



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Análisis de la calidad de potencia de un sistema de distribución que cuenta con generación distribuida a través de arreglos fotovoltaicos**

**Juan Camilo Toro Cadavid**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática  
Medellín, Colombia

2016



# **Análisis de la calidad de potencia de un sistema de distribución que cuenta con generación distribuida a través de arreglos fotovoltaicos**

**Juan Camilo Toro Cadavid**

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería Eléctrica**

Director:

Andrés Julián Saavedra Montes Ph.D.

Línea de Investigación:

Calidad de la potencia

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2016



*“Disfruta de tus éxitos, lo mismo que de tus planes.  
Mantén el interés en tu propia carrera, por humilde  
que sea, ella es un verdadero tesoro en el fortuito  
cambiar de los tiempos.”*

*“Enjoy your achievements as well as your plans.  
Keep interested in your own career, however humble,  
it's a real possession in the changing fortunes of  
time.”*

*Extracto de Desiderata, de Max Ehrmann*



## **Agradecimientos**

En primer lugar quiero mostrar mi gratitud con mi director de tesis, Andrés Julián Saavedra Montes, por su dedicación y acompañamiento constante durante el desarrollo de esta tesis. Su asesoría y consejos ayudaron desde una etapa temprana a encaminar correctamente este trabajo de investigación y a descifrar momentos de incertidumbre.

Al personal profesoral y administrativo del Departamento de Energía Eléctrica y Automática, gracias por su cordialidad y por las enseñanzas que recibí como alumno y en cierto momento como colega, cuando tuve la oportunidad de compartir con ustedes la magna labor de la docencia.

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a la empresa que me ha acogido desde mi práctica profesional, Mitsubishi Electric de Colombia Ltda., por contribuir una vez más a mi desarrollo personal y profesional. Su aporte económico y la flexibilidad horaria han sido de vital importancia para la culminación satisfactoria de este proyecto académico.

Finalmente, doy gracias a todos mis familiares, a los aún presentes en vida y los que quedan en el corazón trascendiendo el tiempo y el espacio, por su apoyo y motivación constante, y en especial gratitud eterna a mi padre y a mi madre, porque su ejemplo y las enseñanzas inculcadas a lo largo de la vida salen a relucir en los momentos que demandan el esfuerzo y la dedicación aquí invertidos.

Mil gracias a todos.



## Resumen

En este trabajo se presenta un estudio de calidad de la potencia en el modelo de una red de distribución de bajo voltaje con topología radial, cuyo objetivo es proponer una metodología para planear la inserción de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución que prevenga la aparición de huecos de voltaje ocasionados por la variabilidad de la generación distribuida fotovoltaica.

El estudio considera cuatro niveles diferentes de penetración así como dos ubicaciones diferentes para la instalación de los arreglos fotovoltaicos para cada nivel de penetración. Se considera que los arreglos fotovoltaicos trabajan sin sombras parciales, que todas sus celdas son idealmente iguales y además que trabajan en su punto de máxima potencia. El análisis de resultados se efectúa a través de gráficas que muestran los niveles de los huecos de voltaje medidos en función de la distancia de falla, del nivel de irradiancia, y de la cargabilidad del sistema.

Cuando hay fallas presentes, la generación distribuida fotovoltaica no representa cambios de voltaje considerables en los nodos de carga entre un nivel de penetración de cero y los demás niveles de penetración propuestos. Sin embargo, se muestra que los huecos de voltaje se profundizan a medida que disminuye el nivel de irradiancia, mientras que los nodos más propicios para la aparición de este fenómeno son aquellos que presentan huecos de voltaje antes de la inserción de la generación fotovoltaica y que dependen de esta tecnología para mitigar la profundidad del fenómeno.

**Palabras clave:** Arreglo fotovoltaico, calidad de la potencia, generación distribuida, huecos de voltaje.

## Abstract

In this work a study of power quality on a low voltage test distribution network with radial topology is presented, whose objective is to propose a methodology to plan the insertion of photovoltaic distributed generation on distribution networks in order to mitigate the presence of voltage sags caused by the variability of the photovoltaic distributed generation.

The study considers four different penetration levels, as two different locations are considered for the photovoltaic arrays installation for each penetration level. The photovoltaic arrays are considered to work under no partial shadows, with all its cells being ideally equal, while working at its maximum power point. The results analysis is carried out through graphs showing the sag levels assessed in function of fault distance, irradiance level, and system chargeability.

When there are faults, the photovoltaic distributed generation doesn't represent considerable depth changes on the load nodes between zero penetration level and the other penetration levels proposed. However, voltage sags are shown to be deeper as the irradiance level decreases, while most liable nodes for this phenomenon to appear are those presenting voltage sags before insertion of photovoltaic generation and which depend on this technology to mitigate the phenomenon deep.

**Keywords:** Distributed generation, photovoltaic array, power quality, voltage sags.

# Contenido

	Pág.
<b>Resumen .....</b>	<b>IX</b>
<b>Lista de figuras.....</b>	<b>XIII</b>
<b>Lista de tablas .....</b>	<b>XV</b>
<b>Lista de Símbolos y abreviaturas.....</b>	<b>XVI</b>
<b>Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>1. Calidad de la potencia en redes de distribución con penetración fotovoltaica ...</b>	<b>5</b>
1.1 Fenómenos de calidad de la potencia y sus causas .....	6
1.2 Problemas en la red de distribución.....	8
1.3 Metodologías para el análisis de los problemas de calidad de la potencia.....	9
1.4 Huecos de voltaje en redes con generación fotovoltaica.....	11
<b>2. Modelo de una red de distribución con generación distribuida fotovoltaica.....</b>	<b>13</b>
2.1 Cálculo de las componentes de secuencia de los conductores.....	15
2.2 Modelo de la generación distribuida fotovoltaica.....	17
2.2.1 Modelo del arreglo fotovoltaico.....	18
2.2.2 Aproximación del punto de máxima potencia .....	20
2.2.3 Modelo del convertidor elevador DC-DC .....	26
2.2.4 Modelo del inversor trifásico de fuente de corriente .....	30
2.2.5 Validación del modelo de la fuente de corriente trifásica .....	31
2.3 Integración del sistema de generación fotovoltaico a la red de distribución ...	34
<b>3. Casos de estudio y presentación de resultados .....</b>	<b>39</b>
3.1 Selección del nivel de cortocircuito de la fuente.....	40
3.2 Caso 1 – Presencia de fallas monofásicas en el alimentador principal antes de la generación distribuida fotovoltaica.....	42
3.3 Caso 2 – Generación distribuida fotovoltaica con presencia de fallas monofásicas en el alimentador principal.....	43
3.4 Caso 3 – Generación distribuida fotovoltaica con cambios en la irradiancia incidente sobre la superficie de los paneles .....	49
3.5 Caso 4 – Generación distribuida fotovoltaica con cambios en la irradiancia para diferentes niveles de cortocircuito de la fuente .....	54
<b>4. Síntesis de los resultados y propuesta para la mitigación de los huecos de voltaje.....</b>	<b>59</b>

4.1	Formulación de un índice para la predicción de la aparición de los huecos de voltaje	60
4.2	Validación del índice propuesto para el <i>benchmark</i>	68
4.3	Metodología para la elaboración del índice en una red de distribución con PVDG	70
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>73</b>
5.1	Conclusiones	73
5.2	Recomendaciones	75
<b>Anexo A: Tablas de resultados para los casos de estudio</b>		<b>77</b>
<b>Anexo B: Objetivos de la propuesta de tesis</b>		<b>89</b>
<b>Anexo C: Publicaciones</b>		<b>91</b>
<b>Bibliografía</b>		<b>93</b>

## Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Huecos de voltaje causados por una falla monofásica. ....	12
Figura 1-2. Causas que originan el fenómeno de huecos de voltaje en redes con PVDG. ....	12
Figura 2-1. Diagrama unifilar de la red de distribución de bajo voltaje. ....	14
Figura 2-2. Configuración de los postes. ....	16
Figura 2-3. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red. ....	17
Figura 2-4. Curva P-V para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp. ....	21
Figura 2-5. Curva I-V para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp. ....	21
Figura 2-6. Curva P-V para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp. ....	22
Figura 2-7. Curva I-V para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp. ....	22
Figura 2-8. Voltaje para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para ambos arreglos. ....	24
Figura 2-9. Corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para el arreglo de 47,21 kWp. ....	25
Figura 2-10. Corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para el arreglo de 19,31 kWp. ....	25
Figura 2-11. Topología del convertidor elevador DC-DC. ....	26
Figura 2-12. Fuente trifásica de corriente para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp. ....	32
Figura 2-13. Fuente trifásica de corriente para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp. ....	33
Figura 2-14. Diagrama unifilar de un sistema con generación distribuida fotovoltaica. ....	34
Figura 2-15. Aumento de la magnitud de $V_{CARGA}$ en función de la magnitud de $I_{PV}$ . ....	37
Figura 2-16. Variación de la magnitud de $V_{CARGA}$ en función del ángulo de fase de $I_{PV}$ . ....	37
Figura 3-1. Comparativo del voltaje RMS en los nodos para diferentes niveles de cortocircuito de la fuente equivalente. ....	41
Figura 3-2. Voltaje RMS en el nodo PCC en función de la distancia de falla. ....	46
Figura 3-3. Voltaje RMS en el nodo 10 en función de la distancia de falla. ....	46
Figura 3-4. Voltaje RMS en el nodo 14 en función de la distancia de falla. ....	47
Figura 3-5. Voltaje RMS en el nodo 15 en función de la distancia de falla. ....	47
Figura 3-6. Voltaje RMS en el nodo 16 en función de la distancia de falla. ....	48
Figura 3-7. Voltaje RMS en el nodo 17 en función de la distancia de falla. ....	48
Figura 3-8. Voltaje RMS en el nodo PCC en función de la irradiancia. ....	51
Figura 3-9. Voltaje RMS en el nodo 10 en función de la irradiancia. ....	51
Figura 3-10. Voltaje RMS en el nodo 14 en función de la irradiancia. ....	52
Figura 3-11. Voltaje RMS en el nodo 15 en función de la irradiancia. ....	52
Figura 3-12. Voltaje RMS en el nodo 16 en función de la irradiancia. ....	53

Figura 3-13. Voltaje RMS en el nodo 17 en función de la irradiancia. ....	53
Figura 3-14. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 1 MVA. ....	55
Figura 3-15. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 2 MVA. ....	55
Figura 3-16. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 3 MVA. ....	56
Figura 3-17. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 6 MVA. ....	56
Figura 4-1. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo PCC. ....	61
Figura 4-2. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 10. ....	62
Figura 4-3. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 14. ....	63
Figura 4-4. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 15. ....	64
Figura 4-5. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 16. ....	65
Figura 4-6. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 17. ....	66

## Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1. Fenómenos de calidad de la potencia. ....	6
Tabla 1-2. Categorías y características típicas del fenómeno de huecos de voltaje. ....	11
Tabla 2-1. Conductores seleccionados para el modelo del <i>benchmark</i> . ....	15
Tabla 2-2. Impedancias y susceptancias de los conductores de fase de las líneas. ....	16
Tabla 2-3. Impedancias y susceptancias del conductor de neutro de las líneas. ....	17
Tabla 2-4. Parámetros para la representación del módulo fotovoltaico. ....	19
Tabla 2-5. Puntos de máxima potencia para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp. ....	23
Tabla 2-6. Puntos de máxima potencia para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp. ....	23
Tabla 2-7. Corriente a la salida del convertidor DC-DC con MPPT para cada arreglo fotovoltaico. ....	29
Tabla 2-8. Validación de la fuente trifásica de corriente para el arreglo de 47,21 kWp. ...	33
Tabla 2-9. Validación de la fuente trifásica de corriente para el arreglo de 19,31 kWp. ...	34
Tabla 2-10. Valores de impedancias para ....	36
Tabla 3-1. Voltaje RMS (p.u) en los nodos para diferentes niveles de CC de la fuente. ...	42
Tabla 4-1. Aumento de voltaje en el nodo PCC. ....	61
Tabla 4-2. Aumento de voltaje en el nodo 10. ....	62
Tabla 4-3. Aumento de voltaje en el nodo 14. ....	63
Tabla 4-4. Aumento de voltaje en el nodo 15. ....	64
Tabla 4-5. Aumento de voltaje en el nodo 16. ....	65
Tabla 4-6. Aumento de voltaje en el nodo 17. ....	66
Tabla 4-7. Validación del índice para el caso con CR = 3,3% y PVDG = 56,05%. ....	69
Tabla 4-8. Validación del índice para el caso con CR = 5,01% y PVDG = 36,93%. ....	69

## Lista de Símbolos y abreviaturas

### Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI
$I$	Corriente de salida del modelo simplificado del arreglo fotovoltaico	A
$I_{PH}$	Corriente generada por luz o corriente fotovoltaica	A
$I_{SC}$	Corriente de cortocircuito de la celda fotovoltaica.	A
$I_S$	Corriente de saturación de la celda fotovoltaica	A
$I_{RS}$	Corriente de saturación inversa de la celda fotovoltaica	A
$K_1$	Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	%/°C
$T_r$	Temperatura de referencia de la celda fotovoltaica	°C
$T$	Temperatura de operación de la celda fotovoltaica	°C
$k$	Constante de Boltzman	J/K
$q$	Carga del electrón	C
$E_G$	Gap de la banda de energía del semiconductor (Silicio)	eV
$A$	Factor ideal de la tecnología fotovoltaica empleada (Silicio monocristalino)	1
$V_{OC}$	Voltaje de circuito abierto del arreglo fotovoltaico	V
$I_{mpp}$	Corriente de máxima potencia del arreglo fotovoltaico	A
$I_{out}$	Corriente de salida del convertidor DC-DC	A
$V_{mpp}$	Voltaje de máxima potencia	V
$V_{out}$	Voltaje de salida del convertidor DC-DC	V
$I_{in}$	Corriente de entrada para el inversor trifásico de corriente	A

<b>Símbolo</b>	<b>Término</b>	<b>Unidad SI</b>
$i_a$	Corriente instantánea de salida para la fase <i>a</i> del inversor trifásico de corriente	A
$i_b$	Corriente instantánea de salida para la fase <i>b</i> del inversor trifásico de corriente	A
$i_c$	Corriente instantánea de salida para la fase <i>c</i> del inversor trifásico de corriente	A
$V_{RMS}$	Voltaje eficaz	V
$V_{PCC}^0$	Voltaje RMS en el nodo PCC antes de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{10}^0$	Voltaje RMS en el nodo PCC antes de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{14}^0$	Voltaje RMS en el nodo PCC antes de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{15}^0$	Voltaje RMS en el nodo PCC antes de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{16}^0$	Voltaje RMS en el nodo PCC antes de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{17}^0$	Voltaje RMS en el nodo PCC antes de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{PCC}^{PVDG}$	Voltaje RMS en el nodo PCC después de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{10}^{PVDG}$	Voltaje RMS en el nodo 10 después de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{14}^{PVDG}$	Voltaje RMS en el nodo 14 después de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{15}^{PVDG}$	Voltaje RMS en el nodo 15 después de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{16}^{PVDG}$	Voltaje RMS en el nodo 16 después de la generación distribuida fotovoltaica	V
$V_{17}^{PVDG}$	Voltaje RMS en el nodo 17 después de la generación distribuida fotovoltaica	V

## Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI
$\lambda$	Irradiancia incidente sobre el arreglo fotovoltaico	kW/m <sup>2</sup>
$\eta$	Eficiencia del convertidor DC-DC	%
$\omega$	Frecuencia angular	rad
$\varphi$	Ángulo de fase	rad

## Abreviaturas

Abreviatura	Término
AC	Corriente alterna, del inglés <i>Alternating Current</i>
AWG	Calibre de cable americano, del inglés <i>American Wire Gauge</i>
CC	Cortocircuito
CR	Nivel de cargabilidad de la red
DC	Corriente directa, del inglés <i>Direct Current</i>
MPPT	Rastreo del punto de máxima potencia, del inglés <i>Maximum Power Point Tracking</i>
PCC	Punto de conexión común
PVDG	Generación distribuida fotovoltaica, del inglés <i>Photovoltaic Distributed Generation</i>
P&O	Perturbar y observar, o del inglés <i>Perturb and Observe</i>
RMS	Valor eficaz o valor cuadrático medio, del inglés <i>Root Mean Square</i>
THD	Distorsión armónica total, del inglés <i>Total Harmonic Distortion</i>

# Introducción

La demanda por sistemas fotovoltaicos ha aumentado en los últimos años gracias a la rápida evolución de esta tecnología y al impulso que los gobiernos han dado a las fuentes de energía renovables [1].

Con el auge y aceptación que cuentan los sistemas de generación distribuida fotovoltaica en diferentes países, a raíz de los beneficios económicos y ambientales que esta tecnología representa, los estudios llevados a cabo por diferentes autores describen los fenómenos que se presentan sobre la calidad de la potencia y plantean contramedidas para mitigarlos. Con la reciente y creciente implementación de la generación fotovoltaica en países emergentes como Colombia, se hace necesario conocer los fenómenos de calidad de la potencia que se pueden presentar y plantear acciones preventivas sobre los posibles problemas producidos. Una posible acción consiste en proponer metodologías de introducción ordenada y coordinada entre usuarios y operadores, aprovechando que el país aún se encuentra en una etapa temprana de implementación y cuenta por lo tanto con un bajo nivel de penetración.

El modelo de operación del sistema eléctrico cambia con la inserción de la generación distribuida fotovoltaica. Tradicionalmente, los sistemas de distribución han sido operados bajo un modelo lineal o vertical, estructura que ha permitido a los operadores monitorear y controlar los sistemas continuamente bajo las condiciones impuestas por ellos mismos [2]. Sin embargo, el cambio del modelo tradicional hacia un modelo del sistema en el cual los usuarios no sólo son consumidores sino también generadores [3] obliga a los operadores a cambiar o redefinir sus estrategias de operación, planeación y mantenimiento [4] dada la descentralización del sistema y a la presencia de problemas concernientes con la calidad de la potencia, la confiabilidad del sistema y el control de los operadores sobre la red [5], haciéndose necesario para ello la implementación de nuevas metodologías.

Con la presencia de la generación distribuida y la variabilidad en la demanda ocasionada por la naturaleza intermitente de los sistemas fotovoltaicos [6], aparecen fenómenos sobre la calidad de la potencia como elevaciones y huecos de voltaje, fluctuaciones de voltaje, desbalance de voltaje, desbalance de corriente, flujo de potencia inverso, armónicos de voltaje y de corriente, interarmónicos, entre otros [6]–[17]. Con el fin de identificar y describir dichos fenómenos, diferentes autores presentan sus investigaciones sobre modelos de redes que se basan principalmente en las normativas o estándares establecidos para la generación fotovoltaica en los países en los cuales se lleva a cabo el estudio [1], [7]–[9], [15], [18]–[20].

Los fenómenos de calidad de la potencia se hacen más difíciles de prevenir a medida que aumenta el nivel de penetración de la generación distribuida sin coordinación con el diseño del alimentador [5], pero para el fenómeno particular de huecos de voltaje, los resultados encontrados en la literatura muestran un panorama heterogéneo en cuanto a la dependencia que la magnitud de éstos tiene en función de la topología de la red de distribución, del nivel de penetración de la generación fotovoltaica y de la distribución que los paneles tengan dentro de la red [12], ante lo cual es necesario tener resultados coherentes de manera que los operadores puedan determinar estrategias asertivas de operación del sistema de distribución ante un escenario con generación distribuida.

Actualmente no se cuenta con una metodología definida en la literatura a partir de la cual los operadores de red puedan planear la inserción de la generación distribuida fotovoltaica, por lo que ésta se realiza de manera aleatoria por los usuarios sin considerarse las implicaciones que esto trae para la operación y mantenimiento de la red de distribución.

El objetivo general de esta tesis es proponer una metodología para planear la inserción de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución que mitigue la aparición de huecos de voltaje ocasionados por la variabilidad de la generación distribuida fotovoltaica, por medio de un análisis del fenómeno enfocado en la magnitud de éste.

Tomando como base las metodologías empleadas por los autores en [1], [7], [18], [19], la metodología llevada a cabo en esta investigación consiste en la realización de un estudio por simulación de un modelo de referencia (*benchmark*) de una red de distribución de

bajo voltaje que cuenta con generación distribuida fotovoltaica, comparando los perfiles de voltaje observados desde las cargas cuando ocurren fallas eléctricas monofásicas sobre el alimentador principal para niveles de penetración 0%, 19,19%, 46,91%, y 66,10%, sin la presencia de sombras parciales sobre los paneles ni los arreglos fotovoltaicos. Se consideran dos lugares diferentes para la instalación de los arreglos fotovoltaicos para cada nivel de penetración, siendo éstos el nodo donde se encuentra conectada la carga con mayor demanda de potencia, y el nodo más lejano desde la fuente. La misma comparación se realiza con una irradiancia variable, sin la presencia de fallas eléctricas, para 4 niveles de cortocircuito de la fuente equivalente.

A partir del análisis de resultados efectuado a través de gráficas que muestran los niveles de los huecos de voltaje medidos en función de la distancia de falla, del nivel de irradiancia, y de la cargabilidad del sistema, se presenta el cálculo de un índice de calidad que relaciona la variación del voltaje en un nodo de observación determinado, en función de las condiciones más influyentes en el nivel de voltaje. Por medio del índice propuesto se busca obtener una interpretación consolidada de las condiciones estudiadas, que permita establecer los cambios de la calidad de la potencia en el sistema en relación con las condiciones de operación estándar del mismo.

Esta tesis se encuentra estructurada en cinco capítulos: en el capítulo 1 se presenta una revisión de la literatura por medio de la cual se caracterizan los huecos de voltaje presentes en redes de distribución con generación distribuida fotovoltaica en función de las causas que los originan; en el capítulo 2 se presenta el modelo de una red de distribución con generación distribuida fotovoltaica para analizar el fenómeno de huecos de voltaje, así como un modelo para el sistema de generación fotovoltaica; en el capítulo 3 se presentan los casos de estudio por medio de los cuales se caracterizan los huecos de voltaje presentes en el *benchmark*, para diferentes niveles de penetración, diferentes distribuciones de los generadores fotovoltaicos y diferente ubicación de éstos, ante la presencia de fallas eléctricas en la red antes y después de la generación fotovoltaica, ante cambios en la irradiancia debidos al paso de nubes, y ante diferentes niveles de cargabilidad del sistema; en el capítulo 4 se presenta la síntesis de los resultados obtenidos, se formula un índice para mitigar la aparición de huecos de voltaje para el *benchmark* evaluado, y la metodología para formularlo para otras redes de distribución; las conclusiones y recomendaciones se presentan en el capítulo 5.



# **1. Calidad de la potencia en redes de distribución con penetración fotovoltaica**

En este capítulo se presenta una revisión de la literatura sobre redes de distribución que cuentan con generación distribuida fotovoltaica, con el objetivo de caracterizar los huecos de voltaje presentes en dichas redes en función de las causas que los originan, en línea con el cumplimiento del objetivo 4.2.1 de la propuesta de tesis. Los resultados de este capítulo son un aporte a la identificación de los retos que deben ser resueltos por las empresas distribuidoras de energía eléctrica en nuestro país, el cual se está preparando para incluir masivamente la generación distribuida fotovoltaica en los sistemas de distribución.

La implementación de los sistemas fotovoltaicos en las redes de distribución presenta beneficios tanto para los operadores de red y los usuarios en general. Los usuarios del servicio de energía eléctrica pueden lograr ahorros a mediano y largo plazo con una inversión inicial que se retribuye al generar la energía requerida para satisfacer parte de su propia demanda. Los operadores del sistema de distribución pueden mejorar el perfil de voltaje en el alimentador o reducir el nivel de carga de los ramales utilizando la generación distribuida con arreglos fotovoltaicos u otras fuentes de generación [18].

Sin embargo, con la presencia de la generación distribuida fotovoltaica aparecen fenómenos de calidad de la potencia que aumentan su complejidad cuando la capacidad en generación distribuida aumenta en relación a la capacidad de generación central del sistema [5]. Dichos fenómenos, además, dependen de la concentración de paneles que haya en una o varias zonas de la red y de las características propias de la red de distribución, como por ejemplo si ésta es de topología radial o enmallada.

En la siguiente sección se presenta una síntesis de los fenómenos de la calidad de la potencia y sus causas, identificados a partir de la revisión de la literatura mencionada.

## 1.1 Fenómenos de calidad de la potencia y sus causas

En la Tabla 1-1 se presenta una síntesis de los fenómenos de calidad de la potencia que han sido reportados en la literatura científica y se caracterizan por alteraciones en las formas de onda de la corriente y el voltaje de los sistemas de distribución. Estas alteraciones son ocasionadas por la generación distribuida basada en arreglos fotovoltaicos.

Tabla 1-1. Fenómenos de calidad de la potencia.

Referencia	Fenómeno
[6]–[11]	Elevaciones y huecos de voltaje.
[7], [10]–[12]	Fluctuaciones de voltaje.
[10], [13]	Desbalance de voltaje.
[10]	Desbalance de corriente.
[6], [8]–[10], [12], [14]	Flujo de potencia inverso
[6], [7], [13], [15]–[17]	Armónicos de voltaje y de corriente.
[11]	Inter-armónicos.
[7], [13]	Inyección de corriente continua, componente DC.
[17]	Resonancias.

A partir de las causas identificadas en la revisión de la literatura para estos fenómenos, se hace una descripción a continuación de las principales causas relacionadas por diferentes autores.

Una causa de los huecos de voltaje para los autores de [11], [20], [21] es el efecto de las sombras aleatorias provenientes del paso de las nubes. Si bien los autores mencionan que los pasos pueden ser lo suficientemente rápidos como para no generar un hueco de voltaje, también se manifiesta que si un área con un nivel concentrado de generación fotovoltaica es sombreada por el paso de una nube, los huecos de voltaje pueden

hacerse presentes y el sistema de distribución en general pierde capacidad de generación.

Una característica de la generación fotovoltaica distribuida que presenta cambios en las diferentes mediciones realizadas y reportadas sobre el sistema de distribución, es el nivel de penetración [6], [10], [12], [20]–[22], el cual consiste en definir la relación entre la generación distribuida fotovoltaica y la generación centralizada del sistema. Los autores reportan que durante los niveles de penetración bajos se observa una reducción de las pérdidas del sistema, pero a medida que aumenta la penetración fotovoltaica, también lo hacen las pérdidas.

Asociado al nivel de penetración se encuentra también el comportamiento del flujo de potencia, el cual puede presentar flujo inverso si la generación distribuida alcanza niveles cercanos a un 50%, presentándose incluso una posible exportación de potencia a la red de transmisión si los transformadores del alimentador no cuentan con las debidas protecciones ante el fenómeno mencionado. En [9] se afirma que frente altos niveles de penetración se genera flujo de potencia inverso. Como consecuencia una porción de la potencia generada es exportada de la red de distribución hacia la red de transmisión.

Además del nivel de penetración, la ubicación de la instalación fotovoltaica a lo largo del alimentador también influye sobre el comportamiento del flujo de potencia y sobre las pérdidas del sistema, puesto que mientras más cerca se encuentre el sistema de generación fotovoltaico de la carga, menores son las pérdidas presentes [16], [18].

Las clasificaciones propuestas en [10], [12] categorizan a los sistemas fotovoltaicos según la capacidad de generación, además pueden encontrarse interconectados a las tres fases del sistema eléctrico o a una sola fase. Cuando una sola fase cuenta con mayor generación distribuida que las demás, desbalances de voltaje y de corriente sobre esa fase toman lugar en el sistema [10], [12], [23].

La inyección de armónicos por parte de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red se presenta en los casos en que la señal generada por el inversor del sistema no posee una forma de onda lo suficientemente sinusoidal, de manera que hay distorsiones y por ende componentes armónicas. Sin embargo, los inversores más modernos cuentan



potencia a los alimentadores vecinos o incluso a la red de transmisión, superando posiblemente los niveles de sobrecorriente permitidos en la red de distribución [12] y consecuentemente ocasionando operación de las protecciones en alimentadores vecinos, afectando la confiabilidad de la red y la calidad del suministro.

Las elevaciones, huecos y fluctuaciones de voltaje, así como los desbalances de voltaje y corriente en las líneas trifásicas, afectan el funcionamiento de los equipos conectados a la red y por ende directamente a los clientes, e incluso las distorsiones pueden sobrepasar límites del esquema de protecciones ocasionando la operación indeseada del mismo [10].

La inyección de armónicos e interarmónicos no sólo distorsiona las formas de onda de corriente y voltaje sino que puede ocasionar la entrada en resonancia del sistema si ésta es coincidente con la frecuencia del armónico inyectado a la red. Este fenómeno es común en aquellos sistemas que cuentan con bancos de condensadores para compensar potencia reactiva [17], por lo que la implementación de generación distribuida en estas redes es riesgosa para la confiabilidad del sistema si no se cuenta con formas de onda de voltaje y corriente con una baja THD.

### **1.3 Metodologías para el análisis de los problemas de calidad de la potencia**

En [1], [7], los autores realizan mediciones sobre la calidad de la potencia en el punto de conexión común (PCC). Ambos estudios realizan comparaciones entre simulaciones y medidas sobre una línea eléctrica real. Los autores en [1] concluyen que si bien los paneles fotovoltaicos provocan cambios en los parámetros de calidad, éstos no afectan considerablemente la funcionalidad y operación de la red considerando un límite de penetración del 20%. Por su parte, los autores en [7] no exponen un nivel de penetración sino una relación entre la capacidad de generación fotovoltaica y la potencia de cortocircuito de la red y afirman que los niveles de las distorsiones estudiadas no presentan variaciones considerables con respecto a los existentes en la red donde no hay generación fotovoltaica.

Los autores en [8], [9], [20] se enfocan en los perfiles de carga. En sus trabajos modelan cargas a partir de mediciones realizadas durante un año, considerando el efecto de las estaciones sobre el perfil de consumo de los usuarios y por tanto el nivel de carga del sistema. Sin embargo, mientras los autores en [8] consideran una resolución por minuto para ciertos días seleccionados del verano e invierno con el fin de tener nivel de detalle del uso de elementos como cafeteras o tostadoras, los autores en [9], [20] consideran una resolución horaria dado el costo computacional que representa una resolución mayor para simular perfiles de carga correspondientes a un año.

El trabajo reportado en [15] se enfoca en variar los tipos de carga entre lineales y no lineales, considerando que cada casa del sistema residencial estudiado cuenta con un sistema de generación fotovoltaico y se presentan tres escenarios: las cargas son lineales, cada casa cuenta con una carga no lineal RL y finalmente cada casa cuenta con dos cargas RL y dos cargas RC. Los autores concluyen que las cargas no lineales incrementan la THD en el sistema, siendo más influyentes las cargas RC.

Evaluando dos niveles diferentes de penetración, 10% y 25%, en un sistema radial y un sistema enmallado, los autores en [18] concluyen que las pérdidas en el sistema son mayores con un nivel de penetración del 25% en comparación con el nivel de penetración del 10%, pero se concluye además que los niveles de pérdidas en el sistema son considerablemente dependientes de la ubicación de la instalación en el sistema cuando hay altos niveles de penetración.

En [19] los autores presentan un análisis de los impactos en función de la ubicación de los generadores fotovoltaicos a lo largo de línea del alimentador argumentando los cambios que esto produce en la capacidad de cortocircuito del sistema e identifican que mientras más lejos se encuentra el arreglo fotovoltaico del transformador de servicio, más bajo el nivel de corto-circuito. En el mismo documento se presentan análisis variando el nivel de carga del circuito de manera que los estudios presentados se realizan con un nivel de penetración que alcanza aproximadamente un 20% de la carga total del sistema.

## 1.4 Huecos de voltaje en redes con generación fotovoltaica

Un hueco de voltaje es un fenómeno de calidad de la potencia que se define como un decremento de corta duración en el valor cuadrático medio del voltaje (RMS en inglés, de *Root Mean Square*) que lo lleva a niveles entre 0,1 p.u y 0,9 p.u. Cuando el voltaje RMS decae por debajo de 0,1, el fenómeno se categoriza como una interrupción; mientras que cuando el voltaje decae sin bajar de 0,9 p.u, el evento se considera una caída superficial que no representa problemas para la mayoría de los equipos [24].

Los huecos de voltaje no sólo se clasifican según la magnitud del voltaje RMS, sino también en función de la duración del evento. En la Tabla 1-2 se clasifican los huecos de voltaje en función de su duración y magnitud según el estándar IEEE 1159 [25].

Tabla 1-2. Categorías y características típicas del fenómeno de huecos de voltaje.

Categoría de los huecos de voltaje		Duración típica	Magnitud de voltaje típica
Variaciones RMS de corta duración	Instantáneo	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 p.u
	Momentáneo	30 ciclos – 3 s	
	Temporal	> 3 s – 1 min	

En la Figura 1-1 se presenta un ejemplo de dos huecos de voltaje momentáneos asociados a fallas monofásicas ocurridas aguas arriba del nodo de observación, señalándose en rojo el voltaje de clasificación del fenómeno.

En una red eléctrica tradicional, los huecos de voltaje suelen estar asociados a fallas eléctricas del sistema, aunque también pueden ser causados por la interrupción de cargas de potencias altas o por el arranque de motores [25]. Sin embargo, en redes que cuentan con generación distribuida fotovoltaica (PVDG en inglés, de *Photovoltaic Distributed Generation*), otras causas propician la aparición del fenómeno [6], [8], [10], [11], [21]. En la Figura 1-2 se presenta un mapa conceptual que caracteriza este fenómeno de calidad de la potencia en redes que cuentan con PVDG en función las causas que los originan.

Figura 1-1. Huecos de voltaje causados por una falla monofásica.

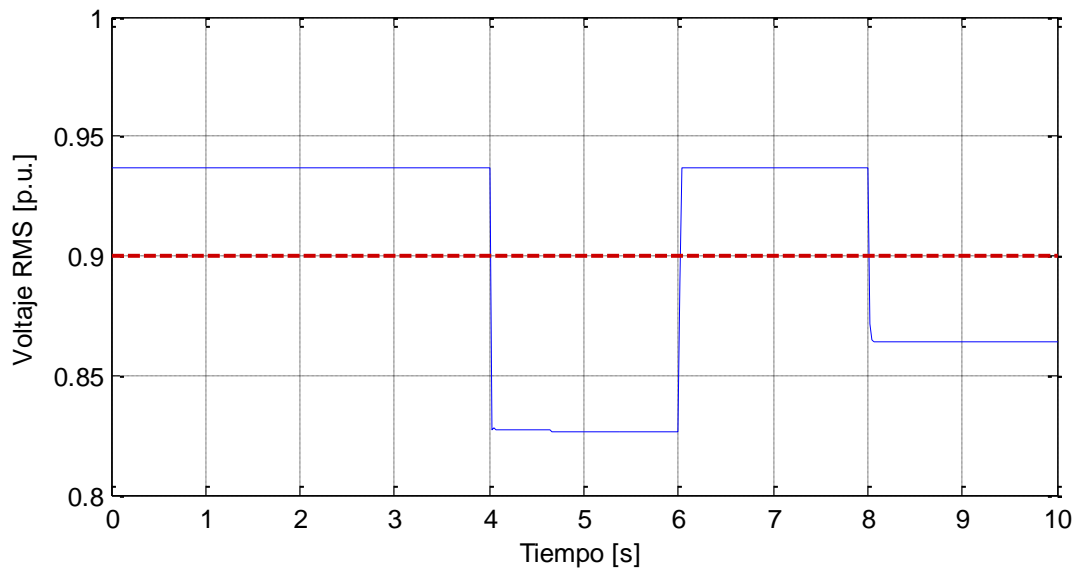
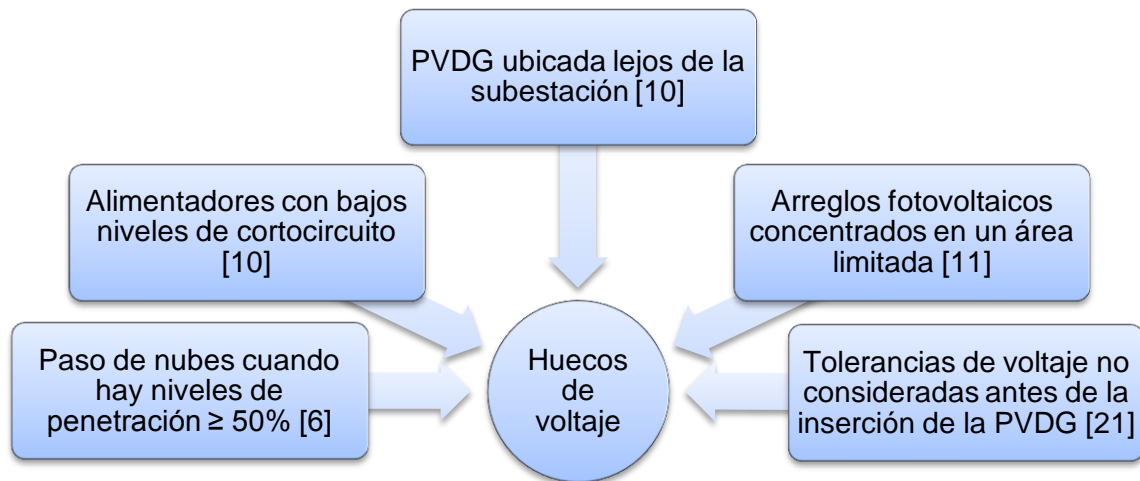


Figura 1-2. Causas que originan el fenómeno de huecos de voltaje en redes con PVDG.



En este capítulo se ha presentado una revisión de la literatura que identifica los fenómenos de calidad de la potencia presentes en redes que cuentan con generación distribuida fotovoltaica, así como sus causas, los problemas que ocasionan y las metodologías para su análisis, con un enfoque centrado en el fenómeno de huecos de voltaje. En el siguiente capítulo se presenta el proceso de modelado de la red de distribución empleada para el análisis del fenómeno seleccionado como objeto de estudio.

## 2. Modelo de una red de distribución con generación distribuida fotovoltaica

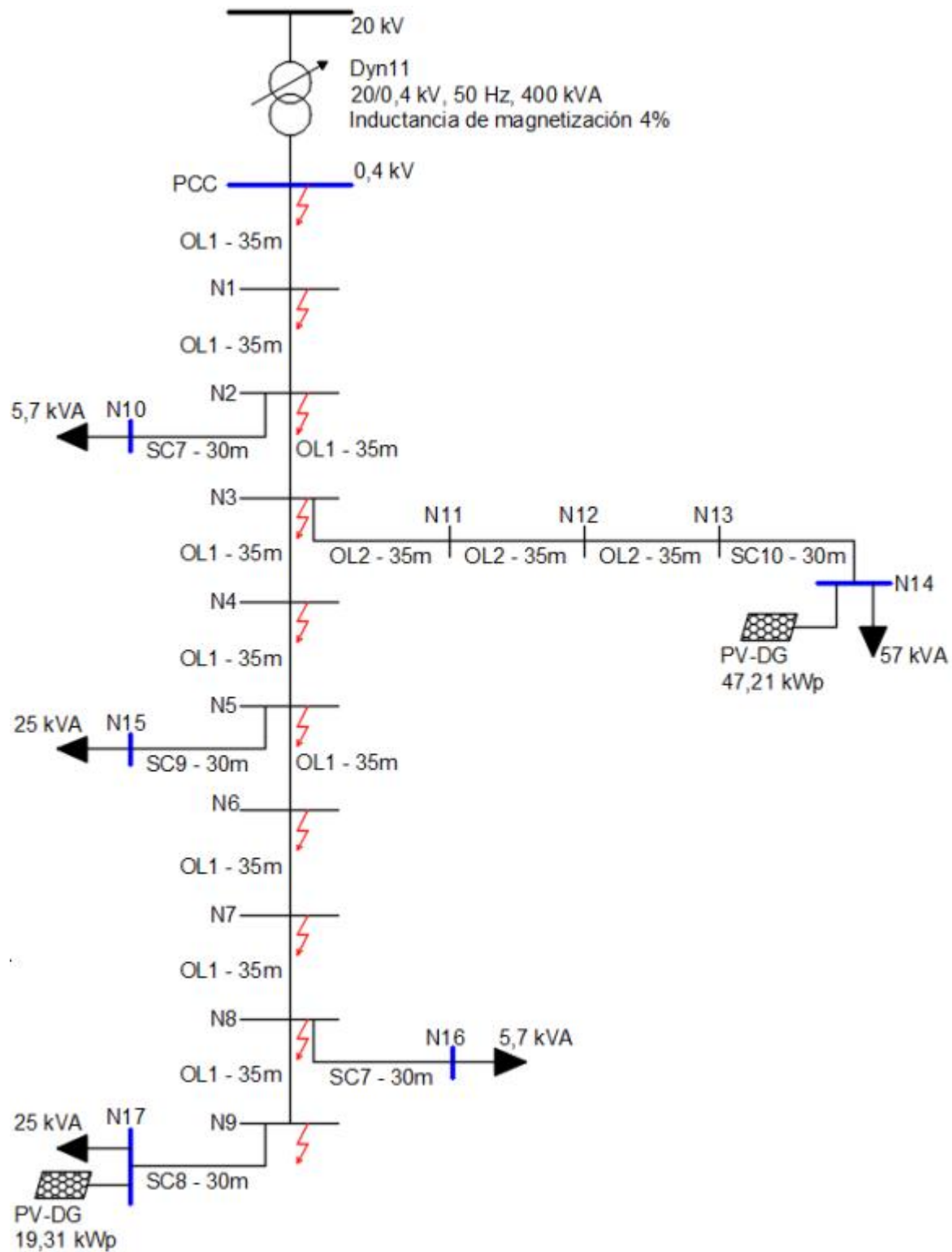
En este capítulo se presenta un modelo de referencia (*benchmark*) de una red de distribución con generación distribuida fotovoltaica, el cual está publicado en [26]. Además, se presenta el cálculo de los parámetros de las líneas de distribución los cuales son utilizados para analizar el fenómeno de huecos de voltaje. Por último, se propone y valida un modelo para el sistema de generación fotovoltaico. Los resultados de este capítulo representan el logro del objetivo 4.2.2 del proyecto de tesis.

El modelo empleado consiste de una red de distribución de bajo voltaje con topología radial como se ilustra en la Figura 2-1 [26], la cual opera a 400 V – 50 Hz y representa un caso típico de una red residencial. Para efectos del modelo se mantiene el nivel de voltaje y la frecuencia especificados en el *benchmark* puesto que el objeto de estudio son los huecos de voltaje, mientras que otros fenómenos que presentan comportamientos afectados por la frecuencia de operación no son analizados en esta investigación.

El transformador consta de una conexión delta en el devanado primario y de una conexión estrella en el secundario, con un desplazamiento de 30° en adelante para el ángulo de fase, y con una inductancia de magnetización de 4%. El devanado secundario no cuenta con el neutro aterrizado internamente.

El alimentador principal de la red consta de 9 nodos contados a partir del nodo PCC, con una distancia entre nodos de 35 m. Del alimentador se derivan cinco ramales secundarios que terminan en las cargas, donde la distancia del cable de servicio entre el último nodo de cada ramal y su respectiva carga es de 30 m. Las líneas del alimentador principal y de los ramales secundarios son aéreas con neutro con aterrizaje múltiple, y para el modelo de cada segmento de línea se emplea el modelo pi.

Figura 2-1. Diagrama unifilar de la red de distribución de bajo voltaje.



Las cargas son lineales representadas con el modelo de impedancia constante, considerando que su demanda de potencia al sistema no varía en función del voltaje entregado por la red. Esto partiendo de la premisa que por tratarse de una red residencial se considera que la mayoría de elementos conectados al sistema son cargas electrónicas. La demanda máxima total del alimentador son 118,4 kVA y para todas las cargas se asume un factor de potencia de 0,85 en atraso.

Para efectos del desarrollo de esta tesis, la implementación del sistema es realizada en MATLAB/Simulink®. EL registro de las señales que se utilizan para evaluar los huecos de voltaje se realiza a una frecuencia de muestreo de 5000Hz, obteniendo 100 muestras por cada ciclo de la señal.

## 2.1 Cálculo de las componentes de secuencia de los conductores

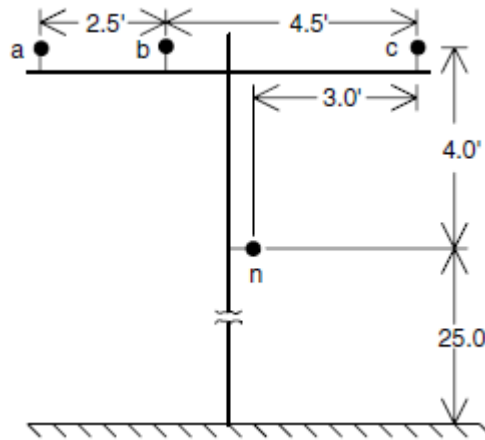
El *benchmark* tomado como referencia menciona que las líneas aéreas tienen neutro multiaterrizado, sin embargo, carece de detalle acerca de la distribución de los conductores a lo largo de la línea y no incluye las componentes de secuencia positiva, motivo por el cual se calculan estos valores a partir de los datos de los conductores, tomando dichos datos del apéndice A en [27]. Dado que el *benchmark* tiene expresados los calibres de los conductores bajo el sistema métrico (área de la sección transversal) y [27] los tiene expresados en calibres americanos (AWG en inglés, de *American Wire Gauge*), se emplea una tabla de conversión comercial para seleccionar los conductores a emplear en el modelo de la red, los cuales se encuentran relacionados en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Conductores seleccionados para el modelo del *benchmark*.

Líneas en el <i>benchmark</i>		Líneas adoptadas para el modelo	
OL1	4x120 mm <sup>2</sup> Al XLPE	250 kcmil	CON LAY AA
OL2	3x70 mm <sup>2</sup> Al XLPE + 54,6 AAAC	2/0 AWG + 1/0 AWG	ACSR + ACSR
SC7	4x6 mm <sup>2</sup> Cu	10 AWG	AWG SLD
SC8	4x16 mm <sup>2</sup> Cu	6 AWG	AWG SLD
SC9	4x25 mm <sup>2</sup> Cu	4 AWG	AWG SLD
SC10	3x50 mm <sup>2</sup> Al + 35 mm <sup>2</sup> Cu XLPE	1/0 AWG + 2 AWG	AA + AWG SLD

El método empleado para el cálculo de las matrices de impedancias y de susceptancias capacitivas de secuencias 0, 1 y 2 es el de las ecuaciones modificadas de Carson, el cual se encuentra ampliamente explicado en [27]. Para la distribución de los conductores se toma el esquema presentado en el modelo IEEE de 4 nodos y en [27], según se ilustra en la Figura 2-2.

Figura 2-2. Configuración de los postes.



Las impedancias y susceptancias resultantes de la aplicación de las ecuaciones modificadas de Carson se presentan en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2. Impedancias y susceptancias de los conductores de fase de las líneas.

	$R_1$ [ $\Omega$ /km]	$R_0$ [ $\Omega$ /km]	$L_1$ [H/km]	$L_0$ [H/km]	$C_1$ [F/km]	$C_0$ [F/km]
OL1	2,5480e-01	4,8595e-01	1,1045e-03	3,1339e-03	1,0864e-07	5,1726e-08
OL2	5,5617e-01	9,0776e-01	1,3466e-03	4,0438e-03	1,0376e-07	5,0151e-08
SC7	3,6677e+00	3,9317e+00	1,4338e-03	5,1876e-03	8,1155e-08	4,3168e-08
SC8	1,4851e+00	1,8429e+00	1,3405e-03	4,6716e-03	8,7096e-08	4,5129e-08
SC9	9,3397e-01	1,3114e+00	1,2942e-03	4,2405e-03	9,0388e-08	4,6187e-08
SC10	6,0278e-01	9,5071e-01	1,1911e-03	3,7305e-03	1,0008e-07	4,8809e-08

Adicionalmente, los valores de impedancia y susceptancia para la línea del neutro obtenidos a partir de la ejecución del mismo procedimiento se presentan en la Tabla 2-3.

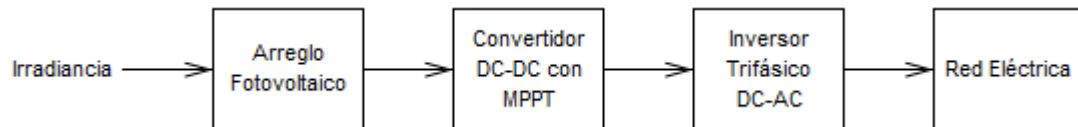
Tabla 2-3. Impedancias y susceptancias del conductor de neutro de las líneas.

	$R_n$ [ $\Omega$ /km]	$L_n$ [H/km]	$C_n$ [F/km]
OL1	3,0411e-01	2,4188e-03	7,2651e-08
OL2	7,4528e-01	2,6876e-03	6,9442e-08
SC7	3,7171e+00	2,7478e-03	5,9349e-08
SC8	1,5344e+00	2,6546e-03	6,2437e-08
SC9	9,8327e-01	2,6083e-03	6,4095e-08
SC10	6,3654e-01	2,5619e-03	6,5877e-08

## 2.2 Modelo de la generación distribuida fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos transfieren la potencia generada hacia la red eléctrica. La energía producida por éstos se ve afectada por variables climáticas como la irradiancia y la temperatura. Para la integración a la red, los arreglos se conectan a un convertidor DC-DC para adaptar el nivel de voltaje deseado, el cual es controlado por medio de un algoritmo de rastreo del punto de máxima potencia (MPPT en inglés, de *Maximum Power Point Tracking*) en busca de optimizar la potencia suministrada por medio de la variación del voltaje de operación del arreglo fotovoltaico. Posteriormente, el voltaje DC es convertido en voltaje AC empleando un inversor para la conexión y sincronización final con la red de distribución [28]. En la Figura 2-3 se ilustra un diagrama de bloques general de la conexión entre el arreglo fotovoltaico y la red eléctrica.

Figura 2-3. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico conectado a la red.



El convertidor DC-DC empleado puede ser del tipo reductor (*buck converter*), elevador (*boost converter*), reductor-elevador (*buck-boost converter*), o incluso puede omitirse, según lo requiera la aplicación dependiendo de la diferencia existente entre el voltaje requerido a la entrada del inversor trifásico y el voltaje en circuito abierto del arreglo fotovoltaico obtenido por la conexión en serie de los paneles que lo conforman, el cual varía discretamente en función del voltaje entregado por cada panel fotovoltaico que se

conecta a la serie y que por ende es difícil de ajustar al voltaje exacto requerido a la entrada del inversor. Un convertidor DC-DC del tipo elevador por ejemplo, representa una posible reducción en la inversión necesaria para la implementación de un arreglo fotovoltaico conectado a la red, puesto que se requiere de menos paneles en la serie al poderse ajustar el voltaje requerido por el inversor trifásico por medio del convertidor. En el desarrollo de este trabajo de investigación se busca proponer una estructura lo más cercana posible a la realidad, razón por la cual se emplea el modelo de un convertidor elevador según se detalla en las siguientes secciones.

### 2.2.1 Modelo del arreglo fotovoltaico

Para la implementación del modelo del arreglo fotovoltaico, se emplea el modelo simplificado propuesto en [29]. El modelo puede representar un panel fotovoltaico o un arreglo con varios paneles fotovoltaicos conectados en serie o paralelo. El modelo del arreglo se plantea considerando iguales todos los paneles fotovoltaicos empleados para la generación distribuida y una irradiancia solar uniforme sobre la superficie de todos los paneles. La corriente de salida del arreglo fotovoltaico está dada por la Ecuación (2.1):

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S \left( e^{\left[ \frac{qV}{N_S k T A} \right]} - 1 \right) \quad (2.1)$$

El factor  $N_S$  es la cantidad de celdas conectadas en serie para lograr el voltaje de circuito abierto deseado y el factor  $N_P$  es la cantidad de arreglos conectados en paralelo para lograr la potencia pico deseada.

El término  $I_{PH}$  es la corriente fotovoltaica definida por la Ecuación (2.2), y el término  $I_S$  es la corriente de saturación de la celda fotovoltaica definida por la Ecuación (2.3):

$$I_{PH} = \lambda (I_{SC} + K_1 (T - T_r)) \quad (2.2)$$

$$I_S = I_{RS} \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 \times e^{\left[ q E_G \frac{\left( \frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right)}{k A} \right]} \quad (2.3)$$

El factor  $\lambda$  en la Ecuación (2.2) es la irradiancia incidente sobre los paneles, la cual para efectos de determinar la potencia pico del arreglo se define en  $1 \text{ kW/m}^2$ .

El término  $I_{RS}$  en la Ecuación (2.3) es la corriente de saturación inversa de la celda fotovoltaica, definida por la Ecuación (2.4):

$$I_{RS} = \frac{I_{SC}}{e^{\left[\frac{qV_{OC}}{N_S k A T}\right]} - 1} \quad (2.4)$$

El módulo fotovoltaico que es representado con este modelo es el MITSUBISHI PV-ML260HD, por lo que para el desarrollo de las ecuaciones anteriores se emplean los valores listados en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4. Parámetros para la representación del módulo fotovoltaico.

Parámetro	Término	Valor
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito de la celda fotovoltaica a 298,15 K y $1 \text{ kW/m}^2$	8,98 A
$K_1$	Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	$2,043 \times 10^{-4} \text{ \% / K}$
$T_r$	Temperatura de referencia de la celda fotovoltaica	298,15 K
$T$	Temperatura de operación de la celda fotovoltaica	298,15 K
$k$	Constante de Boltzman	$1,3806488 \times 10^{-23} \text{ J / K}$
$q$	Carga del electrón	$1,602176565 \times 10^{-19} \text{ C}$
$E_G$	Gap de la banda de energía del semiconductor (Silicio)	1,11 eV
$A$	Factor ideal de la tecnología fotovoltaica empleada (Silicio monocristalino)	1,2
$V_{OC}$	Voltaje de circuito abierto	38 V
$N_S$	Cantidad de celdas en serie	120

Dado que el voltaje línea a línea de la red seleccionada es de 400 V<sub>RMS</sub>, se define  $N_S = 1080$ , lo cual es el número de celdas para un arreglo de 9 módulos conectados en serie que entregan un voltaje de circuito abierto de 342 V, los cuales se ajustan al voltaje requerido por la red por medio de un convertidor elevador DC-DC, en la etapa posterior.

Para el arreglo fotovoltaico a conectar inicialmente en el nodo 14, se define el factor  $N_P = 22$  con el fin de obtener una potencia pico de 47,21 kW de acuerdo con lo ilustrado en la Figura 2-4, considerando que la potencia activa de la carga en ese nodo es de 48,45 kW. Del mismo modo, para el arreglo a conectar inicialmente en el nodo 17, se define el factor  $N_P = 9$  para obtener una potencia pico de 19,31 kW según se ilustra en la Figura 2-6, considerando que la potencia activa de la carga en ese nodo es de 21,25 kW.

### 2.2.2 Aproximación del punto de máxima potencia

En esta sección se presenta una aproximación matemática de un algoritmo MPPT diseñado para los dos arreglos fotovoltaicos presentados en la sección 2.2.1, de manera que por medio de dicha aproximación los valores de voltaje y corriente obtenidos a la salida de los arreglos correspondan con el punto de máxima potencia, en función de la irradiancia incidente para una temperatura de operación constante.

Para determinar los diferentes puntos de máxima potencia para diferentes niveles de irradiancia, se programa en MATLAB® un código para evaluar la respuesta de los modelos de los dos arreglos fotovoltaicos para 10 niveles de irradiancia, desde 1 kW/m<sup>2</sup> hasta 0,1 kW/m<sup>2</sup> con decrementos de 0,1 kW/m<sup>2</sup> por iteración. Los resultados para el arreglo de 47,21 kWp se presentan en la Figura 2-4 y la Figura 2-5, mientras que los resultados para el arreglo de 19,31 kWp se presentan en la Figura 2-6 y la Figura 2-7, en las cuales se observa cómo el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico aumenta exponencialmente a medida que aumenta la irradiancia, a la vez que el voltaje de circuito abierto presenta un leve decremento a medida que la irradiancia se aproxima a cero. La línea que une los marcadores en color azul representa el desplazamiento del punto de máxima potencia en función de la irradiancia, mientras que la línea que une los marcadores en color rojo representa el desplazamiento de la corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia evaluada.

Figura 2-4. Curva P-V para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp.

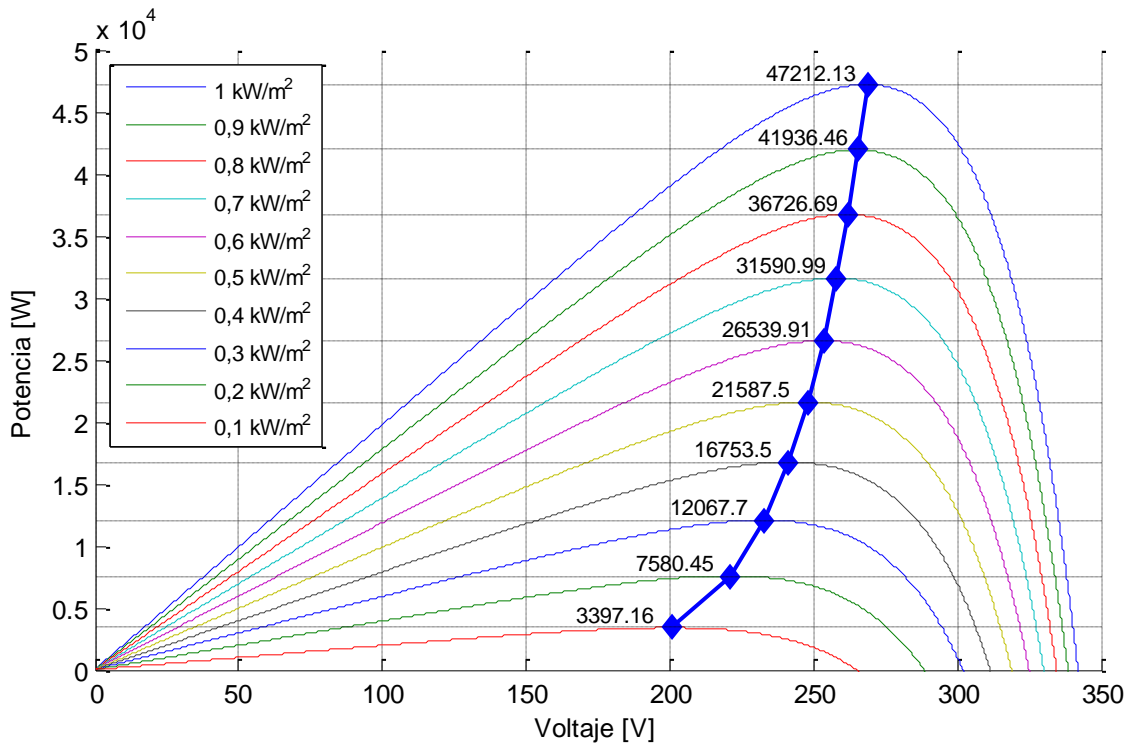


Figura 2-5. Curva I-V para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp.

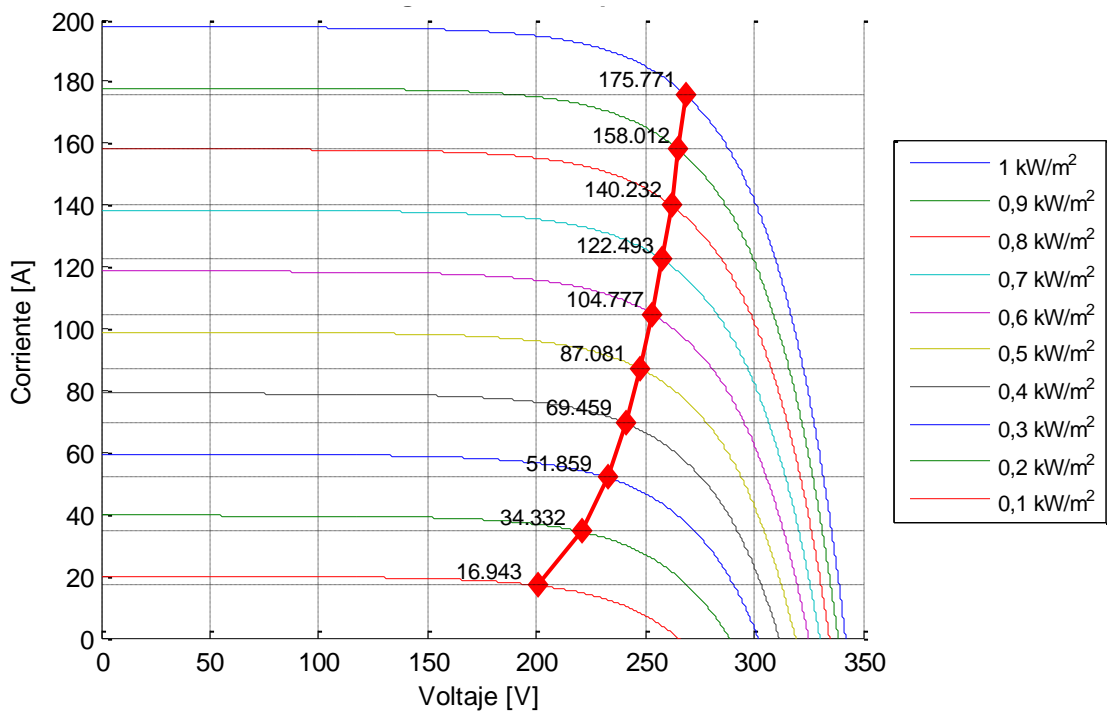


Figura 2-6. Curva P-V para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp.

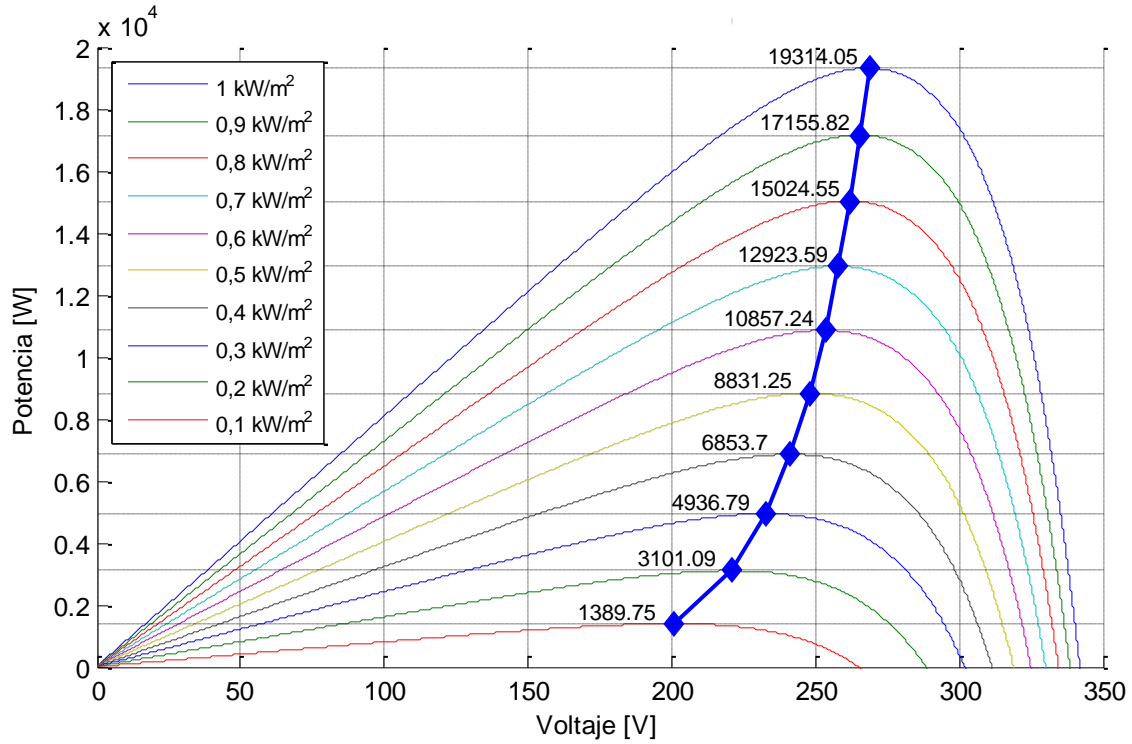
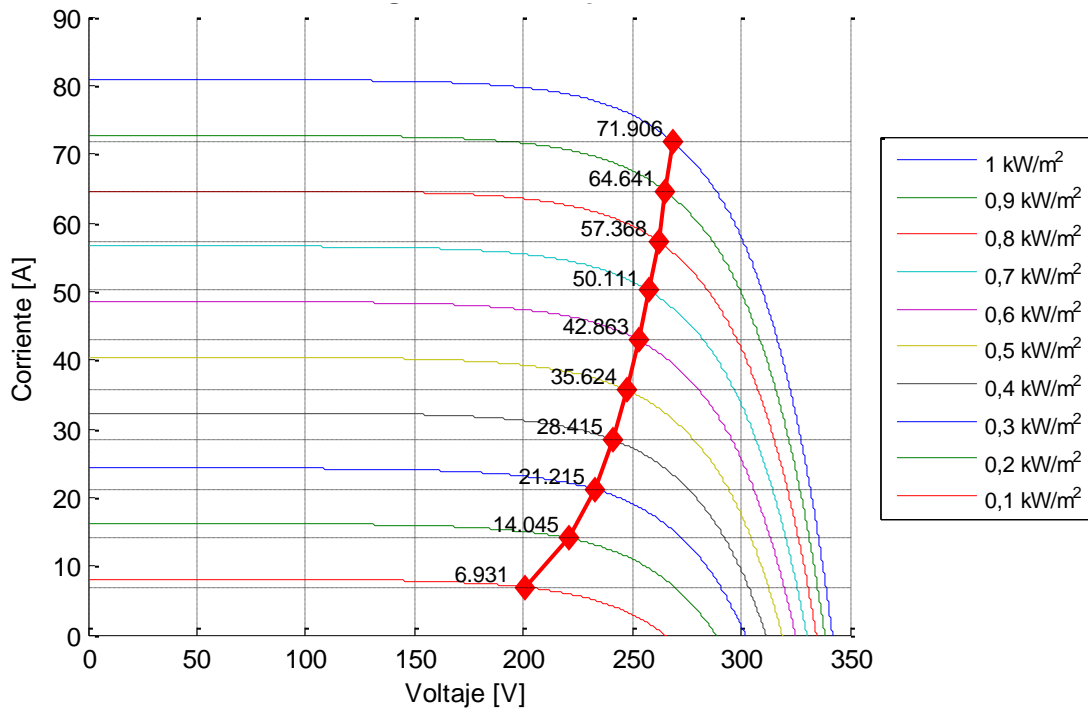


Figura 2-7. Curva I-V para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp.



Para cada uno de los niveles de irradiancia evaluados se determinan las corrientes y voltajes correspondientes a cada punto de máxima potencia, y se consignan sus valores en la Tabla 2-5 y la Tabla 2-6, a partir de las cuales se determina que el arreglo entrega su máxima potencia cuando su voltaje de operación se encuentra entre el 75,57% y el 78,56% del voltaje de circuito abierto.

Tabla 2-5. Puntos de máxima potencia para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp.

Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	P <sub>max</sub> [W]	V <sub>mpp</sub> [V]	I <sub>mpp</sub> [A]	V <sub>OC</sub> [V]	Relación V <sub>mpp</sub> /V <sub>OC</sub> [%]
1,0	47212,0	268,6	175,770	341,9	78,56
0,9	41936,0	265,4	158,010	338,4	78,43
0,8	36727,0	261,9	140,230	334,5	78,30
0,7	31591,0	257,9	122,490	330,1	78,13
0,6	26540,0	253,3	104,780	324,9	77,96
0,5	21588,0	247,9	87,081	318,9	77,74
0,4	16754,0	241,2	69,459	311,4	77,46
0,3	12068,0	232,7	51,859	301,9	77,08
0,2	7580,5	220,8	34,332	288,4	76,56
0,1	3397,2	200,5	16,943	265,3	75,57

Tabla 2-6. Puntos de máxima potencia para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp.

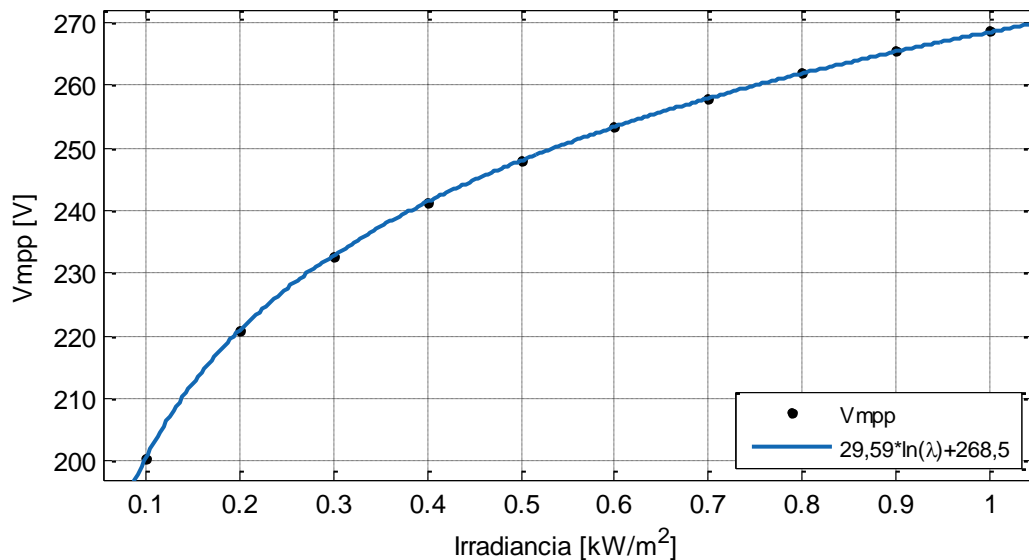
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	P <sub>max</sub> [W]	V <sub>mpp</sub> [V]	I <sub>mpp</sub> [A]	V <sub>OC</sub> [V]	Relación V <sub>mpp</sub> /V <sub>OC</sub> [%]
1,0	19314,0	268,6	71,906	342,0	78,54
0,9	17156,0	265,4	64,641	338,4	78,43
0,8	15025,0	261,9	57,368	334,5	78,30
0,7	12924,0	257,9	50,111	330,1	78,13
0,6	10857,0	253,3	42,863	324,9	77,96
0,5	8831,3	247,9	35,624	318,9	77,74
0,4	6853,7	241,2	28,415	311,4	77,46
0,3	4936,8	232,7	21,215	301,9	77,08
0,2	3101,1	220,8	14,045	288,4	76,56
0,1	1389,7	200,5	6,931	265,3	75,57

Con los diez puntos de máxima potencia identificados para cada arreglo desde la Figura 2-4 hasta la Figura 2-7 y a partir de la Tabla 2-5 y la Tabla 2-6, se aproximan las ecuaciones que determinan la variación del voltaje de máxima potencia y de la corriente de máxima potencia en función de la irradiancia incidente sobre el arreglo fotovoltaico.

Para ambos arreglos, la línea de tendencia del voltaje para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia incidente ( $\lambda$ ) se define según la Ecuación (2.5) y se ilustra en la Figura 2-8.

$$V_{mpp} = 29,59 \ln \lambda + 268,5 \quad (2.5)$$

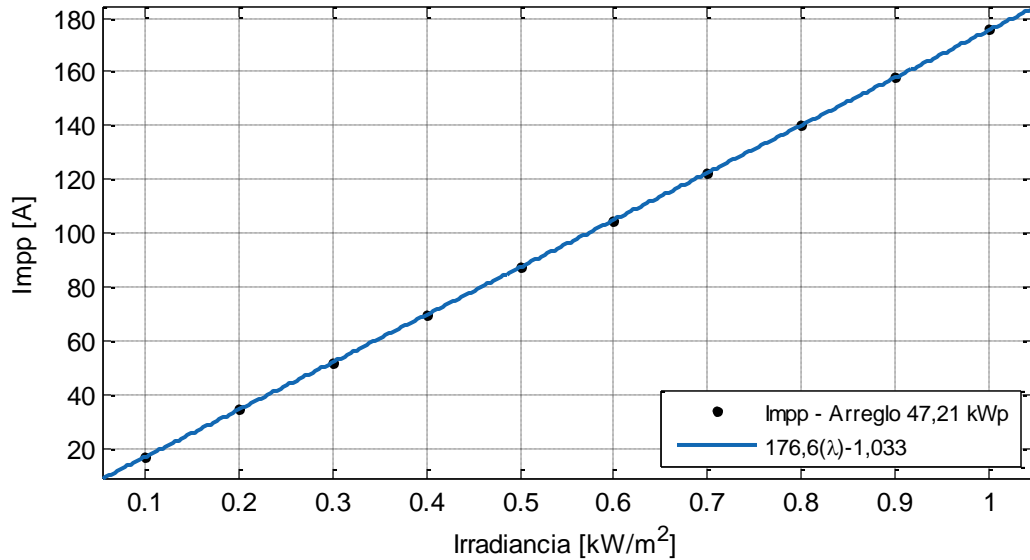
Figura 2-8. Voltaje para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para ambos arreglos.



Para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp, la línea de tendencia de la corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia incidente se define según la Ecuación (2.6) y se ilustra en la Figura 2-9.

$$I_{mpp} = 176,6\lambda - 1,033 \quad (2.6)$$

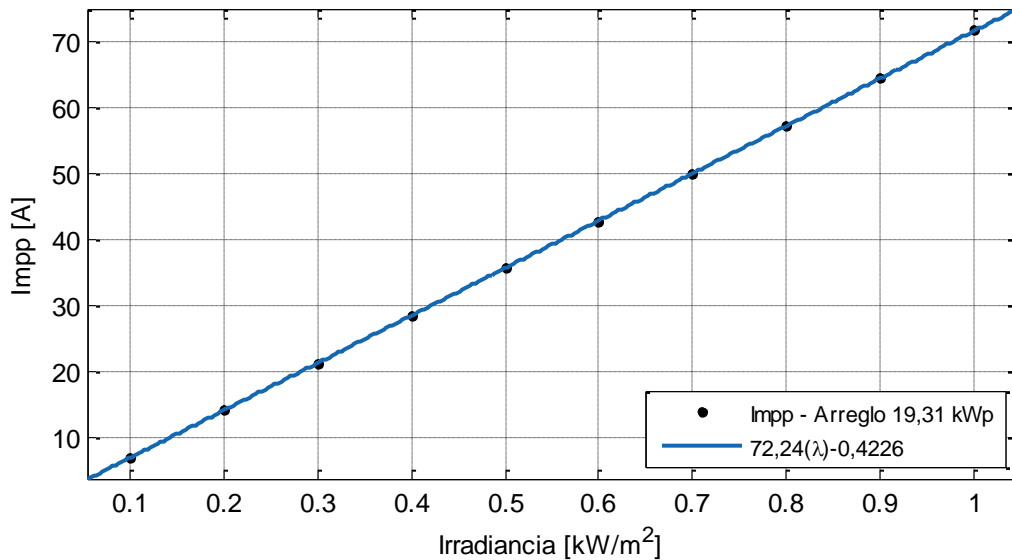
Figura 2-9. Corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para el arreglo de 47,21 kWp.



Para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp, la línea de tendencia de la corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia incidente se define según la Ecuación (2.7) y se ilustra en la Figura 2-10.

$$I_{mpp} = 72,24\lambda - 0,4226 \tag{2.7}$$

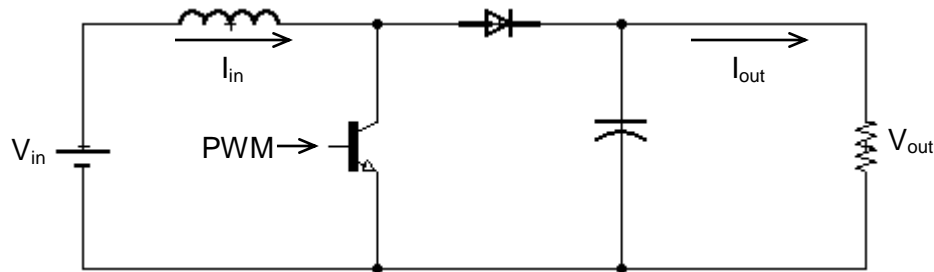
Figura 2-10. Corriente para el punto de máxima potencia en función de la irradiancia para el arreglo de 19,31 kWp.



### 2.2.3 Modelo del convertidor elevador DC-DC

Para el convertidor DC-DC se requiere de un convertidor elevador, puesto que el voltaje en circuito abierto de cada arreglo fotovoltaico es inferior al voltaje requerido para la integración a la red. El diseño del elevador DC-DC se encuentra ampliamente explicado en [30] y su topología se muestra en la Figura 2-11.

Figura 2-11. Topología del convertidor elevador DC-DC.



Dado que los cambios en la irradiancia incidente afectan la corriente entregada por el arreglo fotovoltaico y que fluye a través de la carga conectada a éste, el voltaje a la salida del arreglo también se ve afectado y por ende la potencia entregada por el mismo. Por esta razón se implementan algoritmos que rastrean el punto de máxima potencia y por medio de los cuales se busca que el arreglo opere a su máxima potencia posible u oscilando alrededor de ésta, con el fin de aportar a la red eléctrica toda la capacidad de potencia del arreglo.

Entre los algoritmos disponibles en la literatura [31], [32], se consulta lo correspondiente a los métodos *Perturb and Observe* (P&O) y *Hill Climbing* por su simplicidad y eficiencia reportada en la literatura consultada. Los algoritmos P&O y *Hill Climbing* consisten en alterar discretamente el voltaje de operación del arreglo fotovoltaico buscando mantener el punto de máxima potencia, con la diferencia que el método P&O actúa directamente sobre el voltaje de operación del arreglo fotovoltaico, mientras que el método *Hill Climbing* lo hace sobre el ciclo de trabajo del transistor del convertidor DC-DC [33].

Sin embargo, la implementación del modelo detallado de un elevador DC-DC, requiere de un alto costo computacional puesto que la frecuencia de muestreo empleada en la simulación debe ser superior a la frecuencia empleada por el modulador de ancho de

pulso (PWM en inglés, de *Pulse Width Modulator*) que controla al transistor, la cual es del orden de los kHz, implicando cientos de miles de muestras por cada segundo de simulación, lo cual puede no ser apropiado en todas las circunstancias dependiendo del equipo disponible para ejecutar análisis de simulaciones de varios minutos, debido a que la cantidad de memoria requerida y datos a analizar pueden representar una limitante.

Dado que con el modelo simplificado del convertidor no es factible implementar un algoritmo MPPT que actúe sobre el ciclo de trabajo del convertidor por la ausencia del transistor y del modulador de ancho de pulso, es necesario establecer previamente el comportamiento del voltaje y la corriente del panel para sus puntos de máxima potencia, según lo presentado en la sección 2.2.2.

Dado que para el estudio propuesto el análisis del sistema se realiza en estado estable, es válido omitir la respuesta transitoria del convertidor DC-DC, lo cual es un escenario apropiado para emplear un modelo simplificado basado en el estado estable del convertidor. En dicho modelo se asume que el control es lo suficientemente rápido como para alcanzar las condiciones de estado estable antes de que ocurra el fenómeno a observar, y su corriente de entrada  $I_{in}$  está definida por la Ecuación (2.8) [34]:

$$I_{in} = \frac{1}{\eta} \times \frac{V_{out} \times I_{out}}{V_{in}} \quad (2.8)$$

Donde el voltaje de entrada  $V_{in}$  y la corriente de entrada  $I_{in}$  son aquellos entregados por el arreglo fotovoltaico, los cuales idealmente corresponden con el voltaje de máxima potencia  $V_{mpp}$  y la corriente de máxima potencia  $I_{mpp}$  respectivamente para una irradiancia determinada. Con base en lo descrito anteriormente y despejando la corriente de salida  $I_{out}$  se obtiene la Ecuación (2.9):

$$I_{out} = \frac{\eta \times I_{in} \times V_{in}}{V_{out}} = \frac{\eta \times I_{mpp} \times V_{mpp}}{V_{out}} \quad (2.9)$$

El término  $\eta$  es la eficiencia del convertidor DC-DC, la cual para efectos del presente diseño se considera ideal al igualarla a 1 asumiendo que los componentes en el circuito son ideales y no presentan pérdidas. Dado que la corriente  $I_{out}$  es directamente

proporcional a la eficiencia del convertidor, suponer una eficiencia ideal ocasiona que la corriente obtenida a la salida del convertidor DC-DC sea la mayor posible, inyectando de esta manera mayor corriente a la red a través del inversor trifásico en la siguiente etapa del sistema.

El voltaje de salida  $V_{out}$  en el convertidor DC-DC equivale al voltaje del enlace de DC requerido a la entrada del inversor trifásico, y que es controlado en un valor constante para que no haya presencia de fluctuaciones en el nivel de voltaje a la salida del inversor. El valor del voltaje del enlace de DC se define a partir del voltaje RMS línea a línea requerido a la salida del inversor trifásico, el cual está dado por la Ecuación (2.10) [35]:

$$V_{RMS} = 0,8165 \times V_S \quad (2.10)$$

Donde  $V_S$  es el voltaje del enlace de DC a la entrada del inversor. Siendo 400 V el voltaje RMS línea a línea de la red modelada, el voltaje de salida del convertidor DC-DC se obtiene por medio de la Ecuación (2.11), despejando  $V_S$  de la Ecuación (2.10):

$$V_S = \frac{V_{RMS}}{0,8165} = \frac{400V}{0,8165} = 489,9V \quad (2.11)$$

A partir de la Ecuación (2.11) se define 489,9 V como el valor del voltaje  $V_{out}$  requerido a la salida del convertidor DC-DC. Reemplazando dicho valor en la Ecuación (2.9) y considerando una eficiencia ideal para el convertidor, la corriente de salida queda definida según la Ecuación (2.12):

$$I_{out} = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{489,9V} \quad (2.12)$$

Por medio de la Ecuación (2.12) se obtiene la corriente de salida del modelo simplificado del convertidor DC-DC para un arreglo fotovoltaico que opera en su punto de máxima potencia.

Reemplazando la Ecuación (2.5) y la Ecuación (2.6) en la Ecuación (2.12), se obtiene la expresión para la corriente de salida del convertidor DC-DC con control MPPT para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp:

$$I_{out} = \frac{(176,6\lambda - 1,033)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{489,9V} \quad (2.13)$$

Igualmente, reemplazando la Ecuación (2.5) y la Ecuación (2.7) en la Ecuación (2.12), se obtiene la expresión para la corriente de salida del convertidor DC-DC con control MPPT para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp:

$$I_{out} = \frac{(72,24\lambda - 0,4226)(29,59 \ln \lambda + 268,5)}{489,9V} \quad (2.14)$$

A partir de la Ecuación (2.13) y la Ecuación (2.14) se obtienen los valores de corriente consignados en la Tabla 2-7, los cuales corresponden a la corriente presente a la salida del convertidor DC-DC al tiempo que cada uno de los arreglos fotovoltaicos trabaja en su punto de máxima potencia encontrándose sometido a diferentes niveles de irradiancia.

Tabla 2-7. Corriente a la salida del convertidor DC-DC con MPPT para cada arreglo fotovoltaico.

Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	I <sub>out</sub> – Arreglo de 47,21 kWp [A]	I <sub>out</sub> – Arreglo de 19,31 kWp [A]
1,0	96,22	39,36
0,9	85,54	34,99
0,8	74,98	30,67
0,7	64,55	26,40
0,6	54,27	22,20
0,5	44,18	18,07
0,4	34,30	14,03
0,3	24,69	10,10
0,2	15,46	6,32
0,1	6,80	2,78

Las corrientes previamente presentadas se emplean como corrientes de entrada en la siguiente etapa, el inversor trifásico, para integrar los arreglos fotovoltaicos a la red como fuentes trifásicas de corriente según se describe en la siguiente sección.

### 2.2.4 Modelo del inversor trifásico de fuente de corriente

En esta sección se presenta el modelo del inversor trifásico de corriente requerido en la etapa final de la integración de los arreglos fotovoltaicos a la red de acuerdo con lo presentado previamente en la Figura 2-3, con el fin de que la corriente generada por el arreglo fotovoltaico sea transferida a la red eléctrica. Este inversor permite modelar el sistema de generación fotovoltaico como una fuente trifásica de corriente, de manera tal que la corriente entregada se mantiene constante independientemente de la carga en el inversor, manteniendo el punto de máxima potencia del arreglo fotovoltaico.

La corriente instantánea para la fase  $a$  entregada por un inversor trifásico se expresa con el término  $i_a$  según la Ecuación (2.15) [35]:

$$i_a = \sum_{n=1,3,5\dots}^{\infty} \frac{4I_{in}}{n\pi} \cos \frac{n\pi}{6} \sin n(\omega t + \varphi) \quad (2.15)$$

Donde para  $n = 1$  se obtiene la corriente instantánea de línea fundamental:

$$i_a = \frac{4I_{in}}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin(\omega t + \varphi) \quad (2.16)$$

Donde  $\varphi$  es el ángulo de fase e  $I_{in}$  es la corriente a la entrada del inversor trifásico, la cual a su vez es la corriente de salida del convertidor DC-DC definida en la Ecuación (2.13) y la Ecuación (2.14) para los arreglos fotovoltaicos de 47,21 kWp y 19,31 kWp respectivamente.

Las corrientes instantáneas  $i_b$  e  $i_c$ , correspondientes a la fase  $b$  y fase  $c$  respectivamente, se determinan a partir de la Ecuación (2.16) mediante el desplazamiento de fase de  $i_a$  en  $-2\pi/3$  y  $2\pi/3$ , como se detalla en las Ecuaciones (2.17) y (2.18):

$$i_b = \frac{4I_{in}}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin \left( \omega t + \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (2.17)$$

$$i_c = \frac{4I_{in}}{\pi} \cos \frac{\pi}{6} \sin \left( \omega t + \varphi + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (2.18)$$

Estas corrientes son el parámetro empleado como la amplitud de tres señales senoidales desfasadas entre sí en correspondencia con cada una de las tres fases de la red.

### 2.2.5 Validación del modelo de la fuente de corriente trifásica

A partir de las ecuaciones de la fuente trifásica de corriente y de los valores de corriente entregados por el convertidor DC-DC para los puntos de máxima potencia de los arreglos fotovoltaicos, se modela la fuente trifásica con un ángulo de fase  $\varphi = 0^\circ$  para observar su respuesta antes de su integración con el modelo de la red de distribución, tal que se valide el modelo planteado para llevar cabo el análisis de los huecos de voltaje una vez que esta fuente sea conectada a la red.

Para validar la respuesta de la fuente de corriente trifásica ante los cambios en la irradiancia incidente sobre cada arreglo fotovoltaico, se emplea una señal de irradiancia variable en el tiempo durante 0,5 segundos, con valores desde 0,1 kW/m<sup>2</sup> hasta 1 kW/m<sup>2</sup> con incrementos de 0,1 kW/m<sup>2</sup> cada 0,05 segundos, y se conecta una carga trifásica resistiva a la salida de la fuente.

Reemplazando  $I_{in}$  en las ecuaciones (2.16), (2.17), y (2.18) con los valores de corriente  $I_{out}$  presentados en la Tabla 2-7, se obtienen las diferentes amplitudes esperadas para la corriente que entrega la fuente trifásica de corriente en función de la irradiancia incidente sobre el arreglo fotovoltaico. Los valores resultantes se registran en la Tabla 2-8 y Tabla 2-9 para los arreglos fotovoltaicos de 47,21 kWp y 19,31 kWp respectivamente.

En la Figura 2-12 se presenta el resultado de la simulación del modelo del sistema de generación fotovoltaico como fuente trifásica de corriente con las ecuaciones correspondientes al arreglo de 47,21 kWp, las amplitudes señaladas se registran en la Tabla 2-8 y se validan calculando el porcentaje de error relativo al compararlas con las amplitudes obtenidas al resolver las ecuaciones. Este mismo procedimiento es llevado a

cabo con las ecuaciones del arreglo de 19,31 kWp, presentando los resultados en la Figura 2-13 y registrando las amplitudes en la Tabla 2-9, las cuales se validan calculando el porcentaje de error relativo con respecto a la solución de las ecuaciones.

El error relativo entre las amplitudes obtenidas por ambos métodos se calcula por medio de la Ecuación (2.19).

$$\text{Error relativo} = \frac{i_a \text{ calculada} - i_a \text{ simulada}}{i_a \text{ calculada}} \times 100 \quad (2.19)$$

Figura 2-12. Fuente trifásica de corriente para el arreglo fotovoltaico de 47,21 kWp.

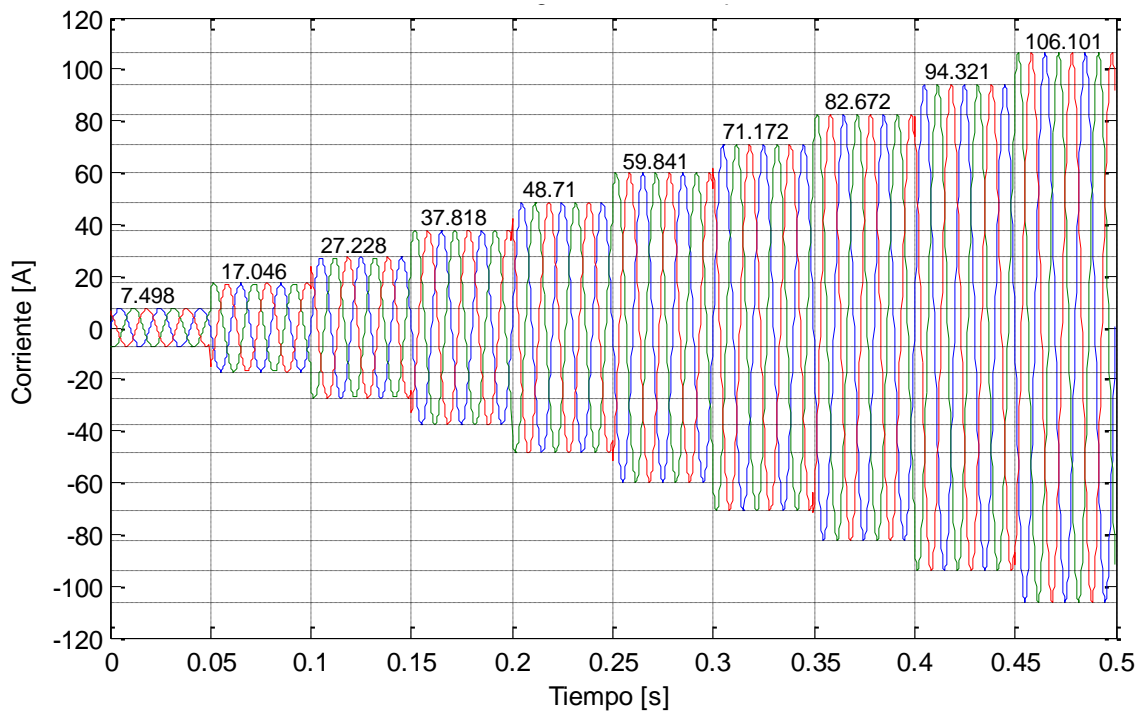


Tabla 2-8. Validación de la fuente trifásica de corriente para el arreglo de 47,21 kWp.

Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	$i_a$ calculada – Ecuación (2.16) [A]	$i_a$ simulada [A]	Error relativo [%]
1,0	106,102	106,101	0,00
0,9	94,321	94,321	0,00
0,8	82,673	82,672	0,00
0,7	71,172	71,172	0,00
0,6	59,842	59,841	0,00
0,5	48,710	48,710	0,00
0,4	37,818	37,818	0,00
0,3	27,228	27,228	0,00
0,2	17,046	17,046	0,00
0,1	7,499	7,498	0,01

Figura 2-13. Fuente trifásica de corriente para el arreglo fotovoltaico de 19,31 kWp.

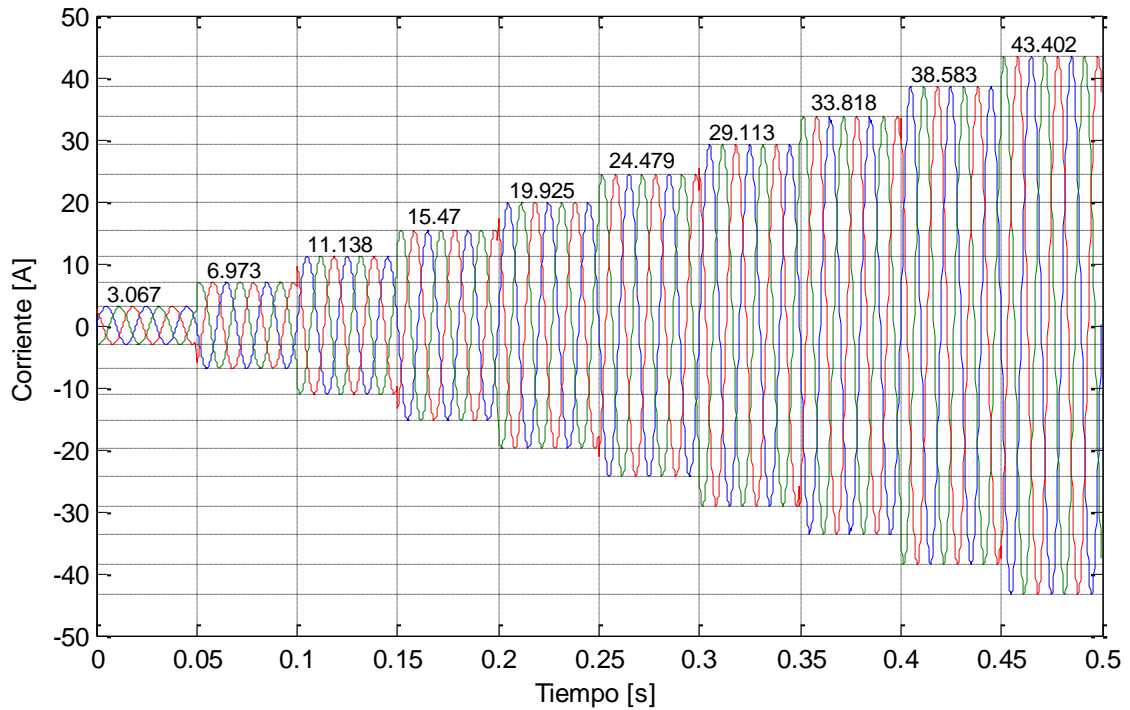


Tabla 2-9. Validación de la fuente trifásica de corriente para el arreglo de 19,31 kWp.

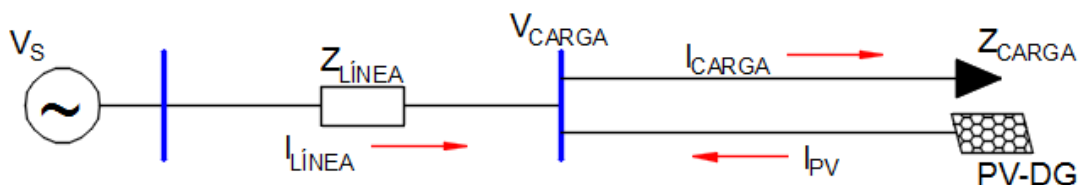
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	$i_a$ calculada – Ecuación (2.16) [A]	$i_a$ simulada [A]	Error relativo [%]
1,0	43,402	43,402	0,00
0,9	38,583	38,583	0,00
0,8	33,818	33,818	0,00
0,7	29,114	29,113	0,00
0,6	24,479	24,479	0,00
0,5	19,925	19,925	0,00
0,4	15,470	15,470	0,00
0,3	11,138	11,138	0,00
0,2	6,973	6,973	0,00
0,1	3,067	3,067	0,01

A partir de los porcentajes de error obtenidos en la Tabla 2-8 y la Tabla 2-9, se observa que dicho porcentaje es prácticamente igual para los modelos implementados y que éstos a su vez sólo presentan variaciones máximas del 0,01%. Al obtener la misma respuesta del modelo de la fuente para los dos casos de los arreglos fotovoltaicos, con porcentajes de error relativo bajos, se concluye que el modelo es válido y apropiado para su implementación con el modelo de la red de distribución.

### 2.3 Integración del sistema de generación fotovoltaico a la red de distribución

Un sistema de generación fotovoltaico representado como una fuente de corriente y que se encuentra conectado a un sistema de distribución en el mismo nodo de una carga determinada, puede representarse por medio del diagrama de la Figura 2-14:

Figura 2-14. Diagrama unifilar de un sistema con generación distribuida fotovoltaica.



A partir de este diagrama, las corrientes antes de la inserción de la generación fotovoltaica están definidas según la Ecuación (2.20):

$$\frac{V_S - V_{CARGA}}{Z_{LÍNEA}} = \frac{V_{CARGA}}{Z_{CARGA}} \quad (2.20)$$

Despejando el voltaje en el nodo de la carga  $V_{CARGA}$  se obtiene la Ecuación (2.21):

$$V_{CARGA} = \frac{V_S Z_{CARGA}}{Z_{LÍNEA} + Z_{CARGA}} \quad (2.21)$$

Una vez conectado el sistema de generación fotovoltaico, las corrientes se definen por la Ecuación (2.22):

$$\frac{V_S - V_{CARGA}}{Z_{LÍNEA}} + I_{PV} = \frac{V_{CARGA}}{Z_{CARGA}} \quad (2.22)$$

Despejando  $V_{CARGA}$  se obtiene la Ecuación (2.23):

$$V_{CARGA} = \frac{Z_{CARGA}(V_S + I_{PV}Z_{LÍNEA})}{Z_{LÍNEA} + Z_{CARGA}} \quad (2.23)$$

Con el fin de observar el efecto que tiene la corriente aportada por el sistema de generación fotovoltaico sobre el voltaje de la carga, se toma un segmento de línea de 350 metros con valores de línea correspondientes a la secuencia positiva de segmento OL1 tomados de la Tabla 2-2, y se toma la carga de 25 kVA con factor de potencia de 0.85 en atraso. Siendo 25 kVA la potencia base definida para el sistema, y  $V_S = 400$  V el voltaje base definido para el sistema, el valor de la impedancia base se define según la Ecuación (2.24) y a partir de ésta se obtienen los valores en p.u para las impedancias seleccionadas según se registra en la Tabla 2-10.

$$Z_{BASE} = \frac{(400V)^2}{25000VA} = 6.4\Omega \quad (2.24)$$

Tabla 2-10. Valores de impedancias para

Impedancia	Valor nominal [Ω]	Valor en p.u [p.u]
$Z_{LÍNEA} = Z_1^{0L1} \times 0.35 \text{ km}$	$0.0892 + j0.1214$	$0.0139 + j0.0190$
$Z_{CARGA} = Z_{0.85 \text{ lag}}^{25kVA}$	$5.4400 + j3.3714$	$0.8500 + j0.5268$

A partir del valor de  $Z_{BASE}$ , se puede conocer el valor de la corriente base por medio de la Ecuación (2.25):

$$I_{BASE} = \frac{400V}{6.4\Omega} = 62.5A \quad (2.25)$$

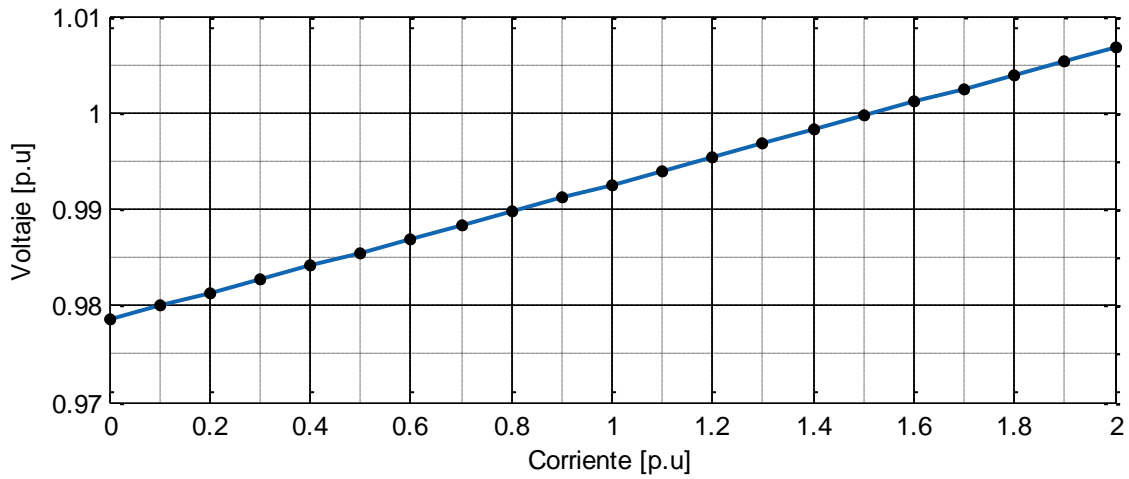
Tomando los valores de impedancias y voltajes definidos previamente, al resolver la Ecuación (2.21) se obtiene  $V_{CARGA}$  antes de la presencia de la generación fotovoltaica:

$$V_{CARGA} = 0.9786 - j0.0084 = 0.9786e^{-j0.0086}$$

Para resolver la Ecuación (2.23), se varía la corriente aportada por el sistema de generación fotovoltaico  $I_{PV}$  en un rango de 0 a 2 p.u con intervalos de 0.1 p.u. Adicionalmente, con el fin de representar un sistema de generación fotovoltaico que opere con factor de potencia unitario, es decir, un sistema en el cual la corriente de salida del inversor fotovoltaico esté en fase con el voltaje en el nodo de conexión [6], se define para  $I_{PV}$  un ángulo de desfase de  $-0.0086$  rad, el cual corresponde al ángulo de desfase que presenta  $V_{CARGA}$  antes de la inserción de la generación fotovoltaica.

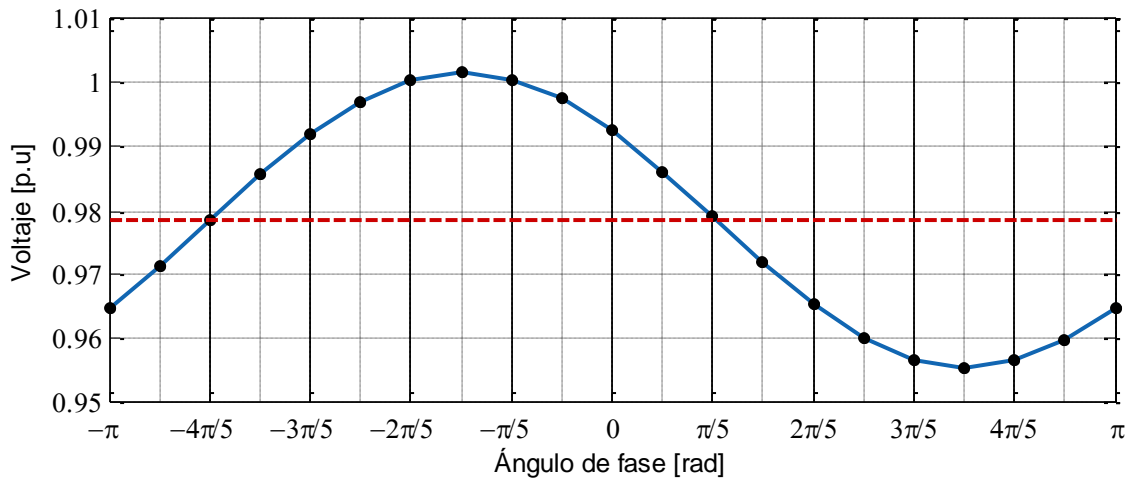
La Figura 2-15, resultante del procedimiento descrito previamente, ilustra un aumento lineal en la magnitud de  $V_{CARGA}$  proporcional al aumento del valor de la magnitud de  $I_{PV}$ , por medio de lo cual se concluye que el voltaje en un nodo que cuenta con generación fotovoltaica aumenta a medida que aumenta la corriente entregada por un sistema de generación fotovoltaico con factor de potencia unitario.

Figura 2-15. Aumento de la magnitud de  $V_{CARGA}$  en función de la magnitud de  $I_{PV}$ .



Sin embargo, este comportamiento es variable en función del ángulo de fase del sistema de generación fotovoltaico, lo cual se observa en la Figura 2-16 obtenida al resolver la Ecuación (2.23) para una corriente  $I_{PV}$  con magnitud 1 p.u constante y con ángulo de fase variable desde  $-\pi$  hasta  $\pi$  con intervalos de  $\pi/10$ .

Figura 2-16. Variación de la magnitud de  $V_{CARGA}$  en función del ángulo de fase de  $I_{PV}$ .



En aplicaciones comerciales, es posible encontrar inversores para sistemas fotovoltaicos que ofrecen un factor de potencia unitario pero que a la vez puede ser ajustable, como es el caso de los inversores PVI 50/60 TL fabricados por YASKAWA SOLECTRIA SOLAR, para los cuales el factor de potencia se puede ajustar desde 0.8 en adelante hasta 0.8 en atraso.

La selección del factor de potencia depende del objetivo de la implementación del sistema de generación fotovoltaico y de las condiciones de la red. Por ejemplo, mientras en [12] se propone la operación de los inversores fotovoltaicos con factores de potencia en adelante, absorbiendo reactivos, para mitigar las elevaciones y fluctuaciones de voltaje ocasionadas por la generación distribuida fotovoltaica, en [6] se recomienda operar con factor de potencia unitario cuando se cuenta con altos niveles de penetración dado que se pueden incrementar las probabilidades de creación de islas o *islanding*. Para efectos del desarrollo de esta tesis, se emplean sistemas de generación fotovoltaicos con factor de potencia unitario con el fin de efectuar los análisis sin aportar ni absorber reactivos del sistema de distribución.

Por medio de los modelos presentados en este capítulo se dispone del modelo de referencia (*benchmark*) requerido para el análisis de los huecos de voltaje en una red de distribución con generación distribuida fotovoltaica, así como de un modelo simplificado de un sistema de generación fotovoltaico con control MPPT para conexión al modelo de la red. En el siguiente capítulo se presenta la aplicación el modelo de la red de distribución con cuatro casos de estudio para diferentes escenarios de generación distribuida fotovoltaica.

### **3. Casos de estudio y presentación de resultados**

En el desarrollo de este capítulo se presentan cuatro casos de estudio a partir de los cuales se caracterizan los huecos de voltaje presentes en el modelo de referencia seleccionado frente a diferentes eventos que alteran las condiciones normales de operación de la red, tales como fallas eléctricas monofásicas y cambios de irradiancia, antes y después de la inserción de la generación distribuida fotovoltaica al sistema, en línea con los objetivos 4.2.3, 4.2.4 y 4.2.5 del proyecto de tesis.

La observación y análisis del comportamiento del fenómeno de los huecos de voltaje, requerida para la caracterización de los mismos, se efectúa bajo diferentes condiciones que afectan la capacidad de generación de los paneles fotovoltaicos y la forma en que la generación distribuida fotovoltaica interactúa con la red eléctrica. Para el objetivo de esta investigación, las condiciones se limitan a: la respuesta ante la presencia de fallas monofásicas en el alimentador principal, cambios en la irradiancia incidente sobre la superficie de los arreglos siendo esta homogénea sobre los mismos, cambios en los niveles de penetración, cambios en la ubicación de los paneles, y cambios en el nivel de cortocircuito de la fuente equivalente.

El nivel de penetración se define como la relación entre la potencia pico de la generación fotovoltaica instalada y la máxima carga vista desde el PCC en el alimentador principal [6]. A partir de esta relación, considerando que la potencia activa total de las cargas es de 100,64 kW, la generación fotovoltaica de 47,21 kWp representa un nivel de penetración del 46,91%, mientras que la generación fotovoltaica de 19,31 kWp representa un nivel de penetración del 19,19%, obteniéndose un nivel de penetración del 66,10% cuando ambos arreglos están conectados a la red. Para efectos del presente

estudio, se seleccionan estos niveles considerando los niveles de penetración sugeridos en la literatura [6] asociados a la aparición de fenómenos de calidad de la potencia.

La ubicación de la generación distribuida fotovoltaica se establece en el nodo 14 por ser en el cual se encuentra la carga que demanda más de la mitad de la potencia en el sistema, y en el nodo 17 por ser el nodo en el cual se encuentra la carga más lejana desde el alimentador principal.

Puesto que el *benchmark* tomado como referencia no establece el nivel de cortocircuito de la fuente equivalente, en la sección a continuación se lleva a cabo un análisis de sensibilidad con el fin de definir dicho nivel para conocer el comportamiento del sistema en condiciones normales de operación, esto es, sin presencia de fallas ni de generación distribuida fotovoltaica.

Posteriormente, se presentan a continuación cuatro casos de estudio para la observación de los cambios en la calidad de la potencia, limitada al fenómeno de huecos de voltaje, cuando se cuenta con generación distribuida fotovoltaica en una red residencial.

Los resultados presentados son observados en el nodo PCC y en los cinco nodos de carga, considerando que es en estos últimos donde los usuarios perciben la calidad del servicio y donde hay presencia de generación fotovoltaica cuando el mismo usuario asume el rol de generador al implementar los arreglos fotovoltaicos para satisfacer su propia demanda total o parcialmente, afectando potencialmente la calidad del consumo.

### **3.1 Selección del nivel de cortocircuito de la fuente**

El análisis de sensibilidad mencionado previamente, se efectúa contrastando el nivel de voltaje en los nodos donde se encuentran conectadas las cargas y en el punto de conexión común al variar el nivel de cortocircuito de la fuente, desde un nivel cercano a la máxima demanda del alimentador, que es de 118,4 kVA, hasta un nivel muy alto en representación de una fuente con capacidad infinita.

A partir de las consideraciones descritas anteriormente, se define el nivel de cortocircuito mínimo en 200 kVA, lo cual representa un sistema cargado al 68,9%. El nivel se aumenta a partir de este valor hasta encontrar una lectura en la que el nivel de voltaje en todos los nodos sea superior a 0,9 p.u de manera tal que en ninguno de los nodos se presente un hueco de voltaje en condiciones normales de operación. Posteriormente, el nivel es aumentado a valores más elevados con el fin de observar qué tan altos pueden ser los niveles de voltaje en el sistema si el nivel de cortocircuito de la fuente fuera muy superior a la máxima demanda y analizar posteriormente el efecto que tiene el nivel de cargabilidad sobre los huecos de voltaje. El resumen de los niveles de CC (cortocircuito) revisados y las lecturas obtenidas en los nodos para cada caso se registra en la Tabla 3-1 al tiempo que se ilustra en la Figura 3-1.

Figura 3-1. Comparativo del voltaje RMS en los nodos para diferentes niveles de cortocircuito de la fuente equivalente.

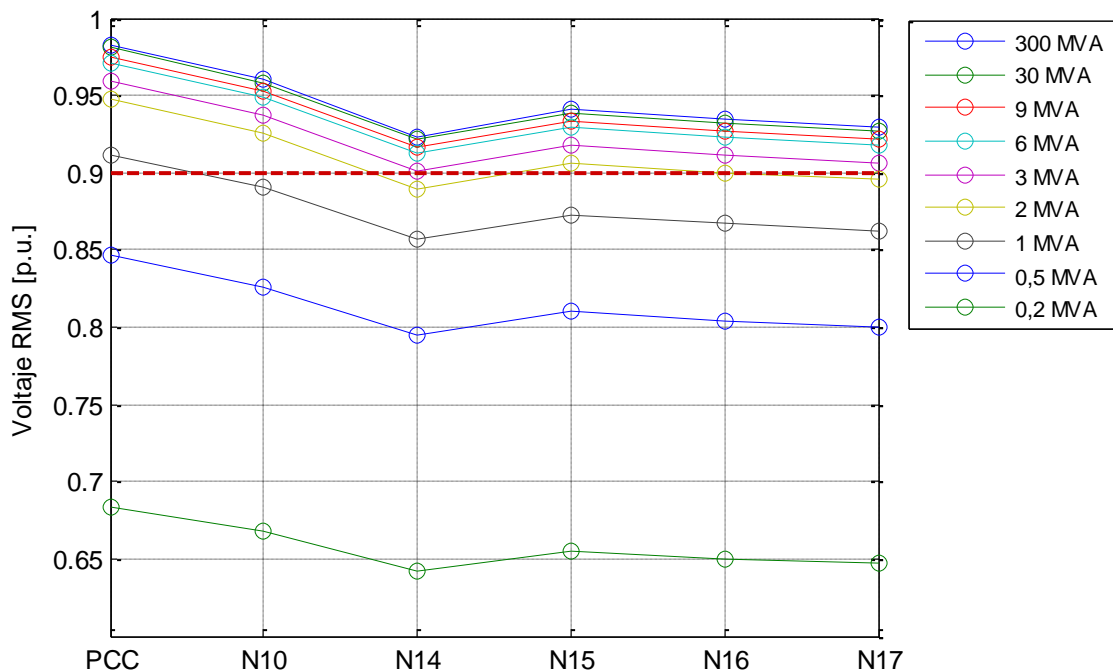


Tabla 3-1. Voltaje RMS (p.u) en los nodos para diferentes niveles de CC de la fuente.

Nivel CC de la Fuente	Nodo PCC	Nodo 10	Nodo 14	Nodo 15	Nodo 16	Nodo 17
300 MVA	0,9830	0,9602	0,9235	0,9409	0,9345	0,9294
30 MVA	0,9808	0,9581	0,9214	0,9388	0,9324	0,9273
9 MVA	0,9751	0,9525	0,9160	0,9334	0,9270	0,9219
6 MVA	0,9710	0,9485	0,9122	0,9295	0,9232	0,9181
3 MVA	0,9589	0,9367	0,9008	0,9179	0,9117	0,9066
2 MVA	0,9470	0,9250	0,8896	0,9064	0,9003	0,8953
1 MVA	0,9119	0,8908	0,8567	0,8729	0,8670	0,8622
0,5 MVA	0,8461	0,8265	0,7949	0,8099	0,8044	0,8000
0,2 MVA	0,6841	0,6683	0,6427	0,6549	0,6504	0,6468

A partir de lo anterior, para efectos del estudio de los huecos de voltaje causados por la generación distribuida fotovoltaica, el nivel de cortocircuito de la fuente definido en 3 MVA es el seleccionado para el primer caso de estudio puesto que representa la condición de un sistema robusto al ser el nivel más bajo con el cual no se tiene presencia del fenómeno objeto de estudio antes de insertar los arreglos fotovoltaicos.

### 3.2 Caso 1 – Presencia de fallas monofásicas en el alimentador principal antes de la generación distribuida fotovoltaica

Con el fin de caracterizar los huecos de voltaje presentes en el modelo de referencia seleccionado frente a fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal, antes de la inserción de generación distribuida fotovoltaica, la simulación del modelo se corre con la aparición de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal en la fase a con ausencia de generación distribuida fotovoltaica en la red, teniendo un nivel de cortocircuito de la fuente definido en 3 MVA.

Para ello, el sistema modelado cuenta con fallas monofásicas a tierra en cada uno de los nodos del alimentador principal, las cuales producen huecos de voltaje sobre las señales de voltaje de las tres fases. Las fallas se modelan con una resistencia de  $1\text{m}\Omega$  y se introducen desde el PCC hasta el nodo 9, en ese mismo orden, mientras que entran y se

despejan en diferentes intervalos de tiempo con el fin de visualizar el hueco de voltaje causado por cada falla de manera independiente y sin traslapar los transitorios que se hacen presentes en los límites de tiempo de cada falla. Las fallas se encuentran configuradas con una duración de 2 segundos e igualmente el intervalo de tiempo que transcurre desde el despeje de una falla hasta la entrada de la falla siguiente. Tanto el tiempo de duración como el tiempo de transición entre fallas es definido a partir de observaciones realizadas sobre el perfil de voltaje de las tres fases de manera que el sistema alcance a estabilizarse nuevamente y se despeje el transitorio ocasionado por la entrada y salida de cada falla.

Los perfiles del voltaje RMS de la fase fallada observados en los seis nodos, son los tomados como caso base para comparar las situaciones donde además de las fallas está presente la generación distribuida fotovoltaica, considerando diferentes niveles de penetración, diferentes ubicaciones y distribuciones como se detalla en el siguiente caso, manteniendo el nivel de cortocircuito de la fuente en 3 MVA. El perfil de comparación tomado de este caso de estudio se ilustra en las gráficas del siguiente caso y corresponde a las líneas indicadas con PVDG 0%, lo cual significa que la línea señalada tiene un nivel de penetración de generación distribuida fotovoltaica del 0%.

### **3.3 Caso 2 – Generación distribuida fotovoltaica con presencia de fallas monofásicas en el alimentador principal**

Con el fin de caracterizar los huecos de voltaje presentes en el modelo de referencia seleccionado frente a fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal, después de la inserción de generación distribuida fotovoltaica, la simulación del modelo se corre considerando el mismo sistema de fallas descrito en el caso anterior, y adicionalmente con diferentes niveles de penetración, diferentes distribuciones de los generadores fotovoltaicos y diferente ubicación para los generadores, para lo cual se plantean las siguientes situaciones manteniendo un nivel de cortocircuito de la fuente de 3 MVA.

- Aparición de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal con generación fotovoltaica de 47,21 kWp conectada al nodo 14. Esta capacidad de generación es definida considerando que la fuente conectada a dicho nodo genera casi toda la

potencia requerida para la carga de 57 kVA presente en el mismo, representando a su vez un nivel de penetración del 46,91%.

- Aparición de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal con generación fotovoltaica de 47,21 kWp conectada al nodo 17, representando un nivel de penetración del 46,91% en el nodo más lejano desde el PCC a la vez que esa capacidad de generación supera la demanda de la carga en dicho nodo, aportando potencia hacia las demás cargas de la red.
  
- Aparición de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal con generación fotovoltaica de 19,31 kWp conectada al nodo 17. Esta capacidad de generación es definida considerando que la fuente conectada a dicho nodo genera casi toda la potencia requerida para la carga de 25 kVA presente en el mismo, representando a su vez un nivel de penetración del 19,19%.
  
- Aparición de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal con generación fotovoltaica de 19,31 kWp conectada al nodo 14, representando un nivel de penetración del 19,19% que sólo abastece parcialmente la potencia en el nodo con mayor demanda en el sistema.
  
- Aparición de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal con generación fotovoltaica de 47,21 kWp conectada al nodo 14 y con generación fotovoltaica de 19,31 kWp conectada al nodo 17, representando un nivel de penetración del 66,10% a la vez que cada arreglo satisface casi toda la demanda de las cargas presentes en los nodos a los cuales se encuentran conectados.
  
- Aparición de fallas monofásicas a lo largo del alimentador principal con generación fotovoltaica de 19,31 kWp conectada al nodo 14 y con generación fotovoltaica de 47,21 kWp conectada al nodo 17, representando un nivel de penetración del 66,10% a la vez que la demanda en el nodo 14 se satisface parcialmente mientras el arreglo en el nodo 17 aporta más de la potencia demandada en dicho nodo.

Desde la Figura 3-2 hasta la Figura 3-7, se ilustra el cambio del voltaje de la fase fallada en cada nodo de observación en función de la distancia de la falla presente a lo largo del alimentador principal. Las líneas indicadas con PVDG 0% son los resultados tomados del caso 1 y que representan el punto de comparación, al corresponder al escenario base con un nivel de penetración del 0% de generación distribuida fotovoltaica. Adicionalmente, por medio de las líneas rojas punteadas se señala el rango de la magnitud de voltaje típica de los huecos de voltaje según lo descrito en la Tabla 1-2.

A partir de los resultados consolidados en estas gráficas, es posible observar que para una red de distribución radial, el nivel de penetración de la generación distribuida fotovoltaica no afecta notablemente la profundidad de los huecos de voltaje cuando hay fallas monofásicas a tierra presentes en el alimentador principal, en comparación con el caso tradicional en el cual las fallas se presentan sin generación distribuida. Del mismo modo, las diferentes distribuciones y ubicaciones de los arreglos fotovoltaicos representan cambios de muy bajo porcentaje en los niveles de profundidad de los huecos de voltaje.

En las variaciones de la magnitud del voltaje de los nodos observados en la Figura 3-2 hasta la Figura 3-7, es de resaltar que siempre se presenta una interrupción de voltaje cuando la falla se encuentra ubicada aguas arriba del nodo de observación, y que sólo se sale del rango de interrupción hacia el rango de hueco de voltaje cuando la falla sobrepasa la distancia desde el PCC en comparación con la distancia a la cual se encuentra el nodo observado. Como el nodo PCC es el primero del alimentador, en la Figura 3-2 se aprecia que éste sólo se encuentra en interrupción de voltaje cuando la falla se encuentra en dicho nodo, mientras que como el nodo 17 es el nodo más lejano del alimentador, la falla siempre se ubica aguas arriba o en este mismo, razón por la cual en la Figura 3-7 se observa que ese nodo siempre está en interrupción de voltaje.



Figura 3-4. Voltaje RMS en el nodo 14 en función de la distancia de falla.

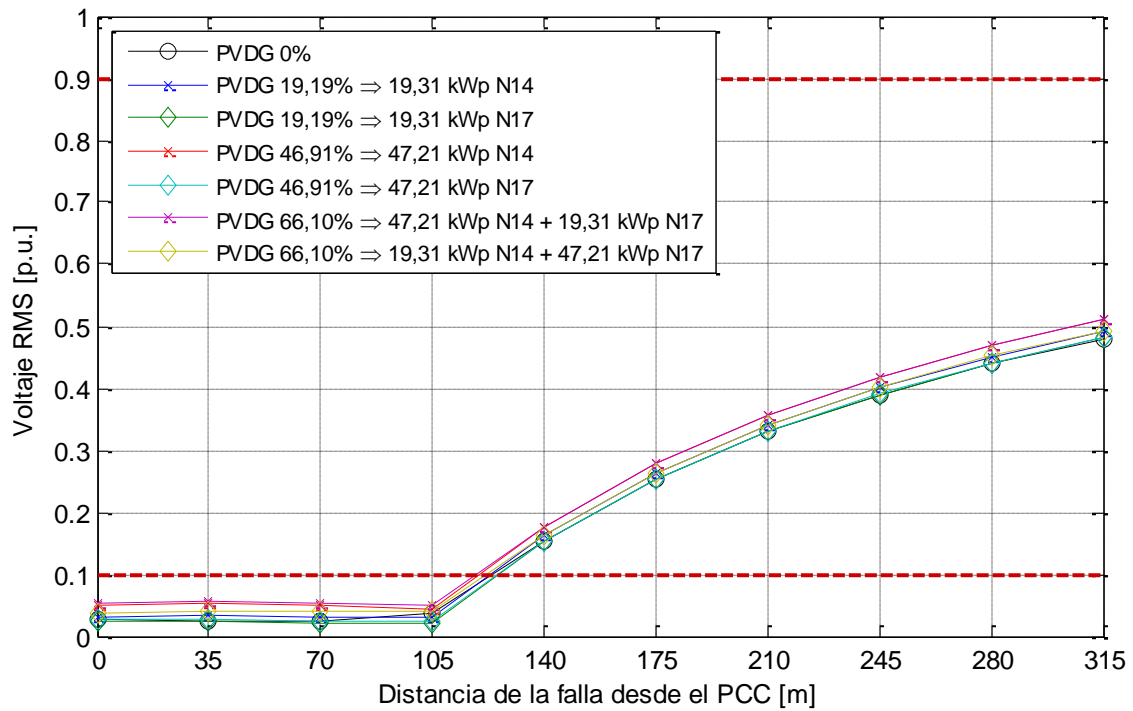
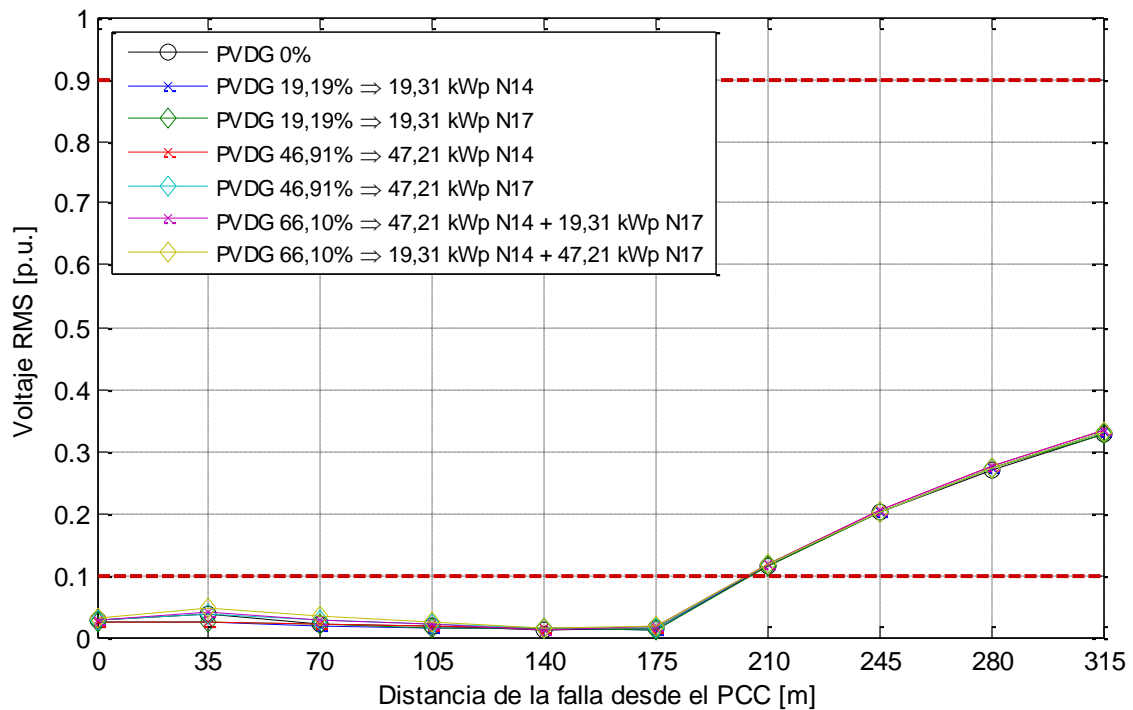


Figura 3-5. Voltaje RMS en el nodo 15 en función de la distancia de falla.





### **3.4 Caso 3 – Generación distribuida fotovoltaica con cambios en la irradiancia incidente sobre la superficie de los paneles**

Con el fin de caracterizar los huecos de voltaje presentes en el modelo de referencia seleccionado, después de la inserción de generación distribuida fotovoltaica cuando se presenta una reducción en la irradiancia incidente sobre los arreglos fotovoltaicos ocasionada por el paso de nubes, se consideran los mismos niveles de penetración, las mismas distribuciones y las mismas ubicaciones de los generadores fotovoltaicos descritas para el caso anterior manteniendo un nivel de cortocircuito de la fuente de 3 MVA, pero esta vez en lugar de las fallas insertadas sistemáticamente, se inserta una irradiancia variable a la entrada de los arreglos fotovoltaicos desde un nivel de  $0,1 \text{ kW/m}^2$  hasta un nivel de  $1 \text{ kW/m}^2$  con incrementos de  $0,1 \text{ kW/m}^2$  cada medio segundo durante 5 segundos.

Desde la Figura 3-8 hasta la Figura 3-13 se ilustra el cambio del voltaje en cada nodo de observación en función de la irradiancia presente sobre la superficie de los arreglos fotovoltaicos. A partir de estas gráficas, se puede observar cómo el nivel de voltaje aumenta linealmente en todos los nodos de observación a medida que aumenta el nivel de la irradiancia, siendo más pronunciada su elevación para los casos que presentan mayor nivel de penetración. Cuando la irradiancia está en su mayor nivel, el aumento de voltaje es de 0,01 p.u para un nivel de penetración del 19,19%, mientras que éste se hace hasta cuatro veces mayor para el nivel de penetración del 66,10%.

Particularmente en la Figura 3-8 y la Figura 3-9, correspondientes al nodo PCC y al nodo 10 respectivamente, se observa que los cambios de distribución para cada nivel de penetración no afectan los perfiles de voltaje, lo cual permite deducir que siempre que la generación distribuida se encuentre instalada aguas abajo de los nodos de observación, las cargas en dichos nodos no perciben afectaciones causadas por la forma en que la generación fotovoltaica se encuentre distribuida en la red. En estos nodos además, se presenta aumento del voltaje bajo todas las circunstancias evaluadas y no hay presencia de huecos de voltaje.

En la Figura 3-11 y la Figura 3-12, correspondientes a los nodos 15 y 16 respectivamente, los cuales cuentan con la particularidad de estar ubicados en medio de los dos nodos en los cuales se encuentra instalada la generación distribuida fotovoltaica, se observa poca variación en los niveles de voltaje en función de la distribución cuando el nivel de penetración es del 19,19%. Sin embargo, se observa cierta relevancia de la distribución a partir del nivel de penetración del 46,91% ya que el aumento de voltaje se hace más pronunciado cuando el nodo de instalación es el 17 en lugar del 14, o cuando el sistema de generación fotovoltaico de mayor potencia pico se encuentra en el nodo 17 en vez del 14 cuando hay generación instalada en ambos nodos. En dichos escenarios, la generación del nodo 17 está aportando más potencia que la requerida por la carga allí conectada, por lo que el excedente fluye hacia el alimentador principal y se transfiere hacia las demás cargas, siendo el nodo 16 el más cercano al lugar donde se está generando el excedente de potencia mencionado y por ende el más afectado.

En la Figura 3-10 y la Figura 3-13, correspondientes a los nodos 14 y 17 respectivamente, los cuales cuentan con la instalación de la generación distribuida fotovoltaica, se observa cómo cobra mayor relevancia la distribución de los arreglos fotovoltaicos sobre el nivel de penetración, haciéndose mayores los aumentos de voltaje en estos nodos cuando la generación fotovoltaica se encuentra instalada en el nodo de observación, o cuando el nodo observado es el que cuenta con el sistema fotovoltaico de mayor potencia con respecto al otro nodo cuando en ambos hay generación instalada. Un ejemplo de lo anterior se observa en la Figura 3-10, al obtenerse mayores aumentos de voltaje con una penetración del 19,19% instalada en el nodo 14 en comparación con el escenario en el que se cuenta con una penetración del 46,91% instalada en el nodo 17. Otro ejemplo puede observarse en la Figura 3-13, obteniéndose mayores aumentos de voltaje cuando la penetración es del 46,91% instalada en el nodo 17 en comparación con los aumentos de voltaje cuando el nivel de penetración es del 66,10% y la mayor capacidad de generación está instalada en el nodo 14.



Figura 3-10. Voltaje RMS en el nodo 14 en función de la irradiancia.

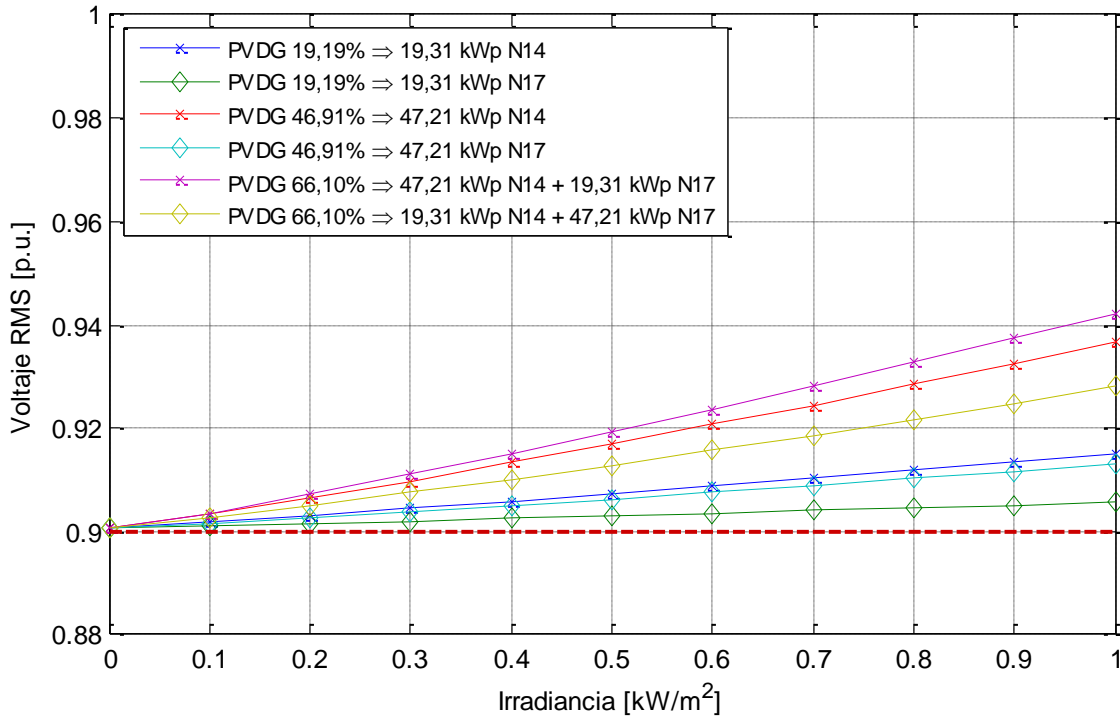


Figura 3-11. Voltaje RMS en el nodo 15 en función de la irradiancia.

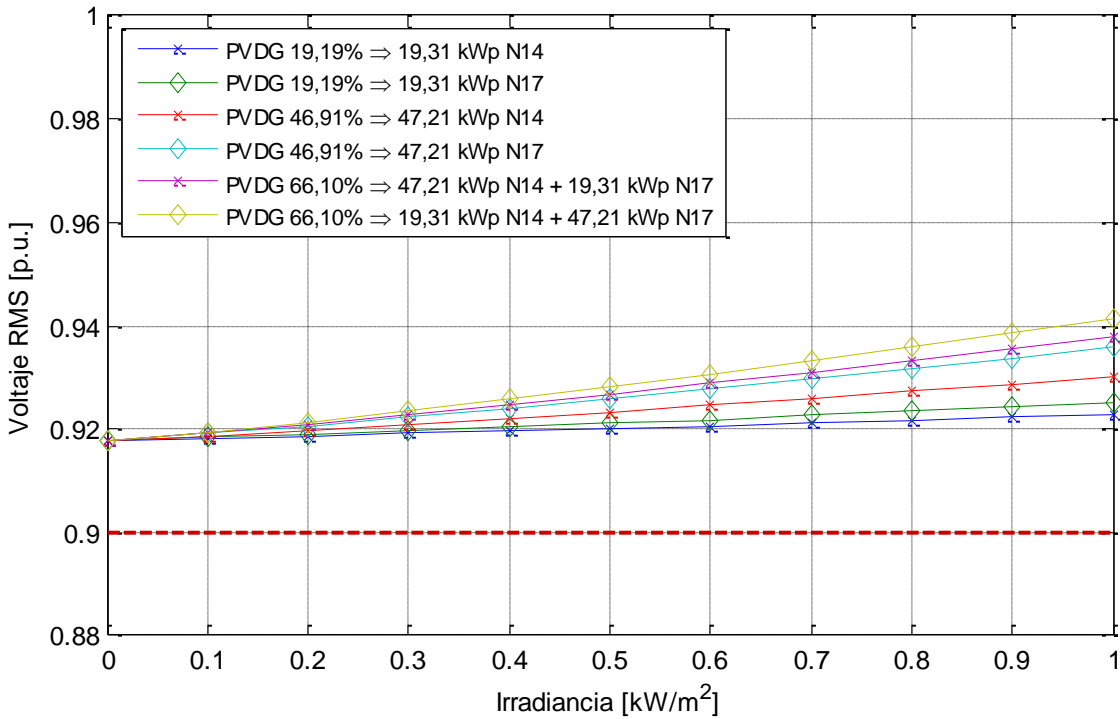


Figura 3-12. Voltaje RMS en el nodo 16 en función de la irradiancia.

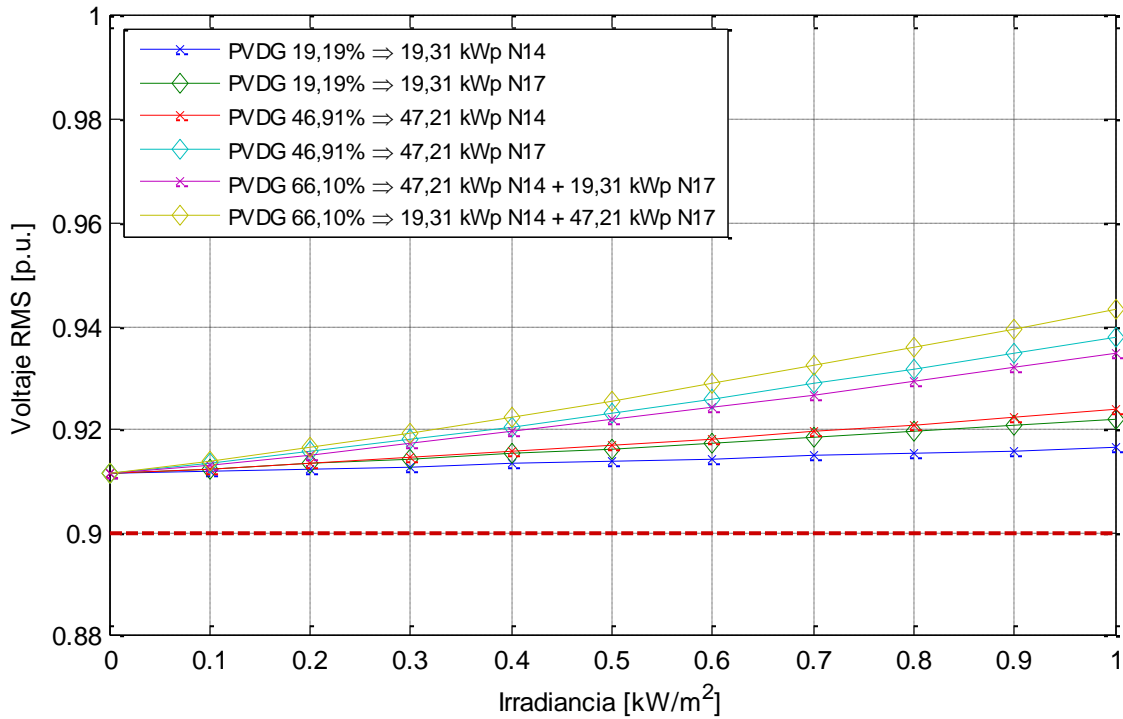
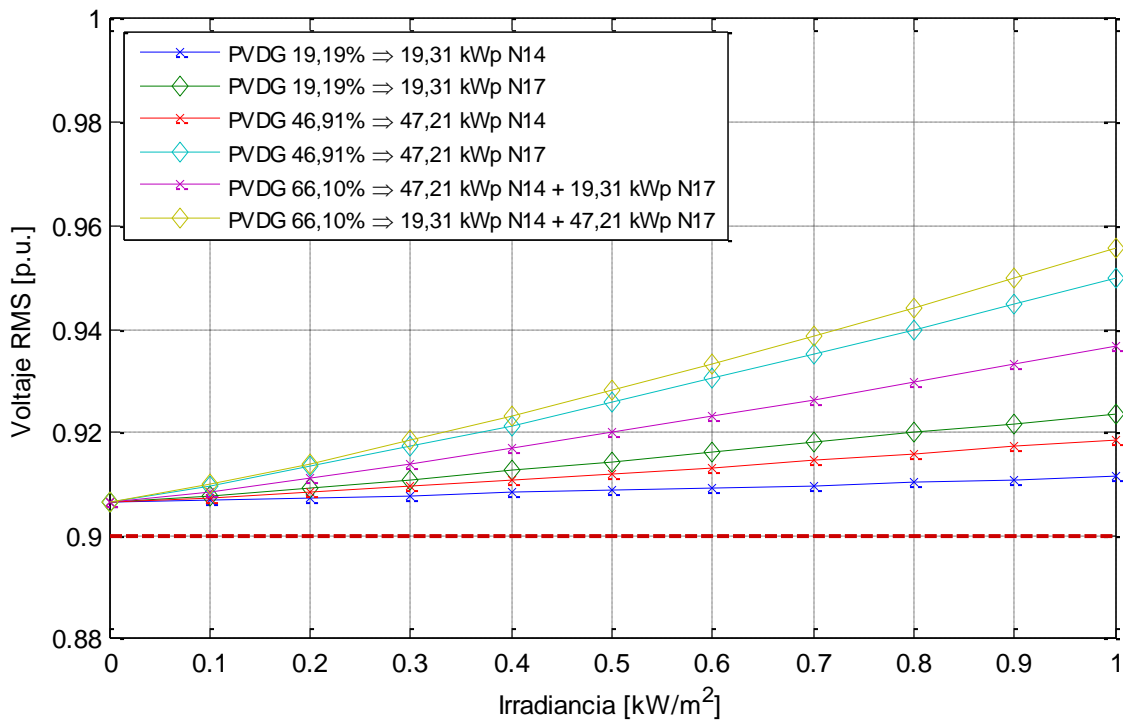


Figura 3-13. Voltaje RMS en el nodo 17 en función de la irradiancia.



### **3.5 Caso 4 – Generación distribuida fotovoltaica con cambios en la irradiancia para diferentes niveles de cortocircuito de la fuente**

Con el fin de determinar si el efecto de la generación distribuida fotovoltaica varía en función del nivel de corto circuito de la fuente, todos los escenarios de generación son evaluados nuevamente para una fuente con niveles de cortocircuito de 1 MVA, 2 MVA y 6 MVA, adicional al nivel de cortocircuito de 3 MVA definido previamente. Considerando el comportamiento lineal observado en el caso 3 para los voltajes en cada nodo en función de la irradiancia, en este caso de estudio los escenarios se evalúan sólo para las irradiancias de  $0 \text{ kW/m}^2$  y  $1 \text{ kW/m}^2$  con el fin de comparar los perfiles de voltaje entre el escenario sin generación y el que ocasiona la máxima variación del nivel de voltaje.

A partir de los resultados obtenidos en el caso 3, en la Figura 3-16 se consolidan los perfiles del voltaje RMS antes de la inserción de la generación distribuida fotovoltaica junto con los perfiles para todos los casos después de la inserción cuando la irradiancia es de  $1 \text{ kW/m}^2$ , para la cual el aumento de voltaje en cada nodo es máximo con respecto a la condición inicial de la red. Desde la Figura 3-14 hasta la Figura 3-17 se presentan los perfiles del voltaje RMS para los demás niveles de cortocircuito evaluados.

En las gráficas se observa cómo la variación de los perfiles de voltaje es menor, con respecto a cada escenario sin generación fotovoltaica, a medida que el nivel de cortocircuito de la fuente aumenta. Dado que la demanda total de las cargas del sistema es de 118,4 kVA, éste se encuentra cargado al 11,84%, 5,92%, 3,95% y 1,97% para los niveles de cortocircuito 1 MVA, 2 MVA, 3 MVA y 6 MVA respectivamente, observándose menor vulnerabilidad del sistema a medida que disminuye la cargabilidad total del mismo.

En la Figura 3-14 y la Figura 3-15 se observa que la generación fotovoltaica ayuda a mitigar e incluso desaparecer el fenómeno de huecos de voltaje cuando se cuenta con la irradiancia de  $1 \text{ kW/m}^2$ , pero con esto a su vez se depende de la intermitencia natural de ésta debido a que con reducciones en su nivel se ocasionan reducciones en los perfiles de voltaje de los nodos, perdiendo así parcialmente el aporte de la generación fotovoltaica y en consecuencia propiciándose la aparición de los huecos de voltaje.

Figura 3-14. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 1 MVA.

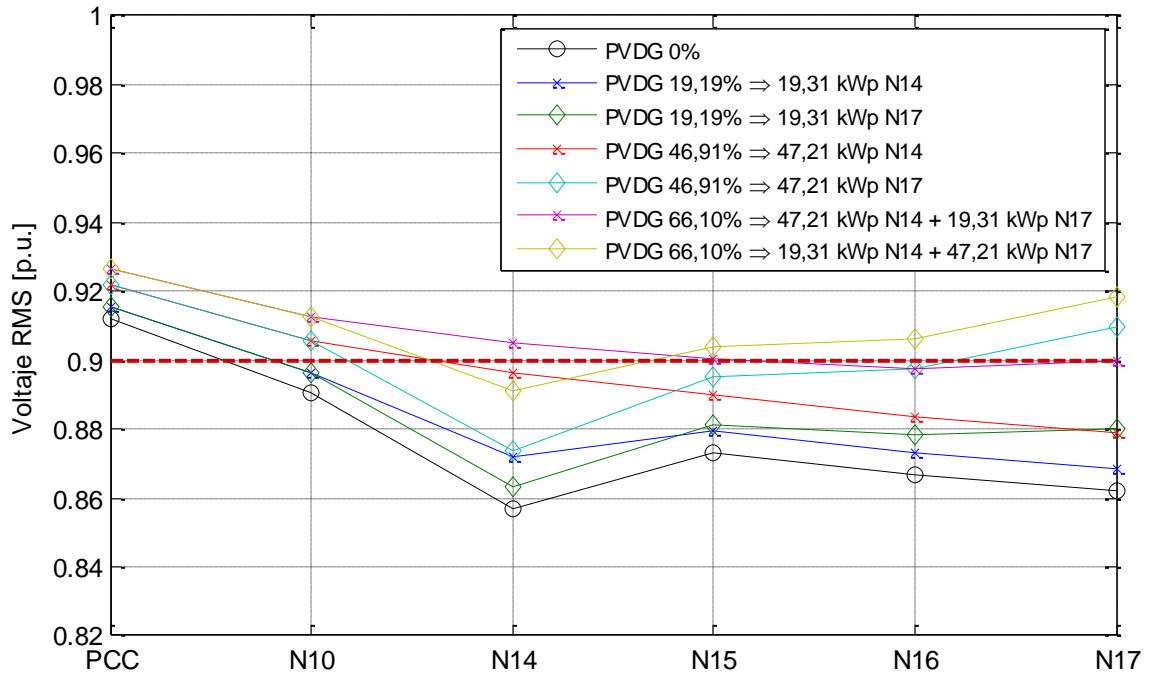


Figura 3-15. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 2 MVA.

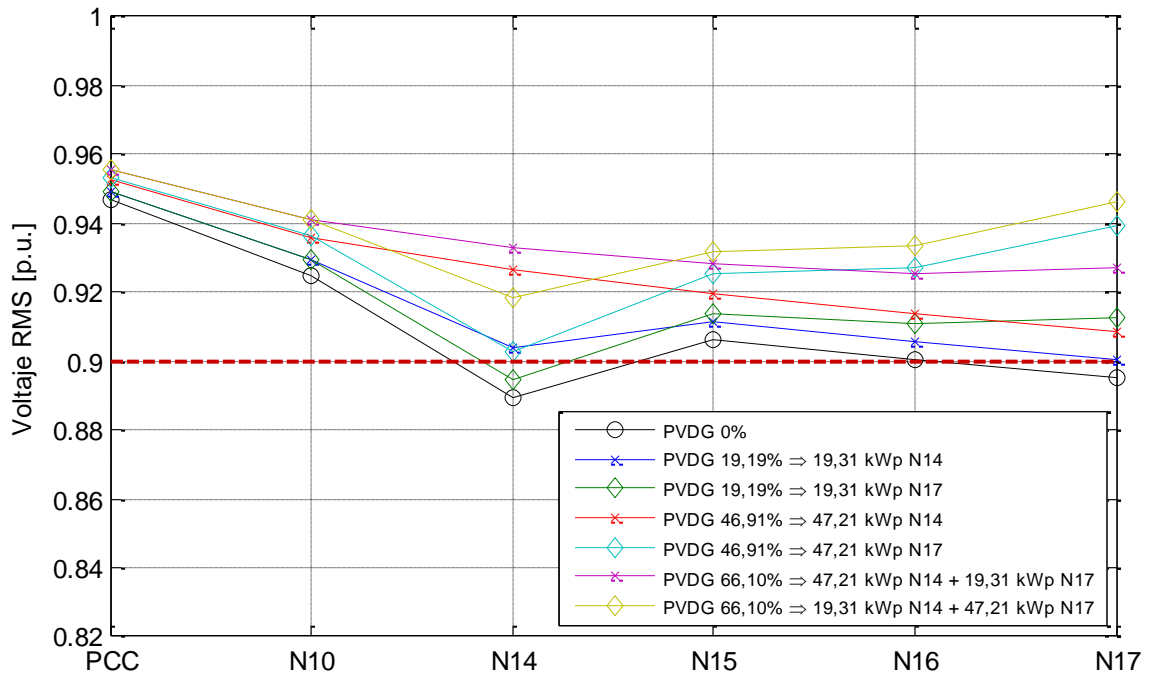


Figura 3-16. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 3 MVA.

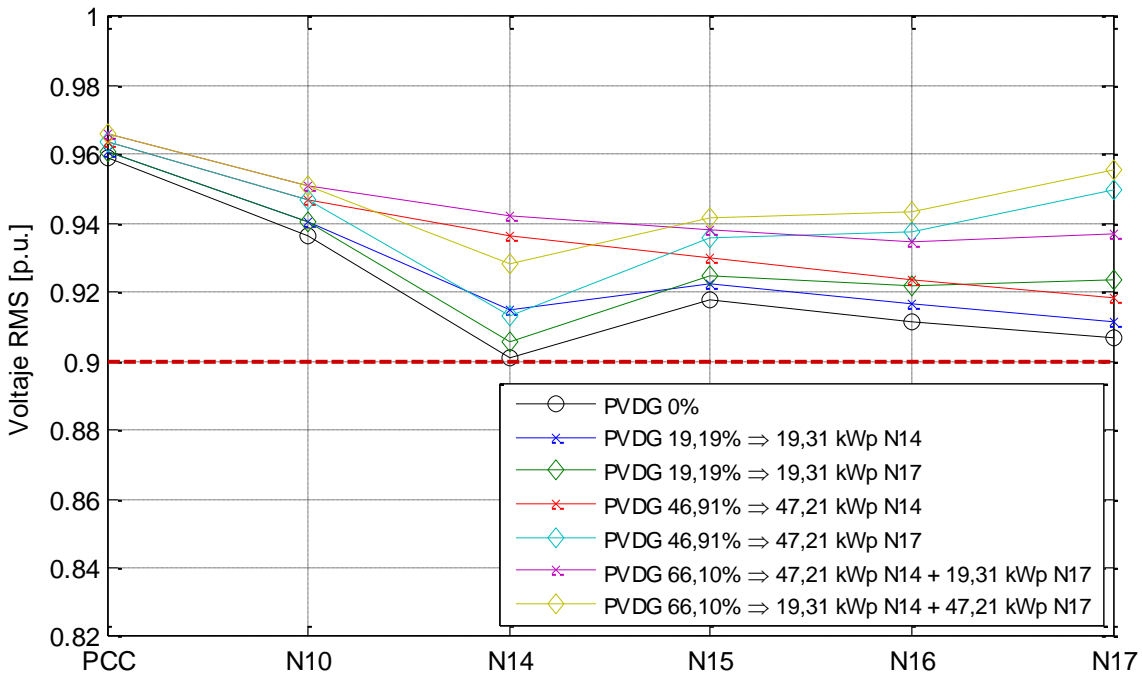
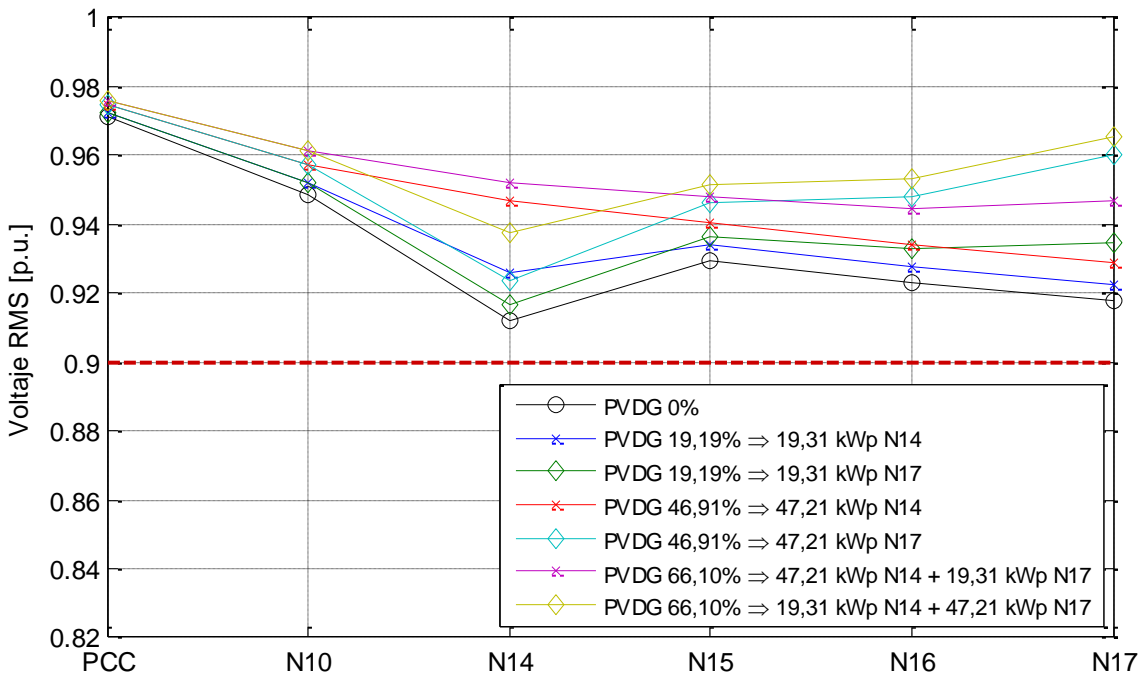


Figura 3-17. Perfiles del voltaje RMS con nivel de cortocircuito de 6 MVA.



Por medio de los perfiles de voltaje observados en cada nodo para diferentes escenarios de generación distribuida, se ha presentado una caracterización de los huecos de voltaje que se presentan en una red de distribución que cuenta con generación distribuida fotovoltaica, y la dependencia de los cambios en la magnitud de este fenómeno en función de diferentes niveles de penetración, diferentes distribuciones de los generadores fotovoltaicos y diferente ubicación para éstos. En el capítulo a continuación se presenta la síntesis de los resultados obtenidos en este capítulo y una propuesta para mitigar la aparición del fenómeno de huecos de voltaje bajo las condiciones estudiadas.



## 4. Síntesis de los resultados y propuesta para la mitigación de los huecos de voltaje

En este capítulo se presenta una síntesis de los resultados obtenidos a partir de la observación del voltaje RMS en el nodo PCC y los nodos de carga en el *benchmark* para los cuatro casos de estudio desarrollados en el capítulo anterior, y por medio de la definición de un índice, se propone una metodología para establecer las condiciones bajo las cuales se mitiga la aparición de los huecos de voltaje, en línea con el objetivo 4.2.6 de la propuesta del proyecto de tesis.

Para el modelo de la red seleccionada, a partir de las observaciones realizadas en el caso de estudio 4, se establecen dos circunstancias bajo las cuales se agudiza la profundidad de los huecos de voltaje que aparecen por la implementación de la generación distribuida fotovoltaica en la red de distribución: voltajes inferiores a 0,9 p.u en condiciones previas a la inserción, y nodos con generación que dependen de altos niveles de irradiancia fotovoltaica para superar el nivel de hueco de voltaje.

Para prevenir la aparición del fenómeno en función de las causas previamente mencionadas, es recomendable reducir las impedancias de los segmentos de línea que conectan con el nodo donde se encuentra instalada la generación fotovoltaica para reducir las pérdidas y por ende la dependencia de éste a la irradiancia incidente sobre los arreglos fotovoltaicos.

Adicionalmente, a partir de los resultados obtenidos en los casos de estudio 3 y 4, se encuentra que la aparición del fenómeno está ligada al porcentaje de penetración de la generación distribuida fotovoltaica y al porcentaje de cargabilidad del sistema, por lo que también se puede prevenir la aparición del fenómeno de huecos de voltaje instalando altos niveles de penetración en nodos cuyo voltaje sea muy inferior a 0,9 p.u en

condiciones normales de operación, de manera que la generación fotovoltaica ayude a superar ampliamente este nivel de voltaje para que las intermitencias y reducciones de la irradiancia no lleven fácilmente a niveles inferiores a los 0,9 p.u.

Con el objetivo de proponer alternativas para mitigar la aparición del fenómeno de huecos de voltaje, se considera que el punto de partida para la implementación de la generación fotovoltaica es considerar cómo las variaciones de voltaje en los nodos de interés se comportan con respecto a la cargabilidad del sistema y a la penetración de generación fotovoltaica en éste. Para el modelo estudiado, se propone a continuación un índice cuyo resultado es el voltaje RMS en un nodo observado, después de la inserción de la PVDG, en función de las variables mencionadas.

#### **4.1 Formulación de un índice para la predicción de la aparición de los huecos de voltaje**

En esta sección se presenta la formulación de un índice construido para cada uno de los seis nodos de observación a partir de los resultados del caso 4. Para cada nivel de penetración y para cada porcentaje de cargabilidad, establecido a partir de la demanda del sistema y el nivel de cortocircuito de la fuente respectivamente, se toma el máximo nivel de voltaje que se obtiene de las dos distribuciones evaluadas por nivel de penetración para considerar sólo la mayor variación de voltaje, y a partir de este voltaje se establece la diferencia con respecto al perfil de voltajes antes de la generación fotovoltaica. Adicionalmente, los datos a partir de los cuales se construye el índice, corresponden al nivel de irradiancia de  $1 \text{ kW/m}^2$  por ser el nivel con el cual se observa la mayor variación en el voltaje de los nodos con respecto al voltaje previo a la inserción de la generación distribuida fotovoltaica, de acuerdo con lo observado en el caso 3.

Las diferencias entre los voltajes en cada nodo antes de la inserción de la generación distribuida fotovoltaica y después de ésta se registran desde la Tabla 4-1 hasta la Tabla 4-6, y son graficadas desde la Figura 4-1 hasta la Figura 4-6 respectivamente.

Tabla 4-1. Aumento de voltaje en el nodo PCC.

Cargabilidad [%]	Penetración [%]	$V_{RMS}$ antes de la PVDG [p.u.]	$V_{RMS}$ después de la PVDG [p.u.]	Aumento del $V_{RMS}$ [p.u.]
11,84%	19,19%	0,9119	0,9157	0,0038
11,84%	46,91%	0,9119	0,9220	0,0101
11,84%	66,10%	0,9119	0,9268	0,0149
5,92%	19,19%	0,9470	0,9493	0,0023
5,92%	46,91%	0,9470	0,9530	0,0060
5,92%	66,10%	0,9470	0,9558	0,0088
3,95%	19,19%	0,9589	0,9608	0,0019
3,95%	46,91%	0,9589	0,9637	0,0048
3,95%	66,10%	0,9589	0,9659	0,0070
1,97%	19,19%	0,9710	0,9725	0,0015
1,97%	46,91%	0,9710	0,9746	0,0036
1,97%	66,10%	0,9710	0,9761	0,0051

Figura 4-1. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo PCC.

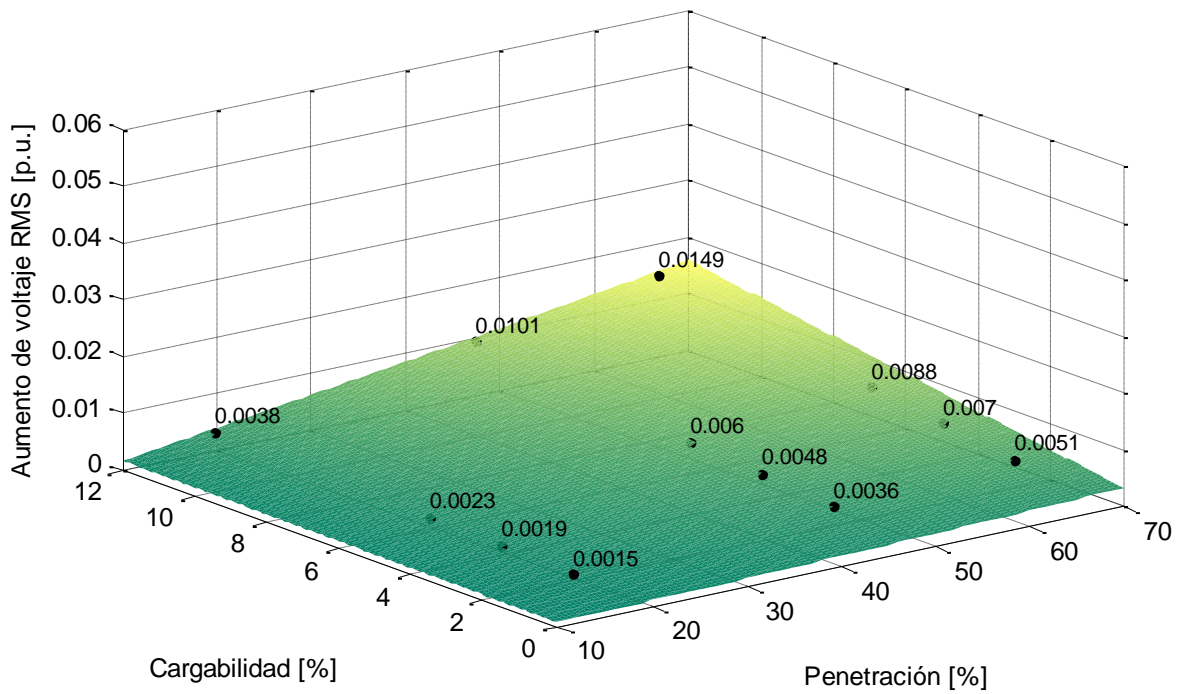


Tabla 4-2. Aumento de voltaje en el nodo 10.

Cargabilidad [%]	Penetración [%]	$V_{RMS}$ antes de la PVDG [p.u.]	$V_{RMS}$ después de la PVDG [p.u.]	Aumento del $V_{RMS}$ [p.u.]
11,84%	19,19%	0,8908	0,8964	0,0056
11,84%	46,91%	0,8908	0,9057	0,0149
11,84%	66,10%	0,8908	0,9129	0,0221
5,92%	19,19%	0,9250	0,9294	0,0044
5,92%	46,91%	0,9250	0,9362	0,0112
5,92%	66,10%	0,9250	0,9412	0,0162
3,95%	19,19%	0,9367	0,9407	0,0040
3,95%	46,91%	0,9367	0,9467	0,0100
3,95%	66,10%	0,9367	0,9510	0,0143
1,97%	19,19%	0,9485	0,9520	0,0035
1,97%	46,91%	0,9485	0,9573	0,0088
1,97%	66,10%	0,9485	0,9611	0,0126

Figura 4-2. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 10.

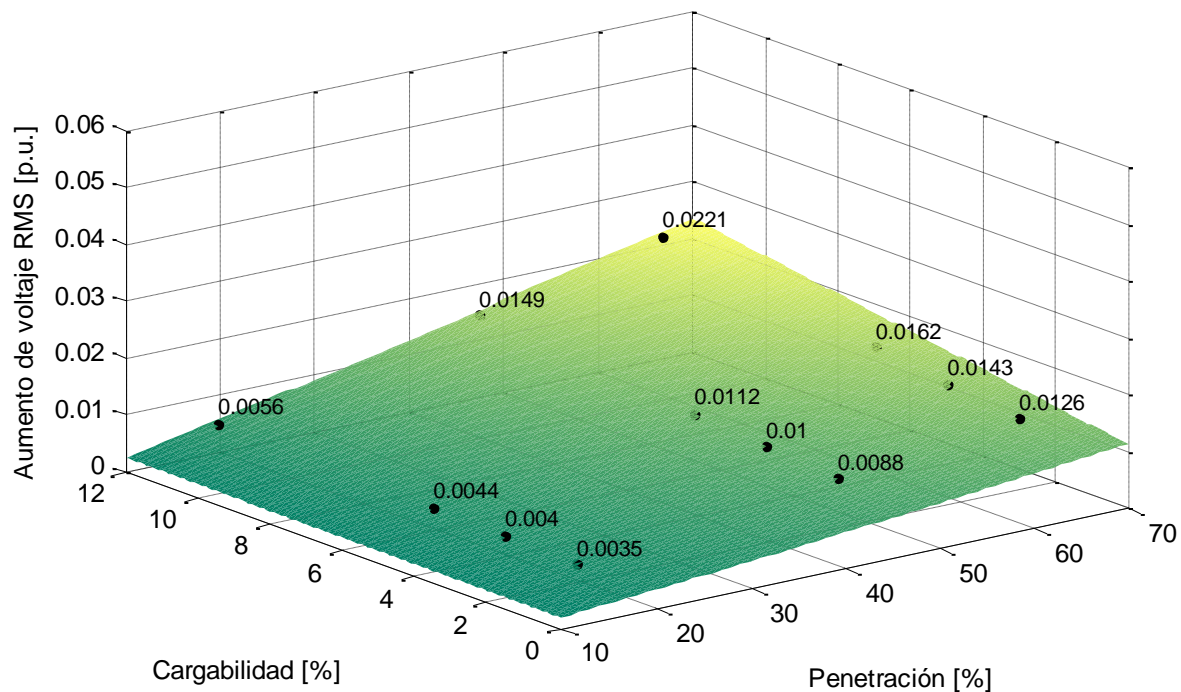


Tabla 4-3. Aumento de voltaje en el nodo 14.

Cargabilidad [%]	Penetración [%]	$V_{RMS}$ antes de la PVDG [p.u.]	$V_{RMS}$ después de la PVDG [p.u.]	Aumento del $V_{RMS}$ [p.u.]
11,84%	19,19%	0,8567	0,8721	0,0154
11,84%	46,91%	0,8567	0,8966	0,0399
11,84%	66,10%	0,8567	0,9053	0,0486
5,92%	19,19%	0,8896	0,9041	0,0145
5,92%	46,91%	0,8896	0,9263	0,0367
5,92%	66,10%	0,8896	0,9327	0,0431
3,95%	19,19%	0,9008	0,9151	0,0143
3,95%	46,91%	0,9008	0,9366	0,0358
3,95%	66,10%	0,9008	0,9422	0,0414
1,97%	19,19%	0,9122	0,9262	0,0140
1,97%	46,91%	0,9122	0,9470	0,0348
1,97%	66,10%	0,9122	0,9520	0,0398

Figura 4-3. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 14.

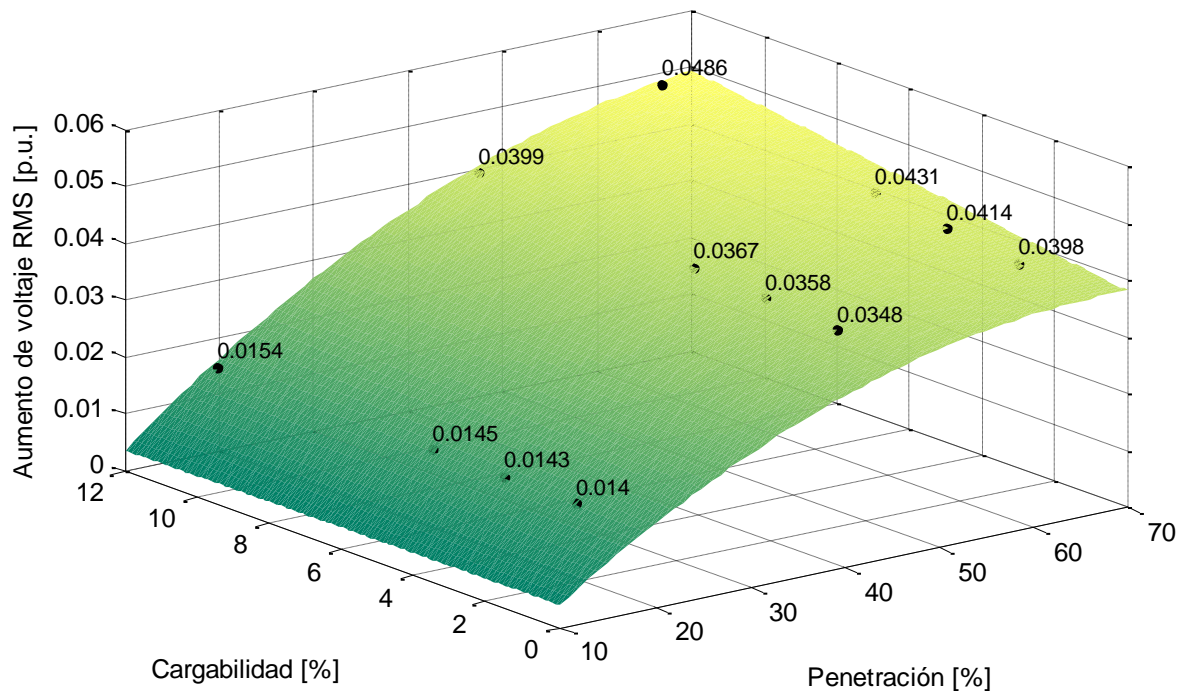


Tabla 4-4. Aumento de voltaje en el nodo 15.

Cargabilidad [%]	Penetración [%]	$V_{RMS}$ antes de la PVDG [p.u]	$V_{RMS}$ después de la PVDG [p.u]	Aumento del $V_{RMS}$ [p.u]
11,84%	19,19%	0,8729	0,8814	0,0085
11,84%	46,91%	0,8729	0,8954	0,0225
11,84%	66,10%	0,8729	0,9039	0,0310
5,92%	19,19%	0,9064	0,9139	0,0075
5,92%	46,91%	0,9064	0,9255	0,0191
5,92%	66,10%	0,9064	0,9317	0,0253
3,95%	19,19%	0,9179	0,9250	0,0071
3,95%	46,91%	0,9179	0,9358	0,0179
3,95%	66,10%	0,9179	0,9414	0,0235
1,97%	19,19%	0,9295	0,9362	0,0067
1,97%	46,91%	0,9295	0,9463	0,0168
1,97%	66,10%	0,9295	0,9513	0,0218

Figura 4-4. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 15.

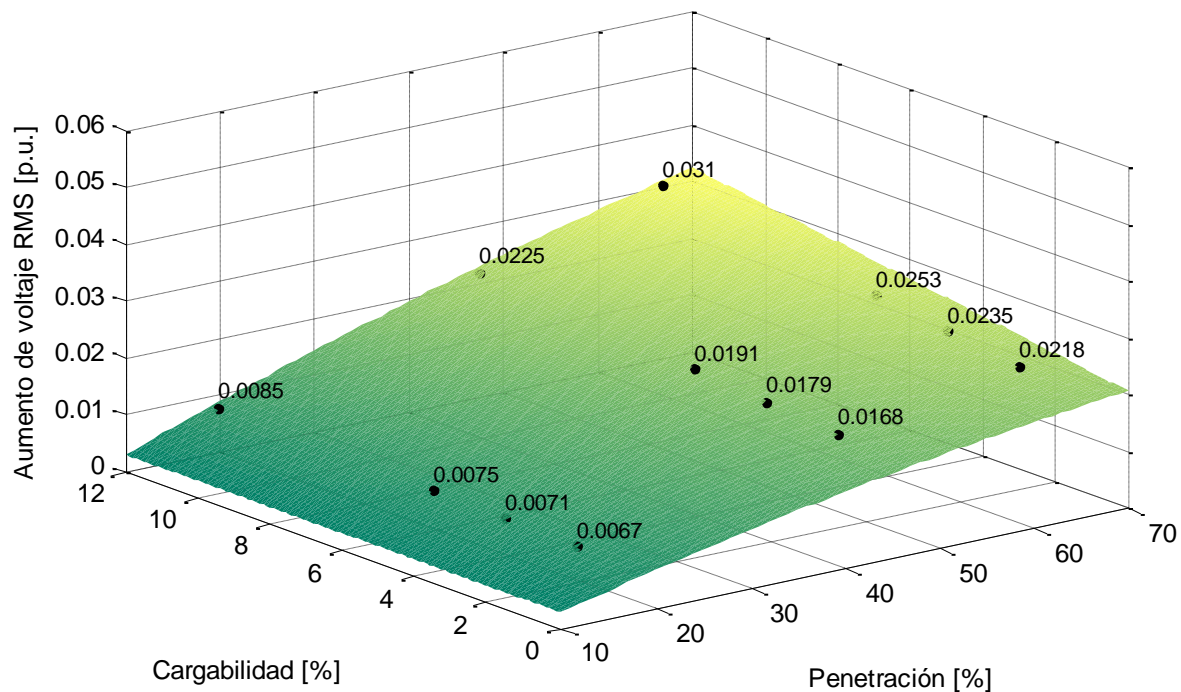


Tabla 4-5. Aumento de voltaje en el nodo 16.

Cargabilidad [%]	Penetración [%]	$V_{RMS}$ antes de la PVDG [p.u]	$V_{RMS}$ después de la PVDG [p.u]	Aumento del $V_{RMS}$ [p.u]
11,84%	19,19%	0,8670	0,8784	0,0114
11,84%	46,91%	0,8670	0,8973	0,0303
11,84%	66,10%	0,8670	0,9060	0,0390
5,92%	19,19%	0,9003	0,9108	0,0105
5,92%	46,91%	0,9003	0,9273	0,0270
5,92%	66,10%	0,9003	0,9336	0,0333
3,95%	19,19%	0,9117	0,9219	0,0102
3,95%	46,91%	0,9117	0,9377	0,0260
3,95%	66,10%	0,9117	0,9433	0,0316
1,97%	19,19%	0,9232	0,9331	0,0099
1,97%	46,91%	0,9232	0,9483	0,0251
1,97%	66,10%	0,9232	0,9532	0,0300

Figura 4-5. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 16.

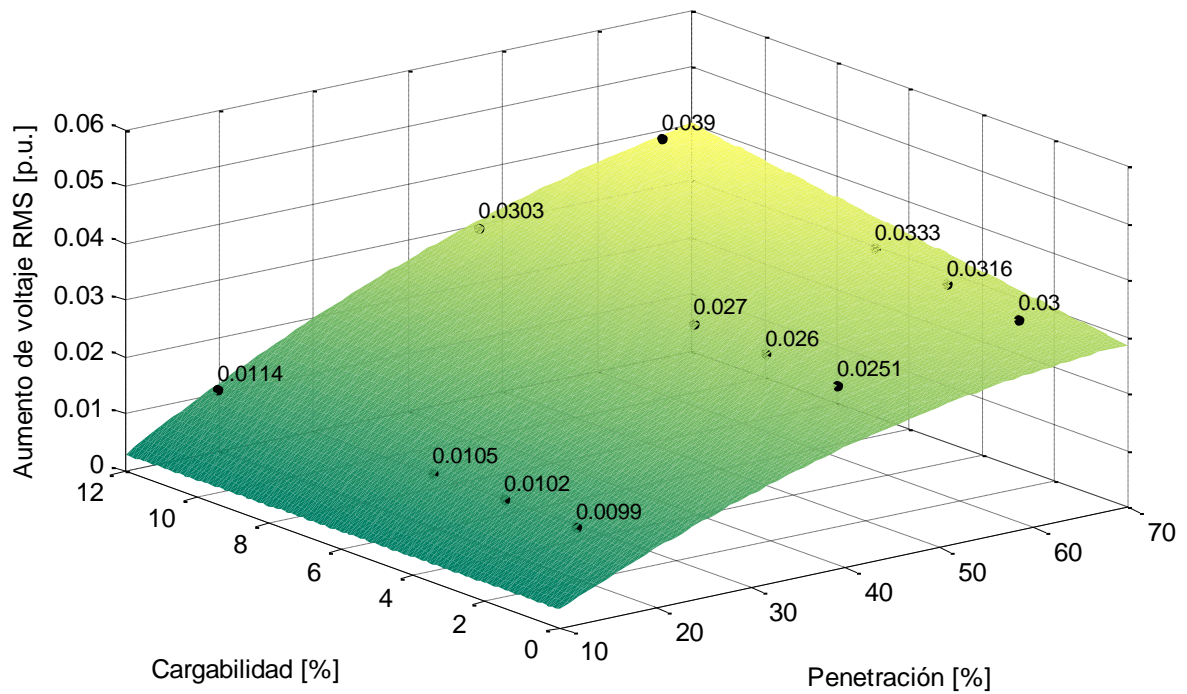
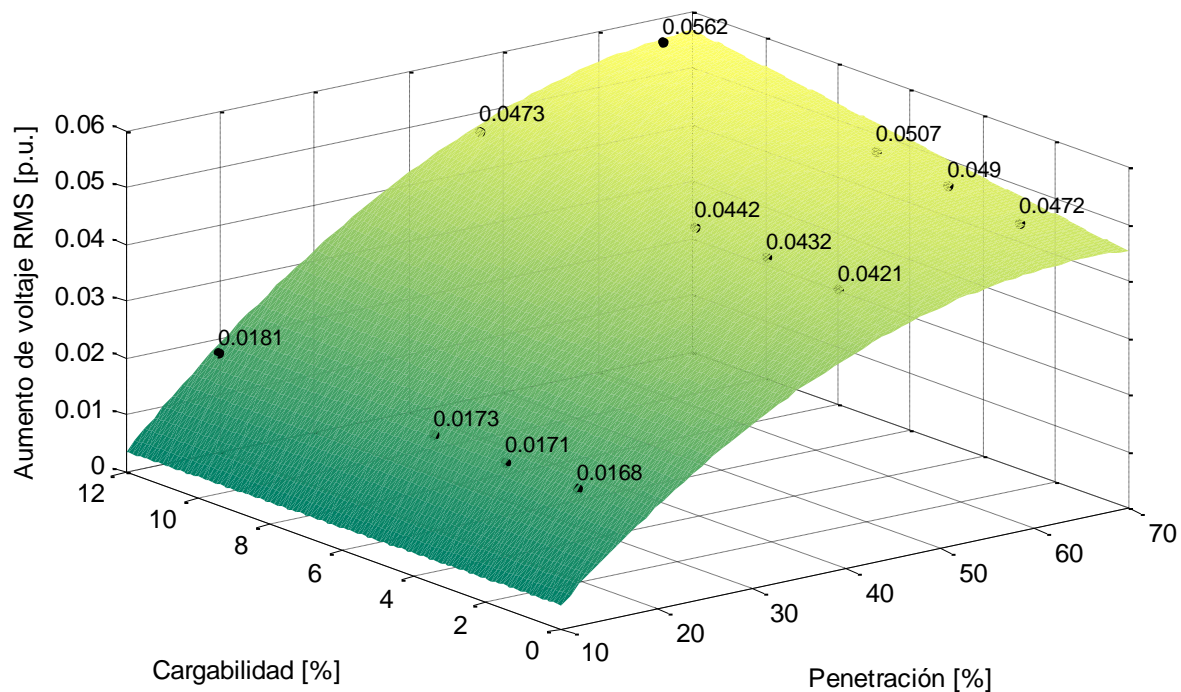


Tabla 4-6. Aumento de voltaje en el nodo 17.

Cargabilidad [%]	Penetración [%]	$V_{RMS}$ antes de la PVDG [p.u]	$V_{RMS}$ después de la PVDG [p.u]	Aumento del $V_{RMS}$ [p.u]
11,84%	19,19%	0,8622	0,8803	0,0181
11,84%	46,91%	0,8622	0,9095	0,0473
11,84%	66,10%	0,8622	0,9184	0,0562
5,92%	19,19%	0,8953	0,9126	0,0173
5,92%	46,91%	0,8953	0,9395	0,0442
5,92%	66,10%	0,8953	0,9460	0,0507
3,95%	19,19%	0,9066	0,9237	0,0171
3,95%	46,91%	0,9066	0,9498	0,0432
3,95%	66,10%	0,9066	0,9556	0,0490
1,97%	19,19%	0,9181	0,9349	0,0168
1,97%	46,91%	0,9181	0,9602	0,0421
1,97%	66,10%	0,9181	0,9653	0,0472

Figura 4-6. Aproximación del aumento de voltaje en el nodo 17.



A partir de las gráficas anteriores, se aproxima la ecuación que define el aumento del voltaje RMS en cada nodo en función del porcentaje de penetración y el porcentaje de cargabilidad, cambio por medio del cual es posible definir un índice que permite predecir el voltaje RMS en cada nodo después de la generación distribuida fotovoltaica a partir del voltaje presente en condiciones previas a dicha generación. Este índice es presentado en las ecuaciones (4.1) a (4.6), donde el subíndice de cada voltaje indica el nodo para el cual corresponde el índice:

$$V_{PCC}^{PVDG} = V_{PCC}^{0\%} + (0,0004847 + 2,288 \times 10^{-5} \times PVDG - 8,054 \times 10^{-5} \times CR + 2,543 \times 10^{-7} \times PVDG^2 + 1,615 \times 10^{-5} \times PVDG \times CR) \quad (4.1)$$

$$V_{10}^{PVDG} = V_{10}^{0\%} + (0,0006162 + 0,0001274 \times PVDG - 0,0001099 \times CR + 3,698 \times 10^{-7} \times PVDG^2 + 1,61 \times 10^{-5} \times PVDG \times CR) \quad (4.2)$$

$$V_{14}^{PVDG} = V_{14}^{0\%} + (-0,008743 + 0,001368 \times PVDG - 0,0001839 \times CR - 9,974 \times 10^{-6} \times PVDG^2 + 1,595 \times 10^{-5} \times PVDG \times CR) \quad (4.3)$$

$$V_{15}^{PVDG} = V_{15}^{0\%} + (-0,001496 + 0,0004511 \times PVDG - 0,0001393 \times CR - 1,914 \times 10^{-6} \times PVDG^2 + 1,6 \times 10^{-5} \times PVDG \times CR) \quad (4.4)$$

$$V_{16}^{PVDG} = V_{16}^{0\%} + (-0,005054 + 0,0008788 \times PVDG - 0,0001781 \times CR - 5,684 \times 10^{-6} \times PVDG^2 + 1,617 \times 10^{-5} \times PVDG \times CR) \quad (4.5)$$

$$V_{17}^{PVDG} = V_{17}^{0\%} + (-0,0121 + 0,001755 \times PVDG - 0,0002044 \times CR - 1,336 \times 10^{-5} \times PVDG^2 + 1,649 \times 10^{-5} \times PVDG \times CR) \quad (4.6)$$

Donde la variable PVDG, tanto en el argumento de la ecuación como en el superíndice de los términos, es el nivel de penetración de la generación distribuida fotovoltaica, y la variable CR es el nivel de cargabilidad de la red, ambos expresados en unidades porcentuales [%]. De este modo, el superíndice 0% corresponde al voltaje RMS del nodo indicado en el subíndice del mismo término, antes de la generación fotovoltaica.

## 4.2 Validación del índice propuesto para el *benchmark*

En esta sección se expone la validación del índice, la cual es llevada a cabo empleando uno de los escenarios de generación distribuida fotovoltaica empleados en el capítulo 3, en el cual se tiene un arreglo que genera 47,21 kWp conectado en el nodo 14, manteniendo un nivel de cortocircuito de la fuente de 3 MVA, y un nivel de irradiancia incidente constante de 1 kW/m<sup>2</sup>.

Con el fin de obtener parámetros de cargabilidad y de nivel de penetración diferentes a los empleados para la formulación del índice, se modifica la potencia de la carga conectada en el nodo 15, reduciéndose de 25 kVA a 5,7 kVA para un primer caso de validación, y posteriormente aumentándose a 57 kVA para un segundo caso de validación. En el primer caso de validación, la demanda total de las cargas del sistema es de 99,1 kVA y la potencia activa total de las mismas es de 84,24 kW, por lo que el sistema se encuentra cargado al 3,3% con un nivel de penetración del 56,05%. En el segundo caso de validación, la demanda total de las cargas del sistema es de 150,4 kVA y la potencia activa total de las mismas es de 127,84 kW, por lo que el sistema se encuentra cargado al 5,01% con un nivel de penetración del 36,93%.

Ambos casos son evaluados sin penetración fotovoltaica para obtener los respectivos perfiles de voltaje RMS de cada nodo y el ángulo de fase del voltaje en el nodo 14 para la instalación posterior de la PVDG, siendo el ángulo para el primer caso de 0.5027 rad en atraso y para el segundo de 0.5655 rad en atraso, el cual se aplica al sistema de generación fotovoltaico buscando que éste opere con factor de potencia unitario.

Posteriormente, los niveles de cargabilidad y penetración descritos para cada caso se aplican como parámetros en las ecuaciones (4.1) a (4.6), y se calcula el error relativo según la Ecuación (4.7) entre los voltajes obtenidos en las simulaciones con respecto a los calculados. Los resultados se registran en la Tabla 4-7 para el primer caso de validación, y en la Tabla 4-8 para el segundo caso de validación.

$$\text{Error relativo} = \frac{V_{RMS} \text{ calculado} - V_{RMS} \text{ simulado}}{V_{RMS} \text{ calculado}} \times 100 \quad (4.7)$$

Tabla 4-7. Validación del índice para el caso con CR = 3,3% y PVDG = 56,05%.

Nodo	$V_{Nodo}^{0\%}$ [V]	$V_{Nodo}^{PVDG}$ simulado [V]	$V_{Nodo}^{PVDG}$ calculado [V]	Error Relativo [%]
PCC	0,9654	0,9701	0,9707	0,061
10	0,9460	0,9560	0,9575	0,160
14	0,9113	0,9474	0,9502	0,299
15	0,9351	0,9475	0,9554	0,824
16	0,9253	0,9377	0,9541	1,714
17	0,9202	0,9325	0,9669	3,555

Tabla 4-8. Validación del índice para el caso con CR = 5,01% y PVDG = 36,93%.

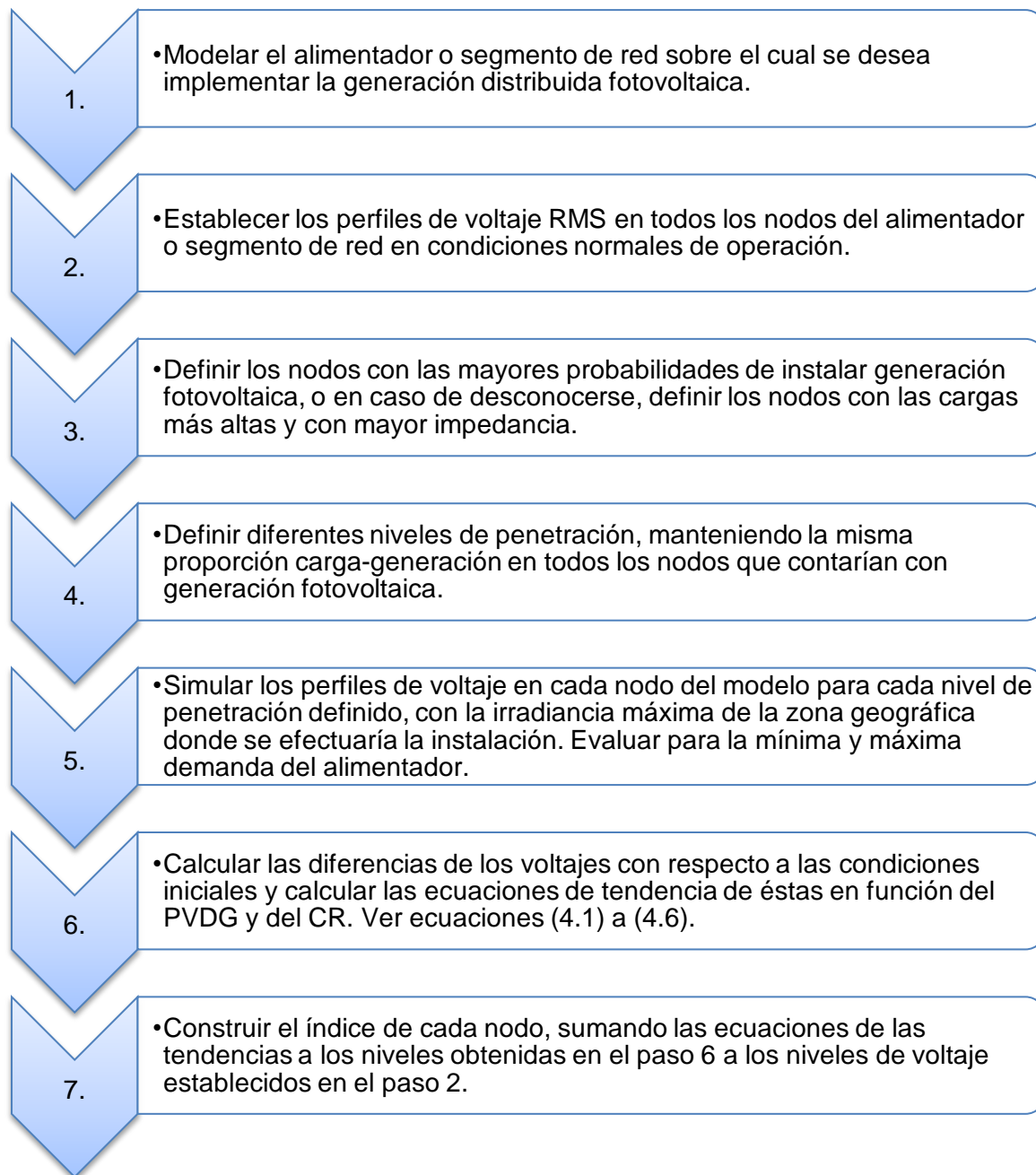
Nodo	$V_{Nodo}^{0\%}$ [V]	$V_{Nodo}^{PVDG}$ simulado [V]	$V_{Nodo}^{PVDG}$ calculado [V]	Error Relativo [%]
PCC	0,9486	0,9548	0,9529	-0,203
10	0,9218	0,9334	0,9301	-0,360
14	0,8841	0,9227	0,9143	-0,918
15	0,8906	0,9046	0,9054	0,090
16	0,8899	0,9039	0,9116	0,850
17	0,8850	0,8988	0,9215	2,465

Para todos los nodos en el primer caso de validación se obtienen porcentajes de error inferiores al 3,6%, mientras que para el segundo caso los porcentajes de error obtenidos son inferiores al 2,5%, validándose la precisión del índice en ambos casos y concluyendo lo acertado de su planteamiento como herramienta para la predecir la elevación del voltaje, y asimismo para mitigar la aparición de huecos de voltaje, en redes con PVDG instalada operando con factor de potencia unitario.

Los porcentajes de error más altos se observan en el nodo 17, el cual presenta las mayores impedancias en el *benchmark* al ser el más lejano en el alimentador principal. Las impedancias de los segmentos de línea no se consideran como una variable en el cálculo del índice y merecen un mayor estudio al ser un posible complemento para la formulación de éste.

### 4.3 Metodología para la elaboración del índice en una red de distribución con PVDG

Para definir estos índices en una red de distribución real sobre la cual se desee aplicar este estudio, se presenta a continuación la metodología a seguir por el operador de red para planear la inserción de la generación distribuida fotovoltaica en la red.



Por medio de la metodología propuesta, se cumple con el objetivo general de este trabajo de tesis, presentando a los operadores de red un índice que permite definir el comportamiento de los perfiles de voltaje en la red en función del nivel de penetración y del nivel de cargabilidad del sistema, aportando una herramienta para la planeación de la inserción de la generación distribuida fotovoltaica de manera que se mitigue la aparición del fenómeno de calidad de huecos de voltaje causado por la implementación de este tipo de generación. En el capítulo a continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones aplicadas a este trabajo de investigación.



## **5. Conclusiones y recomendaciones**

En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas por medio del desarrollo del trabajo de investigación presentado en esta tesis de maestría, los aportes logrados con el cumplimiento de cada uno de los objetivos específicos, su posible aplicación en el medio, y una serie de recomendaciones a partir de las cuales se puede plantear investigaciones futuras.

### **5.1 Conclusiones**

Con el desarrollo de esta tesis se ha presentado una metodología a partir de la cual se elabora un índice para determinar la variación del voltaje RMS en cada nodo de una red de distribución en función del porcentaje de penetración de la generación distribuida fotovoltaica y del nivel de cargabilidad de la red eléctrica, como aporte a la planeación de la inserción de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución para mitigar la aparición de huecos de voltaje ocasionados por la variabilidad de la generación distribuida fotovoltaica.

Con el objetivo de caracterizar los huecos de voltaje que se originan en un modelo de red como el seleccionado, se han planteado diferentes escenarios de generación distribuida fotovoltaica para diferentes niveles de penetración, con diferentes distribuciones y diferentes ubicaciones para la instalación de los arreglos. A partir de éstos, se ha caracterizado el cambio de los perfiles del voltaje RMS en los nodos ante los cambios de irradiancia que se originan por pasos de nubes o por los cambios de ésta para diferentes horas del día y las condiciones bajo las cuales se hace presente el fenómeno de huecos de voltaje, siendo determinante el nivel de penetración de generación distribuida fotovoltaica y la cargabilidad del sistema. La comprensión de esta relación de variables aporta a su vez a la comprensión de las normas o estándares internacionales existentes

para la generación fotovoltaica en diferentes países, donde algunas normas establecen límites al porcentaje de penetración permitido para cada usuario de la red.

Por medio del modelo de la red de distribución presentado, se ha construido un escenario de estudio en representación de una red de distribución residencial. Este *benchmark* propuesto en la literatura para el análisis de redes con generación distribuida en general, se ha complementado al definir completamente los parámetros requeridos para el modelo, permitiendo que de esta manera pueda ser fácilmente empleado para otros estudios sobre generación distribuida fotovoltaica e incluso con otras fuentes de generación alternativa, como es el objetivo general de dicho *benchmark*.

Con este trabajo de tesis, se ha desarrollado un modelo simplificado de un sistema de generación fotovoltaico que opera en el punto de máxima potencia para el estudio de la generación distribuida fotovoltaica, el cual puede emplearse en la ejecución de análisis en estado estable y por largos periodos de tiempo, prescindiendo de la implementación de modelos detallados tanto del generador como del convertidor DC-DC, controladores MPPT, e inversores trifásicos, requiriéndose un menor costo computacional y menos tiempos de cálculo.

Adicionalmente, se ha presentado una revisión de la literatura a partir de la cual se establecen los diferentes fenómenos de calidad de la potencia que se presentan en las redes de distribución al insertar generación distribuida fotovoltaica, con un enfoque particular en el fenómeno de huecos de voltaje, para los cuales se presenta la relación entre su aparición y sus causas aportando al entendimiento de la aparición del fenómeno que se desea prevenir.

El éxito de la aplicación de metodologías como la que se propone en esta tesis dependen de una interacción constante entre los operadores y los usuarios que deseen implementar la generación fotovoltaica en sus hogares, para lo cual es necesario que el operador disponga de una ventana de comunicación de manera que la instalación planeada por el usuario sea estudiada previamente por el operador de red para estimar los efectos sobre las demás cargas en la red, estableciendo para cada usuario niveles de aporte permisibles o recomendables de generación distribuida en el sistema.

## 5.2 Recomendaciones

Con el fin de valorar la aplicabilidad de la metodología propuesta, se propone como trabajo a futuro la ejecución de la metodología sobre un modelo real de un alimentador radial de la red de distribución en alguna de las ciudades del país, y calcular el índice propuesto para los nodos sobre los cuales el operador de red considere que se presenta mayor probabilidad de instalar generación fotovoltaica por parte de los usuarios.

Por otra parte, el índice propuesto está elaborado considerando los cambios más profundos para las ubicaciones y distribuciones evaluadas, dando poca importancia a la relación que existe entre la profundidad de los huecos de voltaje y la cercanía que las cargas tienen con los nodos que cuentan con generación fotovoltaica, de manera que el índice puede ser complementado aplicando las impedancias como variable para el cálculo de la variación del voltaje en los nodos de observación.

Finalmente, se recomienda también la aplicación de la metodología propuesta sobre otras topologías de alimentadores, de manera que su alcance se amplíe a las diferentes configuraciones existentes de las redes de distribución, con el fin de suministrar a los operadores de red una herramienta más versátil.



# Anexo A: Tablas de resultados para los casos de estudio

## Resultados de los casos 1 y 2

CC 3 MVA – PVDG 0 kWp						
Distancia [m]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0	0,0287	0,0269	0,0260	0,0263	0,0264	0,0264
35	0,2580	0,0220	0,0254	0,0356	0,0362	0,0271
70	0,4036	0,0211	0,0238	0,0204	0,0318	0,0220
105	0,5006	0,1723	0,0366	0,0165	0,0295	0,0231
140	0,5703	0,2883	0,1521	0,0126	0,0160	0,0172
175	0,6219	0,3744	0,2527	0,0137	0,0213	0,0129
210	0,6619	0,4413	0,3291	0,1160	0,0160	0,0283
245	0,6935	0,4942	0,3900	0,2014	0,0103	0,0100
280	0,7191	0,5370	0,4396	0,2708	0,0083	0,0091
315	0,7404	0,5725	0,4806	0,3288	0,0856	0,0209

CC 3 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14						
Distancia [m]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0	0,0288	0,0252	0,0307	0,0248	0,0253	0,0255
35	0,2582	0,0208	0,0330	0,0258	0,0296	0,0274
70	0,4039	0,0177	0,0308	0,0188	0,0214	0,0218
105	0,5009	0,1724	0,0313	0,0153	0,0210	0,0190
140	0,5708	0,2890	0,1615	0,0134	0,0174	0,0234
175	0,6225	0,3755	0,2618	0,0111	0,0160	0,0127
210	0,6627	0,4427	0,3396	0,1164	0,0155	0,0225
245	0,6944	0,4958	0,4012	0,2025	0,0097	0,0093
280	0,7201	0,5389	0,4509	0,2723	0,0085	0,0089
315	0,7414	0,5746	0,4930	0,3306	0,0874	0,0206

CC 3 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Distancia [m]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0	0,0288	0,0252	0,0253	0,0245	0,0268	0,0351
35	0,2582	0,0209	0,0258	0,0244	0,0329	0,0472
70	0,4039	0,0179	0,0222	0,0196	0,0247	0,0335
105	0,5009	0,1724	0,0225	0,0155	0,0231	0,0309
140	0,5706	0,2885	0,1523	0,0137	0,0202	0,0342
175	0,6222	0,3746	0,2521	0,0111	0,0223	0,0219
210	0,6622	0,4415	0,3292	0,1160	0,0199	0,0337
245	0,6938	0,4944	0,3903	0,2016	0,0087	0,0178
280	0,7195	0,5373	0,4398	0,2710	0,0085	0,0145
315	0,7407	0,5728	0,4815	0,3290	0,0866	0,0167

CC 3 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14						
Distancia [m]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0	0,0289	0,0236	0,0500	0,0251	0,0262	0,0266
35	0,2585	0,0197	0,0518	0,0252	0,0258	0,0289
70	0,4042	0,0203	0,0502	0,0202	0,0312	0,0252
105	0,5014	0,1726	0,0436	0,0174	0,0173	0,0187
140	0,5715	0,2899	0,1765	0,0132	0,0145	0,0267
175	0,6235	0,3771	0,2780	0,0135	0,0117	0,0129
210	0,6639	0,4449	0,3560	0,1173	0,0129	0,0131
245	0,6958	0,4986	0,4186	0,2042	0,0105	0,0110
280	0,7216	0,5418	0,4686	0,2745	0,0084	0,0117
315	0,7430	0,5777	0,5113	0,3328	0,0875	0,0081

CC 3 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Distancia [m]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0	0,0289	0,0244	0,0267	0,0285	0,0410	0,0661
35	0,2585	0,0198	0,0282	0,0361	0,0415	0,0843
70	0,4043	0,0195	0,0249	0,0288	0,0455	0,0596
105	0,5014	0,1726	0,0238	0,0212	0,0309	0,0564
140	0,5710	0,2887	0,1525	0,0143	0,0252	0,0583
175	0,6227	0,3750	0,2523	0,0131	0,0272	0,0400
210	0,6627	0,4419	0,3295	0,1162	0,0256	0,0420
245	0,6944	0,4949	0,3907	0,2019	0,0150	0,0356
280	0,7200	0,5377	0,4401	0,2713	0,0153	0,0255
315	0,7412	0,5732	0,4812	0,3291	0,0886	0,0364

CC 3 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14 y PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Distancia [m]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0	0,0289	0,0236	0,0542	0,0286	0,0338	0,0443
35	0,2587	0,0195	0,0552	0,0399	0,0341	0,0516
70	0,4045	0,0255	0,0543	0,0271	0,0514	0,0412
105	0,5017	0,1728	0,0506	0,0221	0,0262	0,0351
140	0,5719	0,2904	0,1769	0,0127	0,0215	0,0377
175	0,6239	0,3774	0,2794	0,0181	0,0138	0,0230
210	0,6643	0,4453	0,3565	0,1175	0,0144	0,0225
245	0,6962	0,4989	0,4188	0,2044	0,0154	0,0182
280	0,7220	0,5421	0,4690	0,2747	0,0102	0,0154
315	0,7435	0,5781	0,5107	0,3332	0,0879	0,0281

CC 3 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14 y PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Distancia [m]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0	0,0289	0,0242	0,0382	0,0319	0,0454	0,0709
35	0,2587	0,0195	0,0397	0,0483	0,0449	0,0863
70	0,4045	0,0247	0,0388	0,0336	0,0599	0,0630
105	0,5017	0,1728	0,0412	0,0250	0,0354	0,0589
140	0,5716	0,2896	0,1621	0,0134	0,0279	0,0581
175	0,6234	0,3761	0,2635	0,0178	0,0239	0,0406
210	0,6636	0,4435	0,3403	0,1168	0,0208	0,0449
245	0,6953	0,4966	0,4020	0,2032	0,0227	0,0366
280	0,7211	0,5397	0,4517	0,2728	0,0153	0,0253
315	0,7424	0,5754	0,4929	0,3314	0,0925	0,0452

### Resultados del caso 3

CC 3 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9591	0,9370	0,9019	0,9182	0,9120	0,9070
0,2	0,9592	0,9373	0,9031	0,9187	0,9124	0,9074
0,3	0,9594	0,9377	0,9045	0,9191	0,9129	0,9078
0,4	0,9596	0,9381	0,9059	0,9196	0,9133	0,9083
0,5	0,9598	0,9385	0,9073	0,9201	0,9138	0,9088
0,6	0,9600	0,9389	0,9088	0,9206	0,9143	0,9093
0,7	0,9602	0,9393	0,9103	0,9211	0,9149	0,9098
0,8	0,9604	0,9397	0,9119	0,9216	0,9154	0,9103
0,9	0,9606	0,9402	0,9135	0,9222	0,9159	0,9109
1,0	0,9608	0,9406	0,9151	0,9227	0,9165	0,9114

CC 3 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9591	0,9370	0,9012	0,9184	0,9124	0,9078
0,2	0,9592	0,9373	0,9016	0,9190	0,9133	0,9093
0,3	0,9594	0,9377	0,9020	0,9197	0,9142	0,9109
0,4	0,9596	0,9381	0,9025	0,9204	0,9153	0,9126
0,5	0,9598	0,9385	0,9030	0,9211	0,9163	0,9144
0,6	0,9600	0,9389	0,9035	0,9218	0,9174	0,9161
0,7	0,9602	0,9393	0,9040	0,9226	0,9185	0,9180
0,8	0,9604	0,9398	0,9046	0,9234	0,9196	0,9199
0,9	0,9606	0,9402	0,9051	0,9242	0,9207	0,9218
1,0	0,9608	0,9407	0,9057	0,9250	0,9219	0,9237

CC 3 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9593	0,9374	0,9033	0,9187	0,9125	0,9074
0,2	0,9597	0,9382	0,9064	0,9198	0,9135	0,9085
0,3	0,9601	0,9391	0,9098	0,9209	0,9146	0,9096
0,4	0,9606	0,9401	0,9133	0,9221	0,9158	0,9108
0,5	0,9610	0,9411	0,9169	0,9233	0,9171	0,9120
0,6	0,9615	0,9421	0,9207	0,9246	0,9183	0,9132
0,7	0,9620	0,9432	0,9245	0,9259	0,9197	0,9146
0,8	0,9626	0,9443	0,9285	0,9273	0,9210	0,9159
0,9	0,9631	0,9454	0,9325	0,9287	0,9224	0,9173
1,0	0,9637	0,9466	0,9366	0,9302	0,9238	0,9187

CC 3 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9592	0,9374	0,9016	0,9191	0,9134	0,9096
0,2	0,9596	0,9382	0,9027	0,9206	0,9157	0,9133
0,3	0,9601	0,9391	0,9038	0,9223	0,9181	0,9172
0,4	0,9606	0,9401	0,9050	0,9240	0,9206	0,9214
0,5	0,9610	0,9411	0,9062	0,9258	0,9232	0,9258
0,6	0,9615	0,9422	0,9075	0,9277	0,9260	0,9304
0,7	0,9621	0,9433	0,9088	0,9297	0,9288	0,9350
0,8	0,9626	0,9444	0,9102	0,9317	0,9317	0,9398
0,9	0,9632	0,9455	0,9116	0,9337	0,9346	0,9448
1,0	0,9637	0,9467	0,9130	0,9358	0,9377	0,9498

CC 3 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14 y PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9594	0,9376	0,9036	0,9192	0,9132	0,9086
0,2	0,9599	0,9389	0,9072	0,9209	0,9151	0,9112
0,3	0,9606	0,9402	0,9110	0,9227	0,9173	0,9139
0,4	0,9612	0,9415	0,9150	0,9246	0,9195	0,9168
0,5	0,9619	0,9430	0,9192	0,9267	0,9219	0,9199
0,6	0,9627	0,9445	0,9236	0,9288	0,9243	0,9231
0,7	0,9634	0,9460	0,9280	0,9310	0,9268	0,9263
0,8	0,9642	0,9476	0,9327	0,9332	0,9295	0,9297
0,9	0,9650	0,9493	0,9374	0,9355	0,9322	0,9332
1,0	0,9658	0,9510	0,9422	0,9379	0,9349	0,9368

CC 3 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14 y PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9594	0,9376	0,9026	0,9194	0,9137	0,9099
0,2	0,9599	0,9388	0,9050	0,9214	0,9164	0,9140
0,3	0,9606	0,9402	0,9075	0,9235	0,9193	0,9185
0,4	0,9612	0,9415	0,9101	0,9258	0,9224	0,9232
0,5	0,9619	0,9430	0,9129	0,9282	0,9256	0,9282
0,6	0,9627	0,9445	0,9157	0,9306	0,9289	0,9333
0,7	0,9634	0,9461	0,9187	0,9332	0,9323	0,9386
0,8	0,9642	0,9477	0,9217	0,9358	0,9359	0,9441
0,9	0,9650	0,9493	0,9249	0,9386	0,9395	0,9498
1,0	0,9659	0,9510	0,9281	0,9414	0,9433	0,9556

## Resultados del caso 4

CC 1 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9122	0,8912	0,8577	0,8733	0,8674	0,8626
0,2	0,9125	0,8916	0,8591	0,8739	0,8679	0,8632
0,3	0,9128	0,8921	0,8605	0,8745	0,8685	0,8637
0,4	0,9132	0,8927	0,8620	0,8751	0,8692	0,8644
0,5	0,9135	0,8932	0,8636	0,8757	0,8698	0,8650
0,6	0,9139	0,8938	0,8652	0,8764	0,8705	0,8657
0,7	0,9143	0,8944	0,8669	0,8771	0,8711	0,8663
0,8	0,9147	0,8950	0,8686	0,8778	0,8718	0,8670
0,9	0,9151	0,8957	0,8703	0,8785	0,8726	0,8678
1,0	0,9156	0,8963	0,8721	0,8793	0,8733	0,8685

CC 1 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9122	0,8912	0,8571	0,8735	0,8677	0,8634
0,2	0,9125	0,8917	0,8577	0,8742	0,8687	0,8650
0,3	0,9128	0,8922	0,8583	0,8750	0,8698	0,8667
0,4	0,9132	0,8927	0,8589	0,8758	0,8709	0,8685
0,5	0,9136	0,8933	0,8595	0,8767	0,8721	0,8703
0,6	0,9140	0,8939	0,8602	0,8776	0,8733	0,8722
0,7	0,9144	0,8945	0,8609	0,8785	0,8745	0,8742
0,8	0,9148	0,8951	0,8616	0,8794	0,8758	0,8762
0,9	0,9152	0,8958	0,8623	0,8804	0,8771	0,8782
1,0	0,9157	0,8964	0,8631	0,8814	0,8784	0,8803

CC 1 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9125	0,8917	0,8593	0,8740	0,8680	0,8632
0,2	0,9133	0,8929	0,8626	0,8753	0,8694	0,8646
0,3	0,9141	0,8942	0,8662	0,8768	0,8709	0,8661
0,4	0,9151	0,8956	0,8700	0,8784	0,8725	0,8676
0,5	0,9160	0,8970	0,8741	0,8801	0,8741	0,8693
0,6	0,9171	0,8986	0,8783	0,8819	0,8759	0,8710
0,7	0,9181	0,9002	0,8826	0,8837	0,8778	0,8729
0,8	0,9193	0,9019	0,8871	0,8857	0,8797	0,8748
0,9	0,9205	0,9036	0,8918	0,8877	0,8817	0,8768
1,0	0,9217	0,9054	0,8966	0,8898	0,8838	0,8789

CC 1 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9125	0,8917	0,8577	0,8743	0,8689	0,8652
0,2	0,9133	0,8929	0,8591	0,8761	0,8713	0,8691
0,3	0,9142	0,8942	0,8606	0,8781	0,8740	0,8734
0,4	0,9151	0,8957	0,8622	0,8802	0,8769	0,8779
0,5	0,9161	0,8972	0,8639	0,8825	0,8799	0,8826
0,6	0,9172	0,8987	0,8657	0,8849	0,8831	0,8876
0,7	0,9183	0,9004	0,8675	0,8874	0,8865	0,8928
0,8	0,9195	0,9021	0,8695	0,8899	0,8900	0,8982
0,9	0,9207	0,9039	0,8715	0,8926	0,8936	0,9038
1,0	0,9220	0,9057	0,8736	0,8954	0,8973	0,9095

CC 1 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14 y PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9128	0,8921	0,8597	0,8745	0,8688	0,8645
0,2	0,9139	0,8938	0,8636	0,8767	0,8712	0,8674
0,3	0,9151	0,8957	0,8679	0,8790	0,8738	0,8707
0,4	0,9165	0,8977	0,8725	0,8816	0,8767	0,8742
0,5	0,9179	0,8999	0,8774	0,8843	0,8797	0,8780
0,6	0,9195	0,9022	0,8825	0,8872	0,8830	0,8819
0,7	0,9212	0,9046	0,8879	0,8903	0,8864	0,8861
0,8	0,9229	0,9072	0,8935	0,8935	0,8900	0,8904
0,9	0,9247	0,9099	0,8992	0,8969	0,8937	0,8949
1,0	0,9267	0,9127	0,9053	0,9004	0,8976	0,8997

CC 1 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14 y PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9128	0,8921	0,8588	0,8747	0,8693	0,8656
0,2	0,9139	0,8938	0,8616	0,8771	0,8724	0,8701
0,3	0,9152	0,8957	0,8646	0,8798	0,8757	0,8751
0,4	0,9165	0,8978	0,8678	0,8827	0,8794	0,8804
0,5	0,9180	0,8999	0,8713	0,8858	0,8833	0,8860
0,6	0,9196	0,9023	0,8749	0,8890	0,8874	0,8919
0,7	0,9212	0,9047	0,8788	0,8925	0,8917	0,8981
0,8	0,9230	0,9073	0,8828	0,8961	0,8963	0,9046
0,9	0,9249	0,9100	0,8870	0,8999	0,9010	0,9114
1,0	0,9268	0,9129	0,8913	0,9039	0,9060	0,9184

CC 2 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9471	0,9253	0,8906	0,9068	0,9006	0,8957
0,2	0,9473	0,9257	0,8919	0,9073	0,9011	0,8961
0,3	0,9475	0,9261	0,8933	0,9077	0,9016	0,8966
0,4	0,9478	0,9265	0,8947	0,9083	0,9021	0,8971
0,5	0,9480	0,9270	0,8962	0,9088	0,9026	0,8976
0,6	0,9482	0,9274	0,8977	0,9093	0,9032	0,8982
0,7	0,9485	0,9279	0,8993	0,9099	0,9037	0,8987
0,8	0,9487	0,9283	0,9009	0,9105	0,9043	0,8993
0,9	0,9490	0,9288	0,9025	0,9111	0,9049	0,8999
1,0	0,9493	0,9293	0,9041	0,9117	0,9055	0,9005

CC 2 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9471	0,9253	0,8900	0,9070	0,9010	0,8965
0,2	0,9473	0,9257	0,8904	0,9076	0,9019	0,8980
0,3	0,9475	0,9261	0,8909	0,9083	0,9029	0,8997
0,4	0,9478	0,9265	0,8914	0,9090	0,9040	0,9014
0,5	0,9480	0,9270	0,8919	0,9098	0,9050	0,9031
0,6	0,9483	0,9274	0,8925	0,9106	0,9061	0,9050
0,7	0,9485	0,9279	0,8931	0,9114	0,9073	0,9068
0,8	0,9488	0,9284	0,8936	0,9122	0,9084	0,9087
0,9	0,9490	0,9289	0,8942	0,9130	0,9096	0,9107
1,0	0,9493	0,9294	0,8948	0,9139	0,9108	0,9126

CC 2 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9474	0,9257	0,8921	0,9073	0,9011	0,8962
0,2	0,9478	0,9267	0,8953	0,9084	0,9023	0,8973
0,3	0,9484	0,9277	0,8987	0,9097	0,9035	0,8985
0,4	0,9490	0,9288	0,9022	0,9110	0,9048	0,8998
0,5	0,9496	0,9299	0,9060	0,9123	0,9061	0,9011
0,6	0,9502	0,9310	0,9098	0,9137	0,9075	0,9025
0,7	0,9508	0,9322	0,9138	0,9152	0,9090	0,9039
0,8	0,9515	0,9334	0,9179	0,9167	0,9105	0,9054
0,9	0,9522	0,9347	0,9220	0,9182	0,9120	0,9069
1,0	0,9529	0,9360	0,9263	0,9198	0,9136	0,9085

CC 2 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9473	0,9257	0,8905	0,9077	0,9021	0,8983
0,2	0,9479	0,9267	0,8916	0,9093	0,9044	0,9020
0,3	0,9484	0,9277	0,8928	0,9110	0,9068	0,9061
0,4	0,9490	0,9288	0,8941	0,9129	0,9094	0,9103
0,5	0,9496	0,9299	0,8955	0,9148	0,9122	0,9148
0,6	0,9502	0,9311	0,8969	0,9168	0,9150	0,9194
0,7	0,9509	0,9323	0,8983	0,9189	0,9179	0,9242
0,8	0,9516	0,9336	0,8998	0,9210	0,9210	0,9292
0,9	0,9523	0,9349	0,9013	0,9232	0,9241	0,9343
1,0	0,9530	0,9362	0,9029	0,9255	0,9273	0,9395

CC 2 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14 y PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9475	0,9260	0,8924	0,9078	0,9019	0,8974
0,2	0,9482	0,9274	0,8961	0,9096	0,9039	0,9000
0,3	0,9490	0,9288	0,9000	0,9116	0,9062	0,9029
0,4	0,9498	0,9304	0,9042	0,9137	0,9086	0,9060
0,5	0,9507	0,9320	0,9085	0,9159	0,9111	0,9092
0,6	0,9516	0,9337	0,9131	0,9181	0,9138	0,9125
0,7	0,9526	0,9354	0,9177	0,9205	0,9165	0,9160
0,8	0,9536	0,9372	0,9226	0,9230	0,9193	0,9196
0,9	0,9546	0,9391	0,9275	0,9256	0,9223	0,9233
1,0	0,9557	0,9411	0,9327	0,9282	0,9253	0,9272

CC 2 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14 y PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9475	0,9260	0,8915	0,9081	0,9024	0,8986
0,2	0,9482	0,9274	0,8939	0,9101	0,9052	0,9028
0,3	0,9490	0,9288	0,8966	0,9124	0,9082	0,9074
0,4	0,9499	0,9304	0,8993	0,9148	0,9114	0,9123
0,5	0,9507	0,9320	0,9023	0,9173	0,9148	0,9174
0,6	0,9517	0,9337	0,9053	0,9200	0,9183	0,9227
0,7	0,9526	0,9355	0,9085	0,9228	0,9219	0,9282
0,8	0,9536	0,9373	0,9117	0,9256	0,9257	0,9340
0,9	0,9547	0,9392	0,9151	0,9286	0,9296	0,9399
1,0	0,9558	0,9412	0,9186	0,9317	0,9336	0,9460

CC 6 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9711	0,9488	0,9132	0,9298	0,9235	0,9184
0,2	0,9713	0,9491	0,9145	0,9302	0,9238	0,9187
0,3	0,9714	0,9494	0,9158	0,9306	0,9243	0,9192
0,4	0,9715	0,9498	0,9172	0,9310	0,9247	0,9196
0,5	0,9717	0,9501	0,9186	0,9315	0,9251	0,9200
0,6	0,9718	0,9505	0,9201	0,9320	0,9256	0,9205
0,7	0,9720	0,9509	0,9215	0,9324	0,9261	0,9210
0,8	0,9721	0,9513	0,9231	0,9329	0,9266	0,9215
0,9	0,9723	0,9516	0,9246	0,9334	0,9271	0,9220
1,0	0,9725	0,9520	0,9262	0,9339	0,9276	0,9225

CC 6 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9711	0,9488	0,9125	0,9299	0,9239	0,9193
0,2	0,9712	0,9491	0,9129	0,9305	0,9248	0,9208
0,3	0,9714	0,9494	0,9133	0,9312	0,9257	0,9223
0,4	0,9715	0,9498	0,9137	0,9318	0,9267	0,9240
0,5	0,9717	0,9501	0,9142	0,9325	0,9277	0,9257
0,6	0,9718	0,9505	0,9147	0,9332	0,9288	0,9275
0,7	0,9720	0,9509	0,9151	0,9339	0,9298	0,9293
0,8	0,9721	0,9513	0,9156	0,9347	0,9309	0,9311
0,9	0,9723	0,9516	0,9161	0,9354	0,9320	0,9330
1,0	0,9724	0,9520	0,9166	0,9362	0,9331	0,9349

CC 6 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9713	0,9491	0,9147	0,9302	0,9239	0,9188
0,2	0,9716	0,9499	0,9178	0,9312	0,9248	0,9197
0,3	0,9719	0,9508	0,9211	0,9322	0,9259	0,9208
0,4	0,9723	0,9516	0,9245	0,9333	0,9270	0,9219
0,5	0,9727	0,9525	0,9280	0,9345	0,9281	0,9230
0,6	0,9730	0,9534	0,9317	0,9356	0,9293	0,9242
0,7	0,9734	0,9544	0,9354	0,9369	0,9305	0,9254
0,8	0,9738	0,9553	0,9392	0,9381	0,9317	0,9266
0,9	0,9742	0,9563	0,9431	0,9394	0,9329	0,9278
1,0	0,9746	0,9573	0,9470	0,9407	0,9342	0,9291

CC 6 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9712	0,9491	0,9129	0,9306	0,9249	0,9210
0,2	0,9715	0,9499	0,9139	0,9321	0,9271	0,9247
0,3	0,9719	0,9507	0,9149	0,9337	0,9295	0,9286
0,4	0,9722	0,9516	0,9160	0,9353	0,9319	0,9327
0,5	0,9726	0,9525	0,9172	0,9370	0,9345	0,9370
0,6	0,9730	0,9534	0,9183	0,9388	0,9371	0,9414
0,7	0,9734	0,9543	0,9196	0,9406	0,9398	0,9459
0,8	0,9738	0,9553	0,9208	0,9425	0,9426	0,9506
0,9	0,9742	0,9563	0,9221	0,9444	0,9454	0,9553
1,0	0,9746	0,9573	0,9234	0,9463	0,9483	0,9602

CC 6 MVA – PVDG 47,21 kWp en Nodo 14 y PVDG 19,31 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9714	0,9494	0,9150	0,9307	0,9246	0,9200
0,2	0,9718	0,9505	0,9184	0,9323	0,9264	0,9224
0,3	0,9723	0,9516	0,9221	0,9340	0,9284	0,9251
0,4	0,9728	0,9529	0,9260	0,9358	0,9305	0,9278
0,5	0,9733	0,9541	0,9301	0,9376	0,9327	0,9307
0,6	0,9738	0,9555	0,9342	0,9395	0,9350	0,9337
0,7	0,9744	0,9568	0,9385	0,9415	0,9373	0,9368
0,8	0,9750	0,9582	0,9429	0,9436	0,9397	0,9400
0,9	0,9755	0,9596	0,9474	0,9457	0,9422	0,9433
1,0	0,9761	0,9611	0,9520	0,9479	0,9447	0,9466

CC 6 MVA – PVDG 19,31 kWp en Nodo 14 y PVDG 47,21 kWp en Nodo 17						
Irradiancia [kW/m <sup>2</sup> ]	Nodo PCC [V]	Nodo 10 [V]	Nodo 14 [V]	Nodo 15 [V]	Nodo 16 [V]	Nodo 17 [V]
0,1	0,9713	0,9494	0,9139	0,9309	0,9252	0,9213
0,2	0,9718	0,9504	0,9161	0,9328	0,9278	0,9253
0,3	0,9723	0,9516	0,9185	0,9348	0,9306	0,9297
0,4	0,9728	0,9528	0,9210	0,9369	0,9335	0,9343
0,5	0,9733	0,9541	0,9236	0,9391	0,9365	0,9391
0,6	0,9738	0,9554	0,9263	0,9414	0,9397	0,9440
0,7	0,9744	0,9568	0,9291	0,9438	0,9430	0,9491
0,8	0,9749	0,9582	0,9319	0,9462	0,9463	0,9544
0,9	0,9755	0,9596	0,9348	0,9487	0,9497	0,9598
1,0	0,9761	0,9611	0,9378	0,9513	0,9532	0,9653



# **Anexo B: Objetivos de la propuesta de tesis**

## **Objetivo General**

Proponer una metodología para planear la inserción de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución que mitigue la aparición de huecos de voltaje ocasionados por la variabilidad de la generación distribuida fotovoltaica.

## **Objetivos Específicos**

**4.2.1.** Caracterizar los huecos de voltaje presentes en redes de distribución con generación fotovoltaica en función de las causas que los originan.

**4.2.2.** Modelar y programar un modelo de referencia (benchmark) de una red de distribución con generación distribuida fotovoltaica en un software para analizar el fenómeno de huecos de voltaje.

**4.2.3.** Caracterizar los huecos de voltaje presentes en el modelo de referencia seleccionado frente a las fallas más comunes a lo largo del alimentador principal, antes de la inserción de generación distribuida fotovoltaica, en un caso base construido a partir de la evaluación de la red de distribución tradicional en condiciones iniciales donde se observe la variación de la profundidad de los huecos de voltaje en función de la distancia de la falla.

**4.2.4.** Caracterizar los huecos de voltaje presentes en el modelo de referencia seleccionado frente a las fallas más comunes a lo largo del alimentador principal, después de la inserción de generación distribuida fotovoltaica, a partir de la evaluación

de la red de distribución tradicional donde se observe la variación de la profundidad de los huecos de voltaje en función de la distancia de la falla considerando diferentes niveles de penetración, diferentes distribuciones de los generadores fotovoltaicos y la ubicación de los generadores.

**4.2.5.** Caracterizar los huecos de voltaje presentes en el modelo de referencia seleccionado después de la inserción de generación distribuida fotovoltaica cuando se presenta una reducción en la irradiancia sobre los sistemas fotovoltaicos ocasionada por el paso de nubes, considerando diferentes niveles de penetración, diferentes distribuciones de los generadores fotovoltaicos y la ubicación de los generadores.

**4.2.6.** Sintetizar los resultados obtenidos antes y después de la inserción de la generación fotovoltaica y establecer las condiciones bajo las cuales se mitiga la aparición de los huecos de voltaje para los diferentes niveles de penetración y las distribuciones de generación fotovoltaica evaluadas.

## Anexo C: Publicaciones

- J. C. Toro, A. J. Saavedra y C. A. Ramos, “Calidad de la potencia en redes de distribución con penetración fotovoltaica”, *Avances en Ingeniería Eléctrica*, ed. 5, pp. 36–41, Nov. 2014.
- J. C. Toro, A. J. Saavedra y F. Bolaños, “Aplicación de las transformadas rápida de Fourier y Wavelet para el análisis de calidad de la potencia en un sistema de distribución”, *Revista CIDET*, ed. 13, pp. 99–107, Nov. 2015.
- J. C. Toro y A. J. Saavedra, “Metodología de predicción y valoración de huecos de voltaje para la planeación de la inserción de generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución”, *Artículo en preparación*.



## Bibliografía

- [1] P. González-Castrillo, "Influencia de una Instalación Fotovoltaica Conectada a Red sobre la Calidad de Potencia de una Red de Distribución," *peandes.unex.es*, 2007.
- [2] N. Hadjsaid, J. Canard, and F. Dumas, "Dispersed generation impact on distribution networks," *Computer Applications in Power*, no. April, 1999.
- [3] M. H. J. Bollen, "What is power quality?," *Electric Power Systems Research*, vol. 66, no. 1, pp. 5–14, Jul. 2003.
- [4] T. J. Hsu, C. T., Chen, C. S., Lin, C. H., & Cheng, "Impact of a Large Scale PV Generation System on the Distribution System," *Applied Mechanics and Materials*, no. 479, pp. 559–564, 2014.
- [5] P. Barker and R. de Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," in *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2000, vol. 3, pp. 1645–1656.
- [6] M. a. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 1, pp. 112–129, Jan. 2010.
- [7] J. C. Hernández and A. Medina, "Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica: Calidad de Suministro," *Sumuntán*, vol. 23, pp. 33–44, 2006.
- [8] M. Thomson and D. Infield, "Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems," *Renewable Power Generation, IET*, pp. 33–40, 2007.
- [9] J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, and P. Lund, "Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 12, pp. 1562–1571, Dec. 2010.
- [10] M. Begovic and I. Kim, "Integration of photovoltaic distributed generation in the power distribution grid," in *45th Hawaii International Conference on System Science (HICSS)*, 2012, pp. 1977–1986.
- [11] E. Caamaño-Martín, H. Laukamp, M. Jantsch, T. Erge, J. Thornycroft, H. De Moor,

- S. Cobben, D. Suna, and B. Gaiddon, "Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, no. 7, pp. 629–643, 2008.
- [12] F. Katiraei and J. Agüero, "Solar PV integration challenges," *Power and Energy Magazine, IEEE*, pp. 62–71, 2011.
- [13] Y. Dong, M. Liu, and J. Huang, "Comparison and analysis of power quality test method in PV grid system," in *2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013)*, 2013, pp. 1–4.
- [14] J. Urbanetz, P. Braun, and R. Rütther, "Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil," *Energy Conversion and Management*, vol. 64, pp. 8–14, Dec. 2012.
- [15] M. C. Benhabib, J. M. a. Myrzik, and J. L. Duarte, "Harmonic effects caused by large scale PV installations in LV network," *2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, pp. 1–6, Oct. 2007.
- [16] X. Zhou, J. Liang, and W. Zhou, "Harmonic impacts of inverter-based distributed generations in low voltage distribution network," *2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pp. 615–620, Jun. 2012.
- [17] J. Enslin and P. Heskes, "Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, no. 6, pp. 1586–1593, 2004.
- [18] N. Srisaen and A. Sangswang, "Effects of PV grid-connected system location on a distribution system," in *IEEE Asia-Pacific Conference on Circuits and Systems, Proceedings, APCCAS*, 2006, vol. 0, pp. 852–855.
- [19] R. Torquato, F. C. L. Trindade, and W. Freitas, "Analysis of the harmonic distortion impact of photovoltaic generation in Brazilian residential networks," *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 239–243, May 2014.
- [20] J. V. Paatero and P. D. Lund, "Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 2, pp. 216–234, Feb. 2007.
- [21] S. Eftekharnajad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, "Impact of Increased

- Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, 2013.
- [22] M. Ropp, J. Newmiller, C. Whitaker, and B. Norris, “Review of potential problems and utility concerns arising from high penetration levels of photovoltaics in distribution systems,” in *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2008, pp. 1–6.
- [23] S. Bouchakour, A. Chouder, F. Cherfa, K. Abdeladim, and K. Kerkouche, “The First Grid-Connected Photovoltaic System in Algeria: Power Quality Observation,” in *2èmes Journées Internationale sur les Energies Renouvelable et le Développement Durable*, 2012, pp. 1–8.
- [24] S. Santoso, *Fundamentals of Electric Power Quality*, Winter. 2012.
- [25] D. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Std 1159<sup>TM</sup>-2009, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, vol. 2009, no. June. 2009.
- [26] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, and K. Strunz, “A benchmark low voltage microgrid network,” in *Proceedings of the CIGRE Symposium: Power Systems with Dispersed Generation*, 2005, no. April, pp. 1–8.
- [27] W. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, First Edit. 2012.
- [28] A. H. M. Nordin and A. M. Omar, “Modeling and simulation of Photovoltaic (PV) array and maximum power point tracker (MPPT) for grid-connected PV system,” *2011 3rd International Symposium & Exhibition in Sustainable Energy & Environment (ISESEE)*, no. June, pp. 114–119, 2011.
- [29] S. Said, 1, M. Benammar, and and S. Ahmed, “A Matlab/Simulink-Based Photovoltaic Array Model Employing SimPowerSystems Toolbox,” *Journal of Energy and Power Engineering*, vol. 6, pp. 1965–1975, 2012.
- [30] B. M. Hasaneen and A. A. Elbaset Mohammed, “Design and simulation of DC/DC boost converter,” *2008 12th International Middle-East Power System Conference*, pp. 335–340, 2008.
- [31] T. Esum and P. L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, Jun. 2007.
- [32] D. Sanz-Morales, “Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications,” 2010.

- [33] F. Liu, Y. Kang, Z. Yu, and S. Duan, "Comparison of P&O and hill climbing MPPT methods for grid-connected PV converter," *2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2008*, pp. 804–807, 2008.
- [34] J. A. Oliver, R. Prieto, V. Romero, and J. A. Cobos, "Behavioural Modelling of DC-DC Converters for Large-Signal Simulation of Distributed Power Systems," in *Twenty-First Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC '06.*, 2006, pp. 1204–1209.
- [35] M. Rashid H, *Electrónica de Potencia. Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones*, Tercera Ed. Prentice Hall, 2004.