

Evaluación de la resiliencia de una red eléctrica de baja tensión con integración de generación  
fotovoltaica emulada en el equipo EPH3 de Lucas Nülle

Oscar Mauricio Pinzón Quintero

Fabio Daniel Gaviria Ospina

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero Electricista

Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctores Ingeniería (Ing. Eléctrica, Electrónica y Gestión & Desarrollo)

Codirector

Ing. Alejandro Parrado Duque

MSc. Rusber Octavio Rodríguez Velásquez

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

## Dedicatoria

*A Dios principalmente por darme las habilidades, el conocimiento y la perseverancia para poder llegar a esta meta en mi vida.*

*A mi madre Luz Yamile Quintero Torres, a mi familia y mi novia Juliana Corzo por estar siempre apoyándome durante este camino, alentándome a seguir adelante, siempre queriendo que yo cumpla cada una de mis metas propuestas.*

*A mis amigos por siempre apoyarme y creer en mí en cada uno de los pasos y decisiones que doy ya que han estado siempre para motivarme.*

*A mi director de proyecto de grado German Osma y mis codirectores Alejandro Parrado y Rusber Rodríguez por su paciencia y dirección*

***Oscar Mauricio Pinzón Quintero.***

*A mis padres por ser los pilares de la persona que soy hoy en día, a mi madre por ser siempre ese apoyo incondicional, por sus consejos por ser siempre ese ejemplo de lo que significa ser una persona íntegra y honesta, a mi padre por ser una persona llena de nobleza y siempre contagiarme de su alegría y buena energía, por ser mi motivación para ser un mejor ser humano.*

*A mi hermano David por creer siempre en mí y ser mi compañero de vida y de sueños.*

*A mi novia Juliana Camargo por ser la persona que me acompañó y me apoyó en la etapa final de mi carrera y me enseñó el verdadero significado del amor, que con sacrificios se logran grandes cosas. ¡Te amo!*

*A todos mis amigos que hicieron parte de mi crecimiento profesional y como persona, ya que cada uno de ellos aportó experiencias significativas, no solo en el ámbito académico sino también en el personal, a todos muchas gracias por los maravillosos momentos los llevaré siempre en mis recuerdos.*

***Fabio Daniel Gaviria Ospina***

## Contenido

	<b>Pág</b>
Introducción.....	15
1. Marco referencial .....	19
1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.....	20
1.1.1 Impactos causados por la inyección de fotovoltaica a la red. ....	20
1.1.2. Selección de parámetros e indicadores de calidad de energía .....	21
1.2 Indicadores de calidad de potencia.....	26
1.3 Valores regulados de los parámetros e indicadores según los Estándares IEEE .....	27
1.4. Resiliencia eléctrica.....	28
2. Metodología de para la cuantificación y evaluación de la resiliencia eléctrica de una red de BT con integración de potencia FV.....	29
2.1 Sistema de medición implementado para obtener las variables eléctricas en el PCC.....	29
2.2 Emulación de energía fotovoltaica conectada a la red de BT.....	31
2.2.1. Emulador de panel FV .....	32
2.2.2. Inversor trifásico fotovoltaico de uso industrial.....	34
2.2.3. Autotransformador .....	35
2.3 Escenarios emulados .....	36
2.4. Método aplicado para la cuantificación de la resiliencia eléctrica en el PCC. ....	37
2.4.1. Esquema propuesto para la medición de los parámetros e indicadores.....	38

---

2.4.2. Formulación matemática aplicada para la cuantificación de la resiliencia.....	39
2.4.3. Esquema propuesto para la medición de la resiliencia eléctrica en el PCC. ....	47
3. Resultados.....	49
3.1 Resultados de PeI son normalizar .....	49
3.2 Resultados de PeI normalizados .....	61
3.3. Evaluación de la resiliencia eléctrica de la red de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC.....	64
3.4 Resultados complementarios .....	67
5. Conclusiones.....	71
Referencias Bibliográficas.....	73
Apéndices .....	78

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Descripción de la estructura del documento y relación con los objetivos específicos del estudio .....	19
Figura 2. Esquema general de componentes de la instalación de un SFV conectado a la red .....	20
Figura 3. Modelo de potencia IEEE.....	23
Figura 4. Modelo de potencia Budeanu .....	24
Figura 5. Modelo de potencia Fryze. ....	24
Figura 6. Smart Meter PQube3 .....	30
Figura 7. Diagrama trifilar del módulo EPH3 Lucas Nüelle, con el medidor PQube 3 conectado en el PCC.....	31
Figura 8. Emulador EPH3 de Lucas Nüelle .....	32
Figura 9. Réplica de panel FV.....	33
Figura 10. Interfaz gráfica del software Solar panel.....	33
Figura 11. Inversor fotovoltaico .....	34
Figura 12. Auto transformador.....	36
Figura 13. Esquema propuesto para la medición de los parámetros e indicadores eléctricos.....	38
Figura 14. Influencia de los parámetros e indicadores normalizados.....	43
Figura 15. MI asociados a la resiliencia.....	46
Figura 16. Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia.....	47

Figura 17. Esquema de medición de la resiliencia eléctrica de una red de BT con influencia de un SFV en el PCC.....	48
Figura 18. Resultados V.....	50
Figura 19. Resultados I.....	51
Figura 20. Resultados P.....	52
Figura 21. Resultados $Q_{IEEE}$ .....	53
Figura 22. Resultados $Q_F$ .....	54
Figura 23. Resultados $Q_B$ .....	55
Figura 24. Resultados $THD_i$ .....	56
Figura 25. Resultados $THD_v$ .....	57
Figura 26. Resultados $V_h$ , escenario 15.....	58
Figura 27. Resultados $I_h$ , escenario 11.....	59
Figura 28. Resultados TRD.....	60
Figura 29. Resultados $Desb_v$ .....	60
Figura 30. Resultados $V_n, THD_i$ .....	61
Figura 31. Resultados $I_n, I_{hn}, P_n, Q_{IEEE_n}, Q_{F_n}, TRD_n, Desb_{v_n}$ .....	62
Figura 32. Resultados $Q_{B_n}$ .....	62
Figura 33. Resultados $THD_{v_n}$ .....	63
Figura 34. Resultados $V_{h_n}$ .....	64
Figura 35. Resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC, índice evaluado en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU.....	66
Figura 36. Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia eléctrica - escenario 15. MI evaluados en los modelos IEEE y FRYZE.....	68

Figura 37 Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 15. MI evaluados en el modelo BUDEANU. ....	68
Figura 38. Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 1. MI evaluados en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU .....	69
Figura 39. Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 4. MI evaluados en el modelo BUDEANU .....	70
Figura 40. Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 4 MI evaluados en los modelos IEEE y FRYZE.....	70

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Parámetros eléctricos e indicadores de calidad de potencia seleccionados. ....	25
Tabla 2. Valores regulados, según Estándares IEEE 519/2014, 1547/2018 y 1159/2019. ....	27
Tabla 3. Características del sistema de medición empleado en el PCC.....	30
Tabla 4. Datos técnicos de equipos del módulo EPH3 de LN.....	35
Tabla 5. Escenarios emulados en el equipo EPH3 de Lucas Nüelle.....	37
Tabla 6. Valor del parámetro e indicador por la aplicación de las estrategias de normalización..	40
Tabla 7. Valoración de influencia entre PeI. ....	41
Tabla 8. Matriz de relación entre PeI. ....	41
Tabla 9. Matriz de relación entre PeI obtenida.....	42
Tabla 10. Pesos subjetivos de los PeI.....	44
Tabla 11. Nivel de resiliencia eléctrica. ....	45
Tabla 12. Nivel de resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC, índice evaluado en los modelos de potencia .....	66

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Curvas características P-V y I-V.....	78

### Lista de Acrónimos

BT: Baja tensión

CA: Corriente alterna

CC: Corriente continua

CI: Capacidad instalada

DER: Recursos energéticos distribuidos

Desb<sub>v</sub>: Desbalance de tensión

Desb<sub>v<sub>n</sub></sub>: Valor normalizado del desbalance de tensión

ER: Energía renovable

FV: Fotovoltaico

GFV: Generación fotovoltaica

**I**: Vector de muestras de corriente

$I_1$ : Valor eficaz de la corriente a frecuencia fundamental

**I**<sub>fase</sub>: Vector de muestras de corriente de fase

$I_h$ : Componente armónico de corriente a una frecuencia no fundamental

$I_{hn}$ : Valor normalizado del componente armónico de corriente a una frecuencia no fundamental

$I_n$ : Valor normalizado de la corriente eficaz

$I_{nom}$ : Corriente nominal del DER

**I<sub>r</sub>**: Vector de muestras de corriente de la Fase R

Irms: Corriente RMS

LN: Lucas Nüelle

MI: Macro-indicadores

MPPT: Rastreador de punto máximo de potencia

N: Número de muestras

P: Potencia activa

PCC: Punto de conexión común

$P_r$ : Potencia activa total de la Fase R

Q: Potencia no activa del sistema

$Q_B$ : Potencia no activa del sistema en el modelo BUDEANU

$Q_{Bn}$ : Valor normalizado la potencia no activa del sistema en el modelo BUDEANU

$Q_F$ : Potencia no activa del sistema en el modelo FRYZE

$Q_{Fn}$ : Valor normalizado la potencia no activa del sistema en el modelo FRYZE

$Q_{IEEE}$ : Potencia no activa del sistema en el modelo IEEE

$Q_{IEEE_n}$ : Valor normalizado la potencia no activa del sistema en el modelo IEEE

$S_r$ : Potencia aparente de la Fase R

TC: Transformadores de corriente

THD: Distorsión armónica total

$THD_i$ : Distorsión armónica total de corriente

$THD_{in}$ : Distorsión armónica total de corriente normalizada

$THD_v$ : Distorsión armónica total de tensión

$THD_{vn}$ : Distorsión armónica total de tensión normalizada

TRD: Distorsión nominal total de corriente

$TRD_n$ : Distorsión total de corriente nominal normalizada

$\mathbf{V}$ : Vector de muestras de tensión

$V_1$ : Valor eficaz de la tensión a frecuencia fundamental

$\mathbf{V}_{fase}$ : Vector de muestras de tensión de fase

$V_h$ : Componente armónica de tensión a una frecuencia no fundamental

$V_{h_n}$ : Valor normalizado del componente armónico de tensión a una frecuencia no fundamental

$V_n$ : Valor normalizado de la tensión eficaz

$\mathbf{V}_r$ : Vector de muestras de tensión de la Fase R

$V_{rms}$ : Tensión de fase eficaz

$V_{rs}$ : Tensión eficaz de línea R-S

## Resumen

**Título:** Evaluación de la resiliencia de una red eléctrica de baja tensión con integración de generación fotovoltaica emulada en el equipo EPHN de Lucas Nülle\*.

**Autor:** Oscar Mauricio Pinzón Quintero, Fabio Daniel Gaviria Ospina\*\*

**Palabras Clave:** Resiliencia eléctrica, Sistemas fotovoltaicos, Generación fotovoltaica, Baja tensión.

### Descripción:

El aumento de la energía fotovoltaica compartida en la matriz energética mundial es hoy una realidad. No obstante, esta integración puede causar impactos en la red eléctrica, principalmente en BT y MT. Por lo anterior, surge la necesidad de evaluar el comportamiento de una red eléctrica de BT que integra GFV. La evaluación de los impactos de la variabilidad operacionales del SFV sobre la red eléctrica podría ser realizada desde el concepto de resiliencia.

Este trabajo de grado integra la resiliencia eléctrica como una sumatoria de parámetros e indicadores normalizados e influenciados por pesos subjetivos. Los parámetros e indicadores seleccionados son: *i)  $V_{rms}$ , ii)  $I_{rms}$ , iii) P, iv) Q, v) THD<sub>i</sub>, vi) THD<sub>v</sub>, vii)  $V_h$ , viii)  $I_h$ , ix) Desb<sub>v</sub> y x) TRD*. Las potencias son calculadas a partir de los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU.

Se tiene como objetivo evaluar la resiliencia eléctrica en el PCC de una red eléctrica de BT con inyección de potencia FV. Para esto, se empleó el equipo EPH3 de Lucas Nülle emulando 15 escenarios considerando ocho paneles fotovoltaicos, variando porcentaje de sombreado de los paneles fotovoltaicos, número de paneles fotovoltaicos sombreados y reducción de la potencia activa en el inversor trifásico interconectado.

Para obtener los datos de la tensión y corriente en el PCC se empleó el medidor PQube3, el cual realiza la adquisición de 256 muestras por ciclo, y un total de 16 ciclos. El procesamiento matemático de datos permite la cuantificación y posteriormente la evaluación de la resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS que integra GFV.

Como resultado, se obtuvo que el indicador THD<sub>in</sub> y el parámetro  $V_n$  son los que más afectan al índice de resiliencia eléctrica de una red de BT que integra potencia FV, mientras que la  $I_{hn}$ , el Desb<sub>vn</sub> y el TRD<sub>n</sub> son parámetros que no afectan el valor de la resiliencia eléctrica de la red. También se observó que la resiliencia eléctrica de una red de BT tiende a un nivel bajo o nulo principalmente por el aumento de la potencia activa. La disminución en el porcentaje de sombramiento afecta más la evaluación de la resiliencia eléctrica evaluada en el modelo BUDEANU.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: German Osma Pinto, PhD. Ingeniería Eléctrica. Codirector: Alejandro Parrado Duque, Ing. Electricista, Rusber Octavio Rodríguez Velásquez, Msc. en Ingeniería Eléctrica.

## Abstract

**Title:** Evaluation of the resilience of a low voltage electrical network with integration of emulated photovoltaic generation in the Lucas Nülle EPH3 equipment\*

**Author:** Oscar Mauricio Pinzón Quintero, Fabio Daniel Gaviria Ospina\*\*

**Key Words:** Electrical resilience, Photovoltaic systems, Photovoltaic generation, Low voltage.

### Description:

The increase in shared photovoltaic energy in the global energy matrix is today a reality. However, this integration can cause impacts on the electricity grid, mainly in LV and MV. Therefore, the need arises to evaluate the behavior of a BT electrical network that integrates GFV. The evaluation of the impacts of the operational variability of the SFV on the electrical network could be carried out from the concept of resilience.

This degree work integrates electrical resilience as a sum of parameters and indicators normalized and influenced by subjective weights. The selected parameters and indicators are: i)  $V_{rms}$ , ii)  $I_{rms}$ , iii)  $P$ , iv)  $Q$ , v)  $THD_i$ , vi)  $THD_v$ , vii)  $V_h$ , viii)  $I_h$ , ix)  $Desb_v$  and x)  $TRD$ . Powers are calculated from IEEE, FRYZE and BUDEANU models.

The objective is to evaluate the electrical resilience in the PCC of a BT electrical network with PV power injection. For this, the Lucas Nülle EPH3 equipment was used, emulating 15 scenarios considering eight photovoltaic panels, varying the shading percentage of the photovoltaic panels, the number of shaded photovoltaic panels and reduction of the active power in the interconnected three-phase inverter.

To obtain the voltage and current data in the PCC, the PQube3 meter was used, which performs the acquisition of 256 samples per cycle, and a total of 16 cycles. Mathematical data processing allows the quantification and later the evaluation of the resilience of the BT electrical network of the EAT-UIS that integrates GFV.

As a result, it was obtained that the  $THD_{in}$  indicator and the  $V_n$  parameter are those that most affect the electrical resilience index of a LV network that integrates PV power, while the  $I_{hn}$ ,  $Desb_{vn}$  and  $TRD_n$  are parameters that do not affect the value of the electrical resilience of the network. It was also observed that the electrical resilience of a LV network tends to a low or null level mainly due to the increase in  $P$  using control over the inverter. The decrease in the percentage of darkly affects more the evaluation of the electrical resilience evaluated in the BUDEANU model.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: German Osma Pinto, PhD. Ingeniería Eléctrica. Codirector: Alejandro Parrado Duque, Ing. Electricista, Rusber Octavio Rodríguez Velásquez, Msc. en Ingeniería Eléctrica.

## Introducción

En el 2019, la energía renovable (ER) aumentó cerca de 176GW (+7.4%) en su capacidad instalada (CI) a nivel mundial, superando la instalación de energía nuclear y fósil combinada. La CI de los sistemas fotovoltaicos (SFV) incremento en 98GW, lo cual representó el 20% de la nueva CI en la ER (Renewable Energy Agency, 2020).

El crecimiento en los proyectos fotovoltaicos (FV) también es una realidad en Colombia. Desde 2018 hasta junio de 2020, hubo 436 proyectos vigentes de todo tipo de generación de energía donde 301 corresponden a generación fotovoltaica (GFV); esto equivale al 69.04% del total de proyectos vigentes. En este lapso, 116 proyectos corresponden a GFV de 0-1 MW y representan el 96.67% en ese rango de CI (UPME, 2020). Esto sugiere que los SFV pueden interconectarse en las redes eléctricas de baja tensión (BT).

La potencia generada por los (SFV) depende en gran medida de las condiciones ambientales a las que están expuestos y su tecnología (Makrides et al., 2009). En ese sentido, algunas causas que conllevan a fluctuaciones de la potencia FV generada son: irradiancia, sombreado parcial y cantidad de paneles FV bajo esta condición (Parrado-Duque, Rodriguez-Velasquez, et al., 2019; Tavakkoli et al., 2019; TRISTANCHO GONZÁLEZ DANIEL JOSÉ, 2016). La no uniformidad de la irradiancia solar produce variaciones en la curva característica de P-V de los paneles FV, lo que afecta el rendimiento del SFV (Laamami et al., 2017). Así mismo, el comportamiento de la distorsión armónica total de corriente ( $THD_i$ ) se ve afectada negativamente por el aumento de sombreado en los paneles FV (Rahimi et al., 2016).

Ante este escenario, y dada la naturaleza operacional de los SFV, la implementación y régimen de operación de los SFV puede conllevar a la aparición de fenómenos eléctricos que afecten la calidad del suministro de energía eléctrica, el desempeño de la red y la operación sistema de protecciones (Arango-Manrique & Alvarez-Lopez, 2013; Hernández & Medina, 2006; Srisaen & Sangswang, 2006). Por lo tanto, la integración de GFV podría diversificar las condiciones de operación de los sistemas eléctricos (Bálan, 2018; Cunha Clark Leite et al., 2018; Dhlamini & Daniel Chowdhury, 2018).

La evaluación de los impactos ocasionados por el SFV sobre la red eléctrica podría considerarse bajo el concepto de resiliencia (Luna & Parra, 2011). La resiliencia, comúnmente, se define como la capacidad de un sistema eléctrico de soportar y recuperarse de eventos de gran impacto sobre su operación y baja probabilidad de ocurrencia como los eventos naturales (huracanes, terremotos y tsunamis), y que pueden conducir a la pérdida parcial o total de las funcionalidades del sistema por un tiempo prolongado (Ghosh et al., 2019).

El desarrollo de este trabajo de investigación tuvo como referencia el esquema de evaluación de la resiliencia en redes eléctricas de BT con integración de SFV propuesto por A. Parrado (Parrado, 2020). En este documento se propone que la resiliencia de una red eléctrica de BT con integración de potencia FV en el PCC sea cuantificada como la sumatoria de parámetros e indicadores normalizados e influenciados por pesos subjetivos.

Este trabajo de grado ahonda en los efectos causados por la inyección de potencia FV en una de red de BT en el punto de conexión común (PCC). Específicamente, el estudio se basa en la emulación de inyección de potencia FV a la red eléctrica de BT del *Laboratorio de Uso Racional de la Energía y Energías renovables* en el Edificio de Alta Tensión en la *Universidad Industrial de Santander* (EAT-UIS); tal emulación es realizada por el equipo EPH3 de Lucas Nüelle.

Las tres condiciones emuladas fueron: *i*) número de paneles FV sombreados (1 a 8), *ii*) porcentaje de sombreado parcial (10% a 80%) y *iii*) porcentaje de derrateo<sup>1</sup> de potencia activa (50% a 80%). El equipo EPH3 de LN permite el derrateo en la P que entrega el inversor fotovoltaico a la red (*Table of Contents Table of Contents Power Engineering / Smart Grid / Micro Grid Supplementary to ESG 1 Smart Grid EPH 3 Professional Photovoltaics with Battery Storage System Power Engineering / Smart Grid / Micro Grid " Smart Grids " - Intelligent Power , n.d.*).

Partiendo de la identificación y selección de diversos indicadores propuestos por la literatura (Bălan, 2018; Cunha Clark Leite et al., 2018; Dhlamini & Daniel Chowdhury, 2018), (Parrado, 2020), (IEEE Std. 519-2014, 2014; Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009) se consideran cuatro parámetros eléctricos y seis indicadores de calidad de potencia eléctrica para analizar los impactos parciales en la red de BT: *i*) Tensión eficaz ( $V_{rms}$ ), *ii*) Corriente eficaz ( $I_{rms}$ ), *iii*) Potencia activa (P), *iv*) Potencia no activa del sistema (Q), *v*) componente armónica de tensión a una frecuencia no fundamental ( $V_h$ ), *vi*) componente armónica de corriente a una frecuencia no fundamental ( $I_h$ ), *vii*) distorsión armónica total de tensión ( $THD_v$ ), *viii*) distorsión armónica total de corriente ( $THD_i$ ) *ix*) distorsión nominal total (TRD) y *x*) desbalance de tensión ( $Desb_v$ ). El Estándar IEEE 1574/2018 (IEEE Standard Association, 2018) propone el TRD para analizar los componentes de distorsión, incluyendo los inter-armónicos debido a la integración de recursos distribuidos DER.

Los indicadores de calidad de potencia eléctrica varían por la afectación de parámetros eléctricos como los valores eficaces de tensión y corriente, las cuales son monitorizadas por un medidor inteligente PQube 3 en el PCC de la red eléctrica de BT y el SFV emulado.

---

<sup>1</sup> Disminución de la potencia activa empleando el control sobre el inversor

Este estudio tiene por objeto evaluar la resiliencia de una red eléctrica en BT, empleando el emulador EPH3 de LN, adoptando los parámetros e indicadores (PeI) mencionados. Para dar cumplimiento a lo anterior, este trabajo de investigación plantea como objetivos específicos (OE):

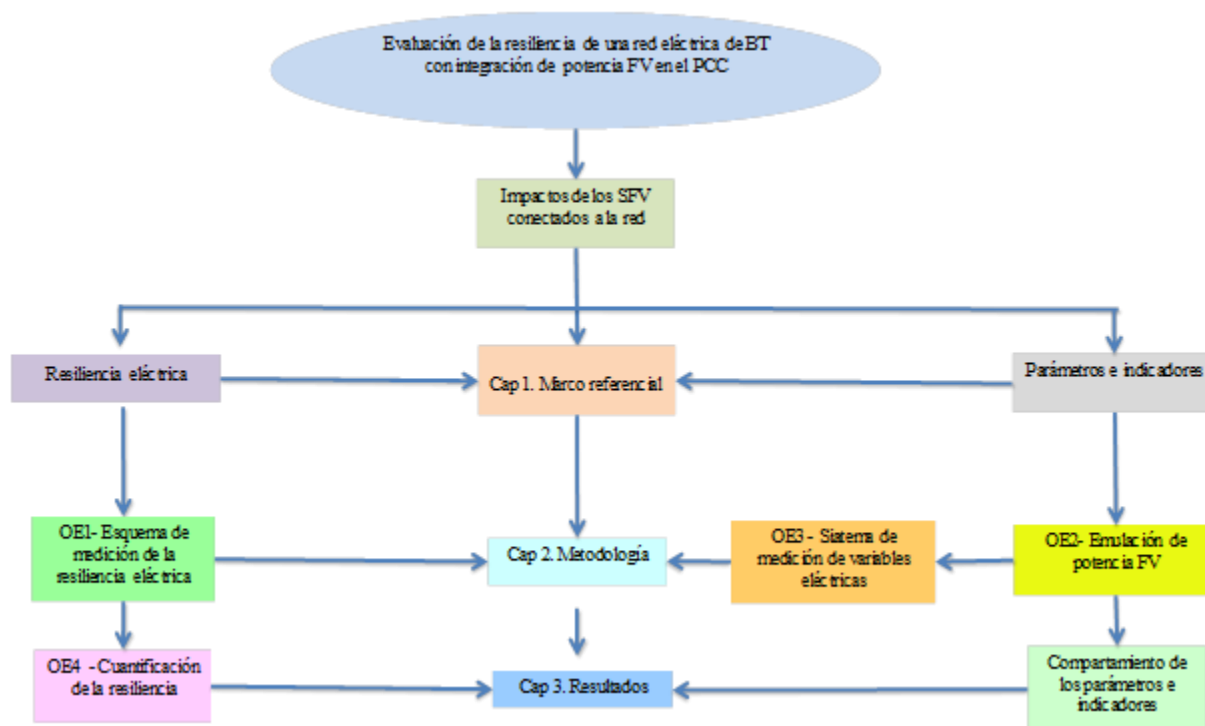
- i)* Establecer un esquema de medición de la resiliencia eléctrica en un nodo perteneciente a una red eléctrica de BT (OE1),
- ii)* emular la inyección de potencia de un SFV conectado en el PCC para escenarios definidos de operación del módulo EPH3 de LN (OE2),
- iii)* implementar un sistema de medición de variables eléctricas en el PCC (OE3) y
- iv)* cuantificar el nivel de resiliencia en el PCC para los escenarios definidos (OE4).

Adicionalmente, Este trabajo de grado se enmarca en el desarrollo de los proyectos de investigación titulados *Mejoramiento de la resiliencia de redes eléctricas conectadas a la red y aisladas a partir de la integración de aplicaciones energéticas y almacenamiento de energía* (COLCIENCIAS) y *Evaluación de la resiliencia de redes eléctricas de baja tensión ante la inyección de potencia de sistemas fotovoltaicos* (VIE-UIS). Adicionalmente, aplica parte de los hallazgos obtenidos por el trabajo de maestría titulado *Propuesta de un esquema de evaluación de la resiliencia de redes de baja tensión con integración de generación fotovoltaica – condición de operación en estado estable*.

Finalmente, la Figura 1 enseña la relación entre los objetivos y los capítulos expuestos en este libro. El OE1 ha sido desarrollado en la sección 2.4.3, el OE2 en las secciones 2.2 y 2.3, el OE3 en la sección 2.1 y el OE4 en el capítulo 3.

**Figura 1.**

Descripción de la estructura del documento y relación con los objetivos específicos del estudio,



## 1. Marco referencial

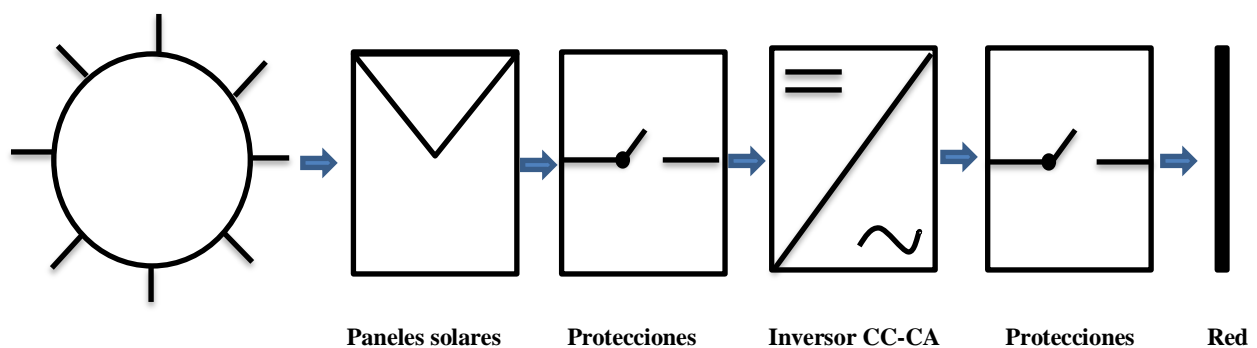
Este capítulo presenta el esquema de instalación de los SFV conectados a la red y algunos antecedentes sobre impactos causados en la red eléctrica por la influencia de GFV. También se presentan las expresiones matemáticas y valores regulados de los parámetros e indicadores seleccionados. Por último, el capítulo hace referencia al concepto y formulación matemática adaptado en este documento.

## 1.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

La operación de un SFV se basa en el efecto FV dado en los paneles FV, lo que permite convertir energía solar en energía eléctrica de CC. Luego, un inversor On-grid transforma la potencia de CC a potencia de CA. Esto permite integrar los SFV a las redes eléctricas convencionales. El esquema general de componentes de la instalación fotovoltaica se muestra en la Figura 2.

**Figura 2.**

*Esquema general de componentes de la instalación de un SFV conectado a la red.*



### 1.1.1 Impactos causados por la inyección de fotovoltaica a la red.

La integración de los SFV en las redes eléctricas ya existentes puede ocasionar una serie de impactos en la red (Amrane et al., 2019; Paixao et al., 2018).

En ese sentido, Y. Amrane *et al.* (Amrane et al., 2019) manifiestan que la GFV conectada en los diversos puntos de la red permite mejorar el perfil de tensión y reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red.

N. Cortez y H. Valladares (Salvador, 2017) estudiaron los efectos de un generador fotovoltaico en una instalación eléctrica considerando el factor de potencia y el contenido armónico producido en el PCC variando irradiancia y carga. La baja irradiancia aumentó la distorsión armónica y disminuyó el factor de potencia en la red. Para una carga constante la  $THD_i$  aumentó 10 veces cuando la red eléctrica trabajó en conjunto con GFV.

J. Agüero y J. Diaz (Agüero & Diaz, 2015) evaluaron la calidad de la energía eléctrica a la salida del SFV, el cual abastece el 10% del consumo total de la Universidad Nacional de La Plata, Argentina. Se realizaron mediciones de tensión eficaz, corriente eficaz,  $I_h$ ,  $V_h$  y  $THD_{v-i}$  en la salida del inversor FV. Esta investigación evidenció que el SFV no tiene una incidencia negativa en el sistema eléctrico ya que cumple con las normativas.

E. Caamaño *et al.* (Caamaño et al., 2007) manifiestan que algunos de problemas potenciales relacionados con la interconexión a gran escala de los SFV a la red son: sobre tensiones, fluctuaciones de tensión, armónicos de corriente, fallas a tierra y corrientes de fuga, funcionamiento en isla y huecos de tensión.

Por lo tanto, se identificaron algunos indicadores de calidad de potencia afectados, tales como  $I_h$ ,  $V_h$  y  $THD_{v-i}$  y los parámetros eléctricos identificados son:  $V_{rms}$ ,  $I_{rms}$ , P y Q.

### ***1.1.2. Selección de parámetros e indicadores de calidad de energía***

De acuerdo con el Estándar IEEE 1159 del 2019 (IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009), 2019), la calidad de la energía eléctrica se define como la gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y corriente en un instante dado y en un punto determinado del sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico está compuesto de una serie de elementos con el fin de generar, transformar, transmitir, distribuir y usar la energía eléctrica de forma confiable y a menor costo. Por lo que, se espera que el sistema eléctrico esté balanceado, sus formas de onda de tensión y corriente sean lo menos distorsionadas posibles (sinusoidales puras) a una amplitud constante y a frecuencia fundamental. Para esta condición, la calidad de potencia eléctrica obtenida se podría considerar satisfactoria (Góngora Alexander, 2018). No obstante, esto no se presenta en los sistemas eléctricos debido a los elementos que están conectados a éstos, ya que poseen componentes que distorsionan, en menor a mayor grado, las señales de tensión y corriente. La mayoría de efectos que distorsionan las señales de la red provienen de las cargas que son no lineales y variantes en el tiempo (Medina, 2001).

Los elementos más conocidos que ocasionan distorsión armónica en la red son los componentes convertidores de potencia y componentes de núcleo magnético, entre otros. Estos dispositivos pueden causar grandes distorsiones en la red eléctrica conllevando a una reducción de la vida útil de los dispositivos e interferencias con sistemas de comunicación (Medina, 2001).

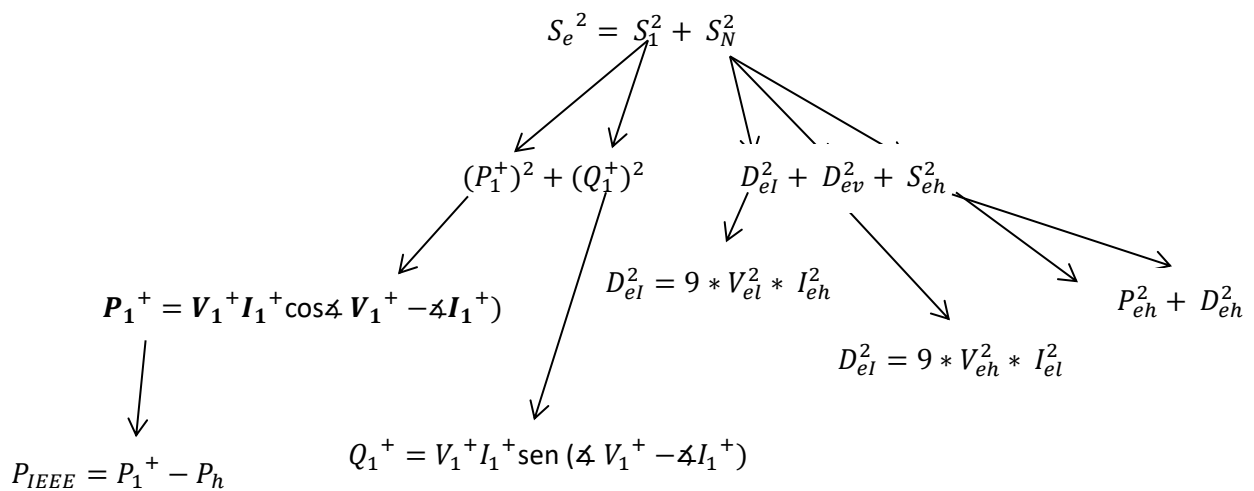
En consecuencia, con base en lo expuesto, algunos parámetros e indicadores (PeI) de calidad de potencia eléctrica son afectados por incorporar GFV a una red de BT. Además la escogencia de los PeI se hizo con base del trabajo realizado por A. Parrado (Parrado, 2020) y los estándares internacionales de la IEEE, tales como: Std. 1547/2018 (IEEE Standard Association, 2018), Std 519/2014 (IEEE Std. 519-2014, 2014), y Std 1159/2019 (IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009), 2019). Los parámetros eléctricos seleccionados son: V, I, P y Q, los indicadores de calidad de potencia eléctrica son:  $V_h$ ,  $I_h$ ,  $THD_v$ ,  $THD_i$ ,  $Desb_v$  y TRD. El Estándar IEEE 1547/2018 (IEEE Standard Association, 2018) propone el TRD para analizar los

componentes inter-armónicos que son causados por los DER; la adquisición y procesamiento de muestras permitieron calcular el TRD.

Las variaciones de los indicadores de calidad de potencia dependen principalmente de los parámetros eléctricos. En este trabajo, los parámetros eléctricos medidos en el PCC son: Vrms, Irms, potencia activa y potencia no activa con base en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU presentados en las figuras 3,4 y 5.

**Figura 3.**

*Modelo de potencia IEEE.*



Nota. Adaptado de (Muñoz Galeano, 2011)

**Figura 4.***Modelo de potencia Budeanu.*

$$S^2 = D_B^2 + P^2 + Q_B^2$$

$$D_B^2 = -P^2 + S^2 - Q_B^2$$

$$P = \frac{\sum(V_{fase} * I_{fase})}{N}$$

$$Q_B = \frac{\sum(V_{fase} * I_B)}{N}$$

$$S = V_{rms} * I_{rms}$$

**Figura 5.***Modelo de potencia Fryze.*

$$S^2 = Q_f^2 + P^2$$

$$Q_f^2 = S^2 - P^2$$

$$S = V_{rms} * I_{rms}$$

$$P = \frac{\sum(V_{fase} * I_{fase})}{N}$$

El tratamiento matemático de los parámetros e indicadores de calidad de potencia eléctrica se basó en las ecuaciones de la Tabla 1. Dado que la salida de corriente del inversor es 7A,  $I_{nom}$  toma ese valor.

**Tabla 1.***Parámetros eléctricos e indicadores de calidad de potencia seleccionados.*

<b>Parámetros e Indicadores</b>	<b>Ecuación</b>	<b>No.</b>
$I_{rms}$	$\sqrt{\frac{1}{N} * \sum (I^2)}$	(1)
$V_{rms}$	$\sqrt{\frac{1}{N} * \sum (V^2)}$	(2)
$P_{IEEE}$	$P_i + P_h$	(3)
$P_{F\&B}$	$\frac{1}{N} * \sum ((V_r * I_r) + (V_s * I_s) + (V_t * I_t))$	(4)
$Q_{IEEE}$	$\sqrt{S e^2 - P}$	(5)
$Q_F$	$\sqrt{S r^2 - P r^2} + \sqrt{S s^2 - P s^2} + \sqrt{S t^2 - P t^2}$	(6)
$Q_B$	$\frac{1}{N} * \sum ((V_r * I_{rB}) + (V_s * I_{sB}) + (V_t * I_{tB}))$	(7)
$THD_V$	$\frac{\sqrt{V_{rms}^2 - V_1^2}}{V_1} * 100\%$	(8)
$THD_I$	$\frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_1} * 100\%$	(9)
$V_h$	$\frac{1}{N} * \sqrt{2} * abs(fft(V_{fase})) \therefore V_h (2:50)$	(10)
$I_h$	$\frac{1}{N} * \sqrt{2} * abs(fft(I_{fase})) \therefore I_h (2:50)$	(11)
$TRD$	$\frac{\sqrt{I_{rms}^2 - I_1^2}}{I_{nom}} * 100\%$	(12)
$Desb_v$	$\sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\left(\frac{V_{rs}^4 - V_{st}^4 - V_{tr}^4}{V_{rs}^6 - V_{st}^6 - V_{tr}^6}\right)}}{1 + \sqrt{3 - 6\left(\frac{V_{rs}^4 - V_{st}^4 - V_{tr}^4}{V_{rs}^6 - V_{st}^6 - V_{tr}^6}\right)}}}$	(13)

## 1.2 Indicadores de calidad de potencia

Las normas estadounidenses sobre calidad de potencia eléctrica corresponden a las recomendaciones de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). A nivel europeo, las disposiciones sobre la calidad de potencia se rigen por la IEC (*International Electrotechnical Commission*). Este trabajo hizo énfasis en algunos indicadores propuestos por los estándares internacionales de la IEEE, tales como Std. 519 de 2014 (IEEE Std. 519-2014, 2014), Std. 1547 de 2018 (IEEE Standard Association, 2018) y Std.1159 del 2019 (IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009), 2019).

Estándar IEEE 519 – 2014 (IEEE Std. 519-2014, 2014). Fue desarrollada como guía en el diseño de sistemas de energía con cargas no lineales, con el de regular la distorsión de las señales de tensión y corrientes causados por dichas cargas. Los límites de esta norma están destinados a la aplicación en un PCC entre el operador del sistema y un consumidos.

Estándar IEEE 1547 – 2018 (IEEE Standard Association, 2018). Provee especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión de los equipos de generación distribuida. El objetivo fundamental de este estándar es dotar de criterios referentes al desempeño, operación, ensayos, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. Este estándar aplica en las instalaciones para conectar recursos distribuidos a la red de distribución, con una capacidad agregada de menos de 10 MVA en el PCC.

Estándar IEEE 1159 – 2018 (IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009), 2019). Establece una guía para la medición de la calidad de la potencia, la cual pretende ayudar a

los usuarios y fabricantes de equipos y software. Por ellos, esta norma describe técnicas para definir, medir, cuantificar e interpretar perturbaciones electromagnéticas en el sistema.

### 1.3 Valores regulados de los parámetros e indicadores según los Estándares IEEE

La Tabla 2 presenta los valores regulados de los parámetros e indicadores según los estándares IEEE 519/2014, 1547/2018 y 1159/2019.

**Tabla 2.**

*Valores regulados, según Estándares IEEE 519/2014, 1547/2018 y 1159/2019.*

<b>Parámetro e indicador</b>	<b>Valor referencia</b>	<b>Estándar IEEE</b>
V	Tensión nominal	Std. 1547/2018
I	Capacidad de corriente del conductor	-
P	Potencia de diseño	-
Q	0.44*P	Std. 1547/2018
TRD	5%	Std. 1547/2018
THD <sub>v</sub>	2.5%	Std. 519/2014
THD <sub>i</sub>	5%	Std. 1547/2018
V <sub>h</sub>	1.5%	Std. 1547/2018
I <sub>h</sub>	Tabla 26 y 27 de la referencia	Std. 1547/2018
Desb <sub>v</sub>	3%	Std. 1159/2019

#### 1.4. Resiliencia eléctrica

Este trabajo de investigación considero la aplicación de la definición de resiliencia eléctrica por Parrado (Parrado-Duque, Osma-Pinto, et al., 2019) como: *“la resiliencia de una red eléctrica de BT integra diversos PeI orientados a evaluar la operación de la red por la influencia de un SFV; su cuantificación puede utilizarse como un insumo para la toma de decisiones de corto, mediano y largo alcance por parte de los operadores de red”*.

Para la cuantificación y evaluación de la resiliencia de una red eléctrica de BT debido a la inyección de potencia FV, este trabajo de grado adaptó la formulación matemática expuesta en el trabajo de investigación de Parrado (Parrado, 2020). La Sección 3.4 presenta en detalle la formulación matemática adaptada.

## **2. Metodología de para la cuantificación y evaluación de la resiliencia eléctrica de una red de BT con integración de potencia FV**

Este capítulo presenta el sistema de medición empleado para obtener la información de las variables eléctricas en el PCC y se describe el módulo EPH3 de LN. También, se presenta la formulación matemática aplicada para la cuantificación de la resiliencia de una red eléctrica de BT con integración de potencia FV. Por último, se expone la forma en que se evalúa la resiliencia de la red eléctrica y se propone un esquema de para la medición de la resiliencia eléctrica en el PCC.

### **2.1 Sistema de medición implementado para obtener las variables eléctricas en el PCC**

Para cuantificar los parámetros eléctricos y los indicadores de calidad de potencia en el PCC, se tomaron vectores de muestras de tensión y corriente por fase (R, S y T) para cada escenario emulado.

En ese sentido, se instaló un medidor inteligente PQube3 (Clase 0,2s) para obtener 256 muestras por ciclo (16 ciclos y 4096 muestras en total) de tensión y corriente (Cutter & Derakhshan, 2019; IEEE, 2005). El uso del medidor PQube3 fue porque es el medidor con mayores funcionalidades existente en la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones (E3T) de la Universidad Industrial de Santander (UIS) y es el único disponible para obtener

muestras de tensión y corriente. Las muestras fueron procesadas para calcular los parámetros e indicadores escogidos previamente.

### Figura 6.

*Smart Meter PQube3*



Nota. Tomado de (Low-cost, n.d.)

Durante la operación del módulo EPH3 de LN podrían presentarse escenarios de inyección de corriente mayores a 5 A, siendo una limitante para la medición directa. Por tanto, la medición fue semidirecta por medio de transformadores de corriente (TC) de núcleo partido en cada fase.

### Tabla 3.

*Características del sistema de medición empleado en él PCC*

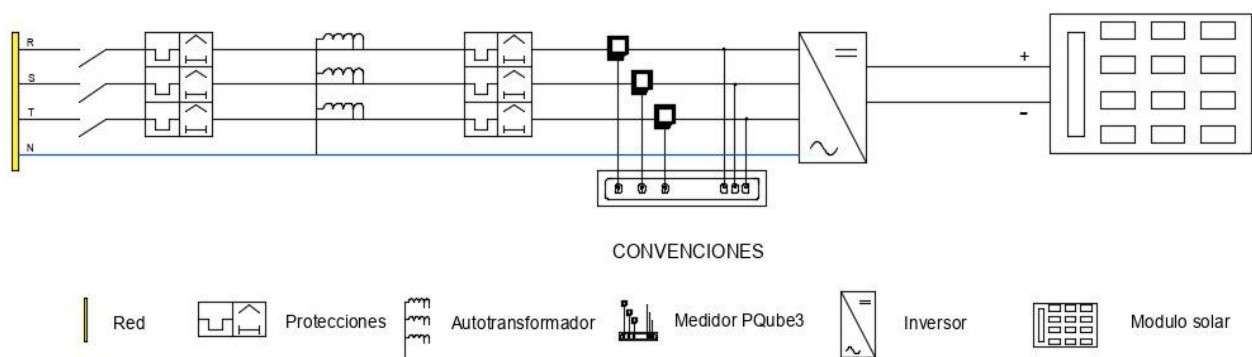
Sistema de medición	Características
PQube 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ PQube 3 alimentado por voltaje medido (360 ~ 480Vac), o enchufe de entrada de 24Vdc (100-240Vac: fuente de alimentación de 24Vdc incluida).</li> <li>➤ Rango de medición de voltaje 100 ~ 480Vac.</li> </ul>

Sistema de medición	Características
TC	➤ Cinco canales de corriente - 333mV o $\pm 10V$ pico - compatible con sensores de corriente flexibles de núcleo dividido y convenientes.
	➤ Entrada nominal de corriente: 30[A].
	➤ Salida nominal: 33 [mV].
	➤ Exactitud: 0.5%

A continuación, la Figura 7 presenta el diagrama trifilar del módulo EPH3 LN, incluyendo el medidor PQube 3 en el PCC.

### Figura 7.

Diagrama trifilar del módulo EPH3 Lucas Nüelle, con el medidor PQube 3 conectado en el PCC.



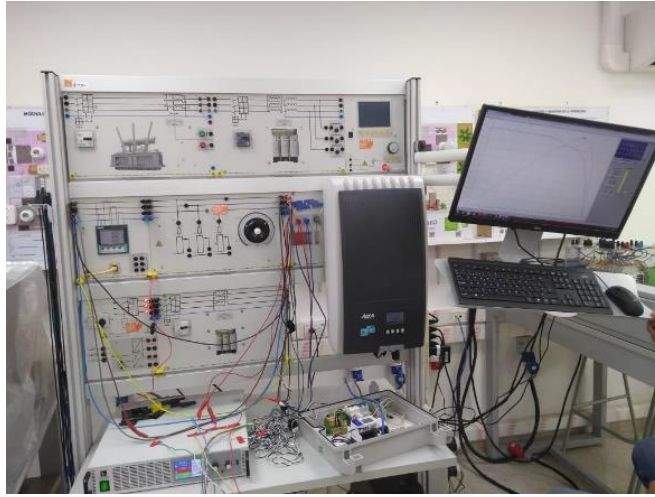
## 2.2 Emulación de energía fotovoltaica conectada a la red de BT.

El equipo EPH3 de LN presentado en la Figura 8 fue empleado para emular GFV, con operación de tensión nominal a 400 [V] de línea a línea ( $V_{L-L}$ ), por lo que el emulador incluye un

autotransformador para interconectar el SFV a la red eléctrica del (EAT-UIS) que tiene una tensión nominal de 230 V/130 V.

### **Figura 8.**

*Emulador EPH3 de Lucas Nielle.*



#### ***2.2.1. Emulador de panel FV***

La fuente eléctrica CC de la Figura 9 emula los paneles FV a una tensión de servicio de 100V a 240V a frecuencia de 45Hz a 65Hz, tensión en circuito abierto de 500V, corriente de cortocircuito 10A y potencia de salida 1.5 kW. Así mismo, en la interfaz digital provee información de operación como tensión, corriente y potencia

**Figura 9.**

*Réplica de panel FV.*

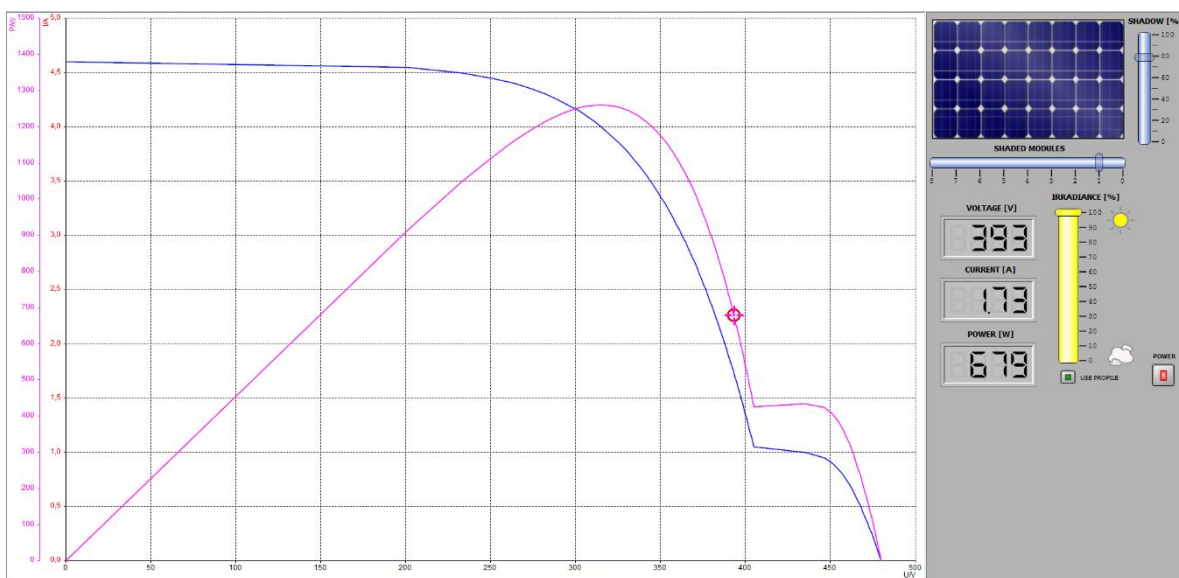


Nota. Tomado de (Lucas-n, n.d.)

El emulador del SFV es controlado a través del software *Solar panel*, que en su interfaz gráfica permite modificar: número de paneles FV sombreados (1 a 8 paneles FV), porcentaje de sombreado (0 a 100%) y porcentaje de irradiancia (0 a 100%). La Figura 10 presenta grafica de *Solar panel* con una variación de 80% en sombreado, 1 panel FV sombreado y 100% de irradiancia.

**Figura 10.**

*Interfaz gráfica del software Solar panel.*



### 2.2.2. Inversor trifásico fotovoltaico de uso industrial.

El equipo EPH3 de LN tiene un inversor fotovoltaico con seguimiento de gran perturbación del punto máximo de potencia (MPPT) *On-grid Stecca* presentado en la Figura 11. El inversor opera en un rango de tensión de entrada de 250 V a 1000 V), tensión de salida 3 x 400 V / 50-60 Hz, potencia de salida de 3.200kW

#### Figura 11.

*Inversor fotovoltaico*



Nota. Tomado de (Lucas-n, n.d.)

El inversor *On-grid Stecca* permite el control de la potencia activa (derrateo de P) de 0 a 100% por medio del software SCADA. El derrateo de P significa que el inversor reduce la P inyectada a la red porque cambia el punto de operación del generador FV y no utiliza la función MPPT (*Table of Contents Table of Contents Power Engineering | Smart Grid | Micro Grid*

*Supplementary to ESG 1 Smart Grid EPH 3 Professional Photovoltaics with Battery Storage System Power Engineering | Smart Grid | Micro Grid " Smart Grids " - Intelligent Power , n.d.).*

El inversor está conectado a la fuente de tensión controlable que emula el generador fotovoltaico. La Tabla 5 presenta un resumen de los datos técnicos del inversor y la fuente de tensión controlable.

**Tabla 4.**

*Datos técnicos de equipos del módulo EPH3 de LN.*

<b>Equipo</b>	<b>Datos</b>	<b>Tensión [V]</b>	<b>Corriente [A]</b>	<b>P [kW]</b>	<b>Frecuencia [Hz]</b>
Inversor	Entrada	250-1000	11	2,75-11	--
	Salida	400 V <sub>L-L</sub>	7	3,2	60
Emulador	Entrada	100-240	10	1-2,4	60
FV	Salida	0-500	0-10	1,5	--

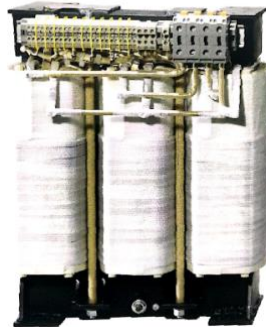
### 2.2.3. Autotransformador

El autotransformador que utiliza el módulo es necesario para elevar el nivel de tensión de la red en Colombia (230 V<sub>LL</sub>) a la tensión de 400 V<sub>LL</sub><sup>2</sup> (Alemania). El autotransformador tiene una relación de transformación 208 V/400V y potencia nominal 2.5 kVA.

<sup>2</sup> Tensión el cual opera los demás elementos del módulo EPH3 de LN

**Figura 12.**

*Auto transformador.*



Nota. Adaptado de (Lucas-n, n.d.)

**2.3 Escenarios emulados**

La resiliencia eléctrica medida en el PCC es cuantificada partiendo de las posibilidades que brinda el módulo solar EPH3 de LN. Para esto, se establecieron unos escenarios por medio de investigación literaria (Agüero & Diaz, 2015; Caamaño et al., 2007; Eltawil & Zhao, 2010; Salvador, 2017), (Aphrodis et al., 2019; Ebad & Grady, 2016; Gabdullin et al., 2018). El número de paneles FV sombreados, porcentaje de derrateo en la potencia activa y porcentaje de sombreado son los principales factores que afectan la GFV con base en los datos obtenidos. Emular diversos escenarios tiene por propósito cuantificar el impacto de los SFV en el PCC bajo tres condiciones de operación diferentes en parámetros e indicadores electricos.

Los escenarios emulados fueron seleccionados por dos razones, a saber: *i)* se tomaron muestras de otras condiciones operacionales emuladas, pero se observó mayor variación en la afectación de la resiliencia eléctrica en estos escenarios emulados *ii)* Las dificultades sanitarias

impidieron realizar más simulaciones en el laboratorio. Los escenarios seleccionados se presentan en la Tabla 5.

**Tabla 5.**

*Escenarios emulados en el equipo EPH3 de Lucas Nüelle*

<b>Escenarios</b>	<b>%Irradiancia</b>	<b>% Derrateo de la potencia activa</b>	<b>% sombreado</b>	<b>#Paneles sombreados</b>
1	100	80	80	1
2	100	80	80	5
3	100	80	80	8
4	100	80	50	1
5	100	80	50	5
6	100	80	50	8
7	100	80	10	1
8	100	80	10	5
9	100	80	10	8
10	100	50	80	1
11	100	50	80	5
12	100	50	80	8
13	100	50	50	1
14	100	50	50	5
15	100	50	50	8

#### **2.4. Método aplicado para la cuantificación de la resiliencia eléctrica en el PCC.**

A continuación, se propone un esquema de medición de los parámetros e indicadores en el PCC de una red de BT con influencia de GFV. También se presenta la formulación matemática

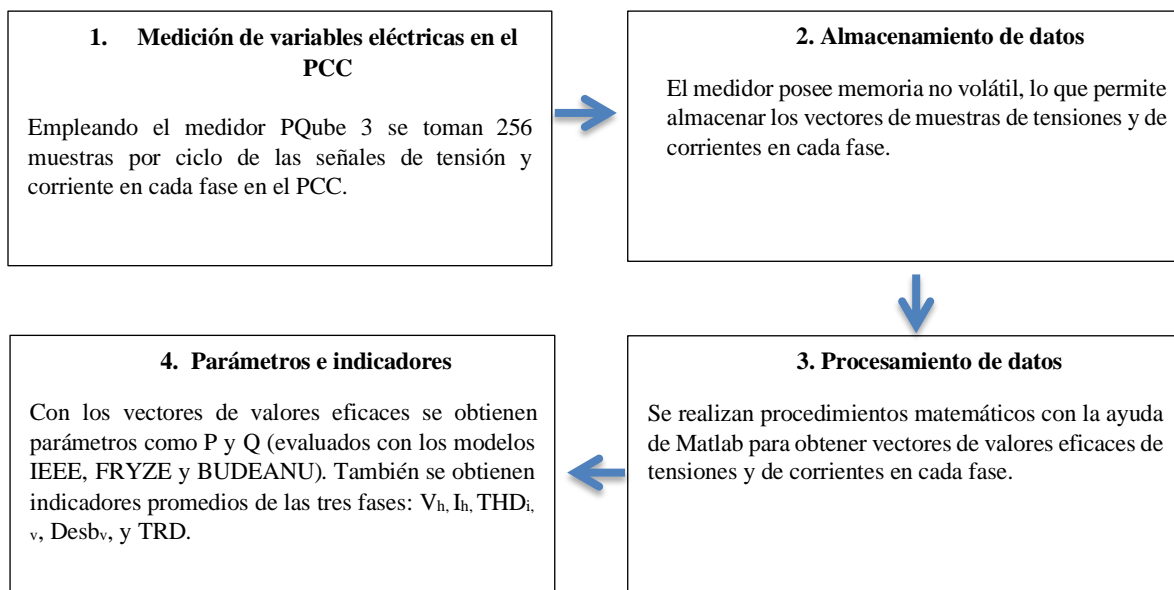
aplicada para la cuantificación de la resiliencia. Por último, se propone un esquema de medición para la resiliencia de una red eléctrica de BT en el PCC.

### 2.4.1. Esquema propuesto para la medición de los parámetros e indicadores.

Para cuantificar la resiliencia eléctrica de una red de BT en el PCC con integración de GFV, es importante obtener los datos de los parámetros e indicadores de calidad de potencia. Por lo tanto, esta sección presenta el esquema propuesto para la medición de los parámetros e indicadores eléctricos seleccionados previamente en la Tabla 1.

#### Figura 13.

*Esquema propuesto para la medición de los parámetros e indicadores eléctricos.*



### **2.4.2. Formulación matemática aplicada para la cuantificación de la resiliencia.**

Este trabajo de grado adoptó la propuesta de Parrado (Parrado, 2020). La resiliencia de una red eléctrica de BT en el PCC con influencia de GFV se calculó como una sumatoria de PeI normalizados e influenciados por pesos subjetivos (Parrado, 2020). Primero se adquieren muestras de tensión y corriente en el PCC, las cuales son entradas para la formulación matemática que calcula los demás PeI. Después, se normalizan los PeI y se asignan los pesos subjetivos correspondientes. En seguida, se aplica el método DEMATEL y, por último, se plantean la formulación matemática de la resiliencia eléctrica de una red de BT en el PCC con integración de GFV.

**2.4.2.1. Normalización de parámetros e indicadores eléctricos según la formulación seleccionada.** Según Parrado (Parrado, 2020), primero los PeI son transformados en valor por unidad. Por lo tanto, se define un valor de referencia, y un valor real. Los valores de referencia aplicados para los PeI están en la Tabla 2 y los valores reales son medidos en el PCC. Ya con los valores definidos, se realiza la división del valor real sobre el valor de referencia.

$$\text{Valor por unidad} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor de referencia}} \quad (14)$$

Ya con los valores por unidad obtenidos, la normalización de los PeI consta en aplicar la estrategia de normalización de la Tabla 6. El TRD fue incluido en la cuantificación de la resiliencia eléctrica. El TRD fue sometida a la estrategia de normalización EN2.

**Tabla 6.**

Valor del parámetro e indicador por la aplicación de las estrategias de normalización.

Estrategia de normalización	Parámetros o indicador	Limite	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	$I, P, Q,$	$\forall PeI_{p.u} \in [0, 1]$	$Pei_{p.u-3}^n = 1$
	$THD_v, THD_i,$	$\forall PeI_{p.u} \in (1, 1.2]$	$Pei_{p.u-3}^n = -5PeI_{p.u} + 6$
	$V_h, I_h, Desb_v$ y $TRD$	$\forall PeI_{p.u} \in (1.2, \infty]$	$Pei_{p.u-3}^n = 0$

Nota. Adaptado de (Parrado, 2020)

**2.4.2.2. Asignación de pesos subjetivos a los PeI de una red eléctrica de BT con influencia de generación fotovoltaica.** Según Parrado (Parrado, 2020), la asignación de pesos subjetivos a los PeI se puede realizar mediante dos métodos (DEMATEL e IF – DEMATEL). En este caso, se aplicó el método DEMATEL porque la diferencia de valores entre los dos métodos es inferior a 1% y tiene menores pasos de cálculo, descritos a continuación.

La asignación de pesos subjetivos a los parámetros e indicadores de una red eléctrica de BT con influencia de un SFV por medio del método DEMATEL, se realizó cumpliendo los siguientes pasos:

1- Definir influencia de entre los PeI.

Para este paso, el autor propone los siguientes valores para la influencia:

**Tabla 7.***Valoración de influencia entre PeI.*

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

Fuente: Tomado de (Parrado, 2020)

## 2- Construcción de matriz de relación entre PeI.

El autor propone construir la siguiente matriz:

**Tabla 8.***Matriz de relación entre PeI.*

	V	I	P	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	V <sub>h</sub>	I <sub>h</sub>	TRD	Desb <sub>v</sub>
V	0	A <sub>1,2</sub>	A <sub>1,3</sub>	A <sub>1,4</sub>	A <sub>1,5</sub>	A <sub>1,6</sub>	A <sub>1,7</sub>	A <sub>1,8</sub>	A <sub>1,9</sub>	A <sub>1,10</sub>
I	A <sub>2,1</sub>	0	A <sub>2,3</sub>	A <sub>2,4</sub>	A <sub>2,5</sub>	A <sub>2,6</sub>	A <sub>2,7</sub>	A <sub>2,8</sub>	A <sub>2,9</sub>	A <sub>2,10</sub>
P	A <sub>3,1</sub>	A <sub>3,2</sub>	0	A <sub>3,4</sub>	A <sub>3,5</sub>	A <sub>3,6</sub>	A <sub>3,7</sub>	A <sub>3,8</sub>	A <sub>3,9</sub>	A <sub>3,10</sub>
Q	A <sub>4,1</sub>	A <sub>4,2</sub>	A <sub>4,3</sub>	0	A <sub>4,5</sub>	A <sub>4,6</sub>	A <sub>4,7</sub>	A <sub>4,8</sub>	A <sub>4,9</sub>	A <sub>4,10</sub>
THD <sub>v</sub>	A <sub>5,1</sub>	A <sub>5,2</sub>	A <sub>5,3</sub>	A <sub>5,4</sub>	0	A <sub>5,6</sub>	A <sub>5,7</sub>	A <sub>5,8</sub>	A <sub>5,9</sub>	A <sub>5,10</sub>
THD <sub>i</sub>	A <sub>6,1</sub>	A <sub>6,2</sub>	A <sub>6,3</sub>	A <sub>6,4</sub>	A <sub>6,5</sub>	0	A <sub>6,7</sub>	A <sub>6,8</sub>	A <sub>6,9</sub>	A <sub>6,10</sub>
V <sub>h</sub>	A <sub>7,1</sub>	A <sub>7,2</sub>	A <sub>7,3</sub>	A <sub>7,4</sub>	A <sub>7,5</sub>	A <sub>7,6</sub>	0	A <sub>7,8</sub>	A <sub>7,9</sub>	A <sub>7,10</sub>
I <sub>h</sub>	A <sub>8,1</sub>	A <sub>8,2</sub>	A <sub>8,3</sub>	A <sub>8,4</sub>	A <sub>8,5</sub>	A <sub>8,6</sub>	A <sub>8,7</sub>	0	A <sub>8,9</sub>	A <sub>8,10</sub>
TRD	A <sub>9,1</sub>	A <sub>9,2</sub>	A <sub>9,3</sub>	A <sub>9,4</sub>	A <sub>9,5</sub>	A <sub>9,6</sub>	A <sub>9,7</sub>	A <sub>9,8</sub>	0	A <sub>9,10</sub>
Desb <sub>v</sub>	A <sub>10,1</sub>	A <sub>10,2</sub>	A <sub>10,3</sub>	A <sub>10,4</sub>	A <sub>10,5</sub>	A <sub>10,6</sub>	A <sub>10,7</sub>	A <sub>10,8</sub>	A <sub>10,9</sub>	0

Nota. Adaptado de (Parrado, 2020)

Este trabajo de investigación obtuvo la siguiente matriz:

**Tabla 9.**

*Matriz de relación entre PeI obtenida*

	V	I	P	Q	THD <sub>v</sub>	THD <sub>i</sub>	V <sub>h</sub>	I <sub>h</sub>	TRD	Desb <sub>v</sub>
V	0	4	2	2	4	0	4	0	0	4
I	4	0	2	2	0	4	0	4	4	0
P	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0
Q	2	2	1	0	0	2	0	0	0	0
THD <sub>v</sub>	4	0	0	0	0	0	3	0	0	3
THD <sub>i</sub>	0	4	0	3	0	0	0	3	0	0
V <sub>h</sub>	4	0	0	0	3	0	0	0	0	3
I <sub>h</sub>	0	4	0	0	0	3	0	0	3	0
TRD	0	4	0	0	0	0	0	3	0	0
Desb <sub>v</sub>	4	0	0	0	3	0	3	0	0	0

La matriz de la Tabla 9 se incluyó en el cálculo de la resiliencia eléctrica de cada escenario emulado.

3- Normalizar la Matriz A con respecto al valor máximo de la sumatoria de las filas de la matriz.

La normalización de la matriz obtenida conlleva la aplicación de la siguiente fórmula:

$$X = k * A \therefore k = \frac{1}{\max_{1 \leq i \leq n} \sum_{j=1}^n A_{ij}}, i, j = 1, 2, \dots, n \quad (15)$$

4- Calcular la matriz de influencia directa.

Este cálculo se realiza mediante la siguiente formula:

$$T = X(I - X)^{-1} \tag{16}$$

Donde I es la matriz identidad.

5- Encontrar la relación entre la sumatoria de las filas y la sumatoria de las columnas de T.

Para encontrar la relación, se aplica la siguiente formulación matemática:

$$W_i = \frac{D + R}{\sum_{i=1}^N (D + R)} \tag{17}$$

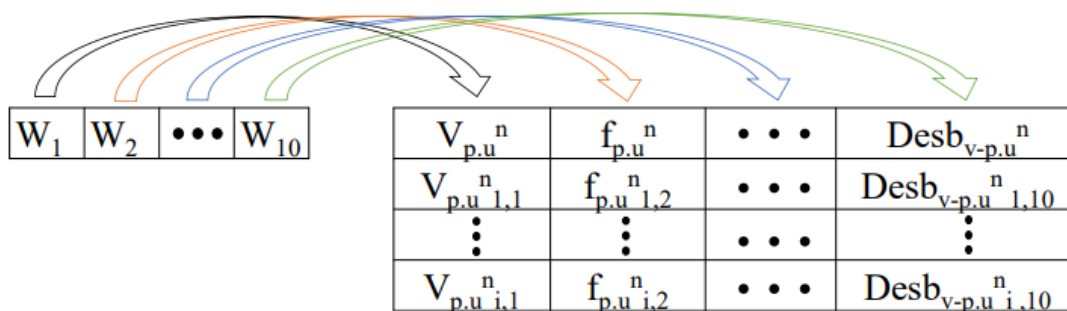
Donde  $W_i$  es el vector de pesos normalizados, D es la sumatoria de filas y R es la sumatoria de las columnas de T.

6- Multiplicar los pesos normalizados por los PeI normalizados

Por último, el peso normalizado de cada parámetro e indicador se multiplica por su correspondiente parámetro o indicador.

**Figura 14.**

*Influencia de los parámetros e indicadores normalizados.*



Nota. Tomado de (Parrado, 2020)

Este trabajo de investigación obtuvo los siguientes pesos subjetivos de los PeI:

**Tabla 10.***Pesos subjetivos de los PeI*

<b>Parámetro e indicador</b>	<b>Peso subjetivo</b>
V	0.1869
I	0.2088
P	0.0689
Q	0.0648
THD <sub>v</sub>	0.0790
THD <sub>i</sub>	0.0847
V <sub>h</sub>	0.0790
I <sub>h</sub>	0.0864
TRD	0.0625
Desb <sub>v</sub>	0.0790

**2.4.2.3. Evaluación de la resiliencia para redes de BT con integración de SFV.** Según

Parrado (Parrado, 2020), el índice de resiliencia se puede cuantificar aplicando la siguiente formula:

$$Resiliencia (RES) = \sum_{i=1}^{10} W_i * PeI_{i-p.u}^n \therefore i = 1 \dots 10 \quad (18)$$

Donde el máximo valor de la resiliencia es uno y el mínimo valor es cero. En este trabajo de investigación, el nivel de la resiliencia eléctrica para una red de BT con integración de potencia FV se evalúa según la Tabla 11.

**Tabla 11.***Nivel de resiliencia eléctrica.*

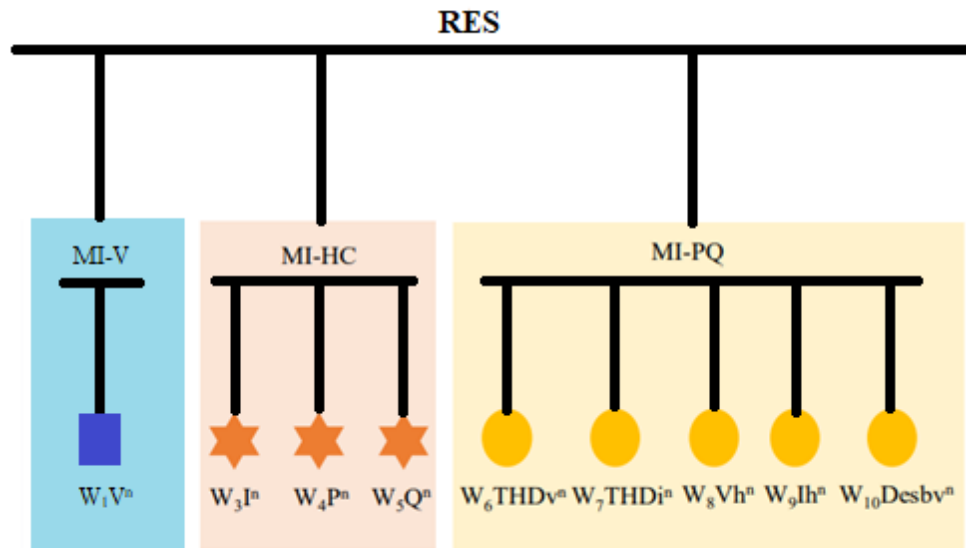
<b>Nivel de resiliencia eléctrica</b>	<b>Valor</b>	<b>Sumatoria de pesos para evaluar los límites de la resiliencia eléctrica</b>
Alta (A)	[0.69 – 1]	$W_{i_n} + W_{v_n} + W_{P_n} + W_{Q_n} + W_{Vh_n} + W_{Desbv_n} + W_{THDv_n} + W_{THDi_n} + W_{Ih_n} + W_{TRD_n}$
Media (M)	[0.45 – 0.69)	$W_{i_n} + W_{v_n} + W_{P_n} + W_{Q_n} + W_{Vh_n} + W_{Desbv_n}$
Baja (B)	(0 - 0.45)	$W_{i_n} + W_{v_n} + W_{P_n}$
Nula (N)	0	-

Nota. Adaptado de (Parrado, 2020)

**2.4.2.4. integración de los parámetros e indicadores en la resiliencia.** La integración de los parámetros e indicadores (MI) se realiza en tres MI: *i*) MI-V ( $V_{rms}$ ), *ii*) MI-HC ( $I_{rms}$ , potencia activa y potencia no activa del sistema), *iii*) MI-PQ ( $THD_{v-i}$ ,  $V_h$ ,  $I_h$ , TRD y  $Desb_v$ )

**Figura 15.**

*MI asociados a la resiliencia.*

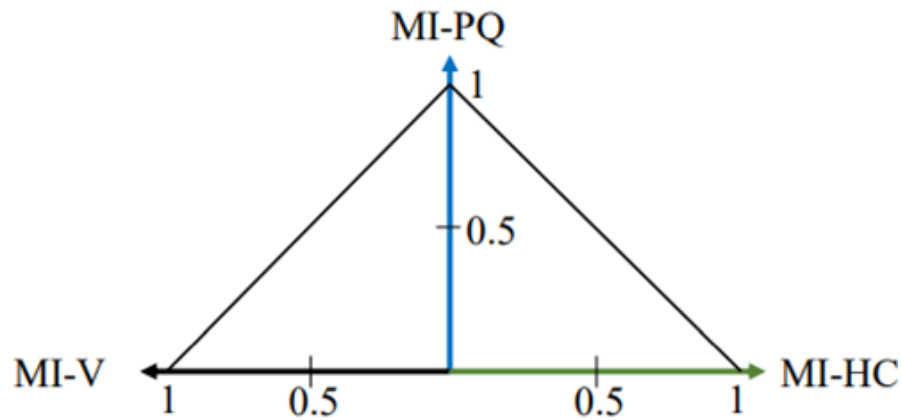


Nota. Adaptado de (Parrado, 2020)

El triángulo de MI de la Figura 16 permite evidenciar los cambios de los PeI, donde cada eje representa un MI que es insumo para la evaluación de la resiliencia. Para obtener el triángulo, se promedian los valores de los parámetros e indicadores asociados a cada MI.

**Figura 16.**

*Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia.*



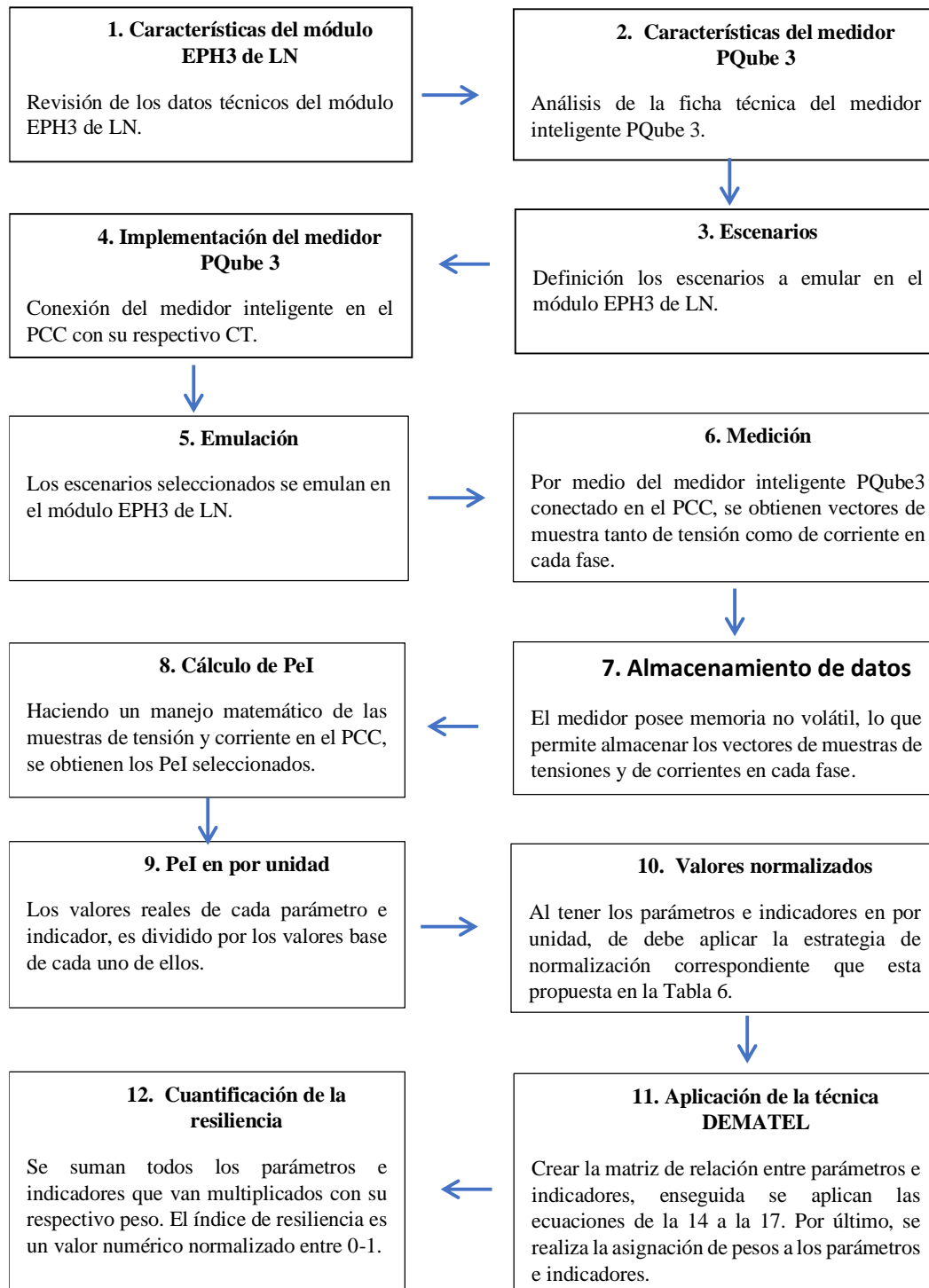
Nota. Adaptado de (Parrado, 2020)

#### ***2.4.3. Esquema propuesto para la medición de la resiliencia eléctrica en el PCC.***

Contando con el esquema de medición para los parámetros e indicadores eléctricos de la y con la formulación matemática aplicada para la cuantificación de la resiliencia eléctrica, se propone un esquema de medición para la resiliencia de una red eléctrica de BT en el PCC que está bajo la influencia de un SFV.

**Figura 17.**

*Esquema de medición de la resiliencia eléctrica de una red de BT con influencia de un SFV en él PCC.*

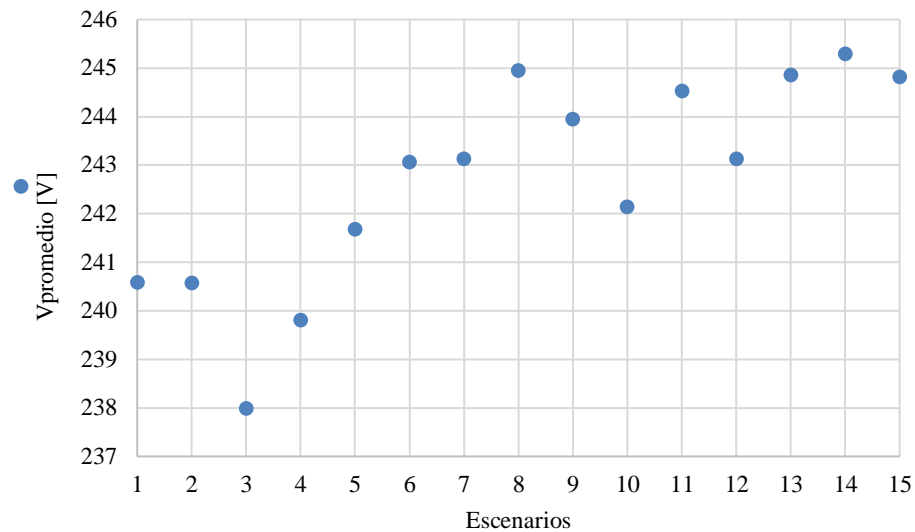


### **3. Resultados**

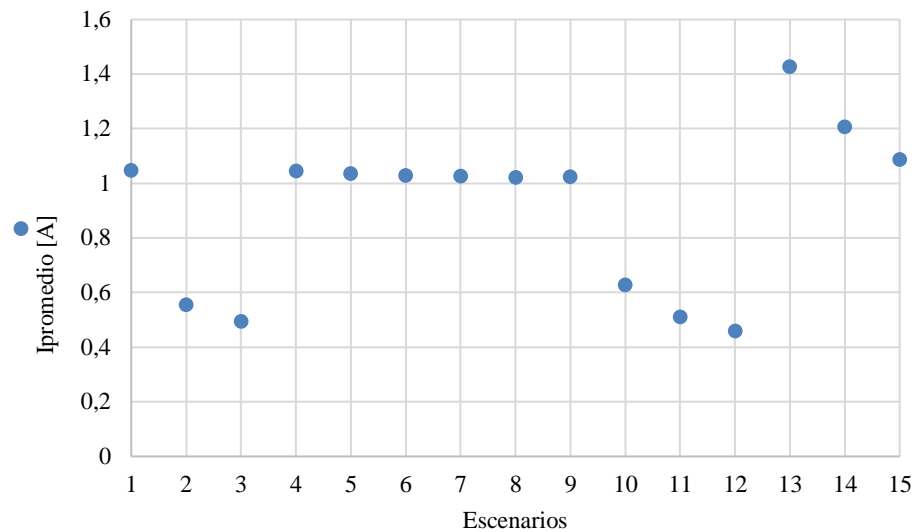
Este capítulo presenta los resultados del comportamiento de los PeI sin normalizar, comportamiento de los PeI normalizados, y evaluación de la resiliencia de la red de BT con integración de potencia FV en el PCC. También, presenta los MI que integran el índice de resiliencia.

#### **3.1 Resultados de PeI sin normalizar**

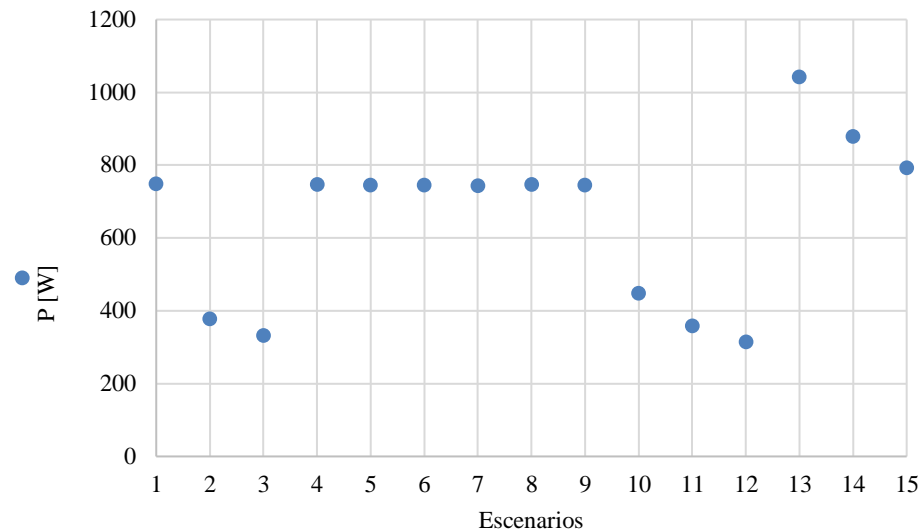
Según la Figura 18, el valor límite de la  $V$  no cumple en ningún escenario emulado. El valor más alto es 245.29 [V] en el escenario 14; el valor más bajo es 237.98 [V] en el escenario 3. Como resultado final, la  $V$  incrementa principalmente por el aumento de la potencia activa.

**Figura 18.***Resultados V*

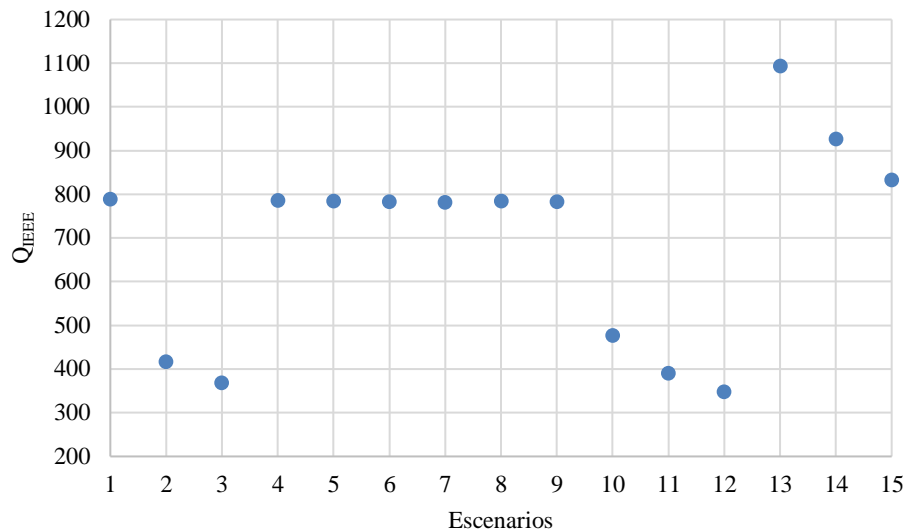
Según la Figura 19, el valor límite de la I cumple en todos los escenarios emulados. El valor más alto es 1.426 [A] en el escenario 13; el valor más bajo es 0.458 [A] en el escenario 12. Como resultado final, la I disminuye principalmente por altos niveles de sombreado de los paneles FV.

**Figura 199.***Resultados I*

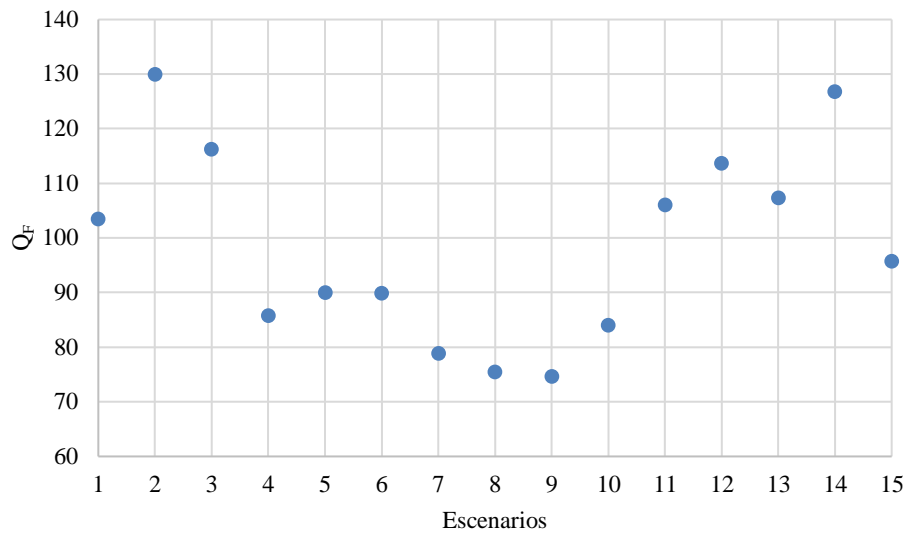
Según la Figura 20, el valor límite de P cumple en todos los escenarios emulados. El valor más alto es 1042.5 [W] en el escenario 13; el valor más bajo es 314.25 [W] en el escenario 12. Como resultado final, la P disminuye principalmente por altos niveles de sombreado de los paneles FV.

**Figura 20.***Resultados P*

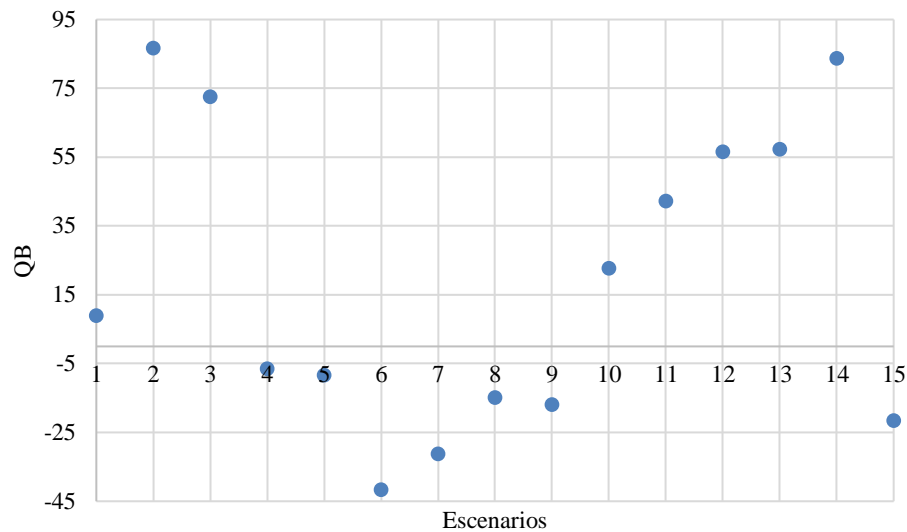
Según la Figura 21, el valor límite de  $Q_{IEEE}$  cumple en todos los escenarios emulados. El valor más alto es 1093.3 [W] en el escenario 13; el valor más bajo es 348.11 [W] en el escenario 12. Como resultado final, la  $Q_{IEEE}$  disminuye principalmente por altos niveles de sombreado de los paneles FV.

**Figura 21.***Resultados  $Q_{IEEE}$* 

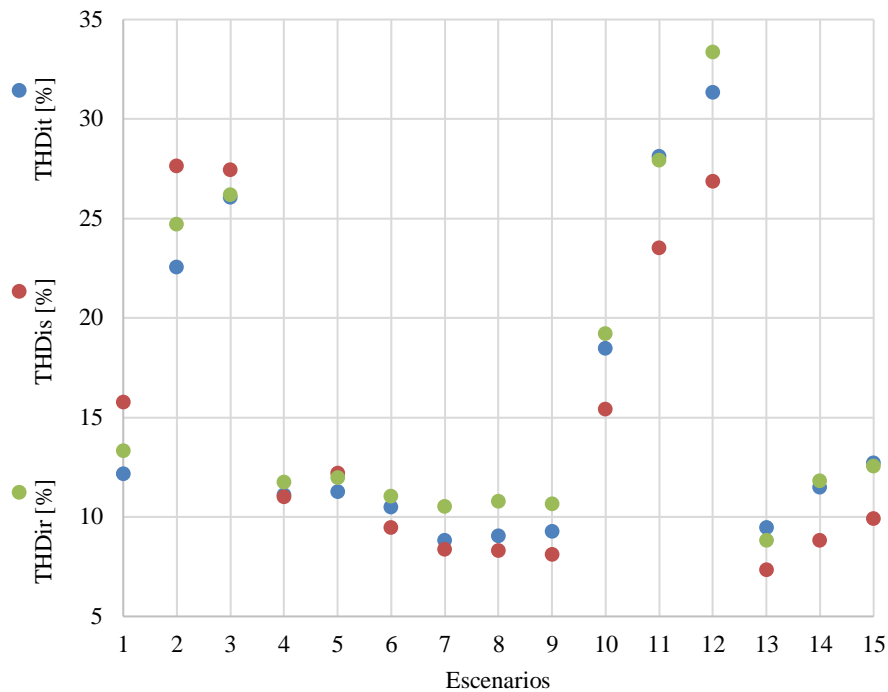
Según la Figura 22, el valor límite de  $Q_F$  cumple en todos los escenarios emulados. El valor más alto es 129.96 [W] en el escenario 2; el valor más bajo es 74.65 [W] en el escenario 9. Como resultado final, la  $Q_F$  disminuye principalmente por bajos niveles de sombreado de los paneles FV.

**Figura 22.***Resultados  $Q_F$* 

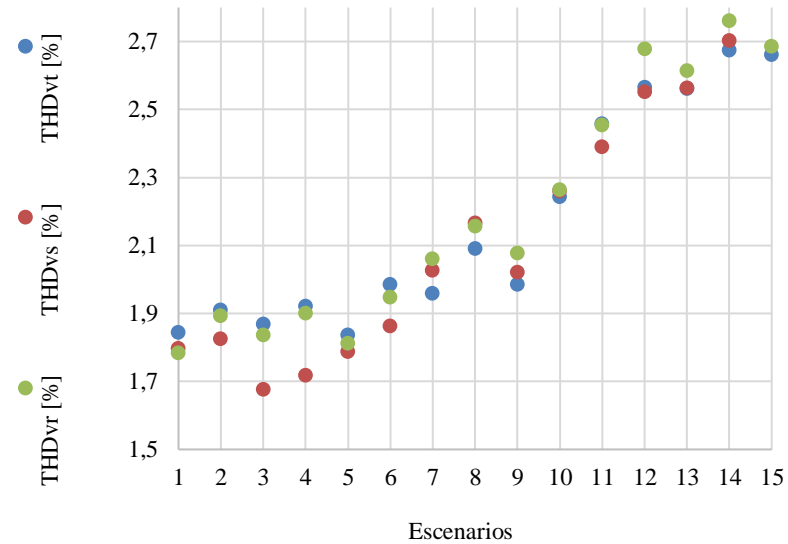
Según la Figura 23, el valor límite de  $Q_B$  no se cumple en los escenarios del 4 al 9 y en el escenario 15. Por lo tanto, el comportamiento de  $Q_B$  se ve afectado principalmente por la disminución en el porcentaje de sombreado de los paneles FV.

**Figura 23.***Resultados  $Q_B$* 

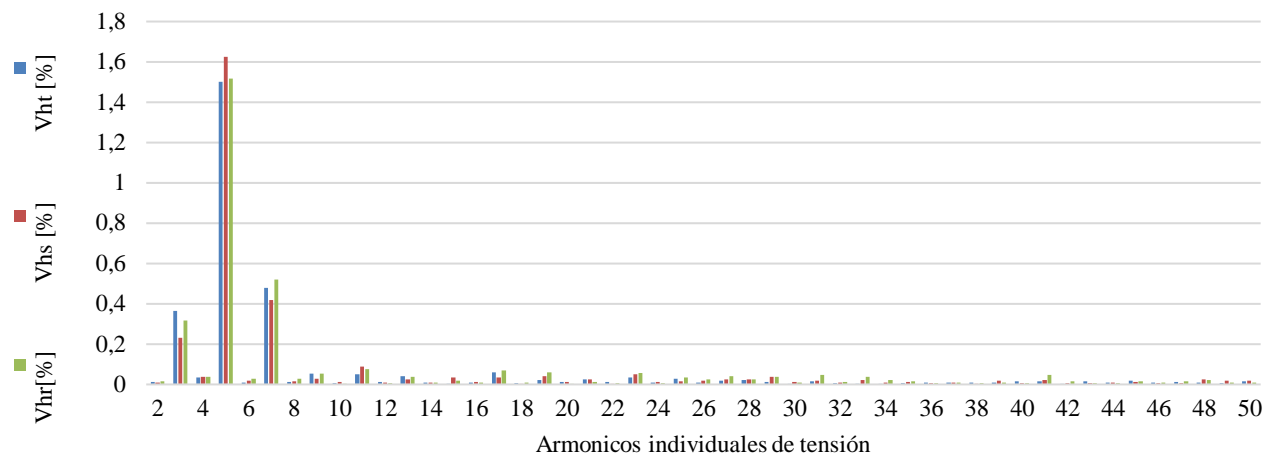
Según la Figura 24, el valor límite de  $THD_i$  no cumple en ningún escenario emulado. El valor más próximo a cumplir el valor límite es 8.13% en la fase S del escenario 9; el peor valor fue 33.38% en la fase R en el escenario 12. Los escenarios del 4 a 9 y 13 a 15 presentan los mejores valores, pero representaron un 150% más alto que el valor límite. Como resultado final, el desempeño del indicador  $THD_i$  es afectado negativamente principalmente por altos niveles de sombreado de los paneles FV.

**Figura 24.***Resultados THD<sub>i</sub>*

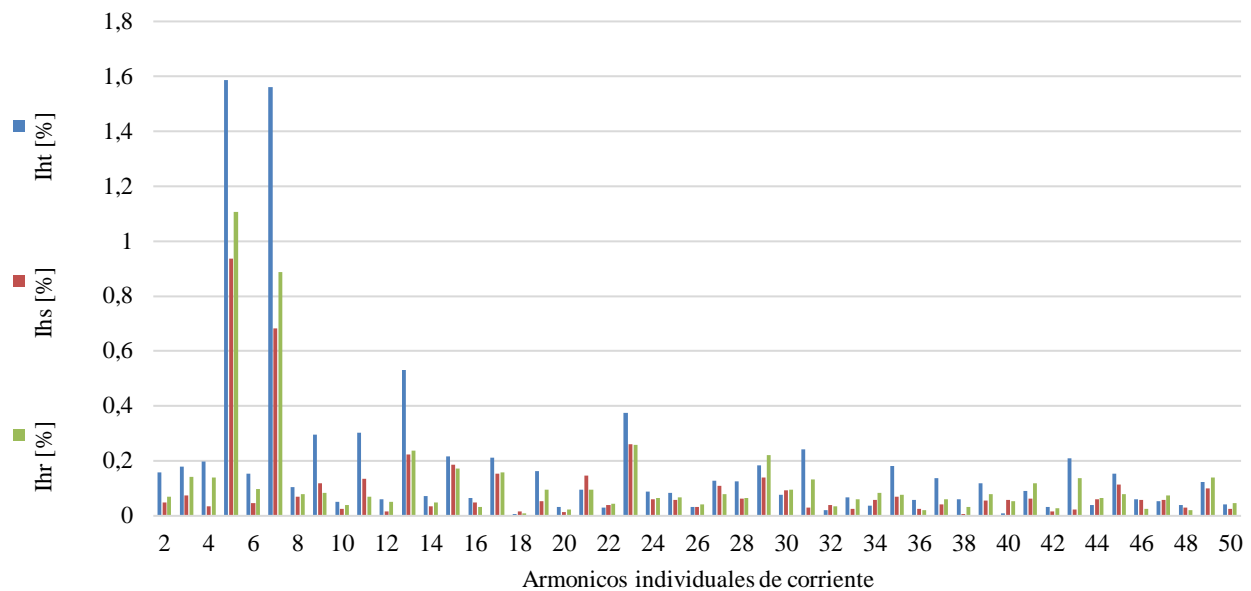
Según la Figura 25, el valor límite de la  $THD_v$  se cumple en los escenarios del 1 al 11. El escenario 5 tuvo el mejor comportamiento promedio en las tres fases, mientras que el escenario 14 presentó los valores más altos con 2.76% en la fase R, 2.7% en la fase S y 2.68% en la fase T. Como resultado final, el desempeño del indicador  $THD_v$  es afectado negativamente a mayores valores de potencia activa.

**Figura 25.***Resultados THD<sub>v</sub>*

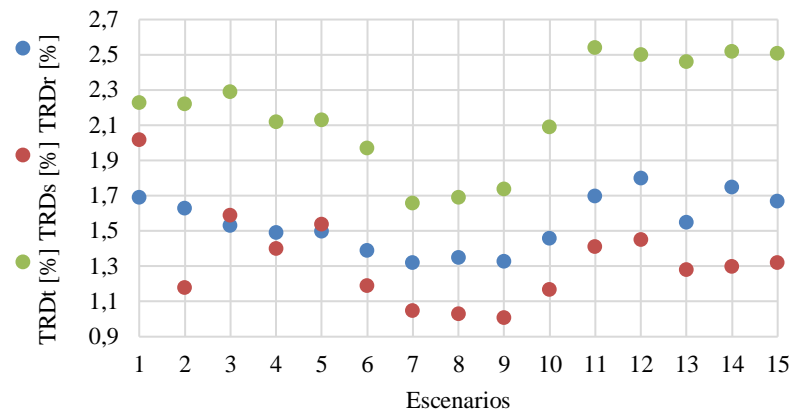
$V_h$  presentó el peor comportamiento en el escenario 15 (Figura 26), donde en la fase R de la componente armónica de orden 5 incumple con el valor límite mientras el resto de las componentes armónicas cumplen con el valor límite. Como resultado final, el desempeño del indicador  $V_h$  es afectado negativamente a mayores valores de potencia activa.

**Figura 206.***Resultados  $V_h$ , escenario 15*

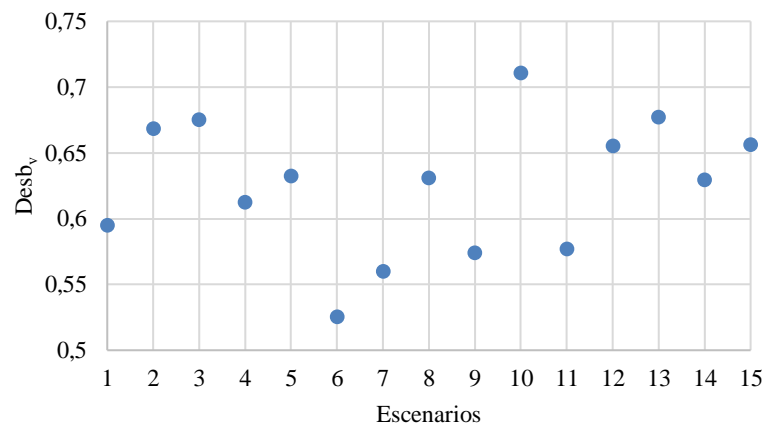
El valor límite de la  $I_h$  cumple en todos los escenarios emulados. La  $I_h$  del escenario 11 (Figura 27) tuvo el peor desempeño, siendo la fase T del armónico de orden 5 el mayor valor con 1.59%; la fase R presentó 1.11% y la fase S 0.94%. Como resultado final, el desempeño del indicador  $I_h$  es afectado principalmente por altos niveles de sombreado de los paneles FV.

**Figura 217.***Resultados  $I_h$ , escenario 11*

Según la Figura 28, el valor límite del TRD cumple en todos los escenarios emulados. El valor más alto es 2.54% en la fase R del escenario 11; el mejor comportamiento tiene un valor de 1.01% en la fase S del escenario 9. Como resultado final, el desempeño del indicador TRD es afectado negativamente por altos niveles de sombreado de los paneles FV.

**Figura 228.***Resultados TRD*

Según la Figura 29, el valor límite del  $Desb_v$  cumple en todos los escenarios emulados. El valor más alto es 0.71% del escenario 10; el mejor comportamiento tiene un valor de 0.53% en el escenario 6. Como resultado final, el  $Desb_v$  no tuvo afectaciones significativas a la variación de las condiciones emuladas.

**Figura 239.***Resultados  $Desb_v$* 

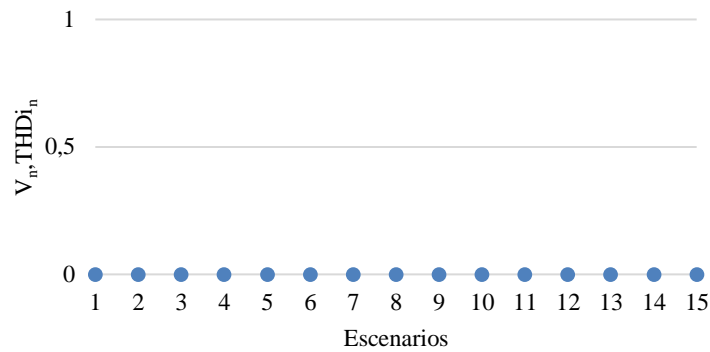
### 3.2 Resultados de PeI normalizados

El comportamiento del parámetro o indicador normalizado es igual a uno cuando sin normalizar, cumple con los valores límites de la Tabla 2 y cero cuando no se cumple con el valor límite.

La Figura 30 presenta el comportamiento de la  $V_n$  y  $THDi_n$  en todos los escenarios, donde es cero para todos los escenarios. Por lo tanto,  $V_n$  y  $THDi_n$  no cumplen con los valores de referencia en ningún escenario.

#### Figura 30.

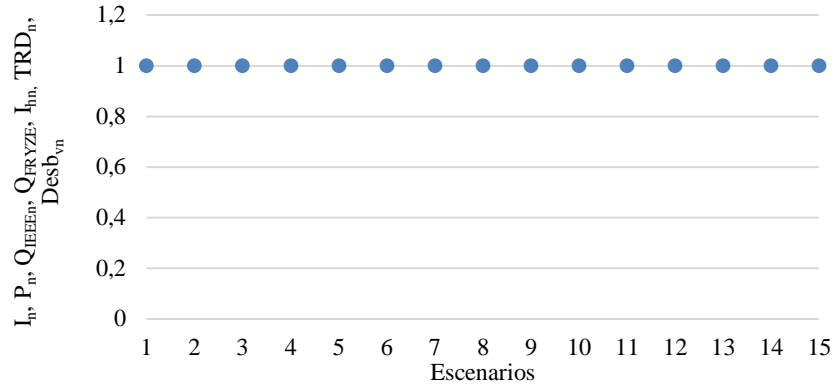
Resultados  $V_n, THDi_n$



La Figura 31 presenta el comportamiento en todos los escenarios de  $I_n$ ,  $P_n$ ,  $Q_{IEEE_n}$ ,  $Q_{Fn}$ ,  $I_{hn}$ ,  $TRD_n$ ,  $Desb_{vn}$ . El comportamiento de estos parámetros e indicadores normalizados tienen un valor constante de uno. Por lo tanto, todos estos parámetros e indicadores cumplen con sus valores de referencia.

**Figura 31.**

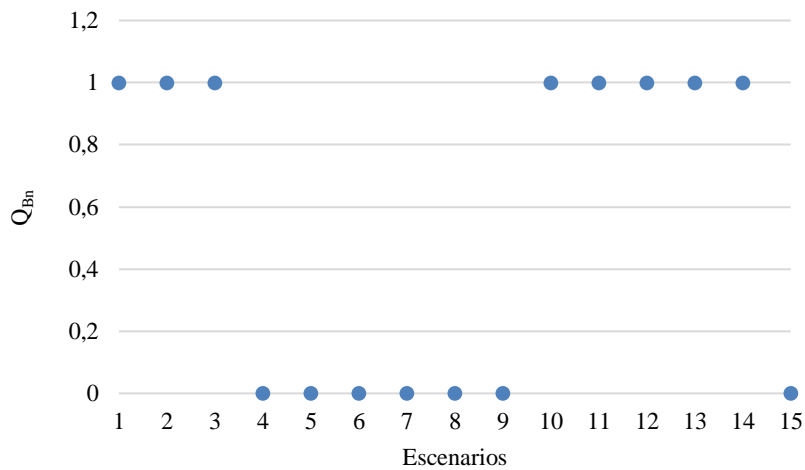
*Resultados  $I_n, I_{hn}, P_n, Q_{IEEEn}, Q_{Fn}, TRD_n, Desb_{vn}$*



La Figura 32 describe el comportamiento de la  $Q_{Bn}$ , donde no se cumple el valor limite en los escenarios del 4 al 9 y en el escenario 15. Por lo tanto, el comportamiento de  $Q_{Bn}$  se ve afectado principalmente por la disminución en el porcentaje de sombreado de los paneles FV.

**Figura 324.**

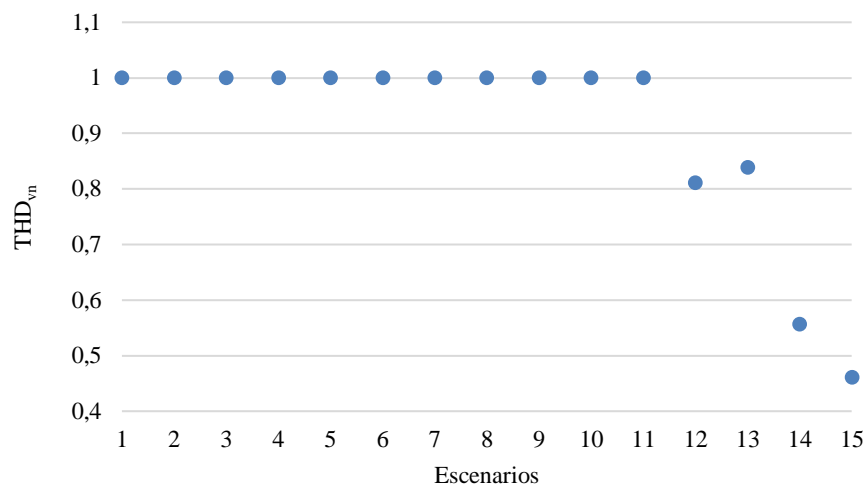
*Resultados  $Q_{Bn}$*



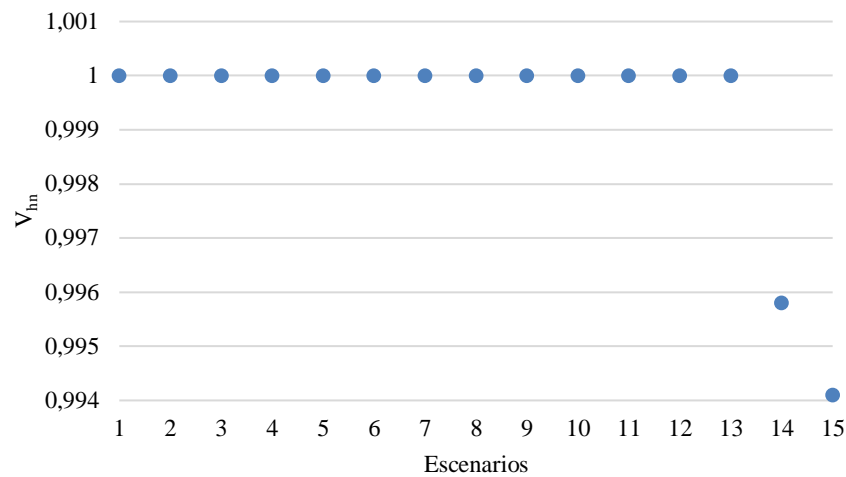
Según la Figura 33, el valor límite del  $THD_{vn}$  no cumple en los escenarios del 12 al 15. Como resultado final, la  $THD_{vn}$  es afectado principalmente por el aumento de la potencia activa.

**Figura 33.**

*Resultados  $THD_{vn}$*



Según la Figura 34, el valor límite del  $V_{hn}$  no cumple en los escenarios del 14 y 15. Como resultado final, la  $V_{hn}$  es afectado principalmente por el aumenta la potencia activa.

**Figura 34.***Resultados  $V_{hn}$* 

### 3.3. Evaluación de la resiliencia eléctrica de la red de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC

La evaluación de la resiliencia eléctrica de la red de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC se hizo bajo tres modelos de potencia (IEEE, FRYZE y BUDEANU).

Según la Figura 35, la resiliencia eléctrica presentó un comportamiento similar en los tres modelos propuestos. En el modelo BUDEANU, la resiliencia tuvo variaciones respecto a los demás modelos evaluados en los escenarios del 4 al 9 con valor de 0.6636 (Nivel de resiliencia eléctrica – MEDIA) y en el escenario 15 con valor de 0.6206 (Nivel de resiliencia eléctrica – MEDIA). En los modelos IEEE y FRYZE, los escenarios de 4 al 9 tienen una resiliencia eléctrica con valor de 0.7284 (Nivel de resiliencia eléctrica – ALTA). La variación en el modelo BUDEANU se debe a que la  $Q_{Bn}$  no cumplió con el valor límite en esos escenarios. Como resultado final, la resiliencia en el modelo BUDEANU de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con

integración de potencia FV en el PCC es afectada principalmente por la disminución en el porcentaje de sombreado de los paneles FV.

La resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con integración FV en el PCC nunca tuvo el valor unitario ya que  $V_n$  y  $THD_{in}$  siempre incumplieron con los valores de referencia correspondientes.

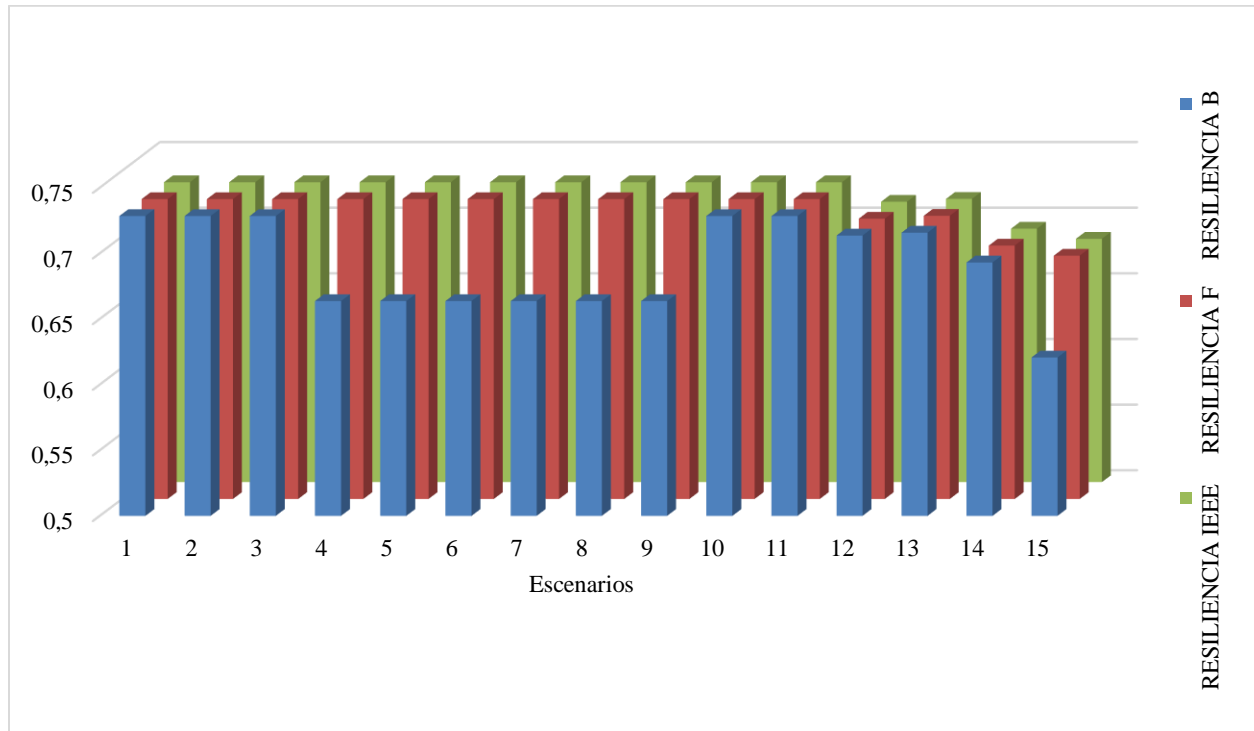
En los escenarios del 1-9 (en los escenarios del 4 al 9, la resiliencia en el modelo BUDEANU tiene un nivel medio), 10 y 11, la resiliencia de la red eléctrica tiene un nivel alto con valor de 0.7284 en los tres modelos. En los escenarios de 12 al 14 la resiliencia eléctrica es alta tiende a un nivel medio ya que  $V_n$ ,  $THD_{in}$ ,  $THD_{vn}$  no cumplen con los valores de referencia. El escenario 15 presenta los valores mínimos de resiliencia, siendo resiliencia media ya que  $V_n$ ,  $THD_{in}$ ,  $THD_{vn}$  y  $V_{hn}$  no cumplen con los valores de referencia correspondientes. Como resultado, la resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC se ve afectada principalmente por el aumento de P.

La  $I_{hn}$ , el  $Desb_{vn}$ ,  $Q_{F-IEEE}$ , P y el  $TRD_n$  cumplen con los valores regulados en todos los escenarios emulados y no perjudican el valor de la resiliencia eléctrica. Por lo tanto, la  $I_{hn}$ , el  $Desb_{vn}$ ,  $Q_{F-IEEE}$ , P y el  $TRD_n$  son los PeI que contribuyen a una resiliencia diferente de cero.

La resiliencia medida en el PCC de la red eléctrica de BT del EAT-UIS ante la influencia de GFV, tuvo el siguiente comportamiento para los tres modelos estudiados:

**Figura 35.**

*Resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC, índice evaluado en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU*



La Tabla 12 presenta el nivel de resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC en todos los escenarios emulados, índice evaluado en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU.

**Tabla 12.**

*Nivel de resiliencia de la red eléctrica de BT del EAT-UIS con integración de potencia FV en el PCC, índice evaluado en los modelos de potencia*

Escenarios	Nivel de Resiliencia B	Nivel de Resiliencia IEEE&F	Cuantificación de la Resiliencia B	Cuantificación de la Resiliencia IEEE&F
1	A	A	0.7284	0.7284
2	A	A	0.7284	0.7284
3	A	A	0.7284	0.7284
4	M	A	0.6636	0.7284
5	M	A	0.6636	0.7284
6	M	A	0.6636	0.7284
7	M	A	0.6636	0.7284
8	M	A	0.6636	0.7284
9	M	A	0.6636	0.7284
10	A	A	0.7284	0.7284
11	A	A	0.7284	0.7284
12	A	A	0.7135	0.7135
13	A	A	0.7157	0.7157
14	A	A	0.693	0.693
15	M	M	0.6206	0.6853

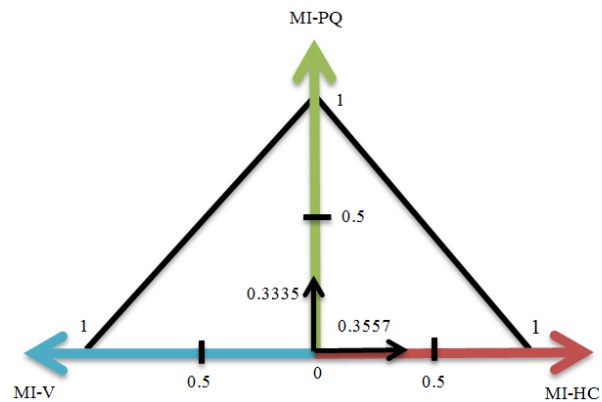
### 3.4 Resultados complementarios

Esta sección presenta los triángulos de los MI que integran la resiliencia de la red eléctrica de BT con integración de potencia FV en el PCC evaluados en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU.

La Figura 36 presenta los insumos de los MI para la evaluación de la resiliencia eléctrica del escenario 15 en los modelos IEEE y FRYZE. El MI-HC tuvo un valor de 0.3557, con respecto al MI-PQ fue 0.3335 y el MI-V tuvo un valor cero, indicando incumplimiento en el escenario 15 para los modelos de potencia IEEE y FRYZE.

**Figura 256.**

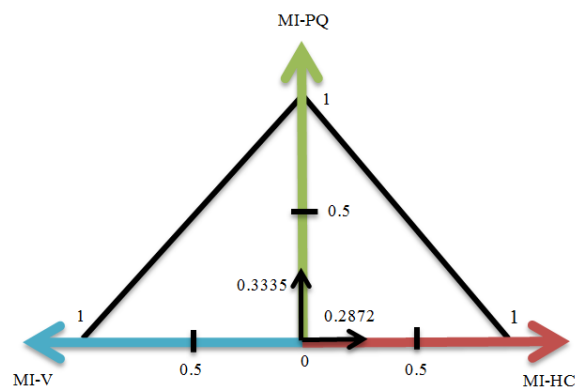
Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia eléctrica - escenario 15. MI evaluados en los modelos IEEE y FRYZE



La Figura 37 presenta los insumos de los MI para la evaluación de la resiliencia eléctrica del escenario 15 en el modelo BUDEANU. El MI-HC tuvo valor de 0.2872, el MI PQ fue 0.3335 y el macro-indicador V tuvo un valor cero, indicando incumplimiento en el escenario 15 para el modelo de potencia BUDEANU.

**Figura 267.**

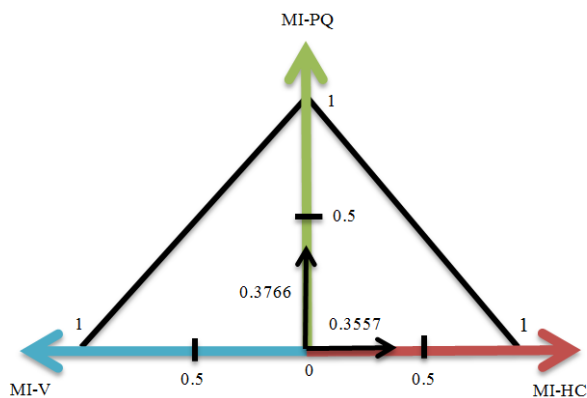
Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 15. MI evaluados en los modelos BUDEANU



La Figura 38 presenta los insumos de los MI para la evaluación de la resiliencia eléctrica del escenario 1 en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU. El MI-HC aportó 0.3557, el MI-PQ fue 0.3766 y el MI-V tuvo un valor cero, indicando incumplimiento en el escenario 1 para los tres modelos de potencia.

**Figura 278.**

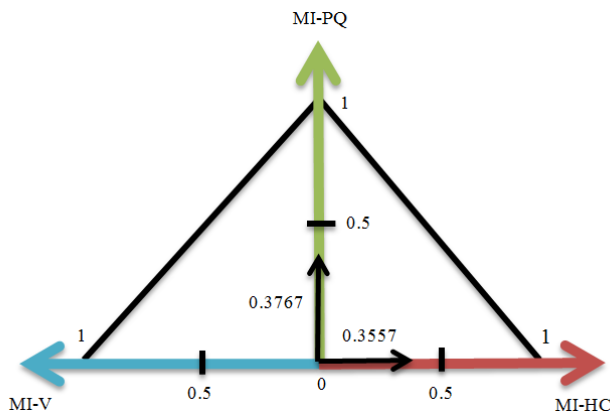
*Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 1. MI evaluados en los modelos IEEE, FRYZE y BUDEANU*



La Figura 39 presenta los insumos de los MI para la evaluación de la resiliencia eléctrica del escenario 4 en el modelo BUDEANU. El MI-HC tuvo un valor de 0.3557, el MI-PQ fue 0.3767 y el MI-V tuvo un valor cero, indicando incumplimiento en el escenario 4 para el modelo de potencia BUDEANU.

**Figura 289.**

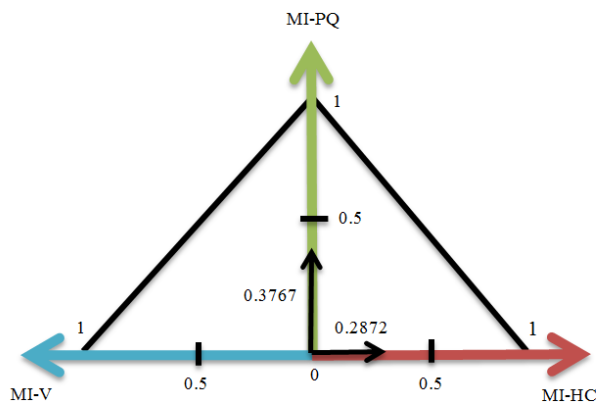
*Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 4. MI evaluados en el modelo BUDEANU*



La Figura 40 presenta los insumos de los MI para la evaluación de la resiliencia eléctrica del escenario 4 en los modelos IEEE y FRYZE. El MI-HC tuvo un valor de 0.2872, el MI-PQ fue 0.3767 y el macro-indicador V tuvo un valor cero, indicando incumplimiento en el escenario 4 para los modelos de potencia IEEE y FRYZE.

**Figura 40.**

*Triángulo de MI que integran el índice de resiliencia – escenario 4 MI evaluados en los modelos IEEE y FRYZE*



#### 4. Conclusiones

El tratamiento matemático de las muestras de tensión y corriente adquiridas en el PCC permite el cálculo de la resiliencia de una red eléctrica de BT con integración de potencia FV.

La formulación matemática expuesta en el trabajo de maestría de A. Parrado permite la cuantificación de la resiliencia eléctrica de una red de BT que integra potencia FV en el PCC adaptando ciertos PeI.

La normalización de los PeI permite clara visualización del cumplimiento de los valores regulados. También, se visualiza el aporte de los PeI a la resiliencia de una red eléctrica de BT para que sea igual a 1.

La  $I_h$ , P, Desb<sub>v</sub> y el TRD son los indicadores de calidad de potencia que no afectan el valor de la resiliencia eléctrica de una red BT que integra potencia FV en el PCC. El TRD se ve afectado principalmente por altos niveles de sombreado de los paneles FV. La V y la THD<sub>i</sub> no aportan a que la resiliencia eléctrica sea valorada como alta.

La resiliencia eléctrica de una red de BT tiende a un nivel medio o bajo principalmente por el aumento de P. Además, bajo esta condición la THD<sub>v</sub> y la V<sub>h</sub> no cumple con los valores de referencia.

El indicador THD<sub>i</sub> y el parámetro V son los que más afectan al índice de la resiliencia de una red eléctrica de BT que integra potencia FV en el PCC ya que nunca cumplen con los valores de referencia correspondientes.

En la integración de los MI en el índice de resiliencia, el MI-HC evaluado en el modelo BUDEANU hizo un aporte menor respecto a la evaluación con los modelos IEEE y FRYZE.

La resiliencia de una red eléctrica de BT con integración de potencia FV en el PCC evaluada en el modelo BUDEANU fue afectada principalmente por la disminución en el porcentaje de sombreado de los paneles FV. Además, La resiliencia eléctrica evaluada en los tres modelos de potencia presento los peores comportamientos principalmente por el aumento de P, ocasionando que la resiliencia eléctrica tienda a un nivel medio o bajo.

### Referencias Bibliográficas

- Agüero, J. L., & Diaz, J. (2015). *Fotovoltaicos sobre la calidad del servicio eléctrico IITREE-FI-UNLP Argentina H . G . Mayer IITREE-FI-UNLP Argentina G . Barbera IITREE-FI-UNLP Argentina F . Informática UNLP F . Issouribehere IITREE-FI-UNLP Argentina F . Informática UNLP.*
- Amrane, Y., Ladjici, A. A., Boudour, M., & Lamari, M. (2019). Study of Photovoltaic Power Plant Distribution Network Integration: Case of Algeria-Djanet City Distribution Network. *Proceedings of Algerian Large Electrical Network Conference, CAGRE 2019*, 99–103. <https://doi.org/10.1109/CAGRE.2019.8713294>
- Aphrodis, N., Ntagwirumugara, E., Marie Vianney, B. J., & Mulolani, F. (2019). Design, Control and Validation of a PV System Based on Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Viewer in Smartgrids. *2019 5th International Conference on Control, Automation and Robotics, ICCAR 2019*, 23–28. <https://doi.org/10.1109/ICCAR.2019.8813711>
- Arango-Manrique, A., & Alvarez-Lopez, R. A. (2013). Integration of distributed generation to support the electricity supply: Stability analysis in a colombian microgrid. *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013*, 8879498(576). <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2013.6554431>
- Bălan, D. C. (2018). Behavior of photovoltaic systems connected to the distribution network. Case study, photovoltaic power plants in the distribution network of the SDEE Mureş operator. *Procedia Manufacturing*, 22, 803–810. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2018.03.114>
- Caamaño, E., Thornycroft, J., Moor, H. De, & Cobben, S. (2007). State-of-the-Art on Dispersed PV Power Generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks (Technical Report). *Deliverable 4.1*, 1–59.
- Cunha Clark Leite, M., Alisson Martins Vieira, F., Bravo Silva, V., Zamboti Fortes, M., & Henrique Nogueira Dias, D. (2018). Harmonic Analysis of a Photovoltaic Systems Connected

- to Low Voltage Grid. *IEEE Latin America Transactions*, 16(1), 112–117. <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8291462>
- Cutter, S. L., & Derakhshan, S. (2019). Implementing Disaster Policy: Exploring Scale and Measurement Schemes for Disaster Resilience. *Journal of Homeland Security and Emergency Management*, 1–14. <https://doi.org/10.1515/jhsem-2018-0029>
- Dhlamini, N., & Daniel Chowdhury, S. P. (2018). Solar Photovoltaic Generation and its Integration Impact on the Existing Power Grid. *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2018*, 710–715. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2018.8521003>
- Ebad, M., & Grady, W. M. (2016). A cloud shadow model for analysis of solar photovoltaic power variability in high-penetration PV distribution networks. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016-Novem*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7742024>
- Eltawil, M. A., & Zhao, Z. (2010). Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 112–129. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.015>
- 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>
- Ghosh, S., Yadav, V. K., & Mukherjee, V. (2019). Improvement of partial shading resilience of PV array though modified bypass arrangement. *Renewable Energy*, 143, 1079–1093. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.062>
- Góngora Alexander, C. L. (2018). Análisis de la calidad de la potencia y suministro eléctrico en el sistema fotovoltaico de 150 kWp de la Universidad Autónoma de Occidente. In *Universidad Autónoma de Occidente* (Vol. 53, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Hernández, J. C., & Medina, A. (2006). Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica: Calidad de Suministro. *Sumuntán*, 23, 33–44.

- IEEE. (2005). *IEEE Std C57.13.6 IEEE Standard for High-Accuracy Instrument Transformers*. December. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2005.97975>
- IEEE Standard Association. (2018). IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. In *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
- IEEE Std. 519-2014. (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. *IEEE Std. 519-2014, 2014*.
- IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009). (2019). IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. In *IEEE Standard 1159-2009 (Vol. 2019)*.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2009). IEEE Std 1159 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. In *IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995) (Vol. 2009, Issue June)*. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067>
- Laamami, S., Benhamed, M., & Sbita, L. (2017). Analysis of shading effects on a photovoltaic array. *International Conference on Green Energy and Conversion Systems, GECS 2017*. <https://doi.org/10.1109/GECS.2017.8066212>
- Low-cost, N. (n.d.). *PQ ube 3 ®*.
- Lucas-n, M. I. (n.d.). *Curso ILA Energías renovables : Sistemas Fotovoltaicos Profesionales : Sistemas fotovoltaicos modernos conectados en paralelo con la red*.
- Luna, L. E., & Parra, E. E. (2011). Methodology for assessing the impacts of distributed generation interconnection. *Ingeniería e Investigación, 31(2 SUPPL.)*, 36–44.
- Makrides, G., Zinsser, B., Georghiou, G. E., Schubert, M., & Werner, J. H. (2009). Two year performance evaluation of different grid connected photovoltaic systems. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 000770–000775*. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2009.5411169>

- Medina, A. (2001). *Metodologías Avanzadas Para El Modelado Y Análisis de armónicos y su impacto en la calidad de potencia.*
- Muñoz Galeano, N. (2011). *Contribución a la mejora de la eficiencia energética en sistemas trifásicos a cuatro hilos mediante la compensación selectiva de las potencias ineficientes.* <https://doi.org/10.4995/Thesis/10251/10988>
- Paixao, J. L., Abaide, A. R., & Filho, P. G. A. (2018). Impact evaluation of the photovoltaic generation input on a concessionaire's network. *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395937>
- Parrado-Duque, A., Osmá-Pinto, G., Rodríguez-Velásquez, R., & Ordóñez-Plata, G. (2019). Considerations for the Assessment Resilience in Low Voltage Electrical Network with Photovoltaic Systems - Part i. *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the Energy Transition, FISE/CIGRE 2019.* <https://doi.org/10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984962>
- Parrado-Duque, A., Rodríguez-Velasquez, R., Osmá-Pinto, G., & Ordonez-Plata, G. (2019). Integration of Photovoltaic System in Low Voltage Electrical Network of the Electrical Engineering Building. *2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications, PEPQA 2019 - Proceedings.* <https://doi.org/10.1109/PEPQA.2019.8851564>
- Parrado, 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. In *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.*
- Rahimi, K., Mohajeryami, S., & Majzoobi, A. (2016). Effects of photovoltaic systems on power quality. *NAPS 2016 - 48th North American Power Symposium, Proceedings*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747955>
- Renewable Energy Agency, I. (2020). *Renewable capacity highlights (31 March 2020). March.*
- Salvador, U. D. E. E. L. (2017). *Estudio de los efectos en el factor de potencia y en el contenido armónico producido por el montaje de un generador fotovoltaico en una instalación eléctrica.*

Srisaen, N., & Sangswang, A. (2006). Effects of PV grid-connected system location on a distribution system. *IEEE Asia-Pacific Conference on Circuits and Systems, Proceedings, APCCAS, 00*, 852–855. <https://doi.org/10.1109/APCCAS.2006.342175>

*Table of Contents Table of Contents Power Engineering / Smart Grid / Micro Grid Supplementary to ESG 1 Smart Grid EPH 3 Professional Photovoltaics with Battery storage system Power Engineering / Smart Grid / Micro Grid " Smart Grids " - Intelligent power . (n.d.). 1–17.*

Tavakkoli, M., Pouresmaeil, E., Godina, R., Vechiu, I., & Catalão, J. P. S. (2019). Optimal management of an energy storage unit in a PV-based microgrid integrating uncertainty and risk. *Applied Sciences (Switzerland)*, 9(1). <https://doi.org/10.3390/app9010169>

Tristancho González DANIEL J., 1. (2016). *Prototipo De Energía Eléctrica Fotovoltaica, Para El Laboratorio De Energía De La Escuela Colombiana De Ingeniería.* 0–51.

UPME. (2020). *Ministerio de Minas y Energía MME Unidad de Planeación Minero Energética UPME Subdirección de Energía Eléctrica Informe de Registro de Proyectos de Generación Inscripción según requisitos de las Resoluciones UPME No . 0520 , No . 0638 de 2007 y No . 0143. 0520.*

## Apéndices

### Apéndice A. Curvas características P-V y I-V.

A-1) Escenario 1 - % derrateo de P (80%), % sombreadamiento (80%), # de paneles sombreado (1)

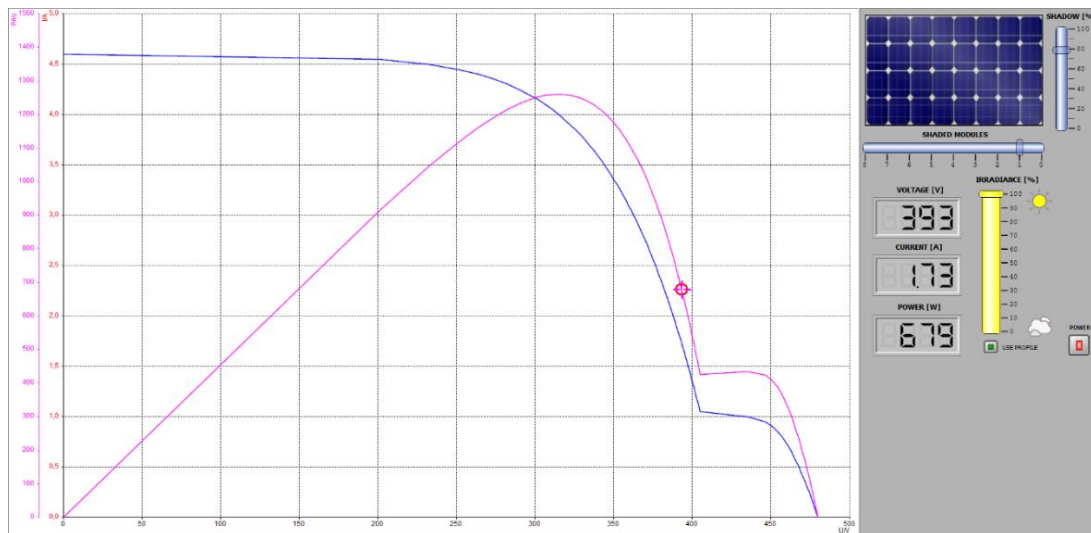


Figura 1. Curvas características P-V e I-P, escenario 1

A-2) Escenario 2 - % derrateo de P (80%), % sombreado (80%), # de paneles sombreado (5)

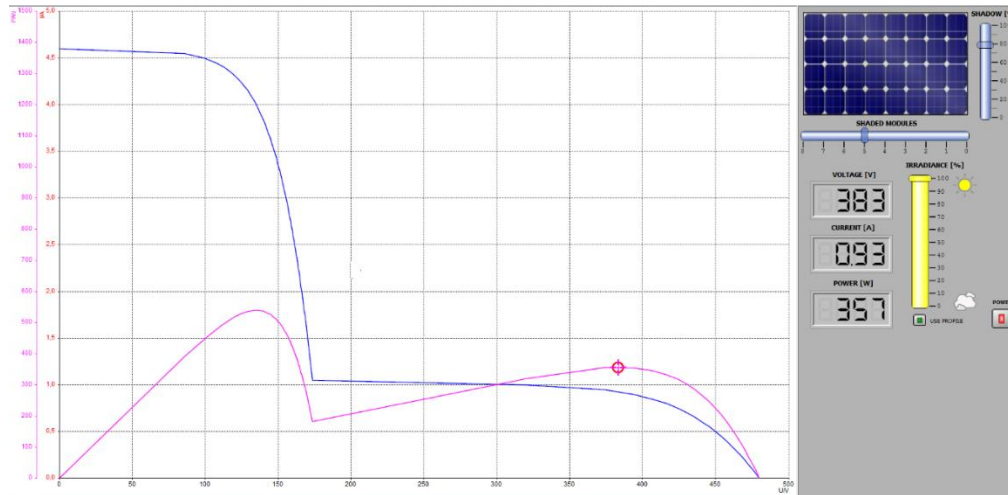


Figura 2. Curvas características P-V y I-P, escenario 2

A-3) Escenario 3 - % derrateo de P (80%), % sombreado (80%), # de paneles sombreado (8)

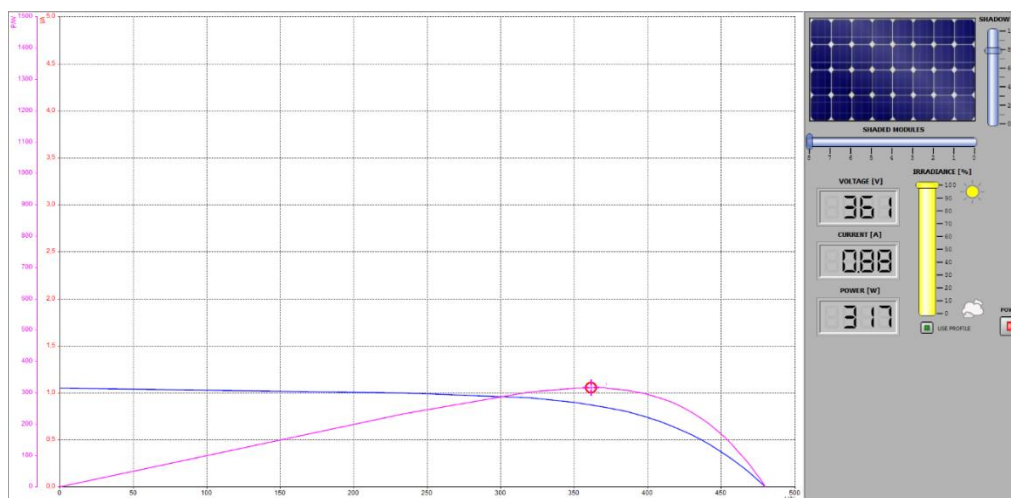


Figura 3. Curvas características P-V y I-P, escenario 3

A-4) Escenario 4 - % derrateo de P (80%), % sombreado (50%), # de paneles sombreado (1)

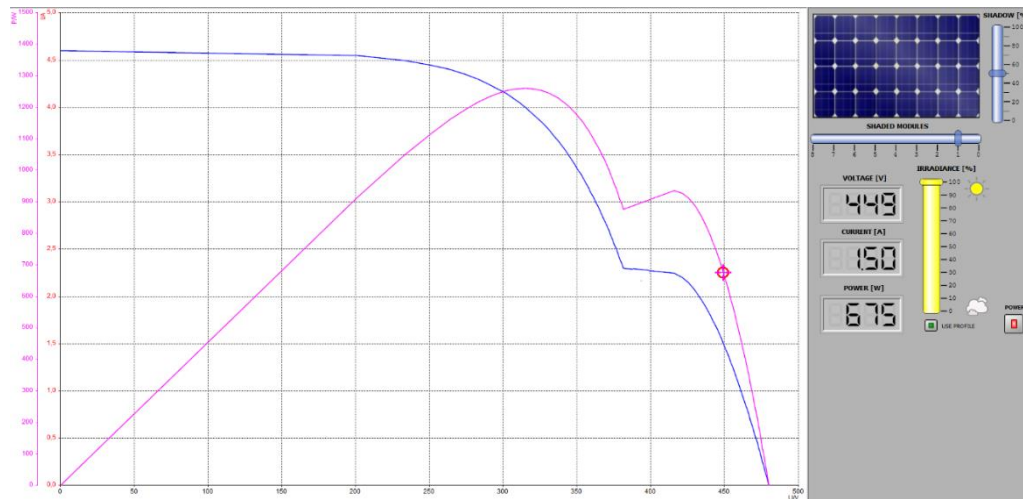


Figura 4. Curvas características P-V y I-P, escenario 4

A-5) Escenario 5 - % derrateo de P (80%), % sombreado (50%), # de paneles sombreado (5)

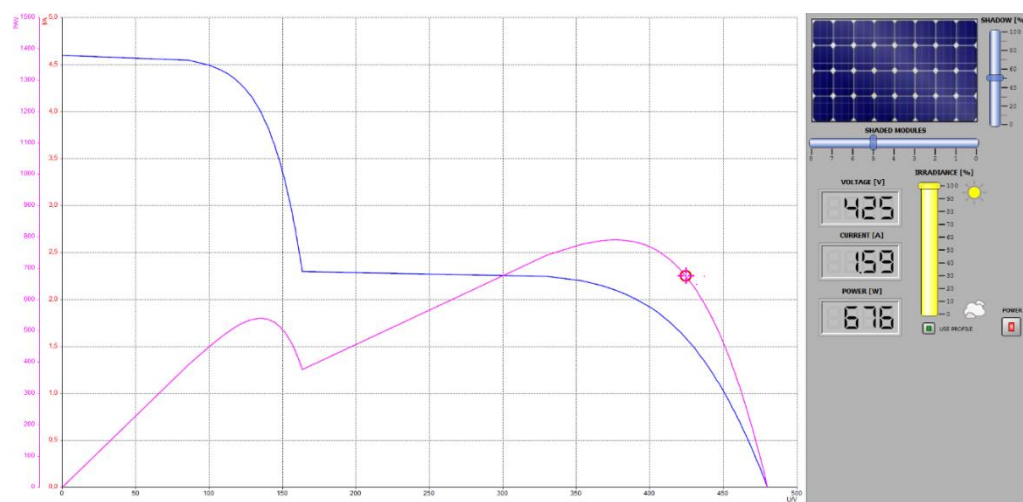
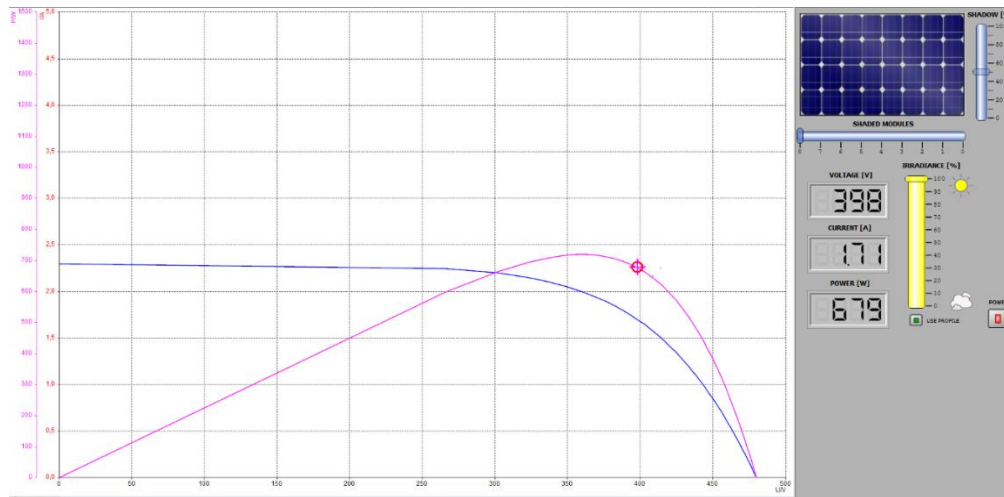


Figura 5. Curvas características P-V y I-P, escenario 5

A-6) Escenario 6 - % derrateo de P (80%), % sombreado (50%), # de paneles sombreado (8)



Anexos 6. Curvas características P-V y I-P, escenario 6

A-7) Escenario 7 - % derrateo de P (80%), % sombreado (10%), # de paneles sombreado (1)

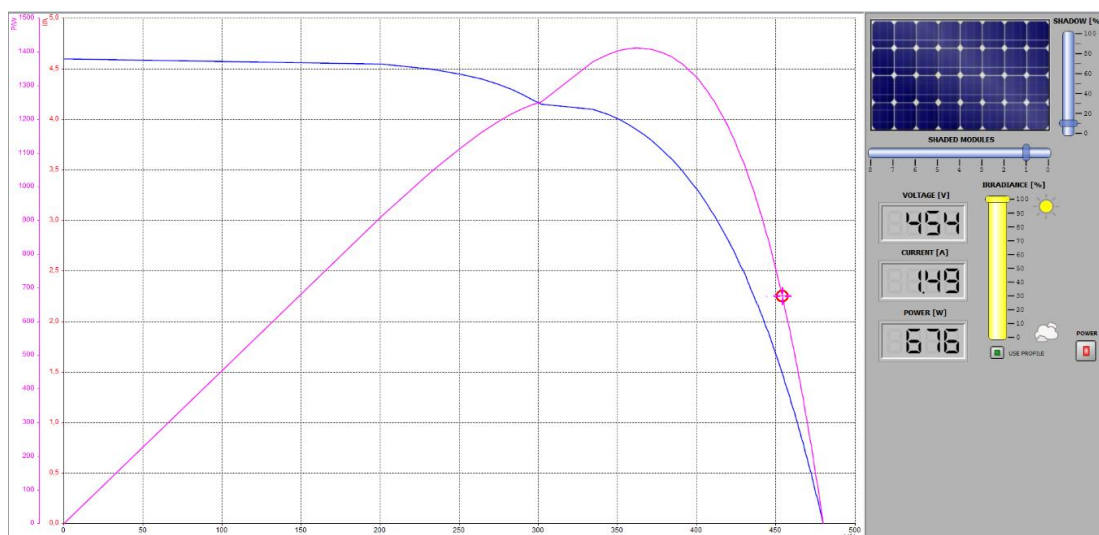


Figura 7. Curvas características P-V y I-P, escenario 7

A-8) Escenario 8 - % derrateo de P (80%), % sombreado (10%), # de paneles sombreado (5)

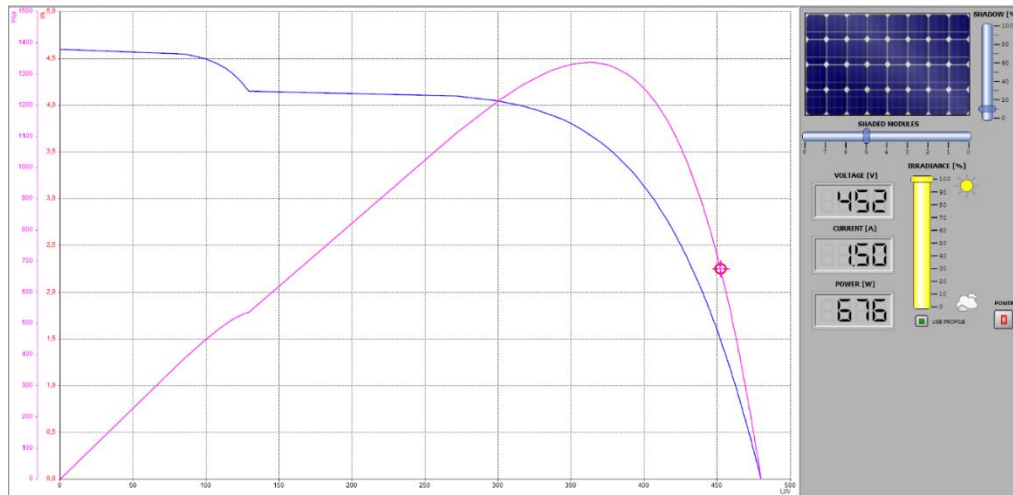


Figura 8. Curvas características P-V y I-P, escenario 8

A-9) Escenario 9 - % derrateo de P (80%), % sombreado (10%), # de paneles sombreado (8)

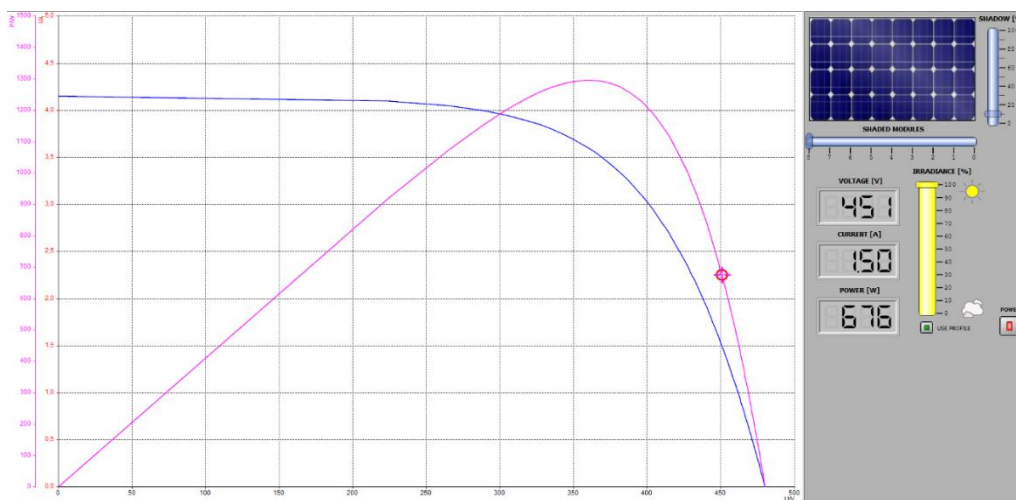


Figura 9. Curvas características P-V y I-P, escenario 9

A-10) Escenario 10 - % derrateo de P (50%), % sombreado (80%), # de paneles sombreado (1)

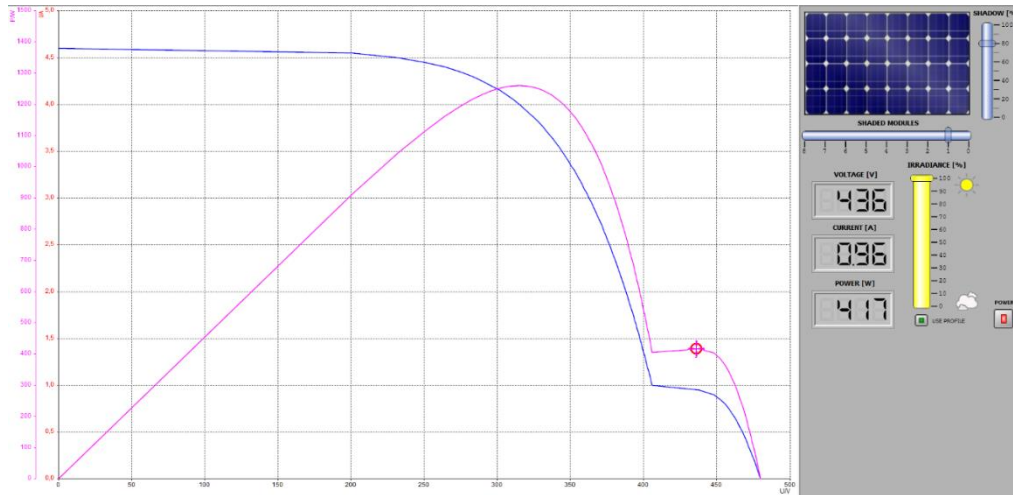


Figura 10, Curvas características P-V y I-P, escenario 10

A-11) Escenario 11 - % derrateo de P (50%), % sombreado (80%), # de paneles sombreado (5)

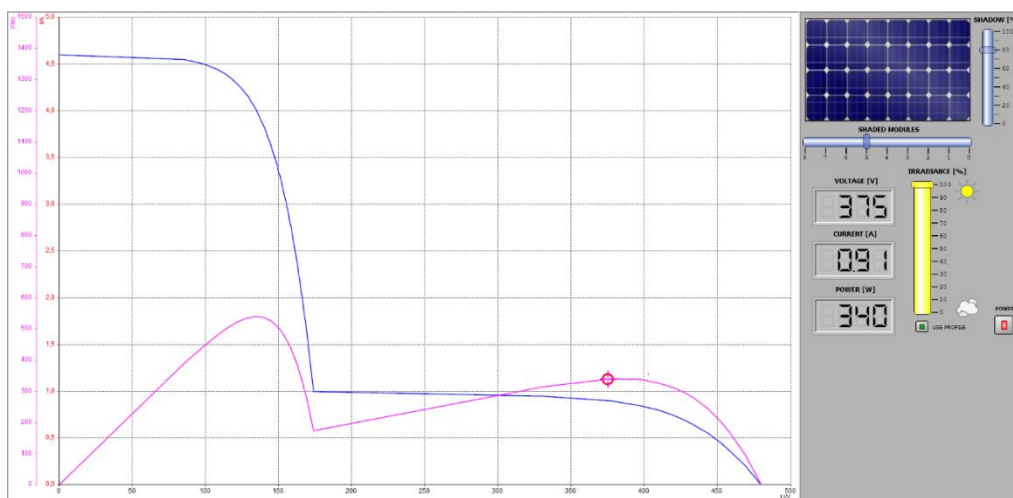


Figura 11. Curvas características P-V y I-P, escenario 11

A-12) Escenario 12 - % derrateo de P (50%), % sombreado (80%), # de paneles sombreado (8)

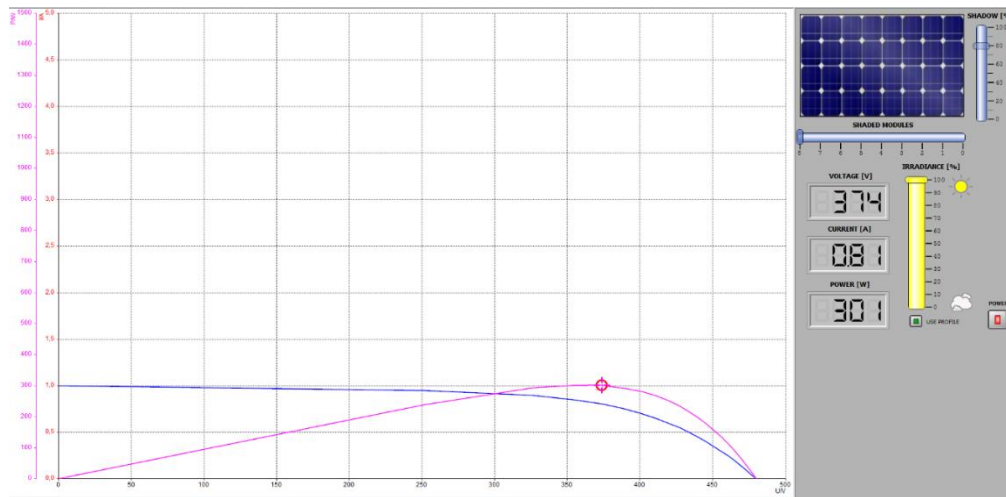


Figura 12. Curvas características P-V e I-P, cenário 12

A-13) Escenario 13 - % derrateo de P (50%), % sombreado (50%), # de paneles sombreado (1)

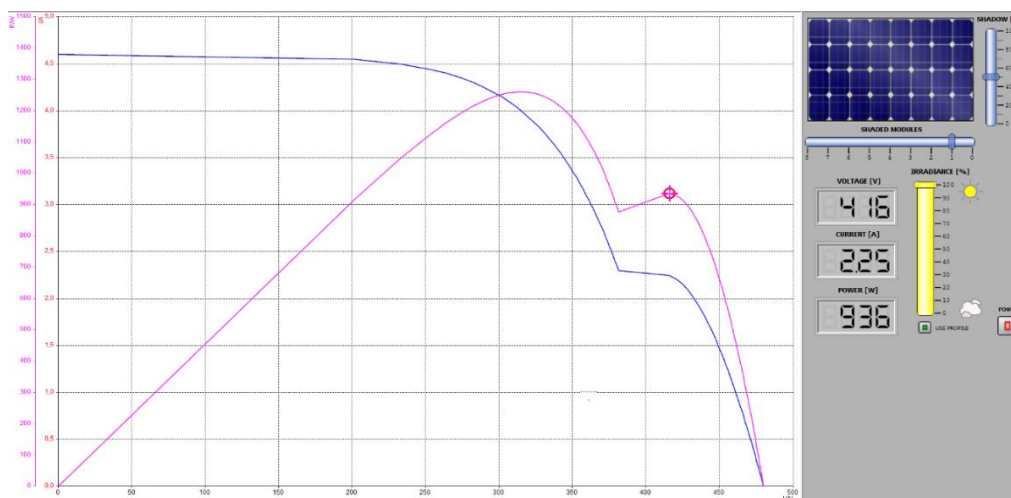


Figura 13. Curvas características P-V e I-P, cenário 13

A-14) Escenario 14 - % derrateo de P (50%), % sombreado (50%), # de paneles sombreado (5)

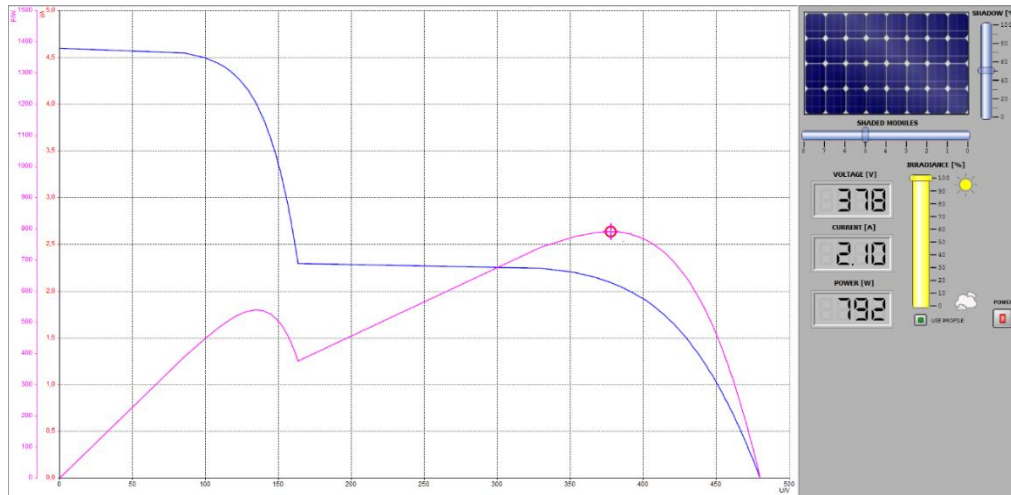


Figura 14. Curvas características P-V y I-P, escenario 14

A-15) Escenario 15 - % derrateo de P (50%), % sombreado (50%), # de paneles sombreado (8)

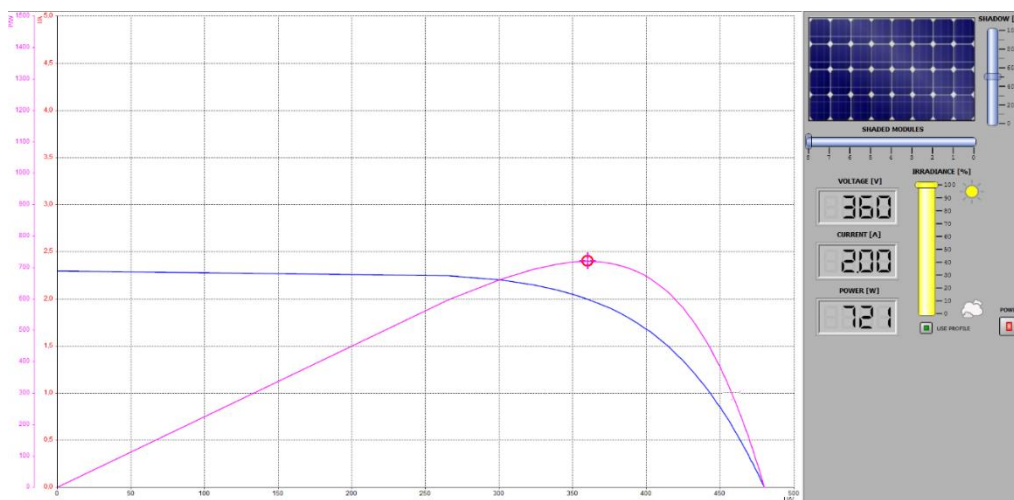


Figura 15. Curvas características P-V y I-P, escenario 15