Propuesta de un esquema de evaluación de la resiliencia eléctrica de redes de baja tensión con integración de generación fotovoltaica – condición de operación en estado estable

Alejandro Parrado Duque

Trabajo de Grado para Optar el título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director German Alfonso Osma Pinto Doctor en Ingeniería Área Ingeniería Eléctrica

Codirector Rusber Octavio Rodríguez Velásquez Magíster en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones Maestría en Ingeniería Eléctrica Bucaramanga 2020

# Dedicatoria

A Dios, por su infinito amor A mis padres, por su infinito amor A mis hermanos Juliana y Jonh, por su amor A Milena, Marilú, Norberto y Fernando, por su amor A German Osma, por su dirección, apoyo, y amistad A Gabriel Ordóñez por su humanismo, apoyo y amistad A Rusber, por su dirección, apoyo, y amistad A Viviana por su humanismo, apoyo, y amistad A Viviana por su humanismo, apoyo, y amistad A Tobias Kamké, por su amor y compañía A Paola, por su apoyo y cariño

80-79

#### Agradecimientos

Durante el desarrollo de este trabajo de investigación, tuve una serie de retos académicos y de investigación que fueron inherentes. No obstante, los retos, las pruebas, los desafíos personales que tuve fueron predominantes a lo largo de estos últimos dos años; en especial, porque son situaciones que no estuvieron en la formulación inicial del problema.

Por supuesto que Dios me soportó de diversas formas. Siempre encontré voces de aliento y amor en mi familia, en especial la voz de mi hermanita que es suave, dulce, tierna y cargada de completo amor.

Agradecimientos totales a Milena B, Marilú G, Norberto B, Fernando B y Alicia A, quienes también hicieron parte de esta etapa de mi vida, en quienes siempre encontré apoyo, compañía, comprensión y amor.

También, el compartir experiencias, visiones y una amistad que se fortaleció con mis directores, grupo de trabajo y amistades alimentó mi deseo de superación. A cada uno de ellos agradezco inmensamente; en especial a Alejandra M, Yexica P, María T, Yina S, Felipe G, Federico N y Daniel G.

Ampliamente agradecido con Paola G por todo su apoyo, confianza, sinceridad y cariño dado durante mi última etapa de la maestría. Ella, quien derrocha felicidad y energía.

Claramente no puede faltar mi lindo cachorro Tobias Kamké, quien me acompañó en todo momento.

# Tabla de Contenido

Introducción 15
1. Objetivos
1.1 Objetivo general
1.2 Objetivos específicos
2. Impactos de los sistemas fotovoltaicos en redes eléctricas de baja tensión
2.1 Estimación y evaluación de impactos – simulaciones
2.2 Estimación y evaluación de impactos – casos reales
2.3 Identificación de parámetros e indicadores para evaluar impactos de SFV 41
3. Resiliencia de las redes eléctricas
3.1 Propuestas de evaluación de resiliencia
3.2 Análisis de las propuestas de resiliencia
3.2.1 Eventos
3.2.2 Definición de resiliencia para sistemas de potencia
3.2.3 Parámetros de entrada para la evaluación de resiliencia
3.2.4 Tiempo de monitorización para la evaluación de resiliencia
3.2.5 Resumen de las propuestas de resiliencia
4. Propuesta de evaluación de resiliencia para redes eléctricas de bt con integración de SFV 63
4.1 Definición de resiliencia para redes de BT con integración de SFV 64
4.2 Monitorización de la resiliencia para redes eléctricas de bt con integración de SFV 65
4.2.1 Adquisición y procesamiento de datos

4.2.2 Monitorización de nodos en redes eléctricas de BT con SFV para la eval	luación de la
resiliencia	71
4.3 Conversión de datos	72
4.4 Asignación de pesos a los parámetros e indicadores	76
4.4.1 Técnica DEMATEL	78
4.4.2 Técnica IF-DEMATEL	80
4.5 Evaluación de la resiliencia para redes de BT con integración de SFV	
4.5.1 Integración de los PeI en la resiliencia	86
4.5.2 Visualización de la resiliencia	
5. Aplicación del esquema de evaluación de resiliencia	
5.1 Generalidades EIE-UIS	
5.2 Evaluación de la resiliencia en el EIE-UIS	
5.2.1 Adquisición de datos de los (PeI)	
5.2.2 Conversión de datos (EN):	103
5.2.3 Asignación de pesos a los PeI	113
5.2.4 Evaluación de la resiliencia al caso de estudio	118
6. Conclusiones	131
7. Recomendaciones	135
Referencias bibliográficas	136
Apéndices	158

# Lista de Tablas

Pág.

6

Tabla 1. Participación del autor en eventos académicos
Tabla 2. Resumen de trabajos de investigación sobre impactos de SFV en BT – simulación 33
Tabla 3. Resumen de trabajos de investigación sobre los impactos de SFV en BT – casos reales.
Tabla 4. Resumen de indicadores de evaluación de impactos de SFV en BT 46
Tabla 5. Cálculo de resiliencia a partir de métricas asociadas a fases del evento.       56
Tabla 6. Matriz de resiliencia energética.    58
Tabla 7. Clasificación del sistema de monitorización por clase de SFV y aplicación 68
Tabla 8. Requisitos mínimos de exactitud para medida de recursos distribuidos.       69
Tabla 9. Expresiones matemáticas de los Pel seleccionados.    70
Tabla 10. Relación de los valores referencia y críticos con los PeI
Tabla 11. Valor del PeI por la aplicación de las ENs.    76
Tabla 12. Valoración de influencia entre PeI
Tabla 13. Relación de TL e IF con parámetros e indicadores.    81
Tabla 14. Monitorización del EIE-UIS.    91
Tabla 15. Valores máximos, mínimos y promedio de los PeI en los nodos de evaluación del EIE-
UIS
Tabla 16. Influencia de los PeI de la red de BT con SFV    115
Tabla 17. Resumen de la influencia de cada PeI – Técnica IF-DEMATEL 116
Tabla 18. Comparación entre las técnicas IF-DEMATEL y DEMATEL con respecto a las
influencias de los PeI

Tabla 19. Propuesta de escala de medida de la resiliencia.    1	19
Tabla 20. Resumen de evaluación de resiliencia en el EIE-UIS	20
Tabla 21. Cantidad de datos máximos, promedio, mínimos y mínimos diferente de cero de	la
resiliencia en el EIE-UIS 1	21
Tabla 22. Valor y frecuencia de la moda de la resiliencia por nodo1	23
Tabla 23. Cálculo de la correlación lineal y el coeficiente de determinación entre la resiliencia,	la
potencia FV y la carga para los días 1 y 12 – EIE-UIS 1	30

# Lista de Figuras

Figura 1. Metodología para la evaluación de impactos de SFV en BT
Figura 2. Técnica de evaluación de impactos de SFV en BT para casos de estudio simulados 32
Figura 3. Técnica de evaluación de impactos de SFV en BT para casos de estudio reales
Figura 4. Modelo de la red eléctrica considerado para la simulación
Figura 5. Modelo de red eléctrica simulado para evaluar impactos de los SFV en BT 44
Figura 6. Modelo de resiliencia para sistemas de potencia
Figura 7. Matriz de evaluación de resiliencia para sistemas eléctricos
Figura 8. Rendimiento del sistema ante un evento extremo
Figura 9. Curva trapezoidal de resiliencia
Figura 10. Proceso de evaluación de resiliencia
Figura 11. Enfoques generales para la evaluación de resiliencia
Figura 12. Resumen de la propuesta de evaluación de la resiliencia para redes eléctricas de BT con
integración de SFV
Figura 13. Principales características del sistema de monitorización
Figura 14. Propuesta de medición de la resiliencia en BT de una red a) radial, b) anillo, c) doble
alimentación
Figura 15. Etapas de normalización de parámetros e indicadores
Figura 16 a) EN1 – Frecuencia. b) EN2 – Tensión. c) EN3 – I, P, Q, THD <sub>v</sub> , THD <sub>i</sub> , V <sub>h</sub> , I <sub>h</sub> , Desb <sub>v</sub> .
Figura 17. Asignación de pesos empleando a los parámetros e indicadores, empleando DEMATEL
o IF-DEMATEL

Figura 18. Matriz A de relación entre PeI	79
Figura 19. Influencia de los PeI normalizados	80
Figura 20. Pasos para asignación de pesos a PeI	81
Figura 21. Escala lingüística de medida con respecto a IF.	82
Figura 22. Matriz de influencia directa Xk - IF-DEMATEL	83
Figura 23. Esquema de evaluación de resiliencia en redes de BT con integración de SFV	85
Figura 24. Macro-indicadores asociados a la resiliencia.	86
Figura 25. Triángulo de macro-indicadores que integran el índice de resiliencia	87
Figura 26. Matriz de resiliencia para M circuitos y N usuarios por circuito	88
Figura 27. Ejemplo del comportamiento del índice de resiliencia en dos horas	89
Figura 28. Edificio de Ingeniería Eléctrica – Universidad Industrial de Santander	90
Figura 29. Diagrama unifilar del EIE-UIS	91
Figura 30. Esquema de conexión del medidor AcuRev 2020 2EM en el EIE-UIS	93
Figura 31. Esquema de conexión del medidor Acuvim IIR en el PCC - EIE-UIS	94
Figura 32. Puntos de evaluación de la resiliencia para el EIE-UIS	95
Figura 33. Generación FV en el EIE-UIS en noviembre, 2019	96
Figura 34. Comportamiento de VRMS, f, Desb <sub>v</sub> , THD <sub>v</sub> y promedio de V <sub>h</sub> en los nodos TP1 a	TP4.
	98
Figura 35. Comportamiento de IRMS, P, Q, THDi y promedio de Ih en el TP1	99
Figura 36. Comportamiento de I <sub>RMS</sub> , P, Q, THD <sub>i</sub> y promedio de I <sub>h</sub> en el TP2	99
Figura 37. Comportamiento de I <sub>RMS</sub> , P, Q, THD <sub>i</sub> y promedio de I <sub>h</sub> en el TP3	. 100
Figura 38. Comportamiento de IRMS, P, Q, THDi y promedio de Ih en el TP4	. 100
Figura 39. Comportamiento de V <sub>RMS</sub> , f, Desb <sub>v</sub> , THD <sub>v</sub> y promedio de V <sub>h</sub> en el TP5	. 101

Figura 40. Comportamiento de I <sub>RMS</sub> , P, Q, THD <sub>i</sub> y promedio de I <sub>h</sub> en el TP5	102
Figura 41. Comportamiento de $V_{RMS}$ , f, Desb <sub>v</sub> , THD <sub>v</sub> y promedio de $V_h$ en el BP4 – PCC	103
Figura 42. Comportamiento de I <sub>RMS</sub> , P, Q, THD <sub>i</sub> y promedio de I <sub>h</sub> en el BP4 – PCC	103
Figura 43. Valores normalizados de V <sub>RMS</sub> , f, Desb <sub>v</sub> y V <sub>h</sub> en los nodos TP1 a TP4	104
Figura 44. Diagrama de pareto para el THDv normalizado en los nodos TP1 a TP4	105
Figura 45. Valores normalizados de I <sub>RMS</sub> , P, Q, y THD <sub>i</sub> en el TP1	106
Figura 46. Diagrama de pareto para el valor normalizado de I <sub>h</sub> en el TP1	106
Figura 47. Valores normalizados de I <sub>RMS</sub> , P, Q, y THD <sub>i</sub> en el TP2	107
Figura 48. Diagrama de pareto para el valor normalizado de I <sub>h</sub> en el TP2	107
Figura 49. Valores normalizados de I <sub>RMS</sub> , P, Q, y THD <sub>i</sub> en el TP3	108
Figura 50. Diagrama de pareto para el valor normalizado de Ih en el TP3	108
Figura 51. Valores normalizados de I <sub>RMS</sub> , P, Q, y THD <sub>i</sub> en el TP4	109
Figura 52. Diagrama de pareto para el valor normalizado de I <sub>h</sub> en el TP4	109
Figura 53. Valores normalizados de VRMS, f, Desbv y Vh en el TP5	110
Figura 54. Diagrama de pareto para el THD <sub>v</sub> normalizado en el TP5	110
Figura 55. Valores normalizados de I <sub>RMS</sub> , P, Q, y THD <sub>i</sub> en el TP5	111
Figura 56. Diagrama de pareto para el valor normalizado de Ih en el TP5	111
Figura 57. Valores normalizados de VRMS, f, Desbv y Vh en el BP4	112
Figura 58. Diagrama de pareto para el THD <sub>v</sub> normalizado en el BP4	112
Figura 59. Valores normalizados de I <sub>RMS</sub> , P, Q, y THD <sub>i</sub> en el BP4	113
Figura 60. Diagrama de pareto para el valor normalizado de Ih en el BP4	113
Figura 61. Matriz A de relación entre los PeI - caso de estudio.	115

Figura 62. Representación de la diferencia de los pesos empleando las técnicas DEMATEL e IF-
DEMATEL
Figura 63. Resiliencia en los nodos del EIE-UIS bajo evaluación – Técnica DEMATEL 122
Figura 64. Resiliencia individual en los nodos del EIE-UIS bajo evaluación – Técnica DEMATEL.
Figura 65. Integración de PeI normalizados en macro-indicadores – EIE-UIS 124
Figura 66. Comparación entre la máxima potencia activa FV y la resiliencia – EIE-UIS 125
Figura 67. Comparación entre la interconexión del SFV y la resiliencia - EIE-UIS 126
Figura 68. Comparación entre la desconexión del SFV y la resiliencia - EIE-UIS 127
Figura 69. Comparación entre la carga, la resiliencia y la potencia FV – Día 1 – EIE-UIS 128
Figura 70. Comparación entre la carga, la resiliencia y la potencia FV – Día 12 – EIE-UIS 129

# Lista de Apéndices

# Pág.

Apéndice A. Valores moda y frecuencias de los PeI normalizados por nodo	. 158
Apéndice B. Resultados de PeI normalizados en los casos especiales	. 159

#### Resumen

Título: Propuesta de un esquema de evaluación de la resiliencia eléctrica de redes de baja tensión

con integración de generación fotovoltaica – condición de operación en estado estable\*

Autor: Alejandro Parrado Duque\*\*

Palabras Clave: Baja tensión, esquema de evaluación, estrategias de normalización, resiliencia,

sistemas fotovoltaicos.

Descripción: La resiliencia en los sistemas eléctricos es propuesta como un concepto que evalúa cambios operacionales inherentes a las variaciones de la carga y de los sistemas fotovoltaicos. Tales variaciones pueden evaluarse al hacer un tratamiento de datos de diez parámetros e indicadores eléctricos de una red eléctrica de interés. De allí que se propone un esquema de evaluación de la resiliencia. Este contiene características que debe cumplir un sistema de monitorización, el uso de tres estrategias de normalización de los parámetros e indicadores, la asignación de pesos subjetivos empleando las técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL, una formulación matemática para la cuantificación de la resiliencia y una escala de evaluación de la resiliencia normalizada entre cero y uno. Como caso de aplicación se tuvo el EIE-UIS, donde los indicadores de calidad de potencia tuvieron una variación promedio de 0.5, mientras que los parámetros de tensión, frecuencia, corriente, y la potencia activa y potencia reactiva tuvieron un desempeño promedio cercano al valor normalizado unitario en el 99% del total de datos. El trabajo concluyó un mejor desempeño del índice de resiliencia en el punto de acoplamiento común (PCC), y mayor influencia de la carga en el índice de resiliencia en nodos diferentes al PCC. Además, entre el índice de resiliencia y la potencia FV se observó una correlación lineal superior a 0.77 y un coeficiente de determinación superior a 0.59. Finalmente, el índice de resiliencia tuvo mejor desempeño en la red eléctrica durante el día, cuando el SFV operaba y existía mayor carga eléctrica.

<sup>\*</sup> Trabajo de Grado

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: German Alfonso Osma Pinto. Doctor en Ingeniería Área Ingeniería Eléctrica. Codirector: Rusber Octavio Rodríguez Velásquez. Magíster en Ingeniería Eléctrica.

#### Abstract

Title: Assessment scheme proposal of the electrical resilience in low voltage power grids with

photovoltaic generation integrated – steady-state operation condition\*

Author: Alejandro Parrado Duque\*\*

Key Words: Low voltage, assessment scheme, normalize strategies, resilience, photovoltaic

systems.

**Description:** This work consider that the resilience in the power systems is a concept that assess inherent operational changes in both the electrical load and photovoltaic (PV) systems. Considering ten electrical parameters and indicators (PeI) make it possible to assess the operational variations of the power grid of interest. From that, this work proposed a resilience assessment scheme. The scheme has features to compliance the next: monitoring system, three PeI normalize strategies, the weight-assigned subjective using the DEMATEL and IF-DEMATEL techniques, a mathematical formulation to quantify the resilience, and one resilience scale assessment normalize between zero and one. The application case was the EIE-UIS, where the PeI has 0.5 as mean variation.

In contrast, the voltage, frequency, current, and both active and reactive power has a mean performance close to maximum value (one) in the 99% of the total data. This research also found a better performance of the resilience index in the point of common coupling (PCC). The resilience index had similar variations with the electrical load in others electrical connection points. Also, a linear correlation between the resilience index and PV power was higher than 0.77 value, and the  $R^2$  value was above 0.59 value. Finally, the resilience index had a better performance during the day; it happened when the PVS and the electrical load reached maximum values.

<sup>\*</sup> Master Degree Work

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: German Alfonso Osma Pinto. Doctor en Ingeniería Área Ingeniería Eléctrica. Codirector: Rusber Octavio Rodríguez Velásquez. Magíster en Ingeniería Eléctrica.

#### Introducción

El incremento de actividades humanas relacionadas con el uso de la energía eléctrica, la relación de la cadena de la energía eléctrica con las emisiones de gases de efecto invernadero, y las nuevas formas de generación, suponen nuevos retos en planes de expansión, configuración y topología de las redes eléctricas. El incremento de fuentes de generación de energía eléctrica obedece al aumento en el uso final de la energía relacionado con el crecimiento económico de sectores industriales, comerciales, transporte de carga y de pasajeros, hidrocarburos y residencial (Adefarati & Bansal, 2016; Borghetti & Nucci, 2016; International Energy Agency, 2018, 2019a, 2019b; International & Energy, 2019; International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019; IRENA, 2019; REN21, 2019; World Economic Forum, 2017).

Las nuevas formas de generación de energía eléctrica, denominados recursos distribuidos de energía (DER), utilizan recursos naturales disponibles para la generación de energía eléctrica y diversifican la matriz energética de un país (Mokhtari, Gharehpetian, & Mousavi Agah, 2017; Raju P & Jain, 2019). Son considerados DER la biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, eólica, geotérmica, de los mares y solar. La energía solar se puede clasificar en térmica, fotovoltaica (FV) y combinada (térmica y fotovoltaica) (Dincer & Abu-Rayash, 2020; Raju P & Jain, 2019; Ramalingam & Indulkar, 2017; Sheer, Tahrawi, Jeesh, & Ibrahim, 2016).

Los sistemas fotovoltaicos (SFV), en los últimos 10 años, han tenido el mayor crecimiento en capacidad instalada (CI), en comparación con todas las demás fuentes de generación de energía eléctrica (International Energy Agency, 2019b; International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019; REN21, 2019). En 2018 se adicionó 100 GW de SFV, alcanzando una CI global acumulada de 505 GW; en la producción de energía, los SFV aportaron 640 TWh que representó cerca del 2.4% de la energía generada a nivel global (REN21, 2019). En 2019, la CI de esta tecnología incrementó en 75 GW, alcanzando un valor acumulado de 580 GW con una representación de más del 22% en CI de DERs a nivel global. Además, los SFV generaron 735 TWh que significó cerca del 2.75% de la energía generada en todo el mundo (International Renewable Energy Agency, 2020; Jäger-Waldau, 2019)

En Colombia, la diversificación de la matriz energética es incentivada por la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014), la Resolución CREG 030 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2018) y el Decreto 0570 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) (Ministerio de Minas y Energía, 2018). Este último introduce el concepto de resiliencia en el marco eléctrico colombiano para "fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad". Un evento de característica variable es la inyección de energía FV en las redes eléctricas, debido a la intermitencia climatológica (Borghetti & Nucci, 2016; Bouchakour et al., 2017; International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019; Qazi, 2016). Según la UPME<sup>††</sup> y MINMINAS, las centrales hidroeléctricas representan cerca del 70% de la generación de energía eléctrica; por tanto, el sistema eléctrico colombiano está expuesto a desabastecimiento energético por eventos naturales climatológicos, como El Fenómeno de El Niño (Comisión de Integración Energética Regional, 2016; Ministerio de Minas y Energia - MINMINAS - y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME., 2017, 2018; Ministerio de Minas y Energia - MINMINAS, 2017; Paredes & Ram, 2017; Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2015a; Unidad de Planeación Minero Energética, 2017; World Economic Forum, 2017).

<sup>&</sup>lt;sup>††</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética – Colombia.

Las Fuentes No Convencionales de Energía Eléctrica Renovable (FNCER – en el marco legal colombiano), pueden integrarse al sistema eléctrico como autogenerador (AG), a pequeña (AGPE) o gran escala (AGGE), o como generador distribuido (GD) sin despacho central (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2018; Congreso de Colombia, 2014; Ministerio de Minas y Energia - MINMINAS, 2015; Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2015b). La Resolución UPME 281 de 2015 establece que el límite de potencia de la autogeneración a pequeña escala (AGPE) es 1 MW (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2015b). La Resolución CREG<sup>‡‡</sup> 030 de 2018 establece diferentes condiciones de interconexión para AGPE hasta 10 kW, entre 10 kW hasta 100 kW, entre 100 kW y 1 MW, y AG entre 1 MW y 5 MW; así mismo, regula hasta 100 kW la CI de un GD (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2018).

Los SFV son considerados una FNCER que, comparada con todas las demás fuentes de generación de energía eléctrica, ha tenido el mayor crecimiento en proyectos registrados en Colombia (al igual que la tendencia mundial) desde el año 2016. A marzo de 2020, todos los proyectos FV vigentes registrados ante la UPME hubiesen representado más del 53% del parque de generación en Colombia<sup>§§</sup> (XM, 2020). Además, estos proyectos significaban una participación aproximada del 68% en proyectos vigentes en todos los rangos de potencia, demostrando el interés nacional en la tecnología solar FV. Los proyectos FV vigentes con CI de 0-1 MW representan la mayor participación con cerca del 47% de los registros, según la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2020). Los SFV con CI entre 0-1 MW comúnmente se integran a los

<sup>&</sup>lt;sup>‡‡</sup> Comisión de Regulación de Energía y Gas – Colombia.

<sup>&</sup>lt;sup>§§</sup> Comparado con 17.46234 GW de capacidad efectiva neta de generación del SIN en 2019, según XM.

sistemas de distribución, especialmente en redes eléctricas de baja tensión (BT), dando lugar a posibles impactos positivos o negativos en aspectos técnicos y operativos en BT, principalmente, por la no uniformidad de irradiancia solar, y, consecuentemente, alta variabilidad en la generación de energía eléctrica (Astriani, Fauziah, Hilal, & Prasetyo, 2017; Blaabjerg, Yang, Yang, & Wang, 2017; Jens C. Boemer et al., 2017; Electric Power Research Institute - EPRI, 2015; Energy Networks Association, 2016; Faza, 2018; Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2000, 2007, 2009, 2013; Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2005; Lu, Wang, & Guo, 2016; North American Electric Reliability Corporation, 2013, 2016).

Según Borghetti y Nucci (Borghetti & Nucci, 2016), la implementación de DERs pueden ocasionar impactos negativos como islas no intencionadas, interferencia con la protección del alimentador en el punto de conexión, cambios rápidos de tensión, problemas de calidad de potencia e inyección indeseada de corriente directa (DC) en la red. Asimismo, aseguran que los DERs pueden ocasionar impactos positivos como reducción de pérdidas de transmisión, reducción de picos de demanda, evitar la sobre carga de conductores y equipos, y ahorros de inversión de expansión de redes. Según Senjyu y Howlader (Senjyu & Howlader, 2016), la implementación de DERs pueden causar beneficios en la eficiencia del sistema eléctrico y en indicadores de calidad de potencia. En contra parte, un número significativo de DERs en un sistema eléctrico podría ocasionar incrementos en las fluctuaciones de potencia, aumento de flicker, desviación de frecuencia y pérdidas de energía. Para Bayer, *et al.* (Bayer, Matschoss, Thomas, & Marian, 2018), la integración de SFV en las redes de BT puede tener ciertas limitaciones como rangos permisibles de tensión, relación del nivel de falla con los equipos de la red, indicadores de calidad de potencia, confiabilidad y protecciones de las redes.

Por tanto, los impactos por la integración de SFV en BT pueden modificar la forma de planificación de las redes eléctricas, en calidad de expansión y nuevas conexiones del servicio, conminando a los operadores de red – OR a considerar el cambio del enfoque tradicional de topología radial con flujos unidireccionales, por otras topologías como anillo, y la posibilidad de flujos bidireccionales en las redes (Jeans Christian Boemer, 2016; Energy Networks Association, 2016; Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2011, 2012; Lu et al., 2016; Martín-Martínez, Sánchez-Miralles, Rivier, & Calvillo, 2017; North American Electric Reliability Corporation, 2016, 2017; Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017; Totschnig et al., 2017b).

La evaluación de impactos por la inyección de potencia FV permite identificar diversas condiciones de operación del sistema eléctrico ante la influencia de eventos naturales, como la variación de la irradiancia solar (Astriani et al., 2017; Blaabjerg et al., 2017; Electric Power Research Institute - EPRI, 2015; Erker, Stangl, & Stoeglehner, 2017; Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2000, 2018; Lin & Bie, 2016; Lu et al., 2016; North American Electric Reliability Corporation, 2017; Prehoda, Schelly, & Pearce, 2017). Diversas publicaciones proponen clasificar los eventos como temporales o permanentes, de alto o bajo impacto, y de alta o baja probabilidad de ocurrencia (Amirioun, Aminifar, Lesani, & Shahidehpour, 2019; Bazargani & Bathaee, 2018; Liu et al., 2017; Navarro-Espinosa et al., 2017; Panteli & Mancarella, 2015; Panteli, Trakas, Mancarella, & Hatziargyriou, 2017; Tavakoli et al., 2018; Zare-Bahramabadi, Abbaspour, Fotuhi-Firuzabad, & Moeini-Aghtaie, 2018; Zhou, Panteli, Moreno, & Mancarella, 2018), así: un evento temporal, de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia son los eventos de desastre natural como huracanes, tifones o terremotos; un evento permanente, considerado de impacto y probabilidad incierta, está asociado a una incorporación de un componente eléctrico en

la red, un rediseño eléctrico o una puesta en operación de un nuevo grupo de usuarios (Amirioun et al., 2019; Blaabjerg et al., 2017; Z. Li, Shahidehpour, Aminifar, Alabdulwahab, & Al-Turki, 2017; North American Electric Reliability Corporation, 2013; Panteli & Mancarella, 2015; Panteli et al., 2017).

Este trabajo de investigación considera que la variación de la potencia inyectada a las redes eléctricas por los SFV es un evento recurrente, de alta probabilidad de ocurrencia y con impacto desconocido pero evaluable. En este sentido, la evaluación consiste en la monitorización operacional de las redes (obtención de datos), la adopción o definición de unas condiciones de operación (marco regulatorio y normativo), la conversión de datos en información que nutran la toma de decisiones, y finalizando con la interpretación de la información. Todo en pro de reducir impactos negativos en toda la cadena del sector eléctrico (Alam, Muttaqi, & Sutanto, 2014; Heslop, MacGill, Fletcher, & Lewis, 2014; IEEE, 2009; C. Li, Srinivasan, & Reindl, 2016; Lundberg & Johansson, 2015).

Los impactos de los SFV en BT pueden ser considerados a través de la evaluación histórica, en operación en estado estable, considerando parámetros como la tensión o corriente eficaz, o indicadores como las distorsiones armónicas totales de tensión y corriente de forma individual. Otra propuesta de evaluación es la integración de los parámetros e indicadores de una red bajo el concepto de resiliencia (Astriani et al., 2017; Blaabjerg et al., 2017; Borghetti & Nucci, 2016; Electric Power Research Institute - EPRI, 2015; Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2000, 2018; Lu et al., 2016; Lundberg & Johansson, 2015; North American Electric Reliability Corporation, 2017; Prehoda et al., 2017; Senjyu & Howlader, 2016).

La resiliencia es comúnmente definida para áreas académicas de humanidades, economía y biología como la capacidad de un sistema de soportar eventos y tener éxito en la adaptación a

los cambios (Afgan, 2010; Cai et al., 2018; Cook, Delgado, Tanner, & Cristóbal, 2016; Keenan, 2018; Matin, Forrester, & Ensor, 2018; Moslehi & Reddy, 2018; Panteli & Mancarella, 2015; Sellberg, Ryan, Borgström, Norström, & Peterson, 2018; Tierney & Bruneau, 2007). También, la resiliencia en los negocios es definida como la habilidad de adaptarse a los principales cambios del mundo circundante (Navracsics et al., 2015) y en el marco eléctrico, según CIGRÉ (Ciapessoni et al., 2019) la resiliencia de un sistema de potencia tiene la habilidad de limitar la extensión, gravedad y duración de la degradación del sistema por un evento extremo.

Las propuestas y aplicaciones de la resiliencia se han centrado en las redes eléctricas de alta tensión (AT) porque permite evaluar la vulnerabilidad de un sistema eléctrico ante eventos de alto impacto, por lo que provee información necesaria que permita reducir debilidades en los futuros diseños de las redes eléctricas (Afgan, 2010; Jeans Christian Boemer, 2016; Faza, 2018; Lin & Bie, 2016; Martišauskas, Augutis, & Krikštolaitis, 2018; Navarro-Espinosa et al., 2017; Panteli & Mancarella, 2015; Prehoda et al., 2017; Tierney & Bruneau, 2007; Zare-Bahramabadi et al., 2018). En términos operacionales, Swift (Swift, 2020) propone que la resiliencia también debe considerar la evaluación de los impactos (según la experiencia de Australia) por la inclusión de las energías renovables, incremento de generadores asíncronos interconectados, y la generación distribuida en las redes eléctricas. Asimismo, Lundberg y Johansson (Lundberg & Johansson, 2015) plantean que la monitorización sea considerada como la pieza fundamental y clave para la evaluación de la resiliencia de un sistema, porque obtiene y entrega datos de la respuesta de un sistema ante eventos internos o externos.

En consecuencia, una red eléctrica tiene un nivel de resiliencia característico que puede variar por eventos internos o externos, tales como: la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica, la calidad y versatilidad de las redes eléctricas, las fuentes de alimentación y de emergencia de energía eléctrica y la variación de la potencia inyectada por una FNCER. Esta última puede ocasionar impactos positivos o negativos en las condiciones de operación de la red eléctrica como: aumento en las pérdidas eléctricas, desbalances de tensión, distorsiones armónicas de tensión y corriente y variaciones en el perfil de tensión (Borghetti & Nucci, 2016; Senjyu & Howlader, 2016). La evaluación operacional de los parámetros e indicadores de una red eléctrica podrían establecer una relación con la variación del nivel de resiliencia de una red eléctrica (Blaabjerg et al., 2017; Emmanuel & Rayudu, 2017; Esteban & Portugal-Pereira, 2014; Faza, 2018; Haque & Wolfs, 2016a; Lundberg & Johansson, 2015; Swift, 2020). Pero, ¿cómo evaluar el nivel de resiliencia de una red eléctrica de BT con integración de SFV?

Para evaluar el nivel de resiliencia, se propone un esquema que permita: i) adquirir datos de operación de un sistema eléctrico, específicamente frecuencia, tensión y corriente eficaz, potencias activa y reactiva, desbalance de tensión y distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente; ii) adoptar los valores de referencia que estén definidos en una regulación, normatividad o estándar internacional; iii) normalizar los datos considerando los riesgos operativos de la red eléctrica, iv) asignar influencia a los parámetros e indicadores normalizados empleando dos técnicas de decisión multi-criterio; y v) evaluar la resiliencia de una red eléctrica, integrando los parámetros e indicadores y las influencias.

Por tanto, es objeto general *establecer una estrategia de evaluación del nivel de resiliencia de red eléctrica de baja tensión con integración de generación fotovoltaica para condiciones de operación en estado estable*. Para cumplir el objetivo general de investigación, se llevó a cabo i) identificar métodos y técnicas para evaluar el impacto de la integración de sistemas FV en redes eléctricas de BT; ii) seleccionar un conjunto de parámetros e indicadores que permitan evaluar la resiliencia de las redes eléctricas de BT con integración de SFV; iii) proponer un esquema de evaluación de la resiliencia de redes de BT con integración de SFV con base en los criterios seleccionados; y iv) el esquema de evaluación de la resiliencia fue aplicado en la red eléctrica de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica – UIS.

El documento está constituido por cinco capítulos. El Capítulo 2 expone diversas técnicas y métodos que evalúan los efectos por inyección FV en las redes eléctricas de BT; el Capítulo 3 aborda el marco general de la resiliencia y establece la definición para la resiliencia operativa en BT y con SFV; el Capítulo 4 presenta diversas consideraciones técnicas y un esquema para la evaluación de la resiliencia; el Capítulo 5 muestra la aplicación del esquema en la red eléctrica de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica – UIS. Finalmente, el Capítulo 6 presenta las conclusiones de este trabajo de investigación y sugiere trabajos futuros que fortalezcan la propuesta de resiliencia desarrollada en este documento.

Por otro parte, a lo largo de esta investigación se apoyó el desarrollo de dos trabajos de grado de ingeniería eléctrica orientados a la apropiación de herramientas computacionales para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y la evaluación de la resiliencia de una red eléctrica de baja tensión y con emulación de generación FV. Asimismo, la Tabla 1 lista la participación en cinco eventos de talla internacional como autores y en un concurso nacional del sector eléctrico.

**Tabla 1.** Participación del autor en eventos académicos.

Evento	Año	Participación	Referencia	Ponencia	Aporte a la investigación
IEEE ANDESCON	2018	Autor	(Parrado Duque, Ordonez Plata, & Osma Pinto, 2018)	Proposal for Advanced Metering Infrastructure in Distribution Systems With Generation Distributed in Low Voltage Electrical Networks	Propuesta de una infraestructura de medición avanzada para redes eléctricas de baja tensión con integración de recursos distribuidos.
CIETA	2018	Autor	(Parrado-Duque, Osma-Pinto, & Ordóñez-Plata, 2019)	Installation of a Photovoltaic System in The Electrical Engineering Building of the Universidad Industrial de Santander	Descripción del sistema de medición eléctrico del Edificio de Ingeniería Eléctrica – UIS y comparaciones de datos entre un sistema de medida en los micro inversores con los medidores inteligentes.
IEEE PEPQA	2019	Autor	(Parrado-Duque, Rodriguez- Velasquez, Osma-	Integration of Photovoltaic System in Low Voltage Electrical Network of the	Evaluación del perfil de tensión, de la frecuencia y las distorsiones armónicas individuales en punto de acoplamiento común del Edificio de Ingeniería

Evento	Año	Participación	Referencia	Ponencia	Aporte a la investigación
			Pinto, & Ordonez- Plata, 2019)	Electrical Engineering Building	Eléctrica – UIS conforme el Std. IEEE 1547 de 2018.
WEC – Colombia	2019	Autor – Concurso 2° lugar a nivel nacional	-	Resiliencia de las redes eléctricas de baja tensión con integración de generación fotovoltaica	Presentar ciertas consideraciones para la evaluación de la resiliencia en BT con SFV integrados, para los operadores de red en Colombia. 2° lugar en la categoría – Proyectos en ejecución
ASOCODIS	2019	Asistente	_	_	Conocer la actual dinámica de la canasta energética colombiana, y las proyecciones de los agentes del mercado eléctrico y de la autoridades nacionales.
IEEE/CIGRÉ FISE	2019	Autor	(Parrado-Duque, Osma-Pinto, Rodriguez- Velasquez, & Ordonez-Plata, 2019)	Considerations for the Assessment Resilience in Low Voltage Electrical Network with Photovoltaic Systems – Part I	Propuesta de evaluación de la resiliencia ante variaciones de la potencia FV inyectada en las redes eléctricas de BT.
BERSTIC	2020	Autor	Pendiente por publicación	Sustainability Applications Integrated in a University Building in a Tropical Zone With GRIPV System	Destacar los ahorros energéticos del Edificio de Ingeniería Eléctrica – UIS por la implementación de estrategias pasivas y activas de sostenibilidad, el sistema de medición inteligente y la instalación de un SFV de 11.63 kWp.

## **Alcances y limitaciones**

Este trabajo de investigación tuvo por propósito desarrollar y aplicar un esquema de evaluación de la resiliencia de una red eléctrica de BT y con inyección de potencia FV, teniendo como eje central los datos entregados por un sistema de monitorización. Por tanto, el trabajo abordó la investigación de un esquema que permita evaluar integralmente la operación de la red eléctrica, más no el diseño de la red.

Asimismo, para la evaluación se consideró la operación inherente de la red eléctrica y la influencia de un recurso distribuido; específicamente, energía solar fotovoltaica. No se consideraron eventos de naturaleza extrema (alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia).

En este sentido, el alcance del trabajo de investigación consiste en aportar un esquema de evaluación de la resiliencia, más no proponer consideraciones para alterar el índice de resiliencia, ya sea por ajustes de tipo externo o de diseño.

### Reseña de la investigación

A continuación, se destacan los hallazgos más relevantes del trabajo de investigación.

- Las simulaciones de las redes eléctricas de BT encontradas en la literatura están orientadas al aporte de criterios de diseño, expansión y reconfiguración de las redes hacia los operadores de red.
- La variación del perfil de tensión eficaz en una red eléctrica es el parámetro más evaluado como impacto de los SFV, seguido por la cargabilidad de los conductores y las distorsiones armónicas totales de corriente.
- Los casos reales en la literatura de redes con SFV adquirieron los datos mayormente cada 10 minutos, como establece la norma europea IEC 61000-4-30/2015 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2015).
- Los parámetros e indicadores (PeI) comúnmente evaluados en los trabajos de investigación simulados y reales son la tensión y la corriente eficaz, las potencias activa y reactiva, el desbalance de tensión y las distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente. Por tanto, los PeI fueron seleccionados como las entradas del esquema de evaluación de la resiliencia.
- La resiliencia en el sector eléctrico es aplicada ampliamente a los sistemas de potencia (alta y extra alta tensión) para evaluar las vulnerabilidades de las redes ante eventos de naturaleza extrema, esto es, eventos de alto impacto y de baja probabilidad de ocurrencia.
- No hay consenso sobre los aspectos técnicos y de operación que abarca la resiliencia; por tanto, su definición ha sido adaptada con el fin de incluir aspectos operativos inherentes a la operación de las redes eléctricas.

- La resiliencia puede ser evaluada en cualquier punto de la red eléctrica que sea de interés, que está sujeto a la capacidad de medición y monitorización de los PeI propuestos en este trabajo de investigación.
- Las estrategias de normalización permiten evidenciar el cumplimiento de los PeI con respecto a los valores de referencia, así como también, considera el potencial riesgo para la operación de la red eléctrica que puede implicar el bajo desempeño de los PeI.
- Los pesos estadísticos permiten establecer la influencia de los PeI sobre el índice de resiliencia.
- En el caso de aplicación, la resiliencia en el PCC y el nodo del Piso 4 (TP4) tuvo la mayor cantidad de valores unitarios del índice de resiliencia comparado con los demás nodos, siendo el SFV el principal causante.
- La resiliencia en el nodo del Piso 1 (TP1) tuvo un registro de resiliencia media porque se presentó una corriente que violó el valor de referencia (100 A).

La interconexión y la desconexión del SFV no causaron variaciones en el índice de resiliencia en ningún nodo

### 1. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos del trabajo de investigación.

# 1.1 Objetivo General

Establecer una estrategia de evaluación del nivel de resiliencia de red eléctrica de baja tensión con integración de generación fotovoltaica para condiciones de operación en estado estable.

## **1.2 Objetivos Específicos**

Identificar métodos y técnicas para evaluar el impacto de la integración de sistemas FV en redes eléctricas de BT.

Seleccionar un conjunto de parámetros e indicadores que permitan evaluar la resiliencia de las redes eléctricas de BT con integración de SFV.

Proponer un esquema de evaluación de la resiliencia de redes de BT con integración de SFV con base en los criterios seleccionados.

Aplicar el esquema de evaluación de la resiliencia en la red eléctrica de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica – UIS.

#### 2. Impactos de los sistemas fotovoltaicos en redes eléctricas de baja tensión

La integración de los SFV puede impactar positivamente en las redes eléctricas de BT en aspectos como reducción de pérdidas eléctricas y de cargabilidad en conductores y transformadores, reducción de demanda pico de potencia, incremento de la eficiencia del sistema eléctrico, control de la potencia reactiva, mejorar indicadores de calidad de potencia, posibilidad de alimentar cargas prioritarias ante ausencia de la red eléctrica, reducir la dependencia de centrales eléctricas y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al sector eléctrico (Jeans Christian Boemer, 2016; Energy Networks Association, 2016; Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2011, 2012; Lu et al., 2016; Martín-Martínez et al., 2017; North American Electric Reliability Corporation, 2016, 2017; Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2017; Totschnig et al., 2017b).

No obstante, tal integración puede ocasionar impactos negativos como incrementos del perfil de tensión, fluctuaciones de potencia, interferencias con las protecciones eléctricas, formación de islas no deseadas, flicker, cambios rápidos de tensión, desviaciones de frecuencia, pérdidas de energía, distorsión de las formas de onda de tensión y corriente e indicadores de calidad de potencia que no cumplen límites (Aziz & Ketjoy, 2017; Bayer et al., 2018; Borghetti & Nucci, 2016; Haque & Wolfs, 2016b; Karimi, Mokhlis, Naidu, Uddin, & Bakar, 2016; Mohammadi & Mehraeen, 2017; Mokhtari et al., 2017; Nwaigwe, Mutabilwa, & Dintwa, 2019; Senjyu & Howlader, 2016; Sheer et al., 2016).

En este sentido, Boemer (Jeans Christian Boemer, 2016) concluye que la generación distribuida basada en electrónica de potencia, como los SFV, puede impactar negativamente en la operación de la red eléctrica en parámetros como la estabilidad de frecuencia, estabilidad de

tensión y estabilidad transitoria. Según Haque y Wolfs (Haque & Wolfs, 2016a), la alta penetración de energía FV en una red eléctrica afecta la operación de la red en BT, específicamente en sobretensiones, fluctuaciones de tensión, frecuente operación de los dispositivos reguladores de tensión, fluctuaciones de la potencia reactiva, incremento de las pérdidas eléctricas y desbalances en la red.

Diversos estudios abordan los impactos de los SFV en el perfil de tensión eficaz ( $V_{RMS}$ ) en las redes eléctricas de BT concluyendo mejorías del  $V_{RMS}$  cuando se regula la potencia instalada, cuando se tienen dispositivos de control de la potencia y cuando los SFV se interconectan al final del alimentador. Por el contrario, se obtienen perjuicios cuando la relación de potencia FV con respecto a la demanda es mayor que 0,4 veces, cuando el operador de red no tiene control sobre las potencias activas y reactivas ( $P_{FV}$  y  $Q_{FV}$ ) inyectada por el SFV, y cuando no se balancean las fases del SFV (Alam, Muttaqi, & Sutanto, 2012; Alam et al., 2014; Bayer et al., 2018; Emmanuel & Rayudu, 2017; Heslop et al., 2014; Limsakul et al., 2014; Mohammadi & Mehraeen, 2017; Santos-Martin & Lemon, 2016; Tursun, Smiai, Sahin, & Gezer, 2013).

Según *Energy Networks Association* (ENA) (Energy Networks Association, 2016), los DERs tienen impactos negativos en el flicker, desbalance de tensión y armónicos de tensión y corriente. Además, Qazi *et al.* (Qazi, 2016) exponen que el uso de equipos basados en electrónica de potencia reducen la eficiencia del sistema eléctrico, la corriente inyectada por el SFV es distorsionada (que se puede modelar principalmente por componentes armónicas impares) y las señales eléctricas del inversor FV tienen ruidos de radiofrecuencia. Según Alexander (Alexander S, 2016), la distorsión en tensión y corriente, causadas por los inversores FV, puede producir fallas en la red eléctrica, mal-funciones en los equipos a base de microprocesadores, sobrecalentamiento en el conductor del neutro de transformadores o motores de inducción, deterioro de bancos de

capacitores o fallas en la corrección del factor de potencia, errónea operación de los equipos de protección, y aparición de campos magnéticos cerca a los transformadores y dispositivos de interrupción.

Aziz y Ketjoy (Aziz & Ketjoy, 2017) exponen que diversos factores de la red eléctrica juegan un rol importante en el estudio de la integración de los SFV, a saber: topología de la red, componentes de la red, condiciones climáticas, irradiación, perfil de carga, longitud de las acometidas, tipo y tamaño de los conductores, concentración de cargas en un alimentador, tipos de carga, regulación y capacidad de generación FV en la zona de influencia. Varios trabajos de investigación exponen las afectaciones en parámetros de calidad de potencia por la operación de SFV, siendo de mayor interés la evaluación de desbalance de tensión (Desb<sub>v</sub>), distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente (THD<sub>v</sub>, V<sub>h</sub>, THD<sub>i</sub> e I<sub>h</sub>, respectivamente), factor de potencia (fp), flicker (de corta duración P<sub>st</sub> y de larga duración P<sub>lt</sub>), cambios rápidos de tensión (RVC) y la distorsión armónica total nominal de corriente (TRD) publicada en el Std. IEEE 1547/2018 (Ahmed, Sedky, Fatehy, & Foda, 2017; Alexander S, 2016; Bouchakour et al., 2017; Camilo, Pires, Castro, & Almeida, 2018; Electric Power Research Institute - EPRI, 2015; Elkholy, 2019; Haque & Wolfs, 2016b; Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2013, 2018; Karawia, Mahmoud, & Sami, 2017; Karimi et al., 2016; Mohammadi & Mehraeen, 2017; Plangklang, Thanomsat, & Phuksamak, 2016; Rampinelli, Gasparin, Bühler, Krenzinger, & Chenlo Romero, 2015).

La Figura 1 presenta una metodología basada en seis etapas para evaluar los impactos de los SFV, a saber: selección de una red eléctrica de interés, definición de parámetros e indicadores (PeI) eléctricos a considerar, estrategia de medición y de registro de datos, definición de valores de referencia con base en estándares o regulaciones locales, desarrollo o selección de una estrategia de evaluación de los impactos ocasionados por los SFV y resultados obtenidos por el análisis de la información.

Figura 1. Metodología para la evaluación de impactos de SFV en BT.



Seguidamente, se presentan las estimaciones y evaluaciones de impactos de los SFV en las redes eléctricas para casos de estudio empleando simulaciones (Sección 2.1), mediciones (Sección 2.2) y formulaciones matemáticas para la evaluación de impactos en el perfil de tensión eficaz, regulación de tensión, cargabilidad de los conductores, y distorsiones armónicas de tensión y corriente (Sección 2.3)

## 2.1 Estimación y evaluación de impactos - simulaciones

Esta sección presenta resultados de casos de estudio por simulaciones computacionales de SFV conectados a la red de BT. Los trabajos de investigación abordan los posibles retos operacionales que podrían tener las redes eléctricas con la inyección de potencia FV, es decir, emplear simulaciones para diseñar las redes eléctricas y reducir impactos operativos (fit and forget) (Borghetti & Nucci, 2016), propuestas de estrategias de control de potencia reactiva, control de tensión, mejoramiento de indicadores de calidad de potencia, reducción de pérdidas eléctricas, diversificación de la red, y posibilidad de microrredes interconectadas y aisladas (Alam et al., 2012; Alexander S, 2016; Camilo et al., 2018; Faza, 2018; Heslop et al., 2014; Kabiri, Holmes, & McGrath, 2014; Limsakul et al., 2014; Mohammadi & Mehraeen, 2017; Santos-Martin & Lemon, 2016; Shari, Hairi, & Kamarudin, 2016).

Generalmente, los casos de estudio simulados emplean una técnica que permita evaluar el impacto de la integración de SFV en BT en un parámetro o indicador en específico, visto en la Figura 2, resaltando en color naranja (1), verde (2) y amarillo (1) cuatro etapas en común con la técnica empleada para los casos de estudio reales (monitorización) descrita más adelante en la Sección 2.2.

Figura 2. Técnica de evaluación de impactos de SFV en BT para casos de estudio simulados.



La Tabla 1 resume trabajos de investigación relacionados a la estimación de los impactos de los SFV en casos de estudio simulados, destacando la tensión eficaz como el parámetro de mayor interés, Matlab como el software de mayor uso, los nodos de notable interés son el alimentador principal de la red de BT y el punto de acoplamiento común (PCC), y la evaluación de la red ante variaciones de potencia instalada de uno o más SFV distribuidos o concentrados en un punto.

Referencia	PeI estudiados	Software	Puntos medidos	Capacidad SFV	Resultados destacables
Alam <i>et al.</i> (Alam et al., 2012) (2012)	V <sub>RMS</sub>	MATLAB	nodo final	4 kW/usuario	Perfil de $V_{RMS}$ ante la integración de SFV con baterías ubicados en el techo de usuarios residenciales en BT.
Tursun <i>et al.</i> (Tursun et al., 2013) (2013)	V <sub>RMS</sub> , pérdidas, confiabilidad.	Neplan	Red (alimentad or principal)	34-68-340- 680-3200 kW	Mejoramiento del perfil de $V_{RMS}$ , distribución equitativa de generación FV en el alimentador, mejoramiento de la estabilidad de tensión, reducción de pérdidas / cuando se distribuye la generación FV en el alimentador, mejoramiento de indicadores de confiabilidad.
Limsakul <i>et</i> <i>al.</i> (Limsakul et al., 2014) (2014)	V <sub>RMS</sub>		PCC	4.05 kW	Relación del perfil de $V_{RMS}$ con respecto al control de P y Q del inversor FV.
Kabiri <i>et al.</i> (Kabiri et al., 2014) (2014)	V <sub>RMS</sub>	PowerFact ory	PCC y nodos	10 kW/nodo	Variaciones en el perfil $V_{RMS}$ por el uso de transformadores cambia taps ante i) concentración del SFV en la barra #20; ii) igual que i) pero con una impedancia de la red 150% mayor; iii) distribución de la potencia FV en el alimentador.
Heslop <i>et al.</i> (Heslop et al., 2014) (2014)	V <sub>RMS</sub> , sobrecarga de conductores.	PowerFact ory (DPL) y Matlab	Cada nodo	50 kW (0- 100%) y fp=1	Propuesta de un método para determinar la máxima capacidad permisible a instalar de potencia FV, dependiendo de la carga y la longitud de los alimentadores.
Shari <i>et al.</i> (Shari et al., 2016) (2016)	V <sub>RMS</sub>	PSCAD	PCC y nodos	50 kW	Variaciones en el perfil de $V_{\text{RMS}}$ ante variaciones en la carga y la generación FV.
Alexander (Alexander S, 2016) (2016)	THD <sub>v</sub> , THD <sub>i</sub>	Matlab - Simulink	Inversor	3 kW	Multi-estados (hasta 50) de operación de un inversor PWM reduce el contenido armónico de tensión y de corriente del SFV.
Santos-Martin y Lemon (Santos- Martin & Lemon, 2016) (2016)	V <sub>RMS.</sub>		Red (alimentad or principal)	150, 450, 850 y 1500 kW; fp = 1, 0.95 y 0.9 en atraso	El control de potencia reactiva FV no evitó sobretensiones por las variaciones de inyección de potencia FV, especialmente ante inyecciones del 100% de su capacidad.
Aziz y Ketjoy (Aziz & Ketjoy, 2017) (2017)	V <sub>RMS</sub>				Dimensionamiento y ubicación del SFV.
Mohammadi y Mehareen (Mohammadi & Mehraeen, 2017) (2017)	V <sub>RMS</sub> , flicker, protecciones.	LabView	Red (alimentad or principal)	50.4, 200 kW (5-150%)	Incremento de flicker por alta penetración de SFV; incremento de niveles de $V_{RMS}$ ante baja carga y alta inyección de potencia FV; y modificación de protecciones para garantizar flujos de energía inversos.
Camilo <i>et al.</i> (Camilo et al., 2018) (2018)	V <sub>RMS</sub> , pérdidas, caídas de tensión	Matlab - OpenDSS		142.5 kW (1.5 kW/usuario)	Mejoría en los parámetros medidos al aplicar estrategias de compensación armónica y de control de potencia reactiva en el inversor FV hasta de 0.9 en adelanto y atraso.

**Tabla 2.** Resumen de trabajos de investigación sobre impactos de SFV en BT – simulación.

Además, de la Tabla 2 se resalta que el perfil de tensión eficaz es analizado ante variaciones de la inyección de potencia FV, el control de la potencia reactiva del inversor FV y la carga de los usuarios considerando: escenarios de mínima y máxima carga, y mínima/nula y máxima potencia FV en simultáneo. El PCC es el punto de la red eléctrica de mayor interés en las investigaciones.

A continuación, se describen generalidades de los estudios de simulación a partir de cuatro trabajos de investigación que analizan diversas consideraciones como variaciones de la potencia FV inyectada, cambios de la ubicación de los generadores FV, variaciones de las cargas,

modificaciones de las impedancias y longitudes de los alimentadores, efectos en la red por el uso de transformadores cambia taps, impactos de los compensadores armónicos, y además emplearon PSCAD, PowerFactory, Matlab y OpenDSS, cuatro software que son utilizados frecuentemente por la academia y el sector eléctrico en general.

Shari *et al.* (Shari et al., 2016) presentan la simulación (en el software PSCAD) de una red eléctrica de BT de tres barras con un SFV conectado como GD de 0 a 50 kW, con incrementos de 10 kW, con control de potencia activa y reactiva y control en la carga desde 5 kW a 60 kW, con pasos de 5 kW. En el escenario de mínima carga (5 kW), se evidenció un aumento de la tensión en las tres barras del sistema conforme aumentó la inyección de potencia activa FV, especialmente un incremento mayor en la tensión del PCC que superó la condición permisible. En el escenario de máxima carga (60 kW), también se evidenció un crecimiento en la tensión de las 3 barras conforme aumentaba la inyección de potencia activa FV, con la salvedad que las 3 barras tuvieron una tensión máxima permisible (0.98 p.u.).

Kabiri *et al.* (Kabiri et al., 2014) simularon una red de BT con 20 nodos en PowerFactory. Cada nodo alimentó tres cargas residenciales de 7 kW monofásicas (balanceado) y un generador FV distribuido de 10 kW (≈50% de la carga por nodo). La investigación presentó tres casos de estudio: i) concentración de carga e inyección FV al final del alimentador; ii) escenario uno modificando la impedancia del alimentador al 150% del valor inicial y control de tensión utilizando un transformador cambia taps; y iii) equilibrio de cargas y de la potencia FV a lo largo del alimentador, y control automático de tensión empleando un transformador cambia taps. Como resultados, en el primer escenario se inyectó el 20% de potencia FV disponible sin exceder la tensión permisible al final del alimentador; el segundo escenario permitió un 40% de penetración FV por el control de tensión del transformador cambia taps; en el tercer escenario la tensión estuvo en el rango permisible ( $\pm 10\%$ ) por el control automático de los taps del transformador.

Camilo *et al.* (Camilo et al., 2018) presentan la simulación (utilizando OpenDSS y Matlab) de una red eléctrica de BT con SFV como autogeneradores. La red eléctrica fue programada en escenarios de alta polución armónica (cargas no lineales) y desbalances de cargas, para tres escenarios: i) sin compensación armónica, ii) con compensación armónica y iii) variación de tensión a través del control de potencia reactiva del SFV y sin compensación armónica. En i) se evidenció un incremento del valor eficaz de tensión y alto contenido armónico. En ii) se obtuvo reducción en el contenido armónico, menor corriente por las fases, y mejoría en el perfil de tensión (respecto a (i)). En iii) se mitigaron sobretensiones en la red eléctrica pero las pérdidas eléctricas y los huecos de tensión incrementaron por no utilizar la compensación de armónicos.

Heslop *et al.* (Heslop et al., 2014) simularon una red de BT en PowerFactory y Matlab con el propósito de encontrar una relación entre la carga (variación de 0 a 10 kW, con paso de 1 kW), la impedancia total del alimentador (variación de la longitud de 5 a 50 m, con pasos de 5 m) y la inyección de potencia FV (variación de 1 a 50 kW, con paso de 1 kW) que modifican el valor eficaz de la tensión de la red eléctrica. Las cargas fueron modeladas en PowerFactory como impedancia constante con factor de potencia 1.0, y el SFV no tenía control de potencia reactiva (fp=1). La tensión nominal fue establecida en 230 V con una variación aceptable de  $\pm 10\%$ . Se evidenció sobretensiones en todos los escenarios al final del alimentador, con posibilidad de aumentar la inyección de potencia FV siempre y cuando aumente la carga por usuario.

### 2.2 Estimación y evaluación de impactos – casos reales

Con respecto a casos de estudio reales, la evaluación de impactos de SFV en una red eléctrica se centró en el análisis del perfil de tensión, parámetros de calidad de potencia, ahorro de

energía y reducción en la carga de los conductores (Ahmed et al., 2017; Alam et al., 2014; Bayer et al., 2018; Bouchakour et al., 2017; Elkholy, 2019; Karawia et al., 2017; Plangklang et al., 2016; Rampinelli et al., 2015). La Figura 3 presenta la técnica empleada en los documentos de investigación, resaltando en color verde, naranja y amarillo las etapas encontradas en común con respecto a los casos de estudio simulados (Sección 2.1).

Figura 3. Técnica de evaluación de impactos de SFV en BT para casos de estudio reales.



La Tabla 3 resume los casos de estudio de monitorización, destacando que la tensión es el principal parámetro analizado, seguido de indicadores de calidad de potencia, cargabilidad en conductores y la frecuencia. Asimismo, el PCC y el alimentador principal son los nodos de mayor interés de investigación, y la toma de datos fue mayormente cada 10 minutos.

**Tabla 3.** Resumen de trabajos de investigación sobre los impactos de SFV en BT – casos reales.

Autores	Parámetros	Ubicación	Puntos monitorizados	Duración	Capacidad SFV	Resultados destacables
Urbanetz <i>et al.</i> (Urbanetz, Braun, & Rüther, 2012) (2012)	$\begin{array}{l} V_{RMS}, frecuencia, \\ THD_{v}, THD_{i},  V_{h}, \\ I_{h} \end{array}$	Florianópolis - Brasil	PCC	10 a.m. a 2 p.m. (irradiancia superior a 700 W/m2)	12 kW	El armónico individual de tensión de mayor magnitud fue el 5° (1.6%), mientras que el de corriente fue el 3° (1.1); el THD <sub>v</sub> y THD <sub>i</sub> fue de 1.83%, y se evidenció mayor distorsión en el espectro armónico de tensión sin la inyección de potencia FV. La V <sub>RMS</sub> aumentó con la integración del SFV.
Autores	Parámetros	Ubicación	Puntos monitorizados	Duración	Capacidad SFV	Resultados destacables
---	--	--	---	---	---	---
Alam <i>et al.</i> (Alam et al., 2014) (2014)	V <sub>RMS</sub> , cargabilidad conductores y subestación, pérdidas	New South Wales - Australia	Alimentador principal BT	15 min y 5 min	4 kW/SFV : 120 kW	Implementar acciones que mitiguen impactos adversos en la red eléctrica por la variación natural de la potencia FV inyectada.
Rampinelli <i>et al.</i> (Rampinelli et al., 2015) (2015)	Eficiencia del inversor y del control MPPT, fp, V <sub>h</sub> , I <sub>h</sub> , THD <sub>i</sub>	Laboratory of Solar Energy - Brasil	Salida (AC) y entrada (DC) del inversor		0.7, 1, 1.3, 1.6, 1.8, 1.9, 2.3, 2.5, 2.6, 3.8 kW	El fp y la THD <sub>i</sub> dependen de la potencia FV. Se obtuvo correlaciones ( $R^2$ ) superiores a 0.9 entre los puntos medidos y las curvas teóricas de operación de los paneles FV con el inversor, y del inversor con la red eléctrica.
Plangklang <i>et al.</i> (Plangklang et al., 2016) (2016)	$V_{RMS}$ , frecuencia, $P_{st}$ , THD <sub>v</sub>	Samut Songkhram province - Thailand	PCC	1 semana, Cada 10 minutos	987.84 kW	Todos los PeI considerados estuvieron dentro del rango permisible en, al menos, el 95% de los datos registrados.
Ahmed <i>et al.</i> (Ahmed et al., 2017) (2017)	V <sub>RMS</sub> , corriente, fp, THD <sub>i</sub> , THD <sub>v</sub> , temperatura	El Minya - Egipto	PCC, lado de BT del transformador	PQ: 1 mes Energía FV y temperatura: 1 año	22.9 y 17.1 kW	$ \begin{array}{l} Mejoría \mbox{ en el perfil de } V_{RMS}, reducción \mbox{ de manda de potencia, } THD_v \mbox{ y THD}_i \mbox{ no cumplieron siempre el valor } \\ de \mbox{ referencia en las dos edificaciones y fp siempre superior a 0.9. } \end{array} $
Bouchakour <i>et al.</i> (Bouchakour et al., 2017) (2017)	Variación V <sub>RMS</sub> , Desb <sub>v</sub> , P <sub>st</sub> y P <sub>lt</sub> , THD <sub>v</sub> y V <sub>h</sub>	Bouzaréah - Argelia	PCC	1 semana, Cada 10 minutos	9.45 kW	La V <sub>RMS</sub> estuvo dentro del rango de referencia en más del 95% de los datos; P <sub>st</sub> y P <sub>lt</sub> , cumplieron valores de referencia para las fases R y S, excepto para la fase T. Se concluye que el armónico de tensión de orden 5 es de mayor magnitud en todo el espectro.
Karawia <i>et al.</i> (Karawia et al., 2017) (2017)	Perfil de V <sub>RMS</sub> , P <sub>st</sub> y P <sub>lt</sub>	Alexandria - Egipto	PCC	Cada 10 minutos, 16.000 datos	20, 65, 80 y 130 kW	Las variaciones del flicker dependen de la $V_{RMS}$ relativa en el PCC; el P <sub>st</sub> se asocia principalmente al efecto de las cargas sobre la red; se concluye que no hay una relación directa entre valores del flicker y el SFV con base en los datos registrados
Bayer <i>et al.</i> (Bayer et al., 2018) (2018)	V <sub>RMS</sub> , sobrecarga en transformador y líneas	Alemania	Alimentador principal BT y MT	-	23 GW	Impactos de reestructuración de componentes de la red de BT para mejorar aspectos operativos ante inyección de potencia FV distribuida.
Elkholy (Elkholy, 2019) (2019)		Electronic Research Institue - Egipto	Salida del inversor y PCC	1 mes, cada 5 minutos	8 kW	Baja relación de potencia FV con respecto a la potencia nominal ( $P_{FV}/Pnom$ ) evidencia mayor magnitud de los armónicos de corriente; caso contrario por una relación ( $P_{FV}/Pnom$ ) cercana a 1.
García- Rodríguez <i>et al.</i> (Garcia- Rodríguez, Moreno-Vargas, Osma-Pinto, & Duarte- Gualdron, 2019) (2019)	$V_{RMS}$ , Pst, THD <sub>v</sub> , THD <sub>i</sub> I <sub>h</sub> 3°, V <sub>h</sub> 5° y 7°, TDD, fp.	Bucaramanga Colombia	PCC	46 días (32 con SFV y 14 sin SFV), cada 10 minutos	9.7 kW	Se evidenció mayor $V_{RMS}$ en las tres fases con baja inyección de potencia FV, poca relación en el TDD con respecto a la carga y al SFV, mayor valor del indicador THD <sub>v</sub> para poca-nula carga indistintamente de la inyección de potencia FV.
Parrado-Duque et al. (Parrado-Duque, Rodriguez- Velasquez, et al., 2019) (2019)	V <sub>RMS</sub> ,THD <sub>v</sub> , I <sub>h</sub> , V <sub>h</sub> , frecuencia	Bucaramanga – Colombia	PCC	32 días, cada 10 minutos	9.7 kW	Valores de THD <sub>v</sub> superiores al 2.5%, y de armónicos individuales (3°, 5° y 7°) superiores al 1.5%. No hubo valores de frecuencia fuera del ±0.2 Hz. Se cumplió el criterio de conexión del SFV en tensión RMS (Vmin $\geq$ 0.917 & Vmax $\leq$ 1.05 p.u) y componentes armónicos de corriente de orden 2°-5° y el 41° y 43° estuvieron fuera del límite.

De la Tabla 3 se destaca la integración de indicadores de calidad de potencia eléctrica en los resultados de los trabajos de investigación. El nodo de medición de mayor interés fue el PCC, junto con el alimentador principal y la salida del inversor FV. Algunas investigaciones concluyen mejorías en PeI por la operación del SFV, mayormente en el valor eficaz de tensión; asimismo, relacionan las variaciones de la potencia FV inyectada a la red con la distorsión armónica en tensión y corriente y el flicker. El tiempo de registro de datos fue normalmente de 10 minutos,

como establece la norma IEC 61000-4-30/2015 para estudios de calidad de potencia (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2015). A continuación, se describen algunos documentos presentados en la Tabla 3, que exponen impactos positivos y negativos de los SFV en BT, especialmente en indicadores de calidad de potencia.

Ahmed *et al.* (Ahmed et al., 2017) presentan un caso de estudio de dos SFV instalados como autogeneradores en dos edificaciones (en Egipto) destinados a actividades comerciales. La edificación 1 tenía un SFV de 17.1 kWp y la edificación 2 tenía un SFV de 22.9 kWp. Un analizador de redes fue instalado en el PCC para obtener datos de corriente y tensión eficaz, factor de potencia promedio, distorsiones armónicas totales máximas de tensión y corriente, antes y después de la operación de los SFV para comparar resultados. La edificación 1 (SFV=17.1 kWp) presentó una mejoría en el perfil de tensión eficaz por la operación del SFV, al evitar desviaciones de tensión por fuera de  $\pm 10\%$ , como también se redujo la máxima corriente en un 11%, la potencia activa pasó de 141 kW a 118 kW y los valores de THD<sub>i</sub> y THD<sub>v</sub> se conservaron dentro de los límites. En la edificación 2 (SFV=22.9 kWp), el perfil de tensión eficaz se mantuvo dentro de los límites del  $\pm 10\%$ , los valores de THD<sub>i</sub> violaron el límite, caso contrario con los valores de THD<sub>v</sub>, el factor de potencia de las dos edificaciones fue superior a 0.9 antes y después de la operación de los SFV.

Elkholy (Elkholy, 2019) expone un caso de estudio de calidad de potencia de un SFV de autogeneración conformado por 24 paneles FV Trina de 295 W cada uno (7.08 kWp) y un inversor central Steca de 8 kWp. Un analizador de calidad de potencia CA8335 recolectó datos por un mes con un intervalo de muestreo cada 5 minutos en el PCC. Se estudiaron dos casos: factor de potencia unitario y factor de potencia 0.95 en adelanto por el SFV. El documento presenta relaciones entre las variaciones de la potencia FV con los armónicos individuales de tensión y corriente hasta el

orden 23. En los dos escenarios, las distorsiones de tensión y de corriente más representativa en el PCC correspondió a la componente armónica de 5° y 3° orden, respectivamente. Además, se encontró que los componentes armónicos de corriente aumentan con relación a los armónicos de tensión, a excepción del 3° y 9° orden.

Rampinelli *et al.* (Rampinelli et al., 2015) presentan un caso de estudio de un SFV interconectado a la red de BT, para modelar matemáticamente el factor de potencia y la distorsión armónica individual de tensión y corriente en función de la potencia relativa de la red (cociente entre la potencia activa de la red y la potencia nominal del SFV). El punto de conexión del analizador de potencia (Fluke 434) fue la salida del inversor. Diez inversores de tres marcas comerciales diferentes fueron instalados (SMA, Fronius y Mastervolt) y de potencias diferentes. Para valores de carga cercanos a la nominal, se evidenció una baja distorsión armónica de tensión y corriente superiores al regulatorio. Todos los inversores redujeron el espectro armónico cuando la potencia relativa del SFV respecto de la red era cercana a 1.0 p.u.

Otro parámetro eléctrico asociado a la calidad de potencia es el flicker, el cual se intensifica ante variaciones en la irradiancia solar (principalmente por nubosidad), poca robustez de la red eléctrica y alta densidad de SFV (Arshad & Lehtonen, 2019; Aziz & Ketjoy, 2017). El flicker influye en sensaciones de mayor fatiga en el ser humano y reduce la capacidad de concentración (Bouchakour et al., 2017). Bouchakour *et al.* (Bouchakour et al., 2017) presentan un caso de estudio en Argelia de un SFV conectado como autogenerador (9.54 kWp) con tres arreglos de paneles FV de 3.18 kWp cada uno y un inversor monofásico por arreglo FV de 3 kW. Cada inversor se conectó a una fase de la red eléctrica. Los parámetros e indicadores considerados son tensión eficaz, frecuencia, desbalance de tensión, flicker, y distorsión armónica total e individual de

tensión. La medición realizada en el PCC fue semidirecta empleando transformadores de corriente (TC) con almacenamiento de datos por una semana. Como resultados, la tensión eficaz se mantuvo dentro de los límites ( $230\pm5\%$  V) en el 95% de los datos, evidenciándose un crecimiento de tensión los fines de semana y horas nocturnas, y caídas de tensión en horas laborales (8 a.m. a 4 p.m.). El desbalance de tensión siempre estuvo dentro del límite del 2% (EN 50160-2010 e IEC 61000-2-2); el P<sub>st</sub> (<1) y P<sub>lt</sub> (<0.8) de las fases A y B cumplieron el límite en al menos el 96% de los datos, caso contrario con la fase C. Por último, los valores de THD<sub>v</sub> y las componentes armónicas de tensión hasta el 40° orden fueron menor o igual al valor límite (8%) en el 95% de los datos, donde la componente armónica de tensión de 5° orden representó más del 90% de la distorsión armónica total en las tres fases.

Karawia *et al.* (Karawia et al., 2017) presentan un caso de estudio de una edificación con integración de generación FV de 20 kW distribuidos en ocho SFV de diferentes capacidades y un transformador alimentador de 500 kVA trifásico. Los datos de flicker (P<sub>st</sub> y P<sub>lt</sub>) medidos en el PCC fueron tomados cada 10 minutos por más de 111 días. En conclusión, se observó que los valores de flicker más representativos no fueron causados por el SFV, sino por variaciones en la carga de la edificación; algunas variaciones leves de flicker se atribuyen a la variación de la potencia FV inyectada a la red.

Plangklang *et al.* (Plangklang et al., 2016) registran un caso de estudio de dos SFV en una edificación con paneles FV de 245 Wp, donde el SFV número 1 tiene 1920 paneles FV y el SFV número 2 tiene 2112 paneles FV para una CI total de 987.84 kWp. Los dos SFV se conectaron a la red eléctrica de media tensión por medio de un transformador tridevanado como un generador distribuido usando 2 inversores centrales de 500 kW cada uno. Se adquirió datos cada 10 minutos por una semana con un analizador de redes de dos canales, medida indirecta en media tensión en

las fases R y T usando dos TC y dos transformadores de potencial (TP). Los parámetros e indicadores analizados fueron tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica total de tensión y flicker de corta duración. A destacar, no se evidenció violaciones en los límites de calidad de potencia en el PCC con respecto a los valores de referencia de la norma EN 50160-2010. Por último, se registró un valor superior a 1.0 de flicker de corta duración cuando hubo un hueco de tensión en la red eléctrica.

### 2.3 Identificación de parámetros e indicadores para evaluar impactos de SFV

Los parámetros e indicadores (PeI) son utilizados por diversos autores para describir la variación de la red eléctrica, ante la influencia de acciones controladas o incontroladas. Son de tipo controladas, aquellos parámetros establecidos en un punto de operación deseado de algún elemento de la red eléctrica. Son de tipo incontroladas, aquellos PeI asociados a condiciones naturales (fenómenos climatológicos) o respuestas naturales de los equipos, y que impactan de positiva o negativamente en la operación de la red eléctrica (Gholami et al., 2018; Y. Li, Xie, Wang, & Xiang, 2019). Por tanto, los PeI proporcionan información sobre el desempeño de una red eléctrica (Armin Razmjoo, Sumper, & Davarpanah, 2019). Esta sección presenta los PeI que son estudiados en la literatura para evaluar los impactos de los SFV en BT.

Shari *et al.* (Shari et al., 2016) presentan una simulación (software PSCAD) de una red eléctrica de BT, en la cual se conecta un generador FV distribuido a una de tres barras del sistema. Se analizaron escenarios de mínima y máxima carga, en ausencia y variaciones de la inyección de potencia del SFV. Para evaluar los cambios de tensión en el PCC causados por el generador FV los autores presentan la Ec. (1) donde  $\Delta V_{PCC}$  es el cambio de tensión en el PCC, R es la resistencia

del alimentador, X es la reactancia del alimentador,  $P_{DG}$  es la potencia activa del generador distribuido (GD) FV y  $Q_{DG}$  es la potencia reactiva del GD FV.

$$\Delta V_{PCC} = R \cdot P_{DG} + X \cdot Q_{DG} \tag{1}$$

Kabiri *et al.* (Kabiri et al., 2014) formulan un método de variación de tensión de una red de BT usando un transformador cambia *taps*. Para esto, consideran que la variación automática del *tap* depende del valor medido en un punto de la red para variaciones en la carga e inyección de potencia FV. La tensión de operación de la red debe estar entre 0.89 y 1.10 p.u. de acuerdo al estándar australiano de referencia. La Figura 4 muestra el modelo de red utilizado el cual considera toda la carga y generación FV concentrada en el barraje *j* (*Bus j*), donde *Bus i* es el barraje en BT, *Z* es la impedancia de la línea, *I* es la corriente entre dos puntos de la red, *Bus j* es el nodo final de la red de BT,  $V_p$  es la tensión de MT,  $V_s < \Phi_I$  es la tensión en el *Bus i* y  $V_r < \Phi_2$  es la tensión en el *Bus j*.

Figura 4. Modelo de la red eléctrica considerado para la simulación.



*Nota.* Tomado de: R. Kabiri, D. G. Holmes, and B. P. McGrath, "Voltage regulation of LV feeders with high penetration of PV distributed generation using electronic tap changing transformers," in 2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2014, no. October, pp. 1–6.

La tensión en el barraje *j*, dada cualquier potencia inyectada por el SFV, puede ser calculada por la Ec. (2), donde  $\delta = \Phi_2 - \Phi_1$  es el ángulo entre los nodos y  $\theta$  es el ángulo de la impedancia de la línea, donde a=- cos( $\theta$ ) /Z, b=V<sub>i</sub>·cos( $\delta$ - $\theta$ )/Z y c=-P.

$$V_j = -b \pm \frac{\sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{(2 \cdot a)} \tag{2}$$

Se puede evidenciar que a mayor potencia FV con respecto a la potencia en la carga habría incremento de tensión  $V_j$ , y mayor carga, con respecto a la generación FV, da lugar a mayores caídas de tensión.

Limsakul *et al.* (Limsakul et al., 2014) calculan las desviaciones de tensión en el PCC como muestra la Ec. (3), donde  $\Delta P$  es la diferencia entre la potencia activa del SFV ( $P_{FV}$ ) y la potencia activa de la carga ( $P_L$ ),  $\Delta Q$  es la resta entre la potencia reactiva del SFV ( $Q_{FV}$ ) y la potencia reactiva de la carga ( $Q_L$ ), R y X son la resistencia y la reactancia del alimentador, respectivamente, y  $V_N$ es la tensión nominal de la red.

$$\frac{\Delta V}{|V_N|} = \frac{R \cdot \Delta P + X \cdot \Delta Q}{|V_N|^2} \tag{3}$$

Alam *et al.* (Alam et al., 2014) proponen una evaluación en línea de los impactos de FV en BT. Tal evaluación supone la implementación de una infraestructura avanzada de medición (AMI *– Advanced metering infrastructure*), que evalúa cada minuto el estado operativo de la red a través de unos indicadores definidos. El tiempo definido de evaluación – ventana deslizante – puede ser modificado con base en las necesidades del usuario, por ejemplo, cada 5, 10, 15... minutos, o para diferentes condiciones climatológicas pronosticadas.

Para variaciones en un punto de la red, los autores (Alam et al., 2014) formulan el índice de máxima desviación de tensión MVDI(k) expresado por la Ec. (4), donde  $V^{nom}$  es la tensión nominal del nodo,  $V_{max}(k)$  es la tensión máxima en el nodo donde se espera la mayor variación de tensión, en el momento de evaluación k. El índice MVDI debe ser calculado para cada fase de la red y puede tener valores positivos y negativos. Sin generación FV MVDI generalmente será positivo; con SFV, MVDI puede ser negativo indicando un incremento en la tensión.

$$MVDI(k) = \frac{V^{nom} - V_{max}(k)}{V^{nom}}$$
(4)

Además, los autores plantean el indicador AFLI expresado en la Ec. (5) para evaluar la cargabilidad de los conductores por la influencia de SFV en BT, donde  $l_j$  es la longitud del *j-ésimo* segmento del alimentador, L<sub>f</sub> es la longitud total del segmento, C<sub>j</sub> es la capacidad de carga del segmento, S<sub>j</sub>(k) es la potencia compleja en el segmento en el instante k y s es el número total de segmentos del alimentador. Cabe resaltar que los valores de referencia son la capacidad de carga del segmento y la longitud del segmento, es decir, la capacidad amperimétrica del conductor que cumpla valores de regulación de tensión.

$$AFLI(k) = \left| \sum_{j=1}^{s} \frac{l_j}{L_f} \cdot \frac{S_j(k)}{C_j} \right|$$
(5)

Santos-Martin *et al.* (Santos-Martin & Lemon, 2016) presentan un modelo simplificado para analizar el impacto de los SFV en la tensión eficaz de una red de BT. La Figura 5 muestra el modelo simulado de una red de BT, donde  $Z_{grid}$  es la impedancia de la red, B<sub>0</sub> es la barra Slack, B<sub>tx</sub> es la barra de conexión del transformador en BT, Z<sub>tx</sub> es la impedancia del transformador, I<sub>tx</sub> es la corriente por el transformador, B<sub>1</sub>...B<sub>N1</sub> son las barras de conexión de los SFV, Z<sub>1,1</sub>...Z<sub>1,N1</sub> son las impedancias del alimentador principal, I<sub>PV1,1</sub>...I<sub>PV1,Ni</sub> es el modelo del generador FV como fuente de corriente.

Figura 5. Modelo de red eléctrica simulado para evaluar impactos de los SFV en BT.



*Nota*. Tomado de: J. Urbanetz, P. Braun, and R. Rüther, "Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil," Energy Convers. Manag., vol. 64, pp. 8–14, Dec. 2012.

Los autores expresan la diferencia de tensión entre la barra *Slack* y el último nodo del alimentador por medio de la Ec. (6), donde  $Z_{i,j}$  es la impedancia de secuencia positiva del alimentador conectado entre la barra  $j^{th}$  y el ramal  $i^{th}$  y  $I_{i,j}$  es la corriente a través de la impedancia  $Z_{i,j}$  que puede ser representada como la suma de todas las corrientes netas inyectadas en las barras del sistema por los SFV ( $\underline{I}_{i,j} = \sum_{k=j}^{N_i} I_{PV_{i,k}}$ ).

$$\underline{\Delta V_i} = \underline{Z}_{tx} \cdot \underline{I}_{tx} + \sum_{j=1}^{N_i} \underline{Z}_{i,j} \cdot \underline{I}_{i,j}$$
(6)

Heslop *et al.* (Heslop et al., 2014) plantean que la inyección de potencia FV en BT como autogenerador esté limitada considerando tres condiciones: i) la carga del usuario, ii) la capacidad amperimétrica de cada fase de conexión, y iii) la longitud del alimentador de conexión.

Asimismo, Heslop *et al.* (Heslop, MacGill, & Fletcher, 2016) plantean la Ec. (7) para estimar la máxima capacidad de generación FV en redes de BT, tomando como límite el valor máximo de tensión eficaz permisible en cada nodo del sistema, donde V<sub>ul</sub> es el límite máximo de tensión, V<sub>m</sub> es la tensión de los usuarios conectados a una fase con SFV, P<sub>l</sub>, Q<sub>l</sub>, R<sub>cc</sub>, X<sub>cc</sub> son la potencia activa, potencia reactiva, resistencia y reactancia, respectivamente, para el último usuario del ramal con SFV, P<sub>b</sub> y Q<sub>b</sub> son la potencia activa y reactiva del barraje b, respectivamente, R<sub>b,lvp</sub> y X<sub>b,lvp</sub> son la resistencia y la reactancia entre el barraje b y el punto con el menor valor de tensión eficaz, respectivamente,  $\eta_b$  es el número de SFV conectados al barraje b y P<sub>PV</sub> es la potencia FV estimada para cada SFV.

$$V_{lvp} = \frac{V_m \cdot V_{ul} + (P_l \cdot R_{cc} + \sum_{b=1}^n P_b \cdot R_{b,lvp}) + (Q_l \cdot X_{cc} + \sum_{b=1}^n Q_b \cdot X_{b,lvp}) - (P_{PV} \cdot R_{cc} + \sum_{b=1}^m \eta_b \cdot P_{PV} \cdot R_{b,lvp})}{V_m}$$
(7)

Rampinelli *et al.* (Rampinelli et al., 2015) formulan el cálculo del factor de potencia y la distorsión armónica total de corriente utilizando las Ec. (8) y (9), respectivamente, para diferentes relaciones de potencia activa real del SFV ( $P_{AC}$ ) con respecto a la potencia nominal del SFV ( $P_{NOM}$ ), donde, C<sub>0</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, T<sub>0</sub>, T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub>, T<sub>3</sub> son coeficientes del modelo matemático y varían dependiendo del modelo del inversor; los coeficientes fueron calculados a partir de los valores que más se ajustan a las mediciones y usando la relación R<sup>2</sup>.

$$PF = \frac{C_0 \cdot C_1 + \left(C_2 \cdot \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)^{C_3}\right)}{C_1 + \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)^{C_3}}$$
(8)

$$THD_{I} = T_{0} \cdot exp\left(-T_{1} \cdot \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)\right) + T_{2} \cdot exp\left(-T_{3} \cdot \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)\right)$$
<sup>(9)</sup>

La Tabla 4 resume algunos indicadores de evaluación de impactos de los SFV en BT y estima una valoración con respecto a su potencial uso para la evaluación de resiliencia.

**Tabla 4.** Resumen de indicadores de evaluación de impactos de SFV en BT.

Orden	Autor	Ref.	Año	Ecuación (es)	Valoración para resiliencia Alta Media Baja	Justificación
а	Shari <i>et al</i> .	(Shari et al., 2016)	2016	(1)		Evalúa los cambios de $V_{RMS}$ en el PCC.
b	Kabiri <i>et al</i> .	(Kabiri et al., 2014)	2014	(2)		Evalúa los cambios de $V_{RMS}$ en los nodos de la red eléctrica, tomando en cuenta la impedancia del alimentador y la inyección de P FV.
с	Limsakul <i>et</i> al.	(Limsakul et al., 2014)	2014	(3)		Evalúa los cambios de $V_{RMS}$ tomando en cuenta la $V_{nom}$ de la barra, y la inyección de P FV
d	Alam et al.	(Alam et al., 2014)	2014	(4)		Indica la máxima desviación de $V_{RMS}$ en la barra k-ésima, con base en la $V_{nom}$ .
e	Alam <i>et al</i> .	(Alam et al., 2014)	2014	(5)		Estima la carga del alimentador k-ésimo en el instane j-ésimo. Podría usarse para establecer la cargabilidad de la red de BT.
f	Santos- Martin <i>et al</i> .	(Santos- Martin & Lemon, 2016)	2016	(6)		Indica la caída de tensión de una red pero considerando parámetros del transformador de MT/BT.
g	Heslop et al.	(Heslop et al., 2016)	2016	(7)		Valora ciertos parámetros eléctricos de la carga y parámetros eléctricos del generador FV en una red de BT.

Orden	Autor	Ref.	Año	Ecuación (es)	Valoración para resiliencia Alta Media Baja	Justificación
h	Rampinelli et al.	(Rampinelli et al., 2015)	2015	(8) y (9)		Proponen el cálculo del fp y la THD <sub>i</sub> a partir de mediciones en la salida del inversor FV.
i	Buitrago y Lopez	(Buitrago & López, 2013)	2013	$IV = \frac{\sum_{i=1}^{N}  v_i \text{ con } GD }{\sum_{i=1}^{N}  v_i \text{ sin } GD } - 1$		Indica el impacto de la integración de GD en el perfil de $V_{RMS}$ de la i-ésima barra de la red.
j	Baggini	(Baggini, 2008)	2008	$\Delta f = f - f_r$		Indica la desviación de frecuencia del sistema.
k	Rampinelli et al.	(Rampinelli et al., 2015)	2015	$THD_{v} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} (v_{h})^{2}}}{v_{1}}$		Indica la $THD_v$ del punto medido.
1	Rampinelli et al.	(Rampinelli et al., 2015)	2015	$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} (i_h)^2}}{l_1}$		Indica la THD <sub>i</sub> del punto medido.
m	Std. IEEE 1547	(Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2018)	2018	$TRD = \frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_{nom}} \cdot 100$		Indica la distorsión armónica total nominal de corriente del SFV con respecto a la corriente nominal del SFV.
n	IEC 61000- 3-3	(Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2014)	2013	$P_{tt} = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3}$ P <sub>sti</sub> : dato tomado del medidor de flicker.		Indica el valor de flicker de corta y larga duración en el punto medido.
0	Galvis	(Galvis, 2018)	2018	$VQR = Nqwo - Nqw$ $VD = max \frac{ Ui - Uni }{Uni}$ $VF = max(U_{wi} - U_{woi})$		Indican las afectaciones en el perfil de tensión de los nodos del sistema, considerando la operación sin y con generación distribuida.
р	Karimi <i>et al</i> .	(Karimi et al., 2016)	2016	$VUF = \frac{V^-}{V^+} \cdot 100\%$		Establece el desbalance de tensión de la red.

La valoración alta, media y baja de la Tabla 4 establece el potencial uso de la expresión para calcular el índice de resiliencia. La valoración toma como referencia que los SFV interconectados pueden causar impactos en nodos diferentes al PCC por la posibilidad de inyección de excedentes de energía a la red eléctrica.

De la Tabla 4, el orden (h) e (i) tienen valoración baja porque proponen cuantificar impactos por el modelo del inversor FV utilizado en la red eléctrica, más no la respuesta natural de las señales de tensión y corriente en la red eléctrica de conexión.

El orden (a) tuvo valoración media porque evalúa los cambios de tensión únicamente en el PCC. La numeración (e) tuvo valoración media porque su formulación contempla la cargabilidad de corriente en la etapa de diseño, más no en la operación. Las numeraciones (j) y (o) fueron

valoración media porque consideran la existencia de datos del perfil de tensión históricos, esto es, antes de la operación del SFV, algo que puede limitar la aplicación de las expresiones. La evaluación del flicker de corta y larga duración (numeración 14) podrían tomarse en cuenta para la evaluación de resiliencia, siempre y cuando se establezca que el tiempo de adquisición de datos debe ser cada 10 minutos (P<sub>st</sub>) o cada 2 horas (P<sub>lt</sub>); no obstante, la medición del flicker (flickermeter) hoy día no es común en los medidores de energía eléctrica, por lo que la adquisición de esos datos puede tener algunas complicaciones como el costo del flickermeter.

En contraste, los indicadores de las numeraciones (b), (c), (d), (e) y (f) permiten calcular la tensión eficaz, o cambios de tensión, en cualquier nodo de la red eléctrica de BT y por tanto tuvieron valoración alta. La numeración (m) es quizá el indicador de calidad de potencia más reciente propuesto por un estándar IEEE para la evaluación de distorsiones armónicas de los DERs, y su valoración fue alta porque la cuantificación del TRD podría emplearse como requisito de cumplimiento a los SFV interconectados por parte de los operadores de red. Las numeraciones (j), (k), (l) y (p) han sido ampliamente usadas para evaluar la desviación de frecuencia y la calidad de potencia de una red eléctrica de BT; por tanto, su valoración es alta.

Asimismo, con base en los hallazgos presentados en este capítulo, se evidencia que los valores de referencia que permiten evidenciar el impacto de los SFV sobre la operación de las redes eléctricas fueron tomados de normativas o regulaciones nacionales o internacionales, indistintamente en simulaciones computacionales o casos de estudio reales.

Por lo anterior, se seleccionaron cinco parámetros y cinco indicadores (PeI) a considerar para la evaluación de la resiliencia de las redes eléctricas de BT y con integración de SFV. Los cinco parámetros son valor eficaz de tensión ( $V_{RMS}$ ) y de corriente ( $I_{RMS}$ ), frecuencia (f), potencia activa (P) y reactiva (Q). Los cinco indicadores son desbalance de tensión (Debs<sub>v</sub>) y distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente (THD<sub>v</sub>,  $V_h$ , THD<sub>i</sub> e I<sub>h</sub>, respectivamente).

### 3. Resiliencia de las redes eléctricas

La definición de resiliencia ha sido adaptada a los sistemas eléctricos para evaluar el impacto de eventos de naturaleza extrema clasificados como baja probabilidad de ocurrencia, buscando garantizar desde la etapa de diseño la capacidad de resistir impactos, garantizar abastecimiento de energía eléctrica a cargas prioritarias, recuperación rápida de funciones y adaptación para resistir futuras amenazas (Ciapessoni et al., 2019; Faza, 2018; Lin & Bie, 2016; Lundberg & Johansson, 2015; Martišauskas et al., 2018; Molyneaux, Brown, Wagner, & Foster, 2016; Navarro-Espinosa et al., 2017; Prehoda et al., 2017; Swift, 2020; Zare-Bahramabadi et al., 2018). Para efectos de este trabajo de investigación, fue objeto el desarrollo de una propuesta de evaluación de la resiliencia por la integración de SFV en BT, que difiere del enfoque de resiliencia mencionado (Afgan, 2010; Emmanuel & Rayudu, 2017; Esteban & Portugal-Pereira, 2014; Prehoda et al., 2017; Swift, 2020).

La Sección 3.1 presenta diversas consideraciones sobre la resiliencia halladas en la literatura con el propósito de encontrar técnicas y metodologías que puedan ser aplicables a las redes eléctricas de BT. Además, se busca que los enfoques de resiliencia permitan la integración de DERs o SFV como parte integral de la evaluación de la resiliencia.

Asimismo, el desarrollo de este capítulo es insumo para adaptar la definición de resiliencia a redes de BT, orientando la investigación hacia un esquema de evaluación que integre los PeI seleccionados (ver Sección 2.3)

### 3.1 Propuestas de evaluación de resiliencia

En general, la definición de resiliencia está orientada a garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios finales ante eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia, a saber: desastres naturales, ataques cibernéticos, fallas en los equipos, fallas en cascada, ataques terroristas y errores humanos (Gholami et al., 2018; Johannes, Leach, & Yang, 2018; Jufri, Widiputra, & Jung, 2019; Y. Li et al., 2019; Martišauskas et al., 2018; Prehoda et al., 2017; Tavakoli et al., 2018; Zare-Bahramabadi et al., 2018; Zhou et al., 2018). En este sentido, Lundberg y Johansson (Lundberg & Johansson, 2015) proponen un modelo de resiliencia (Figura 6) basado en cuatro etapas: (i) restricciones basadas en eventos, (ii) dependencias funcionales, (iii) capacidad de adaptación, y (iv) estrategia. Además, los autores establecen que la automonitorización (*Self-Monitoring*) sea el eje central de la resiliencia, atribuyéndole la capacidad de medir las funcionalidades de un sistema y tomar decisiones que ajusten las funcionalidades del sistema conforme existan eventos inherentes o externos, de alto o bajo impacto.

Algunos autores definen la resiliencia para redes eléctricas de alta tensión, pero poco escalables a redes eléctricas de BT porque las topologías son diferentes, las redes de BT son más vulnerables a pequeños cambios en los parámetros e indicadores y las redes de AT tienen mayor automatización permitiendo ciertos grados de control sobre cambios operacionales. Para Tavakoli *et al.* (Tavakoli et al., 2018), la resiliencia es la habilidad de recuperación del sistema empleando recursos externos o internos, siendo funcional para el usuario final. Para Sellberg *et al.* (Sellberg et al., 2018), la resiliencia es la capacidad de resistir un cambio y continuar con su desarrollo. Según Moslehi & Agami (Moslehi & Reddy, 2018), la resiliencia es la capacidad del sistema para cumplir la mayor cantidad de funciones como sea posible cuando hay interrupciones externas o internas. Para Li *et al.* (Z. Li et al., 2017), la resiliencia es la habilidad de un sistema de energía de

estar preparado para respuestas fáciles y rápidas ante grandes interrupciones. Para Hirsch *et al.* (Hirsch, Parag, & Guerrero, 2018), un sistema resiliente tiene la capacidad de restaurar rápidamente las funcionalidades por cualquier problema. Para Taguipour & Bathaee (Bazargani & Bathaee, 2018), la resiliencia tiene tres características: (i) resistencia para prevenir y resistir peligros, (ii) absorción para soportar el daño inicial, y (iii) recuperación a la condición normal de operación.





Nota. Tomado de: J. Lundberg and B. J. Johansson, "Systemic resilience model," Reliab. Eng. Syst. Saf., vol. 141, pp. 22–32, Sep. 2015.

De lo anterior, se evidencia que la resiliencia tiene cuatro características en común ante eventos disruptivos: recuperación, resistencia, preparación y robustez. Estas características tienen propuestas de cuantificación base, que han sido ampliamente citadas en trabajos de investigación de la resiliencia y que se presentan a continuación. Según Moslehi *et al.* (Moslehi & Reddy, 2018), la resiliencia puede dividirse en tres estados: 1. **Pre-interrupción**: minimizar daños del sistema a través de la anticipación de los eventos. 2. **Durante la interrupción**: minimizar la pérdida de funcionalidades a través de la aislación de la falla o por integración de fuentes alternativas. 3. **Pos-interrupción**: capacidad de recuperación de las funcionalidades o el sistema general una vez transcurrido el evento.

Los autores (Moslehi & Reddy, 2018) evalúan la resiliencia (*FL*) como una pérdida de funcionalidades del sistema empleando el término  $f_{loss}$  para cada evento acorde a la Ec. (10), donde el término  $f_{desired}$  es una función en el tiempo de las funcionalidades deseadas del sistema, la expresión  $f_{actual}$  es una función en el tiempo que describe las funcionalidades instantáneas de un sistema, el término  $t_0$  es el tiempo inicial del evento y la expresión  $T_{IP}$  es el tiempo que duró el sistema en reestablecer las funcionalidades deseadas.

$$FL = \int_{t_0}^{t_0 + T_{IP}} [f_{desired}(t) - f_{actual}(t)] dt = \int_{t_0}^{t_0 + T_{IP}} f_{loss}(t) dt$$
(10)

Posteriormente, los valores obtenidos de FL son ubicados en la matriz tridimensional que ilustra la Figura 7, donde las componentes j, i y k de la matriz describen los tipos de fallas en el sistema, los periodos de tiempo de la operación del sistema de la matriz y la afectación de las funcionalidades del sistema, respectivamente.



Figura 7. Matriz de evaluación de resiliencia para sistemas eléctricos.

*Nota*. Adaptado de: S. Moslehi and T. A. Reddy, "Sustainability of integrated energy systems: A performance-based resilience assessment methodology," Appl. Energy, vol. 228, no. April, pp. 487–498, 2018.

Según Amirioun *et al.* (Amirioun et al., 2019), la evaluación de resiliencia de un sistema de potencia ante eventos extremos (alto impacto, baja probabilidad de ocurrencia) se divide en cuatro características (*4Rs*): robustez, redundancia, ingenio y rapidez. La **robustez** es la capacidad del sistema para soportar estrés o interrupción causada por un evento; la **redundancia** es la disponibilidad que tiene el sistema de activar recursos (externos o internos) en caso de una pérdida total de funcionalidad del sistema; el **ingenio** es la capacidad del sistema de integrar nuevos recursos para mitigar impactos; la **rapidez** es la restauración oportuna de las funcionalidades del sistema.

En específico, los autores Amirioun *et al.* (Amirioun et al., 2019) presentan un marco de referencia para evaluar resiliencia ante tormentas de viento como: 1) entrada de información; 2) modelado de la degradación de la red; y 3) estrategias de restauración de la red. El nivel de degradación del sistema, expresado por la Ec. (11), se calcula a partir del índice de vulnerabilidad denotado como *VI*, donde  $M_o$  es el nivel de rendimiento del sistema en pre-evento y  $M_{pe}$  es el nivel de rendimiento del sistema en pos-evento.

$$VI = \frac{M_o - M_{pe}}{M_o} \tag{11}$$

Cuando VI=0.0 significa que hay un rendimiento perfecto y VI=1.0 indica que hay una completa degradación del sistema. El índice de resiliencia – *MRI* es calculado con la Ec, (12), donde M(t) es el modelo del rendimiento del sistema,  $t_{pr}$  es el inicio del estado pos-restauración y  $t_d$  es el inicio de la fase de degradación del sistema.

$$MRI = \frac{\int_{t_d}^{t_{pr}} M(t)dt}{M_o(t_{pr} - t_d)}$$
(12)

*MRI* varía entre 0.0 y 1.0; valores cercanos o igual a 1.0 corresponden a una alta resiliencia del sistema y un valor de 0.0 indica que el sistema no fue resiliente.

Li *et al.* (Z. Li et al., 2017) proponen evaluar la resiliencia a partir de las variaciones de rendimiento del sistema. Por tanto, la resiliencia del sistema puede ser evaluada en los generadores de energía eléctrica, en la seguridad de la operación o en la calidad de la potencia por el impacto de eventos extremos. Por tanto, la resiliencia – R es expresada como una relación inversa con respecto a la pérdida de rendimiento del sistema denotado como *loss*, la cual es cuantificada mediante la Ec. (13), donde R puede variar entre 0.0 e infinito, siendo infinito una resiliencia perfecta y 0.0 un sistema que no tiene resiliencia. El valor de *loss* es calculado usando la Ec. (14) que permite conocer desviación del rendimiento normal del sistema.

La Ec (15) evalúa la desviación relativa del rendimiento del sistema desde el inicio distinguido como t<sub>1</sub> hasta la recuperación del sistema indicado como t<sub>4</sub>. La Ec. (16) enfatiza en la importancia de la recuperación del sistema. La Figura 8 representa el rendimiento inicial del sistema denotado como  $Q_0$  y el rendimiento del sistema ante un evento señalado como  $Q_{min}$ .

Figura 8. Rendimiento del sistema ante un evento extremo.



*Nota*. Tomado de: Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, "Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience," Proc. IEEE, vol. 105, no. 7, pp. 1289–1310, Jul. 2017.

Resilience (R) = 
$$\frac{1}{loss}$$
 (13)

$$loss = \frac{Q_0 - Q_{min}}{Q_{min}} \tag{14}$$

$$loss = \int_{t_1}^{t_4} \left[ \frac{Q_0 - Q_{min}}{Q_{min}} \right] dt$$
(15)

$$loss = \frac{1}{t_4 - t_1} \int_{t_1}^{t_4} \left[ \frac{Q_0 - Q_{min}}{Q_{min}} \right] dt$$
(16)

Panteli *et al.* (Panteli et al., 2017) consideran evaluar la resiliencia de los sistemas eléctricos de potencia a partir de la identificación de dos estados (antes y después del evento) y tres fases (progreso de la perturbación, después de la perturbación y restauración), vistos en la curva trapezoidal de la Figura 9. Los autores (Panteli et al., 2017) proponen cuantificar la resiliencia a través de cuatro métricas asociadas a la pérdida y restauración de líneas, generación y carga por hora y al tiempo de degradación del sistema, como presenta la Tabla 5. La Ec. (17) permite cuantificar las variaciones de resiliencia señalado como *RAW* de acuerdo a la resiliencia real del sistema, mediante *R*, en un tiempo específico, y la resiliencia ideal del sistema expresada como

 $R_n$ =1. Sin embargo, no se evidencia en el documento una clara integración de las métricas para obtener un único valor de resiliencia real del sistema.





*Nota*. Tomado: M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziargyriou, "Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies," Proc. IEEE, vol. 105, no. 7, pp. 1202–1213, 2017.

$$RAW = \frac{R \cdot (R_n = 1) - R}{R} * 100$$
(17)

Fase	Est. L	Métrica de		D		
	Estado	resiliencia	Líneas	Generación	Carga	Representation
I	Progreso	¿Qué tan rápido cae la resiliencia?	%líneas perdidas/hora	%MW perdida/hora	%MW perdida/hora	Φ
	perturbación	perturbación	¿Qué tan bajo disminuye la resiliencia?	%líneas perdidas	%MW perdida	%MW perdida
II	Estado pos- perturbación	¿Qué tan extensa es la degradación del sistema?	Horas	Horas	Horas	Е
III	Restauración	¿Qué tan pronto estará la red recuperada?	%líneas restauradas/hora	%MW restaurada	%MW restaurada	П

Tabla 5. Cálculo de resiliencia a partir de métricas asociadas a fases del evento.

*Nota*. Tomado: M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziargyriou, "Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies," Proc. IEEE, vol. 105, no. 7, pp. 1202–1213, 2017.

Gholami *et al.* (Gholami et al., 2018) proponen siete etapas basado en las amenazas de los componentes del sistema de potencia (p. ej. generadores, líneas, cargas) para evaluar la resiliencia de un sistema de potencia ante eventos de alto impacto de acuerdo a la Figura 10. La *Etapa 1* define una métrica de resiliencia que permita integrar las variables conocidas del sistema. La *Etapa 2* identifica amenazas de tipo climáticas extremas, fallas técnicas en cascada, y ataques físicos y cibernéticos. La *Etapa 3* plantea conocer el rendimiento de los componentes del sistema por escenarios controlados de afectación. La *Etapa 4* plantea una gestión proactiva de recursos para reducir adversidades en la operación del sistema. La *Etapa 5* encuentra la degradación total del sistema mediante la cuantificación de funcionalidades. La *Etapa 6* entrega soluciones para recuperar el sistema en el menor tiempo posible. Finalmente, la *Etapa 7* es la aplicación de la métrica de resiliencia.

Figura 10. Proceso de evaluación de resiliencia.



*Nota*. Adaptado de: A. Gholami, T. Shekari, M. H. Amirioun, F. Aminifar, M. H. Amini, and A. Sargolzaei, "Toward a Consensus on the Definition and Taxonomy of Power System Resilience," IEEE Access, vol. 6, pp. 32035–32053, 2018.

Roege et al. (Roege, Collier, Mancillas, Mcdonagh, & Linkov, 2014) presentan una matriz

de resiliencia energética de dos dimensiones que integra diversos factores a ser evaluados; para

esto, se presenta una dimensión de la matriz como la adopción de cuatro conceptos, a saber: preparar, amortiguar, restaurar y adaptar, donde p*reparar* es la evaluación de las funcionalidades durante un evento, *amortiguar* hace referencia a mantener las funciones del sistema ante eventos, *restaurar* es recuperar las funcionalidades iniciales del sistema, y *adaptar* es integrar estrategias al sistema que aumenten la resiliencia del sistema. Además, la segunda dimensión de la matriz son cuatro tópicos que pueden afectar a un sistema de forma física, en información, cognitiva y socialmente. Cada celda de la matriz (A, B, C, ..., P) se refiere a una o varias relaciones entre las dimensiones de la matriz vista en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Matriz de resiliencia energética.

	Preparar (para)	Amortiguar	Restaurar (de)	Adaptar (hacia)
Físico	А	В	С	D
Información	Е	F	G	Н
Cognitivo	Ι	J	K	L
Social	М	Ν	0	Р

Nota. Adaptado de: P. E. Roege, Z. A. Collier, J. Mancillas, J. A. Mcdonagh, and I. Linkov, "Metrics for energy resilience," Energy Policy, vol. 72, pp. 249–256, 2014.

## 3.2 Análisis de las propuestas de resiliencia

Con base en lo expuesto en la Sección 3.1, se hace un análisis de las propuestas de resiliencia aplicables a los sistemas eléctricos. Para esto, se definen los eventos para los cuales se consideraron las evaluaciones de resiliencia; luego, se generaliza una definición de resiliencia y se mencionan siete características encontradas en común; posteriormente, se definen las entradas para la evaluación de la resiliencia y se menciona el tiempo de monitorización requerido para evaluar la resiliencia. Finalmente, la Figura 11 resume el enfoque general de resiliencia con base en la revisión de literatura.

**3.2.1 Eventos.** Los eventos que son analizados en los documentos de investigación son de tipo disruptivo, de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia (Lin & Bie, 2016), como los eventos naturales de clima extremo que impactan sobre un sistema eléctrico (Jufri et al., 2019). También se consideran los impactos sobre la generación de energía y el aumento de precios de generación causados por el cambio climático (Totschnig et al., 2017a), impactos por las tormentas de viento (Amirioun et al., 2019) y tornados o inundaciones (Gholami et al., 2018) sobre el abastecimiento de las redes.

Además de impactos de clima extremo mencionados sobre la resiliencia de los sistemas eléctricos, también se ha evaluado la resiliencia ante ataques cibernéticos sobre un sistema eléctrico digitalizado, ante fallas en cascada (Gholami et al., 2018), ataques terroristas (Prehoda et al., 2017), mal función de centrales generadoras de energía eléctrica como la nuclear (Esteban & Portugal-Pereira, 2014), fallas en equipos pasivos o activos de la red (Moslehi & Reddy, 2018) y *blackouts* independiente de la causa que lo origine (Liévanos & Horne, 2017). Todos los eventos mencionados tienen alta influencia en la reducción de abastecimiento de energía eléctrica hacia los usuarios finales, teniendo efectos en pérdidas económicas por costos de recuperación de la red y energía no atendida (Cook et al., 2016). En consecuencia, los costos asociados a la cuantificación, evaluación y mejora del sistema eléctrico es un indicador por separado que se considera como entrada para la resiliencia (Cook et al., 2016; Totschnig et al., 2017b).

Otros documentos han considerado que los eventos pueden ser de tipo externo o interno; estos últimos son de tipo inherente a la operación de la red, pero poco se ha estudiado su impacto sobre la resiliencia de la red (Cook et al., 2016; Lundberg & Johansson, 2015; Moslehi & Reddy, 2018; Sellberg et al., 2018; Swift, 2020). No obstante, esto posibilita analizar cambios operacionales de la red eléctrica bajo el índice de resiliencia, ya sea por un evento externo o interno, y que el índice de resiliencia tenga como entradas parámetros e indicadores eléctricos (Afgan, 2010; Armin Razmjoo et al., 2019; Molyneaux, Wagner, Froome, & Foster, 2012).

**3.2.2 Definición de resiliencia para sistemas de potencia.** Dada la amplia variedad de definiciones y características de la resiliencia para los sistemas eléctricos, especialmente los sistemas de potencia, se unifican las definiciones de resiliencia en la planteada por CIGRÉ en el año 2019, que define la resiliencia de un sistema de potencia como la habilidad de limitar la extensión, el impacto y la duración de la degradación de un sistema de potencia por un evento extremo.

Asimismo, CIGRÉ establece siete características de todo sistema resiliente que son la anticipación, preparación, absorción, operación de sistemas críticos, rápida recuperación, adaptación y aprendizaje como característica transversal (Ciapessoni et al., 2019). No obstante, se resalta que la resiliencia puede evaluar cambios operacionales de una red eléctrica independiente del nivel de tensión del sistema, ya sea por eventos externos o internos (Afgan, 2010; Armin Razmjoo et al., 2019; Molyneaux et al., 2012). Además, el índice de resiliencia puede evaluar el impacto por la operación de una red eléctrica con microrredes (Amirioun et al., 2019; Emmanuel & Rayudu, 2017; Z. Li et al., 2017; Liu et al., 2017) o de DERs como sistemas eólicos, solares FV, planta de gas natural, planta nuclear (Afgan, 2010), almacenamiento de energía (Lin & Bie, 2016; B. Zhang, Dehghanian, & Kezunovic, 2019), generadores de emergencia y móviles (Jufri et al., 2019) y vehículos eléctricos *plug-in* (Amirioun et al., 2019).

**3.2.3 Parámetros de entrada para la evaluación de resiliencia.** Los parámetros de entrada para la evaluación de resiliencia son clasificados en: i) topología de la red eléctrica como radial, en anillo o alimentación doble (Y. Li et al., 2019); ii) definición de elementos pasivos o activos de la red que son vulnerables a los eventos, como generadores, transformadores de potencia o protecciones (Amirioun et al., 2019; Moslehi & Reddy, 2018); iii) disponibilidad energética auxiliar por planta de combustión, recursos distribuidos o formación de microrredes aisladas (Afgan, 2010; Z. Li et al., 2017; Swift, 2020); iv) disponibilidad de personal humano capacitado para atender eventualidades en las redes (Afgan, 2010; North American Electric Reliability Corporation, 2016); v) automatización de la red eléctrica (Ciapessoni et al., 2019; Y. Li et al., 2019; Lin & Bie, 2016; Lundberg & Johansson, 2015); vi) equipos de monitorización de las redes eléctricas (Blaabjerg et al., 2017; Cai et al., 2018; Lundberg & Johansson, 2015; North American Electric Reliability Corporation, 2016); vii) sistemas de aprendizaje autónomo (Ciapessoni et al., 2019; Lundberg & Johansson, 2015); y viii) el tiempo que es transversal en todas las etapas posibilitando identificar el inicio y final de un evento, el tiempo de respuesta de la red ya sea por acciones automáticas o humanas, o el tiempo de actuación de las fuentes auxiliares de energía eléctrica (Afgan, 2010; Z. Li et al., 2017; Lundberg & Johansson, 2015; Swift, 2020).

**3.2.4 Tiempo de monitorización para la evaluación de resiliencia.** El tiempo de monitorización para evaluar la resiliencia es transversal a todo sistema eléctrico, y se puede caracterizar para las etapas de pre-evento, durante el evento y pos-evento (Ciapessoni et al., 2019; Gholami et al., 2018). En pre-evento, la monitorización permite conocer las funcionalidades que tiene un sistema y el tiempo de respuesta de cada uno ante posibles eventos; por ejemplo, conocer el tiempo de respuesta de recursos externos e internos que se pueden integrar ante un evento (Moslehi & Reddy, 2018; Panteli et al., 2017). Durante el evento, el tiempo de monitorización refiere al tiempo total que duró los impactos de un evento sobre el sistema, y la monitorización registra las funcionalidades que logró mantener el sistema (Bian & Bie, 2018; Panteli et al., 2017). En pos-evento, se monitoriza la capacidad de recuperación del sistema y el tiempo que tarda en retornar a un rendimiento igual o mejor que el rendimiento inicial (antes del evento) (Esteban & Portugal-Pereira, 2014; Wang et al., 2018; Zhou et al., 2018).

Ahora bien, el tiempo de evaluación de resiliencia involucra datos históricos (Prehoda et al., 2017) y/o datos en tiempo real (Lundberg & Johansson, 2015), por ejemplo, del comportamiento de precios de energía eléctrica, disponibilidad energética de una región, impactos ambientales, eventos de clima extremo, variación de condiciones climatológicas (Afgan, 2010; Molyneaux et al., 2012; Totschnig et al., 2017a).

**3.2.5 Resumen de las propuestas de resiliencia.** Como se mencionó a lo largo de este capítulo, la resiliencia está altamente relacionada con garantizar un suministro confiable de energía eléctrica ante eventos de alto impacto, con conservar las funcionalidades mínimas de un sistema eléctrico para atender cargas prioritarias, recuperarse en el menor tiempo posible y que la adaptación mejore la respuesta del sistema ante futuras amenazas disruptivas. La Figura 11 resume las propuestas de evaluación de la resiliencia.





# 4. Propuesta de evaluación de resiliencia para redes eléctricas de BT con integración de SFV

Esta sección presenta la definición de resiliencia para redes eléctricas de BT y con integración de SFV, la propuesta de monitorización de las redes eléctricas con SFV integrados, la normalización de parámetros e indicadores (PeI), la asignación de pesos subjetivos a los PeI, y el

planteamiento para la cuantificación y evaluación de la resiliencia. Lo anterior se presenta resumidamente en la Figura 12.

**Figura 12.** *Resumen de la propuesta de evaluación de la resiliencia para redes eléctricas de BT con integración de SFV.* 



### 4.1 Definición de resiliencia para redes de BT con integración de SFV

Como ejercicio investigativo de este documento, se propone un esquema de evaluación de la resiliencia para redes de BT y con inyección de potencia FV. Particularmente, la integración de SFV tiene un impacto positivo o negativo sobre la operación de las redes eléctricas y la probabilidad de integración en BT es alta por los bajos costos de instalación, modularidad y escalabilidad de la tecnología e incentivos mediante políticas públicas (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019; Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2020).

La variación de la potencia FV inyectada a la red eléctrica por la relación con la irradiancia solar, hace que los SFV sean considerados un evento recurrente. Esto difiere de enfoques de resiliencia mencionados, lo que conllevó a que la definición de resiliencia sea adaptada (para responder la pregunta de investigación planteada en este documento) como: *la resiliencia de una red eléctrica de baja tensión integra diversos parámetros e indicadores orientados a evaluar la operación de la red por la influencia de un sistema fotovoltaico, y su cuantificación puede* 

utilizarse como un insumo para la toma de decisiones de corto, mediano y largo alcance para los operadores de red.

### 4.2 Monitorización de la resiliencia para redes eléctricas de BT con integración de SFV

La evaluación de la resiliencia de una red eléctrica de BT con integración de SFV se realiza a partir de los datos obtenidos por el sistema de monitorización (SM) durante la operación de la red eléctrica (Afgan, 2010; Lundberg & Johansson, 2015; Parrado-Duque, Osma-Pinto, Rodriguez-Velasquez, et al., 2019; Swift, 2020). Por tanto, el sistema de monitorización debe cumplir cinco condiciones, a saber: i) un sistema de monitorización capaz de registrar datos con estampa de tiempo y almacenarlos en memoria no volátil, ii) cumplir con la agregación temporal expresada en la norma IEC 61000-4-30/2015 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2015), iii) cumplir exactitud en la toma de datos del Std IEEE 1547/2018 (Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2018) para la tensión eficaz y de la norma IEC 61724-1/2017 (Asociación Española de Normalización, 2017) para los demás PeI, iv) cuantificar los PeI planteados en este documento (o entregar los datos necesarios para calcular los PeI) y v) alimentar el esquema de evaluación de la resiliencia con datos cada 1 minuto o 10 minutos con preferencia de comunicación remota.

La Figura 13 presenta las cinco condiciones de monitorización mencionadas, donde los PeI medidos y calculados por el SM son las entradas para el tratamiento de datos y evaluación de la resiliencia. La Figura 13 es el comienzo del esquema de evaluación de resiliencia y en las próximas secciones se añade características que lo completan.

#### **RESILIENCIA EN BT CON SFV**



Figura 13. Principales características del sistema de monitorización.

A continuación, se describen las características técnicas que debe cumplir el sistema de monitorización para que suministre los datos al esquema de evaluación de la resiliencia.

**4.2.1** Adquisición y procesamiento de datos. La Tabla 3 (Sección 2.2) muestra que el tiempo de adquisición de variables eléctricas y cálculo de parámetros eléctricos es mayormente 10 minutos. Este valor coincide con lo mencionado en la IEC 61000-4-30/2015 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2015) y UNE-EN 50160/2011 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2011) para análisis de parámetros de calidad de potencia en redes eléctricas, tales como: tensión, desbalance de tensión y armónicos e interarmónicos de tensión y de corriente.

Con respecto al intervalo de medición de armónicos de tensión y corriente, el Std. IEEE 519/2014 (IEEE, 2014) los clasifica como muy corto (*very short*) cada 3 segundos y corto (*short*) cada 10 minutos, los cuales dependen de la capacidad de procesamiento y adquisición de información por parte del sistema de monitorización y el alcance de la investigación. Para este caso, la variación de una condición climatológica natural (irradiancia) tiene influencia sobre la inyección de potencia FV a la red eléctrica y el intervalo de medición es demandante en información.

En este sentido, este trabajo de investigación propone la evaluación de la resiliencia para la condición de operación en estado estable, posibilitando la adopción de 10 minutos como intervalo de medición general. Cabe destacar que, según la NTC 5000/2013 (ICONTEC, 2013), una señal transitoria tiene una duración típica de 50 ms (3 ciclos de una señal a 60 Hz); por tanto, la condición en estado estable se define para eventos superiores a 50 ms.

Por otro lado, el Std. IEEE 519/2014 (IEEE, 2009) establece que la medición de una red eléctrica debe tener un intervalo de muestreo de 10 minutos durante una semana. Para armónicos de tensión y corriente, la norma IEC 61000-4-30 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2015), Std. IEEE 1159/2009 (IEEE, 2009) y Std. IEEE 1547/2018 (Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2018) consideran las componentes armónicas hasta de 50° orden.

El Std. IEEE 1159/2009 (IEEE, 2009) recomienda que las muestras sean obtenidas para eventos como huecos y sobretensiones, a fin de caracterizar valores como el residual, la profundidad y la duración del evento. No obstante, esos eventos no son de alcance de este trabajo de investigación y, por tanto, se establece que la toma de muestras de las señales de tensión y corriente por parte del sistema de monitorización sea una funcionalidad adicional, pero no de estricto cumplimiento.

Con respecto a la clasificación de los sistemas de monitorización para los SFV, la IEC 61724-1/2017 (Asociación Española de Normalización, 2017) clasifica los SFV en tipo A, B o C para seleccionar el alcance del sistema de monitorización donde los SFV Clase A o Clase B son plantas solares FV y grandes instalaciones comerciales, Tipo B o Tipo C son pequeños SFV de carácter comercial o residencial. No obstante, el usuario puede establecer la clase del SFV, independiente de la capacidad instalada.

La IEC 61724-1/2017 (Asociación Española de Normalización, 2017) establece que el sistema de monitorización sea de alta exactitud para evaluar la interacción del SFV con la red eléctrica como se observa en la Tabla 7.

**Tabla 7.** Clasificación del sistema de monitorización por clase de SFV y aplicación.

Aplicación típica	Clase A Alta exactitud	Clase B Media exactitud	Clase C Básica exactitud
Evaluación básica del desempeño del sistema	Х	Х	Х
Documentación de una garantía de desempeño	Х	Х	
Análisis de pérdidas del sistema	Х	Х	
Evaluación de la interacción con la red eléctrica	Х		
Localización de fallas	Х		
Evaluación de la tecnología FV	Х		
Medición precisa de la degradación del sistema FV	Х		

*Nota.* Adaptado de: Asociación Española de Normalización, Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en junio de 2018.). 2017, p. 68.

Asimismo, la IEC 61724-1/2017 (Asociación Española de Normalización, 2017) determina que el intervalo de muestreo<sup>\*\*\*</sup> para señales eléctricas del SFV Tipo A sea tres segundos, y un máximo intervalo de registro<sup>†††</sup> cada minuto con estampa de tiempo. Los requisitos de exactitud de medición de parámetros eléctricos del SFV Tipo A, a nivel de inversor FV, específicamente tensión, corriente y potencia activa son ±2%. Los requisitos de medición de potencia y energía activa, a nivel de planta FV, debe ser con un equipo Clase 0,2 s (de acuerdo a la IEC 62053-22/2003, modificada por la IEC 62053-22/A1/2018 (Asociación Española de Normalización y Certificación, 2016; Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2018)).

En BT, el Std. IEEE 1159/2009 (IEEE, 2009) recomienda que la medida sea directa o semidirecta, ya que equipos característicos para este nivel de tensión y hasta 600 V pueden medir

<sup>\*\*\*</sup> El intervalo de muestreo es el tiempo entre la adquisición de dato (muestras) de las señales eléctricas.

<sup>&</sup>lt;sup>†††</sup> El intervalo de registro es el tiempo entre los registros, que es un dato entero en el equipo de medida basado en las muestras adquiridas.

tensión de forma directa. Además, se reduce la incertidumbre de la medida si se omite el uso de transformadores de potencial (TP).

La Tabla 8 presenta los requisitos mínimos de medición para recursos distribuidos interconectados considerando la operación en estado estable según el Std. IEEE 1547/2018 (Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2018) – Sección 4.4 del Std.

Parámetro	Mínima exactitud de la medida	Ventana de medición	Rango
Tensión RMS	(± 1% V <sub>nom</sub> )	10-12 ciclos	0.5 p.u 1.2 p.u.
Potencia activa	$(\pm 5\% S_{nom})$	10-12 ciclos	0.2 p.u.< P <1.0 p.u.
Potencia reactiva	$(\pm 5\% S_{nom})$	10-12 ciclos	0.2 p.u.< Q <1.0 p.u.
Tiempo	1% de la duración de la medición	-	5 s - 600 s

**Tabla 8.** Requisitos mínimos de exactitud para medida de recursos distribuidos.

*Nota.* Los requisitos de la Tabla 8 se aplican si el  $THD_v < 2.5\%$  y los armónicos individuales de tensión son < 1.5%. Adaptado de: Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces Sponsored by the IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associate, no. February. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2018.

En consecuencia, para obtener los PeI se expone el cumplimiento de los requisitos de los estándares y normas mencionadas, resaltando que el tiempo de registro de los datos sea cada 1 minuto o 10 minutos que depende de las potencialidades del sistema de medición, el alcance del estudio de investigación, cumpliéndose la agregación temporal de medición estipulada en la IEC 61000-4-30/2015 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2015) en cualquier caso. Asimismo, los requisitos de exactitud para el valor RMS de la tensión debe ser  $\pm$  1% Vnom ((Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, 2018)) y para los demás PeI seleccionados debe ser mínimo  $\pm$  2% ((Asociación Española de Normalización, 2017)).

Para resaltar, el propósito de la evaluación de la resiliencia en BT no es evidenciar variaciones en la inyección de potencia FV, sino el impacto que pueda tener la integración del SFV en ciertos parámetros e indicadores en la operación de la red eléctrica.

Las expresiones matemáticas para calcular los PeI se presentan en la Tabla 9, donde N es el número de muestras,  $V_n$  e  $I_n$  son los vectores de muestras de tensión y corriente,  $V_h$  e  $I_h$  son los valores armónicos de las señales de tensión y corriente,  $V_I$  e  $I_I$  son la tensión y corriente a frecuencia fundamental, y  $V^-$  y  $V^+$  son las componentes de secuencia negativa y positiva de la tensión.

PeI	Acrónimo	Ecuación	Exactitud	Tiempo de muestreo	No. Ecuación
Tensión eficaz	V <sub>RMS</sub>	$\sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum (V_n)^2}$	± 1% Vnom	1 o 10 min	(18)
Frecuencia	f	· -	$\pm 2\%$	1 o 10 min	-
Corriente eficaz	I <sub>RMS</sub>	$\sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum (I_n)^2}$	± 2%	1 o 10 min	(19)
Potencia activa	Р	$(sum(V_n \cdot I_n))/N$	$\pm 2\%$	1 o 10 min	(20)
Potencia reactiva	Q	$\sqrt{(V_{RMS} \cdot I_{RMS})^2 - P^2}$	$\pm 2\%$	1 o 10 min	(21)
Distorsión armónica total de tensión	$THD_{v}$	$THD_{v} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} (v_{h})^{2}}}{v_{1}}$	± 2%	1 o 10 min	(22)
Distorsión armónica total de corriente	THD <sub>i</sub>	$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} (i_h)^2}}{I_1}$	± 2%	1 o 10 min	(23)
Distorsión armónica individual de tensión	$V_{h}$	$fft(V_N)\cdot\sqrt{2}/N$ : $V_h \neq 1$	± 2%	1 o 10 min	(24)
Distorsión armónica individual de corriente	$I_{\rm h}$	$fft(I_N)\cdot\sqrt{2}/N$	± 2%	1 o 10 min	(25)
Desbalance de tensión	Desb <sub>v</sub>	$Desb_v = \frac{V^-}{V^+}$	± 2%	1 o 10 min	(26)

**Tabla 9.** Expresiones matemáticas de los PeI seleccionados.

Normalmente los medidores eléctricos inteligentes entregan los datos ya procesados y calculados, evitando utilizar las expresiones matemáticas de la Tabla 9 cumpliendo la agregación temporal del estándar IEC 61000-4-30 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica, 2015), y es utilizado en este documento para la obtención de los PeI que permitan evaluar la resiliencia.

4.2.2 Monitorización de nodos en redes eléctricas de BT con SFV para la evaluación de la resiliencia. La resiliencia puede ser medida de forma centralizada (un nodo) o distribuida (n – nodos) en una red eléctrica como se presenta en la Figura 14, donde  $R_{1T}$  y  $R_{2T}$  es la resiliencia del circuito paralelo número 1 y número 2, respectivamente;  $R_{M,1},...,R_{1,N}$  (M=1 y N=10 para este caso) y  $R_{M,1},...,R_{2,N}$  (M=2 y N=4 para este caso) es la resiliencia por usuario del circuito paralelo número 1 y 2, respectivamente. La medición de la resiliencia en cada nodo del sistema está sujeto a la capacidad del sistema de medición de cada usuario, de cada circuito paralelo, y de la salida del transformador de alimentación ( $R_T$ ) o transformador de doble alimentación ( $R_{T2}$ ).

De la Figura 14, nótese que los usuarios  $U_{1,6}$ ,  $U_{1,10}$ ,  $U_{2,3}$  y  $U_{2,4}$  tienen SFV en los tejados de las viviendas, con lo cual, podrían tener cierto impacto sobre la resiliencia de cualquier otro punto de la red, en el caso de excedentes de energía eléctrica. También se puede notar tres topologías de red eléctrica diferentes, donde a) es radial y la topología típica para las redes eléctricas de BT (Bayer et al., 2018; Haque & Wolfs, 2016b), b) anillada, y c) con transformador de doble alimentación.

La topología de la red eléctrica también puede influir en la resiliencia de la red eléctrica al aumentar o reducir confiabilidad, pérdidas eléctricas, variaciones de tensión, mejorar empeorar indicadores de calidad de potencia y evitar la propagación de fallas aguas arriba (Bayer et al., 2018; Y. Li et al., 2019).

**Figura 14.** *Propuesta de medición de la resiliencia en BT de una red a) radial, b) anillo, c)* 



doble alimentación.

*Nota*. Adaptado de: B. Bayer, P. Matschoss, H. Thomas, and A. Marian, "The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids," Renew. Energy, 2018.

# 4.3 Conversión de datos

Esta sección propone la normalización de los PeI aplicando el principio de conversión de datos de la lógica difusa (*Fuzzy Logic*), la cual se ha empleado en diversas investigaciones para la asignación de roles a los valores intermedios (verdad parcial), posibilitando que una variable de control tome un valor entre uno o cero incrementando la cantidad de información posible que puede contener una variable (Chekired et al., 2017; Jovanović, Miljanović, & Jovanović, 2015; Sumathi, Ashok Kumar, & Surekha, 2015; Wu & Zhou, 2019; H. Zhang, Davigny, Colas, Poste, & Robyns, 2012).

La normalización de datos convierte los PeI en adimensionales, lo que posibilita su integración en la evaluación de resiliencia en una única expresión matemática y evidencia el comportamiento de los PeI con respecto a unos valores de referencia, como se presenta en la Figura 16, donde la normalización de datos se articula con el sistema de monitorización interpretándose
al *Valor real* (Vr) como el dato tomado y procesado por medición; el *Valor de referencia* (Vref) es tomado por algún marco legal, regulatorio o normativo; el *Valor p.u.* es el cociente entre Vr y Vref; y el *Valor normalizado* (V<sub>n</sub>) es el valor cuantitativo de cada parámetro o indicador según la estrategia de normalización como enseña la Figura 15.

Figura 15. Etapas de normalización de parámetros e indicadores.



Tres estrategias de normalización son aplicadas a los PeI en por unidad ( $PeI_{p.u}$ ) que permiten evidenciar la permisibilidad de un PeI cuando su valor esté dentro o fuera del rango de referencia empleando valores críticos (Vc) por encima (Vc<sup>+</sup>) o por debajo (Vc<sup>-</sup>), como se define en la Tabla 10.

Parámetro	Estrategia de	Valor de		Valor crítico			
o indicador	normalización	referencia	erencia Vc		$\mathbf{V}\mathbf{c}^+$	<b>Vc</b> <sup>++</sup>	Tomado de
V <sub>RMS</sub>	EN2	Vn	Vn-10%•Vn	V <sub>n</sub> -5%■V <sub>n</sub>	V <sub>n</sub> +5%•V <sub>n</sub>	V <sub>n</sub> +10%•V <sub>n</sub>	IEEE 1547/2018 (Institute of Electrical and Electronics Engineers -
			Vo	2-	v	/ <b>c</b> +	IEEE, 2018)
f	EN1	60 Hz	59.8/6	0 Hz	60.2	/60 Hz	CREG 060/2019 (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA
			V	<sup>7</sup> c		Vc <sup>+</sup>	Y GAS, 2019)

Tabla 10. Relación de los valores referencia y críticos con los Pel.

		Capacidad de			
IRMS	EN3	corriente del	1	1.2	-
		conductor			
р	FN3	Potencia de	1	12	_
1	LING	diseño	1	1.2	_
					IEEE
					1547/2018
					(Institute of
Q	EN3	0.44•Potencia	1	1.2	Electrical and
					Electronics
					Engineers -
					IEEE, 2018)
					IEEE
					1547/2018
					(Institute of
$THD_v$	EN3	2.5%	1	1.2	Electrical and
					Electronics
					Engineers -
					IEEE, 2018)
					IEEE
					1547/2018
					(Institute of
THD <sub>i</sub>	EN3	5.0%	1	1.2	Electrical and
					Electronics
					Engineers -
					IEEE, 2018)
					IEEE
					1547/2018
					(Institute of
$V_{h}$	EN3	1.5%	1	1.2	Electrical and
					Electronics
					Engineers -
					IEEE, 2018)
					IEEE
					1547/2018
		Tabla 26 y 27			(Institute of
$I_h$	EN3	de la	1	1.2	Electrical and
		referencia			Electronics
					Engineers -
					IEEE, 2018)
Desh.	FN3	3.0%	1	12	IEEE 519/2014
Desty	LIND	5.070	1	1.2	(IEEE, 2014)

Las estrategias de normalización (EN) de los PeI son expuestas en la Figura 16, donde la Figura 16 a), que es la EN1, se asigna para la frecuencia porque su tolerancia de operación es restrictiva ( $\pm 0.2$  Hz), castigando severamente cualquier dato por fuera del límite superior e inferior por el riesgo de interrupciones de la red. La Figura 16 b) relaciona la EN2 para la tensión eficaz, valorando que los datos estén dentro del rango normal de operación de  $\pm 5\%$ V<sub>n</sub>, y se reduce su valor normalizado a medida que se aleja del punto de operación crítico porque puede causar un

desabastecimiento de energía eléctrica. La Figura 16 c) presenta la EN3 que se asigna a los demás PeI (I, P, Q, Desb<sub>v</sub>, THD<sub>v</sub>, THD<sub>i</sub>, V<sub>h</sub>, I<sub>h</sub>) porque tienen una restricción máxima de operación, pero no una limitación inferior al valor de referencia. Por ejemplo, la corriente no tiene un valor mínimo permisible de operación, pero si tiene un valor crítico de operación que es el 100% de su cargabilidad y adicionalmente, su valor normalizado se ve reducido a medida que se acerca a la tolerancia máxima permisible (Vc<sup>+</sup>) de 120% dada la tolerancia convencional de diseño del conductor.

De la Figura 16,  $PeI_{pu-1}^{n}$ ,  $PeI_{pu-2}^{n}$  y  $PeI_{pu-3}^{n}$  son los valores normalizados al aplicar las estrategias de normalización,  $PeI_{p.u}$  es la relación entre el valor real del PeI y el valor de referencia,  $Vc^{-}$  y  $Vc^{+}$  es el valor mínimo y máximo crítico, respectivamente,  $Vc^{--}$  y  $Vc^{++}$  es el valor mínimo crítico aplicable a la tensión eficaz, y Vc es el valor crítico permisible del PeI. Los valores críticos fueron definidos en la Tabla 10.

**Figura 16** *a*) *EN1* – *Frecuencia. b*) *EN2* – *Tensión. c*) *EN3* – *I*, *P*, *Q*, *THD*<sub>*v*</sub>, *THD*<sub>*i*</sub>, *V*<sub>*h*</sub>, *I*<sub>*h*</sub>, *Desb*<sub>*v*</sub>.



La Tabla 11 presenta los límites y el valor normalizado de los PeI; esta tabla relaciona las expresiones matemáticas para hallar los valores normalizados de los PeI ( $PeI_{p,u}^{n}$ ) conforme las ecuaciones de las rectas de las estrategias de normalización.

Estrategia de normalización	Parámetro o indicador	Límites	Valor normalizado
EN1	f	$\forall f_{p.u} \epsilon \ [59.8/60$ , $60.2/60]$	$f_{p.u}^n = 1$
LINI	1	$\forall f_{p.u} \in \{[0, 59.8/60), (60.2/60, \infty]\}$	$f_{p.u}^n = 0$
		$\forall V_{p.u} \epsilon \ [0.9, 0.95)$	$V_{p.u}^n = 20 \cdot V_{p.u} - 18$
	V	$\forall V_{p.u} \epsilon \ [0.95, 1.05]$	$V_{p.u}^n = 1$
EINZ		$\forall V_{p.u} \epsilon \ (1.05, 1.1]$	$V_{p.u}^n = -20 \cdot V_{p.u} + 22$
		$\forall V_{p.u} \epsilon \{[0,0.9), (1.1, \infty)\}$	$V_{p.u}^n=0$
		$\forall PeI_{p.u} \epsilon [0,1]$	$PeI_{p.u-3}^n = 1$
EN3	$V_h$ , $I_h$ , $Desb_v$	$\forall PeI_{p.u} \epsilon (1,1.2]$	$PeI_{p.u-3}^n = -5 \cdot PeI_{p.u} + 6$
		$\forall PeI_{p.u} \epsilon \ (1.2, \infty)$	$PeI_{p.u-3}^n = 0$

**Tabla 11.** Valor del Pel por la aplicación de las ENs.

De la Tabla 11, nótese que el valor máximo de los PeI normalizados ( $PeI_{p,u}^{n}$ ) es uno y el valor mínimo es cero; por tanto, los  $PeI_{p,u}^{n} \in [0,1]$ .

### 4.4 Asignación de pesos a los parámetros e indicadores

El uso en la asignación de pesos se adopta para discriminar la importancia de los parámetros e indicadores (PeI) en la evaluación de la resiliencia. En este sentido, se considera que la tensión, frecuencia, corriente y potencia activa tienen una influencia directa en el suministro de energía eléctrica y tienen mayor peso en la evaluación de resiliencia; entre tanto, la potencia reactiva, el desbalance de tensión y las distorsiones armónicas totales de individuales de tensión y corriente no tienen influencia directa con el abastecimiento de energía eléctrica, aunque influyen en la calidad y capacidad del suministro a los usuarios finales.

Diversos trabajos de investigación han utilizado los pesos subjetivos para valorar la cantidad de energía renovable con respecto a la capacidad total del sistema energético de una país

(Molyneaux et al., 2012), para asignar importancias a indicadores que busquen fortalecer las relaciones entre las compañías con sus usuarios (Büyüközkan, Güleryüz, & Karpak, 2017), determinar los indicadores de riesgo de mayor relevancia para la integración de los SFV de los usuarios a la red eléctrica (Wu & Zhou, 2019), asignar importancias a las variables que minimicen una función de costo de la energía en una red inteligente (Refaat & Abu-Rub, 2015), como la probabilidad de ocurrencia de escenarios de clima extremo en la evaluación de resiliencia (Gholami et al., 2018), tomar decisiones de planificación que busquen mejorar la resiliencia energética de una zona basados en opiniones de personas y comunidades afectadas (Erker et al., 2017), valorar la importancia del indicador de recuperación de la red por la integración de microrredes en la resiliencia energética (Liu et al., 2017), valorar cada criterio integrado en la formulación de un índice general como el índice de resiliencia (Afgan, 2010), y asignar la importancia de cada autogenerador con SFV en la regulación de tensión de una red eléctrica (Nousdilis, Christoforidis, & Papagiannis, 2018).

Los pesos estadísticos generalmente son seleccionados por un experto o grupo de expertos en un tema, con el propósito de valorar indicadores y que permitan tomar decisiones con un objetivo definido. Para este trabajo de investigación se adoptan las técnicas DEMATEL (*Decision Making Trial and Evaluation Laboratory*) e IF-DEMATEL (*Intuitionistic Fuzzy Decision Making Trial and Evaluation Laboratory*) para hallar pesos estadísticos con base en el conocimiento u opinión subjetivo de diversos actores del sector como operadores de red, comercializadores y usuarios, y que integra las valoraciones subjetivas en una serie de pasos matriciales claramente definidos; esto en pro de asignar importancias a indicadores para la toma de decisiones. Las técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL han sido ampliamente utilizadas en la literatura para representar la relación causa-efecto y asignar importancias a los criterios, parámetros o indicadores, empleando una matriz subjetiva de relación, y empleando el operador IFWA (*Intuitionistic Fuzzy Weighted Averaging*) que permite agregar los pesos subjetivos de los expertos consultados en una única asignación de importancias a los criterios (Büyüközkan et al., 2017; Wu & Zhou, 2019). La Figura 17 presenta la articulación de las técnicas de asignación de pesos con las etapas mencionadas anteriormente, planteando el uso de únicamente una técnica, ya sea DEMATEL o IF-DEMATEL.

Figura 17. Asignación de pesos empleando a los parámetros e indicadores, empleando DEMATEL o IF-DEMATEL.



**4.4.1 Técnica DEMATEL.** A continuación, se describen los pasos para aplicar la técnica de análisis de factor y reconocimiento de importancia – DEMATEL y hallar los pesos subjetivos de los parámetros e indicadores (PeI) de una red eléctrica de BT con SFV tomando por referencia el siguiente documento (Wu & Zhou, 2019).

Paso 1: definir la influencia que existe entre los PeI (V, I, f, P, Q, Desb<sub>v</sub>, THD<sub>v</sub>, THD<sub>i</sub>, V<sub>h</sub>, I<sub>h</sub>), con base en la Tabla 12.

InfluenciaValorDirecta4Alta3Media2Baja1Ninguna0

 Tabla 12. Valoración de influencia entre Pel.

Paso 2: construir la Matriz A de la Figura 18, que es la matriz de relación entre los PeI, con respecto a la valoración definida en la Tabla 12; la diagonal principal es cero lo que evita redundancia en la influencia de los PeI considerados en la matriz.

Figura 18. Matriz A de relación entre PeI.

	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	$V_h$	I <sub>h</sub>	Desb <sub>v</sub>
V	0	A <sub>1,2</sub>	A <sub>1,3</sub>	A <sub>1,4</sub>	A <sub>1,5</sub>	A <sub>1,6</sub>	A <sub>1,7</sub>	A <sub>1,8</sub>	A <sub>1,9</sub>	A <sub>1,10</sub>
f	A <sub>2,1</sub>	0	A <sub>2,3</sub>	A <sub>2,4</sub>	A <sub>2,5</sub>	A <sub>2,6</sub>	A <sub>2,7</sub>	A <sub>2,8</sub>	A <sub>2,9</sub>	A <sub>2,10</sub>
Ι	A <sub>3,1</sub>	A <sub>3,2</sub>	0	A <sub>3,4</sub>	A <sub>3,5</sub>	A <sub>3,6</sub>	A <sub>3,7</sub>	A <sub>3,8</sub>	A <sub>3,9</sub>	A <sub>3,10</sub>
Р	$A_{4,1}$	A <sub>4,2</sub>	A <sub>4,3</sub>	0	$A_{4,5}$	A <sub>4,6</sub>	A <sub>4,7</sub>	A <sub>4,8</sub>	$A_{4,9}$	$A_{4,10}$
Q	$A_{5,1}$	A <sub>5,2</sub>	A <sub>5,3</sub>	A <sub>5,4</sub>	0	A <sub>5,6</sub>	$A_{5,7}$	A <sub>5,8</sub>	A <sub>5,9</sub>	$A_{5,10}$
THD <sub>v</sub>	$A_{6,1}$	A <sub>6,2</sub>	$A_{6,3}$	A <sub>6,4</sub>	A <sub>6,5</sub>	0	$A_{6,7}$	A <sub>6,8</sub>	$A_{6,9}$	$A_{6,10}$
THD <sub>i</sub>	A <sub>7,1</sub>	A <sub>7,2</sub>	A <sub>7,3</sub>	A <sub>7,4</sub>	A <sub>7,5</sub>	A <sub>7,6</sub>	0	A <sub>7,8</sub>	A <sub>7,9</sub>	A <sub>7,10</sub>
$V_h$	$A_{8,1}$	A <sub>8,2</sub>	A <sub>8,3</sub>	A <sub>8,4</sub>	A <sub>8,5</sub>	$A_{8,6}$	$A_{8,7}$	0	A <sub>8,9</sub>	A <sub>8,10</sub>
I <sub>h</sub>	$A_{9,1}$	A <sub>9,2</sub>	A <sub>9,3</sub>	A <sub>9,4</sub>	A <sub>9,5</sub>	A <sub>9,6</sub>	$A_{9,7}$	A <sub>9,8</sub>	0	A <sub>9,10</sub>
Desb <sub>v</sub>	A <sub>10,1</sub>	A <sub>10,2</sub>	A <sub>10,3</sub>	A <sub>10,4</sub>	A <sub>10,5</sub>	A <sub>10,6</sub>	A <sub>10,7</sub>	A <sub>10,8</sub>	A <sub>10,9</sub>	0

Paso 3: normalizar la Matriz A con respecto al valor máximo de la sumatoria de las filas de la Matriz A (A<sub>ij</sub>) según (27).

$$X = k * A :: k = \frac{1}{\max_{1 \le i \le n} \sum_{j=1}^{n} A_{ij}}, i, j = 1, 2, ..., n$$
(27)

Paso 4: calcular la matriz de influencia directa (T) según (28), donde I es la matriz identidad de igual tamaño que la matriz normalizada ( $I_{10,10}$ , para este caso).

$$T = X \cdot (I - X)^{-1} \tag{28}$$

Paso 5: encontrar la relación entre la sumatoria de las filas (D) y la sumatoria de las columnas (R) de T. Para esto, se realiza la suma entre D y R (D+R) que es el peso de cada PeI,

donde el mayor valor será el de mayor influencia en la evaluación de la resiliencia. El peso se normaliza (Wi) de acuerdo a (29), donde N=10 es el número de PeI.

$$W_{i} = \frac{D+R}{\sum_{i=1}^{N} (D+R)}$$
(29)

Paso 6: multiplicar los pesos normalizados ( $W_i$ ) por los PeI normalizados ( $PeI_{p,u}^n$ ) como presenta la Figura 19.

Figura 19. Influencia de los PeI normalizados.



En el caso del espectro armónico de tensión y corriente, el promedio de los armónicos hasta el 50° orden según (30) y (31) es multiplicado por el peso de indicador, donde Z=50.

$$W_8 \cdot V_{h-p.u}^n = W_8 \cdot \left[ \frac{\sum_{i=1}^Z V_{h-p.u,i}^n}{Z} \right]$$
(30)

$$W_{9} \cdot I_{h-p.u}^{n} = W_{9} \cdot \left[\frac{\sum_{i=1}^{Z} I_{h,i}^{n}}{Z}\right]$$
(31)

**4.4.2 Técnica IF-DEMATEL.** La técnica IF-DEMATEL es otra técnica para encontrar los pesos de los PeI. Para esto, se deben aplicar los siete pasos presentados en la Figura 20 (Büyüközkan et al., 2017; Wu & Zhou, 2019):



Figura 20. Pasos para asignación de pesos a Pel.

*Nota*. Adaptado de: Y. Wu and J. Zhou, "Risk assessment of urban rooftop distributed PV in energy performance contracting (EPC) projects: An extended HFLTS-DEMATEL fuzzy synthetic evaluation analysis," Sustain. Cities Soc., vol. 47, no. March 2019, p. 101524, 2019. G. Büyüközkan, S. Güleryüz, and B. Karpak, "A new combined IF-DEMATEL and IF-ANP approach for CRM partner evaluation," Int. J. Prod. Econ., vol. 191, no. May, pp. 194–206, Sep. 2017.

Paso 1: definir una escala lingüística de medida (TL) para encontrar una relación entre los PeI y la operación de la red; para esto, se asignan influencias mediante los términos alta (AI), media (MI) y baja (BI) influencia y asignar IF a cada término conforme el uso de la Tabla 13, donde  $\mu_k$  indica la relación del PeI con la operación de la red,  $\upsilon_k$  indica la carencia de relación de los PeI con la operación de la red y  $\pi_k$  establece el nivel de incertidumbre de la variación de los PeI con la influencia del generador FV sobre la operación de la red (Alcantud, Khameneh, & Kilicman, 2020; Krawczak & Szkatuła, 2020). Para esto,  $\mu_k(x)$ ,  $\upsilon_k(x)$ :  $X \rightarrow [0,1]$  y  $\pi_k(x)=1 - \mu_k(x)$  $- \upsilon_k(x)$ :  $X \rightarrow [0,1]$ , donde la representación matricial  $D_k = [\mu_k, \nu_k, \pi_k]$  es llamada IFN (*intuitionistic fuzzy number*).

TL	Parámetros e indicadores	IFN [ $\mu_k$ , $\upsilon_k$ , $\pi_k$ ]
	V	
AI	I	$[0.95 \ 0.05 \ 0.00]$
	Р	
	Q	
MI	THDv	[0 70 0 20 0 10]
	THDi	[0.70 0.20 0.10]
	Desby	
BI	V <sub>h</sub>	[0.25 0.50 0.25]
	lh	

**Tabla 13.** Relación de TL e IF con parámetros e indicadores.

La Figura 21 presenta los IFN de los PeI de la red eléctrica, dada su escala de medida lingüística, donde la tensión eficaz, la frecuencia, la corriente eficaz y la potencia activa representen el abastecimiento de la red y por tanto son de alta influencia; entre tanto, la potencia reactiva, el desbalance de tensión y las distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente representan la calidad del suministro de energía eléctrica y son de media y baja influencia. **Figura 21.** *Escala lingüística de medida con respecto a IF.* 



Para encontrar la influencia de los términos de la escala lingüística, se aplica la expresión (32), donde *l*=3 porque corresponde al total de términos lingüísticos usados (Büyüközkan et al., 2017).

$$\lambda_{k} = \frac{\left(\mu_{k} + \pi_{k} \cdot \left(\frac{\mu_{k}}{\mu_{k} + \nu_{k}}\right)\right)}{\sum_{k=1}^{l} \left(\mu_{k} + \pi_{k} \cdot \left(\frac{\mu_{k}}{\mu_{k} + \nu_{k}}\right)\right)} \therefore \sum_{k=1}^{l} \lambda_{k} = 1$$
(32)

Paso 2: determinar la influencia directa de los PeI en la matriz X<sup>k</sup>, según la Figura 22.

	V	f	Ι	Р	Q	THDv	THDi	$V_h$	I <sub>h</sub>	Desb <sub>v</sub>
V	0	$X^{k}_{1,2}$	$X^{k}_{1,3}$	$X^{k}_{1,4}$	$X^{k}_{1,5}$	$X^{k}_{1,6}$	$X^{k}_{1,7}$	$X^{k}_{1,8}$	$X^{k}_{1,9}$	$X^{k}_{1,10}$
f	$X^{k}_{2,1}$	0	$X^{k}_{2,3}$	$X^{k}_{2,4}$	$X^{k}_{2,5}$	$X^{k}_{2,6}$	$X^{k}_{2,7}$	$X^{k}_{2,8}$	$X^{k}_{2,9}$	$X^{k}_{2,10}$
Ι	$X^{k}_{3,1}$	$X^{k}_{3,2}$	0	$X^{k}_{3,4}$	$X^{k}_{3,5}$	$X^{k}_{3,6}$	$X^{k}_{3,7}$	$X^{k}_{3,8}$	$X^{k}_{3,9}$	$X^{k}_{3,10}$
Р	$X^{k}_{4,1}$	$X^{k}_{4,2}$	$X^{k}_{4,3}$	0	$X^{k}_{4,5}$	$X^{k}_{4,6}$	$X^{k}_{4,7}$	$X^{k}_{4,8}$	$X^{k}_{4,9}$	$X^{k}_{4,10}$
Q	$X^{k}_{5,1}$	$X^{k}_{5,2}$	$X^{k}_{5,3}$	$X^{k}_{5,4}$	0	$X^{k}_{5,6}$	$X^{k}_{5,7}$	$X^{k}_{5,8}$	$X^{k}_{5,9}$	$X^{k}_{5,10}$
THDv	$X^{k}_{6,1}$	$X^{k}_{6,2}$	$X^{k}_{6,3}$	$X^{k}_{6,4}$	$X^{k}_{6,5}$	0	$X_{6,7}^{k}$	$X^{k}_{6,8}$	$X^{k}_{6,9}$	$X^{k}_{6,10}$
THDi	$X^{k}_{7,1}$	$X^{k}_{7,2}$	$X^{k}_{7,3}$	$\mathrm{X}^{\mathrm{k}}$ 7,4	$X^{k}_{7,5}$	$X^{k}_{7,6}$	0	$X^{k}_{7,8}$	$X^{k}_{7,9}$	$X^{k}_{7,10}$
$V_{h}$	$X^{k}_{8,1}$	$X^{k}_{8,2}$	$X^{k}_{8,3}$	$X^{k}_{8,4}$	$X^{k}_{8,5}$	$X^{k}_{8,6}$	$X^{k}_{8,7}$	0	$X^{k}_{8,9}$	$X^{k}_{8,10}$
$I_h$	$X^{k}_{9,1}$	$X^{k}_{9,2}$	$X^{k}_{9,3}$	$\mathbf{X}^{k}_{9,4}$	$X^{k}_{9,5}$	$X^{k_{9,6}}$	$X^{k}_{9,7}$	$X^{k}_{9,8}$	0	$X^{k}_{9,10}$
Desb <sub>v</sub>	X <sup>k</sup> 10,1	X <sup>k</sup> 10,2	X <sup>k</sup> 10,3	X <sup>k</sup> 10,4	$X^{k}_{10,5}$	$X^{k}_{10,6}$	X <sup>k</sup> 10,7	X <sup>k</sup> 10,8	X <sup>k</sup> 10,9	0

Figura 22. Matriz de influencia directa Xk - IF-DEMATEL.

Paso 3: hallar el peso ( $W_{ij}^{k}$ ) de cada PeI expuestos en la matriz X<sup>k</sup> utilizando el operador IFWA (*intuitionistic fuzzy weighted average*), definido como  $W_{ij}^{k} = [\mu_{ij}^{k}, v_{ij}^{k}, \pi k_{ij}^{k}]$ , que se calcula de acuerdo a (33).

$$W_{ij} = \left[1 - \prod_{k=1}^{l} \left(1 - \mu_{ij}^{(k)}\right)^{\lambda_k}, \prod_{k=1}^{l} \left(v_{ij}^{(k)}\right)^{\lambda_k}, \prod_{k=1}^{l} \left(1 - \mu_{ij}^{(k)}\right)^{\lambda_k} - \prod_{k=1}^{l} \left(v_{ij}^{(k)}\right)^{\lambda_k}\right]$$
(33)  
$$W_{ij} = \left[\mu_{Ai}(X_j), v_{Ai}(X_j), \pi_{Ai}(X_j)\right] \therefore i, j = 1, 2, ..., n$$

Paso 4: normalizar la matriz  $X^k$  ( $N_z^k$ ) con respecto al valor máximo de la sumatoria de las filas o de las columnas de la matriz  $X^k$  empleando la fórmula (34).

$$N_{z}^{k} = l \cdot X^{k} :: l = min\left(\frac{1}{max\sum_{j=1_{i \le i \le n}}^{n} |X_{ij}^{k}|}, \frac{1}{max\sum_{i=1_{i \le j \le n}}^{n} |X_{ij}^{k}|}\right) i, j \in \{1, 2, 3, ..., n\}$$
(34)

Paso 5: hallar la matriz total de relación  $(T_z)$  como  $T_z = N_z \cdot (I - N_Z)^{-1}$ , donde *I* es la matriz identidad de igual dimensión a  $T_z$ .

Paso 6: calcular los pesos (D+R) de los PeI como la sumatoria de las filas  $D = \sum_{j=1}^{n} T_{z i,j}$ y la sumatoria de las columnas  $R = \sum_{i=1}^{n} T_{z i,j}$  usando la matriz  $T_z$ . Paso 7: normalizar los pesos  $(W_{ij})$  como la relación entre  $W'_{ij} = [(D_j + R_j)^2 + (D_j - R_j)^2]^{1/2}$ :  $W_{ij} \rightarrow [0,1]$  y  $\sum_{j=1}^n W'_{ij}$ , donde  $\sum_{j=1}^n W_{ij} = 1$ .

Por último, el paso 6 de la técnica DEMATEL se aplica, donde los pesos normalizados  $(W_{ij})$  se multiplican por el respectivo parámetro e indicador normalizado (PeI<sub>p.u</sub><sup>n</sup>), como indicó la Figura 17.

#### 4.5 Evaluación de la resiliencia para redes de BT con integración de SFV

Esta investigación plantea el índice de resiliencia (RES) como la sumatoria de parámetros e indicadores normalizados (PeI<sub>p.u</sub><sup>n</sup>) y multiplicados por unos pesos subjetivos (W) (Afgan, 2010; Molyneaux et al., 2012), como expresa (35), donde i=10 es el número de PeI seleccionados (V, f, I, P, Q, Desb<sub>v</sub>, THD<sub>v</sub>, THD<sub>i</sub>, V<sub>h</sub> y I<sub>h</sub>).

Resiliencia (RES) = 
$$\sum_{i=1}^{10} W_i \cdot PeI_{i-p.u}^n : i = 1 ... 10$$
 (35)

Para sumar PeI que tienen unidades diferentes, es necesario convertir los PeI en por unidad con base en los valores de referencia (PeI<sub>p.u</sub>), luego se emplean las tres estrategias de normalización descritas en la Sección 4.3 de este documento para evidenciar su impacto en el índice de resiliencia. La propuesta de calcular resiliencia como una sumatoria de PeI normalizados e influenciados por pesos subjetivos tiene las siguientes tres ventajas:

- i) Evita que el índice de resiliencia sea igual a cero cuando haya disponibilidad o suministro de energía eléctrica.
- ii) Todos los PeI tiene una importancia subjetiva en la operación de la red eléctrica.

 iii) Dado que los parámetros e indicadores normalizados están entre uno y cero, y los pesos subjetivos también están entre uno y cero, entonces el máximo valor del índice de resiliencia es la unidad y el valor mínimo es cero.

La Figura 23 presenta el esquema final de evaluación de la resiliencia para las redes eléctricas de BT con integración de SFV, donde la resiliencia es calculada como la sumatoria de los parámetros e indicadores normalizados y multiplicados por los respectivos pesos subjetivos. La integración de los PeI en la resiliencia se presenta a continuación.

Figura 23. Esquema de evaluación de resiliencia en redes de BT con integración de SFV.



**4.5.1 Integración de los PeI en la resiliencia.** Los PeI se integran en tres macro-indicadores para identificar si una red suministra energía eléctrica confiable y de calidad. Además, los macroindicadores clasifican los impactos de las variaciones de los PeI en la disponibilidad de la red eléctrica, el abastecimiento de energía o la calidad de la potencia eléctrica. Por tanto, los macroindicadores son: tensión-frecuencia (V,f) para la tensión eficaz y la frecuencia, hosting capacity (HC) para la corriente eficaz, la potencia activa y la potencia reactiva y calidad de potencia (PQ) para desbalance de tensión y las distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente, como lo presenta la Figura 24.

La V,f y HC se asocian al suministro de energía confiable y su cumplimiento garantiza abastecimiento de energía eléctrica, entre tanto PQ se asocian con la calidad del suministro de energía eléctrica de la red y el cumplimiento de los indicadores asociados son menos restrictivos, teniendo menor impacto en el suministro de energía eléctrica a los usuarios.

Figura 24. Macro-indicadores asociados a la resiliencia.



RES

Para evidenciar los cambios de los macro-indicadores se plantea el uso del triángulo de macro-indicadores de la Figura 25, donde cada eje representa un macro-indicador que es insumo para la evaluación de la resiliencia. Para obtener el triángulo, se promedian los valores de los PeI asociados a cada MI para un instante de tiempo de interés, con lo cual, el triángulo de resiliencia cambia cada 10 minutos conforme haya una nueva toma de datos en un nodo de la red eléctrica de BT.





**4.5.2 Visualización de la resiliencia.** El índice de resiliencia en cada nodo de la red eléctrica alimentará una matriz de dimensiones MxN, donde M es el número de usuarios o de tableros por circuito y N es el número de circuitos en paralelo de una red de BT, como se evidencia en la Figura 26. En el caso que no haya la misma cantidad de usuarios por circuito, se debe asignar un valor de cero en el espacio de la matriz de resiliencia.

Figura 26. Matriz de resiliencia para M circuitos y N usuarios por circuito.



Para representar gráficamente el índice de resiliencia se propone el uso de una curva evolutiva, donde el eje de la ordenada sea la resiliencia y el eje de la abscisa sea el tiempo, que es cada 10 minutos. La Figura 27 presenta un ejemplo de la gráfica del índice de resiliencia, donde las curvas de color negro y color azul representan el comportamiento de la resiliencia para dos horas diferentes de una red eléctrica de BT con integración de SFV.



Figura 27. Ejemplo del comportamiento del índice de resiliencia en dos horas.

5. Aplicación del esquema de evaluación de resiliencia

Este capítulo expone la aplicación del esquema de evaluación de la resiliencia presentado en el Capítulo 4, para estudiar el impacto de la integración de un SFV 11.53 kWp en la red eléctrica de BT del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander (EIE-UIS). Los datos fueron tomados por dos medidores inteligentes cada 10 minutos y durante todo el mes de noviembre de 2019. A continuación, se presentan generalidades del EIE-UIS, la evaluación de la resiliencia en el EIE-UIS y los resultados.

### **5.1 Generalidades EIE-UIS**

El EIE-UIS tiene una planta estructural de cinco pisos, dos cubiertas verdes y un sótano. Cada piso de la edificación tiene un tablero de distribución, con conexión trifásica, para la alimentación de las cargas. Al ser un edificio universitario y con características de laboratorio verde, las cargas eléctricas son mayormente equipos de cómputo, aires acondicionados, luminarias, extractores de calor, equipos de automatización, unidades de alimentación de respaldo (UPS, por sus siglas en inglés), impresoras, proyectores, cafeteras y horno microondas (Cortés & García, 2018). La Figura 28 presenta el EIE-UIS y 36 paneles FV instalados en la terraza superior.



Figura 28. Edificio de Ingeniería Eléctrica – Universidad Industrial de Santander.

Además, el EIE-UIS tiene un SFV de 11.53 kWp, conformado por 43 paneles FV e interconectado por 43 micro inversores al Piso 4 (*point of common coupling* – PCC) y una planta de emergencia a base de combustible diésel como respaldo de energía para cargas especiales. La Figura 29 muestra el diagrama unifilar del EIE-UIS junto con la ubicación de los medidores utilizados en este trabajo de investigación.

Figura 29. Diagrama unifilar del EIE-UIS.



TAA-1 y TAA-2 corresponden a los tableros de aires acondicionados; TP1, TP2, TP3, TP4 y TP5 son los tableros de las cargas de los pisos 1 a 5, respectivamente; TIE 3°P es la acometida para la iluminación de emergencias de los pisos 1 a 4, TAUTO es la alimentación para la iluminación de emergencias del piso 5, TBH corresponde a la conexión de las bombas hidráulicas y RAC es la alimentación para los equipos de automatización de todos los pisos. El PCC está en el Piso 4 y el PoC (*point of DER connection*) en la cubierta superior. Los medidores inteligentes AcuRev2020 2EM monitoriza seis circuitos trifásicos y el medidor inteligente Acuvim IIR monitoriza un circuito trifásico. La Tabla 14 presenta los barrajes monitorizados donde BGBT es el barraje general de baja tensión uno y dos, los tableros de cada barraje, el medidor de cada tablero, el tipo de medición y la relación de transformación de los transformadores de corriente (TC).

Tabla 14.	Monitoriz	zación del	EIE-UIS.
-----------	-----------	------------	----------

Barraje	Tableros	Medidor	Tipo de medida	Relación de transformación (A:mV)	PeI medidos
DCDT 1	TAA1	AcuRev 2020	Semidirecta	100:333	V <sub>RMS</sub> , f, I <sub>RMS</sub> ,
DUDII	TAA2	2EM – Clase	con TC	100:333	$P, Q, Desb_v,$

Barraje	Tableros	Medidor	Tipo de medida	Relación de transformación (A:mV)	PeI medidos
	TP1	$0.5s^{\ddagger\ddagger}$		100:333	THD <sub>v</sub> , THD <sub>i</sub> ,
	TP2			50:333	$V_{h}^{\$\$\$}, I_{h}^{6}$
	TP3			50:333	
	TP4			50:333	
	TP5			100:333	
	TIE 3°P	AcuRev 2020		50:333	
BGBT 2	TAUTO	2EM – Clase		100:333	
	TBH	$0.5s^{5}$		50:333	
	RAC			100:333	
Piso 4	PCC	Acuvim IIR – Clase 0.2s <sup>5</sup>		50:333	

Diversos trabajos de investigación con respecto a la descripción e impactos del SFV (Garcia-Rodriguez et al., 2019; Jiménez, 2018; Páez & Rojas, 2018; Parrado-Duque, Osma-Pinto, & Ordóñez-Plata, 2019; Parrado-Duque, Rodriguez-Velasquez, et al., 2019), los equipos de medición (Parrado-Duque, Ordóñez-Plata, & Osma-Pinto, 2018; Parrado-Duque, Osma-Pinto, & Ordóñez-Plata, 2019; Parrado-Duque, Rodriguez-Velasquez, et al., 2019) y la caracterización del uso de la energía en el EIE-UIS (Cortés & García, 2018; Martinez-Penaloza, Carrillo-Sandoval, & Osma-Pinto, 2019; Osma-Pinto, Ordóñez-Plata, Amado Duarte, & Villamizar Mejía, 2014; Osma, Amado, Villamizar, & Ordoñez, 2015) se han llevado a cabo en los últimos cinco años; por tanto, toda la información adicional puede ser consultada en la bibliografía citada.

### 5.2 Evaluación de la resiliencia en el EIE-UIS

La resiliencia en el EIE-UIS puede ser evaluada para cada piso del EIE-UIS, representado en cuatro acometidas trifásicas del TGBT1 (TP1, TP2, TP3 y TP4) y una acometida trifásica del TGBT2 (TP5). A continuación, la Figura 30 presenta el esquema de conexión del medidor AcuRev

<sup>&</sup>lt;sup>‡‡‡</sup> Según IEC62053-22/2003.

<sup>&</sup>lt;sup>§§§</sup> Hasta el armónico de  $15^{\circ}$  orden para V<sub>h</sub> e I<sub>h</sub>.

2020 2EM en el TGBT 1 y 2, donde TC1 a TC6 son los transformadores de corriente de cada fase, I1 a I6 son la representación de 18 canales de corriente y V1 a V3 son los canales de medida de tensión; nótese que la medida de tensión es en el barraje principal y, por tanto, la tensión eficaz, la frecuencia, el desbalance de tensión y la distorsión armónica total de tensión tendrán los mismo valores para los nodos TP1 a TP4.





Además, la Figura 31 presenta el esquema de conexión de medición en el PCC que es el barraje del piso 4 (BP4), utilizando el medidor AcuvimIIR, medición semidirecta empleando tres transformadores de corriente (T1 a T3) y las relaciones de transformación descritas en la Tabla 14.



Figura 31. Esquema de conexión del medidor Acuvim IIR en el PCC - EIE-UIS.

La Figura 32 enseña los puntos de evaluación de la resiliencia de cada acometida trifásica conectada a los tableros generales de distribución del EIE-UIS, donde BP4 es el barraje del tablero de conexiones ubicado en el Piso 4,  $R_{1,1}$  a  $R_{4,1}$  y  $R_{1,2}$  son los puntos de evaluación de la resiliencia para el barraje general de baja tensión número 1 (BGBT1) y número 2 (BGBT2) y  $R_{PCC}$  es el punto de evaluación de la resiliencia para el punto de acoplamiento común.



Figura 32. Puntos de evaluación de la resiliencia para el EIE-UIS.

A continuación, se aplica el esquema de evaluación de la resiliencia propuesto en el Capítulo 4 al EIE-UIS.

### 5.2.1 Adquisición de datos de los (PeI)

Los datos tratados en este documento fueron tomados durante el mes de noviembre de 2019, con registro de datos cada 10 minutos para los puntos de la red eléctrica descritos en la Figura 32 y el SFV. En total, fueron 4320 registros de cada PeI, por los 30 días de monitorización de la red eléctrica. Por parte del SFV, la Figura 33 muestra la curva de generación FV del mes de noviembre del SFV, donde la energía generada fue 8 MWh/mes, la potencia máxima generada fue 10.40 kW en el dato1950 registrado que corresponde al día 14 a las 12:50 p.m y la potencia pico de menor valor en un día fue 6.10 kW en el dato 1510 que corresponde al día 11 a las 11:30 a.m.



Figura 33. Generación FV en el EIE-UIS en noviembre, 2019.

Con respecto a los nodos TP1 a TP4, se tiene la misma medición de la tensión eficaz, la frecuencia, el desbalance de tensión y la distorsión armónica total e individual de tensión porque la medición de tensión es en el barraje de baja tensión (BGBT) número uno y no en el tablero de distribución de cada piso; de allí que la Figura 34 presente los mismos valores de los PeI mencionados para los nodos TP1 a TP4. Asimismo, la Tabla 15 resume los valores máximos, mínimos y el promedio de los PeI en cada nodo bajo evaluación, donde la tensión y frecuencia en los nodos TP1 a TP4 y BP4 tienen un valor mínimo de cero en tensión y frecuencia porque se registró en dos ocasiones una interrupción en el suministro de energía en el BGBT1, específicamente en los registros 3313 y 3337 que corresponden al 26 y 27 de noviembre a las 09:10 pm y 01:10 am, respectivamente.

T	T	C
C	1	υ.

PeI	Va	lor\Nodo	TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	BP4
	Ν	Máximo	135.44	135.44	135.44	135.44	135.32	135.49
V <sub>RMS</sub> V	1	Mínimo	0	0	0	0	124.45	0
	Р	romedio	131.11	131.11	131.11	131.11	131.13	131.23
	N	Máximo	60.11	60.11	60.11	60.11	62.82	60.08
f Hz	I	Mínimo	0	0	0	0	59.89	0
	Р	romedio	59.97	59.97	59.97	59.97	60.01	59.97
	N	Máximo	159.07	28.38	17.97	82.20	36.50	84.89
Irms A	I	Mínimo	0	0	0	0	5.50	0
	Р	romedio	14.34	2.57	1.22	16.23	10.28	16.69
	Ν	Máximo	19.6	3.6	2.29	3.76	4.49	3.54
P kW	l	Mínimo	0	0	0	-10.61	0.72	-10.90
	Р	romedio	1.63	0.2	0.14	-1.55	1.29	-1.70
	Ν	Máximo	2.82	0	0.05	0	0.74	0.29
Q kVAr	1	Mínimo	-0.78	-0.49	-0.2	-0.85	-0.45	-0.54
	Р	romedio	-0.01	-0.18	-0.02	-0.54	-0.12	-0.23
-	Ν	Máximo	1.1	1.1	1.1	1.1	1	0.63
Desbv %	1	Mínimo	0	0	0	0	0	0
	Р	romedio	0.52	0.52	0.52	0.52	0.48	0.33
-	Ν	Máximo	4.02	4.02	4.02	4.02	4	4.57
THD <sub>v</sub> %	I	Mínimo	0	0	0	0	0.19	0
	Р	romedio	2.16	2.16	2.16	2.16	2.18	2.69
-	Ν	Máximo	14.88	2.4	2.95	38.96	15.44	19.56
THD <sub>i</sub> %	I	Mínimo	0	0	0	0	0.48	-0.75
	Р	romedio	1.06	0.97	0.2	0.84	1	0.96
		Máximo	0	0	0	0	0	1.79
	3°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	0	0	0	0	0	0.03
		Máximo	3.76	3.76	3.76	3.76	3.71	6.96
	5°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	2.12	2.12	2.12	2.12	2.13	1.17
		Máximo	1.56	1.56	1.56	1.56	1.52	3.08
	7°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	1.08
		Máximo	0	0	0	0	0	5.16
$V_h$ %	9°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	0	0	0	0	0	0.24
		Máximo	0	0	0	0	0	0.72
	11°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	0	0	0	0	0	0
		Máximo	0	0	0	0	0	8.21
	13°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	0	0	0	0	0	1.03
		Máximo	0	0	0	0	0	14.88
	15°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	0	0	0	0	0	0.47
		Máximo	60.17	45.79	68.55	70.42	64.38	1.41
	3°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
I. %		Promedio	6.79	6.73	4.53	5.61	28.13	0.01
1 <u>n</u> /0		Máximo	54.05	34.70	56.05	43.19	54.24	1.34
	5°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	9.68	8.71	2.60	7.97	15.74	0.06

PeI	Va	lor\Nodo	TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	BP4
		Máximo	34.17	27.53	49.29	35.04	53.44	1.81
	7°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	4.38	5.29	1.90	4.56	7.81	0.03
		Máximo	34.33	21.42	43.28	19.87	40.31	0.92
	9°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	3.09	3.04	1.68	1.31	3.41	0
		Máximo	28.55	20.09	38.49	12.01	24.43	1.52
	11°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	2.80	2.53	1.18	0.76	2.66	0
		Máximo	20.79	16.18	35.74	14.98	17.68	0.67
	13°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	2.28	1.48	0.74	1.12	2.15	0
		Máximo	14.27	13.12	32.55	14.31	11.52	1.07
	15°	Mínimo	0	0	0	0	0	0
		Promedio	1.71	1.13	0.57	0.62	1.43	0.02

Figura 34. Comportamiento de VRMS, f,  $Desb_v$ ,  $THD_v$  y promedio de  $V_h$  en los nodos TP1 a

*TP4*.



Con respecto a la corriente eficaz, potencia activa y reactiva y la distorsión armónica total e individual de corriente, a continuación, se presenta el comportamiento para cada nodo de la red bajo evaluación.

## Nodo TP1.



Figura 35. Comportamiento de IRMS, P, Q, THDi y promedio de Ih en el TP1.

Nodo TP2.

Figura 36. Comportamiento de  $I_{RMS}$ , P, Q, THD<sub>i</sub> y promedio de  $I_h$  en el TP2.



## Nodo TP3.





Nodo TP4.

Figura 38. Comportamiento de IRMS, P, Q, THDi y promedio de Ih en el TP4.



 Con respecto al nodo del Piso 5 que es alimentado por el barraje general de baja tensión (BGBT) número 2 de acuerdo a las figuras 29 y 32, los PeI tienen el comportamiento descrito en las figuras 39 y 40, donde no se observa interrupción del suministro de energía en ningún momento porque el BGBT2 tiene alimentación auxiliar por medio de una planta de emergencia.

**Figura 39.** Comportamiento de  $V_{RMS}$ , f, Desb<sub>v</sub>, THD<sub>v</sub> y promedio de  $V_h$  en el TP5.





Figura 40. Comportamiento de  $I_{RMS}$ , P, Q, THD<sub>i</sub> y promedio de  $I_h$  en el TP5.

### Nodo Piso 4 - PCC

En el barraje del Piso 4 (BP4), que es el punto de acoplamiento común (PCC) como se presentó en la Figura 31, también se observan variaciones en todos los PeI, con la salvedad de presentar las mismas dos interrupciones de energía eléctrica porque la alimentación principal del BP4 es el BGBT1, como se presenta a continuación en las figuras 41 y 42. De la Figura 41 nótese que el valor promedio las componentes armónicas de tensión de 3°, 9°, 13° y 15° orden tienen un valor diferente de cero que es un comportamiento visto en los BGBT1 y BGBT2. Puede que las componentes armónicas mencionadas tengan una alta relación con la operación de los micro-inversores del SFV.



**Figura 41.** Comportamiento de  $V_{RMS}$ , f,  $Desb_v$ ,  $THD_v$  y promedio de  $V_h$  en el BP4 – PCC.

Figura 42. Comportamiento de  $I_{RMS}$ , P, Q, THD<sub>i</sub> y promedio de  $I_h$  en el BP4 – PCC.



### 5.2.2 Conversión de datos (EN):

La conversión de datos consiste en normalizar los PeI adquiridos por el medidor de energía eléctrica utilizando los valores de referencia (PeI<sub>p.u</sub>) de la Tabla 10, tomando como referencia una

tensión eficaz de línea de 130 V, corriente eficaz de referencia establecida en 100 A<sup>\*\*\*\*</sup> y la potencia activa como el producto entre la tensión eficaz y la corriente eficaz. Seguidamente se aplican las estrategias de normalización de la Figura 16 y los límites descritos en la Tabla 11 – Sección 4.1.2 (PeI<sub>p.u</sub><sup>n</sup>).

Como resultado, la aplicación de las EN para cada nodo monitorizado de la Figura 32 se presentan a continuación, recordando que la conversión de datos de tensión eficaz, frecuencia, desbalance de tensión y distorsión armónica total e individual de tensión es la misma para los nodos TP1 a TP4 y los valores normalizados se presentan en las figuras 43 y 44. De la Figura 43, nótese que los valores normalizados de la tensión, la frecuencia y el desbalance de tensión siempre son uno, excepto en las interrupciones de tensión, lo que indica que el comportamiento de esos PeI con respecto a los valores de referencia es excelente. El valor mínimo del valor normalizado de Vh es 0.86 teniendo un rendimiento satisfactorio en todo el mes de noviembre.

**Figura 43.** Valores normalizados de  $V_{RMS}$ , f, Desb<sub>v</sub> y  $V_h$  en los nodos TP1 a TP4.



<sup>\*\*\*\*</sup> Dada la capacidad de corriente de los conductores del EIE-UIS.



Figura 44. Diagrama de pareto para el THDv normalizado en los nodos TP1 a TP4.

Con respecto a la corriente eficaz, potencia activa y reactiva y la distorsión armónica total e individual de corriente, a continuación, se presenta el comportamiento para cada nodo de la red bajo evaluación.

### Nodo TP1

De la Figura 45, nótese que la corriente y la potencia activa toman un valor de cero porque hubo una sobrecorriente de 159 A y, por tanto, superó la capacidad amperimétrica del conductor en ese instante de tiempo. Por otro lado, en la Figura 46 se evidencia que los armónicos individuales de corriente nunca cumplen el valor de referencia descrito en la Tabla 10, con lo cual, ningún valor normalizado alcanza la unidad.



Figura 45. Valores normalizados de I<sub>RMS</sub>, P, Q, y THD<sub>i</sub> en el TP1.

**Figura 46.** *Diagrama de pareto para el valor normalizado de*  $I_h$  *en el TP1.* 



• La Figura 47 muestra que los PeI normalizados cumplen siempre el valor de referencia y, por tanto, el valor es unitario en todo el mes de noviembre. Por el contrario, la Figura 48 presenta que los armónicos individuales de corriente nunca cumplen el valor de referencia y, por tanto, el indicador nunca alcanza el valor unitario.



Figura 47. Valores normalizados de I<sub>RMS</sub>, P, Q, y THD<sub>i</sub> en el TP2.

**Figura 48.** *Diagrama de pareto para el valor normalizado de*  $I_h$  *en el TP2.* 



 La Figura 49 muestra que los PeI normalizados cumplen siempre el valor de referencia y, por tanto, el valor es unitario en todo el mes de noviembre. En este nodo, la distorsión armónica individual de corriente cumple con el valor de referencia en la mayoría de los datos, con lo cual el indicador normalizado toma el valor unitario como se presenta en la Figura 50.



**Figura 49.** Valores normalizados de I<sub>RMS</sub>, P, Q, y THD<sub>i</sub> en el TP3.

Figura 50. Diagrama de pareto para el valor normalizado de Ih en el TP3.



 La Figura 51 muestra que los PeI normalizados cumplen siempre el valor de referencia y, por tanto, el valor es unitario en todo el mes de noviembre. La distorsión armónica individual de corriente no cumple en la mayoría de los datos con el valor de referencia, no obstante, en 1058 datos, que equivalen a más de siete días, los valores toman el valor unitario como presenta la Figura 52.


Figura 51. Valores normalizados de I<sub>RMS</sub>, P, Q, y THD<sub>i</sub> en el TP4.

Figura 52. Diagrama de pareto para el valor normalizado de  $I_h$  en el TP4.



# Nodo TP5

• De la Figura 53 se evidencia que no hubo interrupción del suministro de energía eléctrica ni violaciones a los valores de referencia de la tensión eficaz, por tanto, la normalización de la tensión eficaz siempre tuvo valor unitario; así mismo, nótese que la frecuencia tuvo dos violaciones respecto a su valor de referencia y en esos casos el valor normalizado fue cero. Además, la distorsión total de tensión cumplió

en la mayoría de datos y, por tanto, hubo 3326 valores normalizados en la unidad,

que son más de 23 días según presenta la Figura 54.

Figura 53. Valores normalizados de VRMS, f, Desbv y Vh en el TP5.



Figura 54. Diagrama de pareto para el THD<sub>v</sub> normalizado en el TP5.



Por otro lado, la corriente y potencia activa y reactiva siempre cumplen el valor de referencia tomando el valor unitario durante el mes de evaluación, entre tanto, la distorsión armónica total de corriente tiene variaciones a lo largo del mes tomando valores de 1, 0.86 y 0 en algunos registros según la Figura 55. En cuanto a los armónicos individuales de corriente, la Figura 56 presenta que nunca alcanzan el valor unitario incumpliendo siempre el valor de referencia.



Figura 55. Valores normalizados de I<sub>RMS</sub>, P, Q, y THD<sub>i</sub> en el TP5.

**Figura 56.** Diagrama de pareto para el valor normalizado de  $I_h$  en el TP5.



# Nodo Piso 4 - PCC

 En el Piso 4, se evidencia la pérdida del suministro de energía eléctrica que hubo en los dos casos en el BGBT1 en la Figura 57, específicamente en los valores normalizados de tensión y frecuencia. La Figura 58 presenta que la distorsión armónica total de tensión cumple el valor de referencia en 1666 datos, que son cerca de 12 días, tomando el valor unitario, pero también en 1557 datos, que son cerca de 11 días, se incumple el valor de referencia.



Figura 57. Valores normalizados de VRMS, f, Desbv y Vh en el BP4.

Figura 58. Diagrama de pareto para el THD<sub>v</sub> normalizado en el BP4.



La Figura 59 presenta el cumplimiento del valor de referencia de la corriente y la potencia activa y reactiva y, por ende, sus valores normalizados son la unidad en todos los registros de datos. Con respecto a la Figura 60, la distorsión armónica individual de corriente cumple en 3932 datos con el valor de referencia, que son más de 27 días de registro y, por tanto, su valor normalizado toma el unitario en esos datos.



Figura 59. Valores normalizados de I<sub>RMS</sub>, P, Q, y THD<sub>i</sub> en el BP4.

Figura 60. Diagrama de pareto para el valor normalizado de  $I_h$  en el BP4.



## 5.2.3 Asignación de pesos a los PeI

La asignación de pesos a los PeI normalizados ( $PeI_{p,u}^n$ ) se realiza empleando las técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL descritas en la Sección 4.4. Esta unidad presenta los pesos subjetivos que multiplican a cada  $PeI_{p,u}^n$  para, posteriormente, calcular el índice de resiliencia, destacando que:

- Los pesos son números escalares normalizados, con lo cual, la sumatoria de los pesos es igual a la unidad, esto es  $\sum_{i=1}^{10} W_i = 1$ .
- El producto entre los pesos normalizados y los  $\operatorname{PeI}_{p,u}^n$  es un escalamiento escalar de los  $\operatorname{PeI}_{p,u}^n$  donde el rango está comprendido entre cero y uno, con lo cual  $0 \le \sum_{i=1}^{10} W_i \cdot \operatorname{PeI}_{p,u}^n \le 1.$

A continuación, se presenta la aplicación del procedimiento de las técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL para hallar los pesos normalizados.

**Técnica DEMATEL.** Una vez aplicadas las estrategias de normalización a a los PeI, se hallan los pesos de los PeI en la evaluación de la resiliencia y para esto se recurre a la técnica DEMATEL descrita en la Sección 4.4.1. Para esto, se debe completar la matriz de relación entre los PeI de la Figura 61, donde a una relación directa se asigna el valor 4, alta influencia tiene valor de 3, media influencia es 2, baja influencia es 1 y ninguna influencia es 0 según la Tabla 12. En contexto, la matriz se completa respondiendo a dos preguntas: ¿existe alguna relación entre los PeI? y ¿cuál es el tipo de relación entre los PeI en la escala de influencias definida en la Tabla 12?

Para recordar, la matriz debe ser completada por una persona o un grupo de personas que tengan conocimiento sobre el tema, que para este caso es la resiliencia de los sistemas eléctricos en BT y con integración de SFV. Como ejemplo, la tensión y la potencia tienen una relación directa porque están relacionadas en su expresión matemática y los cambios operacionales afectan el rendimiento entre sí. La potencia activa tiene una relación alta con la frecuencia porque no están implícitamente relacionadas en su expresión matemática y porque la ausencia de potencia activa no implica (necesariamente) ausencia de frecuencia en el sistema. La corriente tiene una relación media con el desbalance de tensión porque la distribución de corrientes en las fases de una red de BT puede tener impacto sobre el perfil de tensión de cada fase. Por otro lado, cambios en el

desbalance de tensión puede afectar el comportamiento de la potencia reactiva y, por tanto, tiene una relación baja. Por último, la distorsión armónica total de corriente no tiene ninguna relación con los cambios en la potencia activa y, por tanto, su relación es nula.

Figura 61. Matriz A de relación entre los PeI - caso de estudio.

	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	$V_h$	$I_h$	Desb <sub>v</sub>
V	0	4	3	4	4	4	0	4	0	4
f	4	0	0	4	4	0	0	0	0	0
Ι	3	0	0	4	4	0	4	0	4	2
Р	4	3	4	0	3	0	0	0	0	2
Q	4	3	4	3	0	0	0	0	0	2
THD <sub>v</sub>	4	0	0	0	0	0	0	4	0	0
THD <sub>i</sub>	0	0	4	0	0	0	0	0	4	0
$V_h$	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ih	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
Desb <sub>v</sub>	4	0	3	3	1	0	0	0	0	0

Una vez completada la matriz A, se aplican las expresiones (27) y (28) para obtener las influencias (D+R), y la expresión (29) para calcular las influencias normalizadas  $(D+R)^n$  como enseña la Tabla 16, donde se observa que la tensión es el PeI de mayor relevancia para la red eléctrica lo que conlleva a tener mayor influencia en la evaluación de la resiliencia; luego, la corriente, potencia activa, seguido por la potencia reactiva, corriente, frecuencia y desbalance de tensión son las de mayor influencia, respectivamente. Así mismo, nótese que la distorsión armónica total e individual de tensión tienen el mismo peso, al igual que la distorsión armónica total e individual de corriente.

 Tabla 16. Influencia de los PeI de la red de BT con SFV.

PeI	Peso	D+R	(D+R) <sup>n</sup>	Orden de peso
V	$\alpha_1$	0.5222	0.2329	1
f	$\alpha_2$	0.2011	0.0897	5
Ι	α3	0.3704	0.1652	2
Р	α4	0.3326	0.1483	3
Q	$\alpha_5$	0.3087	0.1377	4
Desb <sub>v</sub>	$\alpha_6$	0.1679	0.0749	6
$THD_{v}$	α <sub>7</sub>	0.0868	0.0387	7
THD <sub>i</sub>	$\alpha_8$	0.0829	0.0370	8

PeI	Peso	D+R	(D+R) <sup>n</sup>	Orden de peso
$V_h$	α9	0.0868	0.0387	7
I <sub>h</sub>	$\alpha_{10}$	0.0829	0.037	8

**Técnica IF-DEMATEL**. La otra técnica empleada para encontrar las influencias de los PeI es IF-DEMATEL; en primer lugar, se aplica la expresión 32 para hallar la influencia de los términos de la escala lingüística  $\lambda_k$ , donde  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  y  $\lambda_3$  corresponden a la influencia de los PeI de AI, MI y BI, respectivamente, y son insumo para aplicar el operador IFWA presentado en la Ec. (33). Cabe resaltar que la matriz de influencia directa X<sub>k</sub> es la misma que la definida en la Figura 60 para este caso de estudio. Al aplicar el operador IFWA, se obtiene la influencia para cada PeI en la escala lingüística de medida (AI, MI y BI) definido como W<sub>ij</sub><sup>k</sup>= [µ<sub>ij</sub><sup>k</sup>, v<sub>ij</sub><sup>k</sup>, π<sub>ij</sub><sup>k</sup>].

$[\lambda_k] = [\lambda_1  \lambda_2  \lambda_3]$	$W_{ij}{}^k = [ \ \mu_{ij}{}^k, \ v_{ij}{}^k, \ \pi_{ij}{}^k]$	
$[\lambda_1  \lambda_2  \lambda_3] = [0.4609  0.3774  0.1617]$	$W_{ij}^{k} = \begin{bmatrix} 0.7486 & 0.2514 & 0.000 \\ 0.2244 & 0.2968 & 0.478 \\ 0.0025 & 0.7144 & 0.283 \end{bmatrix}$	0 8 0

Al aplicar la Ec. (34) y el Paso 5 de la Sección 4.4.2 se halla matriz total de relación  $T_z$ , encontrando la importancia para cada PeI (D+R). Finalmente se hallan los pesos normalizados realizando los pasos 6 y 7 de la Sección 4.4.2. y se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Resumen de la influencia de cada PeI – Técnica IF-DEMATEL.

PeI	D+R	D-R	W <sub>ij</sub> '	$\mathbf{W}_{\mathbf{ij}}$	Orden de peso
V	0.5222	0	0.5222	0.2301	1
f	0.2011	0.0341	0.2039	0.0899	5
Ι	0.3704	-0.0141	0.3706	0.1633	2
Р	0.3326	-0.0316	0.3341	0.1472	3
Q	0.3087	-0.0052	0.3087	0.136	4
Desb <sub>v</sub>	0.1679	0.0168	0.1687	0.0743	6
THDv	0.0868	0.0315	0.0923	0.0407	7
THDi	0.0829	0.0309	0.0884	0.039	8
$\mathbf{V}_{\mathrm{h}}$	0.0868	-0.0315	0.0923	0.0407	7
$I_h$	0.0829	-0.0309	0.0884	0.039	8

**Comparación de resultados técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL.** La Tabla 18 expone la diferencia  $\Delta Pesos$  (%) = ( $\alpha_{i-IF-DEMATEL} - \alpha_{i-DEMATEL}$ ) · 100 en la cuantificación de los pesos de los PeI normalizados expresándose porcentualmente, donde el número (No.) es el orden de mayor a menor peso de los PeI para la evaluación de la resiliencia.

**Tabla 18.** Comparación entre las técnicas IF-DEMATEL y DEMATEL con respecto a lasinfluencias de los PeI.

Dol		Pesos							
rei	<b>Q</b> i-DEMATEL	No.	<b>Q</b> i-IF-DEMATEL	No.	$ \Delta resus (76)$				
V	0.2329	1	0.2301	1	-0.284				
f	0.0897	5	0.0899	5	0.017				
Ι	0.1652	2	0.1633	2	-0.19				
Р	0.1483	3	0.1472	3	-0.115				
Q	0.1377	4	0.136	4	-0.166				
Desby	0.0749	6	0.0743	6	-0.055				
THDv	0.0387	7	0.0407	7	0.196				
THDi	0.037	8	0.039	8	0.2				
Vh	0.0387	7	0.0407	7	0.196				
Ih	0.037	8	0.039	8	0.2				

La Figura 62 representa gráficamente el delta de los pesos, donde en color rojo se resaltan las diferencias negativas y en color azul las diferencias positivas. Esto es, el delta negativo indica mayor valoración por la técnica DEMATEL a ese PeI, caso contrario con el delta positivo. Además, se concluye que la técnica IF-DEMATEL reduce levemente la importancia de la tensión, corriente, potencia reactiva, distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente, mientras incrementa en mayor proporción la valoración de la frecuencia, la potencia activa y el desbalance de tensión, destacando de los 3 últimos una fuerte relación con la tensión.



**Figura 62.** *Representación de la diferencia de los pesos empleando las técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL.* 

## 5.2.4 Evaluación de la resiliencia al caso de estudio

Para evaluar la resiliencia es necesario establecer una escala de medida que permita clasificar el resultado de la aplicación de la expresión (35) en alta, media, baja o nula la resiliencia. Para esto, se tiene por consideración siete aspectos:

- La evaluación de la resiliencia es aplicada a la operación de una red eléctrica en BT y con inyección de potencia FV.
- ii) La resiliencia cero (Res=0) indica que no hay suministro de energía eléctrica a la red de BT; esto es, interrupciones de corta o larga duración (ausencia de tensión y frecuencia).
- iii) La resiliencia uno (Res=1) es idealidad de la operación de una red eléctrica de BT, conforme las disposiciones de normatividad y regulación locales que son un insumo importante para la selección de los valores de referencia.
- iv) Un valor de resiliencia diferente de uno y cero (Res  $\neq 1$  y Res  $\neq 0$ ) indica que la red tiene suministro de energía eléctrica, pero al menos uno de los PeI considerados no

cumple con los valores de referencia y, por tanto, su valoración se clasifica conforme la Tabla 19.

- v) El cumplimiento de cada PeI con respecto al valor de referencia puede darse bajo situaciones diferentes; de allí que un mismo valor de resiliencia puede darse para diversos valores de los PeI normalizados.
- vi) El SFV al ser interconectado tiene protección anti-isla, con lo cual, no es un respaldo de energía a la red eléctrica de BT.
- vii) Al no evidenciarse grandes cambios en los resultados obtenidos en las técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL conforme lo expuesto en la Sección 5.2.3.iii, se emplea la técnica DEMATEL para este caso de estudio.

Para indicar el alcance de una resiliencia diferente a la idónea (resiliencia=1), es necesario definir una escala de medida de la resiliencia, que no ha sido hallada en la revisión bibliográfica presentada en este documento; de allí que se plantee la escala de medida de la Tabla 19 clasificaciones alta, media, baja y nula, con colores verde, azul, amarillo y naranja respectivamente, donde LI es límite inferior, LS es límite superior y  $\alpha_i$  representan los pesos normalizados que es el insumo para la construcción de la escala de medida de la resiliencia lo que conllevó a considerar que todos los PeI normalizados cumplen el valor de referencia.

**Tabla 19.** Propuesta de escala de medida de la resiliencia.

Escala de	Escala de Color Resiliencia Justificación		icación	Explic	ación	
medida	Color	(Res)	LI	LS	LI	LS
Alta		0.76≤Res≤1	$\sum_{i=1}^{5} \alpha_i$	$\sum_{i=1}^{10} \alpha_i$	Red eléctrica confiable	Calidad del suministro
Media		0.5≤Res<0.76	$\sum_{i=1}^{3} \alpha_i$	$\sum_{i=1}^{5} \alpha_i$	Garantía en el abastecimiento de energía	Problemas en la calidad del suministro
Baja		0 <res<0.5< td=""><td><math display="block">\sum_{i=1}^{2} \alpha_i</math></td><td><math display="block">\sum_{i=1}^{3} \alpha_i</math></td><td>Poca garantía de abastecimiento energético</td><td>Carencia de calidad del suministro eléctrico</td></res<0.5<>	$\sum_{i=1}^{2} \alpha_i$	$\sum_{i=1}^{3} \alpha_i$	Poca garantía de abastecimiento energético	Carencia de calidad del suministro eléctrico
Nula		Res=0	-	-	Interrupción del sun	ninistro de energía.

De la Tabla 19, los límites LI y LS se representan como sumatorias de los pesos normalizados, donde el producto entre el peso asignado y los valores normalizados de tensión y frecuencia deben ser diferente de cero  $(\alpha_1 \cdot V_{p.u}^n \wedge \alpha_2 \cdot f_{p.u}^n \neq 0)$  para que el sistema sea resiliente; de lo contrario, el valor de resiliencia es cero. Así mismo, nótese que un valor de resiliencia puede ser igual en comportamiento diferente de los PeI normalizados.

Al aplicar la expresión (35) y la escala de medida de la resiliencia presentada en la Tabla 19 a cada nodo de la red (TP1, TP2, TP3, TP4, TP5 y BP4), se obtiene la evaluación de resiliencia a lo largo del mes como presenta la Tabla 20, a partir de la integración de cada PeI normalizado y con su respectivo peso asignado ( $\sum_{i=1}^{10} \alpha_i \cdot PeI_{p.u}^n$ ), donde *General* considera la totalidad de los datos, *Día* considera los datos de 06:00 a.m. hasta 06:00 p.m., *Max* es el valor máximo, *Prom* es valor promedio, *Min* es el valor mínimo y *Min 2* es el valor mínimo diferente de cero.

Tabla	20.	Resumen	de	eval	luación	de	resil	liencia	en el	EIE-	-UI	IS.
-------	-----	---------	----	------	---------	----	-------	---------	-------	------	-----	-----

Nodo		Resiliencia General Día Noche										
11040	Max	Prom	Min	Min 2	Max	Prom	Min	Min 2	Max	Prom	Min	Min 2
TP1	1.000	0.9777	0	0.6759	1.0000	0.9793	0.6759	0.6759	0.9965	0.9760	0	0.9364
TP2	0.9982	0.9803	0	0.9382	0.9982	0.9815	0.9417	0.9417	0.9965	0.9790	0	0.9382
TP3	1.0000	0.9877	0	0.9505	1.0000	0.9872	0.9505	0.9505	1.0000	0.9881	0	0.9540
TP4	1.000	0.9816	0	0.9399	1.0000	0.9878	0.9399	0.9399	0.9930	0.9752	0	0.9417
TP5	0.9965	0.9792	0.8857	0.8857	0.9965	0.9797	0.9382	0.9382	0.9965	0.9787	0.8857	0.8857
BP4	1.000	0.9705	0	0.9130	1.0000	0.9774	0.9130	0.9130	0.9928	0.9628	0	0.9130

De la Tabla 20, el valor máximo de resiliencia es igual en *General* y en el *Día* que es durante la operación del SFV, mientras en la noche sólo el TP3 alcanza el valor unitario y el TP5 tiene igual valor que *General* y *Día*. También se evidencia que el promedio de la resiliencia *General* es menor en todos los nodos en comparación con el promedio del *Día*, excepto en el TP3, pero es mayor en todos los nodos en comparación con el promedio de la *Noche*, excepto en el TP3. Además, los valores de resiliencia igual a cero vistos en *General*, que ocurrieron en horas de la noche, indica ausencia de energía eléctrica en el BGBT1 y, por tanto, los nodos TP1 a TP4 y BP4 registran un valor mínimo de cero; entre tanto, el TP5 tiene alimentación auxiliar lo que evitó desabastecimiento de energía para las cargas conectadas al BGBT2 y por tanto su valor *Min* es diferente de cero (0.8857).

Para destacar, el valor *Min* de resiliencia en el TP5 se registró a la misma hora que la interrupción de energía en el BGBT1, que es el dato 3752 correspondiente a la 1:10 a.m. del día 27, lo que indica afectación al comportamiento de los PeI. En cuanto al valor de resiliencia *Min 2* para *General* y *Día*, obsérvese que es igual para los nodos TP1, TP3, TP4 y BP4 excepto para los nodos TP2 y TP5 donde es mayor en el *Día* que en *General*.

Así mismo, el valor *Min 2* de la resiliencia en comparación con general es igual en los nodos TP2 y TP5, mientras que en comparación con el *Día* tienen el mismo valor en el BP4. Por último, con respecto al valor *Min 2* de todos los nodos, se observa una resiliencia media en el TP1 porque la corriente no cumplió el valor de referencia en el registro 88, que corresponde a las 02:30 p.m. del día 1, como se presentó en la Sección 5.2.1.i.

Por otra parte, la Tabla 21 resume la cantidad de datos de día (C.D) y de noche (C.N) presentando los valores *Max, Prom, Min* y *Min* 2 de cada nodo, destacando que la totalidad de valores *Max* en el TP4 fueron en el día, y en comparación con los nodos TP3, TP2 y TP1, tuvo una resiliencia unitaria 4.77, 181.33 y 108.80 veces mayor, respectivamente. Para recordar, los nodos TP1 a TP4 están conectados al mismo barraje (BGBT1) y el TP4 puede tener flujos bidireccionales durante el día por la operación del SFV.

**Tabla 21.** Cantidad de datos máximos, promedio, mínimos y mínimos diferente de cero de laresiliencia en el EIE-UIS.

Datos		Resiliencia							
		TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	BP4		
	Valor	1.000	0.9982	1.000	1.000	0.9965	1.000		
Max	C.D	5	3	114	544	5	123		
	C.N	0	1	127	0	6	1		

Datos			Resiliencia								
		TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	BP4				
Prom		0.9777	0.9803	0.9877	0.9816	0.9792	0.9705				
	Valor	0	0	0	0	0.8857	0				
Min	C.D	0	0	0	0	0	0				
	C.N	3	3	3	3	1	3				
	Valor	0.6759	0.9382	0.9505	0.9399	0.8857	0.9130				
Min 2 <sup>†††††</sup>	C.D	1	0	1	3	0	5				
	C.N	0	2	0	0	1	2				

Seguidamente, las figuras 63 y 64 presentas la resiliencia en los nodos bajo evaluación aplicando la técnica de asignación de pesos DEMATEL, donde se muestran los valores mínimos de resiliencia en la ventana de observación. De la gráfica TP1, nótese que el dato 88 representa una resiliencia de 0.6759, que sucedió principalmente porque hubo una violación al valor de referencia de corriente y, con lo cual, el valor normalizado tanto de corriente como de potencia activa fue cero provocando una disminución de la resiliencia de ese nodo. De la gráfica TP5, se observa que la resiliencia tuvo dos valores inferiores que sucedieron cuando el TGBT1 tuvo una interrupción en el suministro de energía eléctrica, reflejándose en dos registros de frecuencia normalizado de cero (sobre-frecuencia) como presentó la Figura 53 en la Sección 5.2.2.v.

Figura 63. Resiliencia en los nodos del EIE-UIS bajo evaluación – Técnica DEMATEL.



<sup>††††</sup> Corresponde al valor mínimo diferente a cero.



Figura 64. Resiliencia individual en los nodos del EIE-UIS bajo evaluación – Técnica DEMATEL.

Por otra parte, el valor moda de la resiliencia en cada nodo se presenta en la Tabla 22, donde el nodo TP3 tiene el mayor valor de moda de la resiliencia (0.9944), seguido por los nodos TP2 y TP5 con el mismo valor de moda de la resiliencia (0.9856) con la salvedad que la frecuencia es mayor en el nodo TP2 (11.62%) que en el nodo TP5 (10.51%); luego el nodo TP1 tiene un valor moda de resiliencia de 0.9821 con mayor frecuencia (16.09%) que los nodos TP2 y TP5. Los nodos TP4 y BP4, que son relacionados en mayor medida con el SFV, presentan el menor valor de moda, con la salvedad que el nodo BP4 tiene una frecuencia porcentual de 31.23% siendo la mayor con respecto a los demás nodos, y el nodo TP4 ocupa la tercera posición con una frecuencia porcentual de 17.96%. El Anexo A presenta los valores moda y las frecuencias para los PeI normalizados por nodo.

Mada	Resiliencia por nodo										
Nioda	TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	BP4					
Valor	0.9821	0.9856	0.9944	0.9803	0.9856	0.9516					
Frecuencia	695	502	1280	776	454	1349					

**Tabla 22.** Valor y frecuencia de la moda de la resiliencia por nodo.

Por último, la integración de los PeI en macro-indicadores se lleva a cabo para los valores máximos, promedio y mínimos diferente de cero donde se evidencia que los indicadores de mayor variación están asociados al macro-indicador de calidad de potencia (MI-PQ), mientras que los macro-indicadores de tensión-frecuencia (MI,Vf) y de *hosting capacity* (MI-HC) no tienen variación situándose en los nodos en el valor unitario, a excepción del TP1, donde el MI-HC tiene un valor de 0.33 debido al incumplimiento del valor de referencia de la corriente, y por ende, de la potencia activa. La Figura 65 presenta la integración de los PeI en los MI, donde en color verde se muestran los valores máximos, en color naranja los valores promedio y en color negro están los valores mínimos diferentes de cero.





**Casos particulares.** Se considera la evaluación de la resiliencia en todos los nodos mencionados hasta el momento ante i) máxima potencia activa FV, ii) interconexión y desconexión

del SFV, y iii) variación de la resiliencia contra variación de la potencia inyectada FV y de la carga. Para tener en cuenta, la máxima potencia FV inyectada en el BP4 fue a las 12:50 p.m. del día 14 con un valor de 10.39 kW y la interconexión del SFV a la red eléctrica se considera a las 6 a.m. mientras la desconexión a las 6 p.m. con base en los datos del SFV. El Anexo B presenta los valores normalizados y con pesos asignados de los parámetros de indicadores (W•PeI<sub>p.u</sub><sup>n</sup>) de los casos particulares.

<u>Máxima potencia FV:</u> para observar cambios en el nivel de resiliencia de los nodos se utiliza una ventana de observación de dos horas, esto es, desde las 12 m hasta las 02:00 p.m. del día 14 como muestra la Figura 66, donde la resiliencia aumentó en los nodos TP1 a TP4 cuando el SFV tuvo la potencia máxima excepto en el BP4 (PCC) y TP5. No obstante, en la ventana de observación se evidencian valores inferiores de resiliencia a medida que la potencia del SFV aumenta. También se observa que la resiliencia del PCC es la más afectada por el incremento de la potencia FV (PFV), de allí que el coeficiente de correlación lineal sea -0.85 y el coeficiente de determinación ( $R^2$ ) sea 0.72 entre estos nodos.





Interconexión y desconexión del SFV: el día 16 fue considerado para la interconexión y desconexión del SFV porque tuvo la mayor potencia en el primer (240 W) y último registro (48 W), respectivamente. Aunque la potencia registrada en ambos casos fue inferior al 2.08% de la capacidad instalada del SFV, la baja relación entre la potencia inyectada y la capacidad instalada del SFV supone altas distorsiones armónicas en estos escenarios según la revisión de publicaciones presentados en el Capítulo 2, lo cual podría impactar negativamente en el índice de resiliencia. La ventana de observación es una hora como muestran las figuras 67 y 68. En contexto, tanto en la interconexión como en la desconexión, no se observan cambios significativos en la resiliencia de todos los nodos, especialmente en el BP4; por tanto, para estos dos casos se concluye que no hay algún impacto del SFV sobre la resiliencia.







Figura 68. Comparación entre la desconexión del SFV y la resiliencia - EIE-UIS.

Impacto del SFV y la carga sobre la resiliencia: para este caso se analizó el día 1 porque hubo la mayor demanda de potencia activa en el nodo TP1 y del día 12 porque hubo la mayor potencia FV inyectada a la red eléctrica, donde la Figura 69 corresponde al día 1 y la Figura 70 al día 2, la curva azul es la resiliencia en cada nodo, la curva roja punteada es la potencia FV (PFV) y la curva negra es la carga en cada nodo. En las dos figuras nótese que la resiliencia sólo estuvo fuera de la valoración alta (Res $\geq$ 0.76) en un registro que fue el día 1 y nodo TP1 porque hubo una corriente de más de 100 A (valor de referencia); esto conllevó a una normalización de cero en la corriente y en la potencia activa (I<sub>p,u</sub><sup>n</sup>  $\land$  P<sub>p,u</sub><sup>n</sup>=0) reduciendo el valor de resiliencia a 0.6759.

De la Figura 69, en el nodo TP1 nótese que la curva de resiliencia no tiene mayores afectaciones por los cambios operacionales del SFV ni de la carga. En el nodo TP2, se resalta un comportamiento atípico donde a incremento de PFV disminuye la resiliencia conforme la elipse 1, no obstante, lo contrario sucede cerca del mediodía cuando la PFV alcanza su mayor valor y en la elipse 3 se observa incremento de la resiliencia cuando la PFV se reduce y la carga aumenta. En el nodo TP3, se evidencia que la curva de resiliencia tiene un comportamiento similar que la curva

de la carga y alcanza su valor máximo en horas de la tarde (elipse 2) cuando se reduce tanto la carga como la PFV. En el nodo TP4, se evidencia que la resiliencia alcanza su valor máximo durante la mayor inyección de PFV, soportando cambios en la carga como resalta la elipse 2 y el valor de resiliencia decrece conforme disminuye la PFV. En el nodo TP5, la resiliencia es reducida levemente en tanto crece la carga y la PFV como resalta la elipse 1 y 2, en contra parte, la resiliencia alcanza su valor mínimo cuando la PFV cambió abruptamente según la elipse 3, pero alcanza su valor máximo en cuanto crece la carga y disminuye la PFV. Por último, el BP4 tiene resultados similares que los expuestos en el TP4, donde se observa que la resiliencia crece conforme crece la PFV inyectada al barraje y mantiene un valor constante cuando hay variaciones abruptas de la PFV como muestra la elipse 3.





Con respecto a la Figura 70, no se observa alguna relación entre la resiliencia en el nodo TP1 y la variación de la PFV y la carga. En el TP2 y TP3, se evidencia que la resiliencia tiene un

comportamiento similar a las variaciones de la carga. Entre tanto, en el TP4, al igual que en la Figura 69, se constata que la resiliencia alcanza el valor unitario durante la operación del SFV y tiene valores inferiores a la unidad ante reducida PFV. En el TP5 no se observa una relación entre la curva de la resiliencia con la variación de la carga ni del SFV. Por último, la resiliencia en el BP4 alcanza su valor máximo cuando hay inyección de PFV, no obstante, el comportamiento de la resiliencia es particularmente diferente que en el TP4 y lo visto en el BP4 de la Figura 69.

Figura 70. Comparación entre la carga, la resiliencia y la potencia FV – Día 12 – EIE-UIS.



Adicionalmente, se presenta la Tabla 23 con miras a exponer la correlación lineal (C.L) y el coeficiente de determinación ( $R^2$ ), donde los valores de carga de C.L y  $R^2$  se calcula para la carga y la resiliencia en el mismo nodo (por ejemplo, carga TP1 y resiliencia TP1). Así pues, se observan valores considerables de C.L y  $R^2$  entre la PFV y el nodo TP4 para los dos días, mientras que en el nodo BP4 sucede en el día 1. Por otra parte, para los dos días se obtiene una C.L

considerable entre la carga y los nodos TP2, TP3 y TP5 mientras se tiene un R<sup>2</sup> superior a 0.5 en el nodo TP3.

**Tabla 23.** Cálculo de la correlación lineal y el coeficiente de determinación entre la resiliencia, la potencia FV y la carga para los días 1 y 12 – EIE-UIS.

Día	Relación		Resiliencia					
			TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	BP4
1	PFV	C.L	-0.0770	-0.0993	0.1516	0.7679	-0.1607	0.6443
		$\mathbb{R}^2$	0.0059	0.0099	0.0230	0.5897	0.0258	0.4151
	Carga	C.L	-0.6744	0.5626	0.4319	0.7640	0.4707	0.6033
		$\mathbb{R}^2$	0.3640	0.2215	0.5836	0.1865	0.3165	0.4548
12	PFV	C.L	-0.2153	-0.1839	0.0670	0.7125	-0.3081	0.0802
		$\mathbb{R}^2$	0.0464	0.0338	0.0045	0.5077	0.0949	0.0064
	Carga	C.L	-0.2196	0.3573	0.7482	0.6396	0.3261	0.1021
		$\mathbb{R}^2$	0.0482	0.1277	0.5598	0.4091	0.1064	0.0104

#### **6.** Conclusiones

Esta sección presenta los hallazgos relevantes que posibilitaron proponer y aplicar un esquema de evaluación de la resiliencia en una red eléctrica de baja tensión (BT) con integración de sistemas fotovoltaicos (SFV). En casos particulares publicados en la literatura, se evidenció que los SFV interconectados pueden ocasionar impactos negativos o positivos en la operación de la red eléctrica; tales impactos pueden ser cuantificados mediante diversos parámetros e indicadores (PeI). Este trabajo de investigación considera diez PeI, que son la tensión de fase eficaz, la frecuencia, la corriente eficaz, la potencia activa y reactiva, las distorsiones armónicas totales de tensión y corriente y el espectro armónico de tensión y corriente hasta el armónico de 50° orden, con base en los PeI considerados por investigadores en pro de cuantificar los impactos de los SFV en las redes eléctricas de distribución.

Por otra parte, se abordó la integración de los PeI por medio del índice de resiliencia el cual es definido como un índice de evaluación de la operación de la red eléctrica por la influencia de un SFV. En este sentido, para evaluar el nivel de resiliencia fue necesario i) definir características de los equipos de medición y de la monitorización, ii) plantear tres estrategias de normalización entre uno y cero de cada PeI, iii) asignar influencias a los PeI normalizados (PeI<sub>p.u</sub><sup>n</sup>), y iv) proponer una expresión matemática para cuantificar la resiliencia y una métrica de evaluación.

Con respecto a las características de los equipos de medición, deben tener la capacidad de procesar y entregar los PeI que alimentan el esquema de resiliencia, o, en su defecto, entregar los datos necesarios que posibiliten el cálculo de los PeI, cumpliendo agregación temporal de datos en el tiempo; deben tener memoria no volátil para evitar la pérdida de información indeseada; los requisitos de exactitud para el valor la tensión RMS debe ser  $\pm$  1% de la tensión nominal y para

los demás PeI debe ser mínimo  $\pm 2\%$ , y la función de comunicación bidireccional sería un plus. Para la monitorización, la ventana de muestreo debe máximo 10 minutos, no obstante, también se debe considerar la posibilidad de implementar la toma de datos cada 1 minuto. La ventana de monitorización debe ser por lo menos una semana, y se recomienda que las medidas de tensión y de corriente sean independientes para cada punto del que se tenga por objeto evaluar la resiliencia.

Acerca de las tres estrategias de normalización (EN), se emplea EN1 específicamente para la frecuencia porque su rango de operación es muy limitado al tratarse de  $\pm 0.2$  Hz según la regulación colombiana. Asimismo, se aplica EN2 únicamente para la tensión RMS porque tiene límites superiores e inferiores y su operación normal es definida hasta  $\pm 10\%$  de la tensión nominal pero la operación deseada con recurso distribuido (DER) es  $\pm 5\%$  para evitar cambios en los modos de operación de la red ante la alta variabilidad del recurso primario de los DER. Para los demás PeI, se utiliza la EN3 porque los PeI no tienen límite inferior, pero si superior al estar restringidos por valores máximos. Para resaltar, la entrada de las EN's son los valores en por unidad de los PeI, donde los datos de referencia son seleccionados de disposiciones regulatorias y estándares.

Por su parte, para la asignación de pesos ( $\alpha_i$ ) a los PeI se utilizan las técnicas DEMATEL e IF-DEMATEL, que son halladas en la literatura para apoyar la asignación de influencias haciendo uso del conocimiento de una persona o un grupo de personas sobre un tema en específico. Al comparar los resultados, se obtuvo diferencias inferiores al 1% en todos los PeI por lo que se deja a decisión del interesado seleccionar la técnica para su uso. Al aplicar las técnicas en este trabajo de investigación, se halló que la tensión (0.2329) tiene mayor relevancia en la operación de la red eléctrica de BT y con integración de SFV, seguido de la corriente (0.1652), la potencia activa (0.1483) y reactiva (0.1377) y la frecuencia (0.0897) entre los destacados. En cuanto a la expresión matemática, se propone que sea una sumatoria del producto entre los  $\alpha_i$  y PeI<sub>p.a</sub><sup>n</sup> formulada como *Resiliencia* (*RES*) =  $\sum_{i=1}^{10} W_i \cdot PeI_{i-p.u}^n \therefore i = 1 \dots 10$ . Esta propuesta conllevó a que el valor máximo del índice de resiliencia sea la unidad interpretándose como un sistema totalmente resiliente, y el valor mínimo sea cero entendiéndose como un sistema que no garantizó el suministro de energía eléctrica por alguna variación operacional que afectó a todos los PeI, y, por tanto, no fue resiliente. Adicionalmente, se establece una escala de medida de la resiliencia empleando la frecuencia acumulad1 de los pesos, donde una resiliencia baja está entre 0.0 y 0.50, y el cero es una resiliencia nula. Para integrar los PeI en macro-indicadores y evidenciar afectaciones de la resiliencia por grupos de PeI, se agrupan la tensión y la frecuencia en un macroindicador (MI) llamado MI-V,f. Se plantea que la corriente y la potencia activa y reactiva hagan parte del MI *hosting capacity* (MI-HC). Por último, las distorsiones armónicas totales e individuales de tensión y corriente y el desbalance de tensión se concentran en el MI de calidad de potencia (MI-PQ).

### Evaluación de la resiliencia en el EIE-UIS

La evaluación de la resiliencia en el Edificio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander (EIE-UIS) fue para el mes de noviembre de 2019, específicamente para los nodos del Piso 1, Piso 2, Piso 3, Piso 4, Piso 5 y el PCC (TP1, TP2, TP3, TP4, TP5 y BP4, respectivamente).

En tres registros hubo una interrupción del suministro de energía eléctrica al barraje general de baja tensión número uno (BGBT1), lo que conllevó a que la resiliencia en los nodos TP1 a TP4 y BP4 tuvieran por valor mínimo cero. Entre tanto, el TP5 tuvo un valor mínimo diferente de cero porque cuenta con alimentación de respaldo; aun así, el valor mínimo de resiliencia visto en el TP5

coincidió con un registro de resiliencia cero en los otros nodos (dato 3752) porque el sistema tuvo una perturbación en la frecuencia (sobre-frecuencia), lo que conllevó a la violación del valor de referencia y, por ende, a una normalización de la frecuencia de cero.

Adicionalmente, el nodo TP1 tuvo un registro (88) de resiliencia media (0.6759) porque ocurrió una sobrecorriente en el sistema de 140 A, provocando violación en el valor de referencia y, por lo tanto, una normalización de cero para ese registro. En general, la resiliencia del EIE-UIS fue alta, donde los PeI asociados a MI-V,f y HC tuvieron el 99% de los datos en la unidad; entre tanto, el MI-PQ tuvo indicadores promedio y mínimos variables en todos los nodos.

El nodo TP4 tuvo la mayor cantidad de valores en la unidad, esto es 108.8 veces más que el TP1 y el TP5, 181.3 veces más que el TP2, 4.77 veces más que TP3 y 4.42 veces más que el BP4. Esto pudo suceder por la influencia del SFV ya que la correlación lineal y el coeficiente de determinación (R<sup>2</sup>) entre la resiliencia y la potencia FV (PFV) fue superior a 0.7 y 0.5, respectivamente, para el día 1 que fue de mayor carga y el día 12 que fue de mayor PFV registrada. Adicionalmente, el BP4 también tuvo un incremento considerable en la cantidad de valores de resiliencia en la unidad, en comparación con los nodos TP1, TP2, TP3 y TP5, con lo cual el SFV también pudo ser el causal de este incremento, ya que el nodo BP4 es el punto de acoplamiento común (PCC). Por último, se evidenció que la interconexión y desconexión del SFV no tuvo influencia sobre el valor de la resiliencia, considerando una ventana de observación de una hora en ambos escenarios.

En cuanto a la moda de la resiliencia por nodo, presentada en la Sección 5.2.4 y el Anexo B, la distorsión armónica individual de corriente ( $I_h$ ) fue el mayor causante de una resiliencia diferente de la unidad en todos los nodos, excepto en el nodo BP4. La frecuencia del valor moda de la distorsión armónica individual de tensión y corriente ( $V_v$  e  $I_h$ ) mejoran considerablemente en el nodo BP4, comparado con todos los demás nodos, mientras la frecuencia del valor moda de la distorsión armónica total de tensión (THD<sub>v</sub>) en el nodo BP4 se reduce en aproximadamente un 40% en comparación con todos los nodos. Asimismo, se observa que en el nodo TP5 nunca hubo violaciones de tensión, por lo cual, el valor moda fue el unitario en los 4320 registros, mientras la frecuencia tuvo 3 violaciones, conllevando a un cumplimiento del 99.93% de los registros; no obstante, el nodo TP5 nunca tuvo interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

### 7. Recomendaciones

Se evidencia que la definición de resiliencia propuesta en esta investigación debe ser soportada por mayor cantidad de trabajos de investigación, ya sea de enfoque de simulación o con datos reales. En este sentido, la analítica de datos con tratamiento probabilístico y estadístico puede ser una herramienta que centre los esfuerzos en relacionar la variación de parámetros o indicadores de una red eléctrica por la influencia de un sistema fotovoltaico.

Con base en la revisión bibliográfica, se recomienda que el índice de resiliencia sea estudiado para eventos de alta probabilidad de ocurrencia y bajo impacto, causando mayor consideración de eventos que pueden impactar en la operación de una red eléctrica. Así mismo, que la resiliencia sea considerada como un índice que evalúe la operación de la red eléctrica y posibilite caracterizar eventos inherentes a la red eléctrica, y no necesariamente eventos externos.

Con respecto a la expresión matemática expuesta en este documento, se propone ahondar en su potencialidad con miras a fortalecer su aplicación en redes eléctricas de baja tensión, y considerar la posibilidad de escalar su uso a redes eléctricas de media y alta tensión, a microrredes y a redes eléctricas aisladas.

### **Referencias Bibliográficas**

- Adefarati, T., & Bansal, R. C. (2016). Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation*, 10(7), 873–884. https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0378
- Afgan, N. H. (2010). *Sustainable Resilience Of Energy Systems*. New York: Nova Science Publishers, Inc. Retrieved from http://www.novapublishers.com
- Ahmed, N., Sedky, A., Fatehy, A., & Foda, M. (2017). Impact of grid-connected photovoltaic system on power-quality indices and its output variations with temperature. *CIRED - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 710–714. https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0132
- Alam, M. J. E., Muttaqi, K. M., & Sutanto, D. (2012). Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftop solar PV. In 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting (pp. 1–8). IEEE. https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345726
- Alam, M. J. E., Muttaqi, K. M., & Sutanto, D. (2014). An Approach for Online Assessment of Rooftop Solar PV Impacts on Low-Voltage Distribution Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(2), 663–672. https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2280635
- Alcantud, J. C. R., Khameneh, A. Z., & Kilicman, A. (2020). Aggregation of infinite chains of intuitionistic fuzzy sets and their application to choices with temporal intuitionistic fuzzy information. *Information Sciences*, 514, 106–117. https://doi.org/10.1016/j.ins.2019.12.008
- Alexander S, A. (2016). Development of solar photovoltaic inverter with reduced harmonic distortions suitable for Indian sub-continent. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 694–704. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.092

Amirioun, M. H., Aminifar, F., Lesani, H., & Shahidehpour, M. (2019). Metrics and quantitative

framework for assessing microgrid resilience against windstorms. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 104(May 2018), 716–723. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.07.025

- Armin Razmjoo, A., Sumper, A., & Davarpanah, A. (2019). Development of sustainable energy indexes by the utilization of new indicators: A comparative study. *Energy Reports*, 5, 375– 383. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.03.006
- Arshad, A., & Lehtonen, M. (2019). A comprehensive voltage control strategy with voltage flicker compensation for highly PV penetrated distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 172(March), 105–113. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.019
- Asociación Española de Normalización. Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en junio de 2018.) (2017).
- Asociación Española de Normalización y Certificación. Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.). Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo. Parte 31: Requisitos de seguridad y ensayos (Ratificada por AENOR en septiembre de 2016.), Pub. L. No. 62052-31:2016 (2016). España.
- Astriani, Y., Fauziah, K., Hilal, H., & Prasetyo, B. (2017). Load sharing control between PV power plant and diesel generator to mitigate effect of PV fluctuation using PID algorithm. *International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems, ICHVEPS 2017 Proceeding, 2017-Janua,* 140–144. https://doi.org/10.1109/ICHVEPS.2017.8225930
- Aziz, T., & Ketjoy, N. (2017). PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations. *IEEE Access*, 5, 16784–16792. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2747086
  Baggini, A. (2008). *Handbook of Power Quality*. (John Wiley & Sons, Ed.).

- Bayer, B., Matschoss, P., Thomas, H., & Marian, A. (2018). The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. *Renewable Energy*. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.045
- Bazargani, N. T., & Bathaee, S. M. (2018). A General Framework for Resiliency Evaluation of Radial Distribution System Against Extreme Events. In *Electrical Engineering (ICEE), Iranian Conference on* (pp. 1179–1184). Iran: IEEE. https://doi.org/10.1109/ICEE.2018.8472496
- Bian, Y., & Bie, Z. (2018). Multi-Microgrids for Enhancing Power System Resilience in Response to the Increasingly Frequent Natural Hazards. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 61–66. https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.678
- Blaabjerg, F., Yang, Y., Yang, D., & Wang, X. (2017). Distributed Power-Generation Systems and Protection. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1311–1331. https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2696878
- Boemer, Jeans Christian. (2016). On Stability of Sustainable Power Systems: Network Fault Response of Transmission Systems with Very High Penetration of Distributed Generation. Jens Christian BOEMER. Retrieved from https://repository.tudelft.nl/
- Boemer, Jens C., Huque, M., Seal, B., Key, T., Brooks, D., & Vartanian, C. (2017). Status of revision of IEEE Std 1547 and 1547.1. In 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting (Vol. 2018-Janua, pp. 1–5). IEEE. https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274554
- Borghetti, A., & Nucci, C. A. (2016). Integration of distributed energy resources in distribution power systems. In *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems* (pp. 15–50). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803212-1.00002-7

Bouchakour, S., Arab, A. H., Abdeladim, K., Amrouche, S. O., Semaoui, S., Taghezouit, B., ...

Razagui, A. (2017). Investigation of the voltage quality at PCC of grid connected PV system. *Energy Procedia*, *141*, 66–70. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.11.013

- Buitrago, L., & López, J. (2013). Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica. *Tecnura*, *17*(36), 50–60.
- Büyüközkan, G., Güleryüz, S., & Karpak, B. (2017). A new combined IF-DEMATEL and IF-ANP approach for CRM partner evaluation. *International Journal of Production Economics*, *191*(May), 194–206. https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2017.05.012
- Cai, H., Lam, N. S. N., Qiang, Y., Zou, L., Correll, R. M., & Mihunov, V. (2018). A synthesis of disaster resilience measurement methods and indices. *International Journal of Disaster Risk Reduction*, 31(April), 844–855. https://doi.org/10.1016/j.ijdrr.2018.07.015
- Camilo, F. M., Pires, V. F., Castro, R., & Almeida, M. E. (2018). The impact of harmonics compensation ancillary services of photovoltaic microgeneration in low voltage distribution networks. *Sustainable Cities and Society*, *39*(November 2017), 449–458. https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.03.016
- Chekired, F., Mahrane, A., Samara, Z., Chikh, M., Guenounou, A., & Meflah, A. (2017). Fuzzy logic energy management for a photovoltaic solar home. *Energy Procedia*, 134, 723–730. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.566
- Ciapessoni, E., Cirio, D., Pitto, A., Panteli, M., Harte, M. Van, & Mak, C. (2019). Defining Power System Resilience. *Electra*, *October*(306), 32–34.
- Comisión de Integración Energética Regional. (2016). Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER (Vol. 2016).
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de

plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones, Pub. L. No. 060 (2019). Colombia.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional (2018). Colombia.
- Comité Europeo de Normalización Electrotécnica. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución (2011).
- Comité Europeo de Normalización Electrotécnica. Compatibilidad electromagnética (CEM) Parte 3-3: Límites Limitación de las variaciones de tensión, fluctuaciones de tensión y flicker en las redes públicas de suministro de baja tensión para equipos con corriente asignada < 16 A por fase y no sujetos a un (2014).
- Comité Europeo de Normalización Electrotécnica. Compatibilidad electromagnética (CEM) Parte 4-30: Técnicas de ensayo y de medida Métodos de medida de la calidad del suministro (2015).
- Comité Europeo de Normalización Electrotécnica. Equipos de medida de la energía eléctrica (c.a.) Requisitos particulares Parte 22: Contadores estáticos de energía activa (clase 0,2 y 0,5), Pub. L. No. 62053-22:2003/A1, 9 (2018). España.
- Congreso de Colombia. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional (2014). Colombia. https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2
- Cook, A., Delgado, L., Tanner, G., & Cristóbal, S. (2016). Measuring the cost of resilience. Journal of Air Transport Management, 56(Part A), 38–47. https://doi.org/10.1016/j.jairtraman.2016.02.007

Cortés, C., & García, Y. (2018). ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA INYECCIÓN DE ENERGÍA

DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO EN EL PERFIL DE TENSIÓN Y LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN CONDUCTORES DE LA RED DE BAJA TENSIÓN DEL EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE SIMULACIONES COMPUTACIONALES. Universidad Industrial de Santander.

- Dincer, I., & Abu-Rayash, A. (2020). Energy sources. In *Energy Sustainability* (pp. 19–58). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819556-7.00002-4
- Electric Power Research Institute EPRI. (2015). *Recommended Settings for Voltage and Frequency Ride-Through of Distributed Energy Resources*. Retrieved from https://www.epri.com/#/pages/product/3002006203/?lang=en
- Elkholy, A. (2019). Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, *183*(March), 315–326. https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.009
- Emmanuel, M., & Rayudu, R. (2017). Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 207–224. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.010
- Energy Networks Association. (2016). *Distributed Generation Connection Guide. Network*. London.
- Erker, S., Stangl, R., & Stoeglehner, G. (2017). Resilience in the light of energy crises e Part I : A framework to conceptualise regional energy resilience. *Journal of Cleaner Production*, 164, 420–433. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.163
- Esteban, M., & Portugal-Pereira, J. (2014). Post-disaster resilience of a 100% renewable energy system in Japan. *Energy*, *68*, 756–764. https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.045

Faza, A. (2018). A probabilistic model for estimating the effects of photovoltaic sources on the

power systems reliability. *Reliability Engineering and System Safety*, *171*(June 2017), 67–77. https://doi.org/10.1016/j.ress.2017.11.008

- Galvis, D. (2018). Propuesta de procedimiento para la evaluación de la integración de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica de media tensión con base en el comportamiento de la tensión de estado estable y pérdidas de energía a partir de simulaciones del flujo de carga. Bucaramanga: UIS.
- Garcia-Rodriguez, M., Moreno-Vargas, J., Osma-Pinto, G., & Duarte-Gualdron, C. (2019). Study of the impact of grid connected PV system on PQ through a comparative analysis by scenarios. In 2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA) (pp. 1–6). IEEE. https://doi.org/10.1109/PEPQA.2019.8851557
- Gholami, A., Shekari, T., Amirioun, M. H., Aminifar, F., Amini, M. H., & Sargolzaei, A. (2018). Toward a Consensus on the Definition and Taxonomy of Power System Resilience. *IEEE Access*, 6, 32035–32053. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2845378
- Haque, M. M., & Wolfs, P. (2016a). A review of high PV penetrations in LV distribution networks : Present status , impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1195–1208. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.025
- Haque, M. M., & Wolfs, P. (2016b). A review of high PV penetrations in LV distribution networks:
  Present status, impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1195–1208. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.025
- Heslop, S., MacGill, I., & Fletcher, J. (2016). Maximum PV generation estimation method for residential low voltage feeders. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 7, 58–69. https://doi.org/10.1016/j.segan.2016.06.003

Heslop, S., MacGill, I., Fletcher, J., & Lewis, S. (2014). Method for Determining a PV Generation

Limit on Low Voltage Feeders for Evenly Distributed PV and Load. *Energy Procedia*, *57*, 207–216. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.025

- Hirsch, A., Parag, Y., & Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(March), 402–411. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040
- ICONTEC. (2013). CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA (CPE). DEFINICIONES Y TÉRMINOS FUNDAMENTALES. Colombia.
- IEEE. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, Pub. L. No. 1159, 2009 IEEE Std 1159-2009 1 (2009). https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067
- IEEE. (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society (Vol. 2014).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2005). *IEEE Std 1547.1a IEEE Standard Conformance Test Procedure for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* (Vol. 2015). https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2005.96289
- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. (2000). IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic ( PV ) Systems. *IEEE Std 929-2000*, 2000(30 January), 1– 32. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91304
- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. (2007). IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems. New York.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. (2009). *IEEE Application Guide for IEEE* Std 1547<sup>TM</sup>, *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power* Systems. *IEEE Std* 1547.2-2008. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2008.4816078

- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. (2011). *IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks IEEE Standards Coordinating Committee 21 Sponsored by the*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2011.6022734
- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. (2012). *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices* (Vol. 2012). New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6209381
- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection, Pub. L. No. 1547.7, 137 (2013). USA: IEEE. https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6748837
- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces Sponsored by the IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associate*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- International Energy Agency. (2018). Status of Power System Transformation 2018. Status of Power System Transformation 2019. IEA. https://doi.org/10.1787/9789264302006-en
- International Energy Agency. (2019a). Integrating Power Systems across Borders. Integrating Power Systems across Borders. OECD. https://doi.org/10.1787/6c1b3f61-en
- International Energy Agency. (2019b). World Energy Outlook 2019. IEA. Retrieved from https://webstore.iea.org/download/summary/2467?fileName=Japanese-Summary-WEO2019.pdf
- International, I., & Energy, R. (2019). FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. IRENA.
- International Renewable Energy Agency. (2020). *RENEWABLE CAPACITY STATISTICS 2020*. Abu Dhabi.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). *FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects.* IRENA. Retrieved from https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic
- IRENA. (2019). Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050. Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050. Retrieved from http://irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050%0Awww.irena.org
- Jäger-Waldau, A. (2019). *PV Status Report 2019. JRC SCIENCE FOR POLICY REPORT*. Luxemburgo. https://doi.org/10.2760/329862
- Jiménez, I. (2018). ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL NIVEL DE PENETRACIÓN DE POTENCIA
  FV EN UNA RED DE BT A PARTIR DE LA APLICACIÓN DE DISPOSICIONES DEL IEEE
  STD. 1547.7. CASO DE ESTUDIO: EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA UIS.
  Universidad Industrial de Santander.
- Johannes, A., Leach, M., & Yang, A. (2018). The impact of increased decentralised generation on the reliability of an existing electricity network. *Applied Energy*, 215(February), 479–502. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.009
- Jovanović, I., Miljanović, I., & Jovanović, T. (2015). Soft computing-based modeling of flotation processes – A review. *Minerals Engineering*, 84, 34–63.

https://doi.org/10.1016/j.mineng.2015.09.020

- Jufri, F. H., Widiputra, V., & Jung, J. (2019). State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies. *Applied Energy*, 239, 1049–1065. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.017
- Kabiri, R., Holmes, D. G., & McGrath, B. P. (2014). Voltage regulation of LV feeders with high penetration of PV distributed generation using electronic tap changing transformers. In 2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC) (pp. 1–6). IEEE. https://doi.org/10.1109/AUPEC.2014.6966635
- Karawia, H., Mahmoud, M., & Sami, M. (2017). Flicker in distribution networks due to photovoltaic systems. *CIRED - Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 647–649. https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0492
- Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S., & Bakar, A. H. A. (2016). Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 594–605. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042
- Keenan, J. M. (2018). Types and forms of resilience in local planning in the U.S.: Who does what?
   *Environmental* Science and Policy, 88(June), 116–123.
   https://doi.org/10.1016/j.envsci.2018.06.015
- Krawczak, M., & Szkatuła, G. (2020). On matching of intuitionistic fuzzy sets. Information Sciences, 517, 254–274. https://doi.org/10.1016/j.ins.2019.11.050
- Li, C., Srinivasan, D., & Reindl, T. (2016). Secured Real-Time Impact Monitoring System for Integrating Solar PV in Distribution Network. In *Region 10 Conference (TENCON), 2016 IEEE* (pp. 447–450). https://doi.org/10.1109/TENCON.2016.7848038

- Li, Y., Xie, K., Wang, L., & Xiang, Y. (2019). Exploiting network topology optimization and demand side management to improve bulk power system resilience under windstorms. *Electric Power Systems Research*, 171, 127–140. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.02.014
- Li, Z., Shahidehpour, M., Aminifar, F., Alabdulwahab, A., & Al-Turki, Y. (2017). Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1289–1310. https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2685558
- Liévanos, R. S., & Horne, C. (2017). Unequal resilience: The duration of electricity outages. *Energy Policy*. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.058
- Limsakul, C., Songprakorp, R., Sangswang, A., Naetiladdanon, S., Muenpinij, B., & Parinya, P. (2014). Impact of photovoltaic rooftop scale penetration increasing on low voltage power systems. In 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA) (pp. 764– 768). IEEE. https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2014.6873889
- Lin, Y., & Bie, Z. (2016). Study on the Resilience of the Integrated Energy System. *Energy Procedia*, *103*(April), 171–176. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.268
- Liu, X., Shahidehpour, M., Li, Z., Liu, X., Cao, Y., & Bie, Z. (2017). Microgrids for Enhancing the Power Grid Resilience in Extreme Conditions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(2), 589–597. https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2579999
- Lu, X., Wang, J., & Guo, L. (2016). Using microgrids to enhance energy security and resilience. *Electricity Journal*, 29(10), 8–15. https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.11.013
- Lundberg, J., & Johansson, B. J. (2015). Systemic resilience model. *Reliability Engineering & System Safety*, 141, 22–32. https://doi.org/10.1016/j.ress.2015.03.013
- Martín-Martínez, F., Sánchez-Miralles, A., Rivier, M., & Calvillo, C. F. (2017). Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors.

Application to the Spanish case study. *Energy*, *134*, 850–863. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.055

- Martinez-Penaloza, A., Carrillo-Sandoval, L., & Osma-Pinto, G. (2019). Determination and Performance Analysis of the Norton Equivalent Models for Fluorescents and LED Recessed Lightings. In 2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA) (pp. 1–6). IEEE. https://doi.org/10.1109/PEPQA.2019.8851554
- Martišauskas, L., Augutis, J., & Krikštolaitis, R. (2018). Methodology for energy security assessment considering energy system resilience to disruptions. *Energy Strategy Reviews*, 22(August), 106–118. https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.007
- Matin, N., Forrester, J., & Ensor, J. (2018). What is equitable resilience? *World Development*, *109*, 197–205. https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2018.04.020
- Ministerio de Minas y Energía. (2018). Decreto 0570 de 2018, 5. https://doi.org/10.1111/jnc.14333/full
- Ministerio de Minas y Energia MINMINAS. Decreto Reglamentario Único del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073/2015, Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Diario oficial § (2015). Retrieved from https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//36452-Decreto-1073-26May2015.pdf
- Ministerio de Minas y Energia MINMINAS. (2017). Colombia en el Top 10 mundial de energías limpias. Retrieved January 14, 2019, from https://www.minminas.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=23873019
- Ministerio de Minas y Energia MINMINAS y Unidad de Planeación Minero Energética UPME. (2017). PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2017-

2022.

- Ministerio de Minas y Energia MINMINAS y Unidad de Planeación Minero Energética -UPME. (2018). INFORME DE GESTIÓN 2018. Bogotá. Retrieved from http://www1.upme.gov.co/InformesGestion/Informe\_de\_gestion\_2018\_19092018.pdf
- Mohammadi, P., & Mehraeen, S. (2017). Challenges of PV Integration in Low-Voltage Secondary Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(1), 525–535. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2556692
- Mokhtari, M., Gharehpetian, G. B., & Mousavi Agah, S. M. (2017). Distributed Energy Resources.
  In *Distributed Generation Systems* (pp. 1–19). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.00001-7
- Molyneaux, L., Brown, C., Wagner, L., & Foster, J. (2016). Measuring resilience in energy systems: Insights from a range of disciplines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1068–1079. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.063
- Molyneaux, L., Wagner, L., Froome, C., & Foster, J. (2012). Resilience and electricity systems: A comparative analysis. *Energy Policy*, 47, 188–201. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.057
- Moslehi, S., & Reddy, T. A. (2018). Sustainability of integrated energy systems: A performancebased resilience assessment methodology. *Applied Energy*, 228(April), 487–498. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.075
- Navarro-Espinosa, A., Moreno, R., Lagos, T., Ordoñez, F., Sacaan, R., Espinoza, S., & Rudnick,
  H. (2017). Improving distribution network resilience against earthquakes. In *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2017)* (Vol. 9). Birmingham, UK: Institution of Engineering and Technology.

#### https://doi.org/10.1049/cp.2017.0339

Navracsics, T., Sucha, V., Wahlstroem, M., Stigson, B., Wijkman, A., Lechner, S., ... Jacometti,
J. (2015). The challenge of resilience in a globalised world. *JRC Science for Policy Report*,
76. https://doi.org/10.2788/771635

- North American Electric Reliability Corporation. (2013). *Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance Voltage and Frequency Ride-Through Requirements A report by the Integration of Variable Generation Task Force*. Retrieved from https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability DL/IVGTF17\_PC\_FinalDraft\_December\_clean.pdf
- North American Electric Reliability Corporation. (2016). *Essential Reliability Services*. Atlanta, GA. Retrieved from https://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/ERSWG\_Sufficiency\_Guideli ne\_Report.pdf
- North American Electric Reliability Corporation. (2017). *Distributed Energy Resources: Connection Modeling and Reliability Considerations*. Retrieved from https://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvcstskfrcDL/Distributed\_Energy\_Resource s\_Report.pdf
- Nousdilis, A. I., Christoforidis, G. C., & Papagiannis, G. K. (2018). Active power management in low voltage networks with high photovoltaics penetration based on prosumers' selfconsumption. *Applied Energy*, 229, 614–624. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.032
- Nwaigwe, K. N., Mutabilwa, P., & Dintwa, E. (2019). An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3), 629–633. https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.07.002

- Osma-Pinto, G., Ordóñez-Plata, G., Amado Duarte, L. Y., & Villamizar Mejía, R. (2014). Control of a Hybrid Illumination System in a Tropical Zone. *Applied Mechanics and Materials*, 704, 368–372. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/amm.704.368
- Osma, G., Amado, L., Villamizar, R., & Ordoñez, G. (2015). Building Automation Systems as Tool to Improve the Resilience from Energy Behavior Approach. *Procedia Engineering*, *118*, 861–868. https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.08.524
- Páez, C., & Rojas, C. (2018). ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO DEL EDIFICIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.
  Universidad Industrial de Santander. Retrieved from https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/186602/PPAU0156-D.pdf?sequence=-

1&isAllowed=y%0Ahttp://journal.stainkudus.ac.id/index.php/equilibrium/article/view/1268 /1127%0Ahttp://www.scielo.br/pdf/rae/v45n1/v45n1a08%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j

- Panteli, M., & Mancarella, P. (2015). The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?: Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience. *IEEE Power and Energy Magazine*, 13(3), 58–66. https://doi.org/10.1109/MPE.2015.2397334
- Panteli, M., Trakas, D. N., Mancarella, P., & Hatziargyriou, N. D. (2017). Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1202–1213. https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2691357
- Paredes, J. R., & Ram, J. J. (2017). Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia. Retrieved from https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/8146/Energias-renovables-variables-ysu-contribucion-a-la-seguridad-energetica-Complementariedad-en-

Colombia.PDF?sequence=5

Parrado-Duque, A., Ordóñez-Plata, G., & Osma-Pinto, G. (2018). PROPUESTA DE ARQUITECTURA DE MEDICIÓN INTELIGENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

- Parrado-Duque, A., Osma-Pinto, G., & Ordóñez-Plata, G. (2019). INSTALLATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THE ELECTRICAL ENGINEERING BUILDING OF THE UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, 1(33), 150–154.
- Parrado-Duque, A., Osma-Pinto, G., Rodriguez-Velasquez, R., & Ordonez-Plata, G. (2019).
  Considerations for the Assessment Resilience in Low Voltage Electrical Network with Photovoltaic Systems Part I. In 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference Living the energy Transition (FISE/CIGRE) (pp. 1–6). Medellín: IEEE. https://doi.org/10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984962
- Parrado-Duque, A., Rodriguez-Velasquez, R., Osma-Pinto, G., & Ordonez-Plata, G. (2019). Integration of Photovoltaic System in Low Voltage Electrical Network of the Electrical Engineering Building. In 2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA) (pp. 1–6). IEEE. https://doi.org/10.1109/PEPQA.2019.8851564
- Parrado Duque, A., Ordonez Plata, G., & Osma Pinto, G. A. (2018). Proposal for Advanced Metering Infrastructure in Distribution Systems with Generation Distributed in Low Voltage Electrical Networks. In 2018 IEEE ANDESCON (pp. 1–6). Cali: IEEE. https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2018.8564587

Plangklang, B., Thanomsat, N., & Phuksamak, T. (2016). A verification analysis of power quality

and energy yield of a large scale PV rooftop. *Energy Reports*, 2, 1–7. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2015.12.002

- Prehoda, E. W., Schelly, C., & Pearce, J. M. (2017). U.S. strategic solar photovoltaic-powered microgrid deployment for enhanced national security. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78(December 2015), 167–175. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.094
- Qazi, S. (2016). Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas. (L. Reading, Ed.). New York: Elsevier Inc.
- Raju P, E. S. N., & Jain, T. (2019). Distributed energy resources and control. In *Distributed Energy Resources in Microgrids* (pp. 33–56). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817774-7.00002-8
- Ramalingam, K., & Indulkar, C. (2017). Solar Energy and Photovoltaic Technology. In *Distributed Generation Systems* (pp. 69–147). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.00003-0
- Rampinelli, G. A., Gasparin, F. P., Bühler, A. J., Krenzinger, A., & Chenlo Romero, F. (2015). Assessment and mathematical modeling of energy quality parameters of grid connected photovoltaic inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 133–141. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.087
- Refaat, S. S., & Abu-Rub, H. (2015). Implementation of smart residential energy management system for smart grid. In 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE) (pp. 3436–3441). IEEE. https://doi.org/10.1109/ECCE.2015.7310145
- REN21. (2019). *Renewables in Cities 2019 Global Status Report*. París. Retrieved from https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/28496/REN2019.pdf?sequence=1& isAllowed=y%0Ahttp://www.ren21.net/cities/wp-content/uploads/2019/05/REC-GSR-Low-

Res.pdf

- Roege, P. E., Collier, Z. A., Mancillas, J., Mcdonagh, J. A., & Linkov, I. (2014). Metrics for energy resilience. *Energy Policy*, 72, 249–256. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.04.012
- Santos-Martin, D., & Lemon, S. (2016). Simplified Modeling of Low Voltage Distribution Networks for PV Voltage Impact Studies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(4), 1924– 1931. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2500620
- Sellberg, M. M., Ryan, P., Borgström, S. T., Norström, A. V., & Peterson, G. D. (2018). From resilience thinking to Resilience Planning: Lessons from practice. *Journal of Environmental Management*, 217, 906–918. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.04.012
- Senjyu, T., & Howlader, A. M. (2016). Operational aspects of distribution systems with massive DER penetrations. In *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems* (Vol. 2012, pp. 51–76). Elsevier. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803212-1.00003-9
- Shari, N. S., Hairi, M. H., & Kamarudin, M. N. (2016). PV generation and its impact on low voltage network. In 2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon) (pp. 348–343). IEEE. https://doi.org/10.1109/PECON.2016.7951584
- Sheer, A., Tahrawi, A., Jeesh, J. Al, & Ibrahim, Y. (2016). Introduction. Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems. London: Elsevier Inc. Retrieved from http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-803212-1/00001-5
- Sumathi, S., Ashok Kumar, L., & Surekha, P. (2015). Solar PV and Wind Energy Conversion Systems. Green Energy and Technology. Cham: Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-14941-7
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2017). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia*. Bogotá.

- Swift, D. (2020). Lessons in resilience from the Australian National Electricity Market. *Electra*, (February), 22–25. Retrieved from https://e-cigre.org/read\_electra/read\_electra.asp#readBook/
- Tavakoli, M., Shokridehaki, F., Funsho Akorede, M., Marzband, M., Vechiu, I., & Pouresmaeil,
  E. (2018). CVaR-based energy management scheme for optimal resilience and operational cost in commercial building microgrids. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 100(August 2017), 1–9. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.02.022
- Tierney, K., & Bruneau, M. (2007). Conceptualizing and Measuring Resilience. TR News. Washington, D.C.: Transportation Research Board. https://doi.org/10.17226/23168
- Totschnig, G., Hirner, R., Müller, A., Kranzl, L., Hummel, M., Nachtnebel, H.-P., ... Formayer, H. (2017a). Climate change impact and resilience in the electricity sector: The example of Austria and Germany. *Energy Policy*, 103, 238–248. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.019
- Totschnig, G., Hirner, R., Müller, A., Kranzl, L., Hummel, M., Nachtnebel, H. P., ... Formayer, H. (2017b). Climate change impact and resilience in the electricity sector: The example of Austria and Germany. *Energy Policy*, 103(January), 238–248. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.019
- Tursun, F., Smiai, M., Sahin, C., & Gezer, D. (2013). Impacts of PV installation on the low voltage residental distribution networks: A case study of Yildiz. In *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives* (pp. 1415–1420). IEEE. https://doi.org/10.1109/PowerEng.2013.6635822
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2017). PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN-TRANSMISIÓN 2017-2031. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá.

Retrieved from http://www1.upme.gov.co/Documents/Energia Electrica/Plan\_GT\_2017\_2031\_PREL.pdf

- Unidad de Planeación Minero Energética UPME. (2015a). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Bogotá. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004
- Unidad de Planeación Minero Energética UPME. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala (2015). Colombia. Retrieved from http://www1.upme.gov.co/Normatividad/281\_2015.pdf#search=281
- Unidad de Planeación Minero Energética UPME. (2020). *Informe de Registro de Proyectos de Generación de Electricidad*. Colombia. Retrieved from https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNzBhN2Q4YmMtN2IxMy00Mjg2LWJhZTctMjR kNWE2NDdlMzI0IiwidCI6IjgxNTAwZjZkLWJjZTktNDgzNC1iNDQ2LTc0YjVmYjljZjE wZSIsImMiOjh9
- Urbanetz, J., Braun, P., & Rüther, R. (2012). Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. *Energy Conversion and Management*, 64, 8–14. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.05.008
- Wang, J., Xie, N., Wu, W., Han, D., Wang, C., & Zhu, B. (2018). Resilience enhancement strategy using microgrids in distribution network. *Global Energy Interconnection*, 1(5), 537–543. https://doi.org/10.14171/J.2096-5117.GEI.2018.05.002
- World Economic Forum. (2017). *Global Energy Architecture Performance Index* (Vol. 1). Switzerland. Retrieved from www.weforum.org
- Wu, Y., & Zhou, J. (2019). Risk assessment of urban rooftop distributed PV in energy performance contracting (EPC) projects: An extended HFLTS-DEMATEL fuzzy synthetic evaluation

analysis. *Sustainable Cities and Society*, 47(March 2019), 101524. https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101524

- XM. (2020). Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2019. Informe Anual MX. Retrieved from https://informeanual.xm.com.co/demo\_3/pages/xm/14-variables-de-laoperacion-del-sin.html
- Zare-Bahramabadi, M., Abbaspour, A., Fotuhi-Firuzabad, M., & Moeini-Aghtaie, M. (2018). Resilience-based framework for switch placement problem in power distribution systems. *IET Generation, Transmission & Distribution, 12*(5), 1223–1230. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0970
- Zhang, B., Dehghanian, P., & Kezunovic, M. (2019). Optimal Allocation of PV Generation and Battery Storage for Enhanced Resilience. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1), 535–545. https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2747136
- Zhang, H., Davigny, A., Colas, F., Poste, Y., & Robyns, B. (2012). Fuzzy logic based energy management strategy for commercial buildings integrating photovoltaic and storage systems. *Energy and Buildings*, 54, 196–206. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.07.022
- Zhou, Y., Panteli, M., Moreno, R., & Mancarella, P. (2018). System-level assessment of reliability and resilience provision from microgrids. *Applied Energy*, 230(April), 374–392. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.054

# Apéndices

## Apéndice A. Valores moda y frecuencias de los PeI normalizados por nodo

Este apéndice enseña los valores moda y las frecuencias de los PeI normalizados por cada nodo de la red eléctrica del EIE-UIS que fue objeto de aplicación del esquema de evaluación de la resiliencia.

TP1

Mada		PeI normalizado												
Moda	V	f	Ι	Р	Q	THDv	THDi	Vh	Ih	Desbv				
Valor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.8571	0.6667	1.000				
Frecuencia	4317	4317	4317	4319	4320	3406	4310	2813	1295	4320				
%	99.93	99.93	99.93	99.98	100	78.84	99.77	65.12	29.98	100				

TP2

Moda	PeI normalizado											
	V	f	Ι	Р	Q	THDv	THDi	Vh	Ih	Desbv		
Valor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.8571	0.7143	1.000		
Frecuencia	4317	4317	4320	4320	4320	3406	4320	2813	911	4320		
%	99.93	99.93	100	100	100	78.84	100	65.12	21.09	100		

TP3

Mada		PeI normalizado												
Moua	V	f	Ι	Р	Q	THDv	THDi	Vh	Ih	Desbv				
Valor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.8571	1.000	1.000				
Frecuencia	4317	4317	4320	4320	4320	3406	4320	2813	2465	4320				
%	99.93	99.93	100	100	100	78.84	100	65.12	57.06	100				

TP4

Mada	PeI normalizado											
wioua	V	f	Ι	Р	Q	THDv	THDi	Vh	Ih	Desbv		
Valor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.8571	0.6190	1.000		
Frecuencia	4317	4317	4320	4320	4320	3406	4318	2813	1395	4320		
%	99.93	99.93	100	100	100	78.84	99.95	65.12	32.29	100		

Moda	PeI normalizado

V	f	Ι	Р	Q	THDv	THDi	Vh	Ih	Desbv
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.8571	0.7619	1.000
4320	4317	4320	4320	4320	3326	4313	2852	906	4320
100	99.93	100	100	100	76.99	99.84	66.02	20.97	100
	V 1.000 4320 100	V         f           1.000         1.000           4320         4317           100         99.93	V         f         I           1.000         1.000         1.000           4320         4317         4320           100         99.93         100	V         f         I         P           1.000         1.000         1.000         1.000           4320         4317         4320         4320           100         99.93         100         100	V         f         I         P         Q           1.000         1.000         1.000         1.000         1.000           4320         4317         4320         4320         4320           100         99.93         100         100         100	V         f         I         P         Q         THDv           1.000         1.000         1.000         1.000         1.000         1.000           4320         4317         4320         4320         4320         3326           100         99.93         100         100         100         76.99	V         f         I         P         Q         THDv         THDi           1.000         1.000         1.000         1.000         1.000         1.000         1.000           4320         4317         4320         4320         4320         3326         4313           100         99.93         100         100         100         76.99         99.84	V         f         I         P         Q         THDv         THDi         Vh           1.000         1.000         1.000         1.000         1.000         1.000         0.8571           4320         4317         4320         4320         4320         3326         4313         2852           100         99.93         100         100         76.99         99.84         66.02	V         f         I         P         Q         THDv         THDi         Vh         Ih           1.000         1.000         1.000         1.000         1.000         1.000         0.8571         0.7619           4320         4317         4320         4320         4320         3326         4313         2852         906           100         99.93         100         100         76.99         99.84         66.02         20.97

Mode	_	PeI normalizado											
Moua	V	f	Ι	Р	Q	<b>THD</b> <sub>v</sub>	<b>THD</b> <sub>i</sub>	$\mathbf{V}_{\mathbf{h}}$	$\mathbf{I}_{\mathbf{h}}$	Desb <sub>v</sub>			
Valor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.7500	0.7619	1.000			
Frecuencia	4317	4317	4320	4320	4320	1636	4193	4038	3932	4320			
%	99.93	99.93	100	100	100	37.87	97.06	93.47	91.02	100			

Apéndice B. Resultados de PeI normalizados en los casos especiales.

Este apéndice presenta los valores de los PeI normalizados y con el peso asignado  $(W \cdot PeI_{p,u}^n)$  para cada nodo del EIE-UIS para i) máxima potencia FV inyectada, ii) interconexión y desconexión del SFV, iii) máxima demanda de potencia entre las 14:00 h y las 15:00 h. Esto tiene por propósito observar las causales de la variación del índice de resiliencia, resaltando en color naranja los valores que no cumplieron el valor de referencia, y, por tanto, evitaron que la resiliencia fuera diferente de uno en determinada hora del día (de la ventana de observación), y en color verde los valores de resiliencia igual a la unidad. Para tener en cuenta, los valores máximos que puede tomar cada W · PeI\_{p,u}^n están dados en la Tabla 16, columna (D+R)<sup>n</sup> (Capítulo 5.2.3.i).

- i) Máxima potencia FV inyectada en el EIE-UIS.
- TP1

Uoro					W▪	PeI <sub>p.u</sub> n					DES
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	- KES
12:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839
12:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
12:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
12:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
12:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0217	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9651
12:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0211	0.0749	0.9786
13:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0263	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9698
13:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0256	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9672

13.20	0 2329	0.0897	0.1652	0 1483	0 1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
13.20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0222	0.0749	0.9857
13:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
13:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821

TP2

IIana					W•]	PeI <sub>p.u</sub> n					DEC
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KES
12:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0211	0.0749	0.9786
12:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
12:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
12:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
12:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0217	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9634
12:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
13:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0263	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9733
13:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0256	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9690
13:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
13:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
13:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
13:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839

TP3

Hana					W•]	PeI <sub>p.u</sub> n					DEC
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KES
12:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9857
12:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9857
12:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839
12:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839
12:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0217	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9651
12:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9857
13:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0263	0.0370	0.0332	0.0352	0.0749	0.9803
13:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0256	0.0370	0.0332	0.0352	0.0749	0.9795
13:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0352	0.0749	0.9927
13:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0352	0.0749	0.9927
13:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0352	0.0749	0.9927
13:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0352	0.0749	0.9927
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0352	0.0749	0.9927

IIana					W=]	PeI <sub>p.u</sub> n					DEC
нога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KES
12:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
12:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
12:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
12:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
12:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0217	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9774
12:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
13:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0263	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9821
13:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0256	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9813
13:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
13:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
13:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945

13:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945

Hana	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	$\mathbf{V_h}$	$I_h$	Desb <sub>v</sub>	KES		
12:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821		
12:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0194	0.0749	0.9769		
12:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0176	0.0749	0.9751		
12:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804		
12:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821		
12:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0194	0.0749	0.9769		
13:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839		
13:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9857		
13:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839		
13:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9857		
13:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0264	0.0749	0.9894		
13:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0264	0.0749	0.9894		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0299	0.0749	0.993		

II	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
нога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desb <sub>v</sub>	KES		
12:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9903		
12:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0302	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9818		
12:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0194	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9710		
12:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0093	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9609		
12:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0124	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9640		
12:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0070	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9586		
13:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0170	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9686		
13:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0341	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9857		
13:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0341	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9857		
13:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0356	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9872		
13:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9903		
13:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9903		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.037	0.0290	0.0370	0.0749	0.9903		

ii) Interconexión y desconexión del SFV

· '	D	
		-

Hono					W•	PeI <sub>p.u</sub> n					DEC
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	$\mathbf{V_h}$	I <sub>h</sub>	Desb <sub>v</sub>	KES
Interco	nexión										
06:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0124	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9558
06:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0287	0.0370	0.0332	0.0299	0.0749	0.9774
06:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0317	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9787
06:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0310	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9726
06:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
06:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839
07:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
Desconexión											

Hana	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	$\mathbf{V}_{\mathbf{h}}$	I <sub>h</sub>	Desb <sub>v</sub>	KES		
17:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0194	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9610		
17:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0178	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9630		
17:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0302	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9736		
17:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9857		
17:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821		
17:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821		
18:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0211	0.0749	0.9786		

TP2

Uoro	_				W•	PeI <sub>p.u</sub> n					DES
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	<b>KE</b> S
Interco	nexión										
06:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0124	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9593
06:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0287	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9738
06:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0317	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9769
06:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0310	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9762
06:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839
06:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
07:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
Descon	exión										
17:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0194	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9646
17:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0178	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9630
17:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0302	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9754
17:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839
17:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
17:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
18:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821

TP3

II					W•	PeI <sub>p.u</sub> n					DEC
нога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	Vh	Ih	Desb <sub>v</sub>	KES
Interco	nexión										
06:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0124	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9681
06:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0287	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9844
06:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0317	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9875
06:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0310	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9867
06:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
06:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
07:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
Descon	exión										
17:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0194	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9751
17:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0178	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9736
17:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0302	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9860
17:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
17:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
17:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945
18:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0370	0.0749	0.9945

Hono		W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
Hora -	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	Vh	Ih	Desb <sub>v</sub>	KES			
Interconexión														

Hana					W•	PeI <sub>p.u</sub> n					DEC
нога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	Vh	I <sub>h</sub>	Desb <sub>v</sub>	KES
06:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0124	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9541
06:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0287	0.0370	0.0332	0.0211	0.0749	0.9686
06:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0317	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9734
06:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0310	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9726
06:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0282	0.0749	0.9857
06:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0264	0.0749	0.9839
07:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
Descon	exión										
17:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0194	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9610
17:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0178	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9595
17:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0302	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9719
17:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
17:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9804
17:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
18:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0332	0.0246	0.0749	0.9821
TP5											
Hora					W•	PeI <sub>p.u</sub> n					- RES
1101.4	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KL5
Interco	nexión										
06:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0 1377	0.0077		0 0 0 0 0	0.0000	0 0740	0.9494
06:10	0 2320			012.00	0.1577	0.0077	0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	
06:20	0.252)	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0225	0.0370 0.0370	0.0332	0.0229	0.0749	0.9659
06.20	0.2329	0.0897 0.0897	0.1652 0.1652	0.1483 0.1483	0.1377 0.1377	0.0225	0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246	0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736
06:30	0.2329 0.2329 0.2329	0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0077 0.0225 0.0302 0.0279	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713
06:30	0.2329 0.2329 0.2329 0.2329	0.0897 0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0077 0.0225 0.0302 0.0279 0.0348	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246 0.0246	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713 0.9783
06:30 06:40 06:50	0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329	0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0077 0.0225 0.0302 0.0279 0.0348 0.0387	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246 0.0246 0.0229	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713 0.9783 0.9804
06:30 06:40 06:50 07:00	0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329	0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0077 0.0225 0.0302 0.0279 0.0348 0.0387 0.0387	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246 0.0246 0.0229 0.0211	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713 0.9783 0.9804 0.9786
06:30 06:40 06:50 07:00 Descond	0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 exión	0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0077 0.0225 0.0302 0.0279 0.0348 0.0387 0.0387	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332           0.0332           0.0332           0.0332           0.0332           0.0332           0.0332           0.0332           0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246 0.0246 0.0229 0.0229	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713 0.9783 0.9804 0.9786
06:30 06:40 06:50 07:00 <b>Descon</b> 17:00	0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 exión 0.2329	0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0077 0.0225 0.0302 0.0279 0.0348 0.0387 0.0387 0.0387	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246 0.0246 0.0229 0.0211 0.0194	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713 0.9783 0.9804 0.9786 0.9544
06:30 06:40 06:50 07:00 <b>Descond</b> 17:00 17:10	0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329	0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0017 0.0225 0.0302 0.0279 0.0348 0.0387 0.0387 0.0387	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246 0.0246 0.0229 0.0211 0.0194 0.0211	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713 0.9783 0.9804 0.9786 0.9544 0.9585
06:30 06:40 06:50 07:00 <b>Descon</b> 17:00 17:10 17:20	0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329 0.2329	0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897 0.0897	0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652 0.1652	0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483 0.1483	0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377 0.1377	0.0017 0.0225 0.0302 0.0279 0.0348 0.0387 0.0387 0.0387 0.0163 0.0163 0.0186 0.0271	0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370 0.0370	0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332 0.0332	0.0229 0.0246 0.0246 0.0246 0.0246 0.0229 0.0211 0.0194 0.0211	0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749 0.0749	0.9659 0.9736 0.9713 0.9783 0.9804 0.9786 0.9544 0.9585 0.9670

0.2329

0.2329

0.2329

0.0897

0.0897

0.0897

0.1652

0.1652

0.1652

0.1483

0.1483

0.1483

0.1377

0.1377

0.1377

0.0387

0.0387

0.0387

0.0370

0.0370

0.0370

0.0332

0.0332

0.0332

0.0194 0.0749

0.0749

0.0749

0.0211

0.0211

0.9769

0.9786

0.9786

17:40

17:50

18:00

Hono	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	$\mathbf{V}_{\mathbf{h}}$	I <sub>h</sub>	Desb <sub>v</sub>	KES		
Interco	nexión												
06:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
06:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
06:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
06:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
06:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
06:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0085	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9601		
07:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0147	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9663		
Descon	exión												
17:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
17:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
17:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
17:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0000	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9516		
17:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0124	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9640		
17:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0263	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9779		

### 18:00 0.2329 0.0897 0.1652 0.1483 0.1377 0.0263 0.0370 0.0290 0.0370 0.0749 0.9779

# iii) Máxima demanda de potencia

TP1

Hono	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	$\mathbf{V_h}$	I <sub>h</sub>	Desb <sub>v</sub>	KES		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0211	0.0749	0.9842		
14:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0211	0.0749	0.9842		
14:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0194	0.0749	0.9824		
14:30	0.2329	0.0897	0.0000	0.0000	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0264	0.0749	0.6759		
14:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0211	0.0749	0.9842		
14:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0229	0.0749	0.9859		
15:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0211	0.0749	0.9842		

### TP2

Hono	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KE5		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0211	0.0749	0.9842		
14:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0229	0.0749	0.9859		
14:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0211	0.0749	0.9842		
14:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0194	0.0749	0.9824		
14:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0229	0.0749	0.9859		
14:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0211	0.0749	0.9842		
15:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0246	0.0749	0.9877		

### TP3

Hana	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KES		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0317	0.0749	0.9947		
14:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0352	0.0749	0.9982		
14:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0370	0.0749	1.0000		
14:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0370	0.0749	1.0000		
14:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0370	0.0749	1.0000		
14:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0370	0.0749	1.0000		
15:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0370	0.0749	1.0000		

Hana	W•PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KES		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0370	0.0749	1.0000		
14:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0370	0.0749	1.0000		
14:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0352	0.0749	0.9982		
14:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0352	0.0749	0.9982		
14:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0352	0.0749	0.9982		
14:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0334	0.0749	0.9965		
15:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0317	0.0749	0.9947		

Hana	W∎PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	Vh	Ih	Desb <sub>v</sub>	KES		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0000	0.0387	0.0229	0.0749	0.9490		
14:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0246	0.0749	0.9877		
14:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0246	0.0749	0.9877		
14:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0246	0.0749	0.9877		
14:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0264	0.0749	0.9894		
14:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0246	0.0749	0.9877		
15:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0387	0.0229	0.0749	0.9859		

Hana	W∎PeI <sub>p.u</sub> <sup>n</sup>												
пога	V	f	Ι	Р	Q	THD <sub>v</sub>	THDi	Vh	Ih	Desby	KE5		
14:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0290	0.0370	0.0749	0.9903		
14:10	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0290	0.0365	0.0749	0.9899		
14:20	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0290	0.0365	0.0749	0.9899		
14:30	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0323	0.0370	0.0749	0.9935		
14:40	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0290	0.0365	0.0749	0.9899		
14:50	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0355	0.0365	0.0749	0.9964		
15:00	0.2329	0.0897	0.1652	0.1483	0.1377	0.0387	0.0370	0.0290	0.0365	0.0749	0.9899		