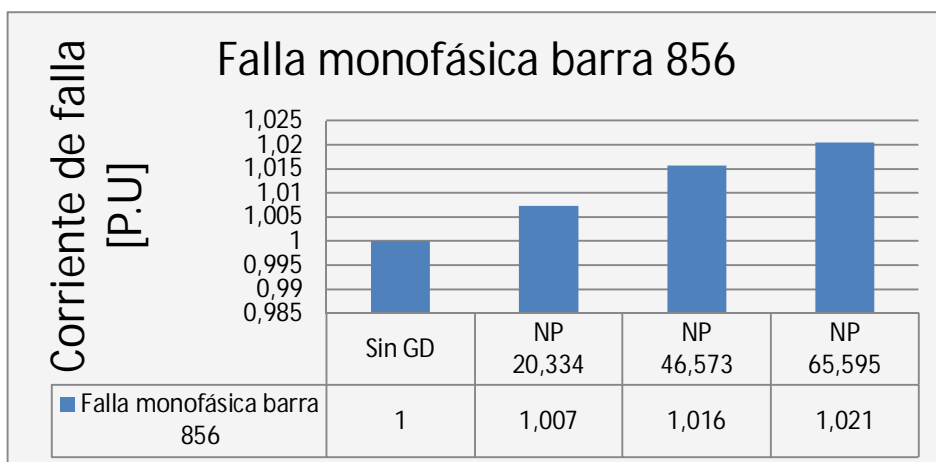
Falla monofásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,008
NP 46,573	1,018
NP 65,595	1,023



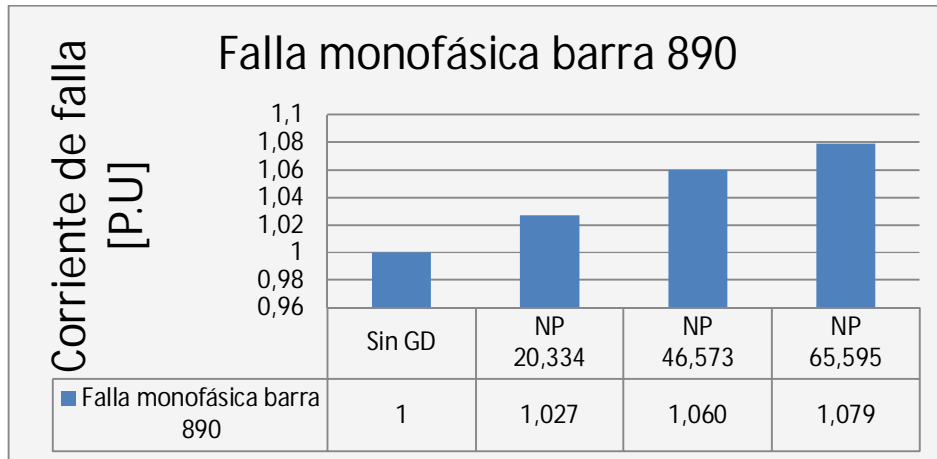
Falla trifásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,008
NP 46,573	1,018
NP 65,595	1,024



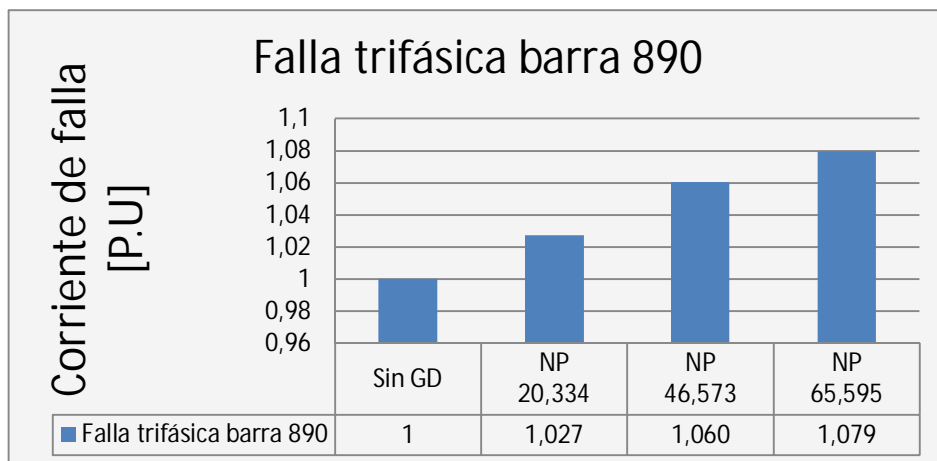
Falla monofásica barra 856	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,007
NP 46,573	1,016
NP 65,595	1,021



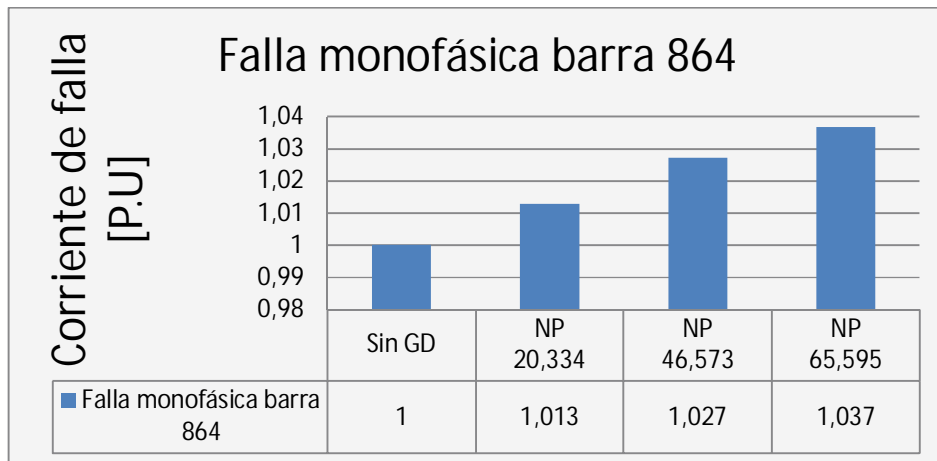
Falla monofásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 20,334	1,027
NP 46,573	1,060
NP 65,595	1,079



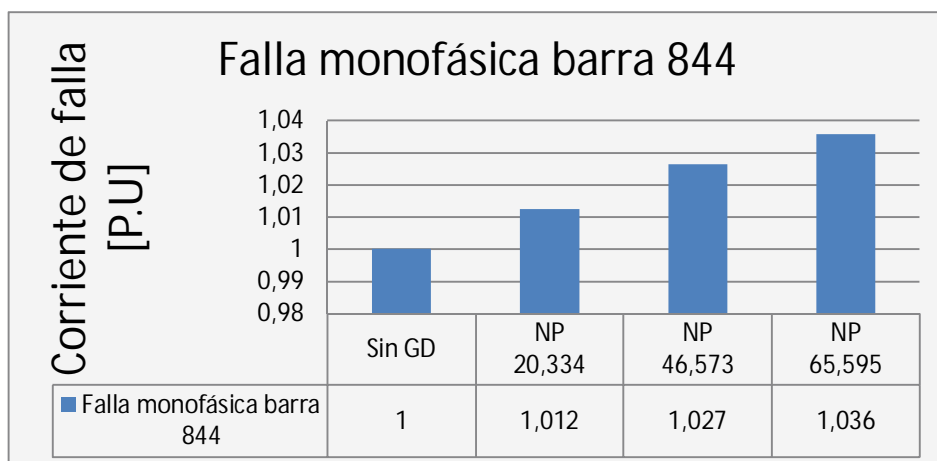
Falla trifásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 20,334	1,027
NP 46,573	1,060
NP 65,595	1,079



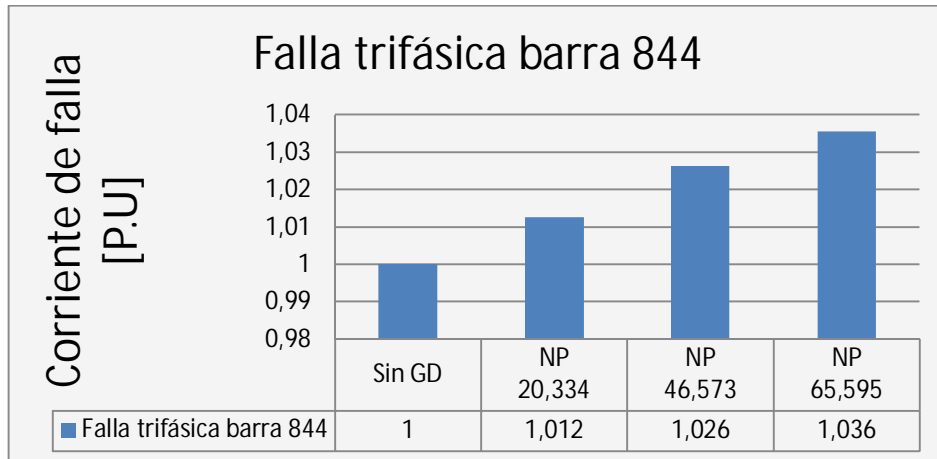
Falla monofásica barra 864	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,013
NP 46,573	1,027
NP 65,595	1,037



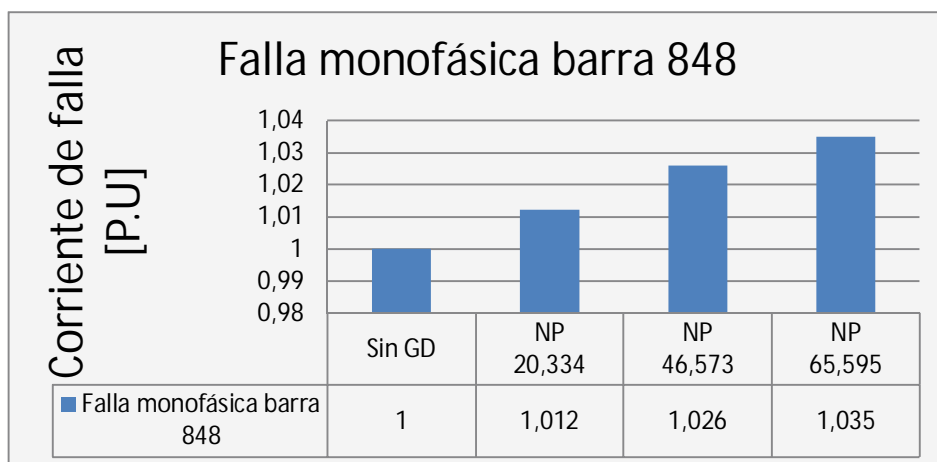
Falla monofásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,012
NP 46,573	1,027
NP 65,595	1,036



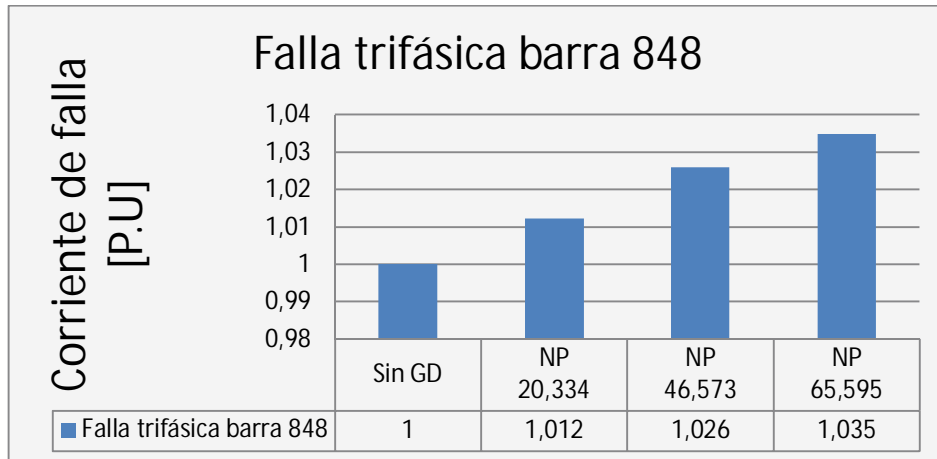
Falla trifásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,012
NP 46,573	1,026
NP 65,595	1,036



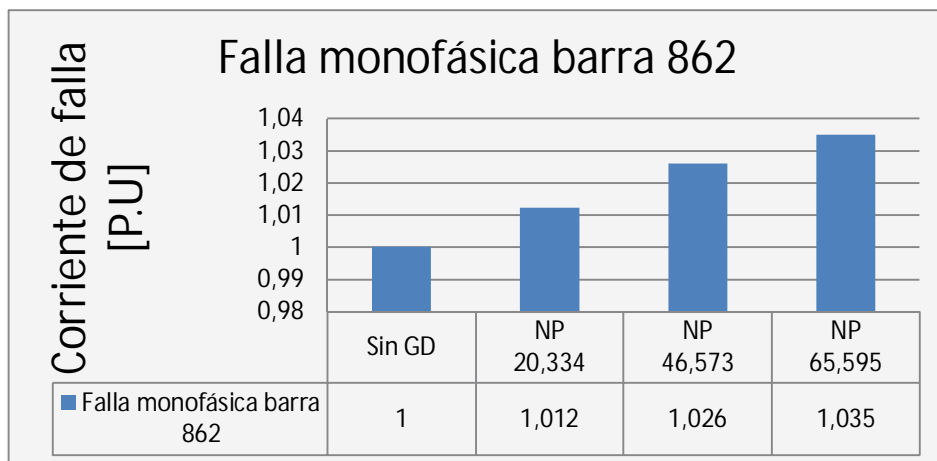
Falla monofásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,012
NP 46,573	1,026
NP 65,595	1,035



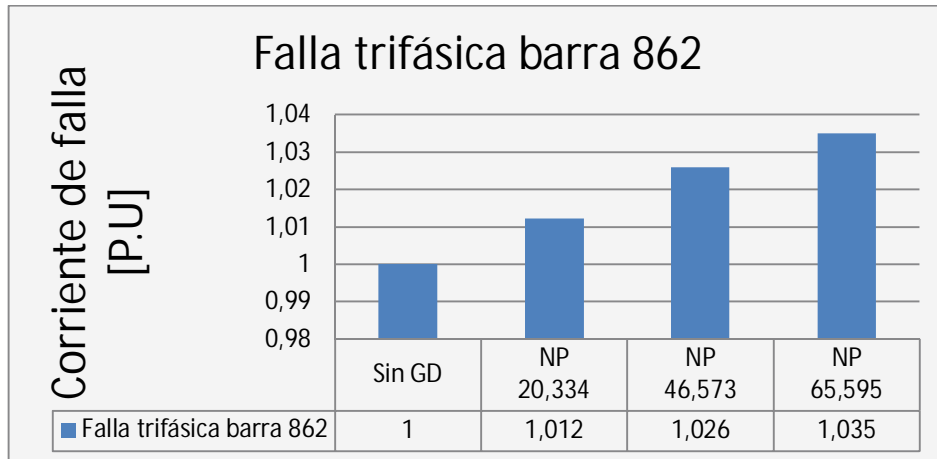
Falla trifásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,012
NP 46,573	1,026
NP 65,595	1,035



Falla monofásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,012
NP 46,573	1,026
NP 65,595	1,035

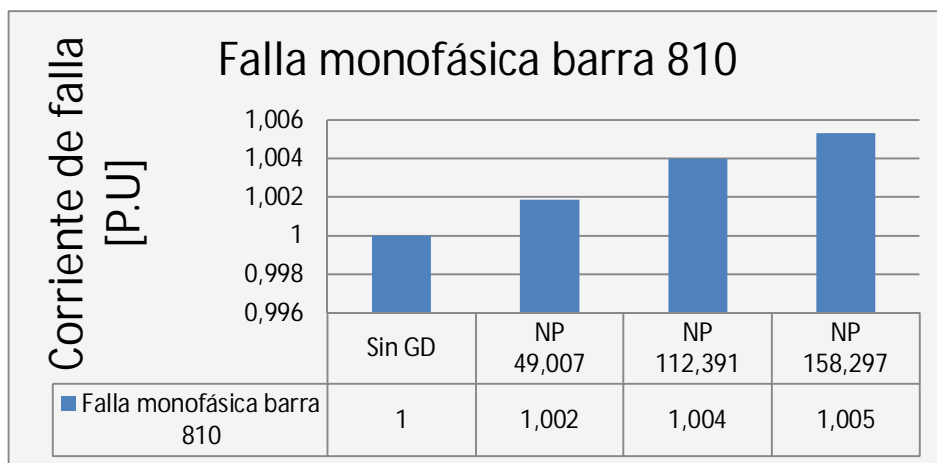


Falla trifásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 20,334	1,012
NP 46,573	1,026
NP 65,595	1,035

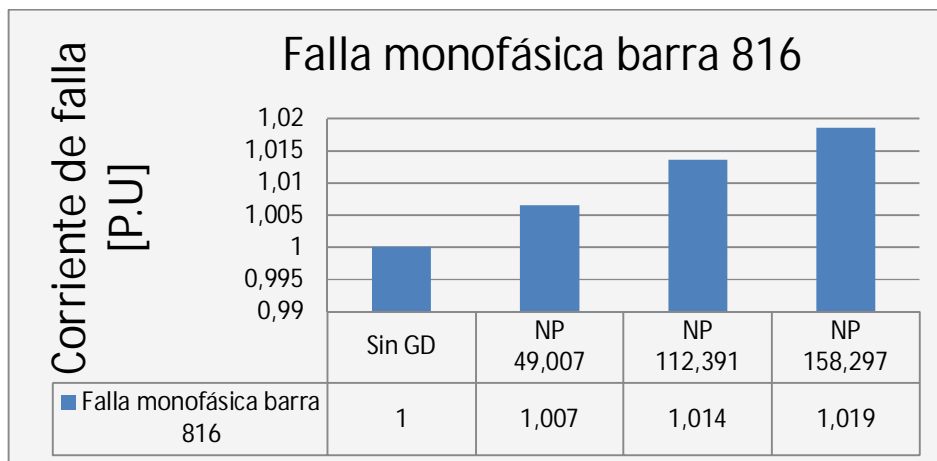


**DEMANDA MINIMA  $R_F=20\Omega$**

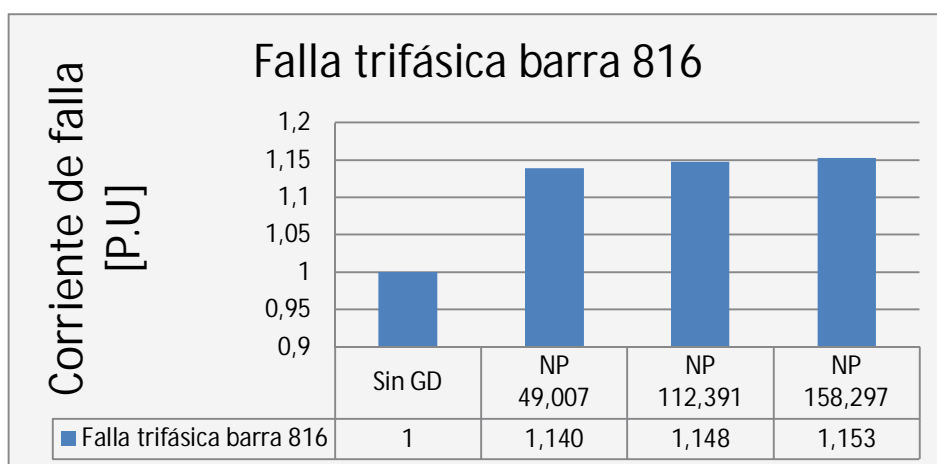
Falla monofásica barra 810	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,002
NP 112,391	1,004
NP 158,297	1,005



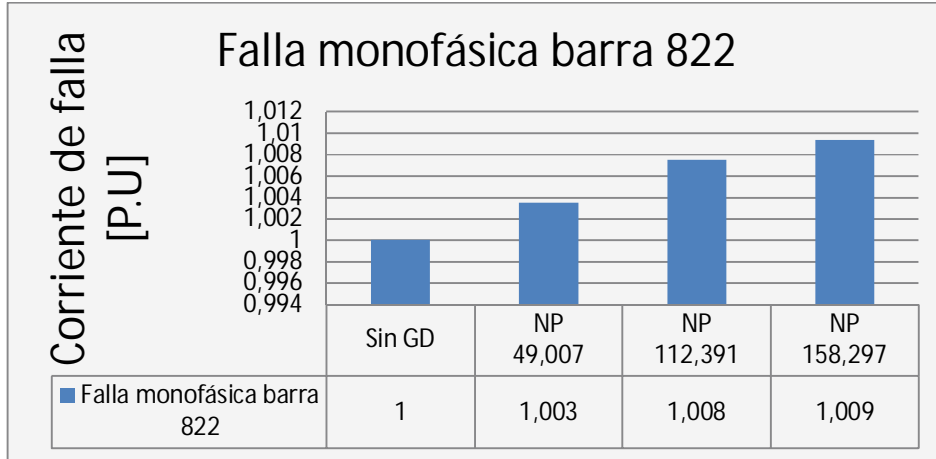
Falla monofásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,007
NP 112,391	1,014
NP 158,297	1,019



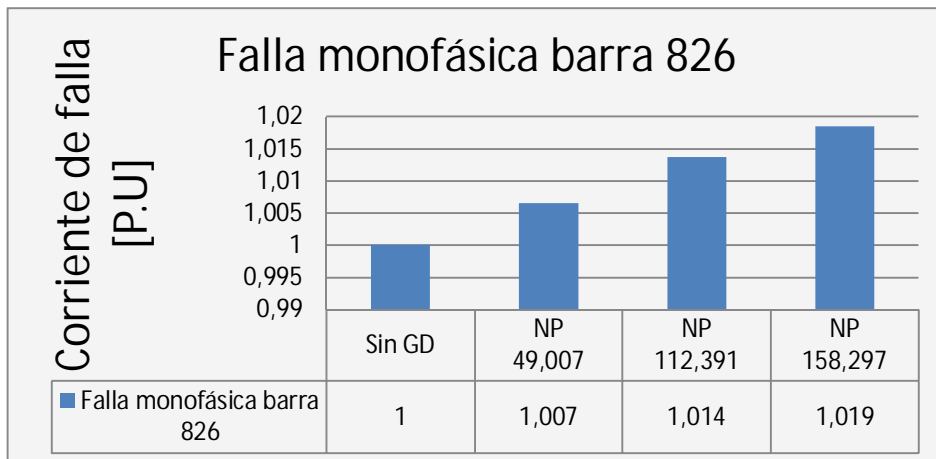
Falla trifásica barra 816	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,140
NP 112,391	1,148
NP 158,297	1,153



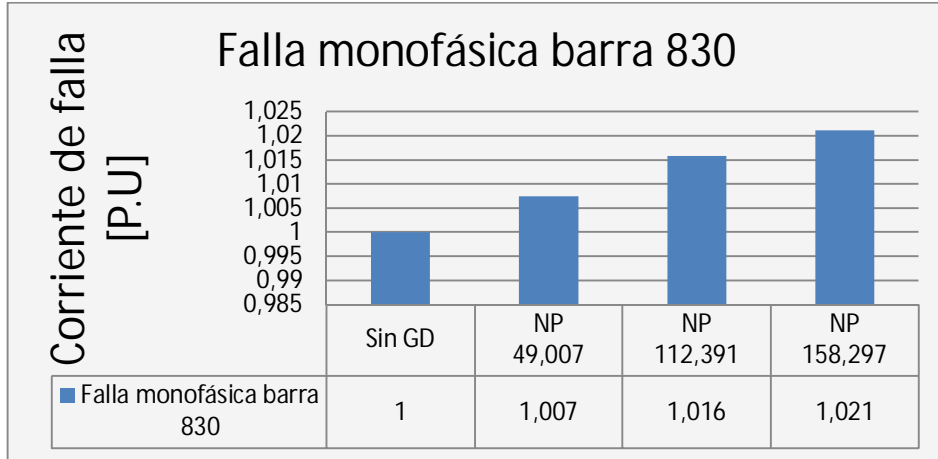
Falla monofásica barra 822	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,003
NP 112,391	1,008
NP 158,297	1,009



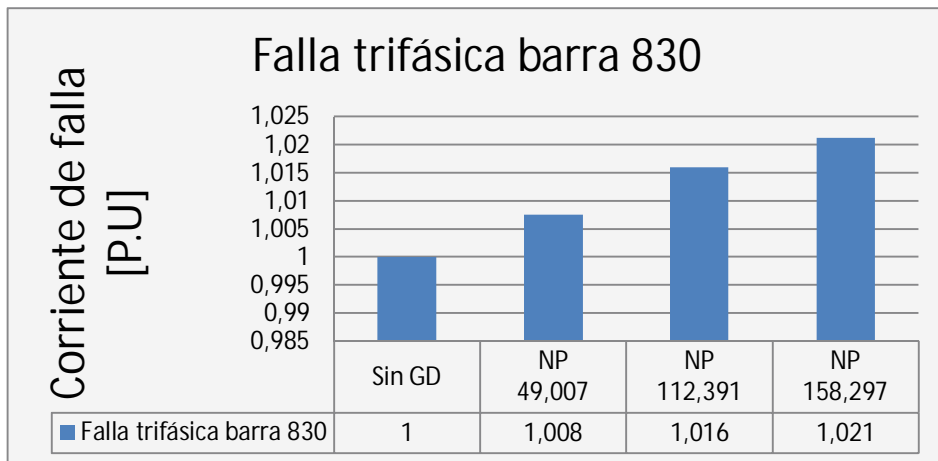
Falla monofásica barra 826	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,007
NP 112,391	1,014
NP 158,297	1,019



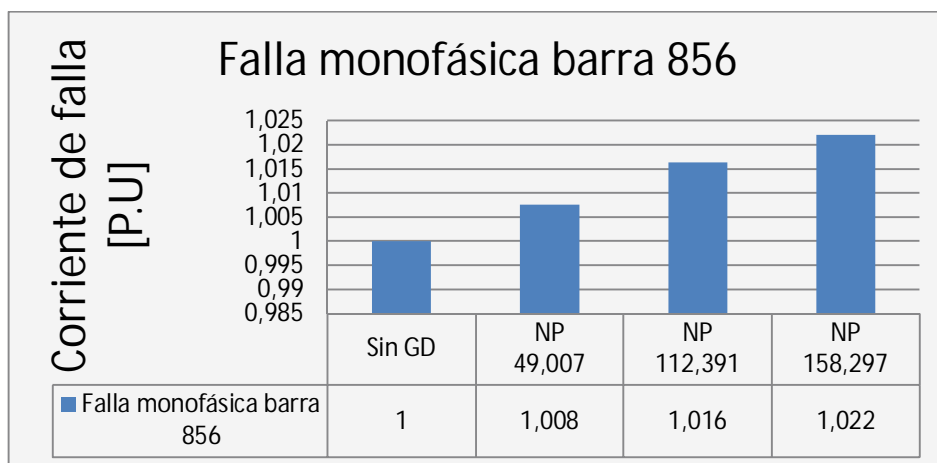
Falla monofásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,007
NP 112,391	1,016
NP 158,297	1,021



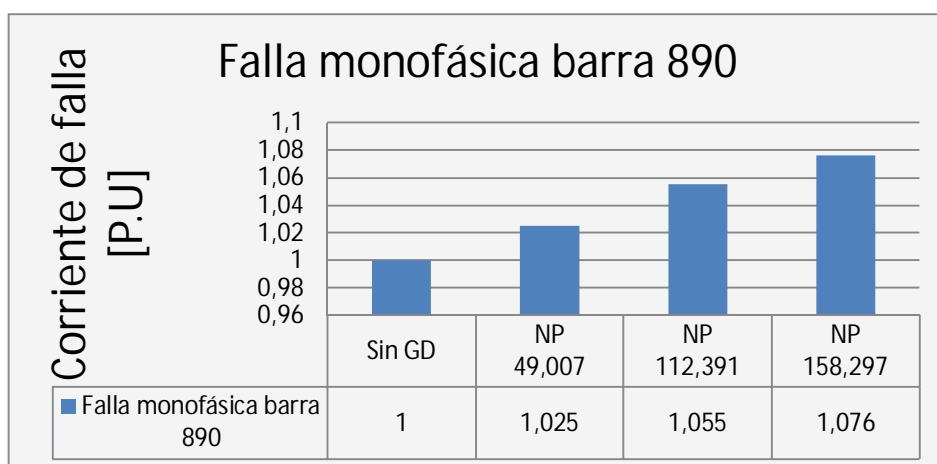
Falla trifásica barra 830	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,008
NP 112,391	1,016
NP 158,297	1,021



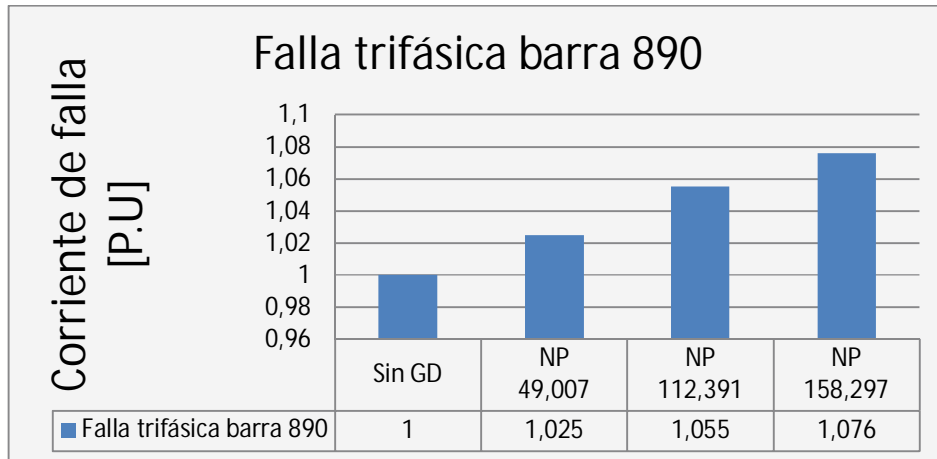
Falla monofásica barra 856	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,008
NP 112,391	1,016
NP 158,297	1,022



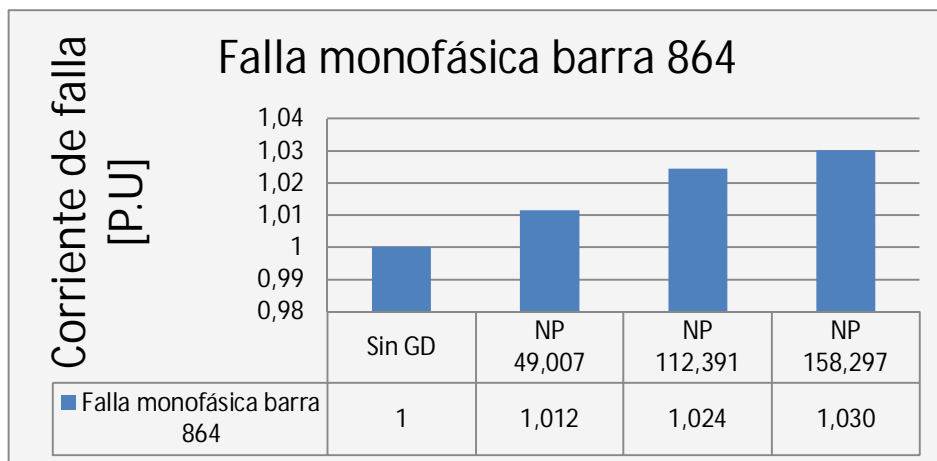
Falla monofásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 49,007	1,025
NP 112,391	1,055
NP 158,297	1,076



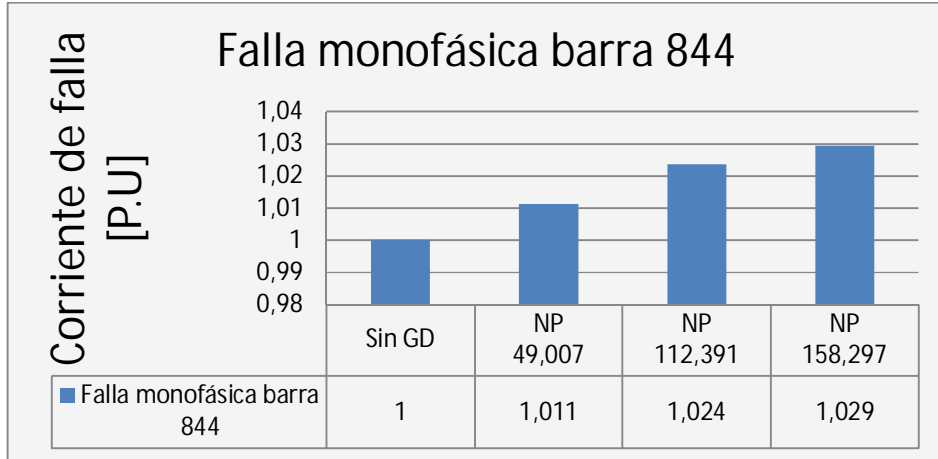
Falla trifásica barra 890	
Escenario	Corriente de falla
Sin GD	1
NP 49,007	1,025
NP 112,391	1,055
NP 158,297	1,076



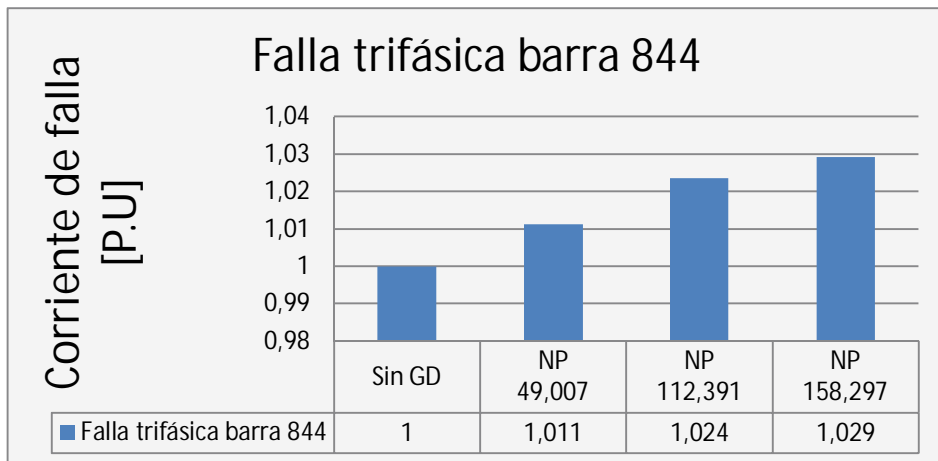
Falla monofásica barra 864	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,012
NP 112,391	1,024
NP 158,297	1,030



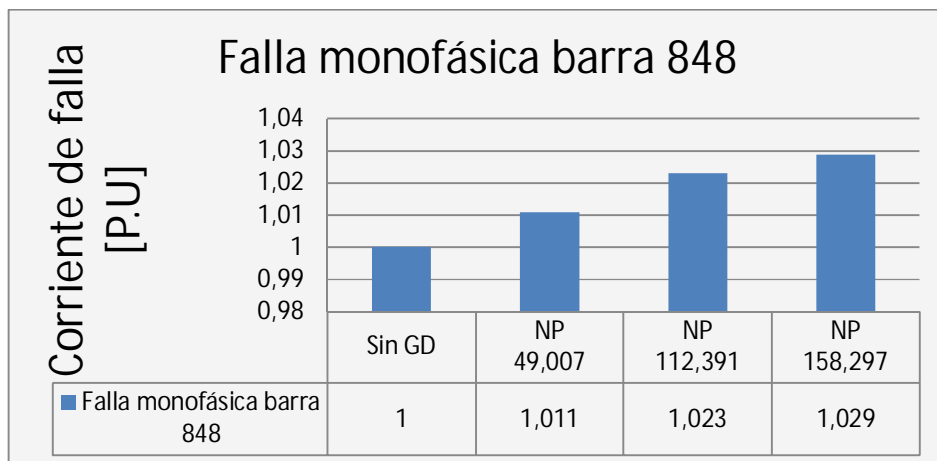
Falla monofásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,011
NP 112,391	1,024
NP 158,297	1,029



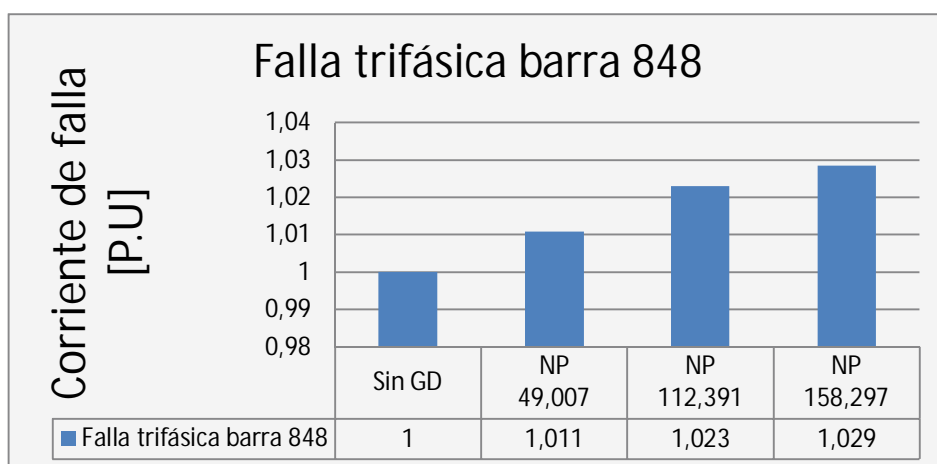
Falla trifásica barra 844	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,011
NP 112,391	1,024
NP 158,297	1,029



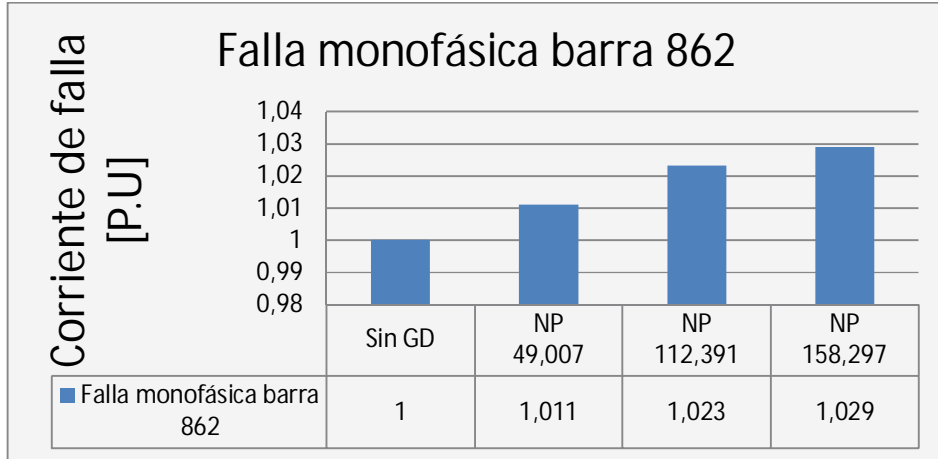
Falla monofásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,011
NP 112,391	1,023
NP 158,297	1,029



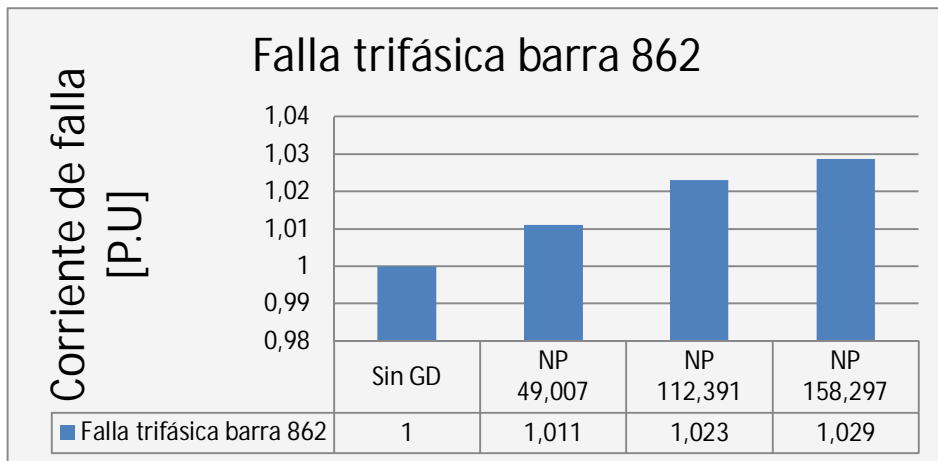
Falla trifásica barra 848	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,011
NP 112,391	1,023
NP 158,297	1,029



Falla monofásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,011
NP 112,391	1,023
NP 158,297	1,029



Falla trifásica barra 862	
Escenario	Corriente de falla [P.U.]
Sin GD	1
NP 49,007	1,011
NP 112,391	1,023
NP 158,297	1,029



**ANEXO. 6 ANALISIS COORDINACIÓN DE PROTECCIONES****DEMANDA MÁXIMA (NP 40,618 RF=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04207608
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1143823
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1183907
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,08699172
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1400615
Fusible	0,7347431
Reconectador curva lenta	2,334359
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3655767
Fusible	0,4733884
Reconectador curva lenta	5,632232
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1400615
Fusible	0,1122033
Reconectador curva lenta	2,334359
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3655767
Fusible	0,09542773
Reconectador curva lenta	5,632232
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0121104
Fusible	0,09653483
Reconectador curva lenta	0,2018399
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01288464
Fusible	0,1683982
Reconectador curva lenta	0,214744
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09917889
Fusible	0,1247935
Reconectador curva lenta	0,667425
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01349308
Fusible	0,1758327
Reconectador curva lenta	0,2248847
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09917889
Fusible	0,1286208
Reconectador curva lenta	0,667425
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01337422
Fusible	0,1750672
Reconectador curva lenta	0,2229036
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09873676
Fusible	0,1277822
Reconectador curva lenta	0,6621581
Coordinación	SI

**DEMANDA MÁXIMA (NP 28,838 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04209887
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1147577
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1193574
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,08733944
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1435707
Fusible	0,7226389
Reconectador curva lenta	2,392845
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3544296
Fusible	0,4664986
Reconectador curva lenta	5,379281
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1435707
Fusible	0,1114144
Reconectador curva lenta	2,392845
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3544296
Fusible	0,09491901
Reconectador curva lenta	5,379281
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01215204
Fusible	0,09735108
Reconectador curva lenta	0,202534
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01291704
Fusible	0,1718212
Reconectador curva lenta	0,215284
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09574765
Fusible	0,1268884
Reconectador curva lenta	0,6269693
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01351783
Fusible	0,179386
Reconectador curva lenta	0,2252972
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09800656
Fusible	0,1307958
Reconectador curva lenta	0,6534943
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0134004
Fusible	0,1786604
Reconectador curva lenta	0,22334
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09757525
Fusible	0,1299557
Reconectador curva lenta	0,6483972
Coordinación	SI

**DEMANDA MÁXIMA (NP 12,591 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04213427
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1153616
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1211522
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,08790917
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1518157
Fusible	0,7061716
Reconectador curva lenta	2,530262
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3418878
Fusible	0,4585607
Reconectador curva lenta	5,097715
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1518157
Fusible	0,1103586
Reconectador curva lenta	2,530262
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3418878
Fusible	0,09432748
Reconectador curva lenta	5,097715
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01218896
Fusible	0,09811991
Reconectador curva lenta	0,2031494
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01294909
Fusible	0,175126
Reconectador curva lenta	0,2158181
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09404452
Fusible	0,1289138
Reconectador curva lenta	0,6072501
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01354575
Fusible	0,1828483
Reconectador curva lenta	0,2257624
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09619523
Fusible	0,1329151
Reconectador curva lenta	0,6321914
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01342903
Fusible	0,1821786
Reconectador curva lenta	0,2238172
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09578442
Fusible	0,1320794
Reconectador curva lenta	0,6273976
Coordinación	SI

**DEMANDA MEDIA (NP 65,595 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,0420798
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,113857
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,118043
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,0869223
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1288655
Fusible	0,7237154
Reconectador curva lenta	2,147759
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4431438
Fusible	0,4646475
Reconectador curva lenta	7,453542
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1288655
Fusible	0,1114686
Reconectador curva lenta	2,147759
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4431438
Fusible	0,09478615
Reconectador curva lenta	7,453542
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,09646383
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01230448
Fusible	0,1690189
Reconectador curva lenta	0,2050746
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09927241
Fusible	0,1243833
Reconectador curva lenta	0,6685411
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01287632
Fusible	0,1765188
Reconectador curva lenta	0,2146054
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1017593
Fusible	0,1281937
Reconectador curva lenta	0,6984795
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01276568
Fusible	0,1749457
Reconectador curva lenta	0,2127613
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1012844
Fusible	0,1273465
Reconectador curva lenta	0,6927239
Coordinación	SI

**DEMANDA MEDIA (NP 46,573 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04210203
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1142016
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1189823
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01463068
Fusible	0,1068496
Reconectador curva lenta	0,2438446
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3290106
Fusible	1,806018
Reconectador curva lenta	5,483511
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4276398
Fusible	0,4577248
Reconectador curva lenta	7,081767
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3290106
Fusible	0,2021148
Reconectador curva lenta	5,483511
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4276398
Fusible	0,09426945
Reconectador curva lenta	7,081767
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01234115
Fusible	0,0993625
Reconectador curva lenta	0,2056858
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01271642
Fusible	0,1770789
Reconectador curva lenta	0,2119403
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,098147
Fusible	0,1264152
Reconectador curva lenta	0,6551572
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01288779
Fusible	0,1800248
Reconectador curva lenta	0,2147965
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1005345
Fusible	0,1303027
Reconectador curva lenta	0,6836731
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01277861
Fusible	0,17846
Reconectador curva lenta	0,2129768
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1000785
Fusible	0,1294538
Reconectador curva lenta	0,6781912
Coordinación	SI

**DEMANDA MEDIA (NP 20,334 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04213833
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1148338
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1203361
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,08780919
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1380145
Fusible	0,6975668
Reconectador curva lenta	2,300241
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4118866
Fusible	0,4513819
Reconectador curva lenta	6,70773
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1380145
Fusible	0,1097885
Reconectador curva lenta	2,300241
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4118866
Fusible	0,093792
Reconectador curva lenta	6,70773
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,09840918
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01246668
Fusible	0,1774059
Reconectador curva lenta	0,207778
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09698912
Fusible	0,1293984
Reconectador curva lenta	0,641495
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01302868
Fusible	0,1852667
Reconectador curva lenta	0,2171447
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09926543
Fusible	0,1334208
Reconectador curva lenta	0,6684578
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01291984
Fusible	0,1837107
Reconectador curva lenta	0,2153306
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,09883059
Fusible	0,1325661
Reconectador curva lenta	0,6632746
Coordinación	SI

**DEMANDA MINIMA (NP 158,297 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04205649
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1127986
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1167047
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,08644107
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1181023
Fusible	0,740275
Reconectador curva lenta	1,968372
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5795938
Fusible	0,4672475
Reconectador curva lenta	10,85325
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1181023
Fusible	0,1125517
Reconectador curva lenta	1,968372
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5795938
Fusible	0,0949791
Reconectador curva lenta	10,85325
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,09729945
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01215502
Fusible	0,1690586
Reconectador curva lenta	0,2025837
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1033332
Fusible	0,1206877
Reconectador curva lenta	0,7176813
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01232534
Fusible	0,1717128
Reconectador curva lenta	0,2054224
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1061226
Fusible	0,124368
Reconectador curva lenta	0,7521917
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01221776
Fusible	0,1696114
Reconectador curva lenta	0,2036293
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1055818
Fusible	0,1235196
Reconectador curva lenta	0,7454531
Coordinación	SI

**DEMANDA MINIMA (NP 112,391 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,04207785
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1130914
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1175901
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,08676004
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1216776
Fusible	0,733458
Reconectador curva lenta	2,02796
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5649572
Fusible	0,4632748
Reconectador curva lenta	10,47926
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1216776
Fusible	0,1121227
Reconectador curva lenta	2,02796
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5649572
Fusible	0,09468405
Reconectador curva lenta	10,47926
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,09560104
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1661119
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1023549
Fusible	0,1217146
Reconectador curva lenta	0,7057232
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01235377
Fusible	0,1736104
Reconectador curva lenta	0,2058961
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1050697
Fusible	0,1254512
Reconectador curva lenta	0,7390938
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01224635
Fusible	0,1715077
Reconectador curva lenta	0,2041058
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1045431
Fusible	0,1246042
Reconectador curva lenta	0,7325759
Coordinación	SI

**DEMANDA MINIMA (NP 49,072 R<sub>F</sub>=0 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,0421114
Reconectador curva lenta	0,1002506
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1136139
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1188129
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,08725749
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1265471
Fusible	0,7194302
Reconectador curva lenta	2,109119
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5405146
Fusible	0,4564624
Reconectador curva lenta	9,859147
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1265471
Fusible	0,1112219
Reconectador curva lenta	2,109119
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5405146
Fusible	0,09417471
Reconectador curva lenta	9,859147
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,09663312
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1704664
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1011198
Fusible	0,124224
Reconectador curva lenta	0,6907335
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01244568
Fusible	0,1781716
Reconectador curva lenta	0,207428
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1037108
Fusible	0,1280793
Reconectador curva lenta	0,7223179
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01233895
Fusible	0,176047
Reconectador curva lenta	0,2056493
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1032081
Fusible	0,1272263
Reconectador curva lenta	0,7161475
Coordinación	SI

**DEMANDA MÁXIMA (NP 40,618 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05840732
Reconectador curva lenta	0,1747915
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01669363
Fusible	0,1424631
Reconectador curva lenta	0,2782272
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1722564
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01295279
Fusible	0,1001287
Reconectador curva lenta	0,2158798
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1657029
Fusible	0,907071
Reconectador curva lenta	2,761716
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4795492
Fusible	0,6227887
Reconectador curva lenta	8,339583
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1657029
Fusible	0,1241335
Reconectador curva lenta	2,761716
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,4795492
Fusible	0,1056094
Reconectador curva lenta	8,339583
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01689154
Fusible	0,1101878
Reconectador curva lenta	0,2815257
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01784817
Fusible	0,2230007
Reconectador curva lenta	0,2974695
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1270028
Fusible	0,1714563
Reconectador curva lenta	1,028879
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0185808
Fusible	0,2327963
Reconectador curva lenta	0,30968
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1296464
Fusible	0,1771631
Reconectador curva lenta	1,06609
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01843415
Fusible	0,236459
Reconectador curva lenta	0,3072359
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1291339
Fusible	0,1789147
Reconectador curva lenta	1,05884
Coordinación	SI

**DEMANDA MÁXIMA (NP 28,838 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05855558
Reconectador curva lenta	0,1684197
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01670158
Fusible	0,1442997
Reconectador curva lenta	0,2783596
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1764905
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01317227
Fusible	0,1013508
Reconectador curva lenta	0,2195378
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1661239
Fusible	0,8952861
Reconectador curva lenta	2,768731
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3991267
Fusible	0,615548
Reconectador curva lenta	6,407672
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1661239
Fusible	0,1233168
Reconectador curva lenta	2,768731
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3991267
Fusible	0,1051344
Reconectador curva lenta	6,407672
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01698892
Fusible	0,1127386
Reconectador curva lenta	0,2831487
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01792651
Fusible	0,2331393
Reconectador curva lenta	0,2987752
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1203074
Fusible	0,1783922
Reconectador curva lenta	0,9367596
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01864389
Fusible	0,2432968
Reconectador curva lenta	0,3107314
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1226159
Fusible	0,1843078
Reconectador curva lenta	0,9681723
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01850011
Fusible	0,2473462
Reconectador curva lenta	0,3083352
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1221616
Fusible	0,1862403
Reconectador curva lenta	0,9619611
Coordinación	SI

**DEMANDA MÁXIMA (NP 12,591 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05862785
Reconectador curva lenta	0,1658677
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01648242
Fusible	0,1450432
Reconectador curva lenta	0,2747071
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1790274
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01310961
Fusible	0,1019275
Reconectador curva lenta	0,2184935
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1756073
Fusible	0,855698
Reconectador curva lenta	2,926789
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3795975
Fusible	0,5916327
Reconectador curva lenta	5,953807
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1756073
Fusible	0,1206072
Reconectador curva lenta	2,926789
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,3795975
Fusible	0,1035796
Reconectador curva lenta	5,953807
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01698881
Fusible	0,1138645
Reconectador curva lenta	0,2831468
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01791906
Fusible	0,2375352
Reconectador curva lenta	0,298651
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1171312
Fusible	0,1814634
Reconectador curva lenta	0,8941534
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0186305
Fusible	0,24787
Reconectador curva lenta	0,3105083
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1193035
Fusible	0,1874845
Reconectador curva lenta	0,9232156
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,02002139
Fusible	0,2727477
Reconectador curva lenta	0,3336899
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,118874
Fusible	0,1895434
Reconectador curva lenta	0,9174431
Coordinación	SI

**DEMANDA MEDIA (NP 65,595 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05844333
Reconector curva lenta	0,1739655
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,0161936
Fusible	0,143182
Reconector curva lenta	0,2698933
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,01203007
Fusible	0,17392
Reconector curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,01272176
Fusible	0,100765
Reconector curva lenta	0,2120294
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,1514964
Fusible	0,9097303
Reconector curva lenta	2,524939
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5235189
Fusible	0,6220049
Reconectador curva lenta	9,431447
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1514964
Fusible	0,1243108
Reconectador curva lenta	2,524939
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,5235189
Fusible	0,1055666
Reconectador curva lenta	9,431447
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01628401
Fusible	0,1112472
Reconectador curva lenta	0,2714002
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01716887
Fusible	0,2301799
Reconectador curva lenta	0,2861478
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,127532
Fusible	0,1749839
Reconectador curva lenta	1,036291
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01785178
Fusible	0,2403404
Reconectador curva lenta	0,2975296
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1302535
Fusible	0,1808224
Reconectador curva lenta	1,074702
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01771852
Fusible	0,2418817
Reconectador curva lenta	0,2953087
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1297078
Fusible	0,1819171
Reconectador curva lenta	1,066961
Coordinación	SI

**DEMANDA MEDIA (NP 46,573 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05848784
Reconectador curva lenta	0,1721679
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01612025
Fusible	0,1436589
Reconectador curva lenta	0,2686709
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1753423
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01273072
Fusible	0,1011218
Reconectador curva lenta	0,2121786
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1543361
Fusible	0,8799782
Reconectador curva lenta	2,572268
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,497717
Fusible	0,6026013
Reconectador curva lenta	8,788037
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1543361
Fusible	0,1222547
Reconectador curva lenta	2,572268
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,497717
Fusible	0,104299
Reconectador curva lenta	8,788037
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01624503
Fusible	0,1122904
Reconectador curva lenta	0,2707504
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01711617
Fusible	0,2343392
Reconectador curva lenta	0,2852696
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1249862
Fusible	0,1777777
Reconectador curva lenta	1,000809
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01778817
Fusible	0,244622
Reconectador curva lenta	0,2964696
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1275728
Fusible	0,1836838
Reconectador curva lenta	1,036864
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01765694
Fusible	0,2462983
Reconectador curva lenta	0,2942824
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1270525
Fusible	0,1848627
Reconectador curva lenta	1,029574
Coordinación	SI

**DEMANDA MEDIA (NP 20,334  $R_F=20 \Omega$ )**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,0585582
Reconectador curva lenta	0,1695898
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01613376
Fusible	0,1446887
Reconectador curva lenta	0,268896
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1776214
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01283485
Fusible	0,1017684
Reconectador curva lenta	0,2139141
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,162091
Fusible	0,8439292
Reconectador curva lenta	2,701516
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,470579
Fusible	0,5811217
Reconectador curva lenta	8,119653
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,162091
Fusible	0,1197951
Reconectador curva lenta	2,701516
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,470579
Fusible	0,1029007
Reconectador curva lenta	8,119653
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0163688
Fusible	0,1139417
Reconectador curva lenta	0,2728134
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01723525
Fusible	0,240967
Reconectador curva lenta	0,2872542
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,122223
Fusible	0,1822485
Reconectador curva lenta	0,9627895
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01790323
Fusible	0,2515115
Reconectador curva lenta	0,2983871
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1246566
Fusible	0,1883034
Reconectador curva lenta	0,996249
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01777265
Fusible	0,2533929
Reconectador curva lenta	0,2962108
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1241649
Fusible	0,189607
Reconectador curva lenta	0,9894574
Coordinación	SI

**DEMANDA MINIMA (NP 158,297 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05835676
Reconector curva lenta	0,1789264
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,01567742
Fusible	0,1415497
Reconector curva lenta	0,2612903
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,01203007
Fusible	0,171782
Reconector curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,01226295
Fusible	0,100168
Reconector curva lenta	0,2043825
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconector curva rápida	0,1399128
Fusible	0,9434508
Reconector curva lenta	2,33188
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,7315636
Fusible	0,6343172
Reconectador curva lenta	14,83293
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1399128
Fusible	0,1266539
Reconectador curva lenta	2,33188
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,7315636
Fusible	0,1063804
Reconectador curva lenta	14,83293
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01569946
Fusible	0,1094637
Reconectador curva lenta	0,2616576
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0165483
Fusible	0,2250078
Reconectador curva lenta	0,2758051
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1355063
Fusible	0,1700871
Reconectador curva lenta	1,150213
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01721424
Fusible	0,235202
Reconectador curva lenta	0,2869039
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1386597
Fusible	0,1758662
Reconectador curva lenta	1,196394
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01708337
Fusible	0,2349217
Reconectador curva lenta	0,2847229
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1380101
Fusible	0,1762663
Reconectador curva lenta	1,18683
Coordinación	SI

**DEMANDA MINIMA (NP 112,391 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05839725
Reconectador curva lenta	0,1771953
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01557638
Fusible	0,1419272
Reconectador curva lenta	0,2596064
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1730796
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0122439
Fusible	0,1004848
Reconectador curva lenta	0,2040649
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1440824
Fusible	0,9201955
Reconectador curva lenta	2,401374
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0
Fusible	0,6190824
Reconectador curva lenta	0
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1440824
Fusible	0,1250542
Reconectador curva lenta	2,401374
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0
Fusible	0,1053761
Reconectador curva lenta	0
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01571628
Fusible	0,1100651
Reconectador curva lenta	0,2619379
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01656262
Fusible	0,2275351
Reconectador curva lenta	0,2760436
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1333422
Fusible	0,1717645
Reconectador curva lenta	1,118887
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01722645
Fusible	0,2378483
Reconectador curva lenta	0,2871076
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1363817
Fusible	0,177611
Reconectador curva lenta	1,16297
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01709599
Fusible	0,237582
Reconectador curva lenta	0,2849331
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,135754
Fusible	0,1780284
Reconectador curva lenta	1,153817
Coordinación	SI

**DEMANDA MINIMA (NP 49,072 R<sub>F</sub>=20 Ω)**

FALLA MONOFÁSICA BARRA 810	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,05846006
Reconectador curva lenta	0,1746819
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 822	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01555287
Fusible	0,1427447
Reconectador curva lenta	0,2592144
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 826	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01203007
Fusible	0,1750738
Reconectador curva lenta	0,2005012
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 856	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,0123082
Fusible	0,1010351
Reconectador curva lenta	0,2051366
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,149686
Fusible	0,8818792
Reconectador curva lenta	2,494767
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 H	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,651822
Fusible	0,5959294
Reconectador curva lenta	12,72467
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,149686
Fusible	0,1224166
Reconectador curva lenta	2,494767
Coordinación	NO

FALLA TRIFÁSICA BARRA 890 - TRAF0 L	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,651822
Fusible	0,1038682
Reconectador curva lenta	12,72467
Coordinación	NO

FALLA MONOFÁSICA BARRA 864	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01577386
Fusible	0,1114509
Reconectador curva lenta	0,2628977
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01661193
Fusible	0,2333573
Reconectador curva lenta	0,2768655
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 844	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1302684
Fusible	0,1755881
Reconectador curva lenta	1,074913
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01726898
Fusible	0,2439041
Reconectador curva lenta	0,2878164
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 848	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1331279
Fusible	0,1815633
Reconectador curva lenta	1,115801
Coordinación	SI

FALLA MONOFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,01713994
Fusible	0,2435959
Reconectador curva lenta	0,2856657
Coordinación	SI

FALLA TRIFÁSICA BARRA 862	
Elemento de protección	Tiempo disparo [s]
Reconectador curva rápida	0,1325359
Fusible	0,1819738
Reconectador curva lenta	1,107293
Coordinación	SI

**ANEXO. 7LÍNEAS AÉREAS**

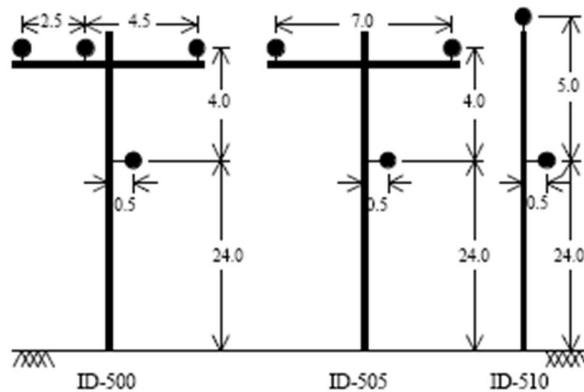
<b>DATOS SEGMENTOS DE LÍNEA</b>						
<b>Nº</b>	<b>Nodo A</b>	<b>Nodo B</b>	<b>Longitud (ft)</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Longitud (m)</b>	<b>Configuración</b>
1	800	802	2580	0,786384	786,384	300
2	802	806	1730	0,527304	527,304	300
3	806	808	32230	9,823704	9823,704	300
4	808	810	5804	1,7690592	1769,0592	303
5	808	812	37500	11,43	11430	300
6	812	814	29730	9,061704	9061,704	300
7	814	850	10	0,003048	3,048	301
8	816	818	1710	0,521208	521,208	302
9	816	824	10210	3,112008	3112,008	301
10	818	820	48150	14,67612	14676,12	302
11	820	822	13740	4,187952	4187,952	302
12	824	826	3030	0,923544	923,544	303
13	824	828	840	0,256032	256,032	301
14	828	830	20440	6,230112	6230,112	301
15	830	854	520	0,158496	158,496	301
16	832	858	4900	1,49352	1493,52	301
17	832	888	0	0	0	XFM_1
18	834	860	2020	0,615696	615,696	301
19	834	842	280	0,085344	85,344	301
20	836	840	860	0,262128	262,128	301
21	836	862	280	0,085344	85,344	301
22	842	844	1350	0,41148	411,48	301
23	844	846	3640	1,109472	1109,472	301
24	846	848	530	0,161544	161,544	301
25	850	816	310	0,094488	94,488	301
26	852	832	10	0,003048	3,048	301
27	854	856	23330	7,110984	7110,984	303
28	854	852	36830	11,225784	11225,784	301
29	858	864	1620	0,493776	493,776	303
30	858	834	5830	1,776984	1776,984	301
31	860	836	2680	0,816864	816,864	301
32	862	838	4860	1,481328	1481,328	304
33	888	890	10560	3,218688	3218,688	300

CONFIGURACIONES DE LINEAS AEREAS				
Configuración	Fase	Fase ACSR	Neutro ACSR	Espaciamento ID
300	BACN	1/0	1/0	500
301	BACN	#2 6/1	#2 6/1	500
302	AN	#4 6/1	#4 6/1	510
303	BN	#4 6/1	#4 6/1	510
304	BN	#2 6/1	#2 6/1	510

Modelos de Espaciamento Líneas Aéreas:

Los números de identificación de los espaciamentos y el tipo de líneas aéreas se resumen en la siguiente tabla.

ESPACIAMIENTO LÍNEAS AÉREAS	
ID Espaciamento	Tipo
500	Trifásico- 4 conductores
505	Bifásico-3 conductores
510	Monofásico-2 conductores



La figura anterior muestra las distancias de separación entre la fase de los conductores y el conductor neutro para el número de identificación del espaciamento que se utilizan para las líneas aéreas.

Conductor size (AWG or Kcmil)	Tipo de Conductor	Resistencia (60 Hz, 50 grados C) ohms/milla	Diámetro conductor externo (pulgadas)	Radio Medio Geométrico(pies)	Amperaje a 50 grados C(A)
1	AA (All Aluminum)	0.105	1.15	0.0368	698
556.5	ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)	0.1859	0.927	0.0313	730
500	AA (All Aluminum)	0.206	0.813	0.026	483
336.4	ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)	0.306	0.721	0.0244	530
250	AA (All Aluminum)	0.410	0.567	0.0171	329
# 4/0	ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)	0.592	0.563	0.00814	340
# 2/0	AA (All Aluminum)	0.769	0.414	0.0125	230
# 1/0	ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)	1.12	0.398	0.00446	230
# 1/0	AA (All Aluminum)	0.970	0.368	0.0111	310
# 2	AA (All Aluminum)	1.54	0.292	0.00883	156
# 2	ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)	1.69	0.316	0.00418	180
# 4	ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced)	2.55	0.257	0.00452	140
# 10	CU (copper)	5.903	0.102	0.00331	80
# 12	CU (copper)	9.375	0.081	0.00262	75
# 14	CU (copper)	14.872	0.064	0.00208	20

Configuración 300:

Z (R +jX) ohms / milla

1.3368	0.2101	0.2130
j1.3343	j0.5779	j0.5015
	1.3238	0.2066
	j1.3569	j0.4591
		1.3294
		j1.3471

B en micro Siemens / milla

53.350	-15.313	-0.9943
	50.979	-0.6212
		48880

Configuración 301:

Z (R +jX) ohms / milla

1.9300	0.2327	0.2359
1.4115	0.6442	0.5691
	1.9157	0.2288
	1.4281	0.5238
		1.9219
		1.4209

B en micro Siemens / milla

51.207	-14.364	-0.9402
	49.055	-0.5951
		47154

Configuración 302:

Z (R +jX) ohms / milla

2.7995	0.0000	0.0000
1.4855	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000
		0.0000
		0.0000

B en micro Siemens / milla

42.251	0.0000	0.0000
	0.0000	0.0000
		0.0000

Configuración 303:

Z (R +jX) ohms / milla

0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000
	2.7995	0.0000
	1.4855	0.0000
		0.0000
		0.0000

B en micro Siemens /milla

0.0000	0.0000	0.0000
	42.251	0.0000
		0.0000

Configuración 304:

Z (R +jX) ohms / milla

0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000
	1.9217	0.0000
	1.4212	0.0000
		0.0000
		0.0000

B en micro Siemens / milla

0.0000	0.0000	0.0000
	43.637	0.0000
		0.0000

**ANEXO. 8 DATOS TÉCNICOS INVERSORES**

Marca	modelo	Potencia de salida [W]	Tensión AC [V]	Número de fases	Frecuencia [Hz]	Factor de Potencia
Advance Energy- pv powered string inverters	PVP2000	2.000	240	1	59,3-60,5	1
	PVP2500	2.500	240	1	59,3-60,5	1
	PVP2800	2.800	208	1	59,3-60,5	1
	PVP3000	3.000	240	1	59,3-60,5	1
	PVP3500	3.500	240	1	59,3-60,5	1
	PVP4600	4.600	208	1	59,3-60,5	1
	PVP4800	4.800	240	1	59,3-60,5	1
	PVP5200	5.200	240	1	59,3-60,5	1
Fronius IG Plus	IG Plus 35V	3.500	230	1	50/60	0,85-1 ind/cap
	IG Plus 50V	4.000	230	1	50/60	0,85-1 ind/cap
	IG Plus 70V	6.500	400/230	2	50/60	0,85-1 ind/cap
	IG Plus 100V	8.000	400/230	2	50/60	0,85-1 ind/cap
	IG Plus 120V	10.000	400/230	3	50/60	0,85-1 ind/cap
	IG Plus 150V	12.000	400/230	3	50/60	0,85-1 ind/cap
SIEMENS SINVERT PVM	PVM 10	10.000	400	3	50/60	0,9-0,9 ind/cap
	PVM 13	12.400	400	3	50/60	0,9-0,9 ind/cap
	PVM 17	16.500	400	3	50/60	0,9-0,9 ind/cap
	PVM 20	19.200	400	3	50/60	0,9-0,9 ind/cap

Fronius IG Plus	IG 300	24.000	400	3	50	1
	IG 400	32.000	400	3	50	1
	IG 500	40.000	400	3	50	1
Marca	modelo	Potencia de salida [W]	Tensión AC [V]	Número de fases	Frecuencia [Hz]	Factor de Potencia
XANTRES	GT30E	29.900	400	3	50/60	0,99
Fronius CL	CL 36.0	36.000	400/230	3	50/60	0,85-1 ind/cap
	CL 48.0	48.000	400/230	3	50/61	0,85-1 ind/cap
	CL 60.0	60.000	400/230	3	50/62	0,85-1 ind/cap
ENERTRON CENTRAL INVERTER	CENTRAL INVERTER 100kW	100.000	400	3	49-51	1
ENERTRON CENTRAL INVERTER	CENTRAL INVERTER 500kW	500.000	400	3	49-52	1
ADVANCE ENERGY	Solaron 250kW PV inverter	250.000	432-480	3	60	0,99
SIEMENS SINVERT PVS	PVS 500	500.000	288	3	50	1
	PVS 1000	1.000.000	288	3	50	1
	PVS 1500	1.500.000	288	3	50	1
	PVS 2000	2.000.000	288	3	50	1
SIEMENS SINVERT PV	350 M	357.000	230/400	3	50/60	1
	420 M	435.000	230/400	3	50/61	1
	700 MS	714.000	230/400	3	50/62	1
	850 MS	870.000	230/400	3	50/63	1
	1000 MS	1.071.000	230/400	3	50/64	1

	1300 MS	1.305.000	230/400	3	50/65	1
	1400 MS	1.428.000	230/400	3	50/66	1
	1700 MS	1.740.000	230/400	3	50/67	1

Marca	modelo	Potencia de salida [W]	Tensión AC [V]	Número de fases	Frecuencia [Hz]	Factor de Potencia
Solar Max	Solar Max 330C-SV	330.000	280/420	3	45-52	0,98
Sunny Central SMA	800MV	800.000	20.000	3	50/60	1
	1000MV	1.000.000	20.000	3	50/61	1
	1250MV	1.250.000	20.000	3	50/62	1
	500SC	500.000	20.000	3	50	1
	630SC	630.000	20.000	3	50	1
	800SC	800.000	20.000	3	50	1
Incluye un transformador para MT que lleva la tensión de salida del inversor de 270-300 V a 20 kV						