

# PROYECTO DE GRADO

Presentado a

LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Para obtener el título de

INGENIERO ELÉCTRICO

por

*Juan Pablo Holguín Cárdenas*

---

*Flujos inversos de potencia y coordinación de protecciones entre  
sistemas de transmisión y distribución debido a la inclusión de  
Generación Distribuida*

---

Sustentado el 7 junio del 2018 frente al jurado:

- *Asesores:* Gustavo Andrés Ramos López PhD, Profesor Asociado, Universidad de Los Andes
- *Jurado :* Paulo Manuel De Oliveira PhD, Profesor Asociado, Universidad de Los Andes

# Índice

Índice de figuras	4
Índice de tablas	5
<b>1. Resumen ejecutivo</b>	<b>6</b>
<b>2. Introducción</b>	<b>7</b>
<b>3. Objetivos</b>	<b>7</b>
3.1. Objetivos generales . . . . .	7
3.2. Objetivos específicos . . . . .	7
3.3. Alcances y producto finales . . . . .	8
<b>4. Marco teórico, conceptual e histórico</b>	<b>9</b>
4.1. Generación Distribuida . . . . .	9
4.1.1. Impactos de la generación distribuida . . . . .	10
4.2. Protecciones de sistemas de distribución . . . . .	10
4.2.1. Relé . . . . .	11
4.3. Tipos y características de fallas . . . . .	11
4.3.1. Fallas Asimétricas . . . . .	12
4.3.2. Fallas simétricas . . . . .	12
<b>5. Descripción de la problemática y justificación del trabajo</b>	<b>13</b>
<b>6. Definición y especificaciones del trabajo</b>	<b>13</b>
6.1. Definición . . . . .	13
6.2. Especificaciones . . . . .	13
6.2.1. Sistema IEEE 13 NODOS . . . . .	13
6.2.2. Equivalentes de corto circuito en para generadores en ATP . . . . .	16
<b>7. Metodología de trabajo</b>	<b>17</b>
<b>8. Impacto de la generación distribuida en sistema IEEE 13 NODOS</b>	<b>18</b>
8.1. Penetración de generación distribuida al 25 % (400 kVA) . . . . .	18
8.2. Penetración de generación distribuida al 50 % (800 kVA) . . . . .	18
8.2.1. Taps fijos de regulador RG-60 . . . . .	18
8.2.2. Taps automáticos de regulación . . . . .	19
8.3. Penetración de generación distribuida al 100 % (1600 kVA) . . . . .	19
8.3.1. Taps fijos de regulador RG-60 . . . . .	19
8.3.2. Taps automáticos de regulación . . . . .	20
8.4. Penetración de generación distribuida al 150 % (2400 kVA) . . . . .	21

8.4.1.	Taps fijos de regulador RG-60 . . . . .	21
8.4.2.	Taps automáticos de regulación . . . . .	21
8.5.	Penetración de generación distribuida al 200 % (3200 kVA) . . . . .	22
<b>9.</b>	<b>Identificación de flujos inversos de potencia</b>	<b>22</b>
9.1.	Flujo inverso por falla producida en equivalente de red que representa sistema de transmisión . . . . .	22
9.1.1.	Falla trifásica en nodo 650 . . . . .	22
9.1.2.	Falla monofásica en nodo 650 . . . . .	23
9.1.3.	Falla bifásica a tierra en el nodo 650 . . . . .	24
9.2.	Flujo inverso producido por falla en el sistema de distribución . . . . .	24
9.2.1.	Falla trifásica en nodo 632 . . . . .	25
9.2.2.	Falla monofásica en nodo 632 . . . . .	25
9.2.3.	Falla bifásica a tierra en nodo 632 . . . . .	26
9.3.	Flujo inverso producido por sobregeneración en sistema de distribución . . . . .	27
<b>10.</b>	<b>Implementación de estrategia de protección</b>	<b>29</b>
<b>11.</b>	<b>Validación de resultados</b>	<b>30</b>
<b>12.</b>	<b>Discusión</b>	<b>31</b>
<b>13.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>32</b>
<b>14.</b>	<b>Agradecimientos</b>	<b>32</b>
	<b>Referencias</b>	<b>33</b>

## Índice de figuras

1.	Generación distribuida . . . . .	10
2.	Relé de protección . . . . .	11
3.	IEEE 13 Nodes test feeder . . . . .	15
4.	IEEE 13 Nodes test feeder en ATPDraw . . . . .	15
5.	Metodología de trabajo . . . . .	17
6.	Sistema con sobregeneración distribuida . . . . .	28
7.	Conexión de relé 59 de sobrevoltaje . . . . .	30
8.	Apertura de interruptor debido al accionamiento de relé 59 . . . . .	30
9.	Modelo de prueba . . . . .	31
10.	Voltajes del modelo IEEE 13 nodos en ATPDraw . . . . .	35
11.	configuración de equivalente de red en Neplan . . . . .	36
12.	Conexión de generador distribuido en el segundo 0.2 . . . . .	36
13.	Valores RMS estrategia de protección relé 59 . . . . .	37
14.	Validación de corrientes de corto sin inclusión de generación distribuida. Falla trifásica .	37
15.	Validación de corrientes de corto con inclusión de generación distribuida. Falla trifásica	38
16.	Validación de corrientes de corto con inclusión de generación distribuida. Falla bifásica .	38

## Índice de tablas

Tabla 1.	Cuadro de cargas conectadas en el sistema IEEE 13 nodos . . . . .	14
Tabla 2.	Carga distribuida en el sistema IEEE 13 nodos . . . . .	14
Tabla 3.	Reactancia del generador . . . . .	16
Tabla 4.	Potencias y voltajes suministrados por el equivalente de red . . . . .	18
Tabla 5.	Perfiles de voltaje en los nodos sobrecargados . . . . .	19
Tabla 6.	Potencias y voltajes suministrados por el equivalente de red . . . . .	19
Tabla 7.	Potencias y voltajes suministrados por el generador distribuido . . . . .	19
Tabla 8.	Perfiles de voltaje en los nodos sobrecargados . . . . .	20
Tabla 9.	Potencias suministrados por el equivalente de red . . . . .	20
Tabla 10.	Potencias y voltajes suministrados por el generador distribuido . . . . .	20
Tabla 11.	Potencias suministrados por el equivalente de red . . . . .	20
Tabla 12.	Perfiles de voltaje en los nodos sobrecargados . . . . .	21
Tabla 13.	Potencias suministrados por el equivalente de red . . . . .	21
Tabla 14.	Potencias suministrados por el equivalente de red . . . . .	21
Tabla 15.	Potencias suministrados por el equivalente de red . . . . .	22
Tabla 16.	Potencias y voltajes suministrados por el generador distribuido . . . . .	22
Tabla 17.	Propiedades de falla trifásica producida en el nodo 650 . . . . .	23
Tabla 18.	Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla monofásica nodo 650 . . . . .	23
Tabla 19.	Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla bifásica nodo 650 . . . . .	24
Tabla 20.	Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla trifásica nodo 632 . . . . .	25
Tabla 21.	Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla monofásica nodo 632 . . . . .	26
Tabla 22.	Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla bifásica nodo 632 . . . . .	27
Tabla 23.	Tabla de nodos con sobretensiones . . . . .	29
Tabla 24.	Tabla de nodos con sobretensiones incluyendo regulación automática de taps . . . . .	29

## 1. Resumen ejecutivo

Debido a la incorporación de la generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos tienden a modificarse las características de los mismos en las etapas de distribución y en transmisión, ya sea porque cambia la impedancia reflejada por las líneas o la coordinación de protecciones en la red eléctrica. Uno de los mayores impactos que puede llegarse a producir por la GD, son los flujos inversos de potencia (RPF), generalmente presentados cuando la generación de una central distribuida excede la demanda de la carga local, produciendo que la potencia fluya en sentido contrario al normal. Esto es causante de picos de voltaje en el sistema y del incremento de las corrientes de fallas, afectando la sensibilidad y los parámetros de coordinación de las protecciones. En este trabajo se identifican y analizan tres situaciones sobre el sistema radial IEEE 13 nodos (con la agregación de la GD), los dos primeros casos están relacionados a la ocurrencia de una falla en el sistema eléctrico tanto en la parte de distribución como en el sector conectado al equivalente de red (transmisión). Esto, para comprobar el aumento de la corriente de corto circuito, donde se evidenció el aumento de hasta máximo de 3 kiloAmperios ante una falla trifásica, causado por la existencia de dos generadores que contribuirán a alimentar la falla y que aumentarían la magnitud y modificarían el ángulo de las corrientes y voltajes que se veían involucrados ante la presencia de una falla pero en el marco sin GD. El tercer escenario corresponde a la alta penetración de GD en la red, que modifica la dirección del flujo de la potencia y produce un flujo inverso. Ante esto, se planteó una posible solución para minimizar la posibilidad de un RPF en el sistema IEEE 13 Nodos, como es la instalación del relé ANSI 79 de sobrevoltaje. Las simulaciones son realizadas en el software Neplan y ATPDraw.

## 2. Introducción

La inclusión de generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos, modifican las características que estos presentan, tanto en distribución como en transmisión. Esto trae consigo, cambios en los esquemas de protección y variación en las características como la impedancia reflejada por las líneas. Uno de los mayores impactos producidos por la GD, son los flujos inversos de potencia, que son generalmente presentados cuando la generación de una central distribuida excede la demanda de carga local, ocasionando que la potencia fluya en sentido contrario al normal y se presenten picos de voltaje en el sistema. Del mismo modo, otra de las consecuencias se presentadas en el sistema, son el incremento de las corrientes de fallas afectando la sensibilidad y los parámetros de coordinación normales de las protecciones [1].

Este trabajo consiste, en analizar tres situaciones de posibles flujos inversos de potencia. El primero, centrado en la aparición de una falla en el sistema en el sistema de transmisión, observando el aporte de la GD a la falla, la modificación de los niveles de tensión sin GD y con GD. El segundo caso evalúa una falla ocurrida en el sistema de distribución, analizando los aportes que realiza la GD y como se modifican los aportes que realiza a la falla. El último caso examina los flujos inversos de potencia tanto en distribución como en transmisión, ante un exceso de producción en la central de generación distribuida y una demanda constante en el sistema de distribución, observando cómo se modifica la potencia suministrada por el equivalente de red que se encuentra conectado en transmisión. También, se propone una estrategia de protección en el sistema ante la alta inclusión de GD, mediante la implementación del relé ANSI 59 de sobrevoltaje, con el fin de minimizar el impacto negativo de la GD en el sistema. Las simulaciones y validación de los datos se encuentran realizadas en el software ATP y Neplan.

## 3. Objetivos

### 3.1. Objetivos generales

Analizar el impacto de la generación distribuida conectada a redes de distribución y transmisión, centrado en la coordinación del esquema de protecciones y como este se, puede ver afectados por flujos inversos de potencia, debido a excedentes de producción en la central de GD, fallas producidas en el sistema e inestabilidad en la red.

### 3.2. Objetivos específicos

- Determinar y analizar las corrientes de falla en un sistema de distribución, con y sin inclusión de generación distribuida, realizando una evaluación del cambio que existe entre los dos casos.
- Diagnosticar la presencia de flujos inversos de potencia presentes en este sistema y que puede ser causantes de efectos adversos en el esquema de protecciones.

- Verificar la estabilidad de red ante la presencia de fallas en el sistema debido a la inclusión generación distribuida.
- Evaluar y aplicar distintos métodos para la coordinación óptima de relés de protección en redes de distribución y transmisión.

### 3.3. Alcances y producto finales

Los alcances planteados se encontraron divididos 3 partes en:

- Identificar las posibles situaciones de presencia de flujos inversos de potencia en tres casos:
  - Falla presentada en el sistema de transmisión, conectado a un sistema de distribución que posee conexión a un generador distribuido.
  - Falla presentada en el sistema de distribución que tiene conectado una fuente de generación distribuida.
  - Excedentes de producción entregados al sistema de distribución por la fuente de generación en distribuida.
  - Entregable y nivel de satisfacción: Se simuló el sistema tanto en AtpDraw como en Neplan y se obtienen distintos datos esperados en fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas en la red, se realizó un análisis y se encuentran los flujos inversos de potencia. De igual forma, se recrea un posible caso de sobregeneración y se encuentran las posibles consecuencias de este. El nivel de satisfacción es el deseado debido a que se obtuvieron los resultados esperados.
- Seleccionar y coordinar de manera adecuada el esquema de protecciones ante la presencia de flujos reversos de potencia.
  - Entregable y nivel de satisfacción: Se implemento la protección de sobrevoltaje ANSI 59 con el fin de que esta se active cuando se presente un pico de voltaje durante el tiempo suficiente, debido a que la GD esta afectando el sistema de manera nociva. Esta protección, se encuentre en capacidad de desactivar cierta parte de la GD con el fin de disminuir un impacto en la red. El nivel de satisfacción es el deseado.
- Examinar la estabilidad de red presentada en un sistema con generación distribuida.
  - Entregable y nivel de satisfacción: Se simulo y se obtuvieron distintos resultados acerca del impacto que tiene la generación distribuida en el sistema ante la variación de la cantidad de potencia instalada. Se verificaron los perfiles de voltajes en los nodos y la manera en la que se puede compensar el alto impacto de la GD. Falto analizar la frecuencia de operación en el sistema, debido a que este no era uno de los principales objetivos del proyecto de grado. El nivel de satisfacción obtenido es aceptable.



## 4. Marco teórico, conceptual e histórico

### 4.1. Generación Distribuida

La generación distribuida, hace referencia a una gran cantidad de tecnologías que generan electricidad en el sitio o cerca de donde se encuentra la carga. La generación distribuida puede atender o servir a una sola estructura tal como una casa o una industria, o hacer parte de una microred (una red más pequeña, que se encuentra conectado a un sistema eléctrico más grande). Las centrales de generación distribuida, suelen estar conectados a bajos voltajes del sistema eléctrico en el sector de distribución, esta contribuye generalmente a reducir las pérdidas eléctricas en las líneas de transmisión y distribución. Adicionalmente, suelen proporcionar una fuente de energía limpia y no convencional[2]. Los sistemas de generación distribuida en el sector residencial, generalmente son:

- Paneles solares fotovoltaicos
- Pequeñas turbinas eólicas
- Celdas de gas natural
- Generadores de respaldo de combustible diesel o gasolina

Por otra parte en el sector industrial y comercial, la generación distribuida puede emplear recursos como:

- Centrales fotovoltaicas
- Parques eólicos pequeños
- Centrales de biomasa
- Generadores de respaldo
- Incineración de basura y desechos

Un ejemplo de generación distribuida es mostrado en la figura 1<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup>Lombardo Tom. *Technical Benefits of Distributed Energy Generation*, Recuperado de: <https://goo.gl/fQMBT8>

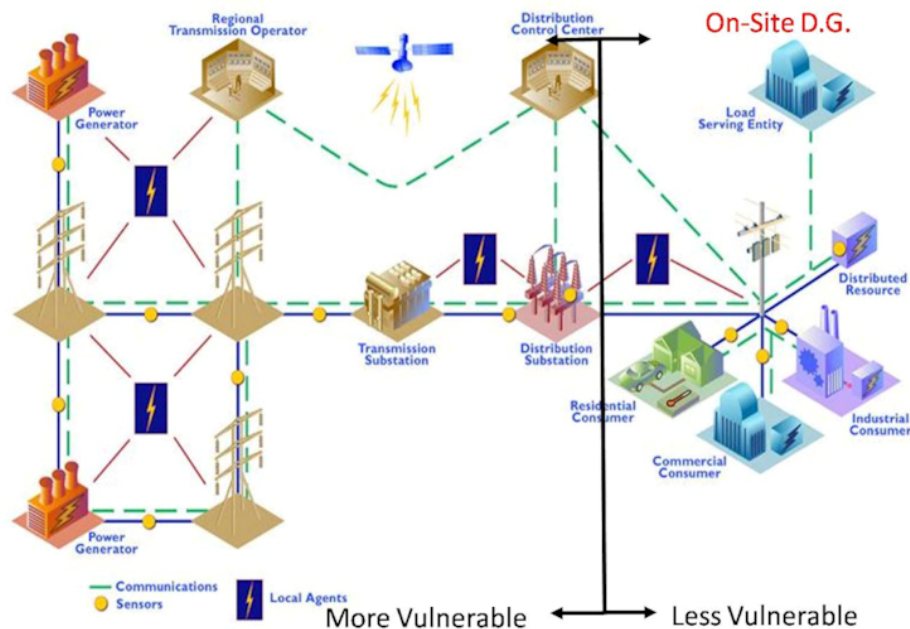


Figura 1: Generación distribuida

#### 4.1.1. Impactos de la generación distribuida

Los impactos de la generación distribuida reducen la cantidad de energía producida en las centrales o plantas de potencia principales. De igual manera, presentan grandes beneficios como son[3][4]:

- Incremento de la confiabilidad del sistema eléctrico
- Fuente de energía descentralizada ante una emergencia
- Reducción de costo en ampliaciones en sistemas de generación y transmisión
- Prestación de servicios auxiliares como compensación de potencia reactiva.

Algunos de los problemas que presenta la generación distribuida, es la integración de estos recursos a la red, principalmente por la intermitencia y el factor de predicción de su generación. Los problemas técnicos que presentan se deben a la calidad de la potencia, los picos de voltaje, los armónicos y el sistema de protección[5][6].

#### 4.2. Protecciones de sistemas de distribución

Los esquemas de protecciones en el sistema de distribución tienen la finalidad de minimizar los efectos de las perturbaciones sobre el resto de la red, aislando de manera correcta los dispositivos o elemento fallados, para evitar la propagación y la pérdida de estabilidad del sistema. De igual forma, debe prevenir los posibles daños en los equipos ante condiciones de funcionamiento anormales en el sistema de distribución. Por último y más importante, debe salvaguardar físicamente a las personas

evitando accidentes y lesiones.

El sistema de protecciones hace referencia a los equipos necesarios para la detección, evaluación y eliminación de la falla. Algunos de los elementos que componen el sistema de protecciones son relés, fusibles, reconectores, interruptores, entre muchos. Sin embargo, para este estudio nos centramos en los relés [7].

#### 4.2.1. Relé

Dispositivo inteligente que a partir de ciertas entradas compara con ciertos puntos de referencia y configuraciones, para realizar un procesamiento específico y obtener como salida una acción en el sistema. La señales de entrada hacen referencia a cierta información necesaria para que el sistema tome una decisión, estas pueden ser de corriente, voltaje, resistencia o temperatura. La configuración, hace referencia a los ajustes para la activación del relé, generalmente es por el establecimiento de niveles pick up con los cuales se realiza la comparación y el procesamiento. Por último, la salida es la manera en la que el relé se comunica hacia otros dispositivos y que determina si la comparación entre la entrada y la configuración debe producir una notificación, tal como la operación del interruptor[8]. El diagrama de caja negra acerca del funcionamiento de un relé es mostrado en la figura 2<sup>2</sup>.

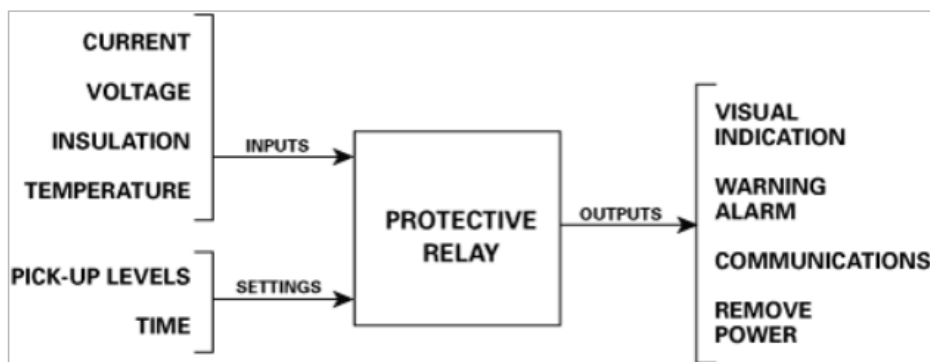


Figura 2: Relé de protección

##### 4.2.1.1 Relé de sobrevoltaje función 59

La función de relé de sobrevoltaje o sobretensión 59, es un dispositivo diseñado para proteger sistemas eléctricos o dispositivos eléctricos frente a picos de tensión, debido a que el voltaje excede cierto valor durante determinado tiempo[9].

### 4.3. Tipos y características de fallas

Una falla es cualquier tipo de evento que interfiere en el flujo normal de corriente en el sistema eléctrico. El estudio de las fallas, permite determinar las estrategias de operación del sistema, definir los niveles de cortocircuito y la coordinación en el esquema de protecciones. Las fallas pueden clasificarse

<sup>2</sup>Littelfuse. *What is a protection relay*, Recuperado de: <https://goo.gl/Y1nJRT>.

en asimétricas o simétricas, dependiendo si las magnitudes de las corrientes y voltajes son iguales durante el tiempo en que sucede la falla.

Los cortocircuitos más comunes en los sistema eléctricos son los monofásicas con una probabilidad de ocurrencia de 70 a 80 %. Seguido de las fallas bifásicas a tierra con 10 % y por último las trifásicas con 8 a 10 %. A continuación se presentan en detalle el análisis de las mismas[10][11][12].

#### **4.3.1. Fallas Asimétricas**

Las fallas asimétricas producen grandes desbalances de tensiones y corrientes en la red, que pueden llegar a ocasionar grandes daños en algunos elementos sistema de potencia.

Las fallas asimétricas a su vez permiten su clasificación en fallas evolutivas, simultaneas y simples. En este caso nuestros esfuerzos se encuentran centrados en el análisis de fallas asimétricas simples que pueden ser tanto shunt(cuando las fallas son debido a un cortocircuito), como series (fallas presentadas debido a que una o dos líneas se encuentran en circuito abierto).

El análisis de las fallas, se puede realizar mediante componentes simétricas, donde se considera que los elementos que forman la red son balanceados y la redes de secuencia se desacoplan. Sin embargo, este método no se suele emplear en sistemas de distribución por que este es desbalanceado, motivo por el cuál se emplea el análisis por componentes de fase.

##### **4.3.1.1 Falla línea a tierra (SLG)**

En este tipo de falla se asume como condiciones de frontera que las corrientes de las fases no falladas son relativamente pequeñas o de magnitud cero. El voltaje en la fase fallada es igual a la impedancia de falla por la corriente de falla.

##### **4.3.1.2 Falla línea a línea (LL)**

Las fallas línea a línea, asumen teóricamente que la corriente de la fase no fallada se hace muy pequeña o cero, y que las corrientes de las fases en las cuales sucede la falla son de igual magnitud pero distintas en signo. La diferencia de voltaje entre las fases falladas se describe como la corriente de falla por la impedancia de falla.

##### **4.3.1.3 Falla doble línea a tierra**

En este caso la corriente de la fase no fallada se hace de magnitud muy pequeña o relativamente cero. Los voltajes en las fases falladas se calculan como impedancia de falla sumada a la impedancia de tierra por la corriente de una de las fases falladas más la impedancia de tierra por la corriente de la otra fase fallada.

#### **4.3.2. Fallas simétricas**

Las fallas simétricas, son aquellas en la cuales todas las fases del sistema se encuentran cortocircuitadas, presentando una magnitud de corriente de falla parecida o igual entre ellas y conservando que el ángulo de  $120^\circ$  de desfase.

#### **4.3.2.1 Falla trifásica a tierra(L-L-L-G)**

Esta clase de falla es de importante análisis debido a que es una de las tipos mas graves por el alto nivel de corriente de corto circuito que se ve involucrado, mientras que los voltajes se vuelven de magnitud muy pequeña. De igual modo, su análisis es sencillo y no se requiere de mucha información, su porcentaje de ocurrencia no supera el 5% .

#### **4.3.2.2 Falla trifásica(L-L-L)**

Son los tipos de fallas menos comunes pero uno de los mas violentes, al igual que en el caso anterior la corriente de corto es extremadamente alta y las tensiones son prácticamente nulas, la diferencia que se presenta es que el cortocircuito se encuentra aislado de la tierra.

## **5. Descripción de la problemática y justificación del trabajo**

El siguiente estudio busca analizar el impacto que tiene la Generación Distribuida (GD) en los sistemas de distribución y transmisión actuales, con el fin de determinar una estrategia para la coordinación de protecciones para evitar posibles flujos inversos de potencia e inestabilidad en la red, que perjudiquen el sistema eléctrico.

## **6. Definición y especificaciones del trabajo**

### **6.1. Definición**

El trabajo consistió principalmente en la identificación de flujos inversos de potencia que podrían aparecer en el sistema IEEE 13 nodos, debido a la inclusión de una fuente de GD. A partir del impacto negativo que tiene la generación distribuida producto de un caso de sobregeneración en el sistema, se plantea una solución en el esquema de protecciones como es la instalación de la función de protección ANSI 59 de sobrevoltaje en el nodo donde se encuentra conectada la generación distribuida. Así mismo, se analiza el impacto que tiene la GD a distintos niveles de potencias instaladas.

### **6.2. Especificaciones**

Es importante denotar que el estudio se realizó sobre el sistema 13 nodos, en softwares como Neplan y ATPDraw. A continuación se realiza una caracterización acerca del sistema IEEE 13 nodos y del cálculo empleado para la definición del equivalente de corto circuito de los generadores distribuidos implementados.

#### **6.2.1. Sistema IEEE 13 NODOS**

El modelo IEEE 13 nodos, es un sistema pequeño con algunas características interesantes como las enunciadas a continuación:

- Nivel de corto circuito alto para un equivalente red de 4.16 kV
- Alta carga conectada para un alimentador de 4.16 kV.
- Una regulador de voltaje en subestación con tres unidades monofásicas conectados en estrella (115 kV-4.16 kV).
- Lineas aéreas y subterráneas con fases asimétricas.
- Banco de capacitores.
- Transformador (4.16 kV-480 V).
- Carga desbalanceada.

Por las razones anteriormente mencionadas, este fue el sistema elegido para el estudio de los posibles flujos inversos.

De igual modo, las cargas conectadas en el sistemas se muestran en la Tabla 1

Tabla 1: Cuadro de cargas conectadas en el sistema IEEE 13 nodos

<b>Nodo</b>	<b>Carga</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>	<b>Fase C</b>
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
<b>634</b>	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
<b>645</b>	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
<b>646</b>	D-Z	0	0	230	132	0	0
<b>652</b>	Y-Z	128	86	0	0	0	0
<b>671</b>	D-PQ	385	220	385	220	385	220
<b>675</b>	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
<b>692</b>	D-I	0	0	0	0	170	151
<b>611</b>	Y-I	0	0	0	0	170	80
	Total	1158	606	973	627	1135	753

También, es importante denotar que el sistema cuenta con una carga distribuida entre los nodos 632-671.

Tabla 2: Carga distribuida en el sistema IEEE 13 nodos

<b>Nodo</b>	<b>Carga</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>	<b>Fase C</b>
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
<b>632-671</b>	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Por otra parte y no menos importante, el sistema posee dos transformadores. El primero ubicado entre los nodos 650-632, que maneja voltajes de 115 kV-D/4.16 kV-Gr Y, con una potencia de 5000 kVA. El otro transformador se encuentra entre los nodos 633-634 4.16 kV-Gr.W/480 V-Gr.W con una potencia de 500 kVA[13][14].

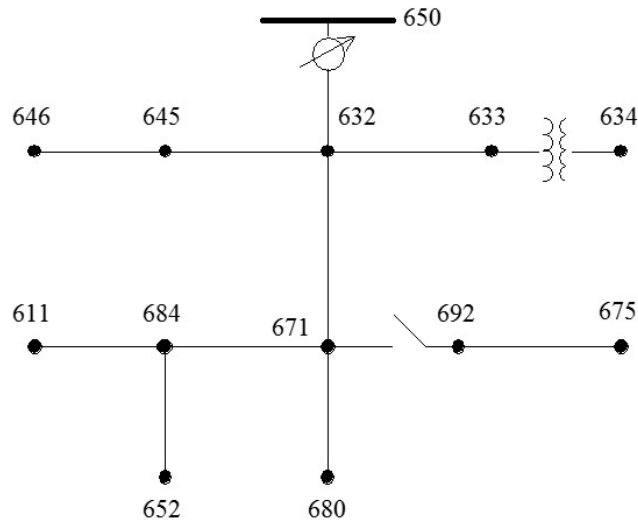


Figura 3: IEEE 13 Nodes test feeder

El modelamiento del sistema IEEE 13 nodos, es mostrado en la figura 3<sup>3</sup> se desarrolla en ATPDraw con el fin de tener una comparación de resultados entre la simulación realizada en Neplan y ATPDraw que realiza un análisis en en dominio del tiempo. De igual modo, se realiza la implementación de protecciones en este modelo.

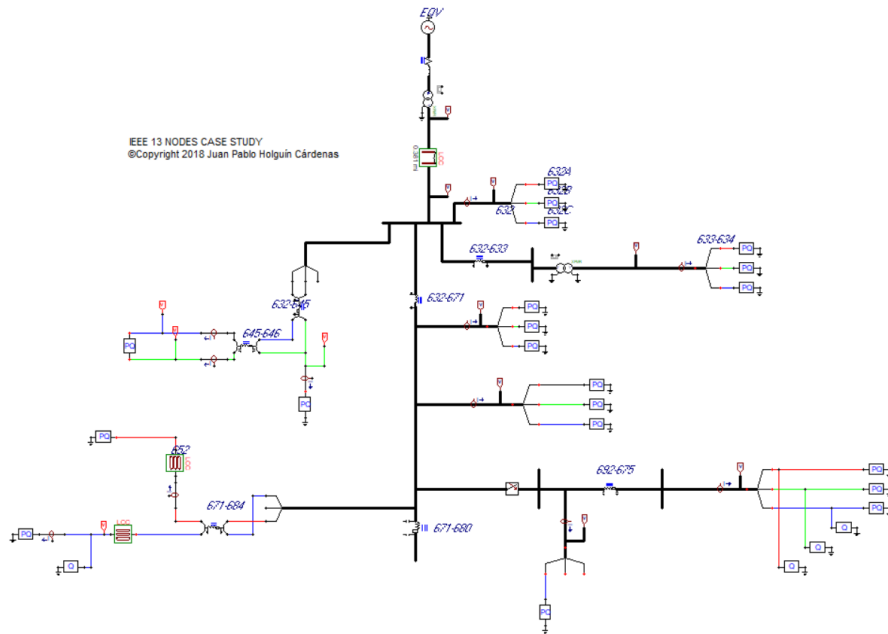


Figura 4: IEEE 13 Nodes test feeder en ATPDraw

<sup>3</sup>W. H. Kersting. *Radial distribution test feeders*, IEEE Transactions on Power Systems.

### 6.2.2. Equivalentes de corto circuito en para generadores en ATP

El cálculo empleado para definir el equivalente de corto circuito de los generadores, se basa en el computo de la corriente de corto circuito  $I_{sc}$ , que es calculado de igual forma que la corriente de corto de los transformadores. La corriente de corto circuito es dada por la siguiente ecuación[15]:

$$I_{sc} = \frac{I_r}{X_{sc}} \quad (1)$$

$$I_r = \frac{S_r}{\sqrt{3} * V} \quad (2)$$

Donde:

$I_{sc}$  = Corriente de corto circuito

$X_{sc}$  = Reactancia de corto-circuito

$I_r$  = Corriente nominal del generador

$V$  = Voltaje nominal

$S_r$  = Potencia nominal del generador

La reactancia de corto circuito en los generadores depende directamente del estado, a continuación se muestra el porcentaje

Tabla 3: Reactancia del generador

Estado	Subtransitorio X'd	Transitorio X'd	Permanente Xd
<b>Xsc</b>	10-20 %	15-25 %	200-350 %

Por ejemplo, para el generador implementado en el nodo 680 de 1600 kVA la reactancia de corto-circuito fue la siguiente:

$$I_r = \frac{1600000W}{\sqrt{3} * 4160V} \quad (3)$$

$$I_r = 222,057A \quad (4)$$

Para el cálculo de la corriente de corto circuito asumimos un porcentaje de reactancia transitoria correspondiente al 20% . Esto es tomado con base a la Tabla 3.

$$I_{sc} = \frac{I_r}{X_{sc-transitoria}} \quad (5)$$

$$I_{sc} = \frac{222,057A}{\frac{20}{100}} \quad (6)$$

$$I_{sc} = 1110,25A \quad (7)$$



A partir de esto, se calcula la impedancia de corto circuito, que limitará la potencia máxima que es capaz de entregar el generador:

$$Z_{sc} = \frac{V}{I_{sc}} \quad (8)$$

$$Z_{sc} = \frac{4160V/\sqrt{3}}{1110,25A} \quad (9)$$

$$Z_{sc} = 2,16 \Omega \quad (10)$$

Cumpliendo la relación, tenemos que

$$Z_{sc} = R + 10X \quad (11)$$

De este modo, tendremos que el valor de la impedancia de corto circuito de generador será:

$$Z_{sc} = 0,1966 + 1,966j \Omega \quad (12)$$

## 7. Metodología de trabajo

A partir de los objetivos planteados se dedujo un plan de trabajo con el cual se busco cumplir con los tres alcances mencionados anteriormente.

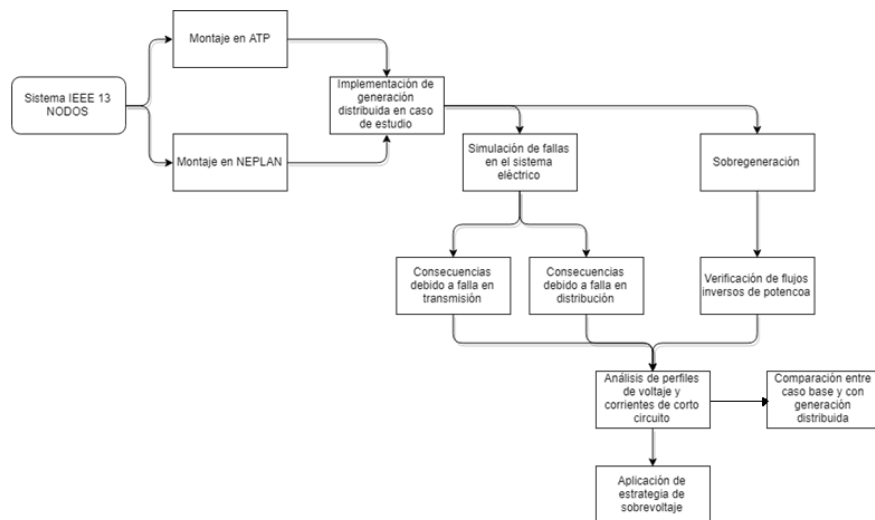


Figura 5: Metodología de trabajo

## 8. Impacto de la generación distribuida en sistema IEEE 13 NODOS

A continuación se realiza un análisis del impacto que tiene la GD en un sistema de distribución tradicional como lo es el IEEE 13 Nodos para una penetración de energía renovable de bajo nivel, medio nivel y alto nivel. Se establece como medio nivel la inclusión de una central fotovoltaica de 1600 kVA en el nodo 680. Este valor será tomado como referencia para próximos estudios.

### 8.1. Penetración de generación distribuida al 25 % (400 kVA)

El generador distribuido simulado en Neplan, corresponde a una central fotovoltaica con una capacidad instalada de 400 kVA, a un factor de potencia de 0.9. Entrega a la red una potencia activa de 120 kW por fase y una potencia reactiva de 58.1 kVAr por fase.

Los resultados en este caso muestran que aunque se mantengan fijos los taps (Configuración 7,6,7) del regulador principal del transformador, no se encuentra una sobretensión en los nodos del sistema. El perfil de voltaje más bajo, se sigue presentando en la fase C del nodo 684 con un valor de 0.958 P.U. y el más alto en el nodo 675 a 1.048 P.U. Respecto a las pérdidas del sistema, se reducen significativamente en 20.56 kW.

### 8.2. Penetración de generación distribuida al 50 % (800 kVA)

#### 8.2.1. Taps fijos de regulador RG-60

Para este caso se realiza la inclusión de una central fotovoltaica conectada al nodo 680 del sistema y entrega una potencia de 720 kW y 328.8 kVAr. En contraste, la potencia suministrada por el equivalente de red se reduce a los valores que son mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4: Potencias y voltajes suministrados por el equivalente de red

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	998.38	737	1079.4
<b>Q(kVAr)</b>	523.3	249.2	513.8
<b>V(P.U.)</b>	1	1	1

Al no estar en capacidad el sistema de controlar los taps del transformador, y manteniendo la configuración inicial fija, se presenta una sobretensión en la fase B de los nodos mostrados en la Tabla 5

Tabla 5: Perfiles de voltaje en los nodos sobrecargados

	Fase A (P.U.)	Fase B (P.U.)	Fase C (P.U.)
<b>Nodo 680</b>	0.9930	1.0503	0.9738
<b>Nodo 675</b>	0.9822	1.0503	0.9676
<b>Nodo 671</b>	0.9889	1.0503	0.9696
<b>Nodo 692</b>	0.9888	1.0503	0.9696

Aunque en el sistema se presenta una leve sobre carga, las pérdidas en el sistema debido a la inclusión de GD se reducen a 76.54 kW.

### 8.2.2. Taps automáticos de regulación

Al realizar un control automático de los taps del transformador, estos pasan de la condición base (Configuración 7,6,7) a una posición óptima (Configuración 7,4,7) donde intenta establecer los voltajes entre los límites admitidos (0.95-1.05 p.u). Las pérdidas en el sistemas pasan a ser 74.8 kW y no se presenta ninguna sobretensión. De igual manera, la potencia suministrada por el equivalente de red aumenta, respecto al caso anterior para las fases A y C, para la fase B la potencia que esta provee se ve disminuida tal como lo muestra la tabla6. Sin embargo, la potencia entregada por el generador distribuido se mantiene constante (Tabla7).

Tabla 6: Potencias y voltajes suministrados por el equivalente de red

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	1000.1	731.1	1081
<b>Q(kVAr)</b>	524.3	252.5	513.9
<b>V(P.U.)</b>	1	1	1

Tabla 7: Potencias y voltajes suministrados por el generador distribuido

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	240	240	240
<b>Q(kVAr)</b>	109.6	109.6	109.6
<b>V(P.U.)</b>	0.993	1.037	0.9738

## 8.3. Penetración de generación distribuida al 100% (1600 kVA)

### 8.3.1. Taps fijos de regulador RG-60

Al mantener las condiciones iniciales de los taps en el transformador principal(Configuración 7,6,7). Se encuentran sobretensiones importantes. Esto, debido a que se fuerza a trabajar al generador distribuido a cierta potencia y el transformador a entregar ciertos voltajes definidos por los taps. Principalmente se evidencia que se exceden los límites de tensión en la fase B, esto debido a que es la línea con la menor carga conectada. Estas sobretensiones son mostradas en la Tabla 8.

Tabla 8: Perfiles de voltaje en los nodos sobrecargados

	Fase A (P.U.)	Fase B (P.U.)	Fase C (P.U.)
<b>Nodo 680</b>	1.0161	1.0662	0.9975
<b>Nodo 675</b>	1.0014	1.0635	0.9872
<b>Nodo 671</b>	1.0078	1.0611	0.9696
<b>Nodo 692</b>	1.0077	1.0611	0.9891

De igual modo, la potencia entregada por el equivalente de red se ve reducida, esto debido al aumento de la potencia generada por la central fotovoltaica ubicada en el nodo 680, que entrega una potencia total de 1440 kW y de 697.5 kVAr, para un total de 1600 kVA a un factor de potencia de 0.9, los valores de las potencias y voltajes entregados por fase, se muestran en la Tabla 10.

Tabla 9: Potencias suministrados por el equivalente de red

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	756.6	500.2	829.3
<b>Q(kVAr)</b>	360.9	115.7	350.6

Tabla 10: Potencias y voltajes suministrados por el generador distribuido

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	480	480	480
<b>Q(kVAr)</b>	232.5	232.5	232.5
<b>V(P.U.)</b>	1.0161	1.062	0.975

### 8.3.2. Taps automáticos de regulación

Mediante el control automático de taps en el transformador, es posible eliminar los nodos con sobretensiones en el sistema, de esta manera el regulador pasaría de estar en los taps(7,6,7) a los taps(5,3,5). Las pérdidas en el sistema se reducen a 53.5 kW y las potencias entregadas por el equivalente de red son mostrados en la Tabla11.

Tabla 11: Potencias suministrados por el equivalente de red

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	754	493.4	824.4
<b>Q(kVAr)</b>	363.7	123.3	354.6

A partir de esto, es posible ver el efecto que tiene el regulador de taps en el transformador. A medida que disminuye el tap del transformador, la potencia entregada por el equivalente de red tiende a disminuir.

## 8.4. Penetración de generación distribuida al 150% (2400 kVA)

### 8.4.1. Taps fijos de regulador RG-60

En este caso, la fuente fotovoltaica suministra una potencia de 2880 kW y 1394,84 kVAr a un factor de potencia de 0.9. Las pérdidas en el sistema en comparación a casos anteriores se ven reducidas a 42.16 kW. Sin embargo, los voltajes en 5 nodos del sistema sobrepasan el valor permitido. Los voltajes que produce el generador distribuido son los correspondientes al nodo 680 en la Tabla 12

Tabla 12: Perfiles de voltaje en los nodos sobrecargados

	Fase A (P.U.)	Fase B (P.U.)	Fase C (P.U.)
<b>Nodo 680</b>	1.0376	1.0787	1.0187
<b>Nodo 675</b>	1.0191	1.0733	1.0046
<b>Nodo 671</b>	1.0252	1.0710	1.0065
<b>Nodo 692</b>	1.0252	1.0710	1.0064
<b>Nodo 632-671</b>	1.0281	1.0571	1.0118

Por otro lado, el equivalente de red aporta al sistema las potencias mostradas en la Tabla 13, donde se evidencia que la contribución que realiza el equivalente de red es relativamente bajo. Esto es producto de la alta penetración de GD que se tiene en el sistema.

Tabla 13: Potencias suministrados por el equivalente de red

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	520.5	264.3	584.8
<b>Q(kVAr)</b>	220.3	1.8	211

### 8.4.2. Taps automáticos de regulación

Mediante la modificación de los taps en el regulador automático del transformador, se controlan los perfiles de voltaje en el sistema, disminuyendo la potencia activa entregada por este, pero aumentando la cantidad de reactivos inyectados al sistema. De esa manera, los valores de potencia generados se enuncian en la Tabla 14.

Tabla 14: Potencias suministrados por el equivalente de red

	Fase A	Fase B	Fase C
<b>P(kW)</b>	513.5	253.5	578.3
<b>Q(kVAr)</b>	224	15.2	217

Es notable la operación del regulador automático, que modifica la posición de los taps en el transformador. Estos, pasan de estar en la configuración (7,6,7) a la posición (3,1,4) con el fin de bajar los niveles de tensión a la salida del transformador y la potencia inyectada por el equivalente de red. Las pérdidas en el sistema se ven reducidas a 43.51 kW.

## 8.5. Penetración de generación distribuida al 200% (3200 kVA)

En este caso, no es posible un funcionamiento óptimo del sistema mediante la reconfiguración automática de taps. Puesto que en esta posición (2,0,2), el sistema sigue presentando sobretensiones, en este caso en el nodo 680 fase B, donde el voltaje alcanza un valor de 1.0535 p.u, saliéndose de los límites admitidos. De igual manera, las pérdidas que se presentan en el sistema son mayores a las del caso anterior, teniendo un valor de 45.9 kW. Es posible evidenciar que la potencia reactiva inyectada por el equivalente de red no alcanza a controlar los perfiles de voltaje en el sistema, específicamente en la fase B de este.

Tabla 15: Potencias suministrados por el equivalente de red

	Fase A	Fase B	Fase C
P(kW)	282.4	17.4	331.1
Q(kVAr)	97.4	0	94.4

Tabla 16: Potencias y voltajes suministrados por el generador distribuido

	Fase A	Fase B	Fase C
P(kW)	960	960	960
Q(kVAr)	464.9	464.9	464.9
V(P.U.)	1.028	1.0535	1.0057

## 9. Identificación de flujos inversos de potencia

### 9.1. Flujo inverso por falla producida en equivalente de red que representa sistema de transmisión

#### 9.1.1. Falla trifásica en nodo 650

##### 9.1.1.1 Falla sin inclusión de generación distribuida

Ante la aparición de una falla trifásica a tierra en el nodo superior conectado al equivalente de red del sistema, se presenta una corriente de corto circuito de 29972 kA a un ángulo de  $84.3^\circ$  con un voltaje de magnitud casi 0, pero a un ángulo de  $183.6^\circ$ .

##### 9.1.1.2 Falla con inclusión de generación distribuida 1600 kVA

Debido a la inclusión de generación distribuida en el nodo 680, la corriente de falla aumenta en 4000 amperios, puesto que pasa a ser alimentada por el equivalente de red y la central fotovoltaica, el ángulo de la corriente de falla se mantiene constante en  $84.3^\circ$ , sin embargo el ángulo de voltaje se modifica significativamente y se establece en  $-83.7^\circ$ .

En la Tabla 17 se realiza una comparación entre los valores obtenidos en Neplan, para ambos casos.

Tabla 17: Propiedades de falla trifásica producida en el nodo 650

<b>Falla trifásica nodo 650</b>		
	<b>Sin GD</b>	<b>Con GD</b>
<b>Voltaje(kV)</b>	0	0
<b>Ángulo de Voltaje (°)</b>	183.2°	-83.7°
<b>Corriente de falla (kA)</b>	29972	29975.3
<b>Ángulo de corriente (°)</b>	84.3°	84.3°

### 9.1.2. Falla monofásica en nodo 650

#### 9.1.2.1 Falla sin inclusión de generación distribuida

En caso tal de una falla monofásica en el sistema de transmisión las magnitudes de los voltajes en las líneas no falladas es de 2.642 kV a un ángulo de 240° y 120°, mientras que en la fase fallada el voltaje toma una magnitud de voltaje muy pequeña a un ángulo de -11.16°. La corriente de corto circuito en el nodo 650 toma un valor de 29972.92 kA a un ángulo de -84.29°, las magnitudes de corriente de las otras fases se establecen en magnitudes cercanas a 0 kA con ángulos de 180° y -90° respectivamente.

#### 9.1.2.2 Falla con inclusión de generación distribuida

Con la inclusión de la central fotovoltaica, la magnitud del voltaje línea a tierra en las fases no falladas se establece en 2.642 kV a un ángulo de 240° y 120°, por otro lado en la fase fallada el voltaje asume una magnitud irrelevante a un ángulo de -0.39°. La corriente de corto circuito en el nodo toma un valor de 29974.26 kA a un ángulo de -84.29°, las magnitudes de corriente de las otras fases se establecen en magnitudes cercanas a 0 kA con ángulos de 0° y 90° respectivamente. Se denota el aumento de la corriente de falla en más de 2000 A.

Tabla 18: Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla monofásica nodo 650

<b>Falla trifásica nodo 650</b>		
	<b>Sin GD</b>	<b>Con GD</b>
<b>Voltaje Fase A (kV)</b>	0	0
<b>Voltaje Fase B (kV)</b>	2.642	2.642
<b>Voltaje Fase C (kV)</b>	2.642	2.642
<b>Ángulo de Voltaje Fase A (°)</b>	-11.16°	-0.39°
<b>Ángulo de Voltaje Fase B (°)</b>	240°	240°
<b>Ángulo de Voltaje Fase C (°)</b>	120°	120°
<b>Corriente de falla Fase A (kA)</b>	29972.92	29974.26
<b>Corriente Fase B (kA)</b>	0	0
<b>Corriente Fase C (kA)</b>	0	0
<b>Ángulo de corriente Fase A (°)</b>	-84.29°	-84.29°
<b>Ángulo de corriente Fase B (°)</b>	180°	0°
<b>Ángulo de corriente Fase C (°)</b>	-90°	90°

### 9.1.3. Falla bifásica a tierra en el nodo 650

#### 9.1.3.1 Falla sin inclusión de generación distribuida

Debido a la ocurrencia falla bifásica en el nodo de 650 produce que la corriente de corto circuito en las fases falladas B y C alcancen una magnitud de 29972.9 kA a  $155.71^\circ$  y 29973.01 kA a  $35.71^\circ$  la fase A tiene una magnitud de corriente muy pequeña a un ángulo de  $93.58^\circ$ . El voltaje en la fase A asume un valor de 2.642 kV a un ángulo de  $0^\circ$  mientras que en las fases A y B el voltaje tiene una magnitud muy pequeña a un ángulo de  $10.30^\circ$  y  $-10.30^\circ$ .

#### 9.1.3.2 Falla con inclusión de generación distribuida

Una falla bifásica en el nodo de 650 ocasiona que la magnitud de la corriente de corto circuito aumente debido a la inclusión de la central fotovoltaica en las fases falladas B y C alcancen un valor de 29975.39 kA a  $155.71^\circ$  y 29975.41 kA a  $35.71^\circ$  la fase A tiene una magnitud de corriente muy pequeña a un ángulo de  $-90^\circ$ . El voltaje en la fase A asume un valor de 2.642 kV a un ángulo de  $0^\circ$  mientras que en las fases A y B el voltaje tiene una magnitud muy pequeña a un ángulo de  $180^\circ$  y  $135^\circ$ .

Tabla 19: Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla bifásica nodo 650

Falla bifásica nodo 650 (B-C)		
	Sin GD	Con GD
Voltaje Fase A (kV)	2.642	2.642
Voltaje Fase B (kV)	0	0
Voltaje Fase C (kV)	0	0
Ángulo de Voltaje Fase A ( $^\circ$ )	$0^\circ$	$0^\circ$
Ángulo de Voltaje Fase B ( $^\circ$ )	$10.3^\circ$	$180^\circ$
Ángulo de Voltaje Fase C ( $^\circ$ )	$-10.3^\circ$	$135^\circ$
Corriente de falla Fase A (kA)	0	0
Corriente Fase B (kA)	29972.9	29975.39
Corriente Fase C (kA)	29972.01	29975.41
Ángulo de corriente Fase A ( $^\circ$ )	$93.58^\circ$	$-90^\circ$
Ángulo corriente Fase B ( $^\circ$ )	$115.71^\circ$	$115.71^\circ$
Ángulo corriente Fase C ( $^\circ$ )	$35.71^\circ$	$35.71^\circ$

## 9.2. Flujo inverso producido por falla en el sistema de distribución

Debido a la inclusión de generación distribuida, los aportes de corriente a la falla se modifican radicalmente. A continuación se realiza un análisis detallado del la ocurrencia de una falla en distribución con y sin la inclusión del generador fotovoltaico, de igual modo observan variables de voltaje y corriente en los nodos afectados debido a la falla



### 9.2.1. Falla trifásica en nodo 632

#### 9.2.1.1 Falla sin inclusión de generación distribuida

Ante la presencia de una falla en distribución, la corriente de corto circuito inicial  $I_k$  toma un valor de 11.403 kA a un ángulo de  $67.39^\circ$ . El voltaje línea a tierra en el nodo 632 toma un valor de 0.123 kV a un ángulo de  $139.89^\circ$ .

#### 9.2.1.2 Falla con inclusión de generación distribuida

Ante la presencia de una falla en distribución, la corriente de corto circuito inicial  $I_k$  toma un valor de 15.810 kA a un ángulo de  $-69.42^\circ$ . El voltaje línea a tierra en el nodo 632 toma un valor de 0.099 kV a un ángulo de  $150.85^\circ$ .

Tabla 20: Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla trifásica nodo 632

Falla trifásica nodo 632		
	Sin GD	Con GD
Voltaje de Fase (kV)	0.123	0.099
Ángulo de Voltaje ( $^\circ$ )	$139.89^\circ$	$150.85^\circ$
Corriente de falla (kA)	11.403	15.81
Ángulo de corriente ( $^\circ$ )	$67.39^\circ$	$-69.42^\circ$

### 9.2.2. Falla monofásica en nodo 632

#### 9.2.2.1 Falla sin inclusión de generación distribuida

La falla monofásica produce una alteración amplia de los voltajes. Para este caso la magnitud del voltaje de la fase fallada A, es muy pequeño y se encuentra a un ángulo de  $206.57^\circ$ . Mientras que por otro lado las fase B Y C presentan un voltaje de 2.898 kV a  $220.26^\circ$  y 2.731 a  $133.49^\circ$ . Las corrientes en el nodo 632 para la fase A alcanza una magnitud de 5.679 kA a  $-70.54^\circ$ . En las fases B y C son de magnitudes muy pequeñas a  $26.57^\circ$  y  $165.96^\circ$ .

#### 9.2.2.2 Falla con inclusión de generación distribuida

El resultado notorio que crea un falla monofásica a tierra en el nodo 632 es que el voltaje en la fase fallada, en este caso la fase A se vuelve casi cero a un ángulo de  $-15.71^\circ$ . Mientras tanto en las fases B Y C, la magnitud de los voltajes línea a neutro son 3.189 kV a  $217.32^\circ$  y 3.114 kV a  $137.75^\circ$  respectivamente. El motivo por el cual los voltaje no son iguales es por el desbalance del sistema. Sin embargo, las corrientes que se presentan en las fases B y C son relativamente de magnitudes pequeñas y no considerables, en la fase fallada A la corriente llega a una magnitud de 6,760 kA a un ángulo de  $-70.97^\circ$ .

Se logra evidenciar el aumento en la magnitud de la corriente de falla en el sistema y el aumento de los voltajes de las fases no falladas. Esto debido a que la falla de ve alimentada por dos fuentes, alterando el flujo de potencia normal del sistema y demostrado mediante los ángulos.

Tabla 21: Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla monofásica nodo 632

<b>Falla monofásica nodo 632 (A)</b>		
	<b>Sin GD</b>	<b>Con GD</b>
<b>Voltaje Fase A (kV)</b>	0	0
<b>Voltaje Fase B (kV)</b>	2.898	3.189
<b>Voltaje Fase C (kV)</b>	2.731	3.114
<b>Ángulo de Voltaje Fase A (°)</b>	219.81 °	8.69°
<b>Ángulo de Voltaje Fase B (°)</b>	220.26°	217.32°
<b>Ángulo de Voltaje Fase C (°)</b>	133.49°	135.75°
<b>Corriente de falla Fase A (kA)</b>	5.679	6.761
<b>Corriente Fase B (kA)</b>	0	0
<b>Corriente Fase C (kA)</b>	0	0
<b>Ángulo de corriente Fase A (°)</b>	-70.54°	-70.97°
<b>Ángulo corriente Fase B (°)</b>	-18.43 °	180 °
<b>Ángulo corriente Fase C (°)</b>	243.43°	-90 °

### 9.2.3. Falla bifásica a tierra en nodo 632

#### 9.2.3.1 Falla sin inclusión de generación distribuida

En la falla bifásica a tierra obtenemos que la corriente de las fases falladas B Y C son 8.032 kA a 180.74° y 7.714 kA a 31.31°. La fase A tiene una corriente de magnitud irrelevante durante la falla a un ángulo de 90°.

Por otra parte el voltaje línea a tierra en la fase no fallada es igual a 2.819 kV a 1.66°

#### 9.2.3.2 Falla con inclusión de generación distribuida

Con la presencia de un falla bifásica en el sistema las corrientes de las fases falladas B y C alcanzan una magnitud de 12.38 kA a 183.92° y de 11.777 kA a 25.04° respectivamente la corriente en la fase A es igual a cero. Por otro lado, los voltajes en el sistemas son igual a cero en las fases B Y C, mientras que el en la fase A el voltaje en el nodo es igual a 3.072 kV a un ángulo de 1.89°.

Tabla 22: Perfiles de voltajes y corrientes presentados en una falla bifásica nodo 632

<b>Falla bifásica nodo 632 (B-C)</b>		
	<b>Sin GD</b>	<b>Con GD</b>
<b>Voltaje Fase A (kV)</b>	2.819	3.072
<b>Voltaje Fase B (kV)</b>	0	0
<b>Voltaje Fase C (kV)</b>	0	0
<b>Ángulo de Voltaje Fase A (°)</b>	1.66°	1.89°
<b>Ángulo de Voltaje Fase B (°)</b>	-55.01°	21.80°
<b>Ángulo de Voltaje Fase C (°)</b>	84.29°	-85.91°
<b>Corriente de falla Fase A (kA)</b>	0	0
<b>Corriente Fase B (kA)</b>	8.032	12.33
<b>Corriente Fase C (kA)</b>	7.71	11.78
<b>Ángulo de corriente Fase A (°)</b>	90°	97.13°
<b>Ángulo corriente Fase B (°)</b>	180.74°	183.92°
<b>Ángulo corriente Fase C (°)</b>	31.31 °	25.04°

### 9.3. Flujo inverso producido por sobregeneración en sistema de distribución

La simulación realizada en este caso busca reproducir un escenario en donde la carga conectada en el sistema de distribución puede ser alimentada únicamente por un generador distribuido sin necesitar aportes de la red de transmisión.

En este caso se conecta un generador de 4000 kVA a una tensión de 4.16 kV, con un factor de potencia de 0.9 en el nodo 680 del sistema IEEE 13 nodos. Los resultados obtenidos muestran que el generador distribuido se convierte en la fuente de alimentación principal del sistema.

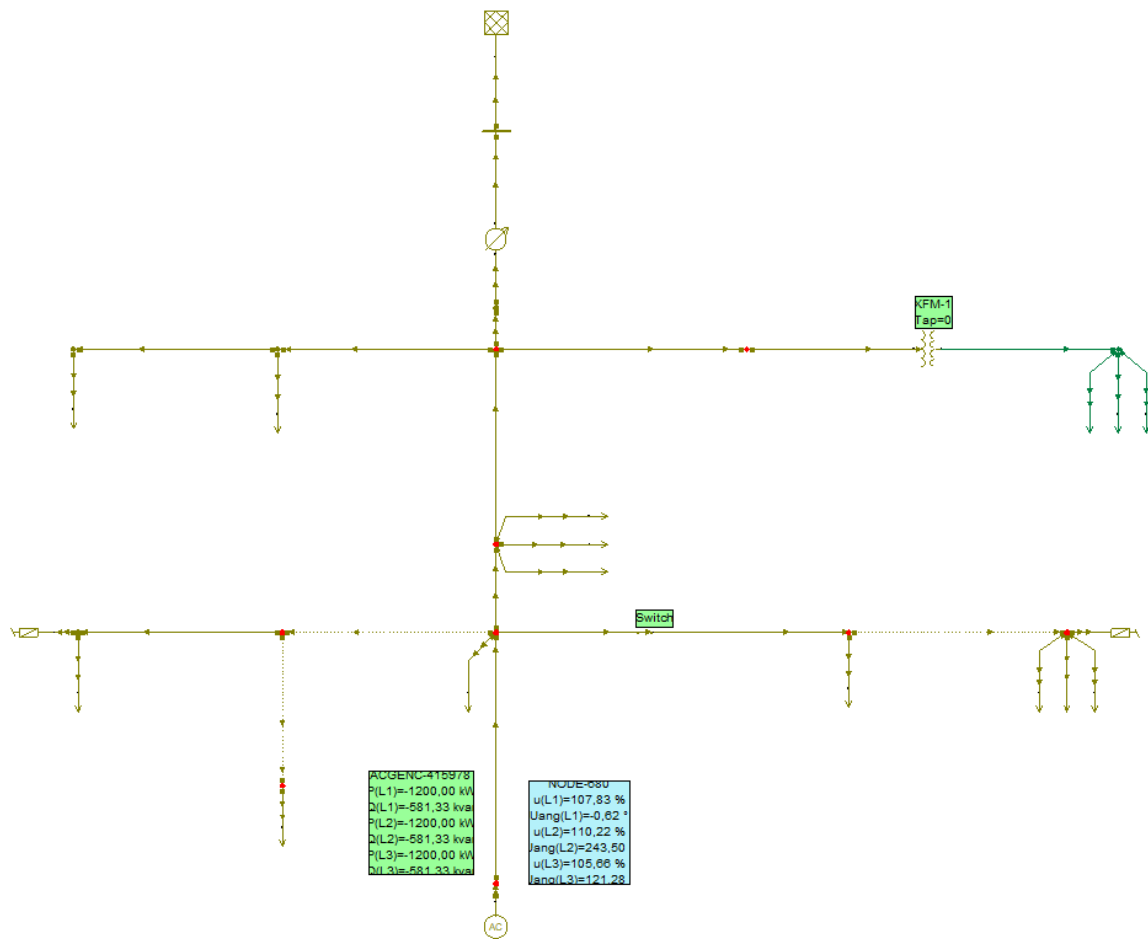


Figura 6: Sistema con sobregeneración distribuida

En el sistema mostrado den la Figura 3. muestra la dirección de los flujos de potencia, en este caso van de la fuente de generación distribuida hacia el nodo principal del equivalente de red. Esto muestra que una posible sobregeneración trae consigo flujos inversos de potencia. De igual modo, el sistema excede los límites de tensión admitidos en al menos 9 de los 13 nodos que componen el sistema.

Tabla 23: Tabla de nodos con sobretensiones

	<b>Voltaje Fase A</b> (kV-P.U.)	<b>Voltaje Fase B</b> (kV - P.U.)	<b>Voltaje Fase C</b> (kV -P.U.)
<b>Nodo 675</b>	2.528 - 1.0524	2.622 - 1.0918	2.488 - 1.0358
<b>Nodo 671</b>	2.542 - 1.0584	2.617 - 1.0895	2.492 - 1.0394
<b>Nodo 692</b>	2.542 - 1.0583	2.617 - 1.0895	2.492 - 1.0375
<b>Nodo 632-671</b>	2.529 - 1.0531	2.572 - 1.0708	2.486 - 1.0352
<b>Nodo 680</b>	2.590 - 1.0783	2.647 - 1.1022	2.538 - 1.0566
<b>Nodo 684</b>	2.537 - 1.0562	-	2.487 - 1.0356
<b>Nodo 632</b>	2.514 - 1.0469	2.532 - 1.0541	2.487 - 1.0355
<b>Nodo 633</b>	2.507 - 1.0439	2.527 - 1.0522	2.481 - 1.0329
<b>Nodo 652</b>	2.523 - 1.0503	-	-

Sin embargo, el equivalente de red principal que se encuentra conectado a este sistema sigue aportando potencia a la red. En la fase A se entrega 64.3 kW y en la fase B 134 kW. Por otro lado las pérdidas en el sistema se reducen, pasan de ser de 114,38 kW en el sistema sin generación distribuida a 56,42 kW.

Por otro lado, la regulación automática de taps en el RG-60 del sistema principal contribuye a la reducción de sobretensiones en el sistema, más sin embargo no logra que estas no se presenten, tal como se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24: Tabla de nodos con sobretensiones incluyendo regulación automática de taps

	<b>Voltaje Fase A</b> (kV-P.U.)	<b>Voltaje Fase B</b> (kV - P.U.)	<b>Voltaje Fase C</b> (kV -P.U.)
<b>Nodo 675</b>	2.439 - 1.0154	2.532 - 1.0543	2.394 - 0.9967
<b>Nodo 671</b>	2.454 - 1.0217	2.527 - 1.0520	2.398 - 0.9986
<b>Nodo 692</b>	2.454 - 1.0216	2.527 - 1.0520	2.398 - 0.9985
<b>Nodo 680</b>	2.503 - 1.0423	2.558 - 1.0651	2.446- 1.0184

## 10. Implementación de estrategia de protección

En este caso, el modelamiento del método de protección propuesto para el sistema IEEE 13 nodos, consiste en la inclusión de la función ANSI 59 de sobrevoltaje en el modelo con inclusión distribuida, la forma de evaluar el funcionamiento de la protección consiste en la conexión de este relé al nodo 680, donde se encuentran conectados dos generadores distribuidos de 1600 kVA y 4000 kVA, el segundo generador empieza a funcionar en el segundo 0,2 de la simulación. Esto con el fin de comprobar el efecto negativo que tiene la sobregeneración en el sistema y que efectivamente permiten comprobar el accionamiento del relé ANSI 59.

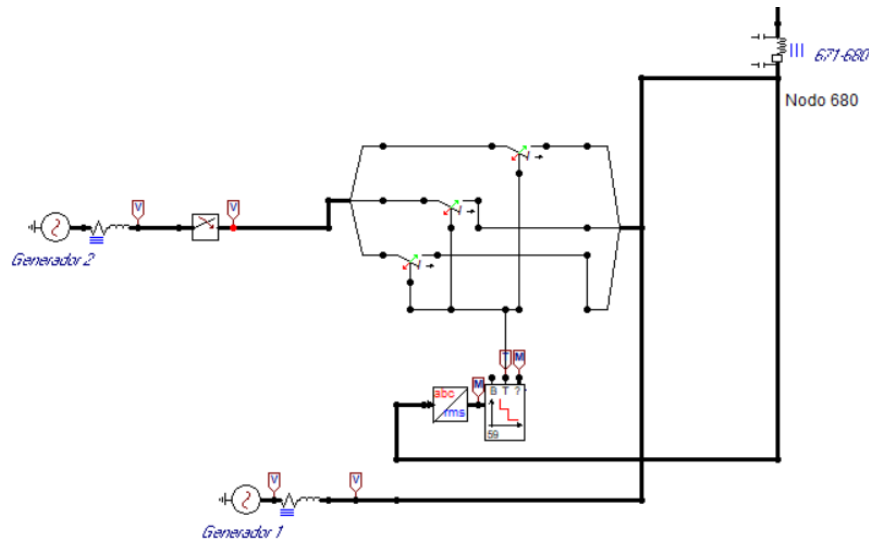


Figura 7: Conexión de relé 59 de sobrevoltaje

En caso tal de que se detecte un sobrevoltaje y se active el relé, este desconectara el segundo generador. La simulación de la protección y el sistema se realizó en el software ATPDraw, debido a que permite el diseño del sistema de protección al mismo tiempo que simula el flujo de carga.

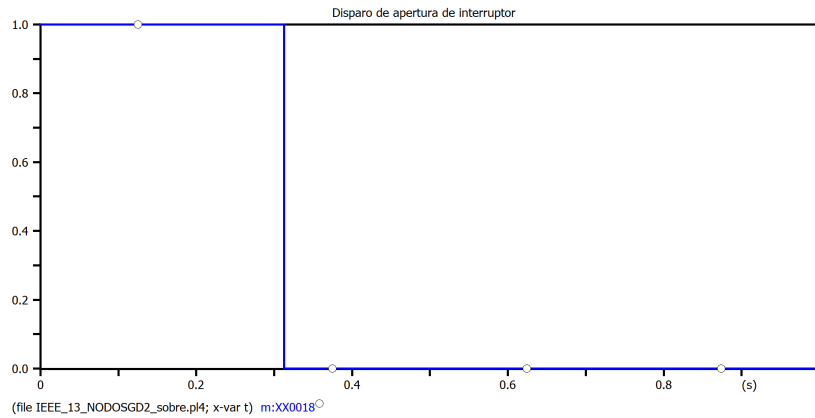


Figura 8: Apertura de interruptor debido al accionamiento de relé 59

## 11. Validación de resultados

El modelo mostrado en la figura 9 fue simulado en ATPDraw con el fin de comparar corrientes de corto circuito encontradas en Neplan. Para el caso de una falla trifásica en el nodo 632 sin GD, el sistema presenta una corriente de corto de 11.469 kA y con la inclusión del generador distribuido, esta corriente toma un valor en el equivalente de 15.759 KA. Respecto a la falla bifásica sin GD presenta una magnitud corrientes de falla de 7.637 kA en la fase A y en la fase B 8.0372 kA, luego de la inclusión

de la generación distribuida las corrientes adquieren un valor de 11.541 kA en la fase A y 10.140 kA en la fase B. Por último, la falla monofásica tiene una corriente de falla de y 5.713 kA sin la inclusión de GD y de 8.3926 kA en la fase A fallada. Es notorio el aporte del generador distribuido a la falla y de igual modo los resultados obtenidos en la sección 9.2, estos resultados se encuentran dados en valores PP(pico-pico).

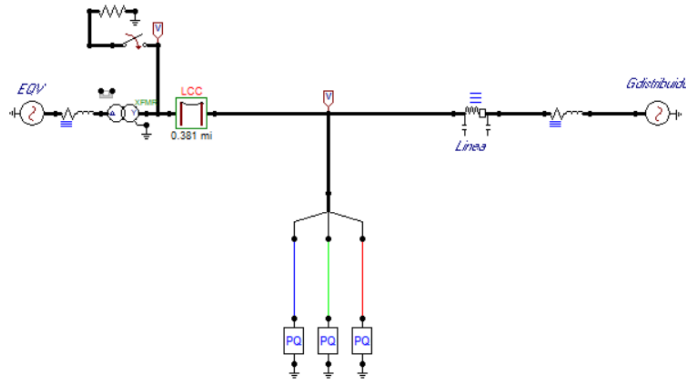


Figura 9: Modelo de prueba

## 12. Discusión

Los resultados obtenidos cumplen en gran parte con los objetivos planteados, al principio se presentaron problemas con el manejo de licencias de Neplan, puesto que se cuentan con una cantidad limitada de estas y solo en algunos computadores, la solución dada a este problema fue solicitar la ayuda del DSIT y tener acceso en gran parte de los computadores ubicados en el sótano del bloque ML. Por otra parte el sistema IEEE 13 nodos tuvo que ser montado en su totalidad en el software ATPDraw, para poder realizar la coordinación de la protección ANSI 59 de sobrevoltaje mencionada anteriormente en la sección 10. Sin embargo, aunque se enuncia una estrategia de protección para el sistema es importante la inclusión de relés de sobrecorriente (función ANSI 50/51) con el fin de obtener el comportamiento de estos ante la presencia de flujos inversos de potencia por sobregeneración y realizar un análisis de la modificación de la curva de corriente ante la ocurrencia de una falla en transmisión o distribución.

Aunque el estudio que se realizó respecto a perfiles de voltajes y corrientes presentados ante fallas en transmisión y en distribución fue específico a tres casos (fallas trifásicas, monofásicas y bifásicas) y la capacidad de corto circuito de los generadores y transformadores, es significativo evaluar otros tipos de fallas bifásicas a tierra y fallas de alta impedancia, con el fin de contrastar su comportamiento respecto a las evaluadas. De igual modo, en ATPDraw no se simuló directamente una central fotovoltaica como en Neplan si no un equivalente de red con las características principales que este presentaba. El resto

de los objetivos planteados y los entregables se encuentran enunciados en la sección 3.3

## 13. Conclusiones

La inclusión de la generación distribuida en las redes eléctricas, trae consigo beneficios como ser un soporte para controlar la inyección de potencia reactiva y controlar el voltaje, la reducción evidente de las pérdidas de potencia activa en el sistema y el aumento de la confiabilidad en el sistema. Sin embargo, también trae consigo consecuencias como el incremento de las corrientes de corto circuito, las variaciones de voltaje y las fluctuaciones de frecuencia. Por este motivo, es importante la planeación y la regulación de la cantidad de la generación distribuida que se implemente en el sistema con el fin de evitar casos como el de sobregeneración y así mismo la aparición de flujos inversos de potencia en la red eléctrica, que pueden conllevar a la afectación del sistema de transmisión y distribución, como se pudo evidenciar en los perfiles de voltaje que para este caso se incrementaron hasta el punto de producirse sobretensiones, debido a que la carga conectada no era lo suficientemente considerable para consumir toda la potencia y la capacidad del transformador conectado al sistema de transmisión no se encontraba en capacidad de controlar de manera óptima los perfiles de tensión sistema IEEE 13 nodos. De igual modo, el análisis de corto circuito realizado, permite ver el aumento de las corrientes de corto en el nodo fallado, esto debido a que la falla se vera alimentada por dos fuentes. En este caso, la primera es el equivalente de red y la segunda el generador distribuido que contribuirá con la potencia máxima de corto circuito que se encuentre en capacidad de aportar. Por este motivo la sensibilidad de la coordinación de protecciones se vera afectada por la inclusión de GD y se tendrán que definir nuevas curvas de parametrización para relés de sobrecorriente (función ANSI 50/51).

La protección de sobrevoltaje ANSI 59 juega un rol importante en la inclusión de GD, pues con base a esta se puede configurar el limite factible de cantidad de potencia instalada para no afectar el sistema eléctrico y no sobrepasar el limite permitido de voltaje establecido entre 0.95 - 1.05 P.U. Pues esta realiza su activación cuando se supera este limite de voltaje, con el fin de no afectar la estabilidad del sistema eléctrico.

Como trabajo futuro es importante denotar el análisis que debe realizarse acerca de la desconexión de un un generado distribuido de la red, el efecto de los armónicos que esto produciría y como se verían afectadas las cargas. De igual modo, seria factible revisar como se produciría un flujo inverso de potencia en un sistema mallado y no radial, con el fin de realizar una comparación y observar como se modifican la sensibilidad de la coordinación de las protecciones y las corrientes de corto circuito. Por último, examinar las corrientes de corto dependiendo de la puesta a tierra del generador distribuido y de los componentes del sistema tales como transformadores.

## 14. Agradecimientos

Quiero agradecer a Dios y a todas las personas involucradas en mi proceso de aprendizaje, especialmente a mis padres Pablo y Patricia que han sido una fuente ilimitada de amor y ejemplo para superar cada uno de los obstáculos durante esta etapa de mi vida. A mi hermano Carlos para el cual



he intentado ser un modelo a seguir, para que persiga mis pasos y pueda ampliar y llegar mucho mas lejos puesto que sus cualidades son incalculables.

Debo así mismo expresar un reconocimiento a mi asesor de tesis Gustavo Ramos, por su paciencia en este proceso y los conocimientos aportados en este trabajo, a sus asistentes doctorales Juan David Celeita y Juan Ramón Camarillo por su invaluable ayuda y sus consejos.

Por último y no menos importantes a mis compañeros de universidad Ana, Laura, Paula, Alex, David, Diego, Escorcía, Jorge, Mateo y Wolfgang. Con los cuales compartí gratas experiencia y buenos momentos, que me han marcado en la culminación de este trabajo.

A todos ellos, muchas gracias...

## Referencias

- [1] H. Ravindra, M. O. Faruque, P. McLaren, K. Schoder, M. Steurer, and R. Meeker, "Impact of pv on distribution protection system," pp. 1–6, Sept 2012.
- [2] E.-U. S. E. P. Agency, "Distributed generation of electricity and its environmental impacts," 2018. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>
- [3] M. CUMMINGS, "Distributed generation: What are the benefits?" 2016. [Online]. Available: <https://alcese.org/distributed-generation-benefits/>
- [4] T. Lombardo, "Technical benefits of distributed energy generation," 2013. [Online]. Available: <https://www.engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/5924/Technical-Benefits-of-Distributed-Energy-Generation.aspx>
- [5] M. H. J. Bollen, Y. Yang, and F. Hassan, "Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach," in *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Sept 2008, pp. 1–8.
- [6] P. Mazidi and G. , "Reliability assessment of a distributed generation connected distribution system," 11 2011.
- [7] L. S. Poma, "Protección de sistemas eléctricos de distribución," 2014. [Online]. Available: <http://www.osinergminorienta.gob.pe/documents/54705/339923/capitulo+1.pdf>
- [8] Littelfuse, "What is a protection relay," 2014. [Online]. Available: <http://www.littelfuse.com/products/protection-relays-and-controls/protection-relays/protection-relay-pages/what-is-a-protection-relay.aspx>
- [9] "Ieee standard electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations - redline," *IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996) - Redline*, pp. 3–11, Oct 2008.
- [10] P. M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*, July 1995, pp. 540–.

- [11] G. L. Ferro, “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alternas,” p. 48, Aug 2015. [Online]. Available: [http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/electrotecnia3/corrientes\\_cortocircuito\\_sistemas\\_trifasicos.pdf](http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/electrotecnia3/corrientes_cortocircuito_sistemas_trifasicos.pdf)
- [12] R. P. Behnke, “Fallas en sistemas eléctricos de potencia,” p. 28, 2012. [Online]. Available: [https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi\\_blog/r/Clase\\_9-10\\_\(Fallas\\_1.pdf](https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_(Fallas_1.pdf)
- [13] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 975–985, Aug 1991.
- [14] Matlab, “Ieee 13 node test feeder,” 2014. [Online]. Available: <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/ieee-13-node-test-feeder.html>
- [15] S. E. I. SAS, “Medium voltage technical guide,” pp. 43–48, Dec 2017.
- [16] H. Mortazavi, H. Mehrjerdi, M. Saad, S. Lefebvre, D. Asber, and L. Lenoir, “A monitoring technique for reversed power flow detection with high pv penetration level,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2221–2232, Sept 2015.
- [17] K. I. Sgouras, A. S. Bouhouras, P. A. Gkaidatzis, D. I. Doukas, and D. P. Labridis, “Impact of reverse power flow on the optimal distributed generation placement problem,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 18, pp. 4626–4632, 2017.
- [18] “Ieee guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection,” *IEEE Std 1547.7-2013*, pp. 1–137, Feb 2014.
- [19] V. Verma and R. Gour, “Oltc-dvr hybrid for voltage regulation and averting reverse power flow in the micro-grid with intermittent renewable energy sources,” in *2016 IEEE Industrial Electronics and Applications Conference (IEACon)*, Nov 2016, pp. 81–87.
- [20] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, and D. Geibel, “Time in the sun: The challenge of high pv penetration in the german electric grid,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 2, pp. 55–64, March 2013.
- [21] U. Shahzad, S. Kahrobaee, and S. Asgarpoor, “Protection of distributed generation: Challenges and solutions,” vol. 09, pp. 614–653, 09 2017.

## Apéndices

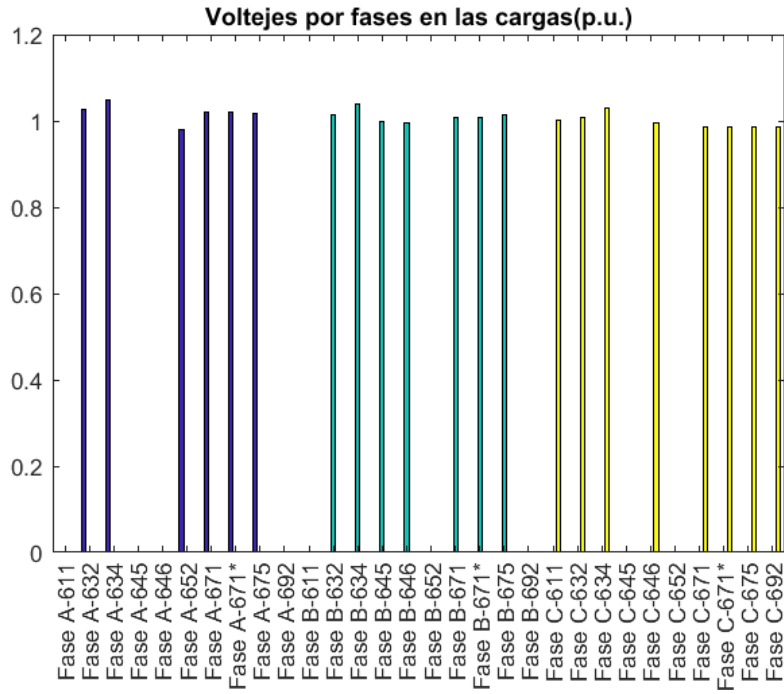


Figura 10: Voltajes del modelo IEEE 13 nodos en ATPDraw

La figura 10 muestra los perfiles de voltaje en cada una de las cargas del sistema IEEE 13 nodos, encontrándose un error máximo del 7% en la carga distribuida 632-671\*.

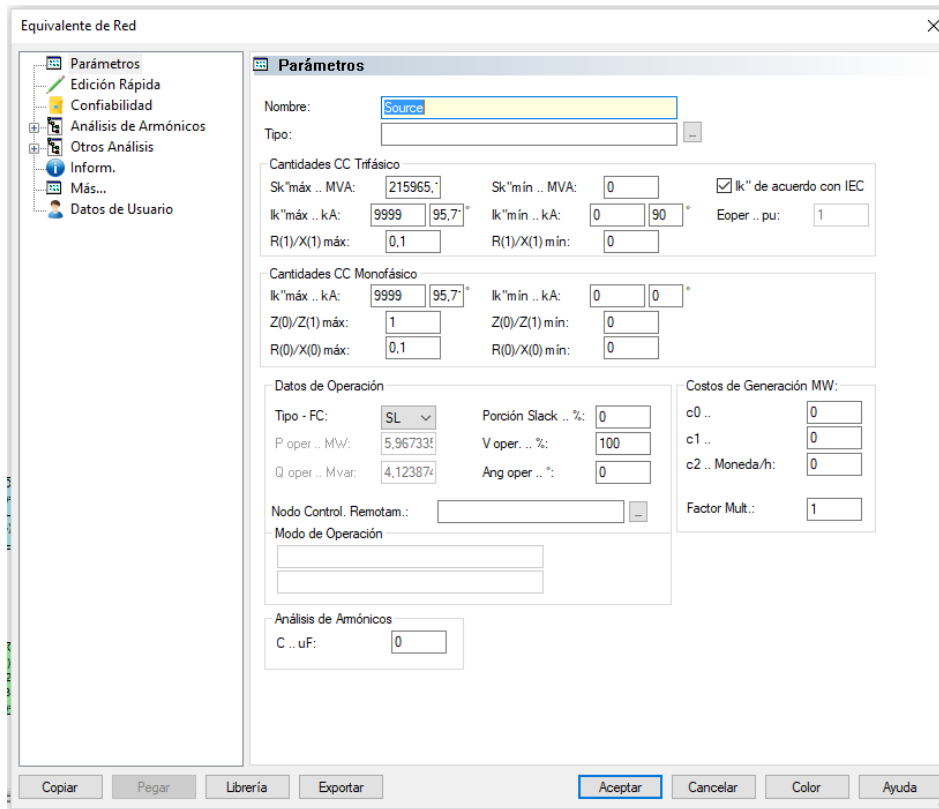


Figura 11: configuración de equivalente de red en Neplan

La figura 11 señala la configuración del equivalente de red simulado en Neplan es importante señalar la corriente de corto trifásico y monofásico y la determinación de este como el nodo Slack del sistema.

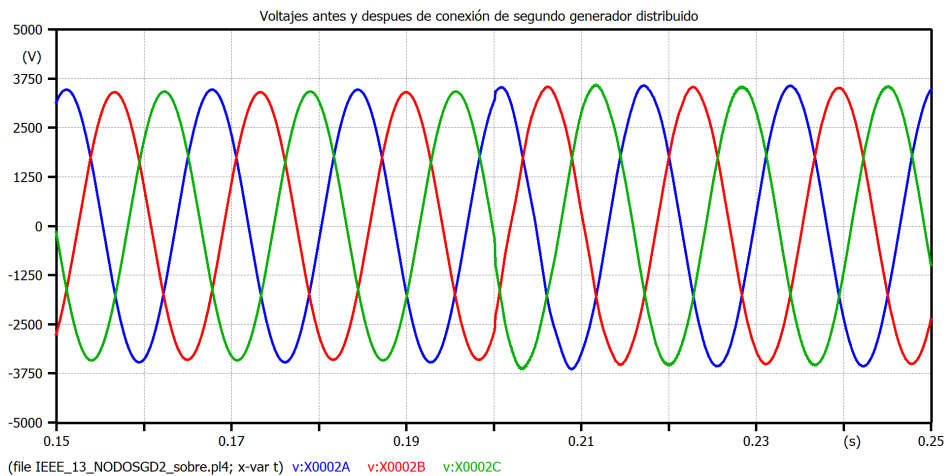


Figura 12: Conexión de generador distribuido en el segundo 0.2

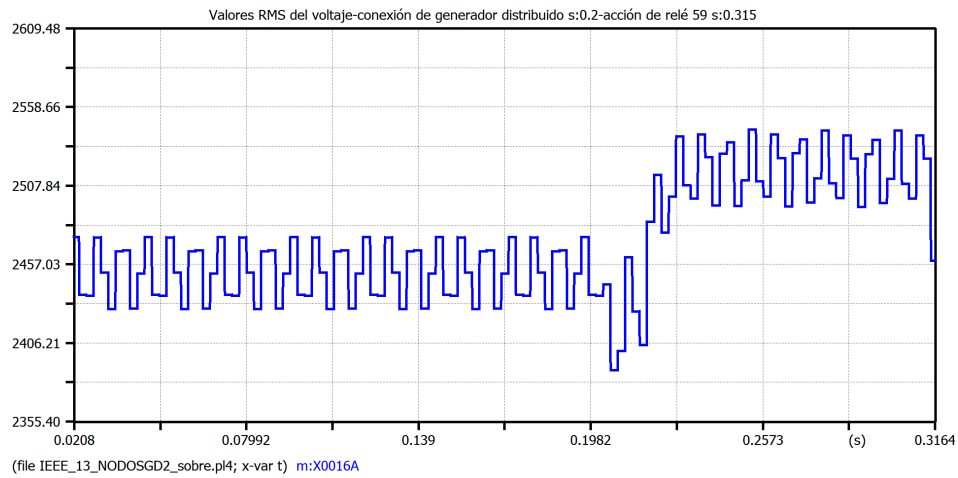


Figura 13: Valores RMS estrategia de protección relé 59

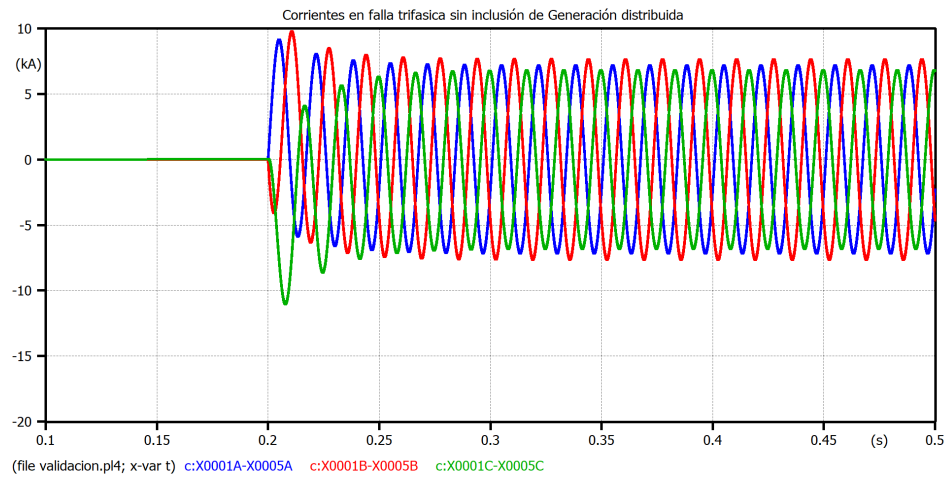


Figura 14: Validación de corrientes de corto sin inclusión de generación distribuida. Falla trifásica

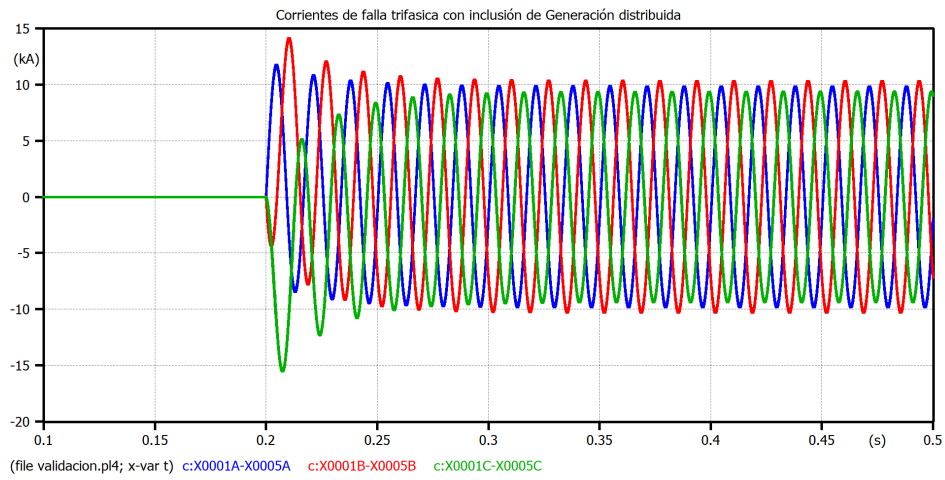


Figura 15: Validación de corrientes de corto con inclusión de generación distribuida. Falla trifásica

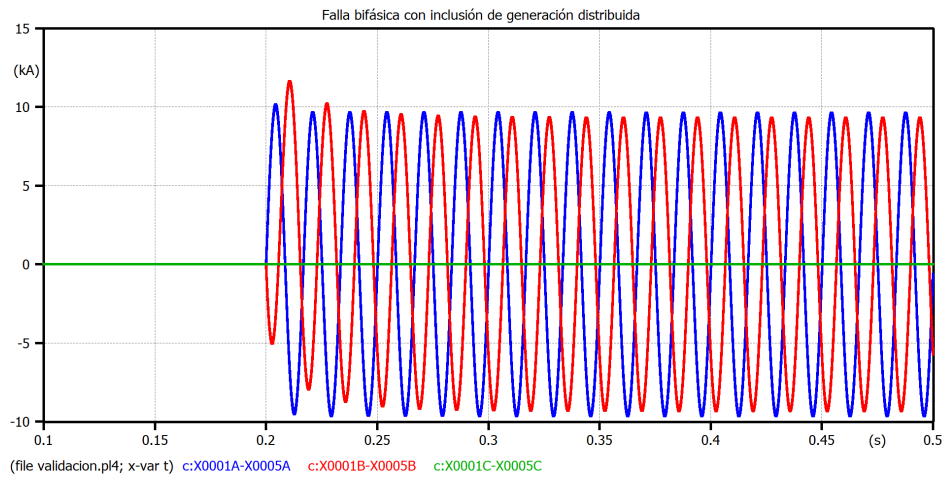


Figura 16: Validación de corrientes de corto con inclusión de generación distribuida. Falla bifásica