

# Considerations for the Assessment Resilience in Low Voltage Electrical Network with Photovoltaic Systems – Part I

Alejandro Parrado-Duque  
*Escuela de Ingenierías Eléctrica,  
Electrónica y de  
Telecomunicaciones  
Universidad Industrial de  
Santander*  
Bucaramanga, Colombia  
0000-0002-6217-4765

German Osma-Pinto  
*Escuela de Ingenierías Eléctrica,  
Electrónica y de  
Telecomunicaciones  
Universidad Industrial de  
Santander*  
Bucaramanga, Colombia  
0000-0001-9665-0267

Rusber Rodríguez-Velásquez  
*Escuela de Ingenierías Eléctrica,  
Electrónica y de  
Telecomunicaciones  
Universidad Industrial de  
Santander*  
Bucaramanga, Colombia  
rusber.rodriguez@correo.uis.edu.  
co

Gabriel Ordóñez-Plata  
*Escuela de Ingenierías Eléctrica,  
Electrónica y de  
Telecomunicaciones  
Universidad Industrial de  
Santander*  
Bucaramanga, Colombia  
gaby@uis.edu.co

**Abstract**— Resilience promises to be a concept to integrally evaluate the operation of an electrical grid, to guarantee robustness, reliability, adaptability, and restoration in the electrical system. Resilience is mainly studied to analyse the negative effects caused by high impact events and low probability of occurrence (e.g. natural disasters) in power systems and medium voltage distribution networks. This paper aims to present considerations about the assessment of resilience to evaluate a low-voltage power grid with photovoltaic systems. The resilience level may be a unique quantitative value that defines in real-time the operational state of the electrical grid. This paper proposes the resilience evaluation in 1 to 10-minute observation window using four concepts, given weights to each concept and proposing two-visualization form of resilience. Therefore, this research proposes the resilience study in low voltage networks that integrate distributed resources, seeking to highlight the importance of evolution-temporary evaluation.

**Keywords**—Low voltage, resilience curve, resilience diamond, photovoltaic systems.

## I. INTRODUCCIÓN

En 2018, las fuentes renovables de energía eléctrica alcanzaron más de una tercera parte de la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el mundo. En ese mismo año, en sistemas fotovoltaicos (SFV) hubo una incorporación de 100 GW (505 GW neto), y en sistemas eólicos se implementó 51 GW (591 GW neto), destacándose como las principales fuentes de energía eléctrica renovable no convencional [1].

Los SFV han tenido el mayor crecimiento (a nivel mundial) como fuente de energía eléctrica obedeciendo a la reducción acelerada de los precios de los módulos y componentes fotovoltaicos [2], [3]. En países como Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Brasil y Estados Unidos, los SFV alcanzan un precio de 2-3 centavos de dólar por kWh instalado; además, los SFV son considerados como una fuente de energía distribuida, con características como flexibles, modulares y adaptables, diferenciándose de otros tipo de generación eléctrica y

facilitando su masificación ante diversos escenarios de demanda energética [4], [5].

Se estima que los SFV representaron cerca del 2.4% de la generación de energía eléctrica anual, destacándose países como Honduras donde los SFV representaron el 12.1% de la generación en 2018, en Italia y Grecia fue 8.2%, Alemania 7.7% y Japón 6.5% [1].

En países como Alemania, Italia, España y Australia, los pequeños SFV conectados como autogeneradores predominan, y han conducido el incremento de la capacidad instalada en los últimos años; esto obedece a la reducción de precios de paneles FV, existencia de subsidios para instalaciones a pequeña escala, altos precios de energía eléctrica por parte del comercializador de red y el aprendizaje de la experiencia de China con la pérdida de energía de plantas solares de gran escala por la falta de flexibilidad de las redes de potencia [1].

El incremento de generación de energía fotovoltaica a pequeña escala supone nuevos retos y desafíos en la operación de las redes eléctricas de baja tensión (BT) [6]–[8]. Diversas afectaciones, naturales o inherentes, pueden reflejarse en mal funciones operacionales de la red eléctrica por los SFV, a saber: variación de irradiación solar, mal dimensionamiento o diseño del proyecto, red eléctrica débil, entre otros [6], [7].

Diversos estudios abordan perjuicios de los SFV en las redes eléctricas como: sobre/sub tensiones, sobre/sub frecuencias, cambios en la capacidad de cortocircuito, mayores pérdidas eléctricas, desbalances, resonancia y distorsiones armónicas [9]–[17].

Como beneficios, se estima que el incremento en ganancias empresariales por penetración de SFV en redes de baja tensión asciende a USD\$ 12.7 billones entre 2012-2018 y a \$USD 60 billones proyectadas al año 2023, evidenciándose un impacto positivo en las redes eléctricas en conceptos como confiabilidad, perfil de tensión, restauración, desbalances, entre otros [7], [14], [15], [17]–[20].

Cabe resaltar que los estudios, comúnmente, abordan impactos de los SFV en las redes eléctricas sin considerar la evaluación integral de variables eléctricas como es propuesto por la resiliencia; en sistemas eléctricos, la resiliencia estudia principalmente sistemas de potencia, donde las afectaciones a la red se relacionan con eventos naturales, ataques terroristas, ataques cibernéticos o fallas  $N-K$  en el sistema [5], [20]–[25]. Para efectos de esta investigación, se propone considerar a los SFV como eventos de alta probabilidad de ocurrencia, recurrentes (por sus variaciones a lo largo del día) y de impacto desconocido. Los impactos de los eventos pueden evaluarse a través de la evaluación histórica de las redes de BT en operación en estado estable, bajo el concepto de resiliencia [9], [12], [16], [26]–[30].

Diversos estudios relacionan el concepto de resiliencia a los sistemas eléctricos. Los autores en [31] asocian la resiliencia con los cortes de energía por áreas prioritarias, gubernamentales y residenciales, encontrando grandes diferencias en el abastecimiento energético de distintos tipos de usuarios por impacto económico. En [32] exponen la variación en la resiliencia de la red eléctrica ante cambios climatológicos como calentamiento global y estaciones anuales; en estos escenarios, la red eléctrica es afectada por la disponibilidad limitada de gas natural, y pocos incremento de capacidad instalada de SFV y eólica en la red de distribución.

En [33] exponen que la resiliencia de una red de distribución depende de la infraestructura de la red y la capacidad de restauración dada por el operador de red, hallando que entre mayor proximidad de los usuarios residenciales con redes prioritarias como hospitales confiere mayor resiliencia de forma indirecta. En [34] proponen que la mejora en estrategias de la resiliencia permita reducir las pérdidas de funciones (fortaleciendo la infraestructura) y reducir los tiempos de restauración (mejorando la capacidad operacional de la red). Considerar la operación de multi-microrredes para mejorar la resiliencia de las redes de potencia ante eventos extremos es propuesto en [35]; en [36] propone estrategias de uso de microrredes para redes de distribución.

Los autores en [37] y [38] proponen el uso de las microrredes para mejorar la resiliencia de los sistemas de potencia ante tormentas de viento, proponiendo reestructuración de la red, estrategias de prevención, reducción de congestión en la transmisión y administración de demanda en sitio y en tiempo real.

De lo anterior, se evidencia que el concepto de resiliencia es enfocado al análisis de eventos de alto impacto, baja probabilidad de ocurrencia como los desastres naturales para sistemas de potencia y, en menor medida, redes de distribución.

Por tanto, este documento propone un concepto de resiliencia para eventos de alta probabilidad de ocurrencia, bajo o impacto desconocido, y recurrentes como lo son los SFV, para redes de BT. Así mismo, se propone la visualización de resiliencia, evolutiva en el tiempo, a través del diamante de resiliencia y la curva temporal.

La Sección 2 presenta la definición de evento, y como pueden ser entendidos los SFV como eventos; la Sección 3 expone algunos trabajos de investigación desarrollados para la

medición y evaluación de resiliencia; finalmente, la Sección 4 propone la evaluación de resiliencia para redes eléctricas de BT y con integración de generación FV.

## II. IMPACTOS DE LOS SFV EN LA RED ELÉCTRICA

A continuación, se presentan algunos estudios relacionados a los impactos de los SFV en la red eléctrica.

Como impactos negativos, según [39], la conexión de fuentes distribuidas, como la FV, impacta negativamente en calidad de la energía eléctrica a través de parpadeo (*flicker*), desequilibrio de tensión y/o armónicos. En [14] plantean que la discontinuidad de los sistemas FV afecta la regulación de tensión, el desequilibrio de tensión, estabilidad de la red, pérdidas eléctricas y regulación de tensión de los dispositivos.

En [13] y [16] exponen que la baja inercia de los inversores, debido a los componentes estáticos, puede traer consigo degradación de estabilidad, resonancia u oscilaciones en el sistema eléctrico. En [15] consideran que los inversores introducen ineficiencias al sistema eléctrico, inyectan armónicos (principalmente impares) y ruidos de radiofrecuencia.

Los autores en [17] exponen que la alta penetración de energía FV en una red eléctrica afecta la operación de la red en BT, presentando fenómenos como 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.

Por otra parte, como impactos positivos, en [19] expone que el aumento controlado de SFV en la red eléctrica puede incrementar la confiabilidad del sistema ante contingencias en las líneas de transmisión y fallos en cascada; también puede ayudar en la restauración del sistema. En [40] presentan que la ubicación de recursos distribuidos, como SFV, puede mejorar la estabilidad de la red, reducir pérdidas eléctricas y reducir los picos de potencia demandada en la red. En [6] concluyen que los SFV como autogeneradores causan menos estrés en el alimentador principal de la red, reduce el uso de la energía del operador de red, y con un adecuado sistema de administración de energía, se estabiliza la tensión del alimentador.

Ante este escenario, se evidencia el estudio de impactos de los SFV en las redes eléctricas, evaluando ciertas variables eléctricas por investigación y sin una propuesta clara sobre resultados integrales de la red eléctrica, que permita interpretar el estado operativo de una red eléctrica en tiempo real, ante las variaciones de la potencia FV inyectada en la red.

## III. EVENTOS

Con base en la revisión de documentos técnicos e investigativos, los eventos pueden clasificarse como temporales o permanentes, de alto o bajo impacto, y de alta o baja probabilidad de ocurrencia, así [18], [20], [24], [25], [28], [37], [41]–[43]: un evento temporal está asociado, principalmente, a eventos de desastre natural como huracanes, tifones, terremotos, entre otros; un evento permanente 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. Los eventos generalmente tienen tres escenarios: pre-evento, durante el evento y post-evento [23]–[26], [37], [44];

durante estos tres escenarios mencionados, la evaluación operacional e histórica de las redes posibilitaría la reducción de las afectaciones del suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, apoyando la toma de decisiones [45], [46].

#### IV. RESILIENCIA

Diversas definiciones de resiliencia son encontradas en documentos de investigación; algunas de ellas se relacionan en la Tabla 1.

TABLA I. DEFINICIONES ASOCIADAS A RESILIENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Fuente	Definición de resiliencia
[18]	Habilidad de recuperación externas o internas siendo funcional para el usuario final.
[47]	Capacidad de resistir el cambio para continuar con su desarrollo.
[48]	La resiliencia es la capacidad del sistema para cumplir la mayor cantidad de funciones como sea posible cuando hay interrupciones externas o internas.
[23]	La habilidad de un sistema de energía de estar preparado adecuadamente para respuestas fáciles y rápidas ante grandes interrupciones.
[41]	La resiliencia tiene tres características: resistencia para prevenir y resistir peligros; absorción para soportar el daño inicial; recuperación a la condición de operación normal.
[30]	Los sistemas resilientes son flexibles, robustos y latentes al cambio.
[49]	Capacidad de restaurar rápidamente el sistema de un problema.

Una red eléctrica tiene un nivel de resiliencia característico; la variación de tal nivel puede depender de múltiples factores como: la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica, la calidad y versatilidad de la instalación eléctrica, las fuentes externas y de emergencia de energía eléctrica, entre otros.

Ahora bien, un evento como la integración de generación FV en la red eléctrica puede ocasionar impactos en las condiciones de operación de la red eléctrica como: aumento en las pérdidas eléctricas, desbalances de tensión, distorsiones armónicas de tensión y corriente, variaciones en el perfil de tensión. La evaluación y variación de las variables mencionados podría establecer una relación con la variación del nivel de resiliencia de una red eléctrica [9]–[12], [17], [19], [26], [34], [38].

De lo anterior, la definición propuesta de resiliencia en este documento es: la capacidad de un sistema de responder de manera efectiva a eventos temporales, permanentes o recurrentes, de alto o bajo impacto y de alta o baja probabilidad de ocurrencia, con el fin de garantizar la operación adecuada de la red bajo ciertos criterios de evaluación [17], [23], [30], [34], [37], [41], [47]–[51].

##### A. Algunas propuestas de resiliencia

Según [48], [37], [52] y [24], la resiliencia se puede evaluar a través de un “triángulo de resiliencia” o “curva trapezoidal” quienes representan la pérdida de funciones de un sistema por daños e interrupciones, y el proceso de restauración y recuperación en el tiempo.

De lo anterior, según [48] la resiliencia se puede evaluar a partir de la identificación de tres estados: 1. Pre-interrupción. 2.

Durante la interrupción. 3. Pos-interrupción. Los autores proponen calcular las pérdidas de funcionalidades como:

$$FL = \int_{t_0}^{t_0+T_{IP}} f_{loss}(t).dt \quad (1)$$

Donde FL son las funcionalidades reales del sistema,  $f_{loss}$  son las funcionalidades perdidas del sistema y  $t_0$  y  $t_0+T_{IP}$  son el inicio y fin del evento.

En [37] los autores dividen la resiliencia, ante eventos extremos, en cuatro características (4Rs): robustez, redundancia, ingenio y rapidez. Los autores proponen evaluar el nivel de degradación del sistema a partir del índice de vulnerabilidad (VI) expresado como:

$$VI = \frac{M_o - M_p}{M_o} \quad (2)$$

Donde  $M_o$  es el nivel previo del sistema al evento y  $M_p$  es el nivel final del sistema. En el índice de vulnerabilidad (VI), cero representa una condición sin vulnerabilidad, y uno es una completa degradación del sistema. Además, la métrica normalizada para evaluar la eficiencia de la restauración (REI) está dada por (3) como sigue:

$$REI = \frac{\int_{t_r}^{t_{pr}} [M(t) - M_{pe}].dt}{(M_o - M_{pe})(t_{pr} - t_r)} \quad (3)$$

Donde  $M(t)$  es la función que representa al sistema,  $M_{pe}$  es el estado posterior al evento,  $t_{pr}$  es el inicio del estado posterior a la restauración y  $t_r$  es el inicio de la restauración. Un valor REI uno es una capacidad completa de restauración y cero indica que no hay restauración de la red. Por último, el índice de resiliencia (MRI) se propone evaluar a partir de (4), donde valores MRI cercanos a uno corresponden a una alta resiliencia del sistema y cero indica que el sistema no es resiliente:

$$MRI = \frac{\int_{t_d}^{t_{pr}} M(t).dt}{M_o(t_{pr} - t_d)} \quad (4)$$

En [52] proponen que la métrica de resiliencia puede definirse como:

$$R = \frac{\int_{t_0}^{t_r} P(t).dt}{\int_{t_0}^{t_r} P_o dt} = \frac{\int_{t_0}^{t_r} P(t).dt}{P_o(t_r - t_0)} \quad (5)$$

Donde R es la resiliencia, P es el índice de rendimiento del sistema,  $P_o$  es el rendimiento del sistema antes del evento y  $t_0$  y  $t_r$  es el inicio y fin del evento, respectivamente.

Por último, en [24] exponen que el “triángulo de resiliencia” sólo permite hacer una evaluación ante eventos de corta duración y con un alto impacto, obedeciendo a una degradación abrupta en las funcionalidades del sistema; por lo tanto, los autores proponen la evaluación de la resiliencia de los sistemas eléctricos a partir de la identificación de 2 estados y 3 fases, vistos en la curva trapezoidal de la Fig. 1. Los autores proponen calcular las variaciones de la resiliencia (RAW) como:

$$RAW = \frac{R(R_n=1) - R}{R} \quad (6)$$

Donde  $R(R_n=1)$  es la resiliencia ideal del sistema y R es la resiliencia real del sistema.

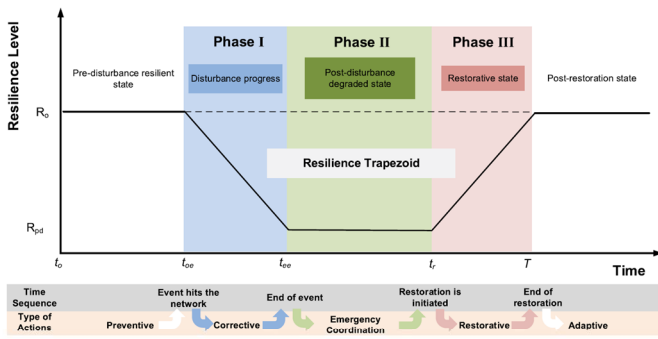


Fig. 1. Curva trapezoidal para evaluar resiliencia. Tomado de [24].

De la Fig. 1 el estado pre-evento, hace referencia a la capacidad del sistema de tomar medidas preventivas que minimice el impacto negativo. La Fase I, progreso de la perturbación, es la evaluación del sistema durante la evolución del evento. La Fase II, estado posterior a la perturbación, es la identificación de los puntos críticos del sistema, y que retrasan la recuperación de funciones del sistema. La Fase III, estado restaurativo, es la capacidad del sistema de priorizar las necesidades de los usuarios finales a través de la reanudación del servicio de energía eléctrica. El estado pos-evento, es la evaluación general del sistema, que permita evaluar la vulnerabilidad de un todo y de sus partes individuales.

En resumen, se observan distintas propuestas para la evaluación de resiliencia para redes de potencia, enfocadas para eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia como los desastres naturales.

#### V. PROPUESTA DE EVALUACIÓN DE RESILIENCIA EN BT CON INTEGRACIÓN DE SFV

A continuación, se describen los conceptos para la evaluación de resiliencia de una red eléctrica. La evaluación de resiliencia es propuesta para tener consideraciones operativas de la red eléctrica, cada una aportando un punto de vista sobre aspectos en tiempo real (dependiendo de la ventana de observación) y por mejorar, conforme transcurre el registro histórico de información.

La evaluación histórica implica un esfuerzo de monitorización de las redes eléctricas que tengan proyección de integración de generación FV. Inicialmente, la evaluación histórica debe ser realizada en la red eléctrica sin integración FV; posteriormente, ante la integración FV, la evaluación de resiliencia podría cuantificar los impactos en la operación de la red eléctrica debido a la inyección de potencia FV.

La resiliencia puede tener ponderaciones que dependerán de la importancia asociada a cada concepto aplicado a la red eléctrica bajo evaluación; estas ponderaciones pueden variar en el tiempo, permitiendo cambios históricos en la medición de resiliencia. Las ponderaciones pueden ser  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  y  $\delta$  y la suma debe ser igual a 1. Por tanto, la evaluación de resiliencia (Res) puede ser una unificación de conceptos asociados como sigue:

$$Res = \alpha \cdot Co + \beta \cdot Re + \gamma \cdot Ro + \delta \cdot Ad \quad (7)$$

Donde

$$\alpha + \beta + \gamma + \delta = 1 \quad (8)$$

Y

$$0 < \alpha, \beta, \gamma, \delta \leq 1 \quad (9)$$

En general, la confiabilidad (Co), robustez (Ro), restauración (Re) y adaptabilidad (Ad) se proponen normalizar a partir de los parámetros seleccionados para la operación de la red eléctrica y con integración de generación FV. A continuación, la Tabla 2 presenta información relacionada a cada concepto asociado a resiliencia.

TABLA II. DEFINICIONES DE CONCEPTOS ASOCIADOS A RESILIENCIA

Definición	Concepto	Inicio de medición/Fin de medición
Confiabilidad	Capacidad del sistema de operar en valores recomendables por la red eléctrica. El sistema es confiable si los valores en tiempo real están en límites preestablecidos.	Transversal, en todo momento/-
Robustez	Es la capacidad del sistema de soportar cambios en la operación del sistema.	Cuando inicia un evento/ Cuando termina un evento.
Restauración	Es la capacidad del sistema de retornar a una condición estacionaria de operación. La restauración evalúa el cómo la gestión o integración de recursos son efectivos para recuperar el sistema y llevarlo hasta valores de operación estable.	Cuando termina un evento/ Cuando hay abastecimiento de energía o calidad del servicio.
Adaptabilidad	Son las acciones manuales o automáticas que se llevan a cabo para garantizar una alta prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales, y que el aprendizaje haga parte de su proceso evolutivo.	Definida por el usuario, en lapsos no menores a 24 horas/ Definida por el usuario, en lapsos no menores a 24 horas.

Las variables eléctricas seleccionadas para el análisis de resiliencia son: tensión, frecuencia, corriente, potencia, distorsión armónica, flicker, automatización de la red, mejoramiento de la red, disponibilidad energética externa y acciones manuales. La frecuencia es propuesta para el análisis de confiabilidad, debido a que su variación puede afectar la operación de la red eléctrica por algunas cargas rotativas conectadas en BT; esta variable puede no verse afectada en la red eléctrica por el sistema FV, por la ausencia de inercia rotacional. La frecuencia propone ser medida sin y con integración de generación FV.

La resiliencia (Res) se puede representar por medio de un gráfico propuesto por este trabajo de investigación como Diamante de Resiliencia (Fig. 2). El diamante se va actualizando bajo los tiempos de medición de variables eléctricas, para este caso se propone de 1 a 10 minutos, y permite visualizar la evaluación de cada concepto asociado a resiliencia. El tiempo de medición de 1-10 minutos es propuesto debido a la variabilidad natural de la irradiación solar en un día y los tiempos de agregación de datos para evaluación de calidad de potencia (IEC 61000-4-30/2015 [53]); se propone un análisis en estado estable.

Esto permite obtener un valor promedio de resiliencia a partir de (7), el cual se puede visualizar en una curva progresiva en el tiempo (Fig. 3), con actualización periódica y cada 1 minuto, pero que su forma podrá variar conforme se haga el tratamiento de información de variables eléctricas.

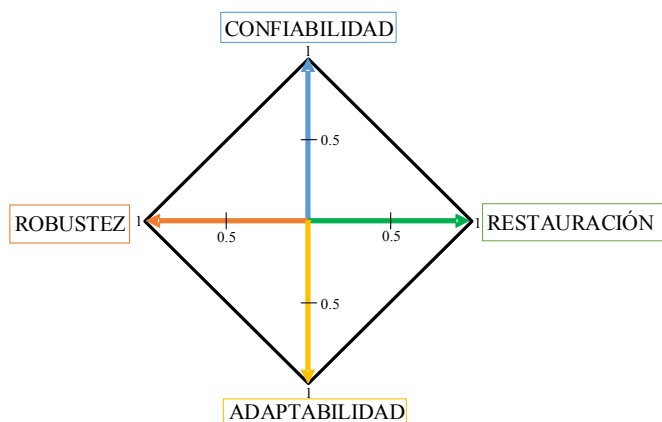


Fig. 2. Diamante de resiliencia.

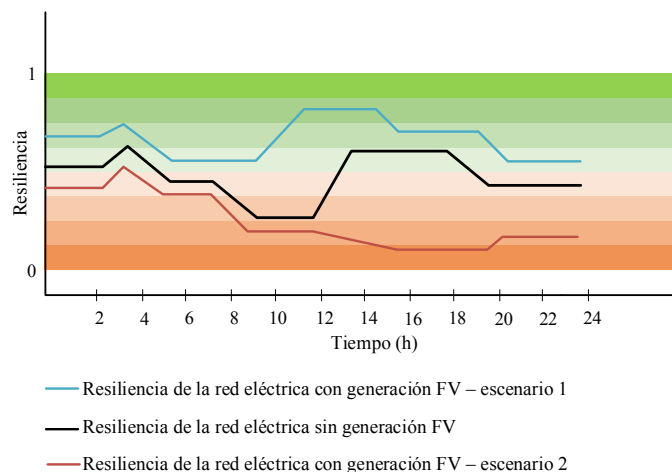


Fig. 3. Curva evolutiva de resiliencia.

La Fig. 3 propone la evolución de la curva de resiliencia en el tiempo, permitiendo tener registro histórico de la evolución de la red que permita la visualización de impactos que pueda tener una reconfiguración de la red, una modificación de algún componente físico, la integración de un recurso distribuido, y demás. Cabe mencionar que se destacan 2 escenarios, donde el escenario 1 supone una mejora en la resiliencia de la red debido a la integración de generación FV y el escenario 2 supone una desmejora en la resiliencia; esto con respecto a la curva de referencia (color negro), de la cual se deberá tener información previa. Los colores de fondo de la Fig. 3 propone una guía visual para interpretar el nivel de resiliencia; el color verde estima una resiliencia normal-alta, el color naranja estima una resiliencia baja-deficiente.

## VI. CONCLUSIONES

Este documento presenta el enfoque de resiliencia para los sistemas eléctricos. En general, la resiliencia es entendida como la capacidad de un sistema de soportar eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia como los desastres naturales. Algunos autores proponen evaluar la resiliencia en cada evento, perdiendo trazabilidad en la evaluación de resiliencia en el tiempo. Esto puede hacer a la red eléctrica vulnerable para eventos futuros, por la baja probabilidad de ocurrencia.

En este sentido, se propone la evaluación evolutiva de la resiliencia de los sistemas eléctricos, específicamente para redes

de distribución de BT. Además, se propone la evaluación de la resiliencia para redes con integración de generación FV, como recurso distribuido. Esto supone la evaluación de resiliencia en el punto de acoplamiento local (PoC, por sus siglas en inglés), en el punto de acoplamiento común (PCC, por sus siglas en inglés) y en la red de distribución; con esto, se podría observar la evolución de resiliencia cada 1 minuto, como es propuesto.

Este artículo propone una evaluación integral de resiliencia basada en 4 conceptos: confiabilidad (Co), restauración (Re), robustez (Ro) y adaptabilidad (Ad), junto con una asignación de pesos ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  y  $\delta$ ) que pueden ajustarse de acuerdo con el necesidades o características de la red eléctrica. El peso permite la identificación de las prioridades de cada sistema eléctrico en BT, ya que la evaluación de la resiliencia es propuesta para eventos recurrentes, como la inyección de energía FV en las redes eléctricas de BT.

## VII. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, a la Vicerrectoría de Investigación y extensión de la Universidad Industrial de Santander (proyecto 8593 y proyecto 2433), y el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS (proyecto - Contrato No. 80740-191-2019 - fuente de financiación)

## REFERENCIAS

- [1] REN21, *Renewables in Cities - 2019 Global Status Report*. Paris, 2019.
- [2] BloombergNEF, "New Energy Outlook 2018," 2019.
- [3] IRENA, *Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050*. 2019.
- [4] International Energy Agency, "World Energy Outlook," p. 17, 2017.
- [5] T. Adefarati and R. C. Bansal, "Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 7, pp. 873–884, 2016.
- [6] A. I. Nousdilis, G. C. Christoforidis, and G. K. Papagiannis, "Active power management in low voltage networks with high photovoltaics penetration based on prosumers' self-consumption," *Appl. Energy*, 2018.
- [7] B. Bayer, P. Matschoss, H. Thomas, and A. Marian, "The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids," *Renew. Energy*, 2018.
- [8] C. Ma, J. Dasenbrock, J. C. Töbermann, and M. Braun, "A novel indicator for evaluation of the impact of distributed generations on the energy losses of low voltage distribution grids," *Appl. Energy*, 2019.
- [9] 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.
- [10] Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, *IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks IEEE Standards Coordinating Committee 21 Sponsored by the*, no. September. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2011.
- [11] Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE, *IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection Sponsored by the*. 2013.
- [12] Electric Power Research Institute - EPRI, "Recommended Settings for Voltage and Frequency Ride-Through of Distributed Energy Resources," 2015.
- [13] J. C. Boemer, *On Stability of Sustainable Power Systems: Network Fault Response of Transmission Systems with Very High Penetration of*

- [14] M. Emmanuel and R. Rayudu, "Evolution of dispatchable photovoltaic system integration with the electric power network for smart grid applications: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 207–224, 2017.
- [15] S. Qazi, *Standalone Photovoltaic (PV) Systems for Disaster Relief and Remote Areas*. New York: Elsevier Inc., 2016.
- [16] X. Lu, J. Wang, and L. Guo, "Using microgrids to enhance energy security and resilience," *Electr. J.*, vol. 29, no. 10, pp. 8–15, 2016.
- [17] M. M. Haque and P. Wolfs, "A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1195–1208, 2016.
- [18] M. Tavakoli, F. Shokridehaki, M. Funsho Akorede, M. Marzband, I. Vechiu, and E. Pouresmaeil, "CVaR-based energy management scheme for optimal resilience and operational cost in commercial building microgrids," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 100, no. August 2017, pp. 1–9, 2018.
- [19] A. Faza, "A probabilistic model for estimating the effects of photovoltaic sources on the power systems reliability," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 171, no. June 2017, pp. 67–77, 2018.
- [20] Y. Zhou, M. Panteli, R. Moreno, and P. Mancarella, "System-level assessment of reliability and resilience provision from microgrids," *Appl. Energy*, vol. 230, no. April, pp. 374–392, 2018.
- [21] J. M. Keenan, "Types and forms of resilience in local planning in the U.S.: Who does what?," *Environ. Sci. Policy*, vol. 88, no. June, pp. 116–123, 2018.
- [22] L. Marti and J. Augutis, "Methodology for energy security assessment considering energy system resilience to disruptions," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 22, no. August, pp. 106–118, 2018.
- [23] 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.
- [24] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziaargyriou, "Power Systems Resilience Assessment: Hardening and Smart Operational Enhancement Strategies," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1202–1213, 2017.
- [25] M. Panteli and P. Mancarella, "The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?: Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 3, pp. 58–66, May 2015.
- [26] F. Blaabjerg, Y. Yang, D. Yang, and X. Wang, "Distributed Power-Generation Systems and Protection," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1311–1331, Jul. 2017.
- [27] Y. Astriani, K. Fauziah, H. Hilal, and B. Prasetyo, "Load sharing control between PV power plant and diesel generator to mitigate effect of PV fluctuation using PID algorithm," *Int. Conf. High Volt. Eng. Power Syst. ICHVEPS 2017 - Proceeding*, vol. 2017-Janua, pp. 140–144, 2017.
- [28] A. Navarro-Espinosa *et al.*, "Improving distribution network resilience against earthquakes," in *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN 2017)*, 2017, vol. 9.
- [29] North American Electric Reliability Corporation, "Distributed Energy Resources: Connection Modeling and Reliability Considerations," 2017.
- [30] E. W. Prehoda, C. Schelly, and J. M. Pearce, "U.S. strategic solar photovoltaic-powered microgrid deployment for enhanced national security," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, no. December 2015, pp. 167–175, 2017.
- [31] R. S. Liévanos and C. Horne, "Unequal resilience: The duration of electricity outages," *Energy Policy*, 2017.
- [32] G. Totschnig *et al.*, "Climate change impact and resilience in the electricity sector: The example of Austria and Germany," *Energy Policy*, vol. 103, no. January, pp. 238–248, 2017.
- [33] P. J. Maliszewski and C. Perrings, "Factors in the resilience of electrical power distribution infrastructures," *Appl. Geogr.*, 2012.
- [34] F. H. Jufri, V. Widiputra, and J. Jung, "State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies," *Applied Energy*, 2019.
- [35] Y. Bian and Z. Bie, "Multi-Microgrids for Enhancing Power System Resilience in Response to the Increasingly Frequent Natural Hazards," *IFAC-PapersOnLine*, 2018.
- [36] J. Wang, N. Xie, W. Wu, D. Han, C. Wang, and B. Zhu, "Resilience enhancement strategy using microgrids in distribution network," *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 1, no. 5, pp. 537–543, 2018.
- [37] M. H. Amirioun, F. Aminifar, H. Lesani, and M. Shahidehpour, "Metrics and quantitative framework for assessing microgrid resilience against windstorms," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 104, no. May 2018, pp. 716–723, 2019.
- [38] Y. Li, K. Xie, L. Wang, and Y. Xiang, "Exploiting network topology optimization and demand side management to improve bulk power system resilience under windstorms," *Electr. Power Syst. Res.*, 2019.
- [39] Energy Networks Association, "Distributed Generation Connection Guide," London, 2016.
- [40] M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and L. Junwei, "A novel voltage stability and quality index demonstrated on a low voltage distribution network with multifunctional energy storage systems," *Electr. Power Syst. Res.*, 2019.
- [41] N. T. Bazargani and A. E. E. Modeling, "A General Framework for Resiliency Evaluation of Radial Distribution System Against Extreme Events," in *Electrical Engineering (ICEE), Iranian Conference on*, 2018, pp. 1179–1184.
- [42] X. Liu, M. Shahidehpour, Z. Li, X. Liu, Y. Cao, and Z. Bie, "Microgrids for Enhancing the Power Grid Resilience in Extreme Conditions," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 589–597, 2017.
- [43] M. Zare-Bahramabadi, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghaie, "Resilience-based framework for switch placement problem in power distribution systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 5, pp. 1223–1230, Mar. 2018.
- [44] North American Electric Reliability Corporation, "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," 2013.
- [45] Banco Interamericano de Desarrollo, "El Cambio Climático y el BID: Creación de Resiliencia y Reducción de Emisiones," 2014.
- [46] Comisión de Integración Energética Regional, "El PIB y la energía generada en Colombia," 2014. [Online]. Available: [http://evolucionenergetica.cocier.org/graficas/Colombia/9\\_Compara\\_co\\_nPIB/Energ\\_gener\\_PIB1.html](http://evolucionenergetica.cocier.org/graficas/Colombia/9_Compara_co_nPIB/Energ_gener_PIB1.html).
- [47] M. M. Sellberg, P. Ryan, S. T. Borgström, A. V. Norström, and G. D. Peterson, "From resilience thinking to Resilience Planning: Lessons from practice," *J. Environ. Manage.*, vol. 217, pp. 906–918, 2018.
- [48] 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.
- [49] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. March, pp. 402–411, 2018.
- [50] K. Jamaluddin, S. R. Wan Alwi, Z. A. Manan, K. Hamzah, and J. J. Klemeš, "Hybrid Power Systems Design Considering Safety and Resilience," *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 120, pp. 256–267, 2018.
- [51] N. Matin, J. Forrester, and J. Ensor, "What is equitable resilience?," *World Dev.*, vol. 109, pp. 197–205, 2018.
- [52] 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.
- [53] 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, p. 78.