

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, CON GENERADORES
SINCRÓNICOS, EN EL ANALISIS DE CORTOCIRCUITO EN ESTADO
ESTABLE**

**ANDREA ALEJANDRA SERRANO AYALA
CARLOS ALFREDO BAYONA ANGARITA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2010**

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, CON GENERADORES
SINCRÓNICOS, EN EL ANALISIS DE CORTOCIRCUITO EN ESTADO
ESTABLE**

**ANDREA ALEJANDRA SERRANO AYALA
CARLOS ALFREDO BAYONA ANGARITA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar por el título de
Ingeniero(a) Electricista**

**Director:
Dr. Gerardo Latorre Bayona**

**Coodirector:
Ms(c). Ivan Bautista Barajas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2010**

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	11
2. MODELADO DE LA RED	11
2.1 Red IEEE 34 Nodos.....	11
2.2 Esquema de Protecciones.....	12
2.3 Niveles de Demanda	13
3. MODELO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	13
3.1 Generador Sincrónico.....	13
3.2 Transformador.....	13
3.3 Nivel de Penetración.....	14
3.4 Ubicación.....	14
4. RESULTADOS	14
4.1 Corrientes de Cortocircuito	15
4.2 Operación del Esquema de Protección.....	17
5. CONCLUSIONES.....	19
6. APORTES.....	20
REFERENCIAS.....	20

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Red IEE 34 Nodos.....	11
Figura 2. Esquema de Protecciones.....	12
Figura 3. DIgSILENT PowerFactory V14. Coordinación de reconector con FL1 del lateral 1.....	12
Figura 4. Ubicación de los generadores.....	14
Figura 5. DIgSILENT PowerFactory V14. Cortocircuito trifásico simulado en la barra 888, escenario de demanda máxima.....	15
Figura 6. Ubicación de los cortocircuitos simulados.....	15
Figura 7. DIgSILENT PowerFactory V14. Cortocircuito trifásico en B_854 escenario de demanda máxima, sin generación distribuida.....	16
Figura 8. DIgSILENT PowerFactory V14. Cortocircuito trifásico en B_854 escenario de demanda máxima, nivel de penetración bajo	16
Figura 9. Variación en las corrientes de la línea 834_842, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito trifásico en la barra 848, escenario de demanda máxima.....	17
Figura 10. Variación en las corrientes en la Transformador 832_888, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito monofásico en la barra 890, escenario de demanda media.....	17
Figura 11. Variación en las corrientes de la línea 816_824, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito trifásico en la barra 848, escenario de demanda máxima.....	17
Figura 12. Variación en las corrientes de la línea Sub_802, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito monofásico en la barra 822, escenario de demanda máxima.....	17
Figura 13. DIgSILENT PowerFactory V14. Operación de las protecciones en el lateral 7, en caso de cortocircuito trifásico en la barra 842.....	19
Figura 14. DIgSILENT PowerFactory V14. Operación de las protecciones en el lateral 7 en caso de cortocircuito trifásico en la barra 832.....	19

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Configuración de los laterales.....	12
Tabla 2. Ajustes de Tap y Dial para las curvas del reconectador.....	12
Tabla 3. Dispositivos utilizados en el esquema de protección.....	13
Tabla 4. Factores de demanda.....	13
Tabla 5. Parámetros de los generadores sincrónicos utilizados.....	13
Tabla 6. Niveles de penetración analizados.....	14
Tabla 7. Porcentajes de nivel de penetración para cada escenario de demanda..	14
Tabla 8. Aumento de las magnitudes de tensión al conectar generación distribuida	15
Tabla 9. Impacto del nivel de penetración en las corrientes de cortocircuito.....	16
Tabla 10. Tiempo total de despeje de los fusibles en escenario de demanda máxima, para fallas en la barra siguiente al dispositivo.....	18
Tabla 11. Tiempos de operación del reconectador, para el escenario de demanda máxima.....	18

RESUMEN

TITULO:

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, CON GENERADORES SINCRÓNICOS, EN EL ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN ESTADO ESTABLE.*

AUTORES

ANDREA ALEJANDRA SERRANO AYALA

CARLOS ALFREDO BAYONA ANGARITA **

PALABRAS CLAVES: Generación Distribuida, sistema de distribución radial, protección de sobrecorriente, escenario de demanda, nivel de penetración, generador sincrónico, reconectador.

CONTENIDO:

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la preocupación por conservar el medio ambiente han sido factores importantes en el desarrollo de la generación distribuida (GD). Su utilización trae consigo muchas ventajas, sin embargo como es de esperarse, genera también impactos e implicaciones técnicas que afectan el correcto funcionamiento de las redes a las que se conecta.

El objetivo de este trabajo es analizar un sistema de distribución radial con GD en condiciones de falla, en estado estable, para determinar el cambio en las corrientes de cortocircuito al variar el nivel de penetración (NP). Para esto se simula la red de prueba IEEE 34 nodos con tres escenarios de demanda, en DigSILENT PowerFactory V14. Se representa la GD mediante la conexión de generadores sincrónicos 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 presencia de generación distribuida en el sistema, hace que las corrientes de cortocircuito en el punto de falla aumenten a medida que el nivel de penetración crece. Sin embargo, las corrientes que circulan por los elementos de la red no muestran una tendencia similar, debido que no sólo dependen del NP, sino también de la distribución de las cargas y la ubicación de los generadores.

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 conlleva a 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. Codirector: M.Sc(c) Iván Darío Bautista Barajas – ivanbautista84@hotmail.com.

ABSTRACT

TITLE:

IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION, WITH SYNCHRONOUS GENERATORS, IN SHORTCIRCUIT ANALYSIS IN STEADY STATE.*

AUTHORS

ANDREA ALEJANDRA SERRANO AYALA

CARLOS ALFREDO BAYONA ANGARITA **

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

DESCRIPTION

Increase of the demand for electrical energy and concern about the environment, have been important factors in the development of distributed generation (DG). Although using DG brings advantages, some impacts could affect the correct operation of the grids, too.

The goal of this work is to analyze a radial distribution system with DG, in steady state fault conditions, to determinate the changes in the short-circuit currents when the penetration level (PL) changes. For this, the IEEE 34 node radial test feeder is simulated with three demand scenarios, in DIgSILENT PowerFactory V14. DG is represented by synchronous 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.

The presence of distributed generation in the system causes an increasing of the short circuit currents in the point of the fault while the penetration level increases. However, the currents in the other elements of the grid don't show a similar trend, because of depends of the PL and the distributions loads and the locations of the generators.

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. Sometimes, this leads miss coordination between protective devices.

* Final undergraduate proyect developed in the research modality.

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

1. INTRODUCCIÓN

La conexión de unidades generadoras al sistema de distribución, conocida como generación distribuida (GD), ha sido impulsada por factores como el desarrollo de nuevas tecnologías que aprovechan fuentes de energías alternativas; la necesidad de la industria por minimizar costos y ahorrar recursos; los esfuerzos por conservar el medio ambiente; así como los procesos de globalización y liberación de mercados energéticos [1]

Si bien, la GD aporta desde diferentes perspectivas grandes beneficios, también trae consigo la necesidad de estudiar y analizar los efectos e impactos que tiene en la operación de las redes a las cuales se conecta [2]. Esto con el fin de determinar las exigencias técnicas y económicas a considerar, para garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio [3].

En ese orden de ideas, este estudio tiene como objetivo principal determinar el efecto que tiene la generación distribuida durante eventos de cortocircuito monofásico (LT), bifásico a tierra (LLT) y trifásico (3F), en estado estable, en sistemas de distribución radiales. Para esto, se realizaron simulaciones en DIGSILENT PowerFactory V14, utilizando la red de prueba IEEE 34 nodos, teniendo en cuenta distintos escenarios de carga y niveles de penetración. Además, se diseñó el sistema de protección para la red (esquema reconector-fusible), con el fin de identificar el impacto que tiene la GD en la coordinación de protecciones de sobrecorriente.

El artículo presenta la información de la siguiente forma: la sección 2 contiene el modelo de la red IEEE 34 nodos, sus componentes, su esquema de protección y los escenarios de demanda. Por su parte, el tipo de generador utilizado, sus especificaciones, la ubicación y los niveles de penetración analizados se describen en la sección 3. En la sección 4 se presentan los resultados de los casos de cortocircuito analizados y la operación del sistema de protecciones. Finalmente, se exponen las conclusiones y aportes.

2. MODELADO DE LA RED

La IEEE cuenta con una base de datos de distintos tipos de redes radiales de distribución, [4] [5], utilizadas para sustentar la gran variedad de innovaciones y desarrollos que se proponen para el análisis de problemas de diversa índole en sistemas de potencia. El circuito escogido para realizar el estudio planteado en este trabajo de grado fue el IEEE 34 nodos, debido a que presenta una gran variedad de elementos y modelos que se adaptan adecuadamente al problema que se abordó en este proyecto.

2.1. Red IEEE 34 nodos

La red IEEE 34 nodos se encuentra ubicada en Arizona, a una tensión nominal de 24,9 kV. Se caracteriza por su gran longitud y estar ligeramente cargada [4]. Presenta laterales monofásicos y trifásicos, cargas desbalanceadas de tipo puntual en varios nodos y cargas distribuidas. Además, cuenta con un transformador reductor de 24,9/4,16 kV en uno de sus laterales. Para mantener un buen perfil de tensión, dispone de dos reguladores de tensión escalonados y dos capacitores en derivación en el lateral más cargado. La carga total del sistema es de 2064,3 kVA, con un factor de potencia de 0,86 en atraso. La Figura 1 muestra el diagrama unifilar de la red, indicando cada uno de sus laterales y en la Tabla 1 se indica la configuración de cada lateral.

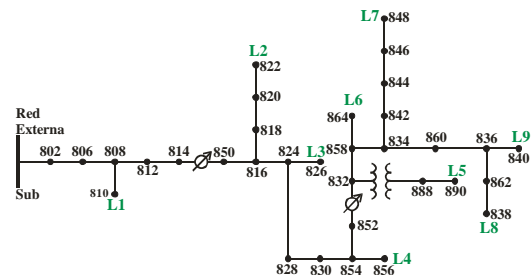


Figura 1. Red IEEE 34 nodos

La información dada en [4] [5] se utiliza como punto de partida para modelar la red en el software DIGSILENT PowerFactory V14. El modelo completo del sistema se describe en [6]. Debido a un cambio en los reguladores y a que las cargas distribuidas fueron modeladas como cargas puntuales, ubicadas al final de la línea en la que se encuentran instaladas, el flujo de

cargas presenta algunas diferencias con los resultados proporcionados por la IEEE (simulados en WH Power Consultants's RDAP) [7].

Tabla 1. Configuración de los laterales.

LATERAL	BARRAS	FASES
L1	808-810	BN
L2	816-818-820-822	AN
L3	824-826	BN
L4	854-856	BN
L5	832-888-890	ABCN
L6	858-864	BN
L7	834-842-844-846-848	ABCN
L8-1	836-862	ABCN
L8-2	862-838	BN
L9	836-840	ABCN

2.2. Esquema de Protecciones

El esquema de protección implementado está basado en la filosofía “fuse saving” [8], y está compuesto por un reconectador ubicado en la línea Sub_802 y 10 fusibles localizados al inicio de cada uno de los ramales de la red. En la Figura 2 puede verse la ubicación específica de los dispositivos.

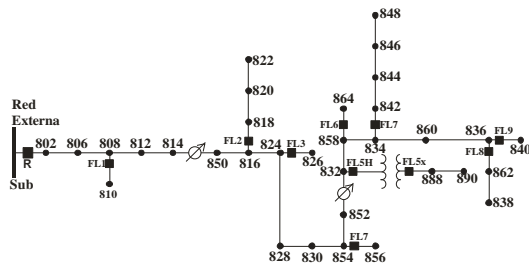


Figura 2. Esquema de protecciones

Para el reconectador, se utiliza el relé de sobrecorriente IAC 78A803A marca General Electric [11] de la base de datos de DIGSILENT PowerFactory V14 [12]. Este tiene dos curvas tiempo-corriente: una para corrientes de fase (Toc) y otra para corrientes de secuencia cero $3I_0$ (Toc- Earth). En la Tabla 2 se muestran los ajustes de Tap y dial de las curvas para operación rápida y lenta del reconectador.

Tabla 2. Ajustes de Tap y Dial para las curvas de operación del reconectador

Operación	Curva I-t de Fase (Toc)		Curva I-t de Tierra (Toc Earth)	
	Tap	Dial	Tap	Dial
Rápida	6	0,5	3	0,5
Lenta	6	4	3	4

La coordinación en este esquema se realiza de tal forma que el fusible sólo opere en caso de falla permanente en el alimentador que protege. Para fallas transitorias, el reconectador debe desconectar el circuito mediante una operación rápida y permitir que la falla desaparezca. De esta forma, sólo si la falla es permanente el fusible actuará. Además, el reconectador en su modo de operación lenta también proporciona protección de respaldo al fusible. [9][10]. La Figura 3 muestra la coordinación del reconectador con el fusible F L1 del lateral 1. Las curvas rojas representan Toc-Earth y Toc para operación rápida, las verdes a Toc-Earth y Toc para operación lenta y el fusible en azul.

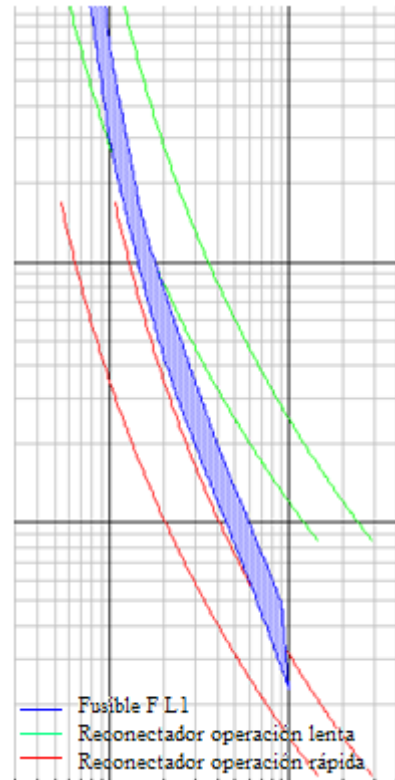


Figura 3. DIGSILENT PowerFactory V14. Coordinación de reconectador con F L1 del lateral 1.

La Tabla 3 contiene los dispositivos de protección utilizados para la red.

Tabla 3. Dispositivos utilizados en el esquema de protección.

LATERAL	LÍNEA	PROTECCIÓN
Rama Central	800-802	Reconectador
L1	808-810	30K
L2	816-818	25K
L3	824-826	25K
L4	854-856	20K
L5-H	832-888	15Dual
L5-x	832-888	65K
L6	858-864	20K
L7	834-842	30K
L8	836-862	30K
L9	836-840	30K

En [6] se especifica paso a paso el procedimiento realizado en el diseño de las protecciones.

2.3. Niveles de demanda

Los diferentes niveles de demanda se simulan multiplicando cada una de las cargas por un factor K, mostrado para cada caso en la Tabla 4. Este factor depende de las curvas de los escenarios de demanda de la ESSA [13] y de un factor de ponderación por estrato [14] [6]. Se toma como demanda máxima la carga total descrita por la red IEEE test feeder.

Tabla 4. Factores de demanda

Nivel de Demanda	Factor K
Máxima	1
Media	0,5695
Mínima	0,2543

3. MODELO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la generación distribuida se utiliza una gran variedad de tecnologías de conversión de energía, que van desde las convencionales (microturbinas, turbinas de gas,

hidrogeneradores) hasta las llamadas “verdes” (aerogeneradores, sistemas fotovoltaicos, celdas de combustible) que aprovechan fuentes de energía renovable [15]. En este trabajo no se asigna una fuente de energía específica para los generadores, debido a que no se pretende estudiar problemas relacionados con la naturaleza de la fuente.

De otra parte, según [16] [17] los generadores deben tener protección propia en el punto común de acople con la red. Sin embargo, no se incluyen estos dispositivos en el modelo, pues lo que se busca es determinar el aporte que tiene la GD en condiciones de falla, antes de ser desconectada.

3.1 Generador Síncronico

Se escogió el generador síncronico debido a que es el tipo de GD más utilizado [15][18]. La Tabla 5 contiene los parámetros de cada uno de los generadores empleados [15][7]. Éstos se hacen operar con factor de potencia constante, para mantener el nivel de penetración.

Tabla 5. Parámetros de los generadores síncronicos utilizados.

Máquina	GD1	GD2-GD3	GD4
kVA	69	156	410
kW	55	125	350
V	240/480	240/480	240/480
Fp	0,8	0,8	0,853
Xd (pu)	2,02	6,16	1,76
X'd (pu)	0,171	0,347	0,21
X''d (pu)	0,087	0,291	0,13
Xq (pu)	1,06	2,49	1,66
X''q (pu)	0,163	0,503	0,11
ra (pu)	0,011	0,034	0
X0 (pu)	0,038	0,054	0,065
X2 (pu)	0,125	0,375	0,19
RPM	1800	1800	1800

3.2. Transformador

Los generadores se conectan a la red a través de transformadores de potencia elevadores. Se selecciona la conexión $\Delta(\text{red}) / Y_n(\text{GD})$, con neutro conectado a tierra, debido a que es la

forma más común de conexión [19]. El lado Δ evita que los armónicos de tercer orden, generados por la fuente, circulen hacia la red y el neutro en el lado Y asegura la detección de fallas a tierra [20][6].

3.3. Nivel de Penetración

El nivel de penetración (NP) representa el porcentaje de GD, en términos de capacidad de potencia, respecto de la generación total del sistema. Debido a que la red IEEE 34 Nodos sólo dispone de datos de carga, los niveles bajo, medio y alto se calculan con respecto a la carga total del escenario de demanda máxima. [15] Teniendo en cuenta los rangos de porcentaje de los niveles de penetración [21] y los tamaños de generadores sincrónicos disponibles [15] [7], se establecen los porcentajes considerados y las unidades generadoras requeridas para cada nivel, como se indica en la Tabla 6. [6].

Tabla 6. Niveles de penetración analizados.

NP	Rango (%)	Porcentaje utilizado	Generadores conectados
Bajo	3 a 5	3,36	GD1
Medio	10 a 20	18,55	GD1, GD2, GD3
Alto	30 a 50	38,51	GD1, GD2, GD3, GD4

El NP es relativo a la situación particular analizada. Por lo tanto, para los escenarios de demanda media y mínima estos porcentajes aumentan considerablemente, como se muestra en la Tabla 7. En el caso del escenario de demanda mínima, con NP alto, la generación distribuida además de alimentar toda la carga, entrega potencia a la red externa.

Tabla 7. Porcentajes de nivel de penetración para cada escenario de demanda.

NP (%)	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
Bajo	3,36	5,94	13,21
Medio	18,55	32,78	72,94
Alto	38,51	68,05	151,43

3.4 Ubicación

Los generadores se ubican en puntos cercanos a las cargas más grandes de la red [6]. En la Figura 4 se muestra la red IEEE 34 nodos con los generadores instalados.

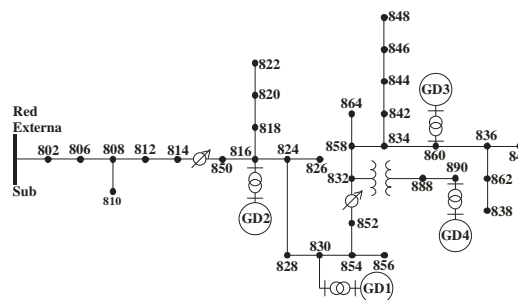


Figura 4. Ubicación de los generadores.

4. RESULTADOS

Las simulaciones se realizaron en DigSILENT PowerFactory V14. Se establecieron varios casos de estudio, atendiendo a los niveles de penetración y los escenarios de demanda de la red. Se consideraron tres niveles de penetración y el caso en el cual no hay generación distribuida. Cada una de esas cuatro situaciones se analizó para los tres escenarios de demanda. Adicionalmente, se realizaron los estudios de cortocircuito sin considerar las cargas [6].

DigSILENT PowerFactory presenta distintos métodos para realizar el análisis de cortocircuito. Los métodos IEC, VDE y ANSI acuden a varias aproximaciones y no requieren un análisis previo del flujo de carga. Tampoco permiten simular fallas en los laterales monofásicos. Debido a lo anterior, y a que se requiere estudiar distintos escenarios de demanda, se escoge el método completo o de superposición, donde se tiene en cuenta el flujo de potencia previo a la falla [12].

Los flujos de carga previos a los cortocircuitos, muestran que la conexión de generación distribuida mejora los niveles de tensión de la red IEEE 34 nodos. Sin GD el sistema presenta en algunas barras tensiones inferiores a 0.95 pu, tomando como base la tensión nominal. Al conectar la generación distribuida, esas tensiones aumentan; como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Aumento de las magnitudes de tensión al conectar generación distribuida.

Nombre	Tensión en p.u.			
	Sin GD	NP Bajo	NP Medio	NP Alto
B_814(1)	0,947	0,951	0,968	0,990
B_822	0,946	0,945	0,952	0,953
B_852(1)	0,926	0,925	0,940	0,958
B_890	0,876	0,876	0,879	0,980

El tipo de modelo de carga afecta los resultados de las simulaciones, debido al método de cortocircuito empleado. Por ejemplo, la carga trifásica ubicada en la barra 890 se modela tipo corriente constante [5]. Al realizar el flujo de potencia, se observa que la carga consume aproximadamente 70 A por fase. En el caso de un cortocircuito trifásico en 888, con nivel de penetración medio, puede verse en la Figura 5, la carga aún consume su corriente nominal.

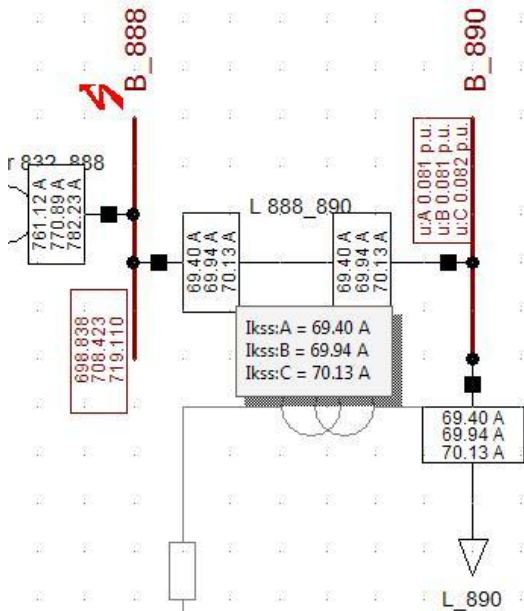


Figura 5. DIgSILENT PowerFactory V14. Cortocircuito trifásico simulado en la barra 888, escenario de demanda máxima.

Si se cambia el modelo a uno tipo impedancia constante o potencia constante, esto no sucede y la corriente por la línea 888_890 es cero [6]. Por lo tanto, las corrientes que fluyen por la red durante las fallas simuladas también tienen una

componente de carga y no son sólo corrientes de cortocircuito.

En el análisis de las fallas se tuvieron en cuenta dos factores principalmente: los cambios en las magnitudes de las corrientes de cortocircuito y el funcionamiento y coordinación de las protecciones en el nuevo ámbito de la GD.

4.1. Corrientes de Cortocircuito

Para el análisis de las corrientes de cortocircuito se simularon eventos de falla en determinados puntos de la red, como se muestra en la Figura 6.

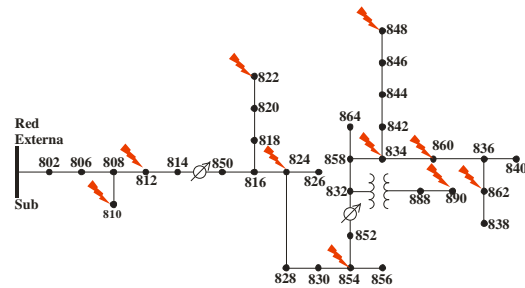


Figura 6. Ubicación de los cortocircuitos simulados.

En cada uno de esos puntos se realizaron las fallas sólidas: monofásica a tierra (LT), bifásica a tierra (LLT) y trifásica (3F); con excepción de los nodos 810 y 822 que son monofásicos. Los resultados completos de los eventos de falla simulados, para cada uno de los 16 casos de estudio, se registran en [6].

Aumento en las corrientes de cortocircuito.

Las corrientes de cortocircuito presentan un incremento en magnitud, a medida que crece el nivel de penetración. En la Tabla 9 se muestran los porcentajes máximos de cambio, presentados en las magnitudes de corrientes de falla, en función del nivel de penetración.

Tabla 9. Impacto del nivel de penetración en las corrientes de cortocircuito.

Evento de falla	Sin GD	NP bajo %	NP medio %	NP alto %
	Iccoci Máx (A)			
LT B810	688,80	0,57	1,81	3,58
LT B812	480,45	0,88	2,94	6,14
LLT B812	585,04	1,94	6,13	12,34
3F B812	602,08	1,80	5,92	12,30
LT B822	183,40	1,16	4,27	8,56
LT B848	165,53	1,81	7,40	20,03
LLT B848	199,94	3,21	12,61	34,83
3F B848	201,47	3,00	12,23	35,00
LT B862	166,55	1,82	7,47	20,16
LLT B862	200,97	3,23	12,76	35,11
3F B862	202,37	3,01	12,36	35,25
LT B890 BT	323,25	0,83	2,49	46,91
LLT B890 BT	392,67	1,25	3,79	103,48
3F B890 BT	395,62	1,20	3,89	109,37
LT B824	300,98	2,02	6,76	14,99
LLT B824	357,44	3,81	11,88	25,91
3F B824	364,34	3,60	11,63	26,10
LT B854	252,82	2,06	6,69	15,50
LLT B854	304,55	4,16	12,24	28,21
3F B854	307,94	3,83	11,84	28,09
LT B834	170,77	1,86	7,59	20,63
LLT B834	205,70	3,30	12,95	35,95
3F B834	207,14	3,07	12,52	36,04
LT B860	169,03	1,84	7,57	20,46
LLT B860	203,76	3,27	12,93	35,68
3F B860	205,19	3,05	12,51	35,78

A manera de ejemplo, las Figuras 7 y 8 muestran el cambio en las corrientes de cortocircuito trifásico, simulado en la barra 854, para los casos sin y con generación distribuida. Puede verse el aporte de la red externa y de la GD a la falla, en el escenario de demanda máxima, NP bajo.

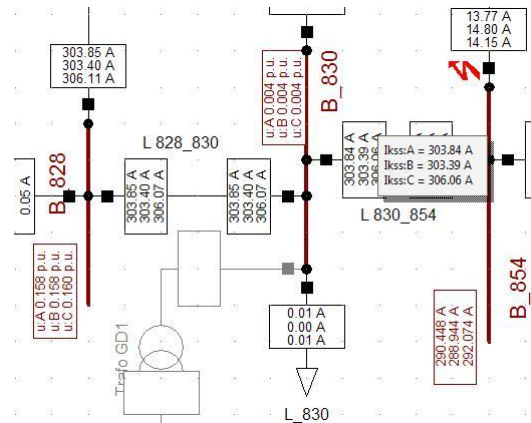


Figura 7. DIgSILENT PowerFactory V14. Cortocircuito trifásico en B_854 escenario de demanda máxima, sin generación distribuida.

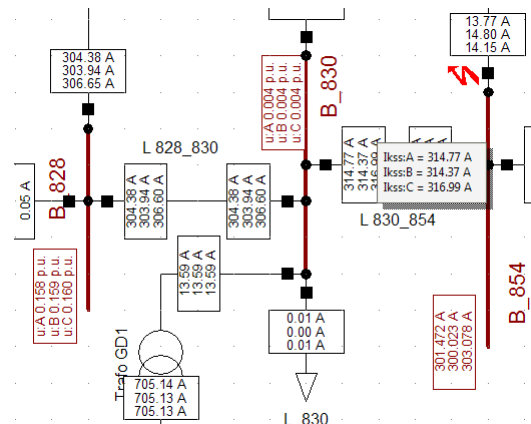


Figura 8. DIgSILENT PowerFactory V14. Cortocircuito trifásico en B_854 escenario de demanda máxima, nivel de penetración bajo.

Cuando se simulan fallas en los laterales, las magnitudes de las corrientes de cortocircuito que fluyen por el ramal crecen con el aumento del nivel de penetración, a excepción del lateral 5, debido a que a él se conecta el generador GD4. La Figura 9 muestra como aumentan las corrientes en la línea 834_842, en el escenario de demanda máxima, para una falla trifásica en la barra 848. Por otra parte, en la Figura 10 se puede observar el comportamiento de las corrientes en el Transformador 832_888 del lateral 5, para falla monofásica en la barra 890 en demanda media.

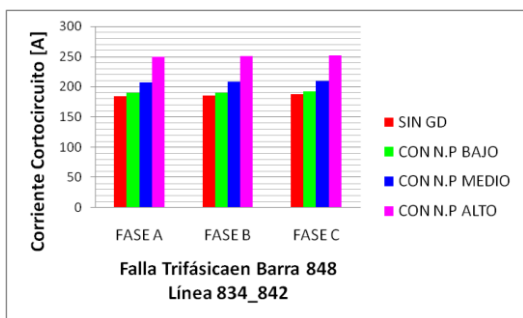


Figura 9. Variación en las corrientes de la línea 834_842, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito trifásico en la barra 848, escenario de demanda máxima.

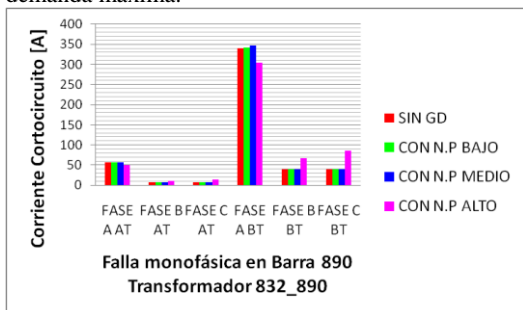


Figura 10. Variación en las corrientes en la Transformador 832_888, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito monofásico en la barra 890, escenario de demanda media.

Sin embargo, no se presenta ninguna tendencia en las corrientes que circulan por el ramal principal; como se ilustra en el caso de falla trifásica simulada en la barra 848. Para esa falla, las corrientes que circulan por la línea 816-824 disminuyen al conectar el primer generador, pasando de 210 A a 207 A; luego de la conexión de los generadores 3 y 4 llega a ser 211 A y en el nivel máximo de penetración disminuye hasta 205 A. Ver Figura 11.

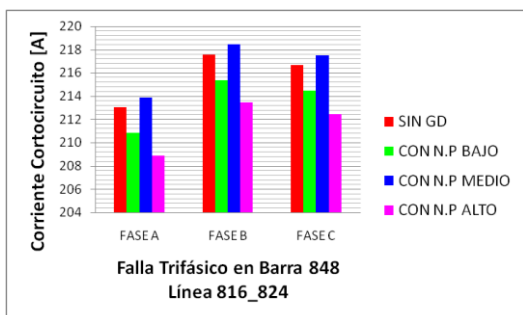


Figura 11. Variación en las corrientes de la línea 816_824, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito trifásico en la barra 848, escenario de demanda máxima.

Disminución de la corriente de la red externa.

Las corrientes que fluyen desde la red externa hacia el sistema, a través de la línea Sub_802, tienden a disminuir levemente a medida que se aumenta el nivel de penetración; independientemente del tipo de falla. Para ilustrar este caso, la Figura 12 muestra las magnitudes de corriente de cortocircuito cuando se presenta una falla monofásica en la barra 822, en el escenario de demanda máxima.

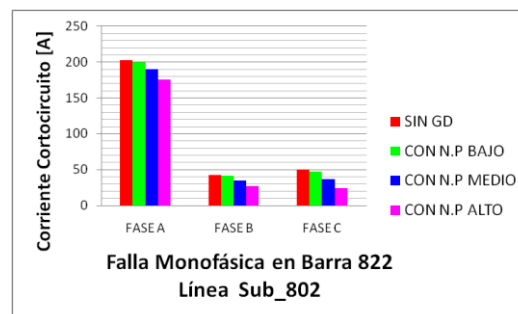


Figura 12. Variación en las corrientes de la línea Sub_802, al variar el nivel de penetración y simular cortocircuito monofásico en la barra 822, escenario de demanda máxima.

4.2. Operación del esquema de protección.

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 (sin resistencia de falla R_f) 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 20Ω .

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

No obstante, para el lateral 5 se realizaron las simulaciones con R_f igual a cero, en los dos casos, debido a que el transformador reductor hace que desde el lado de alta las fallas sean vistas de alta impedancia.

Los tiempos de restablecimiento del reconector no se tienen en cuenta, debido a que no se analiza la duración de los cortocircuitos.

En [6] se registran los tiempos de operación de los dispositivos de protección, para las fallas simuladas, en cada uno de los escenarios de demanda y por nivel de penetración. Los resultados a destacar se presentan a continuación.

Disminución en los tiempos de disparo de los fusibles.

Debido a que las corrientes de cortocircuito aumentan en los laterales a medida que crece el nivel de penetración, los tiempos de disparo de los fusibles disminuyen; con excepción del lateral 5. En la Tabla 10 se muestran los tiempos de despeje total de los fusibles en el escenario de demanda máxima. Puede observarse como los tiempos de los fusibles FL5H y FL5x aumentan al conectar GD4 (Nivel de penetración máxima NP Máx).

Tabla 10. Tiempo total de despeje de los fusibles en escenario de demanda máxima, para fallas en la barra siguiente al dispositivo.

F	Falla			Tiempo de operación del fusible (s)			
	Tipo	Nodo	Rf (Ω)	Sin GD	NP Min	NP Med	NP Máx.
F L1	LT	810	0	0,079	0,078	0,076	0,075
	LT	810	20	0,198	0,196	0,192	0,019
F L2	LT	818	0	0,238	0,229	0,209	0,182
	LT	822	20	1,017	0,994	0,936	0,869
F L3	LT	826	0	0,278	0,268	0,246	0,214
	LT	826	20	0,441	0,427	0,395	0,353
F L4	LT	856	0	0,304	0,294	0,274	0,242
	LT	856	20	0,480	0,461	0,422	0,367
F L5	3F	888	0	0,898	0,868	0,759	0,790
H	LT	890	0	9,590	9,500	9,010	14,350
F L5	3F	888	0	0,265	0,259	0,236	0,243
	x	LT	890	0	1,887	1,867	1,760
F L6	LT	864	0	0,479	0,462	0,399	0,307
	LT	864	20	0,685	0,666	0,592	0,461
F L7	3F	842	0	0,871	0,826	0,684	0,466
	LT	848	20	2,314	2,200	1,812	1,357
F L8	3F	862	0	0,909	0,863	0,716	0,491
	LT	838	20	2,302	2,196	1,824	1,380
F L9	3F	840	0	0,896	0,851	0,708	0,487
	LT	840	20	2,399	2,219	1,872	1,392

Tiempos de operación del reconector.

Los cambios en las magnitudes de corriente en la línea Sub_802, hacen que los tiempos de operación del reconector, para fallas trifásicas, aumenten a medida que aumenta el nivel de penetración, como puede verse en la tabla 11. El aumento en los tiempos de operación del reconector trae como consecuencia la pérdida de coordinación con algunos fusibles.

Para las fallas monofásicas y bifásicas a tierra los tiempos disminuyen. Esto debido a que la corriente de cortocircuito siempre aumenta y el reconector, para fallas a tierra, opera con la curva Toc-Earth.

Tabla 11. Tiempos de operación del reconector, para el escenario de demanda máxima.

Falla trifásica en:	Tiempo de operación rápido (s)			
	Sin GD	NP bajo	NP medio	NP alto
B842	0,256	0,264	0,282	0,307
B862	0,265	0,273	0,293	0,322
B840	0,266	0,274	0,294	0,324

Pérdida de la Coordinación Reconector-fusible.

Para proteger el fusible en caso de fallas transitorias, el sistema de protecciones ha sido diseñado para que el reconector actúe antes que el fusible se dañe. En casos como el cortocircuito trifásico en la barra 842, con máxima penetración y escenario de demanda máxima esto no se cumple, como puede verse en la Figura 13. En ésta se observa que el fusible alcanza a dañarse antes del disparo del reconector.

Lateral con GD conectado.

Pudo observarse que, en el nivel de penetración máxima, los fusibles F L5H y F L5x comienzan a detectar corrientes de cortocircuito para fallas en barras distintas a las del lateral que protegen (lateral 5). Esto debido a que el generador más grande (GD4), ubicado en ese ramal, aporta corriente a las fallas. Por ejemplo, la Figura 14 muestra las curvas del fusible F L5x (azul) y del

reconector (rojo para operación rápida y verde para operación lenta) al simular un cortocircuito trifásico en el ramal principal, barra 832. En ese caso, por el fusible F L5x circula una corriente de 237,84 A, aportada por GD4 a la falla.

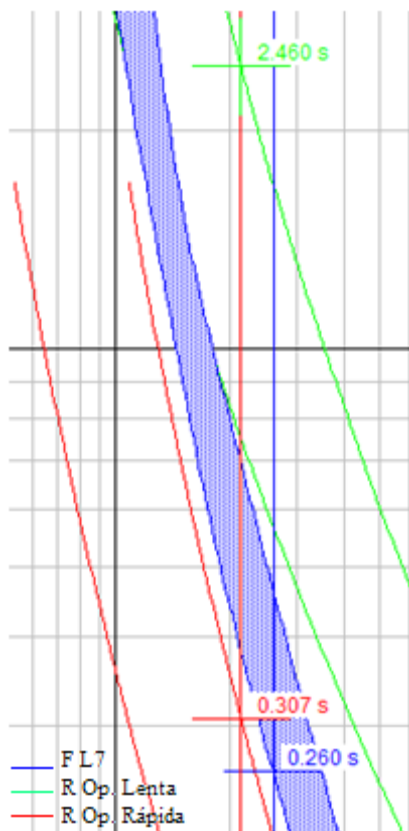


Figura 13. DIgSILENT PowerFactory V14. Operación de las protecciones en el lateral 7, en caso de cortocircuito trifásico en la barra 842.

Se modeló la red IEEE 34 nodos en DIgSILENT PowerFactory V14, para analizar el impacto del nivel de penetración de la generación distribuida en las corrientes de cortocircuito y en el esquema de protección. El nivel de penetración se representó al aumentar la cantidad de generadores de tipo sincrónico conectados a la red, considerando el nivel de demanda máxima.

Para simular las variaciones de carga que presenta un sistema de distribución durante el día, se establecieron tres escenarios de demanda. Con ellos, se pudo observar que el nivel de penetración es un porcentaje relativo al

escenario de carga analizado, ya que varía significativamente para cada uno de los casos

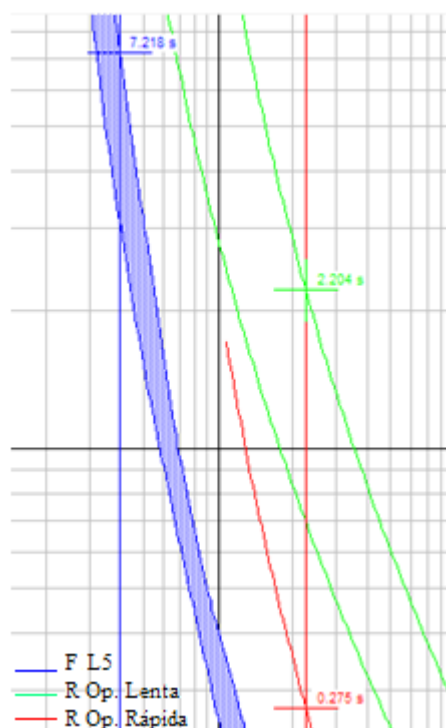


Figura 14. DIgSILENT PowerFactory V14. Operación de las protecciones en el lateral 5 en caso de cortocircuito trifásico en la barra 832

5. CONCLUSIONES

Para el análisis de cortocircuito se utilizó el método completo o de superposición del DIgSILENT PowerFactory. De esta forma se tienen en cuenta los diferentes escenarios de demanda, al realizar los eventos de falla. Por tanto, en las simulaciones las corrientes aportadas por la red externa y las unidades de GD tienen una componente de carga y no sólo corrientes de cortocircuito.

La presencia de generación distribuida en el sistema, hace que las corrientes de cortocircuito en el punto de falla aumenten a medida que el nivel de penetración crece. Sin embargo, las corrientes que circulan por los elementos de la red no muestran una tendencia similar, debido que no sólo dependen del NP, sino también de la distribución de las cargas y la ubicación de los generadores.

Los cambios en las magnitudes y direcciones de las corrientes de cortocircuito afectan los sistemas de protección de sobrecorriente, que son diseñados para la red radial y con una única dirección del flujo de potencia. En este estudio, se implementó el esquema reconectador-fusible, y se observó que la conexión de generación distribuida hace que los tiempos de operación del reconectador y de los fusibles cambien. Esto conlleva a que en algunos casos se pierda la coordinación establecida entre los dispositivos de protección. Para completar el estudio, se recomienda implementar otros esquemas de protección y analizar el efecto de la generación distribuida en ellos.

Además, para estudiar de forma detallada las variaciones de corriente por la red durante eventos de cortocircuito, se recomienda en investigaciones futuras tener en cuenta el nivel de dispersión. La dispersión hace referencia a la ubicación de la generación distribuida en la red.

6. APORTES

La red IEEE 34 nodos, modelada en DIGSILENT PowerFactory V14, servirá como red de prueba para próximos estudios planteados en la Universidad Industrial de Santander sobre sistemas eléctricos de distribución e impactos técnicos de la generación distribuida. El documento [6] describe de forma detallada el modelo utilizado para representar cada uno de los elementos de la red, los escenarios de demanda establecidos, el diseño de las protecciones de sobrecorriente, el modelo del generador sincrónico y los niveles de penetración utilizados.

Los resultados obtenidos en este trabajo, junto con los de otros proyectos que se vienen desarrollando, permitirán establecer criterios para formular una propuesta de normatividad, políticas y reglas que faciliten la integración de generación distribuida en el sistema eléctrico nacional.

REFERENCIAS

[1] Bayod-Rújula, A. A., "Future Development of the Electricity Systems with Distributed Generation", Department of Electrical

Engineering, Centro Politécnico Superior, University of Zaragoza, 2009, pp. 377-383.

[2] Dugan, R. C. y T. E. McDermott, "Operating Conflicts for Distributed Generation on Distribution Systems", in Proc, Rural Electric Power Conf, 2001.

[3] "Report on Distributed Generation, Technical Standards and tariffs" Minnesota Department of Commerce, February 2003.

[4] Kersting, W. H., "Radial distribution test feeders", Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 2, 2001, pp. 908-912.

[5] Distribution Test Feeders – IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. Disponible: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html> [30 de Septiembre de 2010].

[6] Bayona, C., Serrano A., Latorre G. y Bautista I., "Modelado de la red IEEE 34 Nodos en DIGSILENT PowerFactory V14 con Generación Distribuida: Marco Teórico, Modelo de Red y Síntesis de Resultados de Cortocircuito", Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, 2010.

[7] Silva, J.A., Funmilayo, H.B. y Bluter-Purry K. L., "Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 Node Radial Test Feeder with Overcurrent Protection", 39th North American Power Symposium, IEEE Transactions on Power Systems. Las Cruces, New Mexico. 30 de Septiembre a 2 de Octubre del 2007, pp. 49-57.

[8] Blackburn, J. L. y Domin T. J., "Protective Relaying, Principles and Applications", Boca Ratón, FL: CRC Press LLC, 2007.

[9] Fazanehrfat, A., Javadian, S.A.M., Batbaee, S.M.T. y Haghifamt, M.-R., "Maintaining the Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems in Presence of DG by Determining DG's Size", Proc. IET 9th Int. Conf. Developments in Power System Protection DPSP 2008, 2008, pp. 132-137

- [10] Girgis, A, Brahma, S., “Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system”, Proc. Large Engineering Systems Conf. Power Engineering LESCOPE, 2001, pp. 115-119.
- [11] General Electric, IAC Time Overcurrent Protection of AC Circuits and Apparatus, GE Multilin. Catálogo.
- [12] DIgSILENT PowerFactory V14, PowerFactory User’s Manual, 2008
- [13] Electrificadora de Santander ESSA, “Normas para el cálculo y Diseño de sistemas de Distribución”.
- [14] Colmenares, J.S., “La discusión sobre la incidencia de la pobreza en Colombia”, Boletín del Observatorio Sobre Desarrollo Humano en Colombia, Universidad Autónoma de Colombia, Octubre del 2004.
- [15] Mansoor, P.B.A., “Power Quality Impact of Distributed Generation: Survey of Distributed Generation Technologies”, Electric Power Research Institute EPRI, 2000.
- [16] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D. y Strbac, G. Embedded Generation. The Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [17] Blackburn, J.L. y Domin, T.J., Protective Relaying, Principles and Applications. CRC Press LLC, Boca Ratón, Florida. 2007.
- [18] Bluter-Purry K.L y Funmilayo, H.B., “Overcurrent Protection Issues for Radial Distribution Systems with Distributed Generators”, IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009, pp. 1-5.
- [19] Toribio, E. E. J., “ Impact of Distributed Generation on Unbalanced Power Systems”, Universidad de Puerto Rico, 2009.
- [20] Zhang, W.Y., Zhu, S., Zheng, J.H. y Zhang, H., “Impacts of Distributed Generation on Electric Grid and Selecting of Isolation Transformer”, Proc. IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Exhibition: Asia and Pacific, 2005, pp. 1-7.
- [21] Foote, C. E., Burt, M. G., Ault, W. G., “Developing Distributed Generation Penetration Scenarios”, Institute for Energy and Environment at the University of Strathclyde, Glasgow, UK, 2001.