

Estudio de la Variación de Operación de una Red Eléctrica de Baja Tensión ante la Integración de Recursos Energéticos Distribuidos - Condición de Estado Estable

Presentado por:

Cristian David Cadena Zarate

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T)

Bucaramanga

2023

Estudio de la Variación de Operación de una Red Eléctrica de Baja Tensión ante la Integración de Recursos Energéticos Distribuidos - Condición de Estado Estable

Presentado por:

Cristian David Cadena Zarate

Trabajo de Investigación para Optar por el Título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director:

German Alfonso Osma Pinto

Universidad Industrial de Santander

Doctor en Ingeniería - Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E³T)

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Dedico este trabajo a dos personas excepcionales que han sido una fuente inagotable de amor y apoyo en mi vida. A mi madre, Marisol Zarate Cadena, y a mi hermana, Karen Cadena Zarate, quienes han sido el ejemplo vivo del amor puro.

A mis abuelos, a Luis Alberto, a mis tías, tíos, primas y primos, quienes han estado presentes en cada paso de mi camino, brindándome aliento y motivación.

A la señora Jenny Cala, como una manera de honrar la memoria de una mujer extraordinaria y con un corazón maravilloso.

Agradecimientos

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a la vida y a todas las personas y circunstancias que hicieron posible la culminación de esta etapa, la cual ha sido hasta ahora la más enriquecedora tanto a nivel personal como profesional.

Agradezco a mi familia por su apoyo incondicional y constante motivación a lo largo de este camino.

Deseo reconocer la guía y el ejemplo de trabajo dedicado del profesor German Osma, así como la contribución del profesor Javier Solano, quien amplió mi horizonte en un nuevo país, y el apoyo y la voluntad inherente de ayudar del profesor Adrian Ilinca.

Un agradecimiento especial a Juan, quien ha sido un amigo invaluable y un colaborador fundamental para el éxito de este trabajo.

También quiero expresar mi gratitud a todas las personas con las que he compartido durante estos años, tanto aquellas que conocía previamente como aquellas nuevas que se han convertido en parte de mi vida. A Ástrid, quien siempre estuvo presente; a Juan y Daniel, amigos de la academia y fuente constante de motivación y superación; a Clarissa, Ingrid, Sofía, Pedro y Alejandra, amigos y compañeros de trabajo, aliados en los momentos de pausas y celebraciones.

No puedo olvidar a los amigos que me dejó la experiencia en Canadá, especialmente a Carlos, Tati, César, Cristian y Lully, quienes compartieron conmigo momentos inolvidables. Merci aussi à Meagan, avec qui j'ai partagé des conversations vraiment précieuses.

Mi reconocimiento también se extiende a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, así como a todos los docentes y colaboradores que forman parte de la institución.

Contenidos

Introducción	16
1 IMPACTOS DE DERs EN REDES DE DISTRIBUCIÓN - CONDICIÓN DE ESTADO ESTABLE	24
1.1 Impactos de la integración de DERs en redes de distribución	25
1.1.1 Impacto de DERs en tensión eficaz y en frecuencia	25
1.1.2 Impactos de DERs en HC	25
1.1.3 Impactos de DER en la calidad de la potencia	27
1.2 Indicadores para estudiar el impacto de DERs	28
1.3 Métodos de flujo de carga	28
1.3.1 Enfoques de simulación determinísticos	30
1.3.1.1 Métodos de barrido	30
1.3.1.2 Métodos de impedancia	30
1.3.1.3 Métodos de Newton-Raphson	31
1.3.2 Enfoques de simulación probabilísticos	31
1.4 Síntesis del capítulo	33
2 MODELADO DE DERs Y CARGAS	34
2.1 Modelado de cargas	35
2.2 Modelado de fuentes de generación	35
2.2.1 Recursos de energía eólica	35
2.2.2 Recursos de generación fotovoltaica	36
2.2.3 Sistemas de almacenamiento de energía	37
2.2.4 Vehículos eléctricos	38
2.2.5 Modelos con distorsión armónica	41

2.3	Síntesis del capítulo	41
3	METODOLOGÍA	42
3.1	Co - simulación Python - PowerFactory	43
3.1.1	Ejecución de PowerFactory desde Python	44
3.1.2	Extracción de resultados desde Python	45
3.2	Metodología para el análisis probabilístico	45
3.3	Metodología para el análisis armónico	48
3.4	Síntesis del capítulo	49
4	CASO DE ESTUDIO	52
4.1	Red de baja tensión de referencia	52
4.2	Modelado de las cargas	53
4.3	Modelado de los sistemas fotovoltaicos	55
4.4	Modelado de vehículos eléctricos	57
4.5	Modelado de sistemas de almacenamiento en baterías	60
4.6	Escenarios de integración propuestos	62
4.7	Síntesis del capítulo	63
5	ADAPTACIÓN DE LA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE RESILIENCIA	65
5.1	Resiliencia	65
5.2	Modificaciones a la técnica de evaluación de resiliencia	69
5.2.1	Organización de los datos de entrada	71
5.2.2	Estrategia de normalización de datos	72
5.2.3	Asignación de pesos subjetivos con la técnica DEMATEL	75
5.3	Cálculo del valor de R para el estudio de la variación de operación de la red de distribución	78
5.4	Síntesis del capítulo	79

Integración de DER en sistemas de distribución	8
6 SÍNTESIS DEL PROCEDIMIENTO COMPLETO	81
7 RESULTADOS	86
7.1 Resultados de parámetros e indicadores	86
7.2 Resultados de los valores de R	96
8 Conclusiones	111
Bibliografía	115

Tablas

Tabla 1	Divulgación científica	23
Tabla 2	Impactos en tensión debidos a la integración de DERs en redes eléctricas	26
Tabla 3	Indicadores para estimar el impacto de la integración de DERs en redes eléctricas. Tomada de (Caballero-Peña, Cadena-Zarate, Parrado-Duque, et al., 2022)	29
Tabla 4	Características del modelado de VE. Tomada de (Caballero-Peña, Cadena-Zarate, Parrado-Duque, et al., 2022)	40
Tabla 5	Duración de la carga para el caso de integración de 20 VE	59
Tabla 6	Tiempo de llegada para el caso de integración de 20 VE	60
Tabla 7	Escenarios de integración de DERs en la red de baja tensión	64
Tabla 8	Expresiones matemáticas para los parámetros e indicadores	68
Tabla 9	Resumen de las modificaciones de la técnica de evaluación	70
Tabla 10	Valores críticos y de referencia para las estrategias de normalización de los <i>PeI</i> . Tomada de (Parrado-Duque, 2020)	73
Tabla 11	Valor de los <i>PeI</i> con la aplicación de las estrategias de normalización. Adaptado (Parrado-Duque, 2020)	75
Tabla 12	Valoración de la influencia entre los <i>PeI</i> . Tomado de (Parrado-Duque, 2020)	76
Tabla 13	Matriz <i>A</i> de relación entre parámetros e indicadores. Adaptado de (Parrado-Duque, 2020)	76
Tabla 14	Valor de los pesos normalizados y del orden de peso para cada indicador	78
Tabla 15	Información básica requerida para el modelado de una red eléctrica en Power-Factory.	82

Figuras

Figura 1	Esquema de la metodología de la investigación	21
Figura 2	Diagrama general de la metodología	43
Figura 3	Sintaxis para llamar a PowerFactory desde Python	45
Figura 4	Sintaxis para la extracción de resultados desde Python	46
Figura 5	Esquema de la metodología del análisis probabilístico	47
Figura 6	Esquema de la metodología del análisis armónico	50
Figura 7	Red de baja tensión de referencia	53
Figura 8	Curvas de demanda diaria y PDF normales para un usuario industrial de 385 kW a la hora 6 y 16	54
Figura 9	Perfiles de irradiancia y temperatura para un año a la hora 12 (12 m. - 1 p.m.)	56
Figura 10	Perfiles de irradiancia y temperatura para un año a la hora 12 (12 m. - 1 p.m.)	56
Figura 11	PDF del comportamiento de los usuarios de VE	57
Figura 12	Perfiles de carga para cada vehículo eléctrico integrado en la red.	61
Figura 13	Curva trapezoidal de resiliencia asociada a un evento (Panteli et al., 2017)	66
Figura 14	Propuesta de evaluación de resiliencia en redes BT con integración de SFV (Parrado-Duque, 2020)	67
Figura 15	Organización de los datos de entrada de la técnica de evaluación	72
Figura 16	Estrategias de normalización de los parámetros e indicadores	74
Figura 17	Esquema general de la técnica de evaluación adaptada	80
Figura 18	Parámetros e indicadores para el Escenario 1, Nodo 2 y todas las horas del día	88
Figura 19	Parámetros e indicadores para el Escenario 2, Nodo 2 y todas las horas del día	90
Figura 20	Parámetros e indicadores para el Escenario 12, Nodo 2 y todas las horas del día	91

Figura 21	Mapas de calor de los parámetros e indicadores para todos los escenarios, el Nodo 2 y todas las horas del día	94
Figura 22	Mapas de calor de los parámetros e indicadores para todos los escenarios, el Nodo 16 y todas las horas del día	95
Figura 23	Diagramas de cajas de los parámetros e indicadores registrados y normalizados para el Escenario 17, el Nodo 16 y todas las horas del día	98
Figura 24	Diagrama de cajas de los valores de R en los puntos de medición 1, 2, 4, 6, 10 del ramal central, para los escenarios 1,2,3,4,5,6,7,8,10 y en las horas 12 y 20	102
Figura 25	Diagrama de cajas de los valores de R en los puntos de medición 1, 2, 4, 6, 10 del ramal central, para los escenarios 11,12,13,14,15,16,17,18,20 y en las horas 12 y 20	103
Figura 26	Diagrama de cajas de los valores de R en los puntos del Nodo 16, para todas las horas del día y en todos los escenarios.	107
Figura 27	Mapas de calor de los valores de R en todos los escenarios y para todas las horas del día en los nodos 1, 2, 4, 6, 10, 13, 14, 16, 17, 22, 23, 25 y 26	110

Abreviaciones

BT	Baja tensión
MT	Media tensión
DERs	Recursos energéticos distribuidos
HC	Hosting Capacity
FV	Fotovoltaico
SFV	Sistema fotovoltaico
SAE	Sistemas de almacenamiento de energía
SAEB	Sistemas de almacenamiento de energía en baterías
VE	Vehículos eléctricos
WT	Turbina de viento
V2G	Vehículo a red
HEV	Vehículo eléctrico híbrido
PHEV	Vehículo eléctrico híbrido enchufable
FCEV	Vehículo eléctrico con celda de combustible
PLF	Flujo de carga probabilístico
HLF	Flujo de carga armónico
RD	Respuesta de la demanda
SOC	Estado de carga
R	Resistencia

X	Reactancia
PDF	Función de distribución de probabilidad
EVCS	Estación de recarga de vehículos eléctricos
SCIG	Generador de inducción en jaula de ardilla
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado
HLIP	Alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia
TDD	Distorsión de demanda total
THD	Distorsión armónica total
PeI	Parámetro e Indicador
DEMATEL	Decision Making Trial and Evaluation Laboratory
IF-DEMATEL	Intuitionistic Fuzzy Decision Making Trial and Evaluation Laboratory
npm	Número de puntos de medición
m	Muestras
nesc	Número de escenarios
EN1	Estrategia de normalización 1
EN2	Estrategia de normalización 2

Abstract

Title: Study of the variation of operation of a low-voltage electrical network before the integration of distributed energy resources - Steady state condition *

Author: Cristian David Cadena Zarate **

Keywords: Battery energy storage systems, Distribution system, Electric vehicle, Impact, Photovoltaic systems.

Description: Distributed energy resources (DERs) can have considerable effects on distribution networks. Its fundamental role in the energy transition of the electricity sector has resulted in a growing integration of DERs, which makes it necessary to carry out characterization studies of the technical consequences experienced by networks in different operating conditions. In the literature, studies apply deterministic or probabilistic techniques to network and DER modeling and simulation. However, there is a perceptible lack of studies that simultaneously integrate three different types of DERs within the same analysis to quantify the potential effects that each one of them, individually and jointly, could have on the networks. Additionally, the review of various indicators is necessary to determine the influence of DERs on the operating conditions of the network. Consequently, this work uses deterministic, probabilistic and harmonic distortion analyzes to characterize the impact, at each hour of the day, of photovoltaic systems, storage units and electric vehicles in a reference low voltage network and determine the influence that these have in the variations of operation of that network in successive instants of time. The estimation of the individual or collective effects of a DER is carried out from the study of parameters and indicators such as: RMS values of voltages and currents, voltage unbalance and harmonic distortions of voltage and current, which are later grouped by means of a technique of adapted evaluation that delivers a sample population in each hour of a single indicator that allows to quantify the variations of operation in the network in successive instants. The data for the analysis is obtained using a PowerFactory-Python co-simulation for twenty operating scenarios.

* MSc Research Work

** Faculty of Physic-Mechanical Engineering. Department of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E³T). MSc in Electrical Engineering. Director: German Alfonso Osma Pinto, Ph.D. in Electrical Engineering.

Resumen

Título: Estudio de la variación de operación de una red eléctrica de baja tensión ante la integración de recursos energéticos distribuidos - Condición de estado estable *

Autor: Cristian David Cadena Zarate **

Palabras clave: Baterías, Distribución, Impactos, Sistemas fotovoltaicos, Vehículos eléctricos.

Descripción: Los recursos energéticos distribuidos (DERs) pueden tener efectos considerables en las redes de distribución. Su papel fundamental en la transición energética del sector eléctrico se ha traducido en una creciente integración de DERs que hace necesario realizar estudios de caracterización de las consecuencias técnicas que experimentan las redes en diferentes condiciones de operación. En la literatura, los estudios aplican técnicas deterministas o probabilísticas al modelado y simulación de redes y DERs. Sin embargo, es perceptible la falta de estudios que integren simultáneamente tres diferentes tipos de DERs dentro de un mismo análisis para cuantificar los efectos potenciales que cada uno de ellos, en forma individual y conjunta, podría tener sobre las redes. Adicionalmente, la revisión de varios indicadores es necesaria para determinar la influencia de DERs en las condiciones operativas de la red. En consecuencia, este trabajo emplea análisis deterministas, probabilísticos y de distorsión armónica para caracterizar el impacto, en cada hora del día, de los sistemas fotovoltaicos, las unidades de almacenamiento y los vehículos eléctricos en una red de baja tensión de referencia y determinar la influencia que éstos tienen en las variaciones de operación de esa red en instantes sucesivos de tiempo. La estimación de los efectos individuales o colectivos de un DER es realizada a partir del estudio de parámetros e indicadores tales como: valores RMS de voltajes y corrientes, desbalance de tensión y distorsiones armónica de tensión y corriente, que son posteriormente agrupados mediante una técnica de evaluación adaptada que entrega una población muestral en cada hora de un único indicador que permite cuantificar las variaciones de operación en la red en instantes sucesivos. Los datos para el análisis son obtenidos usando una co-simulación PowerFactory-Python para veinte escenarios de operación.

* Trabajo de Investigación de Maestría

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Director: German Alfonso Osma Pinto, Doctor en Ingeniería - Área Ingeniería Eléctrica.

INTRODUCCIÓN

Las limitaciones técnico-ambientales en la expansión de centros de generación centralizados y el aumento de las emisiones de CO₂ a causa del incremento en la demanda de energía, actividades industriales y el uso de combustibles fósiles para el transporte ((IEA), 2020; REN21, 2019a, 2019b), han creado la necesidad de emprender la descarbonización del sector eléctrico a nivel mundial mediante una transición energética en cada país, la cual busca reducir las emisiones de carbono y mitigar los efectos del cambio climático.

Los Recursos Energéticos Distribuidos (*distributed energy resources* - DERs) son actores fundamentales en la transición energética (IRENA, 2019a; Johannes et al., 2018; Z. Liu et al., 2019) porque pueden contribuir a la reducción de emisiones de carbono hasta en un 90% (I. R. E. A. .-. IRENA, 2020). Por lo anterior, la integración de estas tecnologías en redes eléctricas está en aumento, especialmente a nivel de distribución (Pérez-Arriaga, 2016).

Diversas definiciones de DERs han sido propuestas en estándares internacionales, agencias especializadas de energía y en la literatura; algunas están disponibles en el Estándar IEEE 1547 de 2018 (IEEE, 2018), la Agencia Internacional de Energías Renovables (*International Renewable Energy Agency* - IRENA) (IRENA, 2019b) y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory* – NREL) (Horowitz et al., 2019).

De manera general, puede definirse a los DERs como un grupo de tecnologías gestionables y conectadas a las redes eléctricas de distribución. Están conformados por fuentes de generación distribuida (*e.g.*, generación fotovoltaica o eólica), sistemas de almacenamiento de energía (SAE) (*e.g.*, baterías), convertidores de potencia controlables (*e.g.*, inversores) y vehículos eléctricos (IRENA, 2019a). Adicionalmente, la definición también puede incluir gestión de la demanda (IRENA, 2019b).

A nivel global, se ha evidenciado un crecimiento considerable en la integración de DERs. El mercado de energía solar fotovoltaica incrementó 175 GW en 2021, para un total mundial de 942

GW. Las predicciones indican que la cifra puede aumentar a 1250 GW instalados en 2030 (REN21, n.d.). Por su parte, el mercado de energía eólica creció 13.5% en 2021 para un total de 845 GW instalados (REN21, n.d.). Adicionalmente, 6.6 millones de VE fueron vendidos a nivel mundial en 2021 (10% de las ventas totales de automóviles) y se estima que circularán 250 millones en 2030 (Agency, 2022). Asimismo, la capacidad instalada global total de almacenamiento en baterías a escala de red sitúa cerca de 16 GW, con 6 GW adheridos en 2021. Los pronósticos relacionados a un escenario de cero emisiones estiman que se requiere una integración de 80 GW en promedio por año para alcanzar la meta de 680 GW en 2030 (IEA, n.d.).

Nótese que la integración de sistemas solares fotovoltaicos (SFV), sistemas de almacenamiento de energía en baterías (SAEB) y vehículos eléctricos (VE) produce diversos impactos en el funcionamiento de una red eléctrica (Chathurangi et al., 2018; Y. Ma et al., 2019; Matti Lehtonen Lauri Kütt, 2016). Tales impactos pueden ser positivos o negativos dependiendo de la red eléctrica en estudio, la cantidad de potencia generada o consumida y la ubicación de los elementos integrados (Farhoodnea et al., 2013; Nallely et al., 2017). Éstos son causados mayormente por convertidores de potencia (He et al., 2015), equipos de control (de generación y demanda) (Carvallo et al., 2019; Senjyu & Howlader, 2016) y la intermitencia de los recursos renovables primarios (Bu et al., 2014; Howlader et al., 2020; Maharjan et al., 2020).

La integración de SFV puede inducir mejoras en el control de tensión y en la reducción de pérdidas debido a la disminución de la distancia recorrida por la potencia desde el generador hasta la carga (Adefarati & Bansal, 2016). Por su parte, la carga de SAEB en horas valle y su descarga en horas pico de consumo reduce la cargabilidad de los elementos de la red, lo cual aplana la curva de transporte de energía y aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico. Los SAEB también ayudan en el control de la frecuencia y la mejora de la calidad de la forma de onda (Industrial, 2019).

Los aspectos negativos de la integración de SFV están relacionados con la dificultad de mantener los límites de tensión de la red establecidos en la regulación, aumentos de niveles de distorsión armónica y desbalance, presencia de flujos bidireccionales, sobretensiones y huecos de tensión, entre otros (Matlokotsi & Chowdhury, 2017). Mientras, la integración de VE tiende a

aumentar las pérdidas en los conductores por el aumento de la demanda de energía, sobrecargas en los elementos y aumento del desbalance y distorsión armónica, entre otras (Pothinun & Prem-rudeepreechacharn, 2018).

Por tal razón, diversos estudios buscan estimar cuantitativamente estos impactos, los cuales tienden a describir una metodología general de tres etapas: (i) modelado de DER, cargas y de una red de prueba; (ii) uso de recursos computacionales para la aplicación de un método de flujo de carga (determinístico o probabilístico) y (iii) análisis de resultados (Angelim & Affonso, 2019; Mancini et al., 2020; Palomino & Parvania, 2019; Rawat & Vadhera, 2020).

El enfoque determinístico emplea valores predeterminados de potencia de entrada para la carga y la generación que, aunque pueden variar de acuerdo con los modelos usados, se mantienen fijos durante el cálculo del flujo de carga propiamente dicho. Este análisis soluciona flujos de potencia que involucran cargas lineales y no lineales y puede usar métodos de solución por horas (Hasheminamin et al., 2013; Shrestha & Hansen, 2016), temporadas (Alkan et al., 2018) o escenarios (Daud et al., 2015; Mitra et al., 2012; Nallely et al., 2017). Algunos métodos de solución de flujo de carga característicos de este enfoque son los métodos de barrido (Alzahrani et al., 2019), de impedancia (Schneider et al., 2018a) y Newton-Raphson (Schneider et al., 2018a).

Por otra parte, el enfoque probabilístico permite analizar las características de operación en estado estable de sistemas eléctricos que tienen asociada una incertidumbre proveniente de errores de predicción o medición de datos, fluctuaciones aleatorias de variables de entrada, o interrupciones de componentes (Y. Ma et al., 2019; Prusty & Jena, 2017). Existen tres tipos de métodos para dar solución al flujo de carga probabilístico (PLF): numéricos (Montecarlo), aproximados (Estimación Puntual) y analíticos (Acumulantes) (Galvani et al., 2019).

Los análisis deterministas y probabilísticos obtienen resultados de los mismos parámetros (tensión, corriente, potencia, desbalance, cargabilidad y pérdidas de potencia). En principio, el segundo enfoque considera las variaciones aleatorias inherentes a un sistema real y posibilita un análisis horario, lo cual aumenta el nivel de exactitud en los resultados respecto al caso determinístico. Sin embargo, su mayor diferencia radica en que el enfoque probabilístico tiende a no incluir

el análisis de distorsión armónica. Además, hay carencia de estudios que analicen la dinámica de baterías en el proceso de carga y descarga desde el enfoque probabilístico.

En la literatura, diversas investigaciones tienen por propósito la cuantificación del impacto de DERs en sistemas de distribución. Por ejemplo, Angelim y Affonso (Angelim & Affonso, 2019) realizaron un estudio determinístico para analizar el impacto en la calidad de la tensión a causa del comportamiento aleatorio de los vehículos eléctricos durante un día. Por su parte, Palomino y Parvania (Palomino & Parvania, 2019) desarrollaron un modelo para calcular la sobrecarga de los transformadores en presencia de vehículos eléctricos mediante un análisis probabilístico. Además, Rawat y Vadera (Rawat & Vadhera, 2020) realizaron una comparación entre dos modelos probabilísticos para determinar el impacto de los SFV, turbinas de viento, y las cargas en la estabilidad de tensión de dos redes eléctricas de distribución. También, Mancini *et al.* (Mancini et al., 2020) definieron dos escenarios en su proyecto, un caso únicamente con EV, y otro que integraba EV y SFV con almacenamiento; con el fin de determinar el impacto producido en cada escenario en la carga del transformador principal y en el perfil de tensión mediante simulaciones determinísticas. Por otro lado, Singh *et al.* (Singh et al., 2020) desarrollaron una calculadora para cuantificar las pérdidas armónicas producidas por la integración de DERs en dos circuitos de distribución, usando la herramienta OpenDSS. Por último, Bravo (Bravo, 2018) analiza el desempeño de 17 SFV en sistemas de distribución considerando la distorsión de demanda de corriente (TDD_i), la distorsión total de tensión (THD_v) y la potencia de los SFV en el tiempo.

Otra propuesta interesante fue expuesta por Parrado (Parrado-Duque, 2020), al estudiar el impacto de la integración de SFV en la red de baja tensión de una edificación educativa universitaria. Lo particular, es el uso del enfoque de resiliencia para determinar tal impacto. El autor propone un indicador de cuantificación logrado a partir del registro, normalización y agrupación de los valores de diez (10) diferentes parámetros e indicadores. Éste toma valores cercanos a cero (0) si la integración no es beneficiosa para la red y cercanos a uno (1) si los efectos son positivos.

La revisión de literatura permite identificar que algunas metodologías integran tres tipos de DERs, pero no presentan una estructura detallada para desarrollar este tipo de estudios que ahonde

en las particularidades de procedimiento y del software de simulación (Angelim & Affonso, 2019; Mancini et al., 2020; Palomino & Parvania, 2019; Rawat & Vadhera, 2020). Ahora bien, aunque algunas investigaciones explican en detalle la metodología aplicada (*e.g.*, pormenorizar aspectos de modelado y programación), tiende a estudiar la integración de uno o dos DERs en sus escenarios de simulación debido al gran gasto computacional requerido (Angelim & Affonso, 2019; Palomino & Parvania, 2019; Rawat & Vadhera, 2020). En un contexto real, varios DERs son integrados de manera simultánea. Adicionalmente, se encuentra que en los documentos el análisis está basado en la interpretación de diferentes parámetros o variables por separado, es decir, la interpretación está sujeta a la observación de tensiones, corrientes, potencias, pérdidas de potencia, parámetros de calidad de la energía, entre otros, pero con excepción de (Parrado-Duque, 2020), difícilmente los resultados de impacto se presentan a partir de un único indicador que permita conocer de manera práctica y rápida si los efectos en la red en el transcurso del tiempo son positivos o no. Nótese que en Parrado (Parrado-Duque, 2020) solo un DERs (SFV) es integrado. También es preciso recalcar que la combinación de estudios probabilísticos con estudios de distorsión armónica es escasa en la literatura.

La revisión también permitió identificar que la co-simulación es una buena herramienta para reducir los tiempos de cómputo y la participación humana en el desarrollo de tareas (García-Villalobos et al., 2018; Jahic et al., 2019) en estos tipos de análisis. Algunos trabajos sobre estimación del impacto de DERs en redes de distribución aplican estrategias de simulación entre softwares (co-simulación). Jahic *et al.* (Jahic et al., 2019) desarrollaron una plataforma de co-simulación usando Python y PowerFactory para análisis de estado estable de cargadores de buses eléctricos a gran escala. De manera similar, García *et al.* (García-Villalobos et al., 2018) presentaron un marco de co-simulación entre PowerFactory y MATLAB para la implementación de un control óptimo de carga inteligente de vehículos eléctricos conectables en una red de distribución.

Los beneficios de la co-simulación radican en la automatización de tareas y en la combinación de fortalezas de varios softwares para la solución de un problema. No obstante, ésta no suele ser empleada porque implica conocer distintos lenguajes de programación y aumenta costos

debido a compra de software (Lopez et al., 2019; Lopez et al., 2017).

En ese sentido, este documento propone una metodología para el modelado de múltiples DERs como funciones de densidad de probabilidad (PDF) por hora, el uso de una co-simulación para la ejecución automática de flujos de carga probabilísticos, y la extracción de resultados para cada una de las 24 horas del día. Adicionalmente, la metodología incluye la modificación y aplicación de la técnica propuesta por Parrado (Parrado-Duque, 2020), de modo que los resultados probabilísticos puedan ser usados como entrada a la técnica para obtener un único indicador, con valores probabilísticos, que permita estudiar de manera práctica la variación de operación de una red eléctrica en instantes sucesivos de tiempo.

Con este fin, PowerFactory fue seleccionado por su capacidad para la ejecución de flujos de carga probabilísticos y determinísticos, practicidad en el modelado de DERs, y uso en la academia y la industria (Chathurangi et al., 2018; Mancini et al., 2020); además, permite una interacción sencilla con Python, lenguaje de programación de amplio uso (Colliau et al., 2017). Estas dos herramientas permiten llevar a cabo co-simulaciones (Colliau et al., 2017; Garcia-Villalobos et al., 2018; Jahic et al., 2019) para la automatización de escenarios y de la ejecución de flujos de carga para cada hora del día.

A continuación, se presenta un esquema que representa la metodología general de la investigación:

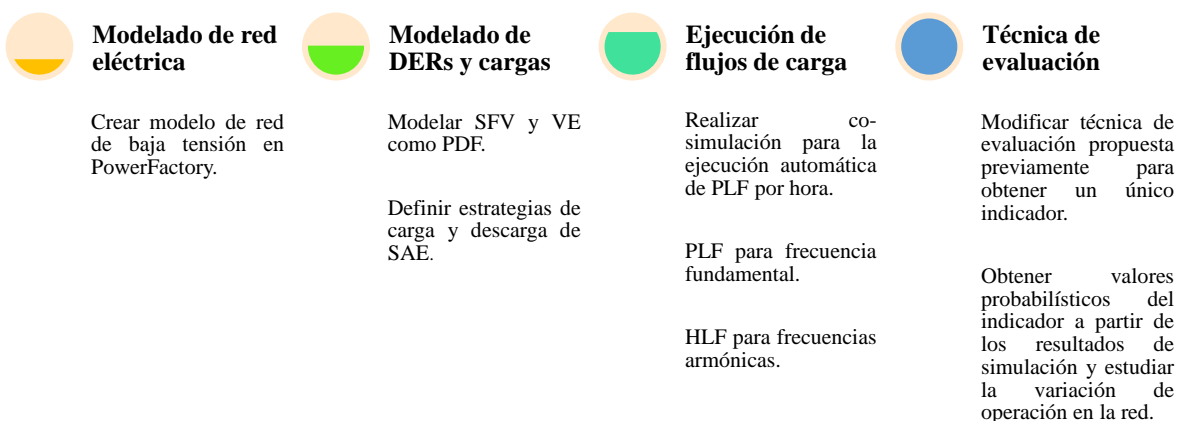


Figura 1

Esquema de la metodología de la investigación

Objetivos del Trabajo de Investigación

En relación con lo expuesto hasta ahora, este trabajo de investigación tiene por objetivo general *evaluar la variación de operación de una red eléctrica de BT ante la integración de recursos energéticos distribuidos en condición de estado estable.*

Los objetivos específicos asociados al objetivo general se presentan a continuación:

Objetivos específicos

1. Seleccionar conjuntos de datos y funciones de distribución de probabilidad que permitan describir la variabilidad de variables asociadas a DER, tales como irradiación solar, demanda de los usuarios y carga de vehículos eléctricos.
2. Modelar y simular una red eléctrica BT seleccionada para escenarios definidos de integración de DERs, empleando la herramienta de análisis probabilístico de PowerFactory.
3. Adaptar la técnica de evaluación de la resiliencia basada en parámetros e indicadores, propuesta en un trabajo de investigación de maestría previo, para ser usada en esta investigación.
4. Establecer las variaciones en la operación de la red en instantes sucesivos considerando condiciones operativas variables de DERs.

Estructura del trabajo de investigación y divulgación científica asociada

El documento está compuesto por siete capítulos. El Capítulo 1 expone el tema de los impactos de DERs en redes de distribución; el Capítulo 2 presenta generalidades del modelado de DERs y cargas desde los enfoques determinístico, probabilístico y armónico; el Capítulo 3 muestra la metodología para la co-simulación Python-PowerFactory, el análisis probabilístico y el análisis armónico; el Capítulo 4 exhibe el caso de estudio, el modelado de DERs y carga para este trabajo y los escenarios propuestos; el Capítulo 5 describe la técnica de evaluación propuesta en (Parrado-Duque, 2020) y las modificaciones realizadas para este trabajo de investigación; el Capítulo 6 presenta brevemente una síntesis de pasos a seguir para aplicar el procedimiento propuesto en este

trabajo de investigación, el Capítulo 7 analiza los resultados de la investigación; finalmente, se listan las conclusiones del trabajo.

A continuación, la Tabla 1 relaciona la divulgación científica de este trabajo de investigación (dos artículos científicos y dos ponencias).

Evento o Revista	Referencia	Título	Aporte
AEJ (2022) ¹	(Caballero-Peña, Cadena-Zarate, & Osma-Pinto, 2022)	Hourly characterization of the integration of DER in a network from deterministic and probabilistic approaches using Co-simulation PowerFactory-Python.	Comparación de análisis determinístico y probabilístico para análisis de impacto horario de integración de tres tipos DERs en una red de media tensión, empleando co-simulación Python-PowerFactory y con análisis de resultados estocásticos aplicando estadística inferencial.
IJEPES (2022) ²	(Caballero-Peña, Cadena-Zarate, Parrado-Duque, et al., 2022)	Distributed Energy Resources on distribution network: A systematic review of modelling, simulation, metrics and impacts.	Descripción detallada de definiciones, modelado, impactos e indicadores asociados a DER. Además, descripción de tipologías de redes eléctricas empleadas en estudios.
SICEL (2021) ³	—	Hourly impact analysis of PV systems and electric vehicles in a distribution network from deterministic and probabilistic approaches.	Comparación de análisis determinístico y probabilístico para análisis del impacto horario de la integración de DERs en redes de distribución.
CIETA (2020) ⁴	—	Design, simulation and impact of microgrids in distribution networks - A review.	Descripción sencilla de impactos de microrredes en redes de distribución.

¹ Alexandria Engineering Journal. Artículo disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110016822005282>.

² International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Artículo disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061521011133>.

³ Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica.

⁴ Congreso Internacional de Electrónica y Tecnologías de Avanzada.

Tabla 1

Divulgación científica

1. IMPACTOS DE DERs EN REDES DE DISTRIBUCIÓN - CONDICIÓN DE ESTADO ESTABLE

Los DERs pueden causar impactos en las redes de distribución. Tales impactos pueden ser producto de la variabilidad de las condiciones climáticas que afectan la generación de electricidad (Howlader et al., 2020; Y.-J. Liu et al., 2014; Maharjan et al., 2020), el comportamiento característico de los equipos convertidores de potencia (He et al., 2015) o los equipos de control en la generación y la demanda (Carvallo et al., 2019; Senjyu & Howlader, 2016).

En la literatura, el impacto de los DERs en las redes eléctricas es determinado usando estrategias de modelado y simulación de la operación de tales redes con esas tecnologías integradas (Reddi et al., 2013; Santos-Martin & Lemon, 2016), usando herramientas computacionales tales como: PowerFactory-DIGSILENT (Maharjan et al., 2020), OpenDSS (Camilo et al., 2018), MATLAB/SIMULINK (Heslop et al., 2014; Sumathi et al., 2015), PSCAD (Shari et al., 2016) y NEPLAN (Tursun et al., 2013). En menor medida, algunos autores estudian redes eléctricas reales (Gabdullin & Azzopardi, 2018; Gabdullin et al., 2018; Rezaei & Esmaeili, 2017) y aplican emulación en laboratorio (Gallardo-Saavedra & Karlsson, 2018; Rampinelli et al., 2015; Strezoski et al., 2020); sin embargo, esto representa incremento en los costos y en la complejidad del equipo necesario.

A partir de los resultados de simulación, diferentes indicadores son empleados para cuantificar los impactos en variables, tales como: tensión eficaz, corriente eficaz, potencia activa, potencia no activa, pérdidas de potencia, calidad de la potencia e incluso puede ser analizado en *hosting capacity* (HC).

El modelado de DERs y las estrategias de simulación de flujo de carga pueden realizarse a partir de dos enfoques: determinístico y probabilístico. El enfoque determinístico modela la gestión de la energía entre SFV y SAE (Tushar et al., 2015), integración óptima de SFV y de SAE en redes eléctricas (Zhang et al., 2019) y operación óptima de tecnologías *vehicle to grid*

(V2G) (Wegmann et al., 2017), entre otros. Por su parte, el enfoque probabilístico modela fallas en sistemas de distribución (Arefifar et al., 2017; Y. Li et al., 2019) y el comportamiento de variables primarias (*e.g.*, irradiancia solar, temperatura y velocidad del viento) (Faza, 2018).

Este capítulo está dividido en tres subsecciones, en las cuales se ahonda en los impactos de la integración de DERs en redes de distribución (1.1); indicadores para estimar tales impactos (1.2) y en los enfoques de simulación empleados en los estudios de impacto, desagregados en probabilístico y determinístico (1.3).

1.1. Impactos de la integración de DERs en redes de distribución

Los DERs pueden causar impactos operacionales en las redes eléctricas, especialmente en las caracterizadas como grandes alimentadores con una alta relación R/X (resistencia sobre reactancia) (Ghiani & Pisano, 2018). Tales impactos pueden ser clasificados en tres grupos: tensión y frecuencia, HC y calidad de la potencia. Los detalles de los impactos en cada uno de los tres grupos son descritos a continuación.

1.1.1. Impacto de DERs en tensión eficaz y en frecuencia

Los DERs pueden ocasionar impactos positivos o negativos en el perfil de tensión y en la frecuencia (Blackhall et al., 2020; Johansson et al., 2020). Usualmente, debido a los impactos negativos, la operación inherente de DERs puede ser mitigada por estrategias de control en los convertidores de potencia usados para acoplar DERs con la red (Z. Li et al., 2019; Sharma et al., 2019).

La Tabla 2 presenta algunos hallazgos en la literatura relacionados con los impactos en la tensión de las redes eléctricas debidos a la integración de DERs y la solución propuesta por los autores para mitigarlos.

1.1.2. Impactos de DERs en HC

La integración masiva de DER puede conducir a problemas de sobrecarga en las redes eléctricas. Los SFV y turbinas de viento (*wind turbines* - WT) pueden incrementar la congestión

Tabla 2*Impactos en tensión debidos a la integración de DERs en redes eléctricas*

Referencia	Impacto en tensión	Solución propuesta
Zeraati y Golshan (Zeraati et al., 2019)	Variaciones inesperadas en la regulación y el desbalance debido a la conexión de SFV de alta potencia.	Estrategias de control tales como: reducción de la potencia activa, control de la potencia activa generada por el sistema fotovoltaico y control de la integración de sistemas de almacenamiento.
Kulmala et al. (Kulmala et al., 2014)	Variaciones debidas a la integración de múltiples DERs.	Dos enfoques; el primero, basado en reglas de control; el segundo, utilizando optimización. El objetivo en ambos casos era mitigar las variaciones en la tensión sin usar métodos pasivos como el refuerzo de la red.
Majarhan et al. (Maharjan et al., 2020)	Estabilidad. Cambios repentinos en la inyección de potencia de SFV se traducían en violaciones a límites de tensión establecidos en la regulación, caídas en la tensión, desconexión de SFV y cambios rápidos en la tensión.	La solución propuesta por los autores implicaba controlar en función de variación de cargas con inercia (<i>e.g.</i> , motores).
Howlader et al. [25]	Desviaciones (en tensión y en frecuencia) que conducen a operaciones incorrectas en generación, carga y protecciones de los convertidores.	En este caso, la solución propuesta está basada en el control de la generación de potencia FV sobre las curvas de operación de tensión potencia (Volt-Watt) y frecuencia potencia (frecuencia-Watt).
Senjyu y Howlader (Howlader et al., 2020)	Influencia de la alta relación R/X de alimentadores de distribución de topología radial y de gran longitud con conductores envejecidos, en el incremento de la magnitud de voltaje en el punto de interconexión de fuentes de generación renovables, o en otros nodos de integración con alta generación y baja demanda de potencia.	Integración de sistemas de almacenamiento con la fuente en el punto de generación, de modo que estos puedan entregar potencia cuando los sistemas de generación no sean suficientes o almacenarla cuando se produzcan excedentes.
Procopiu et al. (Procopiu et al., 2020)		
Ghiani y Pisano (Ghiani & Pisano, 2018)		

en los puntos de conexión, líneas de distribución y transformadores, alcanzando límites térmicos. Además, la participación de VE puede incrementar la demanda de electricidad durante las horas

pico (Johansson et al., 2020).

Procopiu *et al.* (Procopiou et al., 2020) investigaron la HC del sistema eléctrico de Victoria (Australia) para integrar SFV a través de simulaciones computacionales. Los autores encontraron que el transformador de distribución de la red eléctrica experimentaba sobretensiones al simular el 20% de penetración de SFV, lo cual producía inconvenientes adicionales en sistemas de protección, índices de confiabilidad, desconexión de sistemas SFV, problemas térmicos en los elementos de la red, entre otros.

En términos generales, la solución propuesta para mejorar la capacidad de la red ante la integración de DERs en términos de HC es la integración de sistemas de almacenamiento (Alzahrani et al., 2019; Jankowiak et al., 2020; Senjyu & Howlader, 2016) o destinar recursos económicos al refuerzo (García-Villalobos et al., 2014; Procopiou et al., 2020) o la reposición de los elementos de la red.

1.1.3. Impactos de DER en la calidad de la potencia

La integración de DERs también ocasiona impactos en la calidad de la potencia (Tolmasquim et al., 2020). El Estándar IEEE 1547/2018 proporciona un conjunto de criterios y requisitos a considerar para la integración de DERs en redes eléctricas, los cuales están asociados a componentes individuales de distorsión armónica de tensión y corriente, TRD, flicker y rendimiento de la tensión RMS de estado estable (IEEE, 2018).

En el caso de los SFV, altos niveles de sombreado o bajos niveles de irradiancia podrían repercutir en un aumento significativo de las distorsiones armónicas de tensión y de corriente (Elkholy, 2019). Este fenómeno también está relacionado con un incremento de la tensión en el punto común de acoplamiento bajo condiciones de alta irradiancia solar (Camilo et al., 2018).

Por su parte, la integración de VE puede ocasionar desbalance de tensión y de corriente, y puede introducir señales distorsionadas que perturban la operación de cargadores de baterías y convertidores de potencia situados en la red eléctrica (Angelim & de Mattos Affonso, 2020). En la literatura, otros estudios de impacto de integración de VE están enfocados al análisis de interarmónicos y flicker (Karmaker et al., 2019; Y.-J. Liu et al., 2014).

1.2. Indicadores para estudiar el impacto de DERs

En la literatura, diferentes indicadores o métricas son propuestos para evaluar el impacto de la integración de DER en redes eléctricas. La Tabla 3 presenta algunos de los indicadores encontrados y una descripción de su utilidad. Estos indicadores permiten analizar variaciones en tensión, en el desbalance de tensión, en la cargabilidad del transformador, en las pérdidas de potencia activa y en la energía suministrada por la red eléctrica.

1.3. Métodos de flujo de carga

Los estudios de flujo de carga son relevantes en el planeamiento, diseño, futuras expansiones de las redes eléctricas y estimación de las condiciones de operación cuando se integran DERs. Principalmente, la información que es obtenida de los flujos de carga corresponde a la magnitud y fase del ángulo de la tensión en cada nodo del sistema. Seguidamente, la corriente y el flujo de potencia (activa y no activa) en cada línea también pueden ser obtenidas. Adicionalmente, programas computacionales como PowerFactory – DIgSILENT y OpenDSS (STEVENSON & GRAINGER, 1985) pueden obtener información valiosa y complementaria, como niveles de cargabilidad, niveles de pérdidas de potencia y perfiles de tensión.

Tres elementos son necesarios para los flujos de carga, a saber: fuente de tensión, modelo de red eléctrica y modelo de las cargas. A nivel de distribución, una fuente de tensión puede ser modelada como desbalanceada y, en investigaciones actuales, los DERs también deben ser considerados como fuentes. El modelo del sistema permite la representación de varios conductores y configuraciones de equipamiento (*e.g.*, líneas trifásicas con o sin neutro, líneas bifásicas, líneas con neutro concéntrico y transformadores con conexiones delta o estrella), además de dispositivos reguladores de tensión (*e.g.*, autotransformadores cambia taps y dispositivos shunt). El modelo de la carga puede ser abordado con modelos ZIP, modelos compuestos que corresponden a una combinación de modelos estáticos y modelos dinámicos (*e.g.*, modelo ZIP en paralelo con un motor de inducción) o modelos para una carga en específico (*e.g.*, modelos de motores de inducción) (Schneider et al., 2018b).

Tabla 3

Indicadores para estimar el impacto de la integración de DERs en redes eléctricas. Tomada de (Caballero-Peña, Cadena-Zarate, Parrado-Duque, et al., 2022)

Referencia	Ecuación	Descripción
(Arroyave & Lezama, 2013)	$IV = \frac{V_{iDERon}}{V_{iDERoff}}$	Indica el impacto de la integración de DER en la tensión de la i-ésima barra de la red. V_{iDER} es la tensión en la barra i con (<i>on</i>) o sin (<i>off</i>) integración de DERs.
(Karimi et al., 2016)	$VUF = \frac{V^-}{V^+} * 100$	Establece el desbalance de tensión en la red. V^- es la tensión de secuencia negativa y V^+ es la tensión de secuencia positiva.
(CREG et al., 2019)	$Loading_{TRFi} = \frac{S_{providedbyTRFi}}{S_{ratedTRFi}} * 100$	Indica el porcentaje de cargabilidad del i-ésimo transformador de la red. $S_{providedbyTRFi}$ es la potencia actual del transformador y $S_{ratedTRFi}$ es la potencia nominal del transformador.
(CREG et al., 2019; Y. Ma et al., 2019)	$P_{loss} = \sum (P_{import} - P_{consumption})$	Indica el porcentaje de pérdidas de potencia activa totales en la red. P_{import} es la potencia importada desde la red externa y $P_{consumption}$ es la potencia consumida por las cargas de la red.
(Ghiani & Pisano, 2018)	$\Delta V = V_{iini} - V_{ifin} = \frac{R(P - P_g) + X(Q \pm Q_g)}{V_{nom}}$	Indica la variación de tensión a lo largo del alimentador. V_{iini} es la tensión en el nodo inicial del alimentador, V_{ifin} es la tensión en el nodo final del alimentador, R y X son la resistencia y reactancia del alimentador, P y Q son las potencias activa y no activa absorbidas por la carga al final del alimentador, P_g y Q_g son las potencias activa y no activa generadas por DERs al final del alimentador y V_{nom} es la tensión nominal del alimentador.
(Procopiou et al., 2020)	$GDI = \frac{E_{import}}{E_{consumption}} * 100$	Diferencia del porcentaje total de la energía suministrada por la red o por los DER, del total de la energía consumida por los usuarios. E_{import} es la energía importada y $E_{consumption}$ es la energía consumida.
(Adefarati & Bansal, 2016)	$V_{ii} = \frac{\sum_{i=1}^N V_i LP_i W_i}{\sum_{i=1}^N V_{io} LP_i W_i} * 100; \sum_{i=1}^N W_i = 1$	Evalúa el impacto en la tensión debido a la integración de DER. N son los nodos de la red, V_i es la tensión en por unidad en el nodo i con integración de DERs, LP_i es la carga en el nodo i , W_i es un factor de ponderación definido para el nodo i y V_{io} es la tensión en por unidad para el nodo i .

Los enfoques de flujo de carga probabilísticos y determinísticos empleados en análisis de integración de DER se presentan a continuación.

1.3.1. Enfoques de simulación determinísticos

Este enfoque tiene como característica principal que usa valores de potencia fijos para las cargas y la generación y es aplicable a la solución de flujos de potencia que incluyen cargas lineales y no lineales. Estos pueden usar métodos de solución por horas (Hasheminamin et al., 2015; Sadeghian & Wang, 2018), temporadas (Alkan et al., 2018), o escenarios (Mancini et al., 2020; Ogunjuyigbe et al., 2016), lo cual permite identificar condiciones críticas de integración de DERs. Algunos métodos de flujo de potencia que se agrupan dentro del enfoque determinístico se muestran a continuación.

1.3.1.1. Métodos de barrido. Son técnicas iterativas libres de derivadas especiales, aplicables a sistemas de distribución radiales trifásicos no balanceados [83], basados en las Ec. (1) y (2), donde V_{abc} e I_{abc} son las tensiones trifásicas y las corrientes de fase, respectivamente, calculadas con base en las matrices A, B, c y d, las cuales representan el modelo del sistema.

$$[V_{abc}]_m = [A][V_{abc}]_m - [B][V_{abc}]_m \quad (1)$$

$$[I_n] = [c][V_{abc}]_m - [d][I_{abc}]_m \quad (2)$$

Los métodos Forward (barridos hacia adelante) y Backward (barridos hacia atrás) usan la técnica anterior y son iterativos. El número de iteraciones es usualmente bajo, pero incrementa cuando se consideran modelos no lineales (Hasheminamin et al., 2015). Son útiles debido a su fácil implementación y robustez ante soluciones no lineales (Kongjeen & Bhummkittipich, 2018; Ouali & Cherkaoui, 2020; Tomoiaga et al., 2011).

1.3.1.2. Métodos de impedancia. De manera similar a los métodos de barrido, los métodos de impedancia pueden ser aplicados a redes de distribución radiales desbalanceadas. Suelen ser empleados en aplicaciones en tiempo real debido a la facilidad para formar la matriz de impedancia. Se caracterizan porque evitan el uso de la matriz LU (factorizar una matriz como el producto

de dos matrices triangulares), lo cual conduce a un ahorro en el costo computacional. Sin embargo, este costo aumenta cuando modelos de corriente constante, potencia constante o carga variable son usados (Schneider et al., 2018b).

En este método, la matriz de impedancia (Z) es formulada para cada nodo en relación con el nodo fuente utilizando la ley de corrientes de Kirchhoff. Subsecuentemente, la solución se encuentra de forma iterativa (k) utilizando la Ec. (3) hasta que la diferencia entre las tensiones de la iteración actual y la anterior, alcance un criterio de convergencia.

$$[V^{k+1}]_{abc} = [Z^k]_{abc} \cdot [I^k]_{abc} + [V^k]_{abc} \quad (3)$$

1.3.1.3. Métodos de Newton-Raphson. Este método se particulariza por ser efectivo para topologías malladas y porque, pese al gasto computacional para formar la matriz del Jacobiano, la solución es obtenida en menor número de iteraciones que los métodos anteriores. La estrategia de solución de este método se basa en linealizar un conjunto de ecuaciones no lineales respecto a un punto de solución inicial, para obtener un conjunto de ecuaciones lineales dispersas que se resuelven de forma iterativa (Schneider et al., 2018b; STEVENSON & GRAINGER, 1985). Asumiendo una formulación de inyección de potencia, la Ec. (4) representa el método.

$$\begin{bmatrix} \theta^{k+1} \\ |V^{k+1}| \end{bmatrix}_{abc} = \begin{bmatrix} \theta^k \\ |V^k| \end{bmatrix}_{abc} - [J(x^k)]_{abc}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P(x^k) \\ \Delta Q(x^k) \end{bmatrix}_{abc} \quad (4)$$

Donde k es la iteración, θ es el ángulo de la tensión, $|V^{k+1}|$ es la magnitud de la tensión, J es la matriz Jacobiana, x es el vector de variables de estado, P son las inyecciones de potencia activa y Q son las inyecciones de potencia no activa.

1.3.2. Enfoques de simulación probabilísticos

El método de flujo de carga probabilístico (PLF) fue propuesto por Borkowska en 1970 (C. Wu et al., 2015). Permite el análisis de las características de operación en estado estable de sistemas eléctricos que tienen una incertidumbre asociada, proveniente de errores en la predicción o registro

de datos, fluctuaciones aleatorias de variables de entrada y/o interrupciones de componentes (Y. Ma et al., 2019; Prusty & Jena, 2017).

En general, el procedimiento PLF se puede dividir en tres etapas principales: modelado de incertidumbre de entrada, cálculo de flujo de carga probabilístico y análisis de resultados de salida. Las variables aleatorias de entrada consideradas en el sistema se modelan a través de funciones de distribución de probabilidad (PDF) (Ramadhani et al., 2020).

Hay tres métodos para realizar PLF: numéricos, aproximados y analíticos (Galvani et al., 2019). Los métodos numéricos son comúnmente usados, especialmente los métodos de Monte Carlo (Y. Li et al., 2018; Palomino & Parvania, 2020; C. Wu et al., 2015). Esta estrategia crea muestras a partir de un PDF de entrada, luego realiza iteraciones para resolver el flujo de carga determinista (*e.g.*, el método de Newton-Raphson) con cada muestra, y los resultados se obtienen de cada iteración. Con base a estos resultados, una PDF para los resultados de salida es creada. Este proceso se repite hasta que el método converge, por lo tanto, se requiere de buena capacidad computacional (Teimourzadeh & Mohammadi-Ivatloo, 2014).

Por su parte, los métodos aproximados se caracterizan por tener una buena exactitud y ser computacionalmente efectivos. Los métodos de estimación puntual (Rawat & Vadhera, 2020) y Taguchi (Beltrán et al., 2020) se incluyen en esta categoría. Además, los métodos analíticos requieren menos esfuerzo computacional. Sin embargo, requieren simplificaciones, como la linealización de las ecuaciones de flujo de potencia (Reinders et al., 2018).

Finalmente, los resultados (*e.g.*, voltaje, corriente y potencia) son obtenidos. La PDF obtenida para las variables de salida aleatorias depende del método empleado. En este caso, el método numérico genera muchos valores de salida que pueden interpretarse como una PDF. En métodos aproximados y analíticos, se requiere una expansión para generar los PDF de salida. El problema se resuelve realizando operaciones aritméticas, como hacer cálculos basados en distribuciones de entrada acumulativas. En este caso, se requieren expansiones, como Cornis-Fisher, Gram-Charlier y Edgeworth, para establecer la forma de la distribución a partir de cumulantes de salida (Ramadhani et al., 2020).

1.4. Síntesis del capítulo

La integración de DERs puede ocasionar impactos técnicos en las redes de distribución, principalmente en tensión eficaz, frecuencia, HC y en calidad de la potencia. Existen diferentes indicadores para cuantificar tales impactos, que asociados a cálculos de desbalance de tensión, cargabilidad de equipos y líneas, flujo de energía, entre otros.

Los estudios de flujo de carga en las redes de distribución conducen a calcular las variables eléctricas de la red que permiten cuantificar tales impactos. Dos enfoques de flujo de carga ampliamente usados son el determinístico y el probabilístico. El enfoque de flujo de carga determinístico se caracteriza por usar valores de potencia predeterminados para las cargas (lineales o no lineales) y la generación; algunos métodos de flujo de carga determinístico son los de barrido, impedancia y de Newton-Raphson. Por su parte, el enfoque probabilístico está caracterizado por permitir el análisis de la incertidumbre asociada a sistemas eléctricos y que proviene de errores en la predicción o registro de datos, fluctuación en variables de entrada y/o interrupción de componentes. Los principales métodos de este enfoque son los numéricos, aproximados y analíticos. El método numérico de Montecarlo es ampliamente usado en la literatura.

2. MODELADO DE DERs Y CARGAS

El modelado de DERs y cargas depende del tipo de análisis del estudio, el cual puede ser probabilístico, determinístico o armónico. En ese sentido, los DERs pueden ser modelados a partir de PDF (Arefifar et al., 2017; Fatouros et al., 2019; Faza, 2018; Gabdullin & Azzopardi, 2018), cadenas de Markov (Gabdullin & Azzopardi, 2018; X. Liu et al., 2017), modelos cuasi-dinámicos (donde el comportamiento de los elementos obedece a perfiles predefinidos para un periodo de tiempo establecido) (Qin et al., 2019) y con estrategias que permiten considerar los niveles de distorsión armónica en los análisis, a saber: fuentes de corriente o matrices de admitancia equivalente de Norton (Martínez-Peñaloza & Osma-Pinto, 2021).

Por su parte, las cargas pueden ser modeladas como PDF (Wang et al., 2019), con estrategias de Machine Learning (J. Wu et al., 2019), con técnicas mixtas (entre optimización y algoritmos de predicción) (Wang et al., 2019), con enfoques Bayesianos probabilísticos (Sun et al., 2020) y con representaciones como series de tiempo (X. Ma & Dong, 2020).

Los VE también pueden ser modelados a partir de su representación como cargas RLC (resistencia, inductancia y capacitancia) (Vopava et al., 2019), con distribuciones normales o Weibull (Angelim & de Mattos Affonso, 2020; Sadeghi et al., 2020; Ul-Haq et al., 2018) o como transiciones entre estados (Anand et al., 2020; Wegmann et al., 2017). En este último caso, las cadenas de Markov pueden ser aplicadas para describir el comportamiento de estaciones de recarga (Gross et al., 2020) y los enfoques determinísticos para analizar pérdidas de potencia en baterías y convertidores de potencia (Anand et al., 2020).

A continuación, se describen algunos hallazgos en la literatura relacionados a los diferentes tipos de modelado de cargas y DERs, tales como: turbinas de viento WT, SFV, SAE y VE.

2.1. Modelado de cargas

En algunos casos, especialmente en estado estable, las cargas eléctricas son modeladas como componentes lineales que varían a lo largo del tiempo (Caballero-Peña et al., 2020) y como PDF (Brinkmann & Negnevitsky, 2017). Además, los modelos pueden representar cambios en el comportamiento de la carga debidos a incentivos de programas como Respuesta a la Demanda (RD).

La RD hace referencia a los cambios en los patrones de consumo de energía eléctrica considerando la variación en los precios de la energía. Además, el Departamento de Energía de los Estados Unidos también la define como un incentivo de pago diseñado para reducir el consumo de electricidad cuando los precios en el mercado de energía son altos o cuando la confiabilidad del sistema se ve comprometida. Por su parte, la definición proporcionada por el la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency - IEA), considera como RD a todas las modificaciones adicionales en los patrones de consumo de los usuarios finales al cambiar la potencia, la energía o el tiempo en que se consumen.

Lee *et al.* (Lynch et al., 2019) estudiaron el impacto de la RD en el comportamiento de la red de potencia en sectores comerciales, industriales y residenciales ante un corte en el suministro eléctrico luego de un terremoto. Los autores indican que los modelos de RD pueden extenderse a mercados mayoristas o minoristas.

2.2. Modelado de fuentes de generación

A continuación, se presentan algunos hallazgos en cuanto al modelado de WT y de SFV.

2.2.1. Recursos de energía eólica

La energía generada por una WT puede ser estimada a partir de la curva de potencia y de datos históricos de viento en sitio. El viento suele ser modelado mediante PDF de Weibull o Rayleigh en flujos de carga probabilísticos (Lydia et al., 2014). Las curvas de potencia pueden ser proporcionadas por el fabricante (Reddi et al., 2013) o estimadas usando modelos matemáticos,

como se presenta en las Ec. (5) (Bu et al., 2014) y (6) (Villanueva et al., 2011), donde v es la velocidad del viento (m/s), P_w es la potencia generada por el aerogenerador (W), F es una constante que involucra la eficiencia del aerogenerador y la densidad del aire, v_{ci} es el corte inicial (m/s), v_{co} es la velocidad final de corte (m/s) y P_N es la potencia nominal del aerogenerador (W).

$$P_w = \begin{cases} 0, & v < v_{ci} \quad \text{o} \quad v > v_{co} \\ Fv^3, & v_{ci} \leq v \leq \sqrt[3]{P_N/F} \\ P_N, & \sqrt[3]{P_N/F} < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (5)$$

$$P_w = \begin{cases} 0, & v < v_{ci} \quad \text{o} \quad v > v_{co} \\ P_N \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_N^3 - v_{ci}^3}, & v_{ci} \leq v \leq v_N \\ P_N, & v_N < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (6)$$

Adicionalmente, las WT también pueden ser representadas considerando sus componentes eléctricos y electrónicos en modelos de generador de inducción en jaula de ardilla (*squirrel cage induction generator* - SCIG) y de generador de inducción doblemente alimentado (*doubly-fed induction generator* - DFIG) usado compensador síncrono estático (*static synchronous compensator* - STATCOM) (Gounder et al., 2016) y su etapa de control (Ullah et al., 2017).

2.2.2. Recursos de generación fotovoltaica

La potencia de salida de los SFV puede ser obtenida a partir de mediciones o de modelos matemáticos, tanto para enfoques determinísticos como para enfoques probabilísticos (Bu et al., 2014; Caballero-Peña et al., 2020; Gupta, 2018; Mancini et al., 2020). Por ejemplo, Osma *et al.* (Caballero-Peña et al., 2020) utilizaron un enfoque determinista de PowerFactory para calcular la potencia del sistema fotovoltaico utilizando datos históricos anuales de radiación solar y temperatura. En términos matemáticos, las Ec. (7) y (8) calculan la potencia de un panel fotovoltaico (P_{FV}) considerando su área (A_{pfv} en m^2), la irradiancia horizontal global sobre la superficie del panel fotovoltaico (G_{inc} en W/m^2), su eficiencia nominal (η_{ref} en %), su coeficiente de temper-

atura (β_{ref} en $\%/^{\circ}\text{C}$), su temperatura de operación (T_{ref} en $^{\circ}\text{C}$) y su temperatura de referencia (T_{ref} en $^{\circ}\text{C}$). Además, para calcular la temperatura de operación del panel fotovoltaico (PFV), es necesario considerar la temperatura ambiente (T_{amb} en $^{\circ}\text{C}$), la temperatura de la celda fotovoltaica en condiciones nominales ($NOCT$ en $^{\circ}\text{C}$), la irradiancia solar de referencia igual a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ según Condiciones de Prueba Estándar (*Standard Test Conditions* – STC).

$$P_{FV} = A_{pfv} \cdot G_{inc} \cdot \eta_{ref} \cdot [1 + \beta_{ref}(T_{oper} - T_{ref})] \quad (7)$$

$$T_{oper} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G_{inc} \quad (8)$$

Además, los SFV pueden ser modelados como fuentes de corriente (I_c), teniendo en cuenta la conexión de un solo diodo, como se muestra en la Ec. (9). Este modelo incluye coeficientes de diseño para las celdas de SFV (D_0 y D_1), la temperatura de las celdas (T_c), la irradiancia solar (θ), la corriente de saturación del diodo (I_0), la tensión en los terminales del módulo FV (V_c), la resistencia en serie (R_s) y la resistencia en paralelo (R_{sh}) [26].

$$I_c(\theta) = (D_0 + D_1 T_c) \theta - I_0(\cdot) - \frac{V_c - I_c R_s}{R_{sh}} \quad (9)$$

Adicionalmente, algunos otros modelos pueden considerar la no linealidad de los convertidores de potencia (incluidas las fuentes de corriente) (Fortes et al., 2020; Klaić et al., 2020) y las características de los controladores (Chidurala et al., 2016; Xiong et al., 2020).

2.2.3. Sistemas de almacenamiento de energía

El Estándar IEEE 2030.2 de 2016 define a los SAE como una agrupación entre equipamiento para almacenamiento de energía y otros elementos, tales como: dispositivos convertidores de potencia, dispositivos de gestión de la energía y dispositivos de control y supervisión. Además, el Estándar menciona que entre los principales SAE se encuentran las baterías, los superconductores, las bombas hidro-energéticas, el hidrógeno y los sistemas con aire comprimido. Por otra parte, la

Norma UNE-EN IEC 62933-1 de 2018 (IEC, 2018) describe a los SAE como unidades capaces de absorber, almacenar y entregar energía eléctrica.

Los SAE pueden ser representados a partir de reglas definidas para su operación durante los ciclos de carga y descarga. Cortés *et al.* (Cortés et al., 2018) modelaron un SAE en MATLAB como una batería y presentaron una estrategia de gestión considerando su energía, potencia de carga, estado de carga (*SOC*) y la profundidad de descarga (*DOD*). Por otra parte, Mancini *et al.* (Rawat & Vadhera, 2020) modelaron una batería en PowerFactory y establecieron reglas de operación considerando el *SOC* y la potencia de descarga.

En relación con lo anterior, los modelos de SAE presentados en las Ec. (10) y (11) permiten calcular la carga (*ch*) y descarga (*dis*) de la batería en un periodo de tiempo (*t*), considerando la energía instantánea (E_{bat}), la potencia (P_{bat}) y la eficiencia, tanto de la batería (η_{bat}), como del inversor (η_{inv}). Este tipo de modelo fue implementado en MATLAB (Cortés et al., 2018).

$$E_{bat,ch(t+\Delta t)} = E_{bat(t_0)}^{min} + \Delta t \cdot P_{bat,ch(t)} \cdot \eta_{bat,inv} \quad (10)$$

$$E_{bat,dis(t+\Delta t)} = E_{bat(t)} + \Delta t \cdot \frac{P_{bat,dis(t)}}{\eta_{bat,inv}} \quad (11)$$

Adicionalmente, la Ec. (12) permite calcular el *SOC* de la batería en una simulación cuasi dinámica en PowerFactory. Las variables utilizadas son el *SOC* en un instante anterior ($SOC(t - 1)$), la potencia de carga o descarga de la batería (P_{ESS}), el porcentaje de la fracción de energía disponible en la batería sobre la energía total (*C*) y el delta de tiempo analizado (Δt).

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \frac{-P_{ESS} \cdot 100}{C \cdot 3600} \Delta t \quad (12)$$

2.2.4. Vehículos eléctricos

De acuerdo con el Estándar IEEE 2030.1.1. de 2015, los VE son potenciados enteramente por motores eléctricos ensamblados a los ejes de sus ruedas (Transportation & Technology, 2015). Los EV usan SAE para producir potencia eléctrica a partir de reacciones químicas. Actualmente,

existen cuatro tipos diferentes de EV dependiendo de la tecnología de almacenamiento usada: VE de batería (BEV), VE híbridos (HEV), VE híbrido enchufable (PHEV) y EV con celda de combustible (FCEV).

Asimismo, el Estándar SAE J1772 de 2010 (www.sae.org, 2010) define a las estaciones de carga de VE (EVCS) como la infraestructura requerida para acondicionar y transferir energía a un VE y cargar su batería mientras está conectado a la estación. Adicionalmente, el Estándar IEC 62196 de 2003 (IEC, 2018) lista cuatro modos de carga: i) carga lenta con el uso de una conexión monofásica de un tomacorriente de servicio en una vivienda; ii) conexión monofásica a un tomacorriente de servicio con un dispositivo de protección adherido en el cable; iii) conexión a tomacorriente de servicio especial para carga de VE, que incluye un dispositivo de gestión, control y protección en el conector; y iv) carga rápida, cuando se usa un cargador externo de DC. En términos de potencia, y de acuerdo con el Estándar IEC 62196, un dispositivo de carga semi-rápida tiene una capacidad nominal de entre 15 kW y 40 kW. Mientras tanto, un dispositivo de carga rápida tiene una capacidad nominal mayor o igual a 40 kW.

A continuación, la Tabla 4 expone particularidades encontradas en la literatura en relación con el modelado de VE. Estas particularidades incluyen que el modelado de VE es abordado desde enfoques tanto determinísticos como probabilísticos, que la integración de VE se ha estudiado tanto en alimentadores de prueba como reales y que diversos softwares de simulación, tales como NEPLAN, MATLAB o PowerFactory han sido usados.

Tabla 4
Características del modelado de VE. Tomada de (Caballero-Peña, Cadena-Zarate, Parrado-Duque, et al., 2022)

Referencia	Potencia de carga	Modelado	Plataforma de datos	Comportamiento de viaje	Red de prueba	Software	Método	Flujo de carga
(Vopava et al., 2019)	3.7kW - 50 kW	Potencias de carga como función del SOC	Federal Association of the German Energy and Water Industries – BDEW Link: www.bdew.de	Distancia recorrida, tiempo de llegada, tiempo de salida y tipo de VE	Red real en Austria	NEPLAN	Newton-Raphson	Probabilístico
(Mancini et al., 2020)	Carga super rápida (150 kW), Carga rario promedio (2.8 kW)	Perfil de carga horario	The historical Italian consumption data on the Enso-e Link: www.ensoe.eu	Tiempo de inicio de viaje diario, kilómetros recorridos por día, número de viajes por día y duración del viaje	Redes rurales, urbanas y comerciales	MATLAB - PowerFactory	Newton-Raphson	Determinístico
(Angelim & de Matos Alfonso, 2020)(2020)	Capacidad del cargador: 1.44, 7.68 y 10 kW	PDF (Weibull y Normal)	National Household Travel Surveys (NHTS) Link: nhts.ornl.gov	Distancia recorrida y tiempo de llegada	IEEE 34 nodos	OpenDSS	Monte Carlo	Probabilístico
(de Simone & Pregar, 2019)(2019)	Estaciones de acoplamiento de carga rápida en DC (500 kW)	Modelo en el dominio del tiempo	Data base Link: https://ev-database.org/car/1116Porsche-Taycan-Turbo-S	—	Solo estación de carga	—	—	Determinístico -armonico
(Kongjeen & Bhumkitich, 2018)	Cargador de batería: 6.43 kVA – 0.76 pf	Cargas convencionales (Z, I, P) y dependientes del tiempo	—	—	IEEE 37 nodos	MATLAB	Kirchhoff's Laws, Arrays [BIBC], [BCBV], and [I]	Determinístico
(Longhi et al., 2018)	3.6 kW en red residencial – 50 kW en red comercial	PDF (Normal)	'My Electric Avenue' project Link: my-electricavenue.info	Tiempo de inicio de carga para la primera y la segunda conexión	Subestaciones de media tensión	—	Monte Carlo	Probabilístico
(Palomino & Parvania, 2020)(2020)	Capacidad promedio del cargador: 6.6, 19.2 y 12.9 kW	PDF (Poisson)	Idaho National Lab (INL) Link: avt.inl.gov	Tiempo de llegada	Red residencial de 12 hogares	MATLAB	Monte Carlo	Probabilístico
(Ratique & Town, 2017)	—	Perfil de carga horario	The Household Travel Surveys Link: www.transport.nsw.gov.au	Tiempo de llegada, tiempo de salida, distancia por viaje, tipo de día y número de viajes	50 áreas locales en (New South Wales)	—	—	Determinístico
(Enriquez et al., 2017)	6.1 kW – 54 kW	Modelo en el dominio del tiempo	—	—	Solo estación de carga	MATLAB Simulink	—	Análisis dinámico
(Meyer et al., 2016)(2016)	Nivel 1: 1.8 kW, Nivel 2: 7 - 21 kW, Nivel 3: 50 kW	Modelo en el dominio del tiempo y enfoque de acoplamiento de Norton	—	—	Solo estación de carga	MATLAB - PowerFactory	Newton-Raphson	Determinístico (armonico) y análisis dinámico

2.2.5. Modelos con distorsión armónica

Hay dos enfoques principales para modelar la distorsión armónica de dispositivos no lineales: enfoque basado en el dominio del tiempo y enfoque basado en el dominio de la frecuencia. La selección del modelo armónico apropiado tiene un impacto directo en el análisis armónico y está principalmente determinada por la información disponible del modelo, la red objeto de estudio y la compatibilidad con los softwares de simulación (Qin et al., 2019).

Los modelos en el dominio del tiempo son obtenidos a partir de representaciones basadas en circuitos o en componentes de los dispositivos a modelar; también son conocidos como modelos basados en componentes.

Los modelos basados en el dominio de la frecuencia están soportados principalmente en medidas y no es necesario conocer el circuito exacto o los algoritmos de control del dispositivo a modelar (Xu, 2018).

2.3. Síntesis del capítulo

En principio, el modelado de DERs y cargas en una red de distribución depende del tipo de análisis del estudio a realizar. En los análisis determinístico, DERs y cargas pueden ser modelados a partir de perfiles de predeterminados de generación y demanda; en el caso probabilístico, mayormente con base en PDF; y en el caso armónico, si no se considera la interacción entre fuentes armónicas, suelen ser empleadas las fuentes de corriente.

El modelado de las cargas puede incluir incentivos de respuesta a la demanda. Por su parte, buena parte de los modelos de recursos de generación hallados en la literatura, para estudios en donde el objetivo es el analizar flujos de potencia, están influenciados por el recurso primario, esto es, la velocidad del viento en el caso de WT, e irradiancia y temperatura en los SFV. El modelado de SAE está basado en la estimación del SOC. Debido a que los VE incorporan un SAE, los modelos también consideran la variación del SOC en conjunto con particularidades asociadas a la velocidad de carga del dispositivo de recarga. En general, los modelos también incluyen características operativas o físicas propias de los dispositivos, tales como su eficiencia o dimensiones.

3. METODOLOGÍA

Este capítulo detalla el procedimiento para realizar la co-simulación entre Python y PowerFactory (3.1), describe los procedimientos para configurar PLF (3.2), los flujos de carga armónicos (HLF) (3.3) y proporciona una breve representación (Figura 2) de cómo los resultados de simulación son usados como entradas al esquema de evaluación descrito en el Capítulo 5.

La metodología comprende cuatro etapas principales:

- **Modelado de la red eléctrica y de los DERs en PowerFactory:** A partir de la información disponible de la red eléctrica de BT, un modelo computacional es creado en PowerFactory. El modelo es configurado para cada tipo de simulación a realizar.
- **Modelado de los DERs en PowerFactory:** Los DERs son también modelados para cada tipo de análisis. La información de entrada a los modelos corresponde a datos de irradiancia y temperatura (SFV), a reglas de operación en los ciclos de carga y descarga (SAEB) y a información del comportamiento de los usuarios en términos de distancia recorrida y hora de inicio de carga (VE).
- **Desarrollo de la co-simulación entre Python y PowerFactory:** Una rutina de programación es desarrollada con el propósito de automatizar la ejecución de PLF y HLF en PowerFactory en 20 escenarios distintos para cada una de las 24 horas del día. Esta secuencia de código permite el ingreso de datos de entrada, la ejecución de los flujos de carga y la extracción de los resultados de los parámetros e indicadores necesarios como entradas al esquema de evaluación adaptado.
- **Uso de los resultados de simulación como entradas a la técnica de evaluación adaptada:** Los resultados de los parámetros e indicadores son agrupados en la técnica con el propósito

de obtener un único indicador que permite estudiar la variación de operación en la red ante la integración de DERs.

La Figura 2 muestra el esquema general de la metodología aplicada para el desarrollo del caso de estudio de este trabajo. Las entradas a Python y PowerFactory son importadas desde Excel (datos de irradiancia, temperatura, y perfiles de carga) o manualmente (parámetros de la red). Las asignaciones enviadas desde Python a PowerFactory corresponden a las PDF por hora de cada DER, la estrategia de control de las baterías, y la configuración de los elementos activos en cada escenario. Los resultados correspondientes a los parámetros eléctricos (parámetros e indicadores) son exportados desde PowerFactory a Excel con ayuda de Python. Asimismo, la técnica de evaluación adaptada es aplicada en Python para calcular las poblaciones muestrales de datos del valor R.

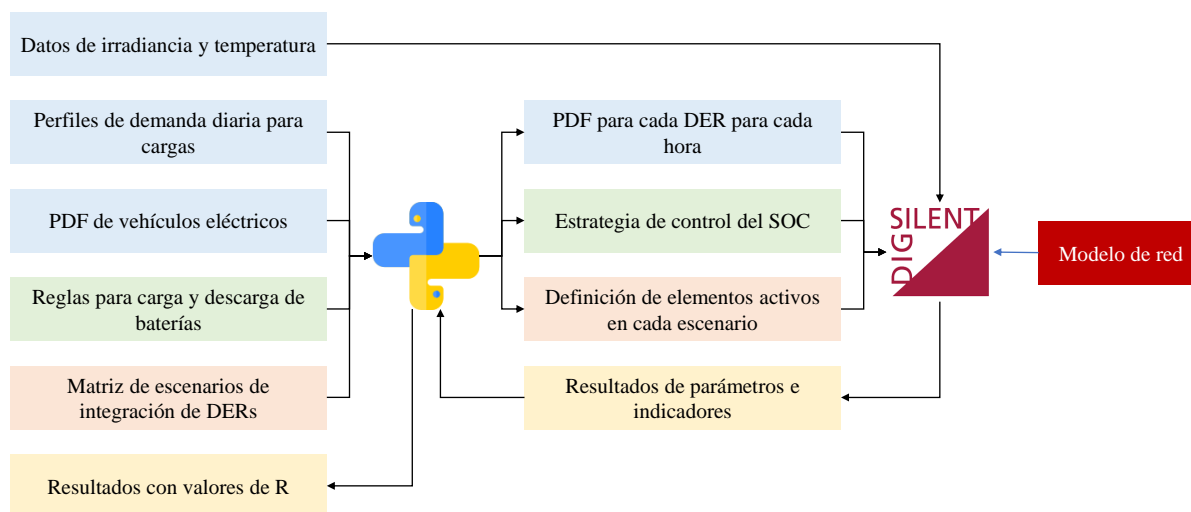


Figura 2
Diagrama general de la metodología

3.1. Co - simulación Python - PowerFactory

La co-simulación es un principio generalizado de acoplar modelos de múltiples softwares en un entorno de simulación común. PowerFactory ofrece varias opciones de acoplamiento a través de MATLAB, bibliotecas de enlaces dinámicos externos, interfaces de programación de

aplicaciones (API) y comunicación de plataforma abierta (Jahic et al., 2019). Este software fue desarrollado con programación orientada a objetos, por lo que Python se convierte en la mejor opción para una comunicación en este caso.

PowerFactory ejecuta un PLF para condiciones específicas de generación y demanda que son ingresadas para una única hora. Sin embargo, el usuario debe configurar las PDF (parámetro, uso y tipo) de cada recurso para cada hora del día, la estrategia de gestión para cada batería, la activación y desactivación de los elementos definidos para cada escenario, y la extracción de resultados. Lo anterior resulta tedioso cuando hay varios escenarios y una cantidad considerable de DERs. Por tal razón, este trabajo utiliza Python para automatizar el proceso de asignar PDF, ejecutar un PLF, ejecutar un HLF y extraer resultados para cada hora del día. Adicionalmente, Python define automáticamente la ubicación y capacidad de DERs para cada escenario de análisis.

3.1.1. Ejecución de PowerFactory desde Python

Python es un software de descarga gratuita y posee su propio editor – IDLE; sin embargo, la programación y el uso de librerías en ese entorno puede resultar complicada porque la interfaz no es amigable con el usuario. Por tal razón, en este trabajo de investigación se usa un editor externo llamado VSCode, el cual permite elegir las librerías necesarias de una manera sencilla y corregir la sintaxis al programar.

Los scripts ejecutados desde el editor deben ser guardados previamente dentro de la carpeta de la versión utilizada de Python, que a su vez se encuentra en la carpeta de PowerFactory (Disco C del sistema). Además, el editor debe ser ejecutado como administrador.

La Figura 3 muestra la sintaxis para llamar a PowerFactory desde un editor de Python. Principalmente, el código debe especificar la ruta donde está guardado el script (Línea 22) y el nombre del archivo de PowerFactory (Línea 6). Además, es posible obtener listas de los elementos de la red como muestran las líneas 7 a 13.

Posterior a obtener la lista de los objetos, algunas líneas de código permiten realizar modificaciones de un objeto específico. Por ejemplo, la instrucción `“Loads[0].plini = 100”` cambia la potencia preestablecida de una carga en la posición `“cero”` de la lista y le asigna el valor igual

a 100. PowerFactory permite observar el nombre de los atributos (e.g., “*plini*” para la potencia activa) manteniendo el cursor en el parámetro de interés.

```
1 import os, sys
2 sys.path.append("C:\Program Files\DIgSILENT\PowerFactory 2020 SP1\Python\3.6")
3 import powerfactory
4 app = powerfactory.GetApplication()
5 app.Show()
6 Red = app.ActivateProject("Example")
7 datos_red = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmNet')
8 SFVS = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmPvsys')
9 lines = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLne')
10 Loads = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLod')
11 Buses = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmTerm')
12 Batteries = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmGenstat')
13 QDSLs = app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmQdsl')
14 ProbAssess = app.GetProjectFolder("rnd")
```

Figura 3

Sintaxis para llamar a PowerFactory desde Python

3.1.2. Extracción de resultados desde Python

La Figura 4 presenta un ejemplo de un nombre de archivo de Excel en el que se almacenan resultados (Línea 8) de una simulación probabilística. En este caso, el archivo contiene los valores de potencia para cada una de las fases de la carga en la posición “0” de la lista de cargas (líneas 14 a 16). Ese tipo de simulación ofrece dos tipos de resultados: estadísticos y muestrales. En este caso, son de interés las muestras, así que el comando implementado está en la Línea 2. Los demás datos corresponden a configuraciones adicionales del archivo a exportar.

3.2. Metodología para el análisis probabilístico

El código de Python para esta metodología cuenta con dos ciclos “for” principales, uno itera sobre escenarios y otro itera sobre las horas del día; este último está inmerso en el primero.

En el caso de los escenarios, los nombres de los elementos a conectar en la red en cada caso son almacenados en un archivo de Excel (las filas corresponden a cada uno de los veinte

```

1  dynLdf = app.GetFromStudyCase('ComSto')
2  res = dynLdf.resSamples
3
4  comRes = app.GetFromStudyCase("ComRes")
5
6  comRes.pResult = res
7  comRes.iopt_exp = 6 # to export as csv
8  comRes.f_name = r"C:\Users\usuario\Desktop\Caracteristicas\JUAN\Escenario %s hora %d.csv" % (e, i) # File Name
9  comRes.iopt_sep = 0 # to use the system separator
10 comRes.dec_Sep = "."
11 comRes.iopt_honly = 0 # to export data and not only the header
12 comRes.iopt_csel = 1 # export only selected variables
13
14 resultObject = [None, None, None]
15 elements = [Loads[0], Loads[0], Loads[0]]
16 variable = [ "m:P:bus1:A", "m:P:bus1:B", "m:P:bus1:C"]
17
18 comRes.resultobj = resultObject # Export selected
19 comRes.element = elements
20 comRes.variable = variable
21 comRes.Execute()

```

Figura 4

Sintaxis para la extracción de resultados desde Python

escenarios y las columnas contienen el nombre de los elementos activos en cada uno). El código de Python extrae de PowerFactory las listas de todos los elementos en la red (e.g., listas de SFV, VE, SAE, etc) y, tras iterar en cada lista e indagar si el elemento actual se encuentra en alguna de las columnas del escenario correspondiente, deja el elemento activo. El comando para activar o inactivar un recurso es por ejemplo: “*SFVS[4].outserv = 1*”.

Una vez configurado el escenario, es necesario obtener acceso a la carpeta de PowerFactory donde están definidas las PDF (creadas directamente en PowerFactory). Para ello, el comando “*Characteristics = ProbAssess.GetContents('*.*RndCha')*” es usado. El comando “*RndCha*” corresponde a la lista de las distribuciones basadas en características y el “*RndNormal*” a la lista de distribuciones normales.

En este punto, es preciso definir en Python los vectores con los perfiles de demanda diaria para las cargas (comercial, industrial y residencial) y de recarga de VE, a partir de los cuales la media (“*LoadChar.mean = PerfilResidencial[i]*”) y la desviación estándar (“*LoadChar.stddev = PerfilResidencial[i]*0.05*”) de las distribuciones son definidas para cada hora.

En este caso, la distribución de los SFV está basada en características de tiempo. Por

tal razón, las distribuciones para la irradiancia y la temperatura son creadas desde Python con el comando e.g., “*Charac_i = SFV.CreateObject('RndRef','ghi')*” y, a la vez, la distribución previamente definida es asignada en PowerFactory con el comando “*Charac_i.typ_id = Caracteristicas[l]*”.

Posterior a la creación de las PDF, los comandos “*Case1 = app.GetFromStudyCase("ComSto")*” y “*Casol.Execute()*” ejecutan un PLF. El algoritmo debe asignar las PDF y ejecutar un PLF para cada una de las 24 horas. Luego de correr el PLF, los resultados son extraídos y las PDF eliminadas antes de continuar con la siguiente iteración. La Figura 5 sintetiza la metodología del análisis probabilístico.

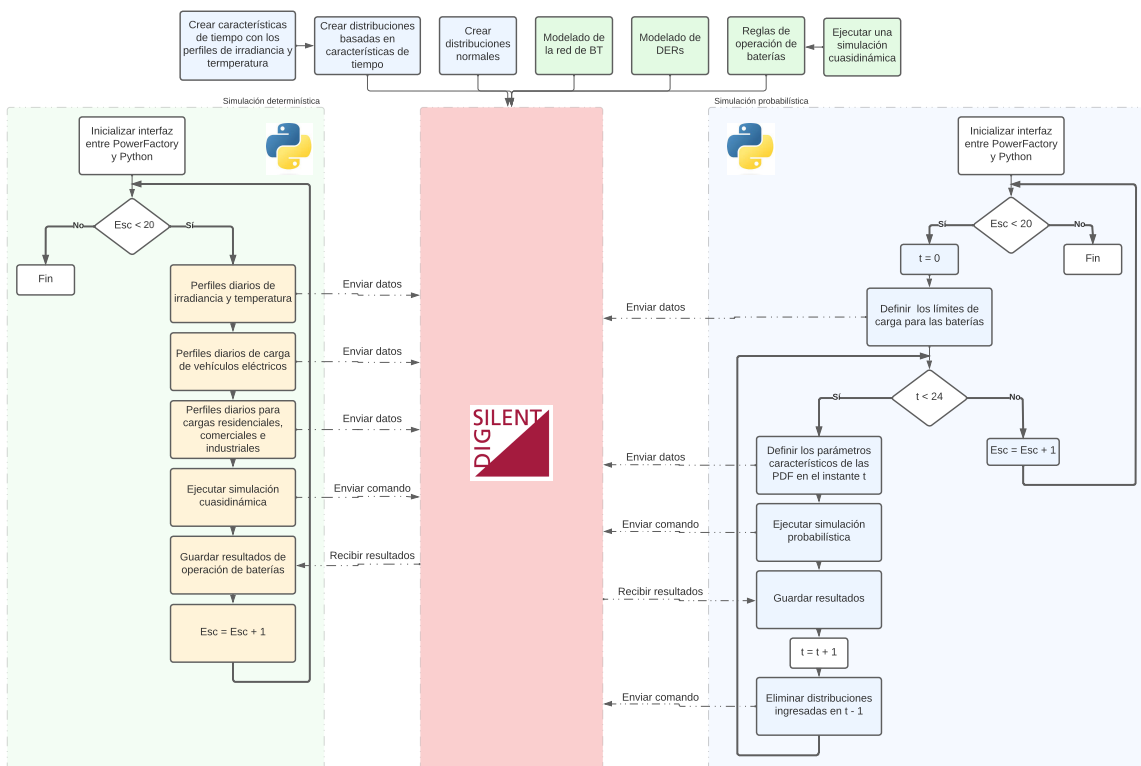


Figura 5
Esquema de la metodología del análisis probabilístico

3.3. Metodología para el análisis armónico

Además de la herramienta de análisis probabilístico, PowerFactory ofrece la herramienta de flujos de carga armónicos (*Power quality and harmonics*). En el software estos análisis solo pueden ejecutarse por separado y no es posible ejecutar directamente un análisis armónico en el cual la incertidumbre asociada a los DERs y a las cargas pueda ser modelada a partir de PDF. Por tal razón, se propone una metodología basada en la co-simulación Python-PowerFactory que permite ejecutar flujos de carga armónicos con n muestras tomadas de PDF de entrada y que entrega n muestras de salida de para cada frecuencia armónica de una variable de interés.

En este trabajo de investigación, los DERs son modelados como fuentes de corriente. Los datos para las PDF de entrada del análisis armónico son tomados y adaptados de investigaciones previas en el caso de los SFV (Martínez-Peñaloza & Osma-Pinto, 2021) y de datos suministrados por un laboratorio internacional en el caso de los VE y los SAE.

El script de Python de esta metodología está compuesto por tres ciclos “for” que iteran sobre el número de escenarios, las horas del día y el número de muestras definidas para el análisis, respectivamente. Al igual que en el caso probabilístico, Python lee un archivo de Excel para determinar cuáles elementos están activos en cada escenario.

Lo siguiente, es tomar un número n definido de muestras de las distribuciones creadas en el análisis anterior. Dos librerías de Python (Numpy y Random) permiten caracterizar y muestrear distribuciones normales para las cargas y los VE. Debido a que las distribuciones de irradiancia y temperatura no están descritas por una PDF definida, las mismas n muestras se toman directamente de los valores que conforman la distribución. En resumen, se toma un número n de muestras para cada parámetro de entrada de DERs y el proceso se repite para cada hora del día.

Seguidamente, los modelos de fuentes de corriente deben ser configurados para cada DERs. Se tienen tres grupos de modelos de FC para los SFV (alta, media y baja) de acuerdo con lo propuesto por (Martínez-Peñaloza & Osma-Pinto, 2021). Para los VE, dos modelos fueron propuestos en relación con el proceso de carga del Nissan Leaf, en el cual, la distorsión aumenta en la última hora de carga debido a que la corriente a frecuencia fundamental disminuye (Caro et

al., 2020a). Los SAE son caracterizados de la misma manera que los VE debido a que el proceso de carga es similar. Los comandos utilizados para definir los modelos en PowerFactory son: “*FCS[NumVE].ifreqs*”, “*FCS[NumVE].ka*” y “*FCS[NumVE].ca_phase*”.

Finalmente, el comando `Caso1 = app.GetFromStudyCase(“ComHldf”)` y `Caso1.Execute()` es usado para ejecutar el flujo de carga armónico para cada una de las muestras seleccionadas. El proceso itera para las 24 horas y para todos los escenarios. Los resultados son extraídos en archivos CSV.

La Figura 6 resume la metodología para el análisis armónico.

Ahora bien, los resultados del análisis probabilístico y del análisis armónico, que corresponden a los nueve parámetros e indicadores, son usados como entradas al esquema de evaluación adaptado que se explica en el Capítulo 5.

3.4. Síntesis del capítulo

La metodología general para realizar el procedimiento propuesto en este trabajo de investigación está basada en cuatro etapas principales, a saber: modelado de la red eléctrica en PowerFactory, modelado de los DERs en PowerFactory (para cada tipo de análisis), desarrollo de una co-simulación entre Python - PowerFactory para análisis probabilísticos - armónicos y extracción - tratamiento de resultados que se usan como entrada para la aplicación de la técnica (o metodología) de evaluación adaptada de la investigación de Parrado (Parrado-Duque, 2020).

Las entradas a la técnica de evaluación adaptada incluyen variables asociadas a la distorsión armónica, sin embargo, PowerFactory no incorpora la opción de realizar un análisis probabilístico y armónico al mismo tiempo, sino que, el análisis es abordado de manera independiente en ese software. En ese sentido, con el fin de obtener las variables necesarias para la técnica de evaluación, este trabajo presenta un análisis probabilístico y un análisis armónico (que incluye el componente probabilístico no ofrecido en PowerFactory), realizados a partir de las mismas condiciones iniciales. La co-simulación entre Python y PowerFactory es una poderosa herramienta que permite la automatización de la mayoría de las tareas mencionadas previamente, además de la extracción y tratamiento que resultados de simulación que son usados como entradas en la técnica de

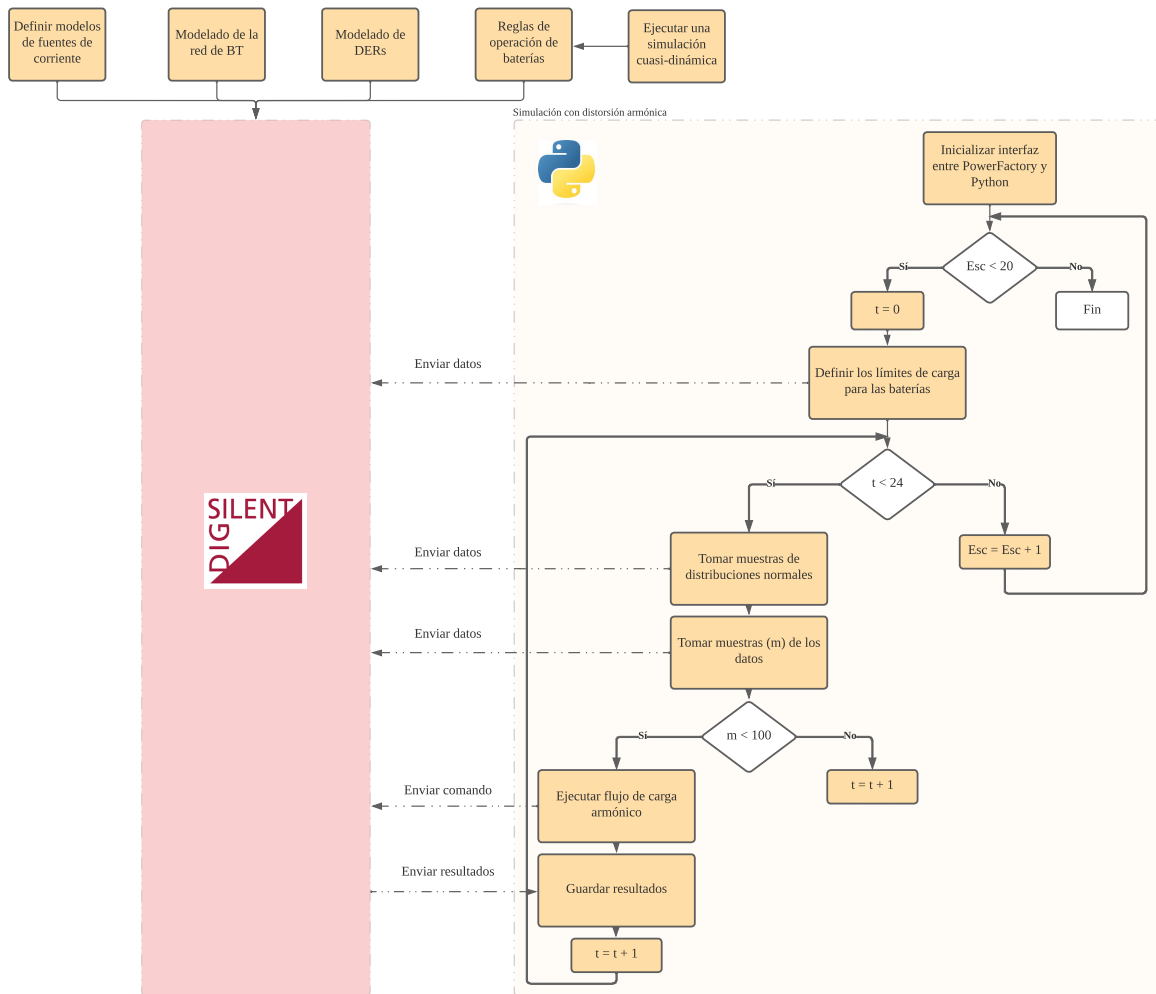


Figura 6
 Esquema de la metodología del análisis armónico

evaluación. La propia técnica de evaluación es también implementada y aplicada en Python.

4. CASO DE ESTUDIO

Este capítulo presenta el modelo de red de baja tensión y los modelos de DERs y de carga utilizados para los análisis probabilísticos y de distorsión armónica. Además, los escenarios de simulación y algunos indicadores de evaluación de referencia también son expuestos.

4.1. Red de baja tensión de referencia

La red eléctrica de baja tensión ¹ de referencia usada en este trabajo de investigación corresponde a una red residencial de topología radial del municipio de Bucaramanga. Los elementos que la componen son: un transformador trifásico de 112.5 kVA, 13.2 kV / 220 / 127 V, Dy5, 98 usuarios (residenciales, comerciales e industriales, con factor de potencia 0.9); 42 luminarias de sodio de 70 W, 220 V, FP 0.98 inductivo; conductores entre postes en aluminio aislado ASC THW 1/0; conductores para luminarias en cobre aislado THW 12; acometidas de usuario en cobre aislado THW 8; y la red externa de media tensión (MT) de 13.2 kV.

Las luminarias de alumbrado público ubicadas en los postes son bifásicas y son encendidas entre 6 p.m y 6 a.m, lo que representa un consumo mensual de 25.2 kWh (Caballero-Peña et al., 2020).

El diagrama unifilar de la red de BT se muestra en la Figura 7. En general, es la red modelada en PowerFactory. La herramienta tiene una interfaz interactiva gráfica que permite seleccionar cada componente de la red (*e.g.*, líneas, barras, transformadores, subestaciones y protecciones), conectarlos de acuerdo con la topología e ingresar los parámetros que los caracterizan (*e.g.*, ten-

¹ La mayoría de los datos para el modelado de la red eléctrica de baja tensión, ubicada en el barrio Los Pinos, de Bucaramanga, Santander, fueron suministrados al profesor German Alfonso Osma Pinto por parte de profesionales de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P. (ESSA), teniendo en cuenta las disposiciones del convenio Marco de Cooperación entre la ESSA y la Universidad Industrial de Santander, suscrito el día 07 de septiembre de 2009 y con otrosí del 04 de noviembre de 2014 que otorgaba vigencia hasta el 03 de noviembre de 2019. Esos datos, y algunos otros datos, fueron corroborados en 2019 mediante inspección y levantamiento in situ.

mayormente disponibles de las cargas.

De acuerdo con Jena y Prusty (Prusty & Jena, 2017), una distribución normal puede caracterizar el comportamiento de las cargas donde la desviación estándar (σ) corresponde al 5% o 10% del valor de la media (μ). Para este estudio, μ y σ para cada hora corresponden al valor del perfil de carga diario en esa misma hora y al 5% del valor de la media, respectivamente.

La Figura 8 muestra las curvas de demanda diaria para cargas de tipo residencial, industrial, y comercial (Castano, 2004; E.S.P., 2004). A manera de ejemplo, para un usuario industrial con una potencia base de 385 kW, las distribuciones normales para las horas 5 y 16 tienen valores medios de 115.5 y 385 kW con desviaciones estándar de 5.8 y 19.3 kW, respectivamente.

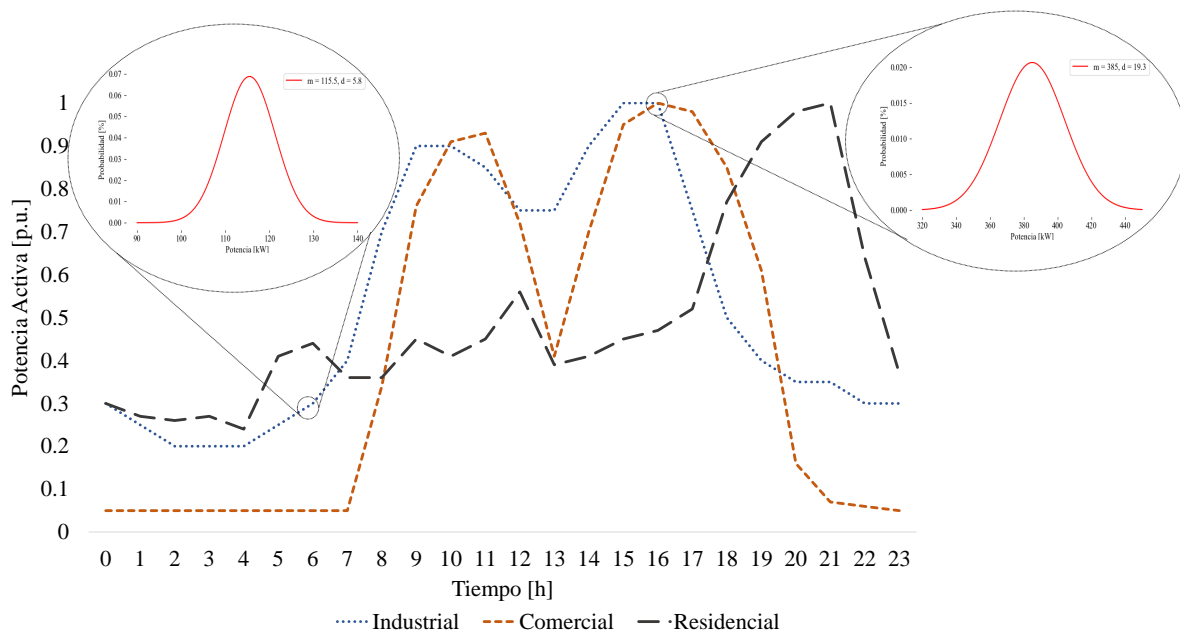


Figura 8

Curvas de demanda diaria y PDF normales para un usuario industrial de 385 kW a la hora 6 y 16

Posteriormente, una distribución normal es asignada al modelo de la carga en el software (celda donde la potencia activa es definida). Luego, ésta es configurada con los valores de σ y μ y su uso es definido (multiplicativo, aditivo o absoluto). Los modelos armónicos de fuente de corriente no fueron definidos para las cargas debido a que no se tiene información de distorsión

armónica específica de estos elementos.

4.3. Modelado de los sistemas fotovoltaicos

Existen dos maneras de modelar un SFV en PowerFactory, como generador estático o empleando el elemento *PVsystem*; ambas incluyen el convertidor DC/AC. El elemento *PVsystem* permite configurar un arreglo de paneles FV e inversores y tiene la capacidad de determinar la potencia de salida mediante cálculo solar o entrada de potencia. El cálculo solar toma como entradas datos de irradiancia, temperatura ambiente, localización geográfica, e inclinación de los paneles fotovoltaicos, mientras que la entrada de potencia requiere un único valor que es equivalente a la potencia constante de salida. En este estudio, Los sistemas fotovoltaicos considerados son monofásicos, bifásicos trifilares y trifásicos tetrafilares, esto, dependiendo del tipo de conexión que tenga el usuario que hace la integración.

Este estudio cuenta con datos históricos de irradiancia solar y temperatura ambiente ²; por tal razón, resulta conveniente el uso del elemento *PVsystem* con su herramienta de cálculo solar. Estos datos deben ser agrupados en vectores para las horas donde hay disponibilidad de recurso solar (6:00 – 18:00). De esta manera, es posible definir una característica de tiempo por hora para los dos parámetros. La Figura 9 presenta los perfiles ingresados al software para la hora 12:00 de irradiancia y temperatura considerando todos los días del año, los cuales tienen valor medio de 721 W/m² y 26.6 °C.

Luego, las distribuciones (de densidad o acumulativa) basadas en características de tiempo (perfiles de irradiancia solar y temperatura ambiente) son creadas a partir de uno de dos métodos, Histograma o Bootstrapping. Al igual que las características de tiempo, el usuario debe configurar el uso: multiplicativo, aditivo o absoluto. La Figura 10 presenta las distribuciones basadas en características calculadas por el software para una población muestral de 365 datos por hora para

² Los datos de irradiancia y temperatura fueron suministrados por el Profesor German Alfonso Osma Pinto. Estos, son registros correspondientes a mediciones realizadas en la ciudad de Bucaramanga. Los registros fueron tomados para cada hora del día y para todo el año 2018.

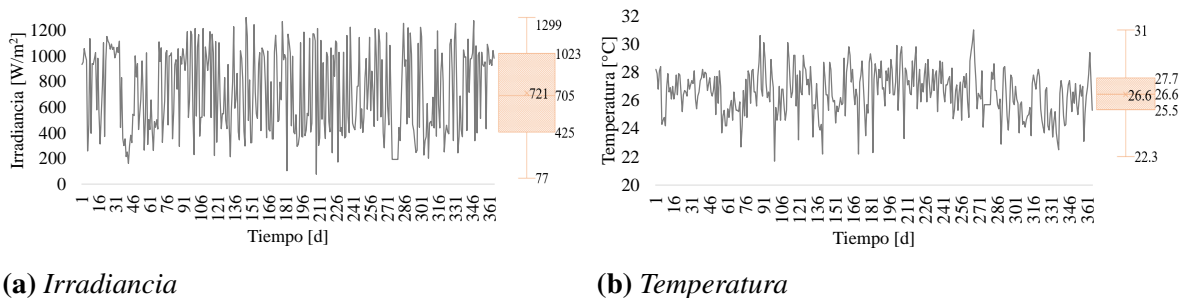


Figura 9

Perfiles de irradiancia y temperatura para un año a la hora 12 (12 m. - 1 p.m.)

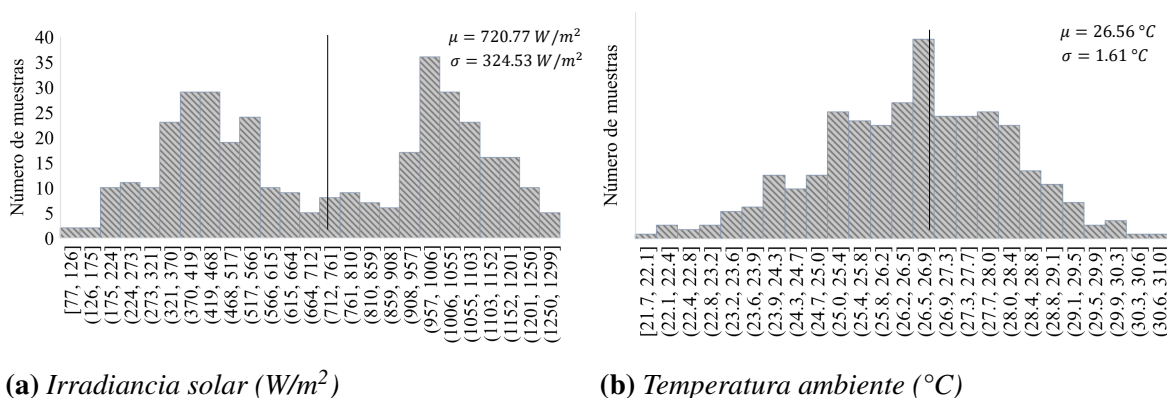


Figura 10

Perfiles de irradiancia y temperatura para un año a la hora 12 (12 m. - 1 p.m.)

la hora 12.

En lo relacionado al modelado armónico mediante fuentes de corriente, de acuerdo con (Martínez-Peñaloza & Osma-Pinto, 2021), hay una relación entre el nivel de distorsión armónica producida por el SFV y el nivel de irradiancia solar. Por tal razón, este trabajo emplea datos proporcionados por una investigación desarrollada en el edificio de ingeniería eléctrica de la UIS (Martínez-Peñaloza & Osma-Pinto, 2021) para caracterizar este tipo de DERs. En ese sentido, tres grupos de modelos de fuente de corriente son definidos $x \leq 300 [W/m^2]$; $300 [W/m^2] < x \leq 600 [W/m^2]$ y $x > 600 [W/m^2]$, siendo x el nivel de irradiancia solar.

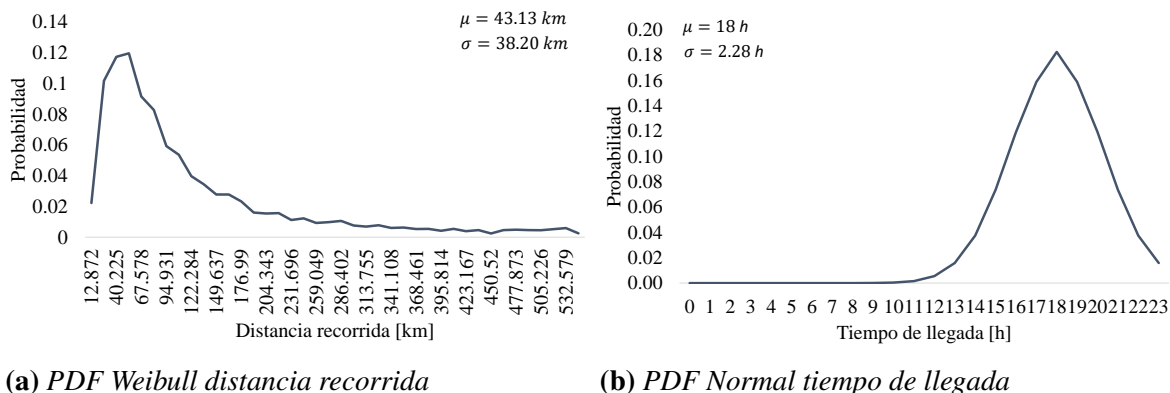


Figura 11
PDF del comportamiento de los usuarios de VE

4.4. Modelado de vehículos eléctricos

PowerFactory ofrece una plantilla genérica (*General Load*) para modelar un VE, la cual incluye un modelo QDSL (*Quasi Dynamic Simulation Language*). Esta plantilla permite configurar diferentes parámetros del vehículo, tales como: capacidad de la batería, estado de carga, tipos de carga, entre otros. Sin embargo, la plantilla genérica no es usada en este trabajo de investigación debido a que la energía consumida por el VE desde la red de baja tensión está determinada a partir de información del comportamiento de los usuarios de los vehículos. En su lugar, el VE es modelado estrictamente como una carga general, donde una PDF para cada hora del día es también ingresada.

El comportamiento de los usuarios es descrito a partir de datos de la distancia recorrida durante un día, ajustados a una PDF Weibull, y el tiempo de llegada a la vivienda para cargar nuevamente el VE, ajustados a una PDF Normal. Los datos son extraídos del NHTS (National Household Travel Survey) y son sintetizados y representados en forma de PDF por Angelim y Affonso (Angelim & Affonso, 2019). En este trabajo de investigación, los valores de media y desviación estándar de las PDF presentadas en la referencia son usados para crear las PDF de distancia recorrida y tiempo de llegada presentadas en la Figura 11.

En este caso, el propósito es encontrar el tiempo carga requerido para que el estado de carga

de la batería (SOC) alcance un valor de 100%.

La PDF de distancia recorrida (d), el rendimiento del VE (E_c) y la capacidad de la batería (C_b) son usados para calcular la PDF del SOC inicial (SOC_{ini}) mediante la Ec. (13). Luego, la PDF de la energía requerida para cargar completamente la batería es obtenida con el SOC inicial, la capacidad de la batería y la eficiencia (η) de la misma, empleando la Ec. (14). Finalmente, el tiempo de carga requerido es obtenido con la energía requerida y la potencia de carga del VE (P_{VE}), aplicando la Ec. (15).

$$SOC_{ini} = 1 - \frac{E_c}{C_b} d \quad (13)$$

$$E_{req} = (1 - SOC_{ini}) \frac{C_b}{\eta} \quad (14)$$

$$T_{req} = \frac{E_{req}}{P_{VE}} \quad (15)$$

El VE considerado en este trabajo de investigación es el NISSAN Leaf, que tiene una capacidad de la batería 40 kWh y un rendimiento de 0.164 kWh/km (“Nissan Leaf (2018-2022) price and specifications - EV Database,” n.d.).

Ahora bien, partiendo de las PDF de hora de llegada, la PDF de tiempo de carga requerido y considerando que, como se explicará más adelante, se tienen dos niveles de penetración de VE, con 20 y 40 vehículos integrados en la red, respectivamente, se crean aleatoriamente perfiles de carga para cada uno de los VE integrados según sea el caso. Esto es, asignar aleatoriamente a qué hora llegará y cuánto durará cargando cada uno de los 20 o 40 vehículos según sea el caso.

Para esto, la probabilidad de la duración de la carga es multiplicada por el número de vehículos (20 o 40) con el propósito de determinar cuántos de esos 20 o 40 demoran cargando un número determinado de horas. Asimismo, la probabilidad de que un vehículo llegue a cierta hora es multiplicada por el número de vehículos (20 o 40) para determinar cuántos de esos 20 o 40 llegan a la vivienda para iniciar la carga a una hora determinada. Los resultados de este procedimiento

son presentados en las tablas 5 y 6 para el caso de 20 VE.

Tabla 5

Duración de la carga para el caso de integración de 20 VE

Duración de la carga	Probabilidad		De un total de 20:
1	0.28081395	5.6163	6
2	0.34197674	6.8395	7
3	0.17755814	3.5512	3
4	0.13186047	2.6372	3
5	0.05476744	1.0953	1
6	0.01302326	0.2605	0

Un ejemplo de los perfiles creados para el caso de 20 VE se muestra en la Figura 12, donde los valores iguales a cero (0) indican que el vehículo no está conectado a esa hora, por el contrario, los valores iguales a uno (1), indican que el VE está cargando.

Una vez determinados los perfiles de carga para los vehículos eléctricos, distribuciones normales son asignadas para cada una de las horas en que el vehículo se encuentra conectado a la red de baja tensión, esto considerando que el vehículo es modelado estrictamente como una carga. En relación con lo anterior, la media de la distribución normal corresponde al valor de la potencia de carga de carga del vehículo y la desviación estándar corresponde al 5% de esa media (Prusty & Jena, 2017).

En lo que respecta al análisis con distorsión armónica, nuevamente el modelo de fuente de corriente es seleccionado para caracterizar a los VE. Según Caro *et al.* (Caro et al., 2020b), el estado de carga de la batería de un VE incide en el nivel de distorsión armónica del mismo. Gracias a la información proporcionada por el laboratorio *ElaadNL*, de los Países Bajos, se pudo determinar que el nivel de THD_i en el NISSAN Leaf permanece constante hasta la última hora de carga y aumenta linealmente durante esta última hora. Por lo anterior, en este trabajo, dos modelos de fuente de corriente son definidos de acuerdo a los datos proporcionados. Siguiendo el nivel de distorsión de corriente, los datos son categorizados en dos grupos: valores de THD_i inferiores a 4.3% para tiempos de carga de más de una hora, y valores de THD_i entre 4.3% y 15% para la última hora de carga.

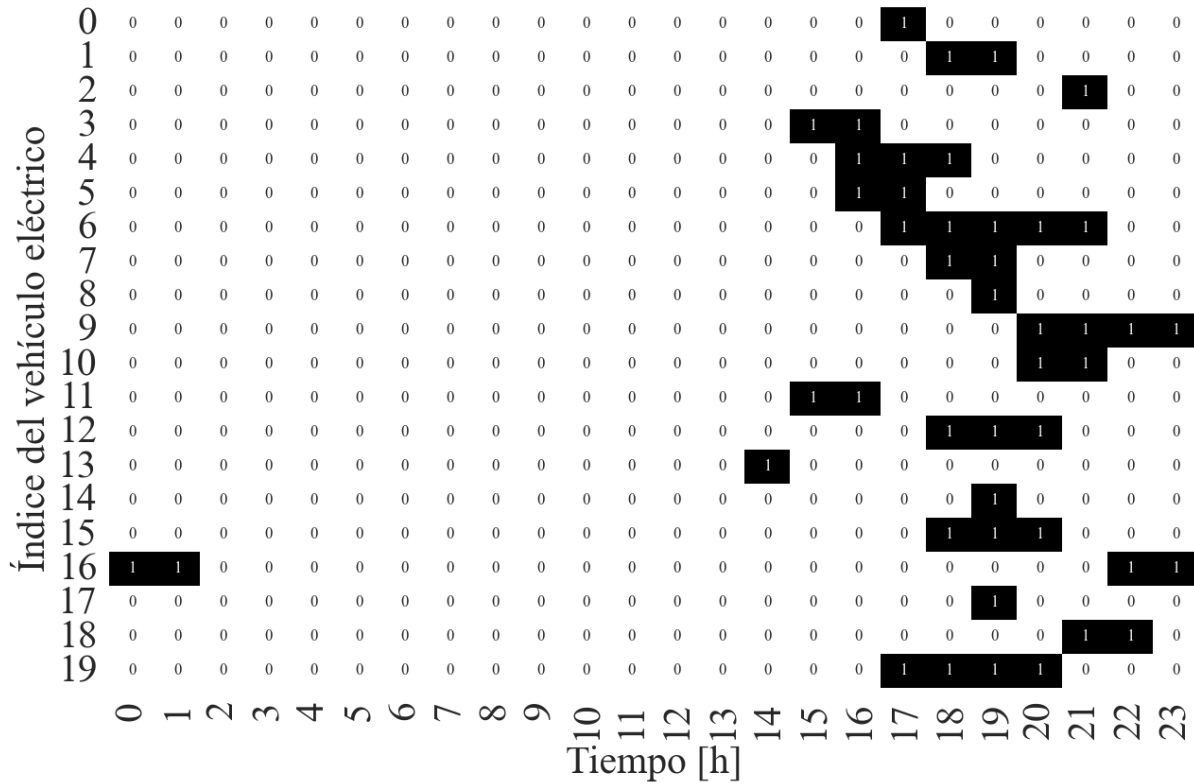
Tabla 6*Tiempo de llegada para el caso de integración de 20 VE*

Hora	Probabilidad		De un total de 20:
0	5.1153E-15	1.0231E-13	0
1	1.4821E-13	2.9643E-12	0
2	3.5429E-12	7.0858E-11	0
3	6.987E-11	1.3974E-09	0
4	1.1368E-09	2.2736E-08	0
5	1.5259E-08	3.0517E-07	0
6	1.6897E-07	3.3795E-06	0
7	1.5437E-06	3.0875E-05	0
8	1.1635E-05	0.00023271	0
9	7.2352E-05	0.00144703	0
10	0.00037117	0.00742337	0
11	0.00157091	0.03141813	0
12	0.00548511	0.10970223	0
13	0.01580072	0.31601433	0
14	0.03755123	0.75102468	1
15	0.07362542	1.47250838	2
16	0.11909334	2.38186676	2
17	0.15892905	3.17858096	3
18	0.18257358	3.65147168	4
19	0.15892905	3.17858096	3
20	0.11909334	2.38186676	2
21	0.07362542	1.47250838	2
22	0.03755123	0.75102468	1
23	0.01580072	0.31601433	0

4.5. Modelado de sistemas de almacenamiento en baterías

PowerFactory permite modelar una batería mediante un generador estático configurado como dispositivo de almacenamiento. A este generador es posible asignarle modelos para simulaciones dinámicas (*DSL - Dynamic Simulation Language*) o cuasi dinámicas (QDSL) con su respectiva estrategia de control.

Para este estudio, el modelo QDSL es seleccionado debido a que el comportamiento de la potencia de los SAEB no obedece a una PDF, sino que se rige por una estrategia de gestión

**Figura 12**

Perfiles de carga para cada vehículo eléctrico integrado en la red.

de energía basada en reglas. Tal estrategia tiene dos principios para el correcto funcionamiento del SAE: (i) considerar el SOC actual de la batería (Ec. 16) y (ii) establecer los instantes en el tiempo para carga, descarga o estado inactivo del banco de baterías. Para ello, toma como insumo el balance de potencia en el nodo de conexión del SAE (Ec. 17) (DIgSILENT, 2020; Mancini et al., 2020).

$$SOC(t+1) = SOC(t) - \frac{P_{SAEB} \cdot 100}{C_b \cdot 3600} \quad (16)$$

$$P = P_L - P_{SAEB} - P_{SFV} + P_{VE} \quad (17)$$

Las entradas al modelo QDSL del SAE son: capacidad nominal (MWh), SOC inicial (%),

SOC mínimo (%), SOC máximo (%), potencia nominal de carga y descarga (MW), potencia de inicio y fin de carga (MW), potencia de inicio y fin de descarga (MW). Antes de ejecutar una simulación probabilística, deben ser definidas las reglas de gestión de la potencia haciendo uso de la herramienta de simulación cuasi dinámica de PowerFactory y cambiando la ubicación y capacidad del SAE, según el escenario.

El SOC de la batería en un instante $t+1$ depende de la potencia consumida o entregada por la batería durante esa hora y el SOC inicial en el instante t , lo cual puede traducirse en que las simulaciones probabilísticas aplicadas en este caso de estudio corresponden a un sistema con memoria. En la literatura, las simulaciones determinísticas han considerado la dinámica de los SAE y las probabilísticas no; sin embargo, si el interés radica en conocer lo que sucede en cada instante de tiempo, el SOC debería considerarse. El sistema con memoria tiene en cuenta la dependencia del tiempo del SOC.

Considerando que los VE tienen un sistema de almacenamiento en batería y que para este trabajo de investigación no se cuenta con información de distorsión armónica para el proceso de carga y descarga de baterías, los modelos de distorsión armónica empleados en estas últimas, corresponden a los mismos empleados para los vehículos eléctricos, los cuales funciona apropiadamente.

4.6. Escenarios de integración propuestos

Los escenarios de integración de DERs tienen por propósito abarcar diferentes posibilidades de integración de los recursos, esto es, integración de manera individual, de manera agrupada, en ubicaciones cercana (C), lejana (L) y distribuida (D) respecto al transformador; y con dos diferentes niveles de penetración determinados en función de la cantidad de usuarios (20 o 40) con DERs en la red.

La información de la cantidad de elementos conectados y la capacidad instalada de los mismos en cada escenario es presentada en la Tabla 7, donde la estrella significa que el DER está integrado en ese escenario. Por ejemplo, en el Escenario 10, los tres tipos de DERs están integrados en la red. Asimismo, las columnas de la capacidad instalada permiten identificar que

en el Escenario 10, hay veinte (20) usuarios con 2.5 kW de SFV, los mismos veinte (20) usuarios tienen cada uno un VE con una potencia de carga de 7.4 kW y los mismos veinte (20) usuarios tienen cada uno un SAEB con una capacidad instalada de 0.4 kW. Por su parte, en el Escenario 17, cuarenta (40) usuarios integran cada uno una capacidad de SFV de 2.5 kW y esos mismos cuarenta (40) usuarios también integran cada uno un VE con potencia de carga de 7.4 kW.

Las capacidades instaladas de los elementos mencionadas en el párrafo anterior se especifican con el propósito de conocer los efectos que experimenta la red en un contexto de integración real, en el cual, la capacidad instalada total aumenta a medida que más usuarios integran cada uno DERs, y no cuando cada usuario aumente su capacidad instalada propia a lo largo del tiempo. Por lo cual, se emplea un valor único para cada elemento y se asume que todos los usuarios integran ese mismo valor. La capacidad de SFV se determinó de modo que cada usuario integrara 10 SFV cada uno de 250 W (lo cual en los dos casos de integración, permite tener capacidad instalada de SFV de aproximadamente 50% y 100% de la capacidad del TRF). La capacidad de cada VE está determinada por la potencia de carga propia del Nissan Leaf. La capacidad de los SAE es la que trae por defecto la plantilla de batería usada en PowerFactory, esto porque tras realizar simulaciones cambiando el valor nominal, aparecen problemas de convergencia de flujo de carga en los escenarios que integran baterías. El hecho de elegir 20 y 40 usuarios que integran DERs, se fundamenta en que, en un contexto real, el 20% y 40% del total de los 98 usuarios de la red tuviesen la oportunidad de integrar recursos.

4.7. Síntesis del capítulo

La red eléctrica de baja tensión empleada en este estudio corresponde a una red real de topología radial del municipio de Bucaramanga, conformada de 26 nodos y 98 usuarios mayormente residenciales.

El análisis probabilístico, el modelo de las cargas se basa en la potencia consumida por los usuarios. En los SFV el modelo incluye información de la variabilidad de los parámetros de irradiancia y temperatura. En los VE se considera la incertidumbre inherente al comportamiento de los usuarios de VE, traducida en tiempo de inicio y duración de la recarga. Finalmente, en los

Tabla 7*Escenarios de integración de DERs en la red de baja tensión*

No	Usuarios con integración	Ubicación	Elemento			Capacidad [kW]		
			SFV	VE	SAEB	SFV	VE	SAEB
0	0	—	—	—	—	—	—	—
1	20	C	★	—	—	20*2.5	—	—
2	20	C	—	★	—	—	20*7.4	—
3	20	C	—	—	★	—	—	20*0.4
4	20	L	★	—	—	20*2.5	—	—
5	20	L	—	★	—	—	20*7.4	—
6	20	L	—	—	★	—	—	20*0.4
7	20	D	★	★	—	20*2.5	20*7.4	—
8	20	D	★	—	★	20*2.5	—	20*0.4
9	20	D	—	★	★	—	20*7.4	20*0.4
10	20	D	★	★	★	20*2.5	20*7.4	20*0.4
11	40	C	★	—	—	40*2.5	—	—
12	40	C	—	★	—	—	40*7.4	—
13	40	C	—	—	★	—	—	40*0.4
14	40	L	★	—	—	40*2.5	—	—
15	40	L	—	★	—	—	40*7.4	—
16	40	L	—	—	★	—	—	40*0.4
17	40	D	★	★	—	40*2.5	40*7.4	—
18	40	D	★	—	★	40*2.5	—	40*0.4
19	40	D	—	★	★	—	40*7.4	40*0.4
20	40	D	★	★	★	40*2.5	40*7.4	40*0.4

SAEB el modelo se basa en reglas de operación para la carga y descarga.

En el análisis armónico, no se considera modelo para las cargas debido a la carencia de información de distorsión armónica de las mismas. El nivel de distorsión armónica de los SFV se relaciona con la irradiancia y el de los VE con la duración de la carga. Este último se aplica también a la carga de SAEB.

Los Escenarios de integración de DERs propuestos comprenden una incorporación de manera individual y conjunta realizada en diferentes ubicaciones en la red, además de una variación de la capacidad instalada total a medida que un mayor número de usuarios incorpora recursos.

5. ADAPTACIÓN DE LA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE RESILIENCIA

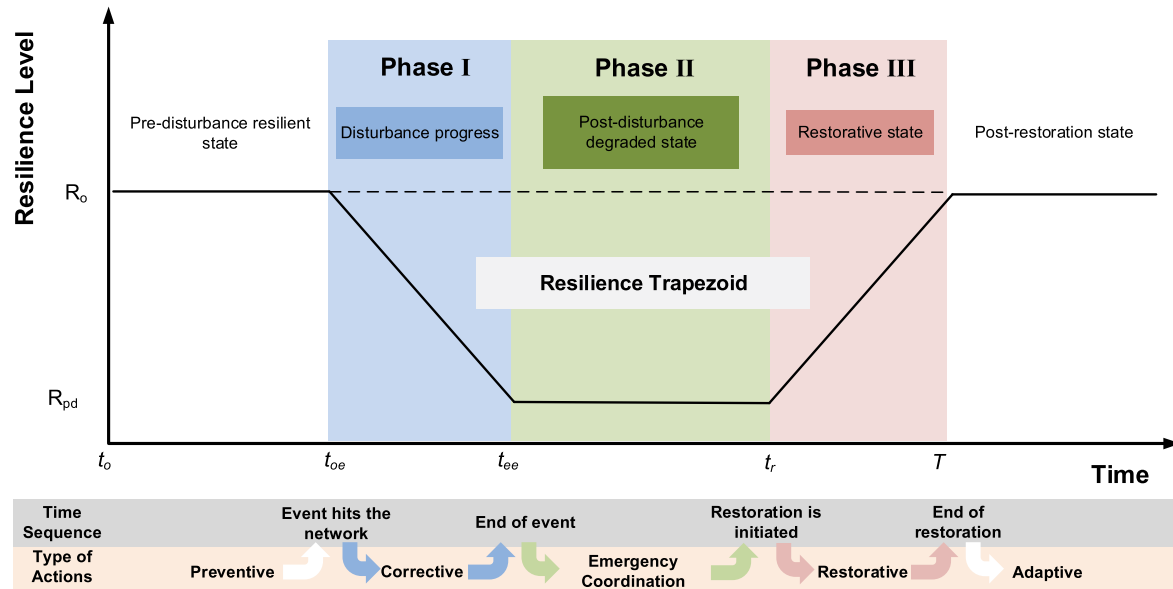
Este capítulo presenta una contextualización del concepto de resiliencia, resume la técnica de evaluación de resiliencia propuesta en un trabajo de investigación previo (Parrado (Parrado-Duque, 2020)) y muestra las acciones realizadas a esa técnica para adaptarla y emplearla en un estudio de la variación de operación de una red eléctrica, en el cual tres tipos de DERs son integrados y su incertidumbre asociada es también considerada. Es importante recalcar que el objeto de este trabajo de investigación no es aplicar un enfoque de resiliencia, sino adaptar la técnica propuesta para evaluar la operación de una red eléctrica sometida a la integración de múltiples DERs en instantes sucesivos de tiempo.

5.1. Resiliencia

En sistemas eléctricos, es común entre los autores definir resiliencia como una capacidad o habilidad del sistema para resistir y recuperarse de perturbaciones o eventos de alto impacto y baja probabilidad de ocurrencia (HLIP), además de adaptar sus modos operativos para continuar con el suministro de energía y prevenir o mitigar el impacto de eventos similares en el futuro (Jamborsalamati et al., 2020; Y. Li et al., 2019; Mukherjee et al., 2019).

Panteli *et al.* (Panteli et al., 2017) plantean la evaluación de la resiliencia a partir de dos estados: antes y después del evento; y tres fases: progreso de la perturbación, después de la perturbación y restauración, vistos en una curva trapezoidal de resiliencia como muestra la Figura 13.

En relación con lo expuesto por Panteli *et al.* (Panteli et al., 2017), es preciso aclarar que la red BT considerada en este estudio es pasiva y no está en capacidad de recuperarse, es decir, de volver a su estado anterior a la perturbación (“Fase III”). La red únicamente se adapta a un nuevo estado posterior a la perturbación, correspondiente a la “Fase II” de la Figura 13. Este trabajo de investigación se da especial atención a ese nuevo estado al que se adapta la red en la “Fase II”.

**Figura 13**

Curva trapezoidal de resiliencia asociada a un evento (Panteli et al., 2017)

Ahora bien, Parrado *et al.* (Parrado-Duque et al., 2020), proponen una definición de resiliencia e indican que ésta se atribuye a 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.

Para proponer esa definición, los autores se basan en hallazgos de la literatura que indican que un evento como la integración de un DER puede ocasionar impactos en las condiciones de operación de una red eléctrica, tales como aumento en las pérdidas eléctricas y desbalance de tensión, entre otros. La evaluación y variación de las variables mencionadas podría establecer una relación con la variación del nivel de resiliencia de la red (Parrado-Duque et al., 2020).

En ese sentido, Parrado (Parrado-Duque, 2020) propone un esquema de evaluación de la resiliencia en redes de baja tensión con integración de generación fotovoltaica en condición de estado estable, basada en: monitorización de la red eléctrica con SFV integrados, normalización de parámetros e indicadores (*PeI*), asignación de pesos subjetivos a *PeI*, agrupación de *PeI* y el

planteamiento para la cuantificación y evaluación de la resiliencia. El procedimiento se esquematiza en la Figura 14.

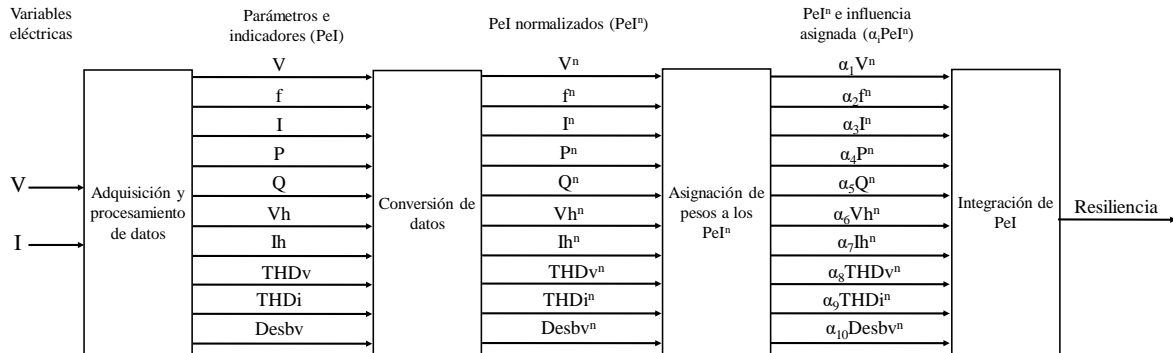


Figura 14

Propuesta de evaluación de resiliencia en redes BT con integración de SFV (Parrado-Duque, 2020)

Como se observa en la Figura 14, los parámetros e indicadores están asociados a las variables de tensión, frecuencia, corriente, potencia, distorsión armónica y desbalance de tensión. Las expresiones matemáticas asociadas a los parámetros e indicadores se muestran en la Tabla 8.

Cabe destacar que en la etapa de *normalización de los datos*, se convierte a los *PeI* en cantidades adimensionales con el propósito de ampliar la información que puede ser extraída de ellos, esto, mediante el cociente entre el valor real del *PeI* y un valor de referencia tomado de la literatura; la etapa de asignación de los pesos se adopta para discriminar la importancia de los *PeI* en la evaluación de la resiliencia mediante el uso de las técnicas DEMATEL (*Decision Making Trial and Evaluation Laboratory*) e IF – DEMATEL (*Intuitionistic Fuzzy Decision Making Trial and Evaluation Laboratory*); y, finalmente, mediante la agrupación de los *PeI* es posible obtener un único índice que cuantifica la resiliencia del sistema, dado por la Ec. (18):

$$Resiliencia(RES) = 1 - \sum_{i=1}^{NmerodePeI} W_i |PeI_{i-p.u}^n(t+1) - PeI_{i-p.u}^n(t)| \quad \therefore i = 1 \dots NúmerodePeI \quad (18)$$

Con base en lo expuesto, es preciso aclarar que el interés del trabajo radica en estudiar las variaciones de operación de la red en instantes sucesivos (representados como t y $t + 1$), entendidas

Tabla 8*Expresiones matemáticas para los parámetros e indicadores*

<i>PeI</i>	Acrónimo	Ecuación	Descripción
Tensión eficaz	V_{RMS}	$\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (V_h)^2}$	V_h es la amplitud de la tensión en la componente h de la onda distorsionada
Frecuencia	f	—————	—————
Corriente eficaz	I_{RMS}	$\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (I_h)^2}$	I_h es la amplitud de la corriente en la componente h de la onda distorsionada
Potencia activa	P	$V_1 \cdot I_1 \cdot \cos(\phi_1)$	V_1 y I_1 corresponden a las amplitudes de las ondas de tensión y corriente a frecuencia fundamental, respectivamente y ϕ_1 es el ángulo entre la tensión y la corriente a frecuencia fundamental.
Potencia reactiva	Q	$\sqrt{(V_{RMS} \cdot I_{RMS})^2 - P^2}$	P es la potencia activa
Distorsión armónica total de tensión	THD_v	$\frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (V_h)^2}}{V_1}$	V_1 es la amplitud de la onda de tensión a frecuencia fundamental
Distorsión armónica total de corriente	THD_i	$\frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (I_h)^2}}{I_1}$	I_1 es la amplitud de la onda de corriente a frecuencia fundamental
Distorsión armónica individual de tensión	V_h	$\frac{V_h}{V_1} \therefore h \neq 1$	V_h es la amplitud de la onda de tensión en la componente armónica h
Distorsión armónica individual de corriente	I_h	$\frac{I_h}{I_1} \therefore h \neq 1$	I_h es la amplitud de la onda de corriente en la componente armónica h
Desbalance de tensión	$Desbv$	$\frac{V^-}{V^+}$	V^- es la tensión de secuencia negativa y V^+ es la tensión de secuencia positiva

como perturbaciones ocasionadas por cambios en las condiciones de operación de DER. Preliminarmente, se considera que el estado de la red en cada instante sucesivo está dado o cuantificado por el valor de “resiliencia” obtenido de la técnica expuesta en la Figura 14.

5.2. Modificaciones a la técnica de evaluación de resiliencia

La estrategia de evaluación de resiliencia es adaptada con el propósito de extender su uso al estudio de la variación de operación de una red eléctrica de baja tensión ante la integración de tres tipos de DERs, empleando los resultados de simulaciones probabilísticas y con distorsión armónica. En ese sentido, las etapas de Adquisición de Datos, Conversión de Datos, Asignación de Pesos a *PeI*, e Integración de *PeI* son modificadas. Las modificaciones a la técnica se resumen en la Tabla 9.

Tabla 9
Resumen de las modificaciones de la técnica de evaluación

Etapa	Se mantiene	Se modifica	Justificación
Datos de entrada	---	Reemplazar los datos de entrada de la técnica.	En la técnica del trabajo de investigación de maestría previo, los datos correspondían a registros de medición de una red con la integración de un solo recurso. En este trabajo de investigación, los datos corresponden a resultados de simulaciones armónicas probabilísticas de una red eléctrica de baja tensión con tres tipos de DERs integrados, lo cual amplía la utilidad de aplicación de la técnica.
---	---	Quitar el PeI de frecuencia.	El equipo de medición usado en el trabajo de investigación anterior estaba habilitado para registrar las variaciones en la frecuencia en la operación de la red. En las simulaciones de flujo de carga en estado estable de PowerFactory, el valor de la frecuencia permanece constante en 60 Hz, por lo tanto, no se considera el análisis.
---	---	Organizar los datos de entrada de la técnica.	El software de simulación entrega un gran conjunto de datos. En este caso, un código es elaborado para agrupar todos los datos de salida para cada punto de registro de datos, cada escenario, cada hora del día y cada parámetro e indicador.
Estrategia de normalización de los datos	Se mantienen las mismas estrategias de normalización debido a que los límites de los valores elegidos son aplicables a la red de baja tensión.	Eliminar una estrategia de normalización.	Se elimina la estrategia de normalización relacionada a la frecuencia debido a que, en este caso, su valor permanece constante y no se considera en la evaluación del parámetro R.
Asignación de pesos subjetivos con la técnica DEMATEL	Se mantiene la aplicación de la técnica DEMATEL, sin embargo, no se aplica técnica IF-DEMATEL debido a que en el trabajo de investigación de maestría previo no se encontraron mayores diferencias entre los dos métodos y el primero es más sencillo y rápido de aplicar.	Aplicar estrategia de normalización a todas las muestras en cada paso de tiempo. Recalcular la matriz de relación (Matriz A) entre parámetros e indicadores.	En la técnica del trabajo de investigación de maestría previo, las estrategias de normalización se aplican para un único registro del PeI en cada intervalo de tiempo. En este trabajo de investigación, las estrategias de normalización son aplicadas para todas las muestras de un parámetro e indicador en cada intervalo de tiempo. Debido a que en este trabajo de investigación no se considera la frecuencia, la fila y la columna correspondientes a ese PeI en la matriz A , deben ser eliminadas. Esta acción implica un cambio en los valores de las filas y las columnas y, por lo tanto, en el valor de los pesos subjetivos. Por tal razón, los valores de la matriz son recalculados siguiendo los pasos de la técnica DEMATEL.
Calculo del valor de R	Se mantiene la expresión para el cálculo del valor de R, sin embargo, es preciso aclarar que no se refiere al concepto de resiliencia propiamente dicho, sino a un parámetro para estudiar la variación de operación de una red eléctrica en instantes sucesivos de tiempo.	Aplicar la técnica DEMATEL a todas las muestras en cada paso de tiempo. Encontrar una población de valores de R para cada intervalo de tiempo.	En la técnica del trabajo de investigación de maestría previo, la técnica DEMATEL se aplica para un único registro del PeI en cada intervalo de tiempo. En este trabajo de investigación, la técnica DEMATEL es aplicada para todas las muestras de un parámetro e indicador en cada intervalo de tiempo. En el trabajo de investigación de maestría previo, un único valor de R para cada intervalo de tiempo es calculado. En este trabajo de investigación, una población de valores de R es calculada para cada intervalo de tiempo.

5.2.1. Organización de los datos de entrada

Los datos de entrada de la técnica adaptada no provienen de mediciones realizadas en nodos de interés de una red eléctrica, por lo tanto, no corresponden a un conjunto de registros con un estampado de tiempo. Por el contrario, estos datos provienen de simulaciones armónicas – probabilísticas ejecutadas en PowerFactory. Los resultados de simulación corresponden a los *PeI* de la técnica (tensiones, corrientes, potencia activa y no activa, distorsiones armónicas, desbalance) obtenidos en *n_{pm}* (número de puntos de medición) puntos de registro del modelo de la red eléctrica, para *m* número de muestras, para las 24 horas del día y para *n_{esc}* número de escenarios.

Es preciso resaltar que la frecuencia no sufre variaciones en los procedimientos de flujos de carga de estado estable de PowerFactory y permanece en un valor constante predeterminado de 60 Hz. La situación es diferente al contexto real, donde los registros medidos de una red eléctrica física pueden sufrir variaciones causadas por un fenómeno como la integración de DERs. Por lo anterior, este trabajo de investigación no tiene en cuenta el *PeI* de frecuencia.

Ahora bien, en términos generales, PowerFactory entrega un archivo de Excel para cada escenario de simulación y por cada hora del día. Esos archivos contienen las muestras de los *PeI* de salida para cada una de las tres fases y en los diferentes puntos de medición. La organización de los datos de entrada consiste en reagrupar los valores arrojados por PowerFactory. En ese sentido, un código de Python permite leer los archivos de Excel, extraer los datos y escribir unos nuevos archivos con una organización deseada.

Los datos de entrada a la técnica están ahora organizados por punto de medición, esto es, hay una carpeta que contiene la información de cada fase en cada punto de medición. Al interior de cada carpeta, hay un archivo de Excel para cada uno de los escenarios de simulación. Los archivos de Excel de cada escenario tienen 24 hojas en relación con la información correspondiente a cada hora del día. Las columnas de cada hoja contienen a los *PeI* y las filas corresponden a cada una de las muestras del análisis probabilístico. La Figura 15 muestra un esquema de la organización de los datos, con un ejemplo de ocho puntos de medición. Se observan los archivos de Excel correspondientes a siete (7) escenarios vistos en el punto de medición tres (3), con las

hojas correspondientes a cada hora del día.

Nótese que el código que organiza la información también hace los cálculos para obtener los parámetros e indicadores. Por ejemplo, PowerFactory entrega resultados de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión, pero el cálculo del desbalance se hace en el mismo código de Python que organiza los datos, siguiendo la ecuación de desbalance en tensión presentada en la Tabla 8. Así mismo, en esta etapa también se lleva a cabo el cálculo de los valores de los PeI en por unidad de acuerdo con los criterios expuestos en la Sección 5.2.2.

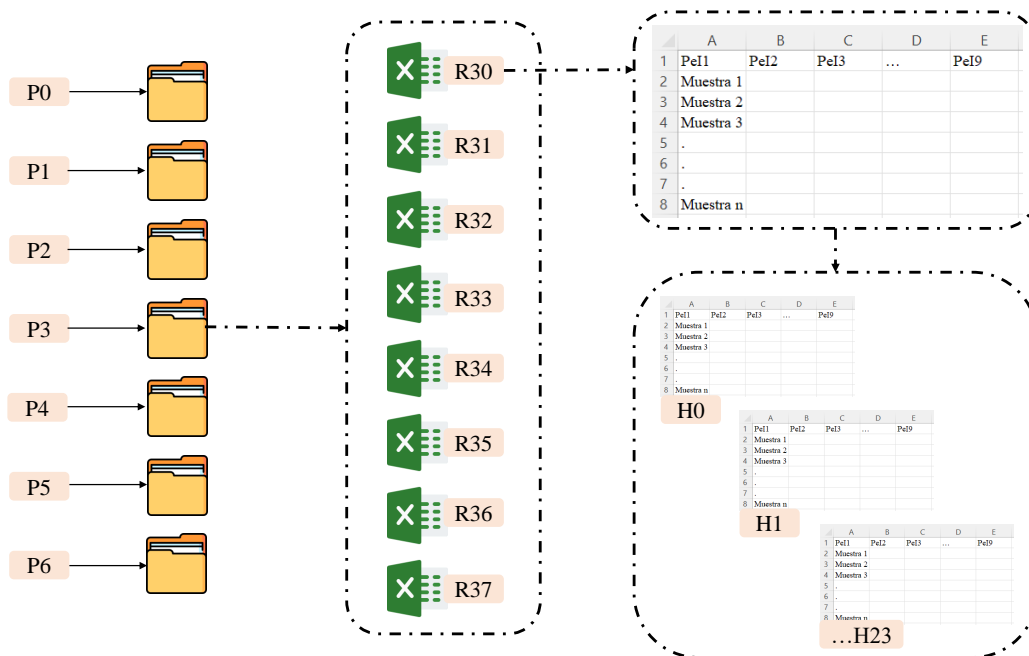


Figura 15

Organización de los datos de entrada de la técnica de evaluación

5.2.2. Estrategia de normalización de datos

La estrategia de normalización de datos aplicada a los PeI por Parrado (Parrado-Duque, 2020) está basada en lógica difusa (*Fuzzy Logic*). Lo anterior, posibilita que una variable de control se convierta en adimensional y tome un valor entre cero (0) y uno (1), incrementando la cantidad de información que puede ser obtenida de esa variable y permitiendo su integración en una única

expresión matemática para el cálculo de la evaluación de resiliencia o lo que se busca en este caso que es un indicador R para estudiar la variación de operación en una red eléctrica de BT.

La normalización de los datos inicia con la transformación de los resultados de simulación a valores en por unidad. El valor en por unidad de cada PeI equivale al cociente entre el valor obtenido de simulación (un valor real) y un valor de referencia específico para cada PeI , tal como se muestra en la Tabla 10, la cual a su vez permite identificar el margen legal, regulatorio o normativo en que están basados los valores de referencia.

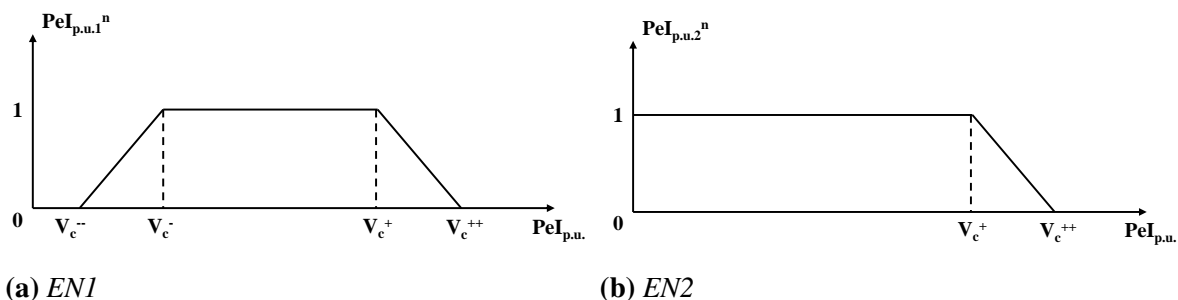
Dos estrategias de normalización son aplicadas a los datos en por unidad, las cuales permiten evidenciar la permisibilidad de un PeI cuando su valor esté dentro o fuera del rango de referencia empleando valores críticos por encima (V_c^+) o por debajo (V_c^-), tal como se muestra también en la Tabla 10.

Tabla 10

Valores críticos y de referencia para las estrategias de normalización de los PeI . Tomada de (Parrado-Duque, 2020)

Parámetro o indicador	Estrategia de normalización	Valor de referencia	Valor crítico				Tomado de
			V_c^{--}	V_c^-	V_c^+	V_c^{++}	
V_{RMS}	EN1	V_n	$V_n - 10\% \cdot V_n$	$V_n - 5\% \cdot V_n$	$V_n + 5\% \cdot V_n$	$V_n + 10\% \cdot V_n$	IEEE 1547/2018 (IEEE, 2018)
I_{RMS}	EN2	I nominal del conductor		V_c^-		V_c^+	—
P	EN2	Potencia nominal de diseño		1		1.2	—
Q	EN2	0.44*Potencia		1		1.2	IEEE 1547/2018 (IEEE, 2018)
THD_v	EN2	2.5%		1		1.2	IEEE 1547/2018 (IEEE, 2018)
THD_i	EN2	5.0%		1		1.2	IEEE 1547/2018 (IEEE, 2018)
V_h	EN2	1.5%		1		1.2	IEEE 1547/2018 (IEEE, 2018)
I_h	EN2	Tablas 26 y 26 de la referencia		1		1.2	IEEE 1547/2018 (IEEE, 2018)
$Desb_v$	EN2	3.0%		1		1.2	IEEE 519/2014 (IEEE, 2014)

Las estrategias de normalización son mostradas en la Figura 16. La EN1 se aplica a la

**Figura 16**

Estrategias de normalización de los parámetros e indicadores

tensión eficaz, valorando que los datos estén dentro del rango normal de operación de $\pm 5\%V_n$, y se reduce su valor normalizado a medida que se aleja del punto del valor crítico porque se puede causar un desabastecimiento de energía eléctrica. La EN2 se asigna a todos los demás PeI (I , P , Q , $Desb_v$, THD_v , THD_i , V_h , I_h) 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 que equivale al 100% de su cargabilidad y adicionalmente, su valor normalizado se ve reducido a medida que se va acercando a la tolerancia máxima permisible del PeI de 120% en relación con la tolerancia convencional del diseño de conductor (Parrado-Duque, 2020).

Ahora bien, la Tabla 11 presenta los límites y el valor normalizado de los PeI y relaciona las expresiones matemáticas para hallar los valores normalizados en por unidad (p.u.) de los PeI ($PeI_{p.u.x}^n$, con x como el número del PeI que varía entre uno (1) y nueve (9)) conforme a las ecuaciones de las rectas de las estrategias de normalización presentadas en la Figura 16.

La modificación de la técnica para adaptar estas estrategias de normalización a los datos provenientes de simulación y organizados de la manera explicada en la sección anterior, está incluido en el diagrama de flujo de la Figura 17. El procedimiento está compuesto por diferentes ciclos, en los cuales se itera sobre: el número de puntos de la red donde se registran los datos de PeI (n_{pm}), el número de escenarios (n_{esc}), las horas (h), las muestras (m) y los parámetros e indicadores (PeI). Los PeI están listados de uno a nueve, donde el primero corresponde a la ten-

Tabla 11

Valor de los PeI con la aplicación de las estrategias de normalización. Adaptado (Parrado-Duque, 2020)

Estrategia de normalización	Parámetro o indicador	Límites	Valor normalizado
EN1	V	$\forall V_{p.u.} \in [0.9, 0.95)$	$V_{p.u.}^n = 20V_{p.u.} - 18$
		$\forall V_{p.u.} \in [0.95, 1.05]$	$V_{p.u.}^n = 1$
		$\forall V_{p.u.} \in (1.05, 1.1]$	$V_{p.u.}^n = -20V_{p.u.} + 22$
		$\forall V_{p.u.} \in \{[0, 0.9), (1.1, \infty)\}$	$V_{p.u.}^n = 0$
EN2	$I, P, Q, THD_V, THD_I, V_h, I_h, Desb_V$	$\forall PeI_{p.u.} \in [0, 1]$	$PeI_2^n = 1$
		$\forall PeI_{p.u.} \in (1, 1.2]$	$PeI_2^n = -5PeI_{p.u.} + 6$
		$\forall PeI_{p.u.} \in (1.2, 1.2]$	$PeI_2^n = 0$

sión. Si el PeI es uno (1), la muestra actual se evalúa con la EN1, si no, se evalúa con la EN2. Al final del procedimiento, se escribe un nuevo archivo de Excel con las muestras normalizadas correspondientes a cada PeI , a cada hora, a cada escenario y a cada punto de medición.

5.2.3. Asignación de pesos subjetivos con la técnica DEMATEL

Parrado (Parrado-Duque, 2020) adopta la asignación de pesos subjetivos para discriminar la importancia de los parámetros e indicadores en su esquema de evaluación de resiliencia con base en el impacto que cada PeI tiene en el suministro de energía eléctrica. En ese sentido, considera que la tensión, corriente y potencia activa tienen una influencia directa en el suministro, mientras que la potencia reactiva, el desbalance de tensión y las distorsiones armónicas no tienen influencia directa con el abastecimiento de energía eléctrica, aunque influyen en la calidad y capacidad del suministro de los usuarios finales.

Parrado (Parrado-Duque, 2020) emplea dos técnicas de aplicación de pesos subjetivos fueron empleadas: DEMATEL e IF-DEMATEL. La investigación (Parrado-Duque, 2020) concluye que la diferencia de los resultados entre las dos técnicas es inferior al 1% y que depende del usuario decidir cuál procedimiento elegir. Por lo anterior, la técnica DEMATEL es la única empleada en este trabajo de investigación, debido a que su aplicación es más simple y rápida que la IF-DEMATEL.

La aplicación de la técnica se explica en cinco (5) pasos que se muestran a continuación:

- Paso 1: Definir la influencia que existe entre los parámetros e indicadores: Los valores de acuerdo a la influencia existente en los *PeI* son presentados en la Tabla 12.

Tabla 12

Valoración de la influencia entre los PeI. Tomado de (Parrado-Duque, 2020)

Influencia	Valor
Directa	4
Alta	3
Media	2
Baja	1
Ninguna	0

- Paso 2: Construir la matriz A , la cual expresa la relación entre los *PeI* de acuerdo con los parámetros definidos en la Tabla 12. La diagonal principal es cero (0) para evitar la redundancia en la influencia de los *PeI* considerados en la matriz.

Tabla 13

Matriz A de relación entre parámetros e indicadores. Adaptado de (Parrado-Duque, 2020)

	V	I	P	Q	THD_v	THD_i	V_h	I_h	$Desb_v$
V	0	3	4	4	4	0	4	0	4
I	3	0	4	4	0	4	0	4	2
P	4	4	0	3	0	0	0	0	2
Q	4	4	3	0	0	0	0	0	2
THD_v	4	0	0	0	0	0	4	0	0
THD_i	0	4	0	0	0	0	0	4	0
V_h	4	0	0	0	0	0	0	0	0
I_h	0	4	0	0	0	0	0	0	0
$Desb_v$	4	3	3	1	0	0	0	0	0

De acuerdo con Parrado (Parrado-Duque, 2020), la Tabla 13 debe ser construida por una persona o grupo de personas con profundo conocimiento del tema. En ese sentido, este trabajo emplea los mismos valores establecidos en (Parrado-Duque, 2020), pues las relaciones entre los parámetros e indicadores fueron planteadas rigurosamente de acuerdo con expresiones matemáticas y considerando los efectos operativos que un parámetro puede inducir en el otro, además, no se agregaron nuevos parámetros o indicadores que implicaran mod-

ificar las relaciones entre ellos. Por ejemplo, la potencia activa tiene una relación directa con la tensión debido a que están vinculadas en su expresión matemática y el cambio de un parámetro afecta el rendimiento del otro; por su parte, la distorsión armónica total de corriente no tiene ninguna relación con los cambios en la potencia activa, por ende, su relación es nula (Parrado-Duque, 2020).

- Paso 3: Normalizar la matriz A con respecto al valor máximo de la sumatoria de las filas de la matriz A , de acuerdo con la siguiente expresión:

$$X = k * A \therefore k = \frac{1}{\max_{1 \leq i \leq n} \sum_{j=1}^n A_{i,j}}, i, j = 1, 2, \dots, n \quad (19)$$

- Paso 4: Calcular la matriz de influencia directa (T), donde I es la matriz identidad, de igual tamaño que la matriz normalizada (dimensión 9*9 en este caso).

$$T = X(I - X)^{-1} \quad (20)$$

- Paso 5: Encontrar la relación entre la sumatoria de las filas (F) y la sumatoria de las columnas (C) de T . Para esto, se realiza la suma F y C ($F + C$) que es el peso de cada parámetro e indicador, donde el mayor valor será el de mayor influencia en la evaluación de la resiliencia, o lo que en este trabajo de investigación es conocido como parámetro R .

El peso se normaliza (W_i) de acuerdo con la siguiente expresión, donde N corresponde al número de parámetros e indicadores.

$$W_i = \frac{F + C}{\sum_{i=1}^N (F + C)} \quad (21)$$

La aplicación de las expresiones anteriores a la Tabla 13, da como resultado la Tabla 14:

- Paso 6: Multiplicar los pesos normalizados (W_i) por los PeI normalizados. Todos los valores correspondientes a cada PeI se multiplican por el peso normalizado correspondiente.

Tabla 14*Valor de los pesos normalizados y del orden de peso para cada indicador*

<i>PeI</i>	<i>F + C</i>	W_i	Orden de peso
<i>V</i>	4.7754	0.1937	1
<i>I</i>	4.4771	0.1816	2
<i>P</i>	3.5233	0.1429	3
<i>Q</i>	3.3427	0.1356	4
<i>THD_v</i>	1.4548	0.0590	6
<i>THD_i</i>	1.3969	0.0566	8
<i>V_h</i>	1.4546	0.0590	6
<i>I_h</i>	1.3998	0.0568	7
<i>Desb_v</i>	2.8251	0.1146	5

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

$$W_7 \cdot V_{h-p.u}^n = W_7 \cdot \left[\frac{\sum_{i=1}^Z V_{h-p.u,i}^n}{Z} \right] \quad (22)$$

$$W_8 \cdot I_{h-p.u}^n = W_8 \cdot \left[\frac{\sum_{i=1}^Z I_{h,i}^n}{Z} \right] \quad (23)$$

Se debe tener en cuenta que la aplicación de la técnica DEMATEL se realiza una única vez, por lo cual, el valor de los pesos subjetivos no cambia. En ese sentido, la modificación realizada a la técnica de evaluación de resiliencia en esta etapa consiste en realizar la multiplicación de todas las muestras de cada parámetro e indicador, en todas las horas del día, en todos los escenarios y en todos los puntos de medición.

5.3. Cálculo del valor de R para el estudio de la variación de operación de la red de distribución

Una vez los parámetros e indicadores han sido multiplicados por el peso subjetivo correspondiente, todos los valores de todos los *PeI* en cada muestra deben ser sumados usando la Ec. (18). Lo anterior, permite encontrar un valor de R para cada muestra y, por tanto, una población de

valores de R para todas las horas del día.

La Figura 17 sintetiza el procedimiento expuesto en las anteriores secciones.

5.4. Síntesis del capítulo

Este trabajo modifica una técnica de evaluación de resiliencia desarrollada en el trabajo de investigación de Parrado (Parrado-Duque, 2020) para usarla en el estudio de la variación de operación de la red eléctrica de baja tensión en instantes sucesivos de tiempo.

La idea de adaptar la técnica está basada en poder extender su aplicación en los siguientes tres aspectos: emplearla con resultados de simulación y no con variables medidas, usarla con datos probabilísticos en lugar de determinísticos y analizar el impacto de múltiples DERs en vez de uno solo. En ese sentido, dentro de los principales aspectos a resaltar aparece la eliminación del PeI de frecuencia, debido a que en los análisis de flujo de carga este se mantiene constante. Lo anterior, implica también remover la estrategia de normalización asociada a ese PeI, a la vez que se deben recalcular las influencias en la asignación de pesos subjetivos. Las relaciones entre PeI se mantienen igual debido a que están fundamentadas rigurosamente de acuerdo a expresiones matemáticas que consideran los efectos que un parámetro puede inducir en el otro.

Por lo demás, los procedimientos realizados están asociados a la programación de las rutinas de código que dan tratamiento a los datos obtenidos de simulación y que adaptan y aplican los cálculos matemáticos de la técnica a cada una de las muestras de resultados de PeI.

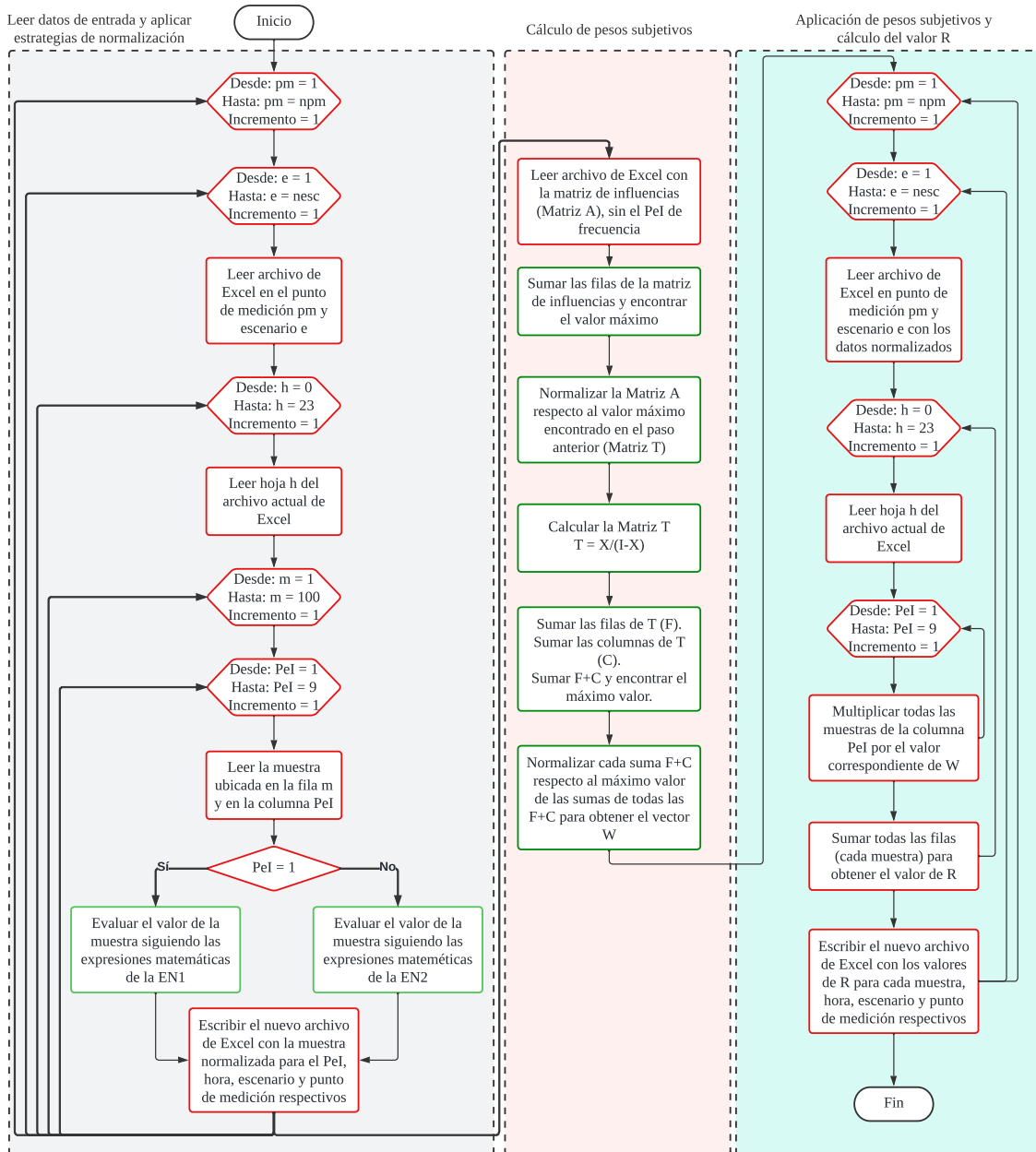


Figura 17
Esquema general de la técnica de evaluación adaptada

6. SÍNTESIS DEL PROCEDIMIENTO COMPLETO

Este capítulo describe los pasos a seguir para replicar, en otra red eléctrica, el procedimiento aplicado a la red de baja tensión de referencia considerada en este Trabajo de Investigación. La información requerida, los procedimientos a ejecutar y las salidas esperadas son sintetizados en a continuación.

Pasos principales en la metodología

Los pasos principales para replicar la metodología abarcan desde la recolección de información de la red a modelar, pasando por el modelado específico para los análisis determinístico, probabilístico y de distorsión armónica hasta llegar a la aplicación de la técnica adaptada de evaluación a los resultados obtenidos de la co-simulación.

- Paso 1. Levantamiento de información de la red eléctrica y de las cargas.

Una vez la red a estudiar es seleccionada, la información de la misma debe ser conocida para crear su modelo en PowerFactory. Este software permite incluir una gran cantidad de los parámetros que la describen, sin embargo, las simulaciones pueden ser ejecutadas con la información principal de los elementos expuesta en la Tabla 15. Cabe aclarar que la información de las protecciones de la red no fue considerada debido al enfoque de estado estable de este estudio.

- Paso 2. Levantamiento de información asociada a los recursos energéticos distribuidos.

Considerando la integración de SFV, EV y SAEB en la red eléctrica, la información que debe ser conocida puede agruparse en dos categorías: características operativas de los elementos y características del recurso primario. Los datos del primer grupo corresponden a las capacidades instaladas nominales, número de elementos, georreferenciación, disposición y orientación (SFV), potencia de carga, entre otros. El segundo grupo corresponde a los datos

Tabla 15

Información básica requerida para el modelado de una red eléctrica en PowerFactory.

Red Externa	Transformador	Líneas	Nodos	Cargas	Otros dispositivos
Nivel de tensión.	Niveles de tensión (alta y baja). Tipo de conexión. Reactancias.	Corriente nominal. Tipo de conductor (Incluye información de resistencia, reactancia y temperatura nominal de operación. Número de conductes de fase. Conductor de neutro. Disposición física de los conductores (aéreo o subterráneo). Longitud.	Nivel de tensión. Tipo de nodo o barra (Es posible configurar torres de transmisión de energía eléctrica en caso de que se tenga la información para el modelo). Número y tipo de configuración de fases.	Pueden ser descritas a partir de su potencia activa nominal y factor de potencia (o potencia reactiva). Información para modelo ZIP (en caso de que se desee modelar de esta manera). Tipo de carga (normal o de baja tensión). Información de luminarias presentes en la red (si aplica).	Características nominales de dispositivos tales como reguladores de tensión, reconectores, interruptores etc.

de irradiancia solar y temperatura (resolución horaria) del lugar donde está ubicada la red en estudio y los datos del comportamiento de los usuarios de VE (distancia recorrida y tiempo de llegada).

- Paso 3. Levantamiento de información de distorsión armónica de los recursos distribuidos.

Con el propósito de modelar los DERs como fuentes de corriente, la información de la distorsión armónica asociada a su operación debe ser conocida. En el caso de los SFV, los niveles de distorsión armónica pueden estar asociados al nivel de irradiancia, y en el caso de los sistemas que integran una batería, la distorsión puede estar asociada al nivel del SOC y al tiempo que toman en completarse los ciclos de carga. Una caracterización detallada de la distorsión armónica durante la operación de los DERs particulares es requerida para tener datos suficientes para el estudio.

- Paso 4. Definición de los escenarios de integración.

Diferentes escenarios deben ser definidos con el propósito de explorar la mayor cantidad de posibles condiciones de operación de la red con integración de DERs. Generalmente, en los escenarios se varían las ubicaciones, el nivel de penetración y la integración individual o conjunta de DERs. Siguiendo las características en que este trabajo fue desarrollado, es necesario crear una matriz de escenarios, en la cual se definan cuáles DERs están activos (integrados) en cada escenario.

- Paso 5. Modelado de la red eléctrica y de los recursos distribuidos en el software PowerFactory de DIgSILENT.

Una vez la información necesaria para el modelado es obtenida, el modelado de la red eléctrica en PowerFactory puede ser realizado. Una vez el modelo genérico de la red y las cargas es creado, es recomendable establecer tres copias del archivo, las cuales corresponden a las simulaciones determinísticas, probabilísticas y armónicas, respectivamente. Lo anterior, con el propósito de evitar la generación de conflictos en el software en caso de que los parámetros de una simulación se intercepten con otra.

- Paso 6. Configuración y ejecución de la simulación determinística.

La simulación determinística, que corresponde a una simulación cuasidinámica, es necesaria para definir reglas de operación para los sistemas de almacenamiento en baterías. Los datos de entrada corresponden a características de tiempo de datos de irradiancia, temperatura y perfiles de demanda diaria para el periodo de tiempo a estudiar. Asimismo, los resultados que permitan visualizar el comportamiento de las baterías (SOC, la potencia medida según la cual se rigen las reglas y la potencia entregada) deben ser definidos en el software.

- Paso 7. Configuración y ejecución de la simulación probabilística.

Previo a ejecutar la simulación probabilística, las distribuciones normales deben ser definidas de manera manual para los DERs y las cargas dentro del software. En el caso de los SFV, las distribuciones definidas se basan en características de tiempo, creados a partir de los mismos perfiles de empleados en la simulación determinística. En el caso de los VE y las cargas, las

distribuciones normales son creadas a partir de una opción que el software proporciona. Los valores característicos de media y desviación estándar son asignadas luego desde el código elaborado en Python. Los resultados que el usuario desee obtener del análisis probabilístico deben ser definidos de manera manual para los elementos respectivos, luego también deben ser definidos desde el código de Python.

- Paso 8. Configuración y ejecución de las simulación armónica.

Las fuentes de corriente deben ser definidas también de manera manual en cada DER para la simulación armónica. Al igual que en el caso anterior, los valores característicos son asignados luego desde el código de Python. Una vez más, los resultados específicos para este tipo de análisis deben ser definidos de manera manual en el software y especificados igualmente en el código de Python.

- Paso 9. Aplicación de las rutinas de programación de Python para la co-simulación.

Las rutinas de programación creadas en el lenguaje Python están diseñadas para ejecutar de manera automática los flujos de carga tanto probabilísticos como armónicos. El código se encarga de abrir PowerFactory y asignar la información de entrada, estos es, perfiles, valores característicos de distribuciones, escenarios y demás, una vez ejecutadas las simulaciones, el código también entrega archivos *.csv* con los resultados de los análisis. En estos códigos, el usuario básicamente debe modificar las rutas de los archivos de entrada y salida según sea la disposición en el equipo propio. Asimismo, deberá modificar algunas otras características como el número de escenarios, los resultados deseados, los elementos de los cuales se desea obtener resultados, entre otros.

- Paso 10. Ajuste y organización de datos.

La co-simulación Python PowerFactory entrega los resultados de las variables especificadas en los elementos de la red seleccionados, sin embargo, estos resultados deben ser seleccionados y filtrados para su posterior ingreso en la técnica de evaluación. Otra rutina de código elaborada en Python se encarga de esta tarea. Aquí, el usuario debe especificar los puntos

o nodos en los cuales desea evaluar la variación en la operación de la red de acuerdo a la manera en que desee obtener los resultados.

- Paso 11. Aplicación de la técnica adaptada para análisis de la variación de operación.

Una vez los datos son filtrados y organizados, la rutina de código de la técnica de evaluación adaptada los toma como entradas para encontrar las poblaciones muestrales de los valores de R, según los cuales, la variación en la red eléctrica en estudio puede ser analizada. Estos valores son entregados para cada hora, para cada escenario y para cada punto de medición especificado.

7. RESULTADOS

Esta sección presenta los principales resultados de este trabajo de investigación. Los valores de los PeI de tensión, corriente, potencia activa, potencia no activa, distorsión armónica y desbalance de tensión son presentados en diversos puntos de registro, según corresponda. Así mismo, los valores del parámetro R que permiten estudiar la variación de operación de la red eléctrica en instantes sucesivos de tiempo son también presentados.

Los nodos de la red definidos para el análisis de resultados corresponden al nodo contiguo al transformador (1) y a cuatro nodos de los ramales central (2, 4, 6, 10), derecho (13, 14, 16, 17) e izquierdo (22, 23, 25, 26), de acuerdo con la Figura 7. La elección de estos nodos se fundamenta en el propósito de analizar la variación de operación en la mayor parte de la extensión de la red y no solo en el transformador. Lo anterior, ante los cambios en la ubicación de la integración de DERs de acuerdo a los escenarios propuestos.

Con el propósito de representar estadísticamente las poblaciones de datos de los resultados, los PeI y los valores de R son presentados en forma de diagramas de cajas y de mapas de calor.

7.1. Resultados de parámetros e indicadores

Esta sección presenta los diagramas de cajas de los resultados de tensión, corriente, potencia activa, potencia no activa, THD de tensión, THD de corriente y desbalance para el Nodo 2 y para cuatro escenarios (1, 11, 2, 12). Lo anterior, para revisar el comportamiento de los PeI ante la integración de SFV y VE con dos diferentes niveles de penetración y para comparar su relación con los valores de R que se presentarán posteriormente.

Adicionalmente, los mapas de calor creados con los valores medios de todos los PeI en el Nodo 16, para todos los escenarios y para todas las horas del día también son presentados con el fin de mostrar el comportamiento general de todos los PeI.

Debido a que los parámetros e indicadores de las tres fases son promediados en la metodología

de evaluación (Parrado-Duque, 2020) para calcular el valor de R, los resultados presentados también corresponden a al valor promedio entre las tres fases.

La Figura 18, presenta los diagramas de cajas correspondientes a los PeI en el Nodo 2, para el Escenario 1 y todas las horas del día. La figura muestra que ante la integración de SFV, la tensión se mantiene al rededor del 0.994 p.u, alcanzando el valor máximo con una media de 0.996 a la 1:00 p.m. Posteriormente, cuando los SFV no entregan potencia en horas de la noche, el valor promedio de la tensión de las tres fases decrece hasta alcanzar 0.991 en p.u.

Por su parte, el flujo de corriente por la línea contigua al Nodo 2 incrementa en las horas de integración de SFV, con un valor medio máximo que oscila al rededor de los 10 A. La corriente decrece hasta aproximadamente 3 A cuando no hay integración de SFV.

La potencia activa que fluye por la línea contigua al nodo cambia de sentido e incrementa su magnitud hasta aproximadamente 1 kW en las horas de máxima entrega de potencia por parte de los SFV. Esto indica que se producen flujo inverso debido a que los SF entregan más potencia que la consumida por los usuarios conectados a ese nodo.

En cuanto a la distorsión armónica total de tensión y de corriente se observa que los valores medios se sitúan al rededor de 0.10% y 5% respectivamente. Lo anterior únicamente ocurre en las horas de generación de potencia por parte de SFV, debido que que en el resto de las horas y para este escenario, no hay otro elemento fuente de distorsión armónica conectado en la red.

Respecto a la potencia no activa los valores son mayores en horas en que los SFV no están generando energía y alcanzan un máximo de 0.250 kVAR a las 9:00 p.m. En este punto es preciso recalcar que este estudio no define distribuciones para le generación de potencia no activa por parte de los SFV, y que la potencia no activa asociada a las cargas, es decir, los usuarios en las viviendas, está determinada de acuerdo al factor de potencia definido para esos usuarios, fijado en 0.9.

Para la red y las condiciones de integración de DERs correspondientes a este escenario, se observa que la generación de potencia de SFV contribuye a la reducción del desbalance de tensión respecto a las horas donde no hay integración de SFV. Aún cuando los valores de desbalance tienden a ser mayores (0.1%) en las horas del medio día donde la generación de energía es mayor,

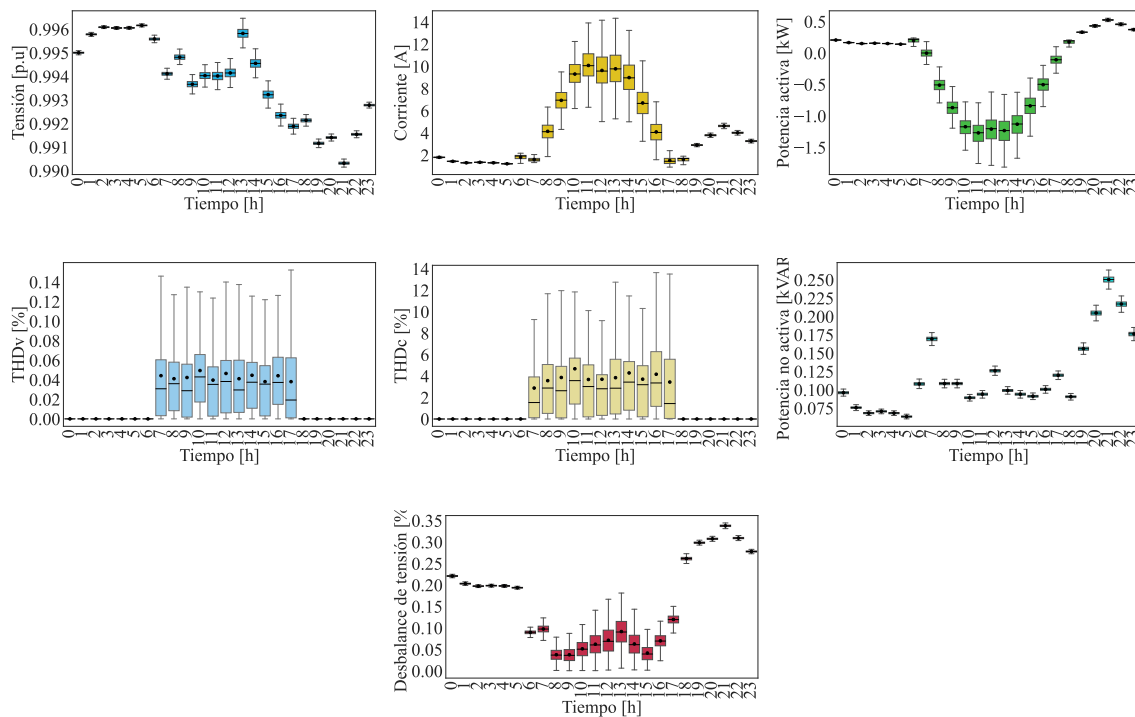


Figura 18

Parámetros e indicadores para el Escenario 1, Nodo 2 y todas las horas del día

están por debajo de los valores de desbalance cuando no hay integración de SFV (0.35%). Aún con estas variaciones, los valores de desbalance son bajos en esta condición de operación.

Ahora bien, nótese que el rango intercuartil en el diagrama de cajas de los PeI de corriente, potencia activa y desbalance de tensión incrementa en una proporción mayor que el PeI de tensión en las horas de integración de SFV. Esto se debe a la PDF asignada a la irradiancia y a la influencia que esta última tiene sobre los PeI mencionados. El rango intercuartil en los PeI de distorsión armónica guarda una proporción similar en todas las horas debido a las distribuciones normales a partir de las cuales se generaron los datos de distorsión en el flujo de carga armónico.

Ahora bien, la Figura 19 expone el comportamiento de los PeI en el Escenario 2, en el Nodo 2 y para todas las horas del día. En este caso, se observa que la integración de VE, que ocurre principalmente en las horas de la noche, ocasiona efectos en la red diferentes a los expuestos anteriormente.

En esta gráfica es evidente que el pico de consumo ocurre a las 7:00 p.m. En esta hora, la tensión exhibe su valor más bajo, alcanzando un valor medio de 0.982 p.u., mientras que, la corriente y la potencia activa presentan sus valores medios más altos alcanzando 90 A y 10 kW, respectivamente. Lo anterior ocurre porque el mayor número de VE que están recargando su batería y, por lo tanto, absorbiendo energía de la red, ocurre a esa hora.

Por la misma razón expuesta anteriormente, se observa que los máximos valores de las distorsiones armónicas totales de tensión y corriente también ocurren en horas de la noche, alcanzando valores medios de 0.5% y 2.5% respectivamente.

Teniendo en cuenta que los VE integrados representan una carga adicional para la red eléctrica y que las viviendas donde los VE son recargados están conectadas a diferentes fases de la red, es de esperar que un incremento en la carga se vea traducido en un incremento en el desbalance de la red, lo cual se evidencia en el incremento del desbalance en las horas de la noche y en el valor máximo medio que alcanza el desbalance de tensión de 2%, justo a las 7:00 p.m. El consumo de potencia reactiva no muestra mayores diferencias respecto al caso expuesto anteriormente.

Ahora bien, la Figura 20 presenta los resultados de los PeI en el Escenario 12, Nodo 2 y todas las horas del día. Esto es, integración de VE en una zona cercana al transformador, pero esta vez, con 40 vehículos integrados en la red en lugar de 20.

La figura muestra que el comportamiento de los parámetros tiende a ser similar al caso anterior. Nuevamente, la hora con el pico de consumo de potencia más alto corresponde a las 7:00 p.m. Sin embargo, esta vez los efectos en los valores medios máximos de los PeI son más significativos pues la tensión cae a un valor de 0.975 p.u., la corriente asciende hasta los 90 A, la potencia activa hasta los 10 kW y el desbalance sobrepasa el umbral del 3%.

Las distorsiones armónicas totales de tensión y de corriente también incrementan en relación con el incremento del número de VE integrados y se sitúan en valores medios máximos superiores al 0.8% y 2.5%, respectivamente.

De manera particular, los diagramas de cajas correspondientes a los dos escenarios anteriores muestran que los valores medios de las distorsiones armónicas totales se ubican, en algunos

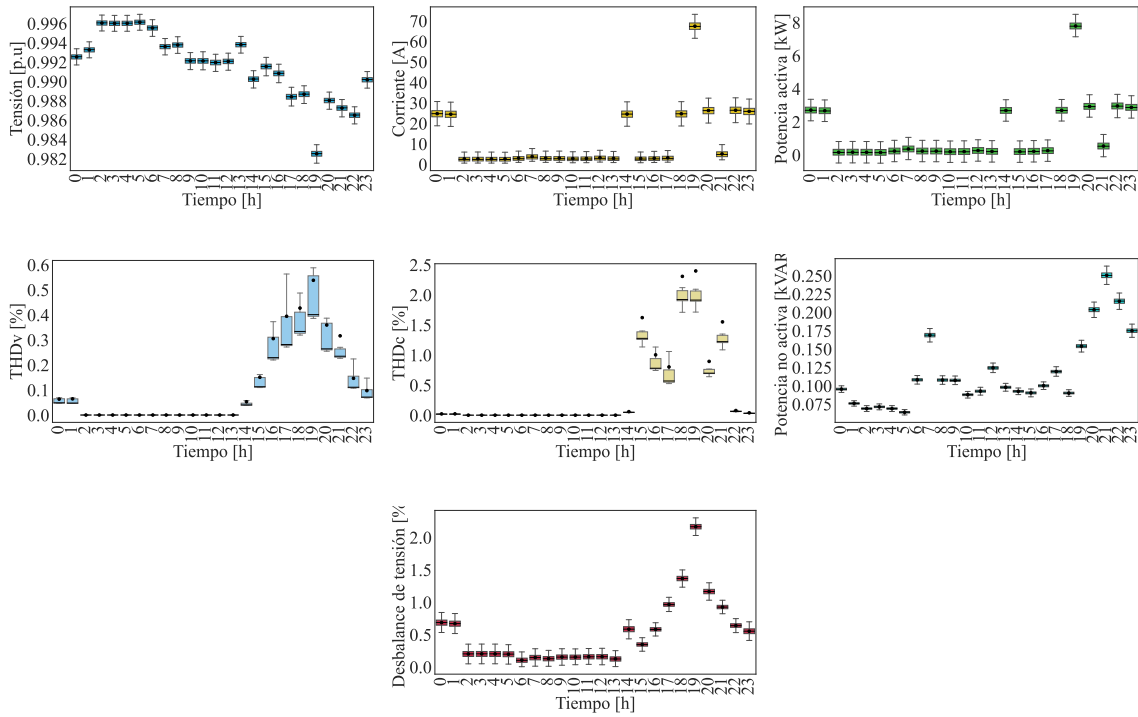


Figura 19
Parámetros e indicadores para el Escenario 2, Nodo 2 y todas las horas del día

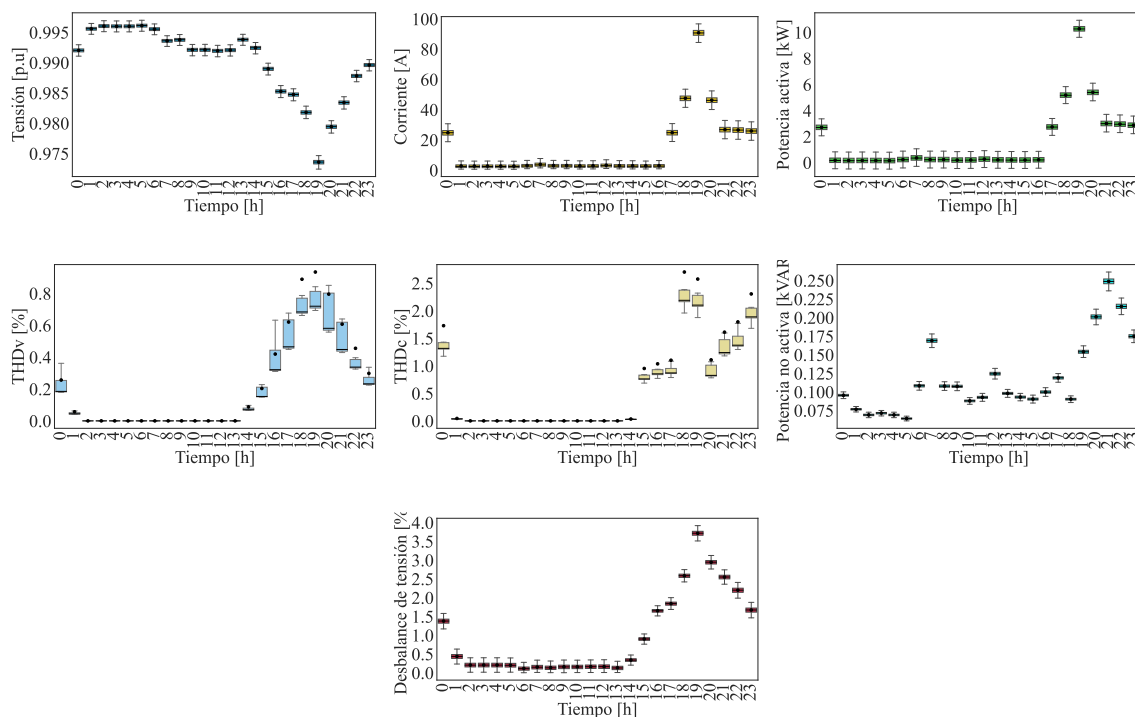


Figura 20

Parámetros e indicadores para el Escenario 12, Nodo 2 y todas las horas del día

casos, fuera del rango intercuartil; más precisamente, se sitúan cerca del cuartil y/o del bigote superior de la caja. A su vez, se observa que las medianas en esos mismos casos están, por el contrario, situadas cerca al cuartil inferior y/o al bigote inferior de las cajas.

Lo anterior, es ocasionado por la aleatoriedad de los datos de distorsión armónica de los VE, en los cuales, algunos valores atípicos pueden influir en el valor de la media, pero la mayoría de los datos están por debajo de ese valor, por ejemplo, en el caso de la distorsión armónica total de tensión, aún cuando el valor máximo medio se ubica cerca del 0.6%, la mayoría de los datos están en realidad por debajo del 0.4%.

En el resto de los PeI se observa que las medias y las medianas están ubicadas en el centro de la caja y que los rangos intercuartiles conservan una proporción similar. Lo anterior relaciona con el hecho de la PDF normal asignada para el consumo de potencia de los VE.

Ahora bien, con el propósito de ver el efecto en un nodo de la integración de DERs en

diferentes ubicaciones y con dos capacidades distintas, la Figura 21 muestra los mapas de calor con los valores medios de los PeI en todos los escenarios, para todas las horas del día y en el Nodo 2.

En cuanto a la tensión, se observa que en los escenarios que integran SFV (1, 4, 7, 8, 10, 11, 14, 17, 18, 20) la tensión se mantiene prácticamente uniforme durante todas las horas del día, al rededor de 1.01 en p.u., con un ligero incremento durante las horas diurnas. Por el contrario, en los escenarios que integran VE (2, 5, 7, 9, 10, 12, 15, 17, 19, 20), el valor de la tensión decrece hasta valores al rededor de 0.97 p.u. principalmente en horas de la noche. El decrecimiento en la tensión es aún más notorio en los escenarios que integran 40 VE (12,15,17,19,20) donde el valor medio del PeI se sitúa en aproximadamente 0.95. En los escenarios que integran SAE no se observan variaciones significativas en la tensión en relación con el escenario sin integración de DERs.

Ahora bien, en el PeI de corriente, el efecto más notorio es el ocasionado por la integración de VE. Los cambios en la corriente debidos a la integración de otros DERs no se aprecian claramente debido a que esas variaciones están por debajo de los 10 A, mientras que la corriente en los Escenarios que integran VE toma valores por encima de los 90A.

El mapa de calor muestra que los incrementos en la corriente son más significativos en los escenarios 2 y 12, y considerables, pero en menor medida, en los escenarios 7, 9, 10, 17, 19 y 20; por el contrario, no son perceptibles en escenarios de integración de VE tales como el 5 y el 15. La justificación a lo anterior radica en que en los escenarios 2 y 12, la integración ocurre justo en la zona en la que se encuentra el Nodo 2; en el caso de los escenarios 5 y 15, la integración ocurre en una zona lejana al Nodo 2 y en los escenarios 7, 9, 10, 17 y 20, la integración ocurre de manera distribuida en la red. En este último caso, aunque también hay vehículos integrados en el Nodo 2, estos son un menor número que cuando todos se integran en la zona cercana al transformador.

Los efectos producidos en la potencia activa son similares a lo expuesto en el PeI de corriente, sin embargo, en este caso los efectos en los escenarios de integración de SFV son más notorios debido al flujo inverso de potencia producido en los escenarios donde mayor capacidad de SFV es integrada. Otro factor apreciable en este caso es que en los escenarios que integran SAE,

tales como el 3 y el 13, el proceso de carga y descarga de estos elementos y su influencia en la potencia que fluye por la línea es apreciable en horas tales como 3, 8, 9 y 10.

En relación con las distorsiones armónicas totales de tensión y corriente, esta es notoria en todos los casos donde se integra algún DER, sin embargo en cuanto a la THD_v , los valores son más elevados en los escenarios en que se integran VE y alcanzan 0.5%. En el caso de la THD_c los valores más elevados se sitúan entre el 2.5% y el 3% y ocurren en los escenarios y horas en que se integran SFV y VE. En los escenarios que integran baterías estos valores son inferiores al 2%. Como se mencionó previamente, los valores de distorsión armónica total son mayores en los escenarios 11 al 20 debido a que se integran un mayor número de DERs en la red.

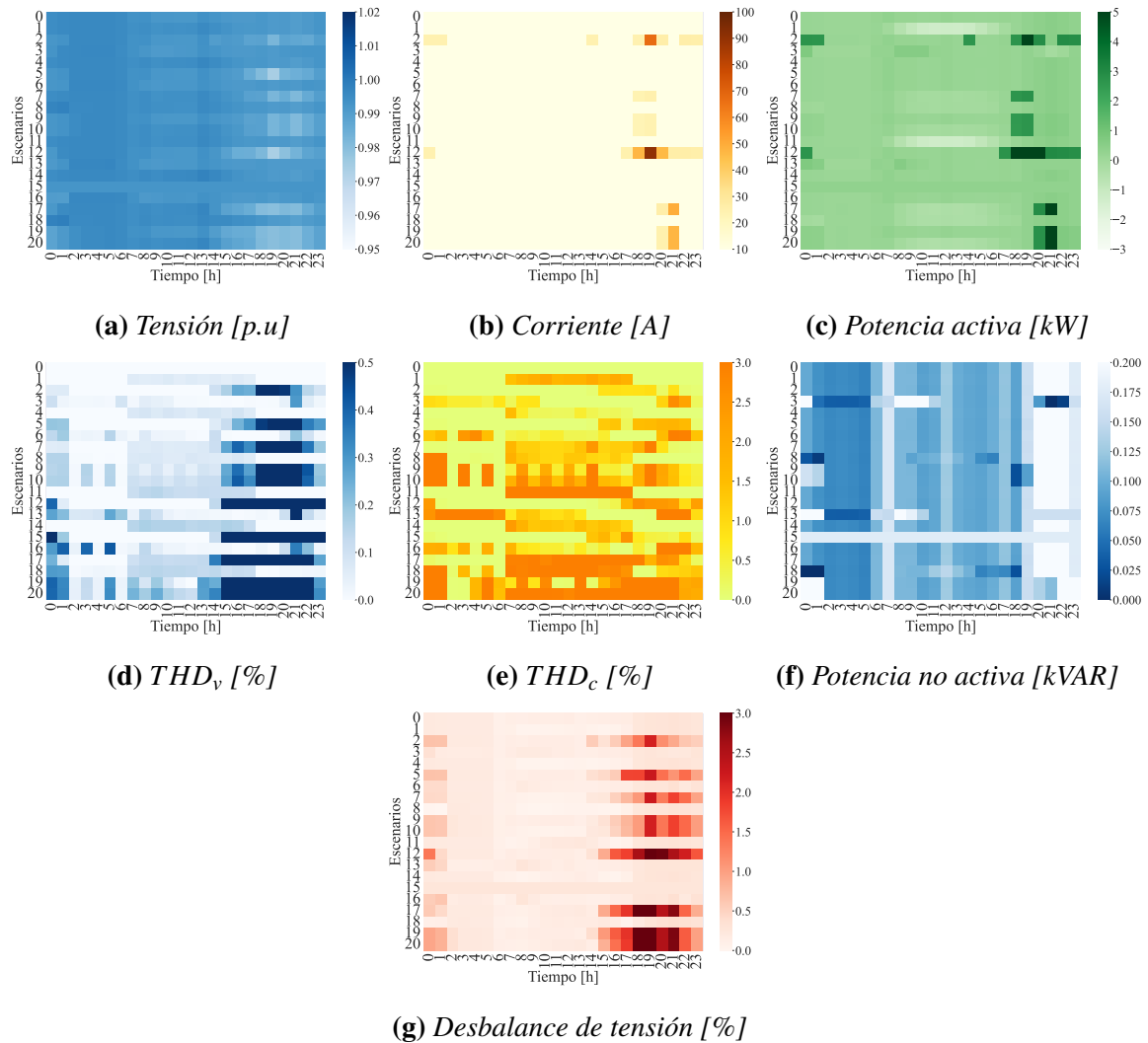
En el caso de la potencia no activa, se mantiene la tendencia de que los valores mayores, que oscilan al rededor de 0.2 en kVAR ocurren en horas de la noche y pueden estar dados en relación al pico de demanda de los usuarios conectados a la red eléctrica de baja tensión.

Finalmente, en cuánto al desbalance hay una tendencia clara y es que, en este caso, debido a la forma en que las cargas y los DERs están conectados a la red, los SFV contribuyen a reducir el porcentaje de desbalance, mientras que los VE tienen a incrementarlo. Una vez más, esta situación se hace más evidente en los escenarios en que un mayor número de DERs son integrados en la red, donde el umbral del 3% de desbalance de tensión es sobrepasado.

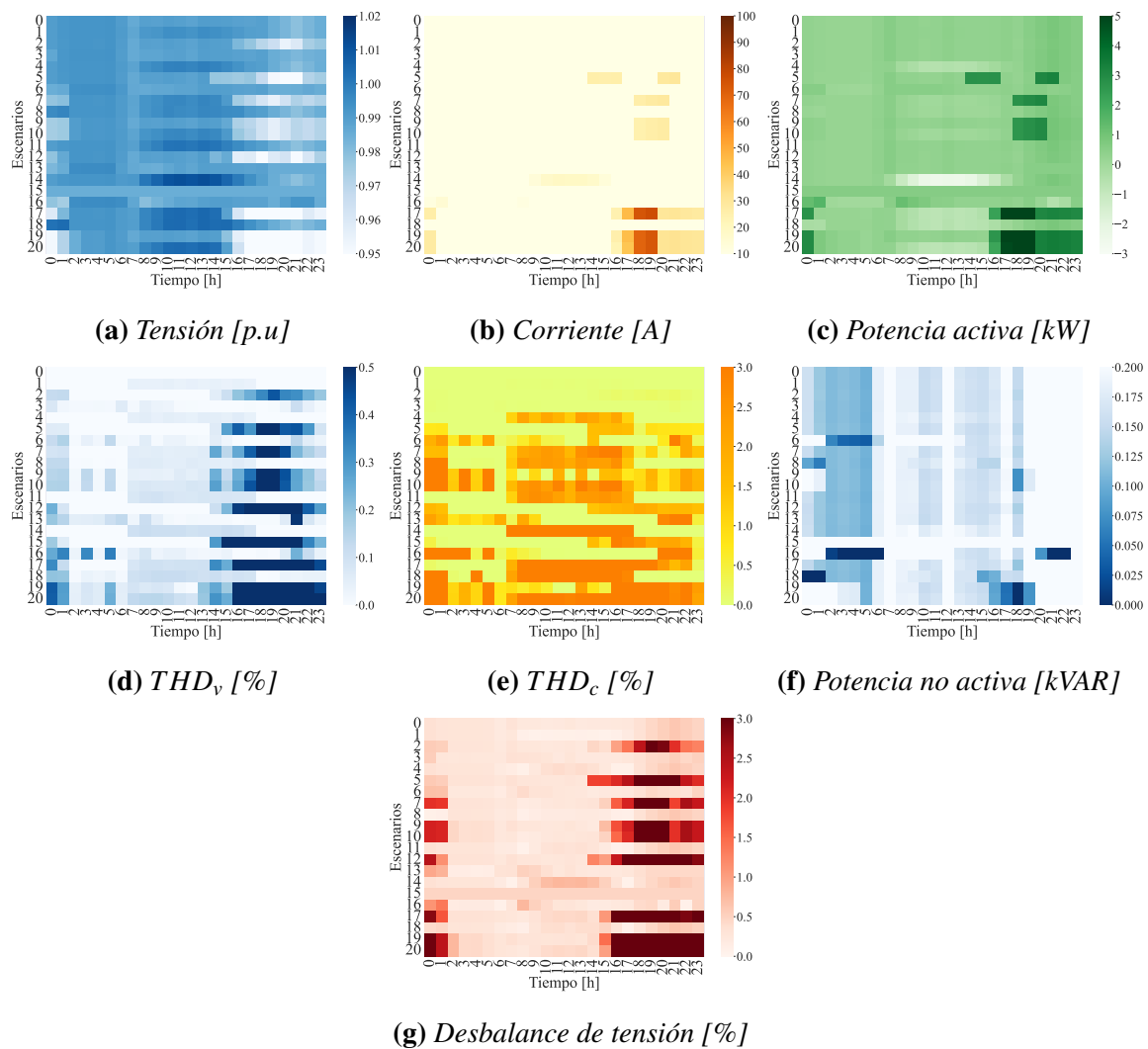
Por su parte, la Figura 22 presenta los mapas de calor de los resultados de PeI para todos los escenarios, todas las horas del día y el Nodo 16. En este caso, el comportamiento de los parámetros en el nodo conserva la misma tendencia que en el caso anterior, sin embargo, en relación a lo explicado anteriormente, los efectos son más notorios en los escenarios con integración de DERs en zona lejana del transformador, que es a la cual pertenece el Nodo 16.

Ahora bien, la Figura 23 presenta los valores registrados (obtenidos de simulación) y los valores normalizados tras aplicar parte de la metodología adaptada de evaluación, para el Nodo 16, el Escenario 17 y todas las horas del día.

Entre otros, los gráficos permiten apreciar que la corriente se mantiene en un valor unitario debido a que el valor base para convertir ese PeI a por unidad, corresponde al valor de corriente

**Figura 21**

Mapas de calor de los parámetros e indicadores para todos los escenarios, el Nodo 2 y todas las horas del día

**Figura 22**

Mapas de calor de los parámetros e indicadores para todos los escenarios, el Nodo 16 y todas las horas del día

nominal del conductor, que al ser mayor a los valores de corriente circulando por la línea en este escenario, no conduce a que en la aplicación de las estrategias de normalización haya valores fuera de los límites establecidos. Lo anterior también es evidenciado en la potencia activa, pues esta se normaliza respecto a la potencia activa nominal que puede transportar el conductor, que está en función de la corriente y tensión nominales a las éste opera.

En el caso de la tensión, se observa que los valores se alejan de la unidad en horas de la noche, cuando sus valores decrecen a causa de la integración de la alta carga que los VE representan. Esto último también causa los valores iguales a cero que toma el PeI normalizado de desbalance de tensión en esas mismas horas.

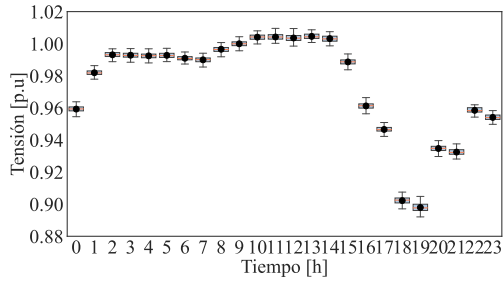
En el caso de la THD_c se aprecia que hay una alta variabilidad en los valores normalizados en las horas de integración de SFV, lo cual se relaciona con la dispersión en los datos de ese PeI, donde el 25% de los valores extremos superiores oscila entre al 10% y 25% de THD aún cuando los valores medios se encuentran por debajo del 10%. Debido a que en la metodología de evaluación adaptada los valores de la población muestral del PeI se normalizan uno a uno, esos valores extremos provocan la extensión de los rangos intercuartiles en los valores normalizados. Aún así, los valores medios y las medianas no violan los valores límites de la estrategia de normalización y se sitúan al rededor de 0.5.

7.2. Resultados de los valores de R

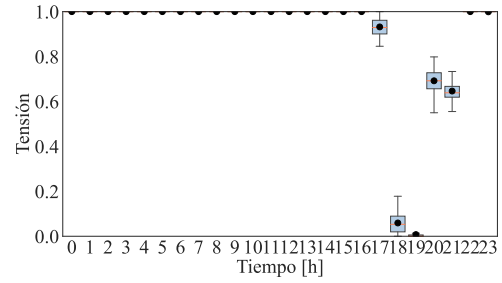
Esta sección presenta los diagramas de cajas y mapas de calor con los valores de R obtenidos aplicando la metodología adaptada de Parrado (Parrado-Duque, 2020) a los PeI obtenidos a partir de simulaciones en el estudio de la integración de DERs en la red eléctrica de baja tensión.

Inicialmente, estos resultados son presentados para los nodos del ramal central, para dos horas distintas y para diversos escenarios. Seguidamente, los diagramas de cajas de los valores de R en el Nodo 16 son presentados y, finalmente, los mapas de calor que permiten ver el comportamiento de los valores medios de R en todos los escenarios y para todas las horas del día son mostrados.

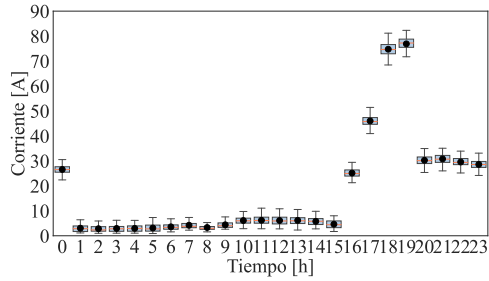
Cuando no hay integración de DERs, la red está operando en condiciones normales, esto



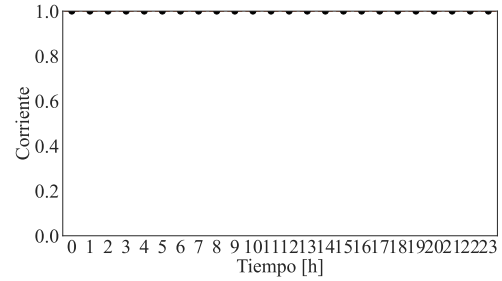
(a) Tensión



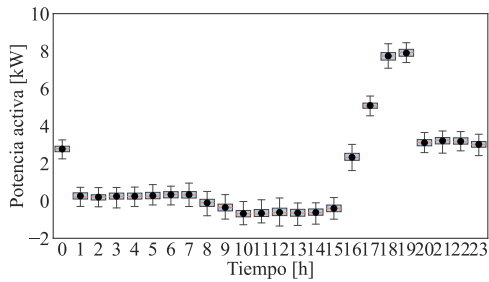
(b) Tensión normalizada



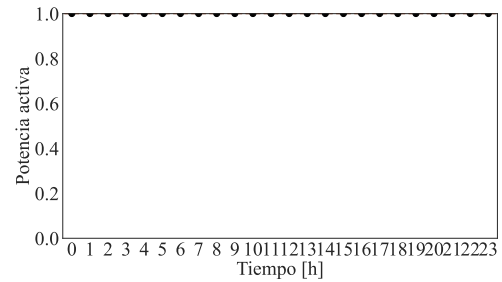
(c) Corriente



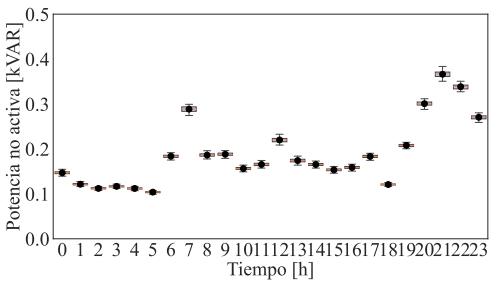
(d) Corriente normalizada



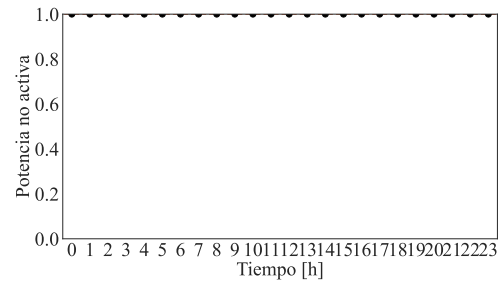
(e) Potencia activa



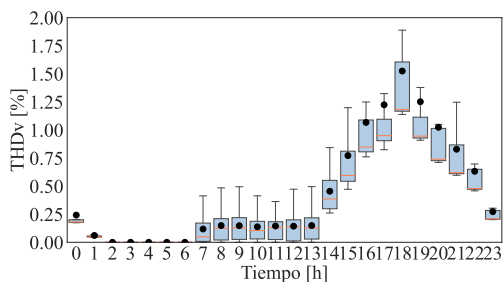
(f) Potencia activa normalizada



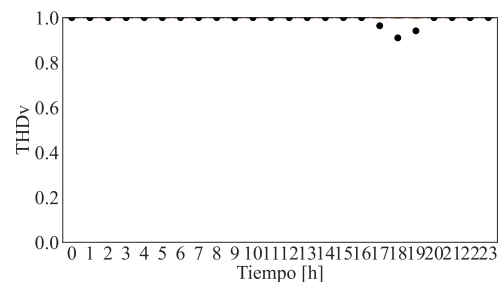
(g) Potencia no activa



(h) Potencia no activa normalizada



(i) THD_v



(j) THD_v normalizada

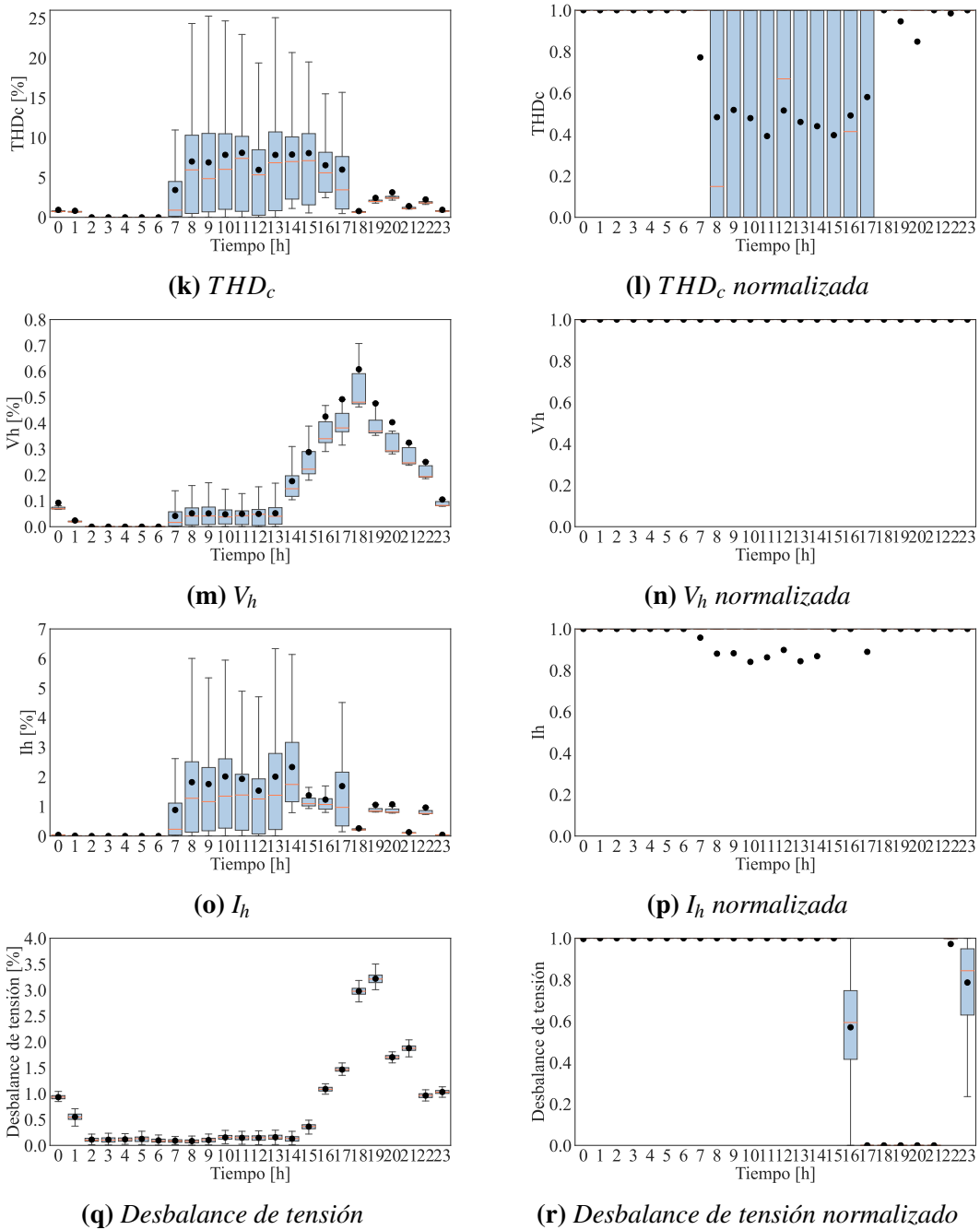


Figura 23

Diagramas de cajas de los parámetros e indicadores registrados y normalizados para el Escenario 17, el Nodo 16 y todas las horas del día

es, los parámetros e indicadores están dentro de los límites de operación favorable para la red, por lo cual, el valor esperado de R es 1. La integración de DERs es un fenómeno que cambia las condiciones de operación de la red y puede hacer que algunos de los PeI cambien sus valores respecto a la condición de operación normal, por lo cual, los valores de R tienen a ser inferiores que 1.

La Figura 24 muestra los diagramas de cajas de R para los nodos de registro de datos ubicados en el ramal central (1, 2, 4, 6 y 10), para los escenarios 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10 y en las horas 12 y 20.

En el Escenario 1 y en la hora 12, el valor de R decrece en los nodos adyacente al transformador, lo cual concuerda con el hecho de que la inyección de potencia de SFV ocurre en la zona cercana a ese equipo; sin embargo, el valor medio se sitúa en 0.925. Debido a que el Nodo 2 también pertenece a la zona de integración cercana al transformador, el valor de R también decrece en ese nodo y su valor se sitúa en aproximadamente 0.970. En este caso, el valor de R en los nodos 4, 6 y 10 no se ve afectado por la integración de SFV en esta condición de operación. Por su parte, en el mismo escenario pero en la hora 20, no hay decrecimiento en el valor de R debido a que no hay inyección de potencia de SFV.

En el caso del Escenario 2, hora 20, la imagen muestra que la integración de 20 vehículos eléctricos no influye en el decrecimiento de los valores de R y estos se mantienen en 1 en p.u. Respecto a la hora 12, se observa que tampoco hay un decrecimiento del valor de R en el Nodo 2, lo cual es esperado considerando la baja o nula integración de VE a esa hora del día.

En el Escenario 3 se observa que las baterías ocasionan que el valor de R decrezca hasta un valor medio máximo de de 0.95 en la hora 20 y el Nodo 2, mientras que en la hora 12 no se evidencia mayor variación en el valor de R.

En el Escenario 4, por su parte, se observa que cuando los SFV se integran en una región más alejada del transformador, un leve decrecimiento del valor de R ocurre en uno los nodos ubicados en esa zona. Nótese que la intensidad en el decrecimiento del valor de R en cada nodo puede variar en relación al número de SFV conectados, el cuál es diferente en todos los nodos.

En el Escenario 5, al integrar VE en una zona alejada del transformador, el valor de R decrece en los nodos más alejados, alcanzando 0.975 en el Nodo 10. Nuevamente, la magnitud del decrecimiento puede depender el número de DERs conectado particularmente en cada nodo y, en este caso, es mucho más notorio a en la hora 20, donde un mayor número de VE está conectado a la red. En la hora 12 los valores se mantienen en uno debido a la baja o nula integración de VE.

En el Escenario 6, la integración de SAE en una zona alejada del transformador ocasiona un efecto en el valor de R en la hora 20, en los nodos 4 y 6 ubicados en esa zona. Se observa que, aún en el nodo 4, cuando hay más valores bajos con una media que alcanza 0.95, la mediana del diagrama de cajas indica que el 50% de los datos está más concentrado en valores cercanos a 1.

En el Escenario 7, se observa un decrecimiento en los valores de R en diferentes nodos de registro del ramal central debido a que los SFV y VE son integrados de manera distribuida en todos los nodos de la red. En la hora 12 se observa el efecto de la integración de SFV en el Nodo 6 y en la hora 20 el de la integración de VE, particularmente, los nodos 4, 6 y 10 son los que más vehículos integran de acuerdo a la distribución de DERs en este Escenario.

En el caso del Escenario 8, cuando se integran SFV y SAE de manera distribuida en la red, los efectos debidos a SFV en la hora 12 son similares que en el caso anterior, mientras que en la hora 20 no se evidencia un decrecimiento del valor de R, lo cual indica que cuando las SAE se integran de manera distribuida no producen un efecto significativo para la red en esa hora.

En el Escenario 10, cuando SFV, VE y SAE son integrados de manera conjunta, se evidencia un comportamiento similar a los dos escenarios anteriores, pues cada DER tiene un efecto particular dependiendo de la hora del día. El único DER que puede coincidir con alguno de los otros dos en un determinado momento son las SAE, pero de acuerdo con los resultados y para las condiciones de integración y de operación correspondientes a este caso de estudio, esa coincidencia no causa mayor variación en los valores de R en algún momento del día.

Es preciso anotar que hay una tendencia en la cual los rangos intercuartiles de los diagramas de cajas son mayores en los casos de integración de SFV y menores en los casos de integración de VE. Esto puede estar relacionado al tipo de distribución empleada para la irradiancia en los SFV, la

cual no se ajusta a una distribución particular sino que está basada en una característica de tiempo. Por su parte, la distribución de los VE corresponde a una distribución normal.

Ahora bien, la Figura 25 presenta los diagramas de cajas de los valores de R en los puntos de medición 1, 2, 4, 6, 10 del ramal central, para los escenarios 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 y en las horas 12 y 20.

En términos generales, es posible apreciar que el comportamiento es similar a los escenarios presentados anteriormente, pues la diferencia en la integración es el nivel de penetración de recursos distribuidos. En el caso anterior, 20 usuarios integraban DERs, mientras que ahora el número es 40.

Particularmente, se observa que al integrar un mayor número de DERs, el valor de R experimenta cambios incluso en los nodos que no pertenecen a la zona de integración. Por ejemplo, en el caso del Escenario 12 y la hora 20, aún cuando los VE son integrados en la zona correspondiente a los nodos 1 y 2, se observa que al menos el 50% de los datos en los demás nodos se sitúan al rededor de 0.95. Un fenómeno similar ocurre con los SAE en el Escenario 13 y la hora 20, o en el Escenario 4 y la hora 12, donde la integración de SFV en los nodos más alejados del transformador también ocasiona un ligero decaimiento del valor de R hasta aproximadamente 0.97.

En principio, la característica más particular respecto a la variación de los valores de R se presenta en los escenarios 17, 18 y 20, en los cuales los DERs se integran de manera distribuida. En general, se observa un aumento de los rangos intercuartiles, especialmente en las hora 20 en los casos en que VE son integrados. Esto puede obedecer a una mayor variabilidad en los datos de resultados, sin embargo, en esta condición de operación los valores de R se ubican entre 0.9 y 0.95. Lo cual coincide con los encontrado en los escenarios desde el 1 hasta el 10.

Ahora bien, la Figura 26, presenta los valores de R obtenidos en el Nodo 16, en las 24 horas del día y en todos los escenarios.

En el Escenario 0, cuando hay integración, los valores de R se mantienen en 1, debido a que la red opera sin algún evento que la perturbe. Por su parte, en el Escenario 1 se observa que se presenta un muy leve decrecimiento de los valores de R. Es preciso recalcar que ese leve

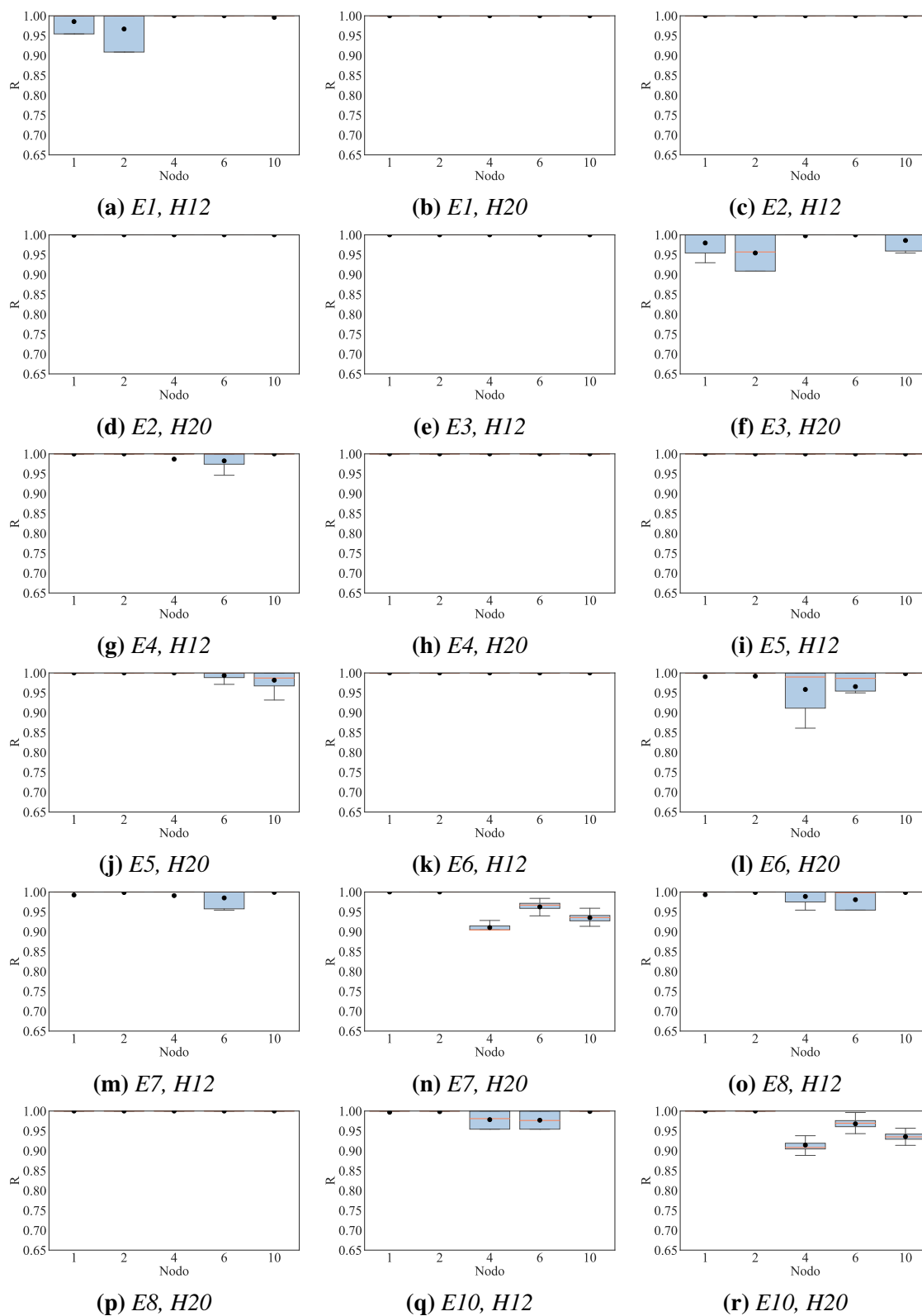


Figura 24

Diagrama de cajas de los valores de R en los puntos de medición 1, 2, 4, 6, 10 del ramal central, para los escenarios 1,2,3,4,5,6,7,8,10 y en las horas 12 y 20

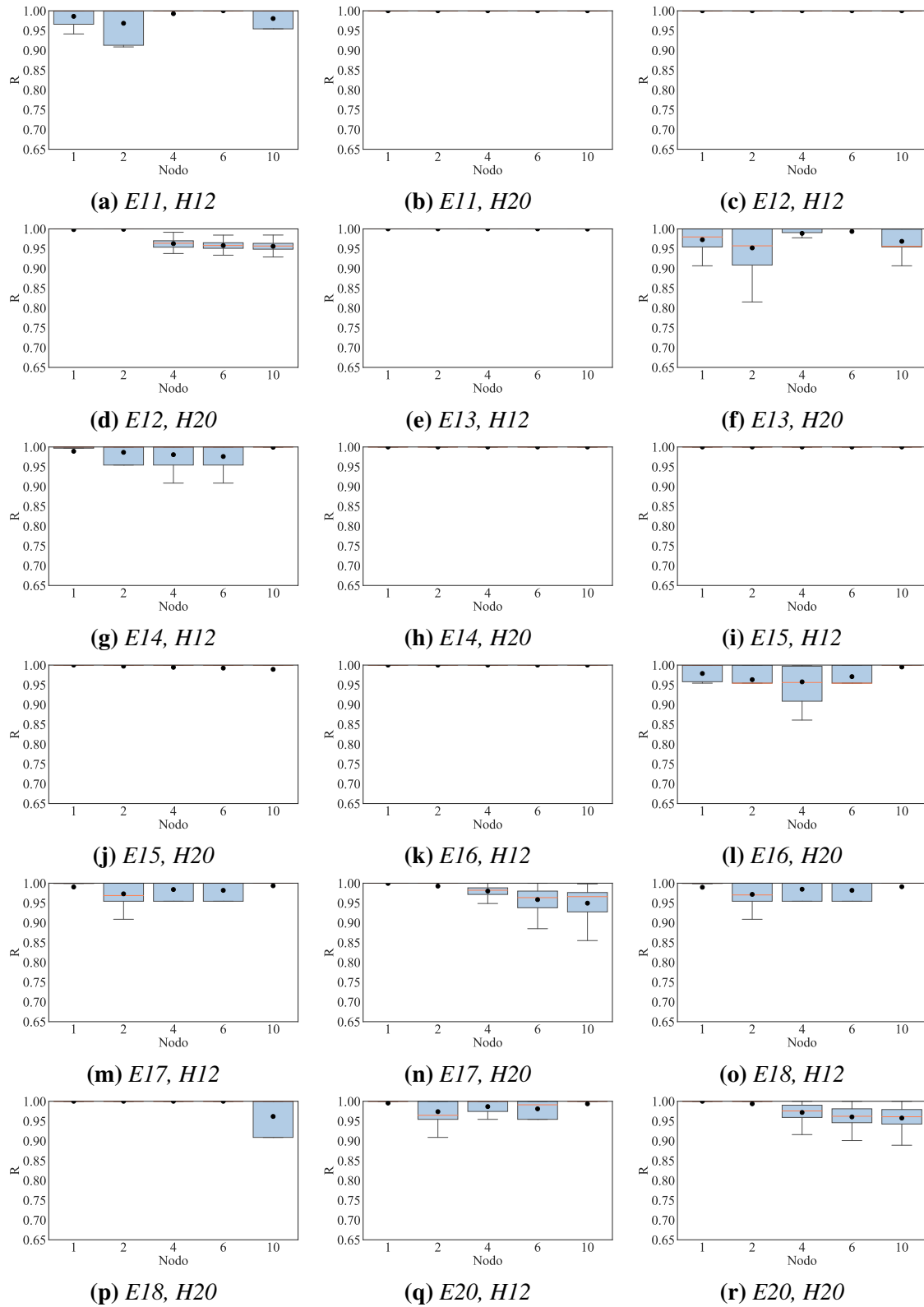


Figura 25

Diagrama de cajas de los valores de R en los puntos de medición 1, 2, 4, 6, 10 del ramal central, para los escenarios 11,12,13,14,15,16,17,18,20 y en las horas 12 y 20

decrecimiento obedece a que la integración de SFV en este caso se realiza en la zona cercana al transformador, mientras el Nodo 16 se encuentra en la zona alejada del mismo.

En el Escenario 2, R toma valores de aproximadamente 0.95 en las horas 18 y 19 a causa de la integración de VE. En el Escenario 3, una pequeña variación también es percibida debida a la operación de SAB en las horas 20 y 21, sin embargo, la mayoría de valores permanecen muy cercanos a 1.

En el Escenario 4, donde la integración de SFV se produce en los nodos de la región alejada del TRF, a donde pertenece el Nodo 16, se observa que los las medias y las medianas de R decrecen hasta al rededor de 0.98 en las horas de mayor generación de potencia de SFV. Uno de los factores que puede ser indicador de ese leve decrecimiento es la distorsión armónica de corriente de los SFV, que como se observó en la Figura 23, es la que se más se acerca a los valores límites de las estrategias de normalización.

En el Escenario 5, la integración de VE en la zona alejada del transformador resulta en una variación de los valores de R en las horas de mayor integración de VE, tales como 17,18, 19, 20 y 21. En el Escenario 6, por su parte, aún cuando la integración de SAE ocurre en la zona lejana del transformador, no hay mayor impacto en el valor de R excepto por las horas 2 y 3, donde este se sitúa al rededor de 0.98.

En el Escenario 7, se observa la influencia de los SFV y de los VE, que ubicados de manera distribuida por la red, tienen en el valor de R en las horas del medio día para el primero, y en las horas de la noche para el segundo. En este caso, por ser la configuración distribuida, un menor número de SFV se conectan por nodo, aparentemente esto tiene una mayor influencia en la dispersión de los valores de R en comparación a cuando se integran de manera concentrada.

En el Escenario 8, cuando los SFV y los SAE son integrados conjuntamente de manera distribuida se observa una variación en el valor de R en las horas diurnas, correspondientes a la generación de SFV, y en un par de horas específicas de la noche, correspondientes a los SAE. Los valores se mantienen mayormente cercanos a 1 en este caso.

En el Escenario 9, los valores de R no decrecen más allá de 0.9 en el caso más extremo en

relación a la integración de VE y SAE. Nuevamente, los efectos son notorios principalmente en las horas de la noche, que de acuerdo con este y los casos anteriores, es cuando esos dos recursos interactúan con la red.

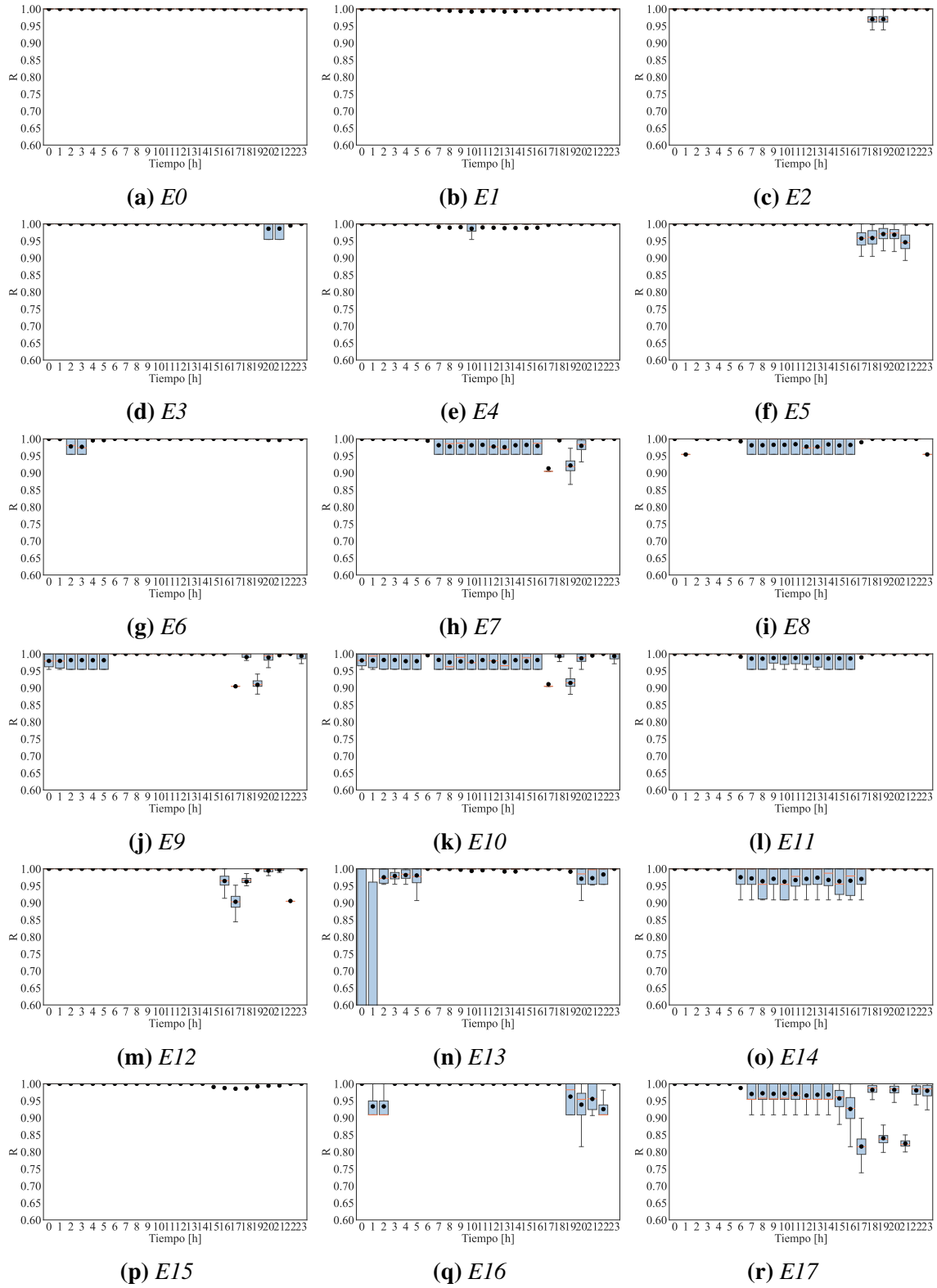
Cuando los tres tipos de DERs se integran conjuntamente y de manera distribuida por toda la red en el Escenario 10, es posible apreciar el efecto de cada recurso, pero principalmente de SFV y VE en las horas en que opera cada uno de ellos. En esta condición de operación para los SFV, el 100% de los datos de R se ubican por encima de 0.95, mientras que en la hora 19, la más notable de los VE, la media de los datos se ubica en 0.9.

Ahora bien, en los Escenarios en los que 40 usuarios integran DERs, el comportamiento del valor de R descrito previamente (20 usuarios), en función de la ubicación de los recursos, mantiene su tendencia. Ahora bien, el efecto de integrar una mayor cantidad de DERs, se refleja en la aparición de variaciones de R ante en nodos fuera de la zona de integración (Escenarios 11, 12 y 13). En el Escenario 13, aparentemente la integración de SAE provoca una altísima variabilidad en los datos durante las horas 0 y 1, provocando que R tome valores inferiores a 0.6 en esos casos particulares.

En los Escenarios 14, 15 y 16, se observa que la integración concentrada (cerca al Nodo 16) de un mayor número de SFV, implica que los valores algunos de los valores de R estén más alejados de la unidad, alcanzando hasta 0.9; y que un mayor número de baterías ocasiona un decrecimiento mayor de R con valores al rededor de 0.9; lo anterior comparado con los escenarios 4 y 6. En el Escenario 15, los VE causan un mayor decrecimiento de R en comparación con el Escenario 5.

Ahora bien, en los Escenarios 17, 18, 19 y 20, se puede observar que, nuevamente, un incremento en el número de usuarios que integran SFV no provoca mayores decrecimientos en el valor de R, en comparación con los escenarios expuestos previamente. Sin embargo, donde se observa una mayor variación de R es en las horas en que los VE son integrados, con valores que incluso alcanzan 0.7.

Finalmente, y a manera de presentar de manera general el comportamiento de R en todos los escenarios y en todas las horas del día, la Figura 27 presenta los mapas de calor con los valores



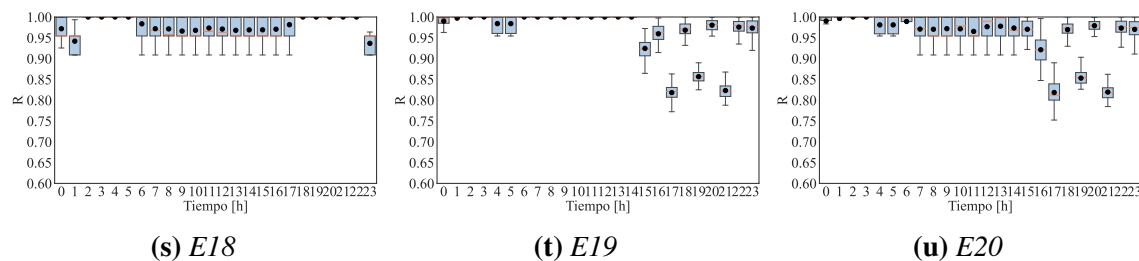
**Figura 26**

Diagrama de cajas de los valores de R en los puntos del Nodo 16, para todas las horas del día y en todos los escenarios.

medios de R en todas las horas del día y en todos los nodos de registro de datos.

En este punto es conveniente recordar que los nodos 1, 2, 13, 14, 22 y 23 corresponden a la zona cercana al transformador, mientras que los nodos 4, 6, 10, 16, 17, 25 y 26 a la zona alejada del equipo.

De acuerdo a lo anterior, la figura muestra que en los nodos de la zona cercana, podemos ver un decrecimiento del valor de R en los escenarios de integración correspondientes a esa zona (1, 2, 3, 11, 12 y 13) y en las horas en que cada DER interactúa con la red, principalmente SFV en horas del día y VE en horas de la tarde noche y de la media noche. Esta tendencia es similar en los nodos de la zona alejada, pero esta vez, los escenarios en los que los efectos son un más notorios en los mapas de calor corresponden a los escenarios (4, 5, 6, 14, 15 y 16). La intensidad con la que estas tendencias se manifiestan en los mapas puede variar en relación al número de usuarios conectados a cada nodo en cada escenario.

Adicionalmente, los resultados mostrados en la figura sugieren que los escenarios en que los DERs se integran de manera distribuida (7, 8, 9, 10, 17, 18, 19 y 20) pueden presentar variaciones considerables de R. Sin embargo y, nuevamente, esto también puede depender de la cantidad de usuarios por nodo.

Justamente en esos escenarios mencionados en el párrafo anterior es donde se presenta la mayor diferencia en los mapas entre las dos capacidades de integración (20 y 40 usuarios). Se encuentra que la integración que causa decrecimientos considerables en el valor de R se da cuando, en cualquiera de los escenarios correspondientes, se integran 40 VE en la red. Lo anterior puede

explicarse a partir del hecho de que estos VE representan carga adicional para la red eléctrica de baja tensión. Esto es, por ejemplo, que a mayor cantidad de VE, mayor cantidad de potencia fluyendo por las líneas, probablemente mayor desbalance en la red, mayor cantidad de fuentes de distorsión armónica y mayor decrecimiento en la tensión. Estas variaciones en los PeI, influyen en ese decrecimiento de los valores de R.

Por su parte, se aprecia que lo mismo no sucede con los SFV. Esto puede explicarse a partir del hecho de que, según la condición de operación considerada para este caso de estudio, cuando en un nodo aumenta el número de usuarios que integran SFV, en realidad cada SFV está principalmente abasteciendo la demanda de cada usuario. A medida que más usuarios en el nodo integran SFV, la corriente no necesariamente tiene que aumentar, sino que puede variar muy poco en relación a que menos usuarios estarán demandando potencia de la red en ciertas horas del día.

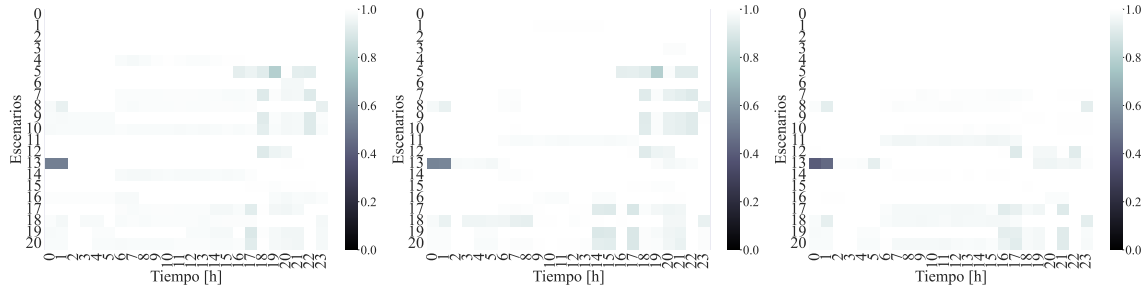
De manera general, los resultados muestran que para los escenarios y casos de integración propuestos, los valores de R no decrecen de manera extrema en cada nodo, por lo cual, estas condiciones de operación son todavía favorables para la red. Más aún, si se observa desde el nodo del transformador, son pocas las horas en las que el valor de R decrece en la red en todos los escenarios, por lo cual el equipo no estaría expuesto a condiciones que pudiesen afectar su funcionamiento.



(a) *Nodo 1*

(b) *Nodo 2*

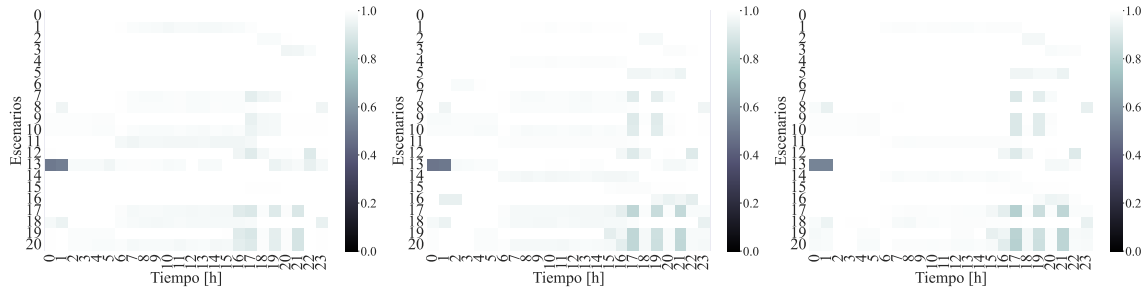
(c) *Nodo 4*



(d) *Nodo 6*

(e) *Nodo 10*

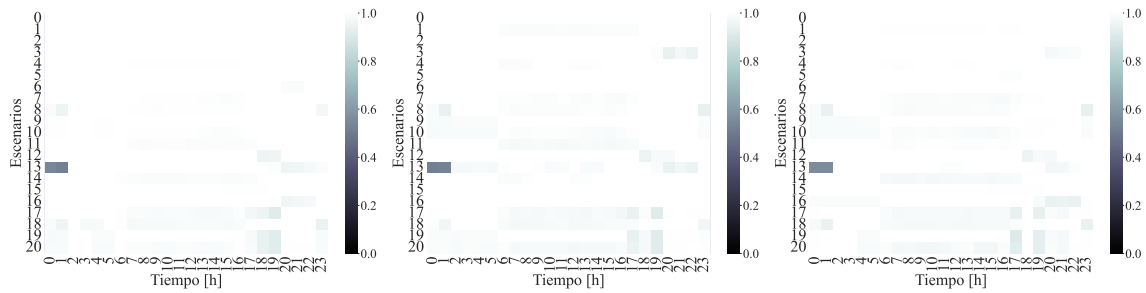
(f) *Nodo 13*



(g) *Nodo 14*

(h) *Nodo 16*

(i) *Nodo 17*



(j) *Nodo 22*

(k) *Nodo 23*

(l) *Nodo 25*



(m) *Nodo 26*

Figura 27

Mapas de calor de los valores de R en todos los escenarios y para todas las horas del día en los nodos 1, 2, 4, 6, 10, 13, 14, 16, 17, 22, 23, 25 y 26

8. Conclusiones

Este trabajo de investigación de maestría presenta un procedimiento para estudiar la variación de operación de una red eléctrica de baja tensión ante diversos escenarios de integración de DERs (SFV, SAE y VE), con diferentes ubicaciones y capacidades. El procedimiento está basado en el modelado y simulación de la red eléctrica y de los DERs en el software PowerFactory de DlgSILENT y en la ejecución de flujos de carga probabilísticos y armónicos, empleados a fin de considerar la incertidumbre inherente de los DERs. Los PeI resultado de los anteriores análisis (tensión, corriente, potencia activa y no activa, distorsiones armónicas de tensión y corriente, y desbalance) son usados como entradas a una metodología adaptada de evaluación de operación que permite obtener poblaciones de datos de un valor denominado R, que varía entre cero y uno, y proporciona información los efectos positivos o negativos que la integración de DERs puede representar en la red.

Resultados de parámetros e indicadores

En principio, este trabajo permite identificar que en los resultados de PeI, las variaciones más importantes ocurren en los escenarios y en las horas en las que los VE son integrados en la red, especialmente en el caso en que 40 usuarios son acoplados de manera distribuida en toda la red.

Lo anterior, se ve reflejado en un decrecimiento en la tensión, en incremento en la corriente y, por lo tanto, un incremento en la potencia que circula por las líneas en las cuales se registran datos; además, se manifiesta en el incremento en el desbalance de tensión (en algunos casos con valores por encima de 3%) debido a que los usuarios están conectados a diferentes fases en la red.

Por su parte, la integración de la cantidades de SFV propuestos en este estudio no ocasiona mayores variaciones en los parámetros e indicadores y contribuye a la reducción del desbalance de tensión respecto al caso sin integración. Aún cuando se aumenta el número de SFV integrados

en la red, no se aprecian efectos adversos, lo cual se adjudica a que los usuarios conectados a un nodo no están aumentando su capacidad instalada individual, sino que el aumento se produce en el número de viviendas conectadas a un nodo que integran SFV principalmente para abastecer su demanda.

Las distorsiones armónicas de tensión y de corriente, ocurren en la red en las horas en que un determinado DER es integrado e incrementa en la medida en que más fuentes de distorsión armónica se acoplan a la red.

En los parámetros e indicadores se observa un incremento en los rangos intercuartiles de los diagramas de cajas en los escenarios y horas en las cuales los SFV son integrados. Esto puede estar asociado con la PDF basada en características de tiempo definida para la irradiancia, pues esta no se ajusta a una PDF tradicional. Por el contrario, los rangos intercuartiles son más bajos en los escenarios de integración de VE, puesto que la distribución definida para esos elementos es del tipo normal, con una desviación estándar de apenas 5% en función del valor medio.

Resultados de los valores de R

Los resultados de los valores de R permiten obtener una noción de qué sucede en los nodos de la red dependiendo del tipo de DER que se esté integrando y del lugar donde éste sea conectado.

Cuando el análisis es realizado particularmente en un nodo (por ejemplo el 16), es observado que los valores de R decrecen principalmente cuando la integración es realizada en ese nodo. Los efectos de la integración de DERs en otros lugares de la red empiezan a ser percibidos en el nodo en estudio a medida que el número de DERs integrados aumenta. Los decrecimientos en los valores de R ocurren en las horas de integración de DERs, en la mayoría de los casos los valores oscilan entre 0.85 y 0.95.

Los resultados para este caso de estudio muestran que, para un nodo particular, los valores de R se mantiene más cercanos a 1 cuando hay menos usuarios integrando SFV en un nodo. Cuando hay mayor cantidad de usuarios que integran SFV, las medias y las medianas de los valores de R suelen estar más alejados de la unidad (aunque para este caso de estudio, la diferencia es realmente baja).

Nuevamente, y en relación con lo expuesto en los resultados de PeI, los valores de R presentan los decrecimientos más notables, con valores por debajo de 0.8 y de hasta 0.7, cuando 40 VE son integrados de manera distribuida en la red.

En la mayoría de los escenarios de integración considerados en este estudio, es observado que los valores de R no indican una condición de operación crítica para la red, excepto cuando 40 VE son integrados de manera distribuida en toda la red, lo cual lleva a pensar que, en estas condiciones de operación, la red puede albergar una mayor integración de DERs.

Conclusión general

El procedimiento propuesto en este trabajo de investigación para encontrar una población muestral de valores de R puede resultar de gran valor para los operadores de redes de distribución y para los investigadores en general, pues a partir de procedimientos de modelado y simulación, R proporcionan una visión general del comportamiento de la red ante la integración de DERs, lo cual resulta bastante útil en estudios de proyección y planificación. A partir de la observación de esa única población de valores es posible determinar, en cada hora del día, qué tan beneficioso o perjudicial resulta para la red la integración de un determinado recurso. El procedimiento es además valioso porque, debido a que los parámetros e indicadores se registran en nodos de la red, no se limita el análisis a la integración de un único DER, sino que múltiples recursos pueden ser integrados.

En un software como PowerFactory, la realización simultánea de un estudio probabilístico - armónico es todavía una barrera debido a que cada análisis es realizado por separado y se limita opción de conocer información sobre la distorsión armónica de la red a la vez que se considera la incertidumbre de inherente a múltiples variables asociadas a la operación de la misma. En este procedimiento, el análisis probabilístico armónico permite considerar en el análisis la variabilidad asociada a la irradiancia (SFV) y del comportamiento de los usuarios (VE), a la vez que se considera la variabilidad en la distorsión armónica. Todo esto, aumenta la semejanza entre el estudio y las condiciones reales en la operación de una red de distribución.

El hecho de obtener una población de valores de R, permite conocer sobre cuál valor se

sitúan la mayoría de los datos, lo cual puede ofrecer mayor certeza en la toma de decisiones sobre los DERs que la red puede albergar sin afectar su operación, lo anterior está restringido en análisis determinísticos, que mencionar en lo absoluto que son invaluablees o incorrectos, pueden limitar la cantidad de información que el usuario puede extraer del estudio.

Trabajo futuro

- Profundizar en la unificación del flujo de carga probabilístico armónico, de modo que estos no deban realizarse por separado para obtener los resultados de PeI a partir de estrategias de simulación.
- Analizar en detalle el dimensionamiento de SAE para ser integrados y estudiar con mayor profundidad las reglas de operación de las baterías de modo que el efecto de su integración en la red pueda ser estudiado más ampliamente.
- Abarcar el área de investigación del comportamiento de la distorsión armónica en el proceso de recarga de vehículos eléctricos.
- Investigar en estrategias de programación, cómputo y simulación que permitan reducir los tiempos de cálculo, que en este caso de estudio, tomaron aproximadamente 45 días (En un equipo con procesador Intel ®CORE™i7 y 8 GB de RAM)

Bibliography

- Adefarati, T., & Bansal, R. C. (2016). Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review. *IET Renewable Power Generation*, *10*, 873–884. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0378>
- Agency, I. E. (2022). *Global ev outlook 2022 securing supplies for an electric future*. www.iea.org/t&c/
- Alkan, B., Uzun, B., Erenolu, A. K., Erdinc, O., Turan, M. T., & Catalao, J. P. (2018). Scenario based analysis of an ev parking lot equipped with a roof-top pv unit within distribution systems. *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies, SEST 2018 - Proceedings*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/SEST.2018.8495891>
- Alzahrani, A., Alharthi, H., & Khalid, M. (2019). Minimization of power losses through optimal battery placement in a distributed network with high penetration of photovoltaics. *Energies*, *13*. <https://doi.org/10.3390/en13010140>
- Anand, M., Bagen, B., & Rajapakse, A. (2020). Probabilistic reliability evaluation of distribution systems considering the spatial and temporal distribution of electric vehicles. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *117*, 105609. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105609>
- Angelim, J. H., & Affonso, C. D. M. (2019). Probabilistic impact assessment of electric vehicles charging on low voltage distribution systems. *2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895494>
- Angelim, J. H., & de Mattos Affonso, C. (2020). Probabilistic assessment of voltage quality on solar-powered electric vehicle charging station. *Electric Power Systems Research*, *189*, 106655. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106655>

- Arefifar, S. A., Paz, F., Member, S., & Ordonez, M. (2017). Improving solar power pv plants using multivariate design optimization. *IEEE JOURNAL OF EMERGING AND SELECTED TOPICS IN POWER ELECTRONICS*, 5, 638–650. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2670500>
- Arroyave, L. F. B., & Lezama, J. M. L. (2013). Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica. *Revista Tecnura*, 17, 50. <https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2013.2.a04>
- Beltrán, J. C., Aristizábal, A. J., López, A., Castaneda, M., Zapata, S., & Ivanova, Y. (2020). Comparative analysis of deterministic and probabilistic methods for the integration of distributed generation in power systems. *Energy Reports*, 6, 88–104. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.10.025>
- Blackhall, L., Kuiper, G., Nicholls, L., & Scott, P. (2020). Optimizing the value of distributed energy resources. *The Electricity Journal*, 33, 106838. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106838>
- Bravo, R. J. (2018). Solar pv power plants harmonics impacts. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2018-April*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/TDC.2018.8440264>
- Brinkmann, B., & Negnevitsky, M. (2017). A probabilistic approach to observability of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32, 1169–1178. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2583479>
- Bu, S., Yu, F. R., & Liu, P. X. (2014). Distributed unit commitment scheduling in the future smart grid with intermittent renewable energy resources and stochastic power demands. *International Journal of Green Energy*, 5075, 140416104557008. <https://doi.org/10.1080/15435075.2014.893874>
- Caballero-Peña, J., Cadena-Zarate, C., & Osma-Pinto, G. (2020). Análisis de la operación en estado estable de una red eléctrica de baja tensión con inyección de potencia de sistemas

- fotovoltaicos. *Revista UIS Ingenierías*, 19, 89–101. <https://doi.org/https://doi.org/10.18273/revuin.v19n4-2020008>
- Caballero-Peña, J., Cadena-Zarate, C., & Osma-Pinto, G. (2022). Hourly characterization of the integration of der in a network from deterministic and probabilistic approaches using co-simulation powerfactory-python. *Alexandria Engineering Journal*. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2022.08.005>
- Caballero-Peña, J., Cadena-Zarate, C., Parrado-Duque, A., & Osma-Pinto, G. (2022). *Distributed energy resources on distribution networks: A systematic review of modelling, simulation, metrics, and impacts*. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107900>
- Camilo, F. M., Pires, V. F., Castro, R., & Almeida, M. (2018). The impact of harmonics compensation ancillary services of photovoltaic microgeneration in low voltage distribution networks. *Sustainable Cities and Society*, 39, 449–458. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.03.016>
- Caro, L., Ramos, G., Montenegro, D., & Celeita, D. (2020a). Variable harmonic distortion in electric vehicle charging stations. *2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, IAS 2020*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/IAS44978.2020.9334798>
- Caro, L., Ramos, G., Montenegro, D., & Celeita, D. (2020b). Variable harmonic distortion in electric vehicle charging stations. *2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/IAS44978.2020.9334798>
- Carvallo, J.-P., Taneja, J., Callaway, D., & Kammen, D. M. (2019). Distributed resources shift paradigms on power system design, planning, and operation: An application of the gap model. *Proceedings of the IEEE*, 107, 1906–1922. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2019.2925759>
- Castano, S. R. (2004). *Redes de distribución de energía* (Tercera ed). Universidad Nacional de Colombia.
- Chathurangi, D., Jayatunga, U., Rathnayake, M., Wickramasinghe, A., Agalgaonkar, A., & Perera, S. (2018). Potential power quality impacts on lv distribution networks with high penetration

- levels of solar pv. *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2018-May*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378890>
- Chidurala, A., Saha, T. K., & Mithulananthan, N. (2016). Harmonic impact of high penetration photovoltaic system on unbalanced distribution networks - learning from an urban photovoltaic network. *IET Renewable Power Generation*, *10*, 485–494. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0188>
- Colliau, T., Rogers, G., & Hughes, Z. (2017). Matlab vs. python vs. r. *15*. <https://doi.org/10.6339/JDS.201707>
- Cortés, A., Mazón, J., & Merino, J. (2018). Strategy of management of storage systems integrated with photovoltaic systems for mitigating the impact on lv distribution network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *103*, 470–482. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.06.012>
- CREG, UTP, & de Energia, C. (2019). *Estudio para el diseño de indicadores de seguimiento y evaluación de la integración de la autogeneración y la generación distribuida en el sistema interconectado nacional*.
- Daud, S., Kadir, A. F. A., & Gan, C. K. (2015). The impacts of distributed photovoltaic generation on power distribution networks losses. *2015 IEEE Student Conference on Research and Development, SCORED 2015*, 11–15. <https://doi.org/10.1109/SCORED.2015.7449305>
- de Simone, D., & Piegari, L. (2019). Integration of stationary batteries for fast charge ev charging stations. *Energies*, 1–6. <https://doi.org/10.3390/en12244638>
- DIgSILENT. (2020). *Powerfactory 2020, user manual*. www.digsilent.de
- Elkholy, A. (2019). Harmonics assessment and mathematical modeling of power quality parameters for low voltage grid connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, *183*, 315–326. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.03.009>
- Enriquez, C., Chacón-Troya, D., Romero, H., & Quizhpi, F. (2017). Simulation of harmonics produced by electroliners in the electrical network of cuenca city. *2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Tech-*

- nologies, *CHILECON 2017 - Proceedings, 2017-Janua*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/CHILECON.2017.8229554>
- E.S.P., E. S. (2004). *Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución*.
- Farhoodnea, M., Mohamed, A., Shareef, H., & Zayandehroodi, H. (2013). Power quality impacts of high-penetration electric vehicle stations and renewable energy-based generators on power distribution systems. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, *46*, 2423–2434. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2013.04.032>
- Fatouros, P., Konstantelos, I., Papadaskalopoulos, D., & Strbac, G. (2019). Stochastic dual dynamic programming for operation of der aggregators under multi-dimensional uncertainty. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *10*, 459–469. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2764065>
- Faza, A. (2018). A probabilistic model for estimating the effects of photovoltaic sources on the power systems reliability. *Reliability Engineering and System Safety*, *171*, 67–77. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2017.11.008>
- Fortes, R. R., Buzo, R. F., & de Oliveira, L. C. (2020). Harmonic distortion assessment in power distribution networks considering dc component injection from pv inverters. *Electric Power Systems Research*, *188*. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106521>
- Gabdullin, Y., & Azzopardi, B. (2018). Impacts of high penetration of photovoltaic integration in malta. *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, 1398–1401. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2018.8548256>
- Gabdullin, Y., Xerri, C., Azzopardi, B., Cilia, K., & Portelli, G. (2018). Solar photovoltaics penetration impact on a low voltage network a case study for the island of gozo, malta. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2018-Augus*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8585974>

- Gallardo-Saavedra, S., & Karlsson, B. (2018). Simulation, validation and analysis of shading effects on a pv system. *Solar Energy*, *170*, 828–839. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.035>
- Galvani, S., Hagh, M. T., Sharifian, M. B. B., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2019). Multiobjective predictability-based optimal placement and parameters setting of upfc in wind power included power systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, *15*, 878–888. <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2818821>
- Garcia-Villalobos, J., Zamora, I., Marinelli, M., Eguia, P., & Martin, J. I. S. (2018). Co-simulation with digsilent powerfactory and matlab: Optimal integration of plug-in electric vehicles in distribution networks. *Green Energy and Technology*, 67–91. https://doi.org/10.1007/978-3-319-50532-9_4
- García-Villalobos, J., Zamora, I., Martín, J. I. S., Asensio, F. J., & Aperribay, V. (2014). Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *38*, 717–731. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.040>
- Ghiani, E., & Pisano, G. (2018). *Impact of renewable energy sources and energy storage technologies on the operation and planning of smart distribution networks*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814891-4.00002-3>
- Gounder, Y. K., Nanjundappan, D., & Boominathan, V. (2016). Enhancement of transient stability of distribution system with scig and dfig based wind farms using statcom. *IET Renewable Power Generation*, *10*, 1171–1180. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0022>
- Gruoss, G., Mion, A., & Gajani, G. S. (2020). Forecasting of electrical vehicle impact on infrastructure: Markov chains model of charging stations occupation. *eTransportation*, 100083. <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2020.100083>
- Gupta, N. (2018). Gauss-quadrature-based probabilistic load flow method with voltage-dependent loads including wtgs, pv, and ev charging uncertainties. *IEEE Transactions on Industry Applications*, *54*, 6485–6497. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2855164>

- Hasheminamin, M., Agelidis, V. G., & Heidari, A. (2013). Impact study of high pv penetration in low and medium-voltage networks when considering residential and industrial load profile. *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 347–352. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2013.6749778>
- Hasheminamin, M., Agelidis, V. G., Salehi, V., Teodorescu, R., & Hredzak, B. (2015). Index-based assessment of voltage rise and reverse power flow phenomena in a distribution feeder under high pv penetration. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5, 1158–1168. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2015.2417753>
- He, J., Li, Y. W., & Blaabjerg, F. (2015). An enhanced islanding microgrid reactive power, imbalance power, and harmonic power sharing scheme. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 30, 3389–3401. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2332998>
- 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>
- Horowitz, K. (, Peterson, Z. (, Coddington, M. (, Ding, F. (, Sigrin, B. (, Saleem, D. (, Baldwin, S. E. (, Lydic, B. (, Stanfield, S. C. (, Enbar, N. (, Coley, S. (, Sundararajan, A. (, Schroeder, C. (, Horowitz, K. (, Peterson, Z. (, Coddington, M. (, Ding, F. (, Sigrin, B. (, Saleem, D. (, ... Schroeder, C. ((2019). An overview of distributed energy resource (der) interconnection : Current practices and emerging solutions. *NREL Technical Report*.
- Howlader, A. M., Sadoyama, S., Roose, L. R., & Chen, Y. (2020). Active power control to mitigate voltage and frequency deviations for the smart grid using smart pv inverters. *Applied Energy*, 258, 114000. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114000>
- IEA, I. E. A. .-. (n.d.). *Grid-scale storage – analysis*. <https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage>
- (IEA), I. E. A. (2020). *Electricity - fuels & technologies - iea*. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>
- IEC, U.-E. (2018). *Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. parte 1: Terminología*.

- IEEE. (2014). Ieee std 519-2014 (revision of ieee std 519-1992), ieee recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, 2014, 1–29. <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6826457>
- IEEE. (2018). *Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces-2018*.
- Industrial, E. (2019). Metodología para evaluar el impacto de las tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas de distribución eléctricos.
- IRENA. (2019a). *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*. <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>
- IRENA. (2019b). *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*. <https://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-for-a-renewable-powered-future>
- IRENA, I. R. E. A. -. (2020). *Energy transition*. <https://www.irena.org/energytransition>
- Jahic, A., Eskander, M., & Schulz, D. (2019). Bus depot simulator: Steady-state python and digilent co-simulation for large-scale electric bus depots. *NEIS 2019 - Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, 85–91.
- Jamborsalamati, P., Hossain, M. J., Taghizadeh, S., Konstantinou, G., Manbachi, M., & Dehghanian, P. (2020). Enhancing power grid resilience through an iec61850-based ev-assisted load restoration. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16, 1799–1810. <https://doi.org/10.1109/TII.2019.2923714>
- Jankowiak, C., Zacharopoulos, A., Brandoni, C., Keatley, P., MacArtain, P., & Hewitt, N. (2020). Assessing the benefits of decentralised residential batteries for load peak shaving. *Journal of Energy Storage*, 32. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101779>

- Johannes, A., Leach, M., & Yang, A. (2018). The impact of increased decentralised generation on the reliability of an existing electricity network. *Applied Energy*, *215*, 479–502. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.009>
- Johansson, P., Vendel, M., & Nuur, C. (2020). Integrating distributed energy resources in electricity distribution systems: An explorative study of challenges facing dsos in sweden. *Utilities Policy*, *67*, 101117. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101117>
- Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S., & Bakar, 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>
- Karmaker, A. K., Roy, S., & Ahmed, M. R. (2019). Analysis of the impact of electric vehicle charging station on power quality issues. *2019 International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ECACE.2019.8679164>
- Klaić, Z., Knežević, G., Primorac, M., & Topić, D. (2020). Impact of photovoltaic and biogas power plant on harmonics in distribution network. *IET Renewable Power Generation*, *14*, 110–117. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0528>
- Kongjeen, Y., & Bhumkittipich, K. (2018). Impact of plug-in electric vehicles integrated into power distribution system based on voltage-dependent power flow analysis. *Energies*, *11*, 1–16. <https://doi.org/10.3390/en11061571>
- Kulmala, A., Repo, S., & Jarventausta, P. (2014). Coordinated voltage control in distribution networks including several distributed energy resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *5*, 2010–2020. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2297971>
- Li, Y., Feng, B., Li, G., Qi, J., Zhao, D., & Mu, Y. (2018). Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage. *Applied Energy*, *210*, 1073–1081. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.008>

- 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., Alabdulwahab, A., & Al-Turki, Y. (2019). Valuation of distributed energy resources in active distribution networks. *The Electricity Journal*, *32*, 27–36. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.03.001>
- 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*, 589–597. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2579999>
- Liu, Y.-J., Chang, T.-P., Chen, H.-W., Chang, T.-K., & Lan, P.-H. (2014). Power quality measurements of low-voltage distribution system with smart electric vehicle charging infrastructures. *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 631–635. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2014.6842879>
- Liu, Z., Wu, Q., Shahidehpour, M., Li, C., Huang, S., & Wei, W. (2019). Transactive real-time electric vehicle charging management for commercial buildings with pv on-site generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *10*, 4939–4950. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2871171>
- Longhi, G., Borges, C., & Gruosso, G. (2018). A model to estimate the impact of electrical vehicles displacement on medium voltage network. *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, *1*, 5131–5136. <https://doi.org/10.1109/IECON.2018.8591563>
- Lopez, C. D., Cvetkovic, M., & Palensky, P. (2019). Enhancing powerfactory dynamic models with python for rapid prototyping. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2019-June*, 93–99. <https://doi.org/10.1109/ISIE.2019.8781432>
- Lopez, C. D., Meer, A. A. V. D., Cvetkovic, M., & Palensky, P. (2017). A variable-rate co-simulation environment for the dynamic analysis of multi-area power systems. *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*. <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981117>

- Lydia, M., Kumar, S. S., Selvakumar, A. I., & Kumar, G. E. P. (2014). A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *30*, 452–460. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.030>
- Lynch, M., Nolan, S., Devine, M. T., & O'Malley, M. (2019). The impacts of demand response participation in capacity markets. *Applied Energy*, *250*, 444–451. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.063>
- Ma, X., & Dong, Y. (2020). An estimating combination method for interval forecasting of electrical load time series. *Expert Systems with Applications*, *158*, 113498. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2020.113498>
- Ma, Y., Azuatalam, D., Power, T., Chapman, A. C., & Verbič, G. (2019). A novel probabilistic framework to study the impact of photovoltaic-battery systems on low-voltage distribution networks. *Applied Energy*, *254*, 113669. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113669>
- Maharjan, S., Kumar, D. S., & Khambadkone, A. M. (2020). Enhancing the voltage stability of distribution network during pv ramping conditions with variable speed drive loads. *Applied Energy*, *264*, 114733. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114733>
- Mancini, E., Longo, M., Yaici, W., & Zaninelli, D. (2020). Assessment of the impact of electric vehicles on the design and effectiveness of electric distribution grid with distributed generation. *Applied Sciences (Switzerland)*, *10*. <https://doi.org/10.3390/app10155125>
- Martínez-Peñaloza, A., & Osma-Pinto, G. (2021). Analysis of the performance of the norton equivalent model of a photovoltaic system under different operating scenarios. *International Review of Electrical Engineering*, *16*, 328–343. <https://doi.org/10.15866/iree.v16i4.20278>
- Matlokotsi, T., & Chowdhury, S. (2017). Power quality enhancement in sub-transmission and distribution networks using grid-integrated renewable distributed generation. *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2017, 2017-Janua*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2017.8232011>
- Matti Lehtonen Lauri Kütt, E. S. (2016). A review of the harmonic and unbalance effects in electrical distribution networks due to ev charging. *Proceedings - 3rd International Conference*

- on Green Technology and Sustainable Development, GTSD 2016*, 28–33. <https://doi.org/10.1109/GTSD.2016.17>
- Meyer, J., Müller, S., Schegner, P., Djokic, S. Z., Collin, A. J., & Xu, X. (2016). Comparison of methods for modelling electric vehicle chargers for harmonic studies. *19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016*. <https://doi.org/10.1109/PSCC.2016.7540993>
- Mitra, P., Heydt, G. T., & Vittal, V. (2012). The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems. *2012 North American Power Symposium, NAPS 2012*. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2012.6336330>
- Mukherjee, M., Poudel, S., Dubey, A., & Bose, A. (2019). Distributed generator sizing for joint optimization of resilience and voltage regulation. *2018 North American Power Symposium, NAPS 2018*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2018.8600673>
- Nallely, C., Campas, A., & Martinez, M. M. (2017). Interaction between photovoltaic power systems and distribution power systems : Impact on the power factor and energy losses, 1–6.
- Nissan leaf (2018-2022) price and specifications - ev database*. (n.d.). <https://ev-database.org/car/1106/Nissan-Leaf>
- Ogunjuyigbe, A., Ayodele, T., & Akinola, O. (2016). Impact of distributed generators on the power loss and voltage profile of sub-transmission network. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 3, 94–107. <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2015.11.010>
- Ouali, S., & Cherkaoui, A. (2020). An improved backward/forward sweep power flow method based on a new network information organization for radial distribution systems. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2020. <https://doi.org/10.1155/2020/5643410>
- Palomino, A., & Parvania, M. (2019). Probabilistic impact analysis of residential electric vehicle charging on distribution transformers. *2018 North American Power Symposium, NAPS 2018*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2018.8600630>

- Palomino, A., & Parvania, M. (2020). Data-driven risk analysis of joint electric vehicle and solar operation in distribution networks. *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 7, 141–150. <https://doi.org/10.1109/oajpe.2020.2984696>
- 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, 1202–1213. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2691357>
- Parrado-Duque, A. (2020). *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 (Trabajo de Investigación de Maestría en Ingeniería Eléctrica)*. Universidad Industrial de Santander.
- Parrado-Duque, A., Osma-Pinto, G., Rodriguez-Velasquez, R., & Ordonez-Plata, G. (2020). Considerations for the assessment resilience in low voltage electrical network with photovoltaic systems — part i, 1–6. <https://doi.org/10.1109/fisecigre48012.2019.8984962>
- Pérez-Arriaga, I. J. (2016). The transmission of the future: The impact of distributed energy resources on the network. *IEEE Power and Energy Magazine*, 41–53. <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2550398>
- Pothinun, T., & Premrudeepreechacharn, S. (2018). Power quality impact of charging station on mv distribution networks: A case study in pea electrical power system. *Proceedings - 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2018.8541921>
- Procopiou, A., Petrou, K., & Ochoa, L. (2020). Advanced planning of pv-rich distribution networks deliverable 4: Non-traditional solutions, 1–95.
- Prusty, B. R., & Jena, D. (2017). A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 1286–1302. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.044>

- Qin, X., Sun, H., Shen, X., Guo, Y., Guo, Q., & Xia, T. (2019). A generalized quasi-dynamic model for electric-heat coupling integrated energy system with distributed energy resources. *Applied Energy*, 251, 113270. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.05.073>
- Rafique, S., & Town, G. (2017). Aggregated impacts of electric vehicles on electricity distribution in new south wales, australia. *Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 14, 71–87. <https://doi.org/10.1080/1448837X.2018.1463618>
- Ramadhani, U. H., Shepero, M., Munkhammar, J., Widén, J., & Etherden, N. (2020). Review of probabilistic load flow approaches for power distribution systems with photovoltaic generation and electric vehicle charging. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 120, 106003. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106003>
- Rampinelli, G. A., Gasparin, F. P., Bühler, A. J., Krenzinger, A., & Romero, F. C. (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>
- Rawat, M. S., & Vadhera, S. (2020). Probabilistic approach to determine penetration of hybrid renewable dgs in distribution network based on voltage stability index. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 45, 1473–1498. <https://doi.org/10.1007/s13369-019-04023-1>
- Reddi, K. R., Li, W., Wang, B., & Moon, Y. (2013). System dynamics modelling of hybrid renewable energy systems and combined heating and power generator. *International Journal of Sustainable Engineering*, 6, 31–47. <https://doi.org/10.1080/19397038.2012.689781>
- Reinders, J., Paterakis, N. G., Morren, J., & Slootweg, J. G. (2018). A linearized probabilistic load flow method to deal with uncertainties in transmission networks. *2018 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2018 - Proceedings*, 22–27. <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2018.8440326>
- REN21. (n.d.). *Renewables 2022 global status report*.
- REN21. (2019a). *Perspectives on the global renewable energy transition*. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_perspectives_en.pdf

- REN21. (2019b). *Why is renewable energy important?* <https://www.ren21.net/why-is-renewable-energy-important/>
- Rezaei, F., & Esmaili, S. (2017). Decentralized reactive power control of distributed pv and wind power generation units using an optimized fuzzy-based method. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 87, 27–42. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.10.015>
- Sadeghi, D., Naghshbandy, A. H., & Bahramara, S. (2020). Optimal sizing of hybrid renewable energy systems in presence of electric vehicles using multi-objective particle swarm optimization. *Energy*, 209, 118471. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118471>
- Sadeghian, H., & Wang, Z. (2018). Photovoltaic generation in distribution networks: Optimal vs. random installation. *2018 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2018*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/ISGT.2018.8403320>
- Santos-Martin, D., & Lemon, S. (2016). Simplified modeling of low voltage distribution networks for pv voltage impact studies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7, 1924–1931. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2500620>
- Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., Ten, C. W., Shirek, G. J., Zhu, H., Fuller, J. C., Pereira, J. L., Ochoa, L. F., Araujo, L. R. D., Dugan, R. C., Matthias, S., Paudyal, S., McDermott, T. E., & Kersting, W. (2018a). Analytic considerations and design basis for the iee distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33, 3181–3188. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2760011>
- Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., Ten, C. W., Shirek, G. J., Zhu, H., Fuller, J. C., Pereira, J. L., Ochoa, L. F., Araujo, L. R. D., Dugan, R. C., Matthias, S., Paudyal, S., McDermott, T. E., & Kersting, W. (2018b). Analytic considerations and design basis for the iee distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33, 3181–3188. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2760011>
- Senjyu, T., & Howlader, A. M. (2016). *Operational aspects of distribution systems with massive der penetrations*. <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. *2016 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, 348–343. <https://doi.org/10.1109/PECON.2016.7951584>
- Sharma, S., Niazi, K. R., Verma, K., & Rawat, T. (2019). Impact of multiple battery energy storage system strategies on energy loss of active distribution network. *International Journal of Renewable Energy Research*, *9*, 1705–1711.
- Shrestha, S., & Hansen, T. M. (2016). Distribution feeder impacts of electric vehicles charging in an integrated traffic and power network. *NAPS 2016 - 48th North American Power Symposium, Proceedings*, 0-5. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747888>
- Singh, G., Miller, C., & Howe, W. (2020). A framework for evaluating harmonic losses in distribution planning. *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2020-July*. <https://doi.org/10.1109/ICHQP46026.2020.9177913>
- STEVENSON, W., & GRAINGER, J. (1985). *Análisis de sistemas de potencia* (Vol. 53). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Strezoski, L. V., Dumnic, B., Popadic, B., Prica, M., & Loparo, K. A. (2020). Novel fault models for electronically coupled distributed energy resources and their laboratory validation. *IEEE Transactions on Power Systems*, *35*, 1209–1217. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2943123>
- Sumathi, S., Kumar, L. A., & Surekha, P. (2015). *Solar pv and wind energy conversion systems*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-14941-7>
- Sun, M., Zhang, T., Wang, Y., Strbac, G., & Kang, C. (2020). Using bayesian deep learning to capture uncertainty for residential net load forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*, *35*, 188–201. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2924294>
- Teimourzadeh, S., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2014). *Probabilistic power flow module for powerfactory digsilent*. https://doi.org/10.1007/978-3-319-12958-7_3
- Tolmasquim, M. T., Senra, P. M. A., Gouvêa, A. R., Pereira, A. O., Alves, A. C., & Moszkowicz, M. (2020). Strategies of electricity distributors in the context of distributed energy resources

- diffusion. *Environmental Impact Assessment Review*, 84, 106429. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2020.106429>
- Tomoiaga, B., Chindris, M., Sudria-Andreu, A., & Sumper, A. (2011). Object oriented backward/forward algorithm for unbalanced and harmonic polluted distribution systems. *11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/EPQU.2011.6128909>
- Transportation, I., & Technology, V. (2015). *Ieee standard technical specifications of a dc quick charger for use with electric vehicles ieee vehicular technology society ieee standard technical specifications of a dc quick charger for use with electric vehicles.*
- Tursun, F., Smiai, M., Sahin, C., & Gezer, D. (2013). Impacts of pv installation on the low voltage residential distribution networks: A case study of yildiz. *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 1415–1420. <https://doi.org/10.1109/PowerEng.2013.6635822>
- Tushar, W., Chai, B., Yuen, C., Smith, D. B., Wood, K. L., Yang, Z., & Poor, H. V. (2015). Three-party energy management with distributed energy resources in smart grid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62, 2487–2498. <https://doi.org/10.1109/TIE.2014.2341556>
- Ul-Haq, A., Cecati, C., & El-Saadany, E. (2018). Probabilistic modeling of electric vehicle charging pattern in a residential distribution network. *Electric Power Systems Research*, 157, 126–133. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.12.005>
- Ullah, N., Ali, M., Ibeas, A., & Herrera, J. (2017). Adaptive fractional order terminal sliding mode control of a doubly fed induction generator- based wind energy system. *IEEE Access*, 5. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2759579>
- Villanueva, D., Pazos, J., & Feijóo, A. (2011). Probabilistic load flow including wind power generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4, Indire, 1659–1667. <https://doi.org/10.1109/mias.2010.939636>

- Vopava, J., Koczwara, C., Traupmann, A., & Kienberger, T. (2019). Investigating the impact of e-mobility on the electrical power grid using a simplified grid modelling approach. *Energies*, *13*, 39. <https://doi.org/10.3390/en13010039>
- Wang, R., Wang, J., & Xu, Y. (2019). A novel combined model based on hybrid optimization algorithm for electrical load forecasting. *Applied Soft Computing*, *82*. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.105548>
- Wegmann, R., Döge, V., Becker, J., & Sauer, D. U. (2017). Optimized operation of hybrid battery systems for electric vehicles using deterministic and stochastic dynamic programming. *Journal of Energy Storage*, *14*, 22–38. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.09.008>
- Wu, C., Wen, F., Lou, Y., & Xin, F. (2015). Probabilistic load flow analysis of photovoltaic generation system with plug-in electric vehicles. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, *64*, 1221–1228. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.014>
- Wu, J., Cui, Z., Chen, Y., Kong, D., & Wang, Y.-G. (2019). A new hybrid model to predict the electrical load in five states of australia. *Energy*, *166*, 598–609. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.076>
- www.sae.org. (2010). Standard sae j1772.
- Xiong, L., Nour, M., & Radwan, E. (2020). Harmonic analysis of photovoltaic generation in distribution network and design of adaptive filter. *International Journal of Computing and Digital Systems*, *9*, 77–85. <https://doi.org/10.12785/ijcds/090108>
- Xu, X. (2018). *Harmonic modelling and characterisation of modern power electronic devices in low voltage networks*. The University of Edinburgh.
- Zeraati, M., Golshan, M. E. H., & Guerrero, J. M. (2019). A consensus-based cooperative control of pev battery and pv active power curtailment for voltage regulation in distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *10*, 670–680. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2749623>

Zhang, B., Dehghanian, P., & Kezunovic, M. (2019). Optimal allocation of pv generation and battery storage for enhanced resilience. *IEEE Transactions on Smart Grid, 10*, 535–545. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2747136>