

**ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE DE UNA RED
ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN CON INYECCIÓN DE POTENCIA DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

**JUAN DIEGO CABALLERO PEÑA
CRISTIAN DAVID CADENA ZARATE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2019

**ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE DE UNA RED
ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN CON INYECCIÓN DE POTENCIA DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

**JUAN DIEGO CABALLERO PEÑA
CRISTIAN DAVID CADENA ZARATE**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista

**Director
GERMAN ALFONSO OSMA PINTO
Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

*A Dios, por ser mi verdadero guía y quien infunde en mí la fuerza para seguir
adelante*

*A mi madre y abuela Paulina, que con su amor y dedicación se han convertido en
el motor de mi vida, entregando todo por mi felicidad*

*A mi padre, que con su esfuerzo y ejemplo ha sido el cimiento en lo personal,
espiritual y profesional*

*A mis hermanos, Sergio, Catherine y Karol, por su gran amor y compañía
Por los que no están aquí pero siempre soñaron junto a mí que esto sería posible,
gracias abuela Esther, tía Herminda y mi gran amigo Gabriel Ojeda*

Juan D. Caballero

*A mi madre Marisol, que siempre ha creído en mí y me ha brindado su amor
incondicional.*

A mi hermanita Karen, que siempre me ha contagiado de felicidad.

*A mis abuelos Jorge y Herlinda, a mis tías Silenia, Pilar y Nidia, a mi tío Hernando,
a Luis Alberto y a su familia, porque siempre han estado ahí manteniendo y
haciéndome ver el valor de la unión familiar.*

*A todas las personas del campo, de donde vengo, con quienes he compartido y de
quienes tanto he aprendido.*

A Ástrid Juliana, por apoyarme y motivarme tantas veces.

Cristian D. Cadena Z.

AGRADECIMIENTOS

*A mis tíos, Ana y Evelio, por brindarme su apoyo en las dificultades
A mis familiares paternos, por ser parte esencial en mi formación. A mis familiares
maternos, por su constante comprensión y amor
A German Osma, por su gran apoyo durante la realización del proyecto. A la E3T y
profesores por brindarme el conocimiento, estaré inmensamente agradecido
A mis amigos, quienes me alentaron durante este proceso
A Cristian, que más que un compañero se ha convertido en un gran amigo*

Juan D. Caballero

*A Dios, por haberme puesto en este camino, por siempre cuidarme y por cada
cosa maravillosa que me ha permitido vivir.
A mi madre, quien siempre comprendió y me motivó en momentos difíciles.
Gracias especialmente a ella por formarme y acompañarme. A mis abuelos Jorge
y Herlinda, mis tías y tío, a Luis Alberto, y a todos los miembros de nuestra familia
que de alguna u otra forma me ayudaron a llegar hasta acá. A mis abuelos y
familia paterna.
A los amigos y compañeros de antes y a los que conocí en este recorrido. Gracias
por compartir sus conocimientos conmigo y hacer más alegre la vida universitaria.
A Juan, por ser un compañero de trabajo excepcional y más que eso, una persona
admirable y un gran amigo.
Al profesor German Osma, por su apoyo durante la realización de este proyecto. A
la UIS y a la E3T.
Cristian D. Cadena Z.*

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO DE REFERENCIA.....	19
1.1 MARCO REGULATORIO.....	19
1.2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS - SFV	21
1.2.1 Radiación solar.	21
1.2.2 Irradiancia.	22
1.2.3 Irradiación.	23
1.2.4 Insolación.....	23
1.2.5 Panel fotovoltaico.....	23
1.2.6 Generador fotovoltaico GFV.	26
1.3 EFECTOS DE LOS SFV EN REDES ELÉCTRICAS	26
1.3.1 Modelado y simulación en el estudio de los impactos de los SFV en redes eléctricas.....	30
2. MODELADO DE LA RED.....	31
2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED	33
2.2 MODELADO DE LAS CARGAS.....	34
2.3 MODELADO DE LOS SISTEMAS FV	36
3. ESCENARIOS E INDICADORES	37
3.1 ESCENARIOS	37
3.1.1. Escenario 1.	37
3.1.2. Escenario 2.	37
3.1.3. Escenario 3.	38
3.1.4. Escenario 4.	38
3.1.5. Escenario 5.	39
3.2 INDICADORES DE EVALUACIÓN	40

3.2.1. Indicador para tensión.....	40
3.2.2. Indicador para pérdidas de energía.	41
3.2.3. Indicador de cargabilidad.	41
3.2.4. Indicador de desbalance	42
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	43
4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARTICULAR	43
4.1.1 Escenario 1.	44
4.1.2 Escenario 2.	46
4.1.3 Escenario 3.	47
4.1.4 Escenario 4.	48
4.1.5 Escenario 5.	50
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS TRANSVERSALES.....	52
4.2.1 Impacto en la tensión.	53
4.2.2 Impacto en las pérdidas totales.	55
4.2.3 Impacto en la cargabilidad del TRF.	56
4.2.4 Impacto en el desbalance en tensión.....	56
4.2.5 Impacto en las pérdidas de energía anuales.	57
4.2.6 Impacto en la tensión de fase vista por nodo.....	58
4.2.7 Impacto en el flujo inverso de potencia.	60
5. CONCLUSIONES	62
BIBLIOGRAFÍA.....	64
ANEXOS	67

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Irradiación promedio anual en Colombia.	22
Figura 2. Curva característica I – V de un módulo fotovoltaico.	25
Figura 3. Ubicación y diagrama de la red eléctrica de BT.	31
Figura 4. Diagrama unifilar de la red eléctrica del barrio Los Pinos.	32
Figura 5. Curvas de demanda de los diferentes usuarios definidas por la ESSA. ..	35
Figura 6. Distribución de los autogeneradores en el Escenario 3.	38
Figura 7. Distribución de la red para autogeneradores del Escenario 4.	39
Figura 8. Distribución autogeneradores para el Escenario 5.	39
Figura 9. Impacto en la tensión de la Fase A durante un día para los cinco escenarios.	54
Figura 10. Impacto en la tensión de la Fase B durante un día para los cinco escenarios.	54
Figura 11. Impacto en la tensión de la Fase C durante un día para los cinco escenarios.	55
Figura 12. Impacto en las pérdidas totales durante un día para los cinco escenarios.	55
Figura 13. Impacto en la cargabilidad del TRF durante un día para los cinco escenarios.	56
Figura 14. Impacto en el desbalance en tensión durante un día para los cinco escenarios.	57
Figura 15. Impacto en las pérdidas de energía anuales.	58
Figura 16. Impacto en la tensión de la Fase A vista por nodos.	58
Figura 17. Impacto en la tensión de la Fase B vista por nodos.	59
Figura 18. Impacto en la tensión de la Fase C vista por nodos.	59
Figura 19. Horas de ocurrencia de flujo inverso.	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Porcentajes de inyección para los escenarios.	40
Tabla 2. Síntesis de datos del Escenario 1.	45
Tabla 3. Síntesis de datos del Escenario 2.	47
Tabla 4. Síntesis de datos del Escenario 3.	48
Tabla 5. Síntesis de datos del Escenario 4.	50
Tabla 6. Síntesis de datos del Escenario 5.	52

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Usuarios Conectados A La Red Eléctrica De Bt Y Su Forma De Conexión.....	67
Anexo B. Tipos De Usuarios Y Consumo Mensual Promedio.	71
Anexo C. Tramos De La Red Eléctrica De Bt	76
Anexo D. Gráficas De Impacto En Tensión Para Los Cinco Escenarios En La Semana De Estudio.	84
Anexo E. Gráficas De Impacto En Las Pérdidas Totales Para Los Cinco Escenarios En La Semana De Estudio.	92
Anexo F. Gráficas De Impacto En La Cargabilidad Del Trf Para Los Cinco Escenarios En La Semana De Estudio.	95
Anexo G. Gráficas De Impacto En El Desbalance En Tensión Para Los Cinco Escenarios En La Semana De Estudio	98
Anexo H. Gráficas De Impacto En Tensión En El Nodo 1499378, Para Los Cinco Escenarios En La Semana De Estudio.	101
Anexo I. Gráficas De Impacto En Tensión En El Nodo 1555171, Para Los Cinco Escenarios En La Semana De Estudio.	102

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE DE UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN CON INYECCIÓN DE POTENCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*.

AUTORES: JUAN DIEGO CABALLERO PEÑA
CRISTIAN DAVID CADENA ZARATE **

PALABRAS CLAVE: Sistemas fotovoltaicos, red de baja tensión, impactos, perfil de tensión, pérdidas de potencia.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo tiene como objetivo analizar una red eléctrica de baja tensión en estado estable con inyección de potencia de sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento, con el fin de cuantificar el impacto por medio de indicadores asociados al valor eficaz y perfil de tensión, pérdidas en los conductores, sentido de flujos de potencia y desbalance de tensión.

La red eléctrica en estudio se encuentra ubicada en el barrio Los Pinos del municipio de Bucaramanga y se modeló en el software Power Factory de DlgSILENT, el cual permite analizar el impacto producido por la inyección de potencia de sistemas FV para 5 escenarios definidos y diez porcentajes de inyección de potencia solar fotovoltaica: 1%, 3%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 50%, 75% y 100% de la capacidad nominal del transformador (112.5 kVA), para un total de 50 posibles conexiones. Al modelo de la red de baja tensión se le realizaron flujos de carga hora a hora durante un año utilizando la herramienta *simulación cuasi - dinámica* del Power Factory. De los resultados obtenidos en las simulaciones, se puede deducir que el impacto producido en los parámetros eléctricos analizados está relacionado con la ubicación de la conexión y la capacidad instalada de los autogeneradores FV.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Director: German Alfonso Osma Pinto Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE STABLE OPERATION OF A LOW VOLTAGE ELECTRICAL NETWORK WITH POWER INJECTION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS*.

AUTHORS: JUAN DIEGO CABALLERO PEÑA
CRISTIAN DAVID CADENA ZARATE**

KEYWORDS: Photovoltaic systems, low voltage network, impacts, voltage profile, power losses of a network.

DESCRIPTION:

The aim of this work is to analyze a low-voltage electricity grid in steady-state with an injection of power of photovoltaic systems without storage, in order to quantify the impact by means of indicators associated with the effective value and voltage profile, voltage unbalance, losses in the conductors and direction of power flows.

The electricity grid under study is located in Los Pinos neighborhood of the municipality of Bucaramanga and was modeled in the PowerFactory DIgSILENT software, which allows analyzing the impact produced by the injection of power of PV systems for 5 defined scenarios and ten percentages of injection of PV power: 1%, 3%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 50%, 75% and 100% of the rated capacity of the transformer (112.5 kVA), for a total of 50 possible connections. With the low-voltage electricity grid, power flows were made hourly for one year using the quasi-dynamic simulation tool of the PowerFactory. From the results, it can be deduced that the impact produced in the electrical parameters analyzed is related to the place and the installed capacity of the PV autogenerators.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones Director: German Alfonso Osma Pinto Doctor en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

INTRODUCCIÓN

El cambio climático y la energía se encuentran relacionadas estrechamente; buena parte de los gases de efecto invernadero GEI liberados a la atmósfera provienen del sector energético¹. Además, en Colombia se han tenido crisis en el sistema eléctrico debido al Fenómeno de El Niño en 1992, 1997 y 2016, reflejando que es débil ante este fenómeno natural. Por otra parte, proyecciones realizadas por la UPME para el periodo comprendido entre 2018 – 2032, muestran que la demanda de energía eléctrica presentará un incremento anual promedio con GD de 3.20%. Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario realizar un cambio en el sistema energético, lo cual es posible con mayor participación de las energías renovables. En Colombia, el gobierno busca la integración de las energías renovables al sistema energético nacional por medio de la Ley 1715 de 2014 y la Resolución CREG 030 de 2018.

La Ley 1715 de 2014² establece los puntos de partida para la implementación de las energías alternativas, orienta las políticas públicas y busca la fomentación de investigaciones científicas, desarrollo tecnológico e innovación de interés, explorando el potencial de las fuentes no convencionales de energía (FNCE). La CREG 030 DE 2018³ regula los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional SIN; también presenta las condiciones para la integración, conexión, medición y comercialización de la energía de los generadores distribuidos y los autogeneradores.

¹ PULIDO A. D., JIMENEZ R., TURRIAGO J. D., and MENDOZA J. E., “Inventario nacional de gases de efecto invernadero (GEI).” .

² FALLIS A. ., “Ley 1715 De 2014,” J. Chem. Inf. Model., vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013

³ CREG, Resolución No. 30 de 2018, no. Mayo. 2018, p. 13.

Datos de la UPME evidencian que el 27% de los proyectos radicados durante el periodo 2016-2018 son de energía solar, siendo la tecnología de FNCR más importante⁴. La penetración de la energía solar fotovoltaica en los sistemas de distribución actuales puede ocasionar diversos efectos, que han sido abordados en estudios realizados en redes eléctricas de distribución^{5 6 7}, que describen y cuantifican la variación de factor de potencia, perfiles de tensión, potencia activa, potencia reactiva, desbalance y distorsión armónica, entre otros.

Dado que los efectos de la inyección de potencia de sistemas FV sobre una red eléctrica dependen de sus características, no es posible generalizar de forma directa los efectos que en ésta pueden darse⁸. Por lo que, se requiere la realización de estudios donde se analicen los impactos de la penetración FV en redes eléctricas de BT.

Actualmente, el Grupo de Investigación GISEL se ha comprometido con el estudio de los efectos de la integración de generadores FV en redes eléctricas de BT, por medio del proyecto COLCIENCIAS titulado VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV) INTEGRADOS CON VEGETACIÓN COMO ESTRATEGIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y HORTICULTURA EN ENTORNOS URBANOS DE CLIMA CÁLIDO TROPICAL.

⁴ UPME, “Boletín estadístico,” 2018.

⁵ TEDOLDI S. S., JACOB S. B., VIGNERTE J., STRACK J. L., MURCIA G. J., and GARÍN J. C. B. E., “Impacto de la Generación Distribuida con Energía Solar Fotovoltaica en la Tensión Eléctrica – Simulación de un Caso .,” 2017, pp. 1–9

⁶ MITRA P., HEYDT G. T., and VITTAL V., “The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems,” 2012 North Am. Power Symp. NAPS 2012, 2012

⁷ DAUD S., KADIR A. F. A., and GAN C. K., “The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses,” 2015 IEEE Student Conf. Res. Dev., pp. 11–15, 2015.

⁸ NALLELY C., CAMPAS A., and MARTINEZ M. M., “Interaction between Photovoltaic Power Systems and Distribution Power Systems : Impact on the Power Factor and Energy Losses,” no. Ropec, pp. 1–6, 2017.

Este trabajo apoya el compromiso de GISEL a través del estudio de una red real localizada en el barrio Los Pinos (Bucaramanga), analizada para distintos escenarios de penetración FV que permitan evaluar los efectos en la misma, mediante el uso de indicadores para realizar los diferentes análisis, y determinar si los impactos en la red son positivos o negativos.

Además, se busca tener un primer análisis de la inyección de potencia en una red eléctrica de BT, pues en la región no se cuenta con estudios sobre este tema, y es necesario conocer el comportamiento de redes eléctricas que sirva de referencia para futuras investigaciones, también que cuantifique el impacto que puede darse al momento de la integración.

El modelado y simulación de la red eléctrica se realizó en el software PowerFactory de DigSILENT. Este programa permite el análisis de los impactos de la inyección de potencia de los sistemas solares fotovoltaicos (SFV).

Se definieron y simularon cinco escenarios variando la capacidad instalada de los usuarios y los puntos de inyección de potencia, con el fin de someter a la red a distintas condiciones de penetración de generación FV. Los datos se recolectaron para realizar los análisis de valor eficaz y perfil de tensión, pérdidas en conductores, flujo inverso de potencia y desbalance de tensión.

Este trabajo tiene como objetivo general *estimar los impactos de la inyección de potencia de un sistema FV en la operación de estado estable de una red eléctrica de BT a partir de simulaciones.*

El cumplimiento del objetivo general comprende los siguientes objetivos específicos:

- Definir escenarios de inyección de potencia de autogeneradores FV.
- Seleccionar indicadores para la cuantificación del impacto de la inyección de potencia de autogeneradores FV.

- Modelar y simular una red eléctrica de baja tensión en el software PowerFactory con y sin inyección de potencia de autogeneradores FV, según los escenarios definidos.
- Cuantificar las variaciones de valor eficaz de la tensión, regulación, desbalance, pérdidas en los conductores y sentido de los flujos de potencia, producidos por la inyección de potencia de autogeneradores FV.

1. MARCO DE REFERENCIA

Las temáticas que se abordan en este capítulo son: marco regulatorio de fuentes no convencionales de energía renovables FNCER, términos generales asociados a los conceptos de irradiación solar y sistemas solares fotovoltaicos, y por último, efectos producidos por los SFV en las redes eléctrica de BT, específicamente en el perfil y valor eficaz de la tensión, pérdidas de energía, cargabilidad de transformador, flujo inverso de potencia (FI)⁹, y desbalance de tensión.

1.1 MARCO REGULATORIO

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen el régimen de los servicios públicos domiciliarios, entre ellos el de energía eléctrica; así mismo, se estipula la normativa para la generación, interconexión, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad en el territorio nacional.

La Ley 1715 de 2014 regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional¹⁰. Esta ley estipula que el gobierno colombiano debe promover la generación con fuentes no convencionales de energía y la gestión eficiente de la misma mediante los lineamientos establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994. Además, se autoriza a los autogeneradores (AG) de pequeña y gran escala a entregar los excedentes a la red de distribución, y se dan a conocer las competencias administrativas de los organismos involucrados en este

⁹ Entiéndase por “flujo inverso”, la circulación de potencia no consumida por las cargas, en dirección hacia la red de MT.

¹⁰ FALLIS A.Op. Cit.

proceso, como lo son el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), entre otros.

La Resolución CREG 030 de 2018 regula los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN) ¹¹. Ésta define los siguientes conceptos importantes:

- Autogeneración: Actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente para atender sus propias necesidades.
- Autogenerador: Usuario que realiza la actividad de autogeneración, bien sea con activos propios o ajenos.
- Autogenerador a gran escala: Usuario que tiene una generación instalada mayor a 1 MW y menor o igual que 5 MW.
- Autogenerador a pequeña escala: Usuario que tiene una generación instalada menor o igual 1 MW.
- Generador distribuido: Persona jurídica que genera energía cerca de los centros de consumo y está conectado al Sistema de Distribución Local SDL.
- Excedentes: Toda exportación de energía realizada por un autogenerador.
- Exportación de energía: Cantidad de energía entregada a la red por un autogenerador o generador distribuido.
- Importación de energía: Cantidad de energía eléctrica consumida por la red por un autogenerador.

¹¹ CREG, Op. Cit.

1.2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS - SFV

Esta sección describe parámetros y formas de operación que son característicos de los paneles solares FV, además, se habla de conceptos ambientales que influyen en la generación de energía FV.

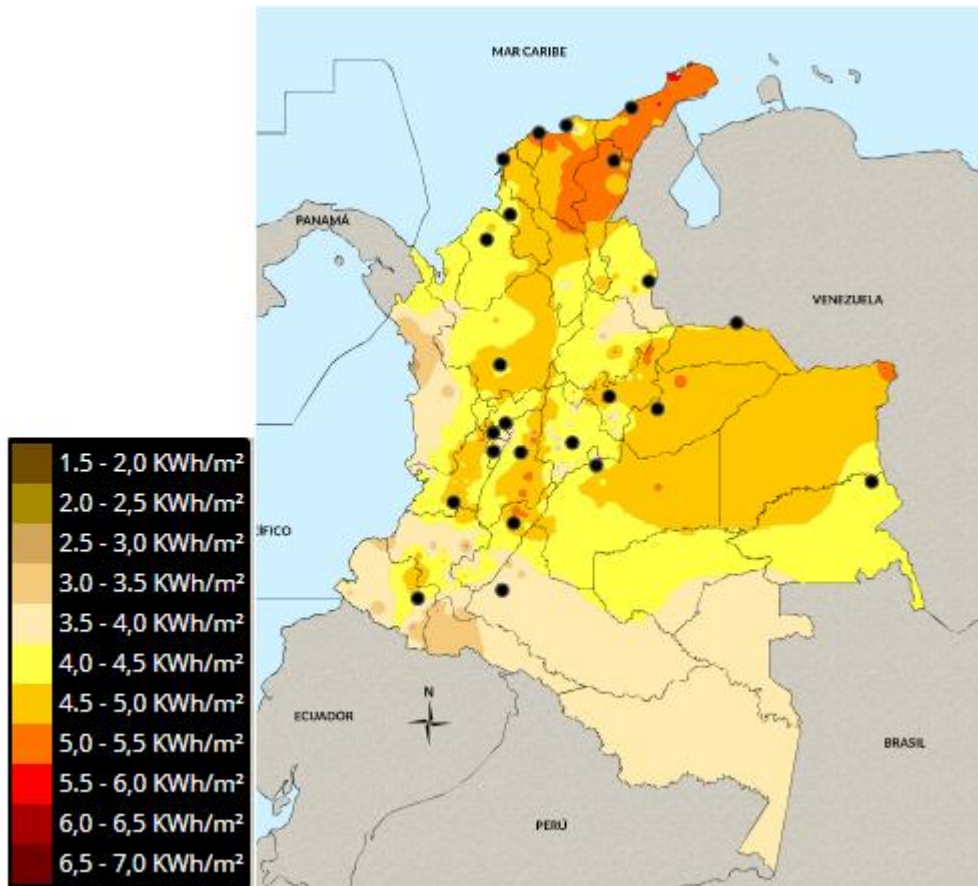
1.2.1 Radiación solar. La radiación solar es la energía electromagnética emitida por el sol al espacio¹², esta radiación es debido a todas las reacciones termonucleares que ocurren en el núcleo de la estrella y que producen radiaciones electromagnéticas de distintas frecuencias y longitudes de onda.

Colombia está ubicada en una región que cuenta con diversidad de climas; además, tiene una gran disponibilidad del recurso solar en prácticamente todo su territorio. En el mapa de la Figura 1 proporcionado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM se aprecia que se tiene un rango de radiación solar desde los 3 kWh/m² hasta los 6.5 kWh/m² promedio anual en el país. Para el caso del municipio de Bucaramanga el promedio de radiación diaria es de 4.6 kWh/m²¹³.

¹² SEBASTIAN E., "Radiación Irradiancia Insolación solar." [Online]. Available: <http://eliseosebastian.com/radiacion-solar-irradiancia-e-insolacion/>. [Accessed: 10-Dec-2018].

¹³ VERGARA-BARRIOS P. P., . REY-LÓPEZ J. M, OSMA-PINTO G. A., ORDÓÑEZ-PLATA G., and J. REY-LÓPEZ M., "Evaluación del potencial solar y eólico del campus central de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga , Colombia Solar and wind potential assessment in the central campus of Universidad Industrial de Santander and Bucaramanga city , Colombia," 2014

Figura 1. Irradiación promedio anual en Colombia.



Fuente: IDEAM Atlas radiación [en línea] disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

A continuación, se mencionan una serie de términos necesarios asociados a la energía y la irradiación solar ¹⁴:

1.2.2 Irradiancia. La irradiancia es un término que se utiliza para expresar la cantidad de energía por metro cuadrado, la cual es la medida de la cantidad de radiación solar por unidad de área. Se expresa en kWh/m². Otra definición, la

¹⁴ SEBASTIAN E., Op. Cit.

irradiancia es una magnitud de la potencia de la radiación solar incidente sobre el plano terrestre.

1.2.3 Irradiación. Es el valor de la potencia luminosa (Energía/ tiempo) que recibe una superficie de 1 m^2 en un instante del día ¹⁵. El arreglo fotovoltaico recibe mayor irradiación cuando los rayos son perpendiculares a la superficie de los módulos solares, siempre y cuando no haya obstáculos como nubes o árboles.

1.2.4 Insolación. La cantidad de energía solar directa y difusa que se recibe a lo largo del día, en una superficie horizontal de 1 m^2 . Se utilizan diferentes unidades para esta magnitud siendo la más conveniente kWh/m^2 .

Hay tres componentes de radiación solar¹⁶:

- Radiación directa: Es la que se recibe directamente desde el sol sin desviaciones en la atmosfera terrestre.
- Radiación difusa: Es la que se recibe del sol después de haber sido desviada en su trayecto, proviene de las nubes o del cielo.
- Radiación de albedo o reflejada: Es una radiación que es reflejada por el suelo, edificios, montañas, casas, entre otras. Se halla entre el cociente de la radiación reflejada y la radiación incidente en una superficie o modulo.

La suma de estas tres radiaciones da lugar a la irradiancia global.

1.2.5 Panel fotovoltaico. La célula fotovoltaica es la unidad fundamental del módulo fotovoltaico. Se compone de la unión de semiconductores con distintas propiedades, el tipo P, cargado positivamente y el tipo N, cargado negativamente¹⁷.

¹⁵ Ibíd.

¹⁶ Ibíd.

¹⁷ PERPIÑAN LAMIGUEIRO O., "Energía Solar Fotovoltaica," España, 2012

Se conforman por una delgada lámina de material semiconductor, generalmente silicio mono - cristalino, silicio poli-cristalino, o silicio amorfo.

Un panel fotovoltaico es una asociación de células solares a las que protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto¹⁸. Estas células están distribuidas en serie y paralelo para lograr que se entreguen tensión y corriente adecuados.

Corriente y tensión en un panel fotovoltaico. En un módulo compuesto por un número de células en serie N_{cs} y un número de células en paralelo N_{cp} ; asumidas todas ellas idénticas, la tensión V_m y corriente I_m del módulo, están dadas por:

$$V_m = N_{cs} * V_c$$

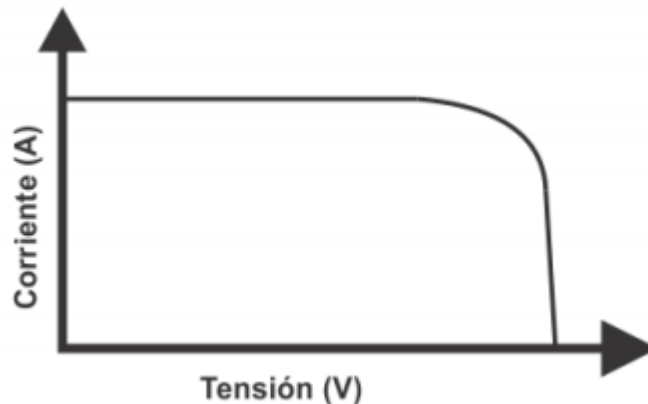
$$I_m = N_{cp} * I_c$$

Con V_c e I_c como la tensión y corriente de la célula, respectivamente.

La variación de los parámetros de tensión y corriente se define por una curva que se conoce como “curva característica I - V del módulo fotovoltaico”, que en forma general y para condiciones estándar de prueba, se muestra a continuación:

¹⁸ Ibíd.

Figura 2. Curva característica I – V de un módulo fotovoltaico.



Fuente: PERPIÑAN LAMIGUEIRO O., “Energía Solar Fotovoltaica,” España, 2012

La tensión en un módulo fotovoltaico depende fundamentalmente de la temperatura y varía poco con la irradiación; mientras mayor sea la temperatura, menor será la tensión y viceversa. La corriente depende principalmente de la irradiación y disminuye proporcionalmente en función esta¹⁹.

Parámetros fundamentales de un módulo fotovoltaico

- **Corriente de corto circuito I_{sc} :** Es la corriente que otorga el panel en condiciones de corto circuito. Cuando se presenta esta corriente, la tensión en los terminales es cero. Este valor es muy importante a la hora de fijar el número máximo de ramas en paralelo en un arreglo fotovoltaico.
- **Tensión de circuito abierto V_{oc} :** Es la tensión en terminales del módulo cuando la corriente que circula es nula. Este valor se debe tener en cuenta a la hora de fijar el número máximo de módulos en serie en un arreglo fotovoltaico.
- **Punto de máxima potencia PMP :** Es el punto donde, para una irradiancia y temperatura dadas, el panel entrega su potencia máxima. A la tensión y corriente

¹⁹ Ibíd.

que se da el **PMP** se les conoce como tensión y corriente en el punto de máxima potencia, V_{PMP} e I_{PMP} respectivamente.

- **Factor de forma FF :** Cociente entre el valor de la potencia máxima que entregaría un módulo de característica $I - V$ ideal y el valor de la potencia máxima entregada por un panel real.
- **Eficiencia:** Es la relación entre la potencia eléctrica entregada por el panel y la potencia de la irradiancia que incide sobre él. Suele expresarse en porcentaje.

1.2.6 Generador fotovoltaico GFV. Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada²⁰. Se compone de un total de $N_p \cdot N_s$ módulos, donde N_p es el número de ramas en paralelo y N_s es el número de módulos en serie en cada rama.

Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, se montan en una estructura mecánica que se orienta de modo que se optimice la recepción de la radiación solar. Es así que la energía FV generada, varía durante todo el año en función de la radiación y de la latitud del lugar en donde está ubicado el generador FV.

1.3 EFECTOS DE LOS SFV EN REDES ELÉCTRICAS

Las redes eléctricas de BT no fueron diseñados para acoplar una rápida proliferación de fuentes de generación FV²¹ [12]. Éstas podrían causar condiciones de operación inesperadas que hacen necesario investigar el impacto de los SFV en las redes de BT.

²⁰ Ibíd.

²¹ MITRA P., HEYDT G. T., and VITTAL V., "The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems," 2012 North Am. Power Symp. NAPS 2012, 2012

Distintos estudios^{22 23 24 25 26 27} realizados en países como Australia, México, Finlandia y Estados Unidos, se enfocan en analizar los impactos en parámetros como pérdidas de energía en los conductores, variaciones en el perfil de tensión y en el factor de potencia, flujos inversos de potencia y desbalance en tensión.

En esos trabajos las redes bajo análisis son diferentes, y las metodologías utilizadas para el estudio también lo son, pues hay variables que repercuten en los resultados, por ejemplo, capacidad y ubicación tanto de la generación FV como de las cargas, perfiles de demanda de las cargas e irradiación solar, entre otros. Lo anterior hace difícil describir de forma general los resultados de esos estudios, ya que pueden variar para cada red; sin embargo, a continuación, se describen algunos aspectos encontrados:

- Pérdidas de energía: Daut *et al.*²⁸ estudiaron el límite de penetración FV dado por un porcentaje de pérdidas para tres modelos de red IEEE Bus diferentes. Es decir que, si las pérdidas en los conductores superaban un determinado valor, la red ya no sería apta la integración de generación FV.

²² *Ibíd.*

²³ NALLELY C., CAMPAS A., and MARTINEZ M. M., "Interaction between Photovoltaic Power Systems and Distribution Power Systems : Impact on the Power Factor and Energy Losses," no. Ropec, pp. 1–6, 2017

²⁴ DAUD S., A. KADIR F. A., and GAN C. K., "The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses," 2015 IEEE Student Conf. Res. Dev., pp. 11–15, 2015

²⁵ HASHEMINAMIN M., AGELIDIS V. G., and HEIDARI A., "Impact Study of High PV Penetration in Low and Medium-Voltage Networks When Considering Residential and Industrial Load Profile," no. October, pp. 20–23, 2013

²⁶ SUPPONEN A. and REPO S., "Impact evaluation of PV generation on LV networks," *Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014*, 2014

²⁷ WANG T., MESKIN M., ZHAO Y., and GRINBERG I., "Optimal power flow in distribution networks with high penetration of photovoltaic units," *2017 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2017*, vol. 2017-October, no. 1, pp. 1–6, 2018

²⁸ DAUD S., A. KADIR F. A., and GAN C. K., *Op. Cit.*

Mitra *et al*²⁹. estudiaron las pérdidas de energía en un sistema, tanto para alta como para baja penetración FV, y para condiciones de alta y baja carga en cada caso. Se encontró que las pérdidas de potencia disminuían para baja y alta carga cuando en la red había una baja inyección de potencia de sistemas FV y, por el contrario, las pérdidas aumentaban cuando la penetración era alta.

- Perfil de tensión: Hasheminamin *et al.*³⁰ analizaron la integración de generación FV en una red de media tensión en Australia. Se usaron diferentes casos de estudio que implicaban perfiles de cargas industriales y residenciales, además de distintas condiciones de irradiación solar. Los autores encontraron principalmente, que cuando los SFV entraban a la red, se producía un aumento de tensión en todos los nodos. Encontraron también, que se presentan picos de tensión más altos cuando los SFV están conectados, especialmente cuando están generando al máximo; y, finalmente que los aumentos en el voltaje de las cargas industriales eran mayores a los de las residenciales.

Mitra *et al*³¹, bajo las mismas condiciones de penetración FV y carga que se mencionaron en el estudio de las pérdidas, encontraron que en la condición de baja inyección FV el impacto positivo o negativo en el perfil de tensión dependía de la condición de carga de la red (teniendo en cuenta que el flujo fuese de la generación a la carga), pues cuando la carga era alta, consumía la potencia FV generada y el perfil de tensión visto desde la subestación mejoraba, pero cuando la carga era baja, la potencia no se consumía y se presentaban voltajes elevados en los puntos de conexión de SFV. En la condición de alta inyección el comportamiento de la red era el mismo, pero los incrementos de tensión eran más considerables.

²⁹ MITRA P., HEYDT G. T., and VITTAL V., Op. Cit.

³⁰ HASHEMINAMIN M., AGELIDIS V. G., and HEIDARI A., Op. Cit.

³¹ MITRA P., HEYDT G. T., and VITTAL V., Op. Cit.

- Desbalance en tensión: Mitra *et al.* ³² encontraron que cuando la penetración FV era moderada y la carga era baja, no había un aumento significativo en el factor de desbalance, sin embargo, crecía un poco a causa de que la penetración FV en cada una de las fases producía un aumento de tensión desigual en el alimentador. Para la condición de alta carga, el factor de desequilibrio se reducía, dado que las cargas se abastecían localmente y la corriente desequilibrada que circulaba por la red disminuía, y con ella, la caída de tensión desbalanceada. Cuando la penetración FV era alta, el factor de desbalance crecía respecto al caso anterior, puesto que la potencia inyectada a cada fase era mayor, sin embargo, se mantenía dentro un rango aceptable del 2%.
- Flujo inverso y cargabilidad del transformador: Hasheminamin *et al.* ³³ [15] abordaron el problema del flujo inverso de energía y, se plantearon como discusión, que el exceso de energía fotovoltaica generada se inyectaba de manera opuesta en la red y provocaba un aumento en la tensión. Esto es consecuente con que consideraba como un escenario muy crítico el hecho de que la carga mínima coincidiese con el punto de generación FV pico, lo cual llevaba un mayor flujo inverso, relacionado a la vez con un mayor aumento de voltaje.

Supponen *et al.* ³⁴ plantearon que, con las simulaciones de flujos de carga, se obtenían las tensiones nodales. A partir de esto, era posible calcular histogramas para distintas variables de la red, entre las que se encuentra la potencia inyectada al sistema. Además, se expuso que estos histogramas podían usarse en la evaluación de probabilidades de eventos significativos de la red, por ejemplo, sobrecargas en el TRF.

³² *Ibíd.*

³³ HASHEMINAMIN M., AGELIDIS V. G., and HEIDARI A., Op. Cit.

³⁴ SUPPONEN A. and REPO S.,

1.3.1 Modelado y simulación en el estudio de los impactos de los SFV en redes eléctricas. En los estudios de impactos de SFV en redes eléctricas, suelen usarse algoritmos³⁵, o software para simulación como Math Power³⁶, DigSILENT³⁷, NEPLAN, ATP, entre otros. Para el desarrollo de este trabajo se empleó PowerFactory de DigSILENT, pues es una aplicación líder en el análisis de sistemas de energía, particularmente, en el estudio de sistemas eléctricos relacionados con generación distribuida; además, en Colombia su uso es común entre agentes del Sistema Interconectado Nacional SIN.

Al realizar un estudio a partir de simulaciones, es muy importante que este sea preciso y realista. Para lograrlo, se deben tener aspectos como los siguientes³⁸:

- Considerar distintos tipos de carga, por ejemplo, industrial o residencial.
- Considerar modelos detallados de las cargas.
- Tener en cuenta la configuración y de las líneas aéreas.
- Usar datos de las distancias reales de los segmentos de línea.
- Considerar escenarios de generación concentrada y distribuida.
- Simular flujos de potencia trifásicos con carga desequilibrada. (Flujo de potencia desequilibrado)
- Incluir en los casos de estudio, variables como la irradiancia del lugar donde se encuentra ubicada la red y los perfiles de demanda según sea el tipo de carga.

³⁵ NALLELY C., CAMPAS A., and MARTINEZ M. M., Op. Cit.

³⁶ DAUD S., A. KADIR F. A., and GAN C. K., Op. Cit.

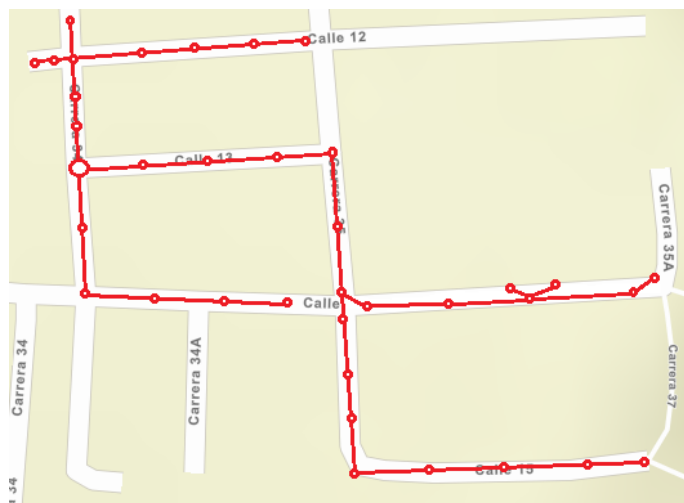
³⁷ HASHEMINAMIN M., AGELIDIS V. G., and HEIDARI A., Op. Cit.

³⁸ Ibíd.

2. MODELADO DE LA RED

La red eléctrica de BT de referencia está ubicada en el barrio Los Pinos del municipio de Bucaramanga, es radial y tiene un único transformador ΔY trifásico tetrafilar ubicado en la esquina de la Calle 13 con Carrera 34 y alimenta tres ramales por medio de conductores de aluminio aislado ASC THW 1/0. El transformador tiene una capacidad de 112.5 kVA y alimenta 98 clientes residenciales, comerciales e industriales. El diagrama de la red se muestra en la Figura 3.

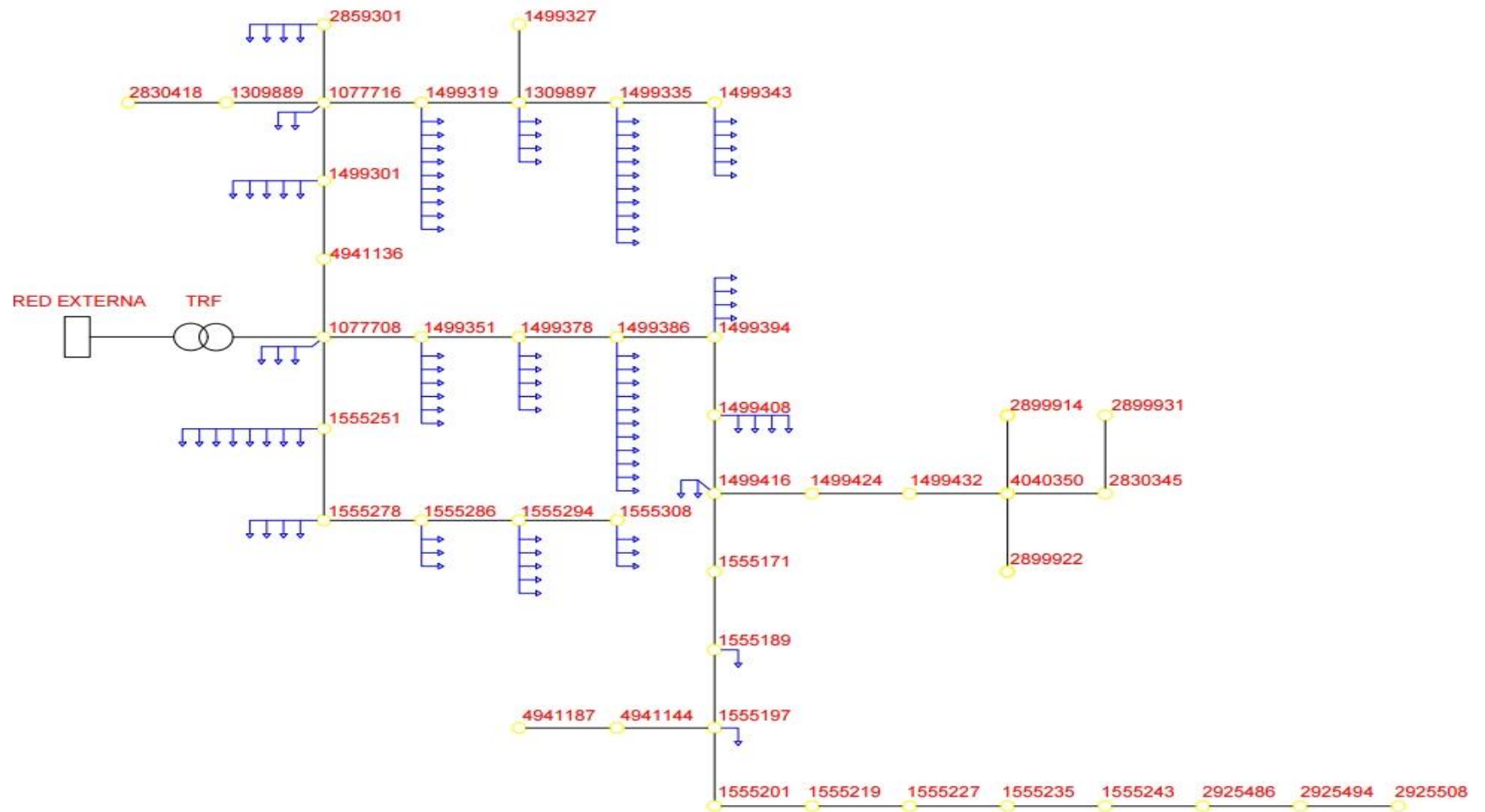
Figura 3. Ubicación y diagrama de la red eléctrica de BT



El modelado de la red eléctrica se realiza en el software DigSILENT Power Factory Versión 2017 SP2³⁹.

³⁹ Este software se utiliza para modelar todos los elementos de la red: transformador, conductores, nodos, cargas, luminarias, sistema solar FV y la red externa de MT. El programa permite que los diferentes elementos sean configurados de manera detallada y, por lo tanto, realiza una buena aproximación a la realidad. El software PowerFactory es una gran herramienta en los temas de análisis en el sector eléctrico, incluyendo nuevas tecnologías como la solar fotovoltaica.

Figura 4. Diagrama unifilar de la red eléctrica del barrio Los Pinos.



2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED

Los elementos de la red eléctrica⁴⁰ se describen a continuación:

- Transformador: 112.5 kVA, 13.2 kV / 220 / 127 V, Dy5.
- Conductores entre postes: Cable aluminio aislado ASC THW 1/0
- Conductores para luminarias: Cable cobre aislado THW 12
- Luminarias de sodio: 70 W, 220 V, FP 0.98 inductivo.
- Acometidas: Cable cobre aislado THW 8
- Usuarios: 98 cargas generales de BT monofásicas, bifásicos trifilares o trifásicas tetrafilares
- Red externa de MT: Nodo de potencia infinita de 13.2 kV

Algunos datos del transformador requeridos por el programa y de los cuales no se tenía información, (corriente de vacío, pérdidas en el hierro y tensión de corto circuito); se escogieron de acuerdo a la Tabla 1 de la Norma NTC 819⁴¹[18].

La resistencia y reactancia de los conductores se eligieron de acuerdo a la Norma Técnica de la ESSA, ya que, se supone que la red debe cumplir todos los lineamientos allí establecidos⁴².

El factor de potencia de todas las cargas se asumió en 0.9, siendo este valor el mínimo permisible por el operador de red.

⁴⁰ La mayoría de los datos fueron suministrados al profesor German Alfonso Osma Pinto por parte de profesionales de la ESSA, teniendo en cuenta las disposiciones del Convenio Marco de Cooperación entre la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. y la Universidad Industrial de Santander, suscrito el día 07 de septiembre de 2009 y con otrosí del 04 de noviembre de 2014 que otorga vigencia hasta el 03 de noviembre de 2019.

⁴¹ N. TÉCNICA, "Editada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) Apartado 14237 Santafé de Bogotá, D.C. - Cuarta actualización," 1995

⁴² ESSA S.A. E.S.P., *Norma técnica ESSA*. 2004

El Operador de Red exige que para las acometidas se debe utilizar como mínimo cobre aislado THW calibre #8⁴³, por esta razón, se eligió este tipo de cable. Cabe resaltar que el conductor en ninguno de los usuarios se sobrecarga por encima del 80%, por lo tanto, no se modifica.

Las luminarias se encuentran ubicadas en todos los postes, son bifásicas, son las encargadas del alumbrado público, se modelan en el software como cargas generales; sin embargo, no son consideradas como clientes. Estas cargas tienen un perfil de demanda en el cual solo están encendidas entre las 6 p.m. y las 6 a.m., teniendo un consumo mensual de 25.2 kWh/mes⁴⁴. Se tienen 42 luminarias en la red eléctrica de BT.

2.2 MODELADO DE LAS CARGAS

Los datos suministrados por la ESSA consisten de datos de consumo de energía de los clientes para cinco meses, a partir de esto se obtuvo un promedio del consumo. Se consideró a los usuarios como cargas de potencia constante. Sin embargo, se varió la cantidad de potencia consumida cada hora del día, de acuerdo a las gráficas de demanda diaria para los diferentes usuarios y estratos definida en la Norma Técnica de la ESSA⁴⁵.

La red tiene un total de 98 clientes, de esos 6 son usuarios comerciales, 2 son usuarios industriales y 90 son usuarios residenciales de estratos 4 y 5. Los consumidores se conectan a la red de BT de tres maneras, monofásica, bifásica

⁴³ Ibíd.

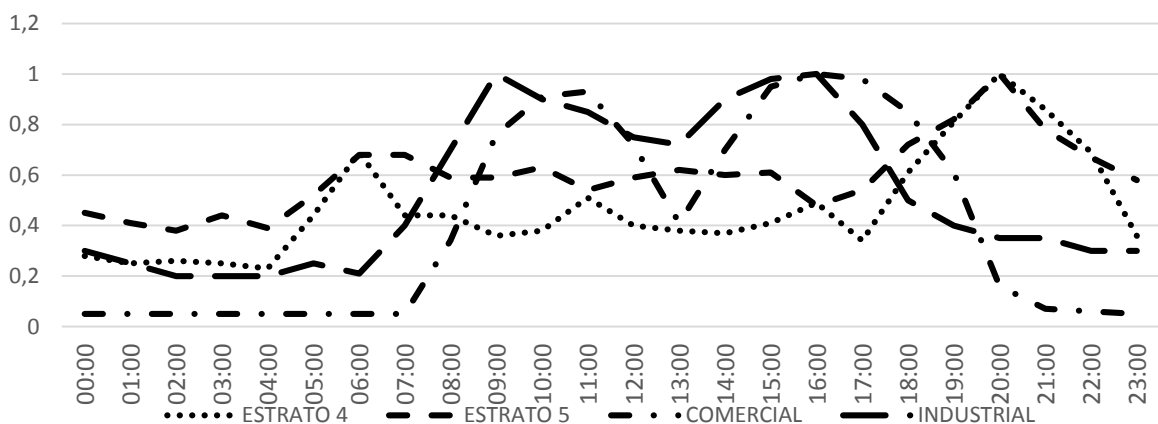
⁴⁴ PINEDA H. C., BÁEZ N. C., and BOADA M. A., Cálculo y diseño eléctrico para la remodelación de las redes de media, baja tensión y alumbrado público del barrio San Pedro Claver (Bucaramanga Santander). Universidad Industrial de Santander, 2012

⁴⁵ ESSA S.A. E.S.P., *Op. Cit.*

trifilar y trifásica tetrafilar; en los datos suministrados se indica las fases de conexión de cada uno. En el ANEXO A, se encuentran los consumos y las fases de conexión de cada uno de los usuarios.

La Figura 5 presenta las diferentes curvas de demanda para los usuarios de la red eléctrica:

Figura 5. Curvas de demanda de los diferentes usuarios definidas por la ESSA



Fuente: ESSA S.A. E.S.P., Norma técnica ESSA. 2004.

RAMIREZ CASTAÑO S., Redes de Distribución de Energía, Segunda ed. Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, 1995

Teniendo en cuenta las anteriores curvas de demanda diaria, se elaboró una tabla para datos de potencia p.u. por tipo de usuario y por hora para todo un año. Estos datos son ingresados a PowerFactory como características de tiempo para ejecutar las simulaciones cuasi dinámicas.

2.3 MODELADO DE LOS SISTEMAS FV

El software PowerFactory permite el modelado de sistemas PV. Con el elemento *sistemas PV* del programa se puede modelar una serie de paneles conectados a un único inversor, además, conectar el mismo arreglo en paralelo las veces que se desee. Los datos de entrada para el DIgSILENT son: irradiación solar y temperatura ambiente por fecha y hora, ubicación geográfica, el tipo de panel con sus características eléctricas, número de paneles e inversores en paralelo.

El panel FV configurado en PowerFactory modela paneles del tipo CanadianSolar CS6P-250P, poli cristalino, tensión de circuito abierto equivalente a 37.2 V, corriente de corto igual a 8.87 A, potencia nominal máxima 250 W, dado que ha sido utilizado en el Edificio para inyección de potencia solar fotovoltaica.

Como dato de entrada al software se requiere: la irradiación solar, temperatura⁴⁶ y la ubicación geográfica de la ciudad de Bucaramanga en grados decimales, siendo la latitud de 7,13° N y la longitud de -73,12° O. También se debe especificar la orientación de los módulos solares, para escoger este valor fue necesario recurrir a la literatura. Garnica y Urbina⁴⁷ indican que los grados y la orientación del panel FV debe ser igual, pero en sentido contrario a la latitud. Por lo tanto, la orientación óptima sería 7,13° hacia el sur, sin embargo, se definió como 10° al sur.

⁴⁶ Los datos de irradiación solar y temperatura ambiente fueron suministrados por el Dr. German Osma de mediciones realizadas durante un año, están organizados por hora para que el programa los pueda leer correctamente.

⁴⁷ GARNICA D. C. J. and URBINA J. L. G., "ANálisis técnico-económico de la implementación de paneles solares en el sector residencial," Universidad Industrial de Santander, 2017.

3. ESCENARIOS E INDICADORES

Se plantearon 5 escenarios de penetración FV en la red eléctrica de baja tensión del barrio Los Pinos. Cada escenario tiene diez porcentajes de inyección FV (1%, 3%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 50%, 75% y 100%), que se derivan de la potencia nominal del TRF, teniendo como 100% de capacidad instalada 112,5 kW.

Para cada escenario se fueron conectando los usuarios a medida que iba aumentando el porcentaje de penetración, en el 1% de inyección en todos los casos se conectaron 3 usuarios como autogeneradores, para luego aumentar hasta el 100% la capacidad instalada y tener todos los usuarios autogeneradores del escenario conectados con su SFV.

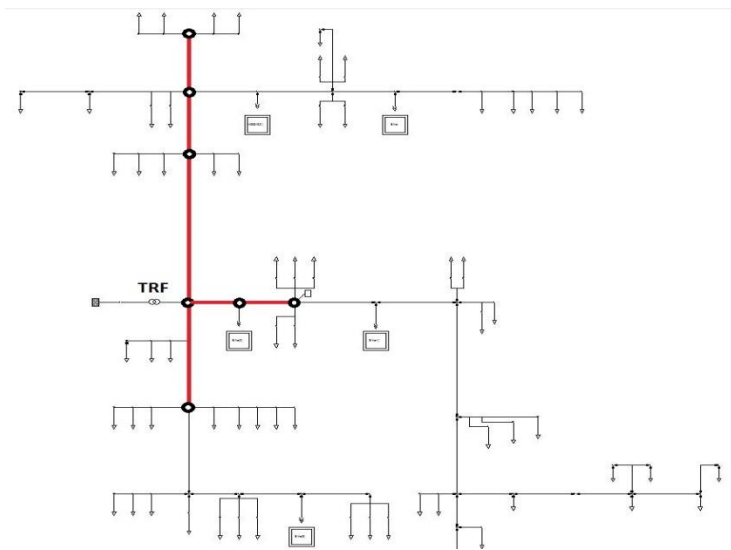
3.1 ESCENARIOS

3.1.1. Escenario 1. Se tienen 90 usuarios residenciales en la red de BT que se convierten en autogeneradores de potencia FV y se encuentran distribuidos en todo el sistema eléctrico. Los usuarios son monofásicos, bifásicos trifilares y trifásicos tetrafilares, los SFV conservan la conexión a la red de acuerdo al tipo de usuario que corresponda.

3.1.2. Escenario 2. Se escogieron como autogeneradores todos los usuarios con un consumo mayor o igual a 230 kWh/mes, dando como resultado 30 clientes que se encuentran distribuidos en toda la red eléctrica. La conexión del SFV a la red se realizó de acuerdo a la conexión del usuario.

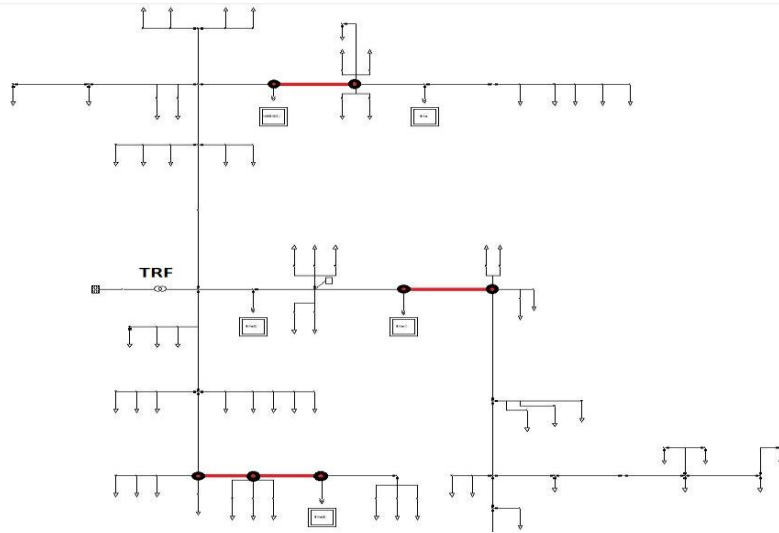
3.1.3. Escenario 3. Se plantea que para este caso inyectarán potencia a la red eléctrica de BT los usuarios que estén más cerca al transformador de distribución. La Figura 6 muestra los nodos que hacen parte del escenario. Se cuenta con 30 usuarios que inyectarán potencia, es la misma cantidad de clientes que en el Escenario 2 pero los casos varían en el lugar de la conexión de los autogeneradores.

Figura 6. Distribución de los autogeneradores en el Escenario 3



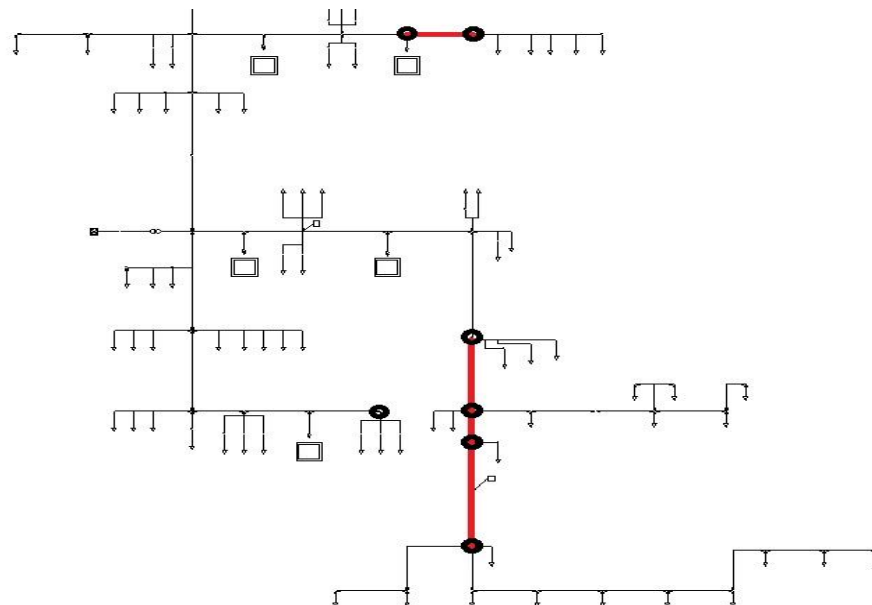
3.1.4. Escenario 4. Se decidió para este caso que sean autogeneradores todos los clientes que se encuentren en el nivel intermedio de los tres ramales, por lo tanto, el número de usuarios que generan potencia FV es de 40. Los nodos en los cuales están los autogeneradores se muestran en la Figura 7.

Figura 7. Distribución de la red para autogeneradores del Escenario 4



3.1.5. Escenario 5. En este último caso, se tendrá inyección de potencia FV al final de los tres ramales, teniendo en cuenta lo anterior, se contabilizan 25 clientes que actuarán como autogeneradores durante este escenario. Teniendo entonces la siguiente distribución:

Figura 8. Distribución autogeneradores para el Escenario 5



La Tabla 1 sintetiza lo descrito anteriormente para cada escenario.

Tabla 1. Porcentajes de inyección para los escenarios.

#	# PANELES	%	CAPACIDAD INSTALADA [kW]	# AUTOGENERADORES				
				Esc 1	Esc 2	Esc 3	Esc 4	Esc 5
1	5	1,1	1,25	3	3	3	3	3
2	14	3,1	3,50	7	7	7	7	7
3	23	5,1	5,75	12	12	12	12	12
4	45	10,0	11,25	23	23	23	23	23
5	68	15,1	17,00	34	30	30	34	25
6	90	20,0	22,50	45	30	30	40	25
7	113	25,1	28,25	57	30	30	40	25
8	225	50,0	56,25	90	30	30	40	25
9	338	75,1	84,50	90	30	30	40	25
10	450	100,0	112,50	90	30	30	40	25

3.2 INDICADORES DE EVALUACIÓN

De acuerdo a indicadores de evaluación encontrados en la literatura, se plantea, siguiendo a Buitrago y López⁴⁸ [23]; el análisis de los parámetros de valor eficaz de la tensión, perfil de tensión y pérdidas en los conductores. Para el flujo inverso de potencia, se cuentan las horas en las que ocurre el fenómeno y se analiza la cargabilidad del TRF mediante un índice de error. El desbalance se estudia usando las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión.

3.2.1. Indicador para tensión. Para evaluar el comportamiento de la tensión con y sin presencia de los SFV se usa la siguiente ecuación:

⁴⁸ BUITRAGO L. F. and LÓPEZ J. M., “Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica,” pp. 50–60, Universidad Industrial de Santander, 2013.

$$\%IV = \frac{V_{con\ GD}}{V_{sin\ GD}} - 1 \quad (1)$$

Dónde $\%IV$ es el Índice de evaluación de la tensión y V es la tensión en el punto a analizar. Un valor negativo en $\%IV$, indica que la tensión en el punto analizado disminuye cuando están conectados los SFV, por el contrario, un valor positivo indica que la tensión en dicho punto aumenta.

3.2.2. Indicador para pérdidas de energía. Para evaluar el comportamiento de las pérdidas de energía con y sin presencia de los SFV se usa la siguiente ecuación:

$$\%IP = \frac{P_{Loss\ con\ GD}}{P_{Loss\ sin\ GD}} - 1 \quad (2)$$

Dónde $\%IP$ es el Índice de evaluación de potencia activa y P_{Loss} son las pérdidas de potencia activa en el circuito bajo análisis. Un valor positivo de este índice muestra que, cuando los SFV están conectados a la red, las pérdidas aumentan, un valor negativo indica que las pérdidas disminuyen. Un valor igual a cero, significa que las perdidas con y sin SFV son iguales.

3.2.3. Indicador de cargabilidad. Para evaluar el FI de la potencia activa se opta por detallar en la cargabilidad del TRF usando la siguiente ecuación:

$$\%IC = \frac{C_{con\ GD} - C_{sin\ GD}}{C_{sin\ GD}} \quad (3)$$

Dónde $\%IC$ es el índice de evaluación de la cargabilidad y C la cargabilidad del TRF en el circuito analizado. Un valor negativo en $\%IC$ indica que la cargabilidad disminuye y un valor positivo indica que la cargabilidad en ese momento aumenta. Al aumentar la cargabilidad en horas de irradiación solar señala que se está produciendo FI.

3.2.4. Indicador de desbalance. Para evaluar el desbalance en tensión se recurre a la siguiente ecuación:

$$Vu\% = \frac{V^-}{V^+} * 100 \quad (4)$$

Dónde $Vu\%$ es el índice de desbalance de la tensión y V es la componente simétrica de tensión correspondiente al circuito a analizar.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este capítulo presenta el análisis de resultados obtenidos de la etapa de simulaciones. Se consideraron cinco escenarios, con diez porcentajes de inyección FV cada uno; se emplearon indicadores para el perfil y valor eficaz de la tensión, pérdidas de potencia en los conductores, flujo inverso de potencia y desbalance de tensión.

Específicamente, se analizó un intervalo de 5 días, del 10 al 14 de octubre de 2018, debido a la variación de irradiación solar y a que se tiene el valor máximo del año durante este periodo.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARTICULAR

Los datos de las simulaciones fueron registrados cada hora durante cinco días de la semana de estudio. A continuación, se describe el impacto en la tensión de cada fase, las pérdidas de potencia en los conductores, la cargabilidad del transformador y el desbalance en tensión. Las gráficas de cada parámetro en cada escenario se encuentran en los Anexos D al G.

Al final de cada escenario, se presenta una tabla con una síntesis de datos. Se muestra el parámetro analizado: %IV, como el indicador de impacto en la tensión en cada fase; %IP Pérdidas totales, como el indicador de impacto en las pérdidas de potencia totales en la red; % IC, como el indicador de cargabilidad en el transformador; y %Vn, como el cociente entre las componentes de secuencia negativa y positiva de la tensión, para expresar el desbalance. Estos parámetros se

expresan en porcentaje, excepto el flujo inverso que se cuenta en horas de ocurrencia.

Los datos mostrados para los indicadores corresponden a las 12:00 m, del 10 de octubre de 2018.

4.1.1 Escenario 1.

Impacto en tensión: Se aprecia que el indicador de tensión para cada fase es diferente debido a que la red de BT está desbalanceada (Ver ANEXO D). La Fase A tiene un impacto negativo en la tensión en el nodo del TRF, alcanzando el -0.2% al mediodía. La Fase B, presenta un aumento en la tensión en horas de la mañana, pero disminuye hasta el -0.1% al aumentar el porcentaje de penetración FV en horas de alta irradiación solar. La Fase C tiene un aumento de la tensión cuando se conectan los paneles FV; este aumento es proporcional a la capacidad instalada de generación FV. Para el 100% de inyección de potencia, el índice está al rededor del 0.03%. En general, la tensión no es afectada considerablemente durante este escenario, dado que, los 90 autogeneradores FV se encuentran dispersos por toda la red eléctrica.

Impacto en las pérdidas totales: Las pérdidas de energía en los conductores durante los días en estudio se muestran en el ANEXO E. Cuando los paneles FV suplen la demanda del usuario las pérdidas disminuyen; sin embargo, cuando hay entrega de excedentes por parte de los autogeneradores, incrementa la corriente en los tramos de la red, por ejemplo, al mediodía se presenta la mayor inyección de potencia FV al sistema produciendo flujo inverso y que la corriente entregada recorra varios tramos de conductor aumentado las pérdidas en alrededor del 100% para el mayor porcentaje de generación FV.

Impacto en la cargabilidad del TRF: Cuando los paneles FV generan potencia, ocasionan que la cargabilidad del TRF disminuya proporcionalmente a la capacidad instalada, a mayor capacidad instalada, mayor será la disminución. El resultado del indicador de cargabilidad se encuentra en el ANEXO F.

Para el caso del 100% de la capacidad instalada de generación, el indicador, al igual que en los otros porcentajes, disminuye en horas de la mañana debido a que la potencia se consume en los lugares cercanos a la generación. Sin embargo, al mediodía el pico de irradiación coincide con una baja demanda y provoca que haya flujo de excedentes, los cuales son entregados a la red de MT, pasando por el TRF, lo que ocasiona que su nivel de carga⁴⁹ aumente y alcance un valor del indicador de más del 90%, tal como se muestra en la síntesis de datos de la Tabla 2.

Impacto en el desbalance en tensión: Con los autogeneradores distribuidos en la red, el desbalance en tensión visto en el nodo del TRF se reduce en horas de la mañana; sin embargo, en horas del mediodía cuando hay mayor irradiación solar y la demanda de potencia es baja, aumenta y alcanza valores alrededor de 0,7% en los escenarios con capacidad instalada de generadores FV equivalente a 75% y 100% de la potencia nominal del TRF. Para porcentajes inferiores, el desbalance en la red se reduce, como se muestra en el ANEXO G.

Tabla 2. Síntesis de datos del Escenario 1.

Parámetro % de CI	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	50%	75%	100%
% IV Fase A [%]	-0,002	-0,006	-0,008	-0,016	-0,023	-0,027	-0,033	-0,068	-0,131	-0,198
% IV Fase B [%]	0,005	0,010	0,016	0,027	0,039	0,039	0,051	0,009	-0,013	-0,092
% IV Fase C [%]	-0,001	0,002	0,002	0,007	0,008	0,017	0,013	0,025	0,030	0,029
%IP Pérdidas totales [%]	-2,0	-4,8	-7,2	-15,5	-21,6	-31,3	-35,3	57,6	145,5	229,6
% IC [%]	-2,7	-9,3	-14,5	-28,1	-39,0	-48,2	-53,2	-29,7	29,9	97,6
% Vn [%]	0,200	0,169	0,143	0,079	0,029	0,014	0,059	0,235	0,481	0,704

⁴⁹ El nivel de carga, hace referencia al porcentaje de carga respecto a la potencia nominal que tiene el transformador en una condición de operación determinada.

4.1.2 Escenario 2.

Impacto en tensión: El impacto en este escenario es similar al anterior, pues los autogeneradores FV están distribuidos en la red, pero en menor número. Esto indica que cada autogenerador tiene mayor cantidad de paneles FV que en el escenario anterior.

El impacto en la tensión no es significativo; y al existir menos autogeneradores con mayor capacidad instalada distribuidos en la red eléctrica, no ocasionan considerables cambios en la tensión respecto el Escenario 1. Por ejemplo, en la Fase A el valor del indicador alcanza, en los dos casos, un valor de aproximadamente -0.21% para el 100% de los paneles FV conectados. Lo que cabe resaltar es que a medida que aumenta la capacidad instalada de generación, la magnitud del impacto en tensión en cada fase aumenta. El ANEXO D muestra la gráfica del indicador de evaluación en la tensión para las fases A, B y C.

Impacto en las pérdidas totales: Se observa un aumento significativo en las pérdidas; esto se atribuye a que no toda la potencia FV generada, se consume en los lugares cercanos a la generación. Además, los excedentes que fluyen por algunas líneas son mayores que en el Escenario 1, pues cada autogenerador tiene una mayor capacidad instalada de SFV. Para porcentajes de generación FV de hasta 50%, las pérdidas se reducen en comparación a cuando no hay SFV en la red, pero para porcentajes mayores, el indicador de pérdidas toma valores de hasta 400%. Los resultados se pueden apreciar en el ANEXO E.

Impacto en la cargabilidad del TRF: En horas de la mañana, la cargabilidad del TRF decrece debido a la generación de potencia FV. En horas del mediodía cuando la irradiación solar es alta, la carga del TRF aumenta debido a la potencia FV que es inyectada a la red de MT, y el indicador toma valores de hasta 120% como se observa en el ANEXO F.

Impacto en el desbalance en tensión: En este caso para los porcentajes de capacidad instalada de generación FV del 75% y 100%, el desbalance es mayor que en el Escenario 1 y está alrededor del 0,8%, como se observa en la Tabla 3. Esto sucede porque cada uno de los autogeneradores tiene mayor capacidad instalada de generación FV. Para porcentajes inferiores al 50%, se observa que el desbalance en tensión se reduce al estar conectados los SFV. Los resultados se muestran en el ANEXO G.

Tabla 3. Síntesis de datos del Escenario 2.

Parámetro % de CI	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	50%	75%	100%
% IV Fase A [%]	-0,002	-0,005	-0,007	-0,014	-0,025	-0,033	-0,042	-0,089	-0,138	-0,195
% IV Fase B [%]	0,004	0,010	0,013	0,024	0,043	0,050	0,058	0,049	-0,022	-0,159
% IV Fase C [%]	0,000	0,002	0,005	0,009	0,011	0,014	0,014	0,028	0,031	0,029
%IP Pérdidas totales [%]	-1,1	-4,1	-8,7	-23,9	-46,4	-45,0	-46,1	-4,8	135,6	386,8
% IC [%]	-3,1	-9,3	-14,9	-27,5	-39,7	-49,6	-53,2	-19,3	47,8	116,5
% Vn [%]	0,202	0,169	0,156	0,107	0,029	0,036	0,092	0,364	0,631	0,853

4.1.3 Escenario 3.

Impacto en tensión: La magnitud del impacto en el indicador de tensión visto en el nodo del TRF, es mayor que en los dos casos anteriores debido a que la generación FV se encuentra al inicio de los tres ramales, es decir, en la parte más próxima al TRF. Se mantiene el hecho de que a mayor porcentaje de generación FV, mayor va a ser la magnitud del indicador. Las gráficas de los resultados para las tres fases se muestran en el ANEXO D.

Impacto en las pérdidas totales: El indicador tomar valores mayores al -50%, como se muestra en el ANEXO E, lo que indica que las pérdidas se reducen respecto a cuando no hay presencia de SFV en la red. Esto sucede para los porcentajes de generación FV de hasta 50%, dado que, en el mediodía, en las horas de mayor irradiancia, la alta generación FV provoca un aumento en los excedentes de

potencia que van hacia la red de MT y con ello un aumento en las pérdidas en los conductores.

Impacto en la cargabilidad del TRF: Los SFV inician a generar potencia reduciendo la cargabilidad del TRF y si hay excedentes son consumidos por los usuarios aguas abajo del TRF. Después de suplida la demanda de la red eléctrica de BT, los excedentes son entregados a través del transformador a la red de MT ocasionando un aumento en el nivel de carga en el TRF en sentido inverso, como se muestra en el ANEXO F.

Impacto en el desbalance en tensión: Cuando los autogeneradores están concentrados en una zona cercana al TRF, el desbalance en horas de alta irradiancia incrementa más que en los escenarios anteriores, especialmente en los porcentajes más altos de capacidad instalada de generación FV, llegando a valores superiores a 1%, como se observa en la Tabla 4. Esto muestra que cuanto más cerca del TRF esté concentrada la generación, mayor es el desbalance en ese nodo. Para valores inferiores al 50%, el desbalance se reduce.

Tabla 4. Síntesis de datos del Escenario 3.

Parámetro % de CI	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	50%	75%	100%
% IV Fase A [%]	-0,001	-0,005	-0,009	-0,017	-0,024	-0,034	-0,043	-0,094	-0,156	-0,231
% IV Fase B [%]	0,004	0,009	0,017	0,028	0,041	0,050	0,057	0,070	0,046	-0,008
% IV Fase C [%]	-0,001	0,002	0,001	0,005	0,007	0,010	0,013	0,022	0,021	0,012
%IP Pérdidas totales [%]	-0,2	-3,6	-5,1	-11,5	-22,3	-22,6	-24,0	3,4	81,8	213,2
% IC [%]	-2,6	-9,3	-14,4	-28,0	-39,3	-49,0	-50,8	-1,3	54,5	119,5
% Vn [%]	0,201	0,170	0,135	0,071	0,034	0,076	0,136	0,466	0,783	1,095

4.1.4 Escenario 4.

Impacto en tensión: En este escenario se muestra la tensión en el nodo del TRF y en un nodo de generación FV. Ver ANEXOS D y H, respectivamente.

En el lado de baja del TRF, el indicador de tensión tiene valores que difieren de los expuestos en escenarios anteriores; sin embargo, se puede notar que las fases tienen impactos diferentes debido a que el sistema eléctrico y la inyección de potencia FV están desbalanceados.

En la Fase C, el indicador de tensión llega hasta -2%. Cabe anotar que la Fase A tiene la misma capacidad instalada que la Fase C, de modo que la variación en el impacto se debe a que la Fase A supe a la carga con mayor consumo en ese nodo, proporcionando una mejora en la tensión en la Fase A en ese punto.

No todos los nodos con generación FV se comportan de manera similar al detallado anteriormente. El impacto en tensión en cada uno de ellos depende de factores como la conexión de los paneles FV, la naturaleza de las cargas y el consumo de cada una de ellas.

Las gráficas presentadas en el ANEXO H corresponden al mismo escenario, sin embargo, el impacto es visto en la mitad del ramal más largo, en el nodo 1499378.

Impacto en las pérdidas totales: Como se observa en el ANEXO D, el impacto en las pérdidas totales tiene un comportamiento similar a los anteriores escenarios, sin embargo, la magnitud del impacto en hora de alta irradiación solar es mayor y alcanza valores de más de 400% para CI generación FV del 100% (ver Tabla 5), ya que la potencia que fluye en sentido inverso debe recorrer los tramos desde la conexión de los autogeneradores FV hasta el transformador.

Impacto en la cargabilidad del TRF: En la mañana la cargabilidad del TRF disminuye debido a los excedentes producidos por los autogeneradores, al mediodía el transformador debido al flujo inverso de potencia aumenta su carga aproximadamente al 100% debido a la potencia activa que es entregada a la red de

MT. Entre mayor sea el porcentaje de inyección mayor será el impacto durante el mediodía, tal y como se muestra en el ANEXO F.

Impacto en el desbalance en tensión: En este escenario nuevamente el desbalance se reduce cuando los SFV conectados equivalen a una capacidad instalada inferior o igual al 50% de la capacidad del TRF. Para 75% y 100%, el desbalance que ve el equipo cuando los autogeneradores están alejados es menor que cuando todos están cercanos a él.

Tabla 5. Síntesis de datos del Escenario 4

Parámetro % de CI	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	50%	75%	100%
% IV Fase A [%]	0,000	0,001	-0,001	-0,011	-0,017	-0,027	-0,039	-0,076	-0,143	-0,239
% IV Fase B [%]	0,003	0,004	0,013	0,027	0,032	0,048	0,053	0,031	-0,030	-0,168
% IV Fase C [%]	0,001	0,002	0,001	0,007	0,012	0,010	0,013	0,024	0,033	0,048
%IP Pérdidas totales [%]	-3,1	-7,4	-16,4	-33,6	-38,4	-47,2	-46,1	15,4	151,8	435,9
% IC [%]	-2,7	-6,7	-11,2	-25,2	-37,4	-45,8	-53,1	-31,7	27,6	96,0
% Vn [%]	0,211	0,211	0,191	0,125	0,079	0,040	0,046	0,218	0,389	0,612

4.1.5 Escenario 5.

Impacto en tensión: En este escenario se tienen 25 usuarios conectados cada uno con 18 paneles de 250 W para el 100% de inyección y los usuarios se encuentran ubicados al final de los tres ramales. Se decide graficar la tensión en dos nodos que son esenciales en la red, el nodo del transformador y el nodo final del ramal más largo. Como los autogeneradores se encuentran al final de la red, se observa un impacto de mayor magnitud en las tres fases en este punto, sin embargo, en el punto del transformador se aprecia un impacto negativo en las tres fases para los porcentajes de inyección más altos, razón por la cual, se dice que hay flujo inverso en horas de alta irradiación solar.

En el ANEXO D, se pueden observar las gráficas de impacto para el nodo del transformador y en el ANEXO I, las del impacto en el nodo 1555171.

El 1555171 es el nodo más lejano del transformador en el cual se genera energía con los paneles FV. Se puede observar que en ese punto el impacto es mayor, puesto que el sistema es radial y el nodo en estudio es un punto donde la tensión es baja comparada con la tensión del transformador. Esto hace que se vea un impacto mayor en este nodo respecto a los escenarios anteriores, por ejemplo, cuando hay 100% de generación FV, el valor del indicador es del 22% para la Fase A, 7% para la Fase B y -3.8% para la Fase C. Cada fase tiene un impacto diferente debido al desbalance propio de la red eléctrica de BT.

Impacto en las pérdidas totales: Este escenario es el más crítico de los planteados, ya que como se observa en el ANEXO E, el indicador de pérdidas toma valores del orden de 1300%, para el 100% de generación FV. Esto se atribuye a que los usuarios autogeneradores se encuentran al final de los ramales, pues en horas de alta irradiación y baja demanda (mediodía), la potencia no consumida en el área cercana a los SFV fluye hacia la red de MT, y la longitud del tramo de línea que los excedentes deben recorrer es mayor en comparación a los casos anteriores.

Impacto en la cargabilidad del TRF: El impacto en la cargabilidad del TRF es muy variable en los cinco días que se muestran en la figura, es por esta razón que se escoge esa semana, para poder analizar la tendencia del impacto para días en los cuales el clima y la nubosidad son diferentes.

En la mañana la cargabilidad del TRF es baja debido a la potencia de los SFV. Al mediodía el indicador de carga en el transformador toma valores de aproximadamente 80% (ver Tabla 6) para la mayor CI de generación FV, pues hay potencia activa fluyendo a la red de MT. Entre mayor sea el porcentaje de inyección mayor será el impacto durante el mediodía.

Impacto en el desbalance en tensión: Cuando los autogeneradores se encuentran ubicados en una zona lejana a donde se encuentra el TRF en la red, el desbalance

visto por el equipo se reduce aun cuando los porcentajes de capacidad instalada de generación FV sean altos. Pese a esto, para valores del 75% y 100% en horas de alta irradiancia, el desbalance aumenta, como sucedió en todos los escenarios.

En los tres últimos escenarios, se observó que el desbalance visto por el TRF se va reduciendo a medida que los generadores FV están más alejados de él. Ver ANEXO G.

Tabla 6. Síntesis de datos del Escenario 5

Parámetro % de CI	1%	3%	5%	10%	15%	20%	25%	50%	75%	100%
% IV Fase A [%]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
% IV Fase B [%]	0,001	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
% IV Fase C [%]	-0,001	0,000	-0,001	-0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
%IP Pérdidas totales [%]	-4,1	-8,5	-10,0	-31,0	-45,5	-28,5	9,3	198,7	653,0	1.298,6
% IC [%]	-3,2	-9,3	-14,7	-27,2	-39,3	-48,3	-52,2	-22,5	38,2	80,6
% Vn [%]	0,224	0,215	0,193	0,146	0,080	0,060	0,096	0,228	0,343	0,296

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS TRANSVERSALES

A continuación, se presenta el análisis de resultados que relaciona los indicadores estudiados en los cinco escenarios.

En el impacto en tensión, pérdidas totales, cargabilidad del transformador y desbalance en tensión, se tomó el primer día de la semana de estudio para el análisis, pues como se observa en los ANEXOS A –D, los indicadores se comportan de manera similar durante los cinco días (las curvas de diaria se repiten para cada día y la variación en los indicadores depende principalmente de la generación FV y de la irradiancia).De este modo, se elige día lunes para realizar una comparación de los resultados entre escenarios.

Por otro lado, se presentan los resultados de las pérdidas de energía anuales, el impacto en la tensión visto por nodo en el ramal central de la red y el histograma con las horas de flujo inverso de potencia hacia la red de MT.

4.2.1 Impacto en la tensión. Las figuras 9, 10 y 11, muestran el impacto en tensión para cada fase, visto en el TRF, en el mismo día para los cinco escenarios. Se observa que, al ser la red desequilibrada, las tres fases se comportan de manera diferente, pero tienen en común que a mayor porcentaje de generación FV conectada, mayor es la magnitud del impacto.

En la Fase A, el efecto tiende a decrecer, es decir, la tensión cae en todos los escenarios. Cuando los autogeneradores están distribuidos por la red, el valor del indicador de tensión de esa fase no supera el -0.2%, sin embargo, cuando éstos se concentran en la zona cercana al TRF, la magnitud impacto es mayor y se acerca al -0,25%. Cuando la generación está al final de los ramales de la red, el indicador nuevamente disminuye a aproximadamente 0,2%. Los anteriores datos indican que a medida que la generación se aleja del TRF, la magnitud del impacto en tensión disminuye.

En las fases B y C, el impacto tiende a incrementar y no supera el 0,1% en todos los escenarios, solo se hace negativo para porcentajes de inyección superiores al 50% y en horas del mediodía, lo cual se relaciona con el hecho de que los excedentes de potencia en esa hora fluyen hacia la red de MT; esto quiere decir, que la tensión en el punto de generación es más elevada que en el TRF, y, en este último, tiende a caer.

En general, en ningún escenario la magnitud del indicador sobrepasa el 0.25%, aún para un 100% de generación FV.

Figura 9. Impacto en la tensión de la Fase A durante un día para los cinco escenarios.

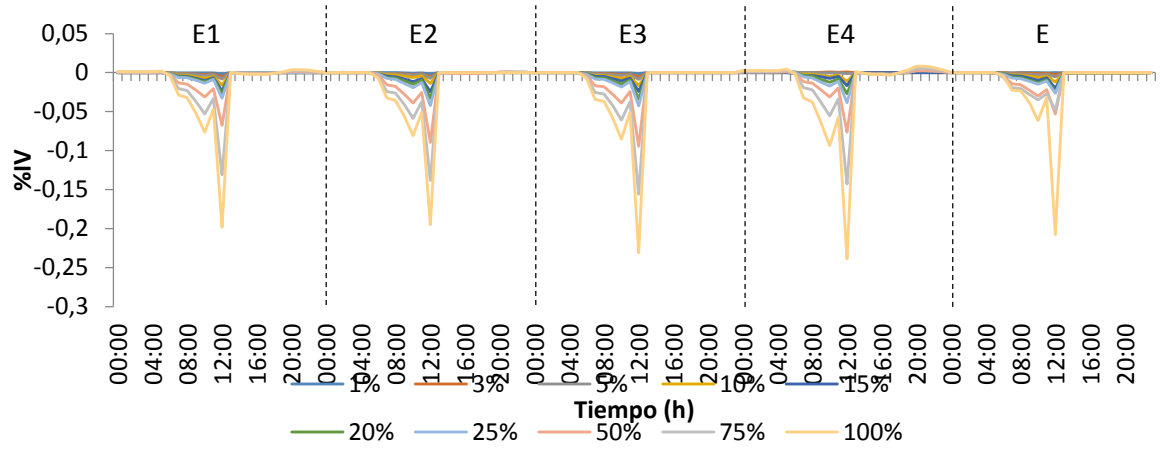


Figura 10. Impacto en la tensión de la Fase B durante un día para los cinco escenarios.

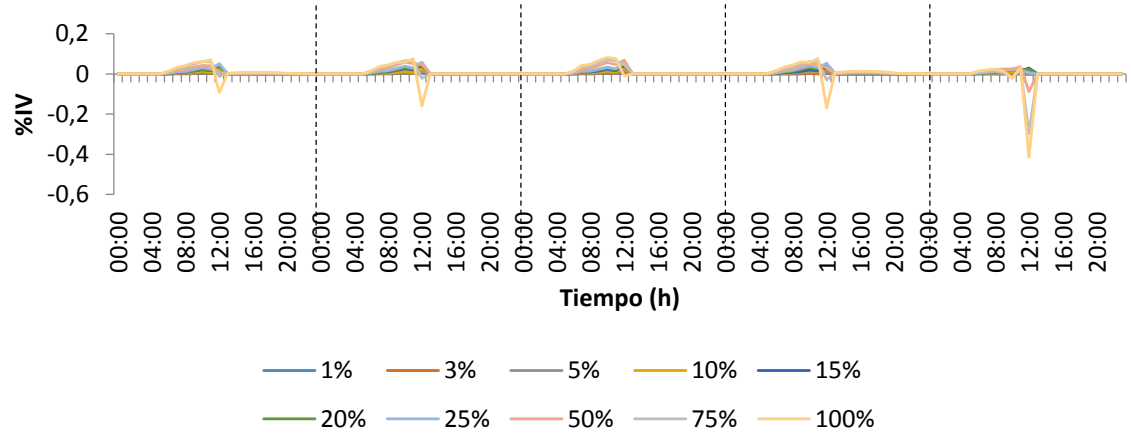
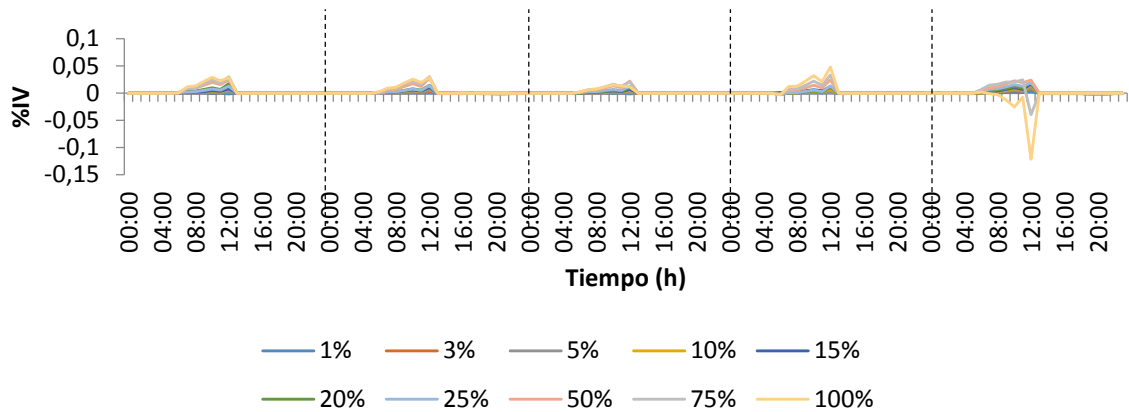
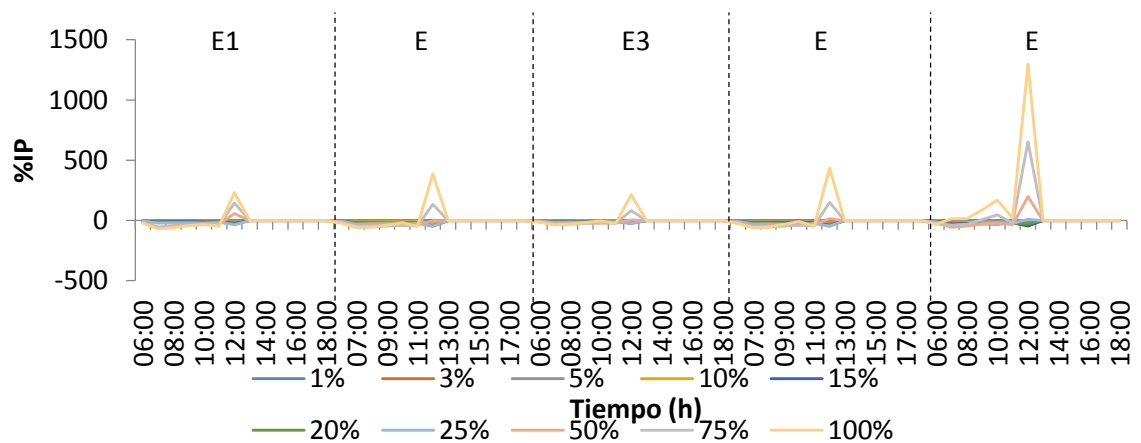


Figura 11. Impacto en la tensión de la Fase C durante un día para los cinco escenarios.



4.2.2 Impacto en las pérdidas totales. Las pérdidas en los conductores disminuyen en todos los escenarios cuando hay presencia de SFV. Sin embargo, se aprecia que cuando los porcentajes de generación son superiores al 50%, hay excedentes de potencia circulando por la red y las pérdidas aumentan en horas del mediodía; incremento que también es proporcional a la distancia entre el transformador y los autogeneradores.

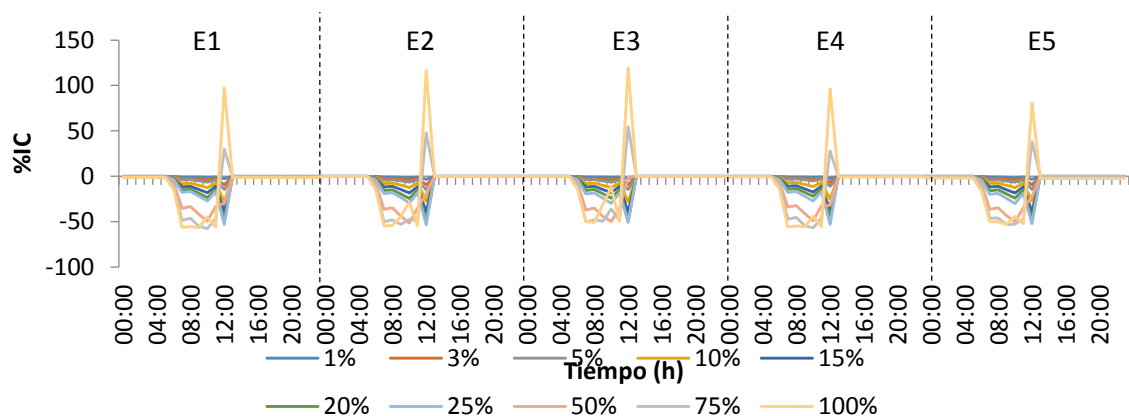
Figura 12. Impacto en las pérdidas totales durante un día para los cinco escenarios.



4.2.3 Impacto en la cargabilidad del TRF. Cuando los SFV están conectados, la potencia que los usuarios consumen desde la red de MT disminuye, así que la carga del transformador también se ve reducida en aproximadamente 60% en todos los escenarios. Nuevamente, el caso crítico se da cuando los porcentajes de generación FV son superiores al 50%, pues los excedentes de potencia que van hacia la red de MT, incrementan la carga del TRF hasta en un 100%.

Al observar las figuras 12 y 13, se tiene que las pérdidas en los conductores y la cargabilidad del TRF se ven afectadas cuando hay excedentes de potencia. Entre más lejos esté la generación, las pérdidas en los conductores van a ser mayores, pero la cargabilidad se va a ver menos afectada, pues los excedentes generados en el extremo de la red tienen más cargas que puedan consumirlos en su transcurso hacia la red de MT.

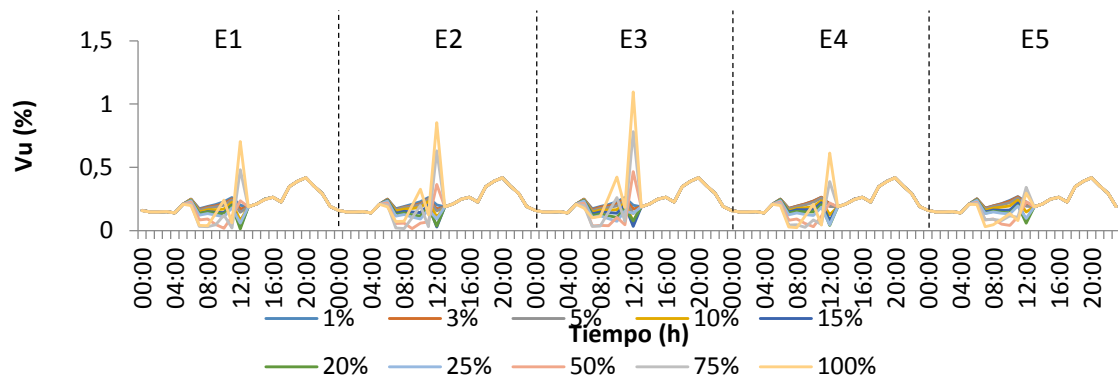
Figura 13. Impacto en la cargabilidad del TRF durante un día para los cinco escenarios.



4.2.4 Impacto en el desbalance en tensión. En todos los escenarios el desbalance se reduce cuando los SFV están conectados excepto para porcentajes superiores e iguales al 50%, donde puede tomar valores de hasta 1%.

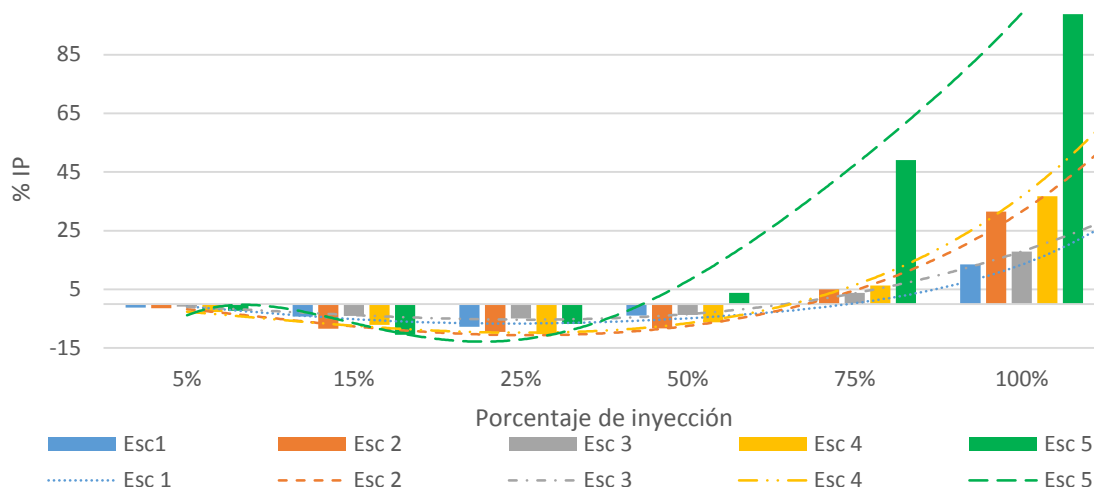
La Figura 14 muestra que el desbalance es mayor en el punto donde se concentra la generación; por ejemplo, en el escenario 3 cuando los SFV están cerca al TRF, el desbalance alcanza el 1% para el mayor porcentaje de inyección, y disminuye a medida que los SFV se agrupan en el extremo más lejano de la red; es decir, en el Escenario 5, tomando un valor de aproximadamente 3%. Cuando los generadores están distribuidos el desbalance máximo está alrededor del 0.8%.

Figura 14. Impacto en el desbalance en tensión durante un día para los cinco escenarios.



4.2.5 Impacto en las pérdidas de energía anuales. Las pérdidas de energía anuales incrementan en todos los escenarios, alcanzando valores de hasta 80%, cuando el porcentaje de generación FV es del 100%, pues es cuando más excedentes de energía hay circulando por la red. Además, el caso en que se presentan mayores pérdidas, es cuando la generación se concentra en los extremos de la red. Para porcentajes de generación FV inferiores a 50%, las pérdidas de energía anuales en la red en todos los escenarios se reducen hasta un 15%.

Figura 15. Impacto en las pérdidas de energía anuales.



4.2.6 Impacto en la tensión de fase vista por nodo. Las figuras 16, 17 y 18 muestran el impacto en la tensión de las fases A, B y C, ante una capacidad instalada de SFV del 100% de la capacidad del TRF. Los cinco nodos fueron elegidos del ramal central de la red de referencia y están ordenados de izquierda a derecha, siendo 1077708 el nodo donde se encuentra ubicado el transformador y el 1555197 el nodo más alejado de éste.

Figura 16. Impacto en la tensión de la Fase A vista por nodos

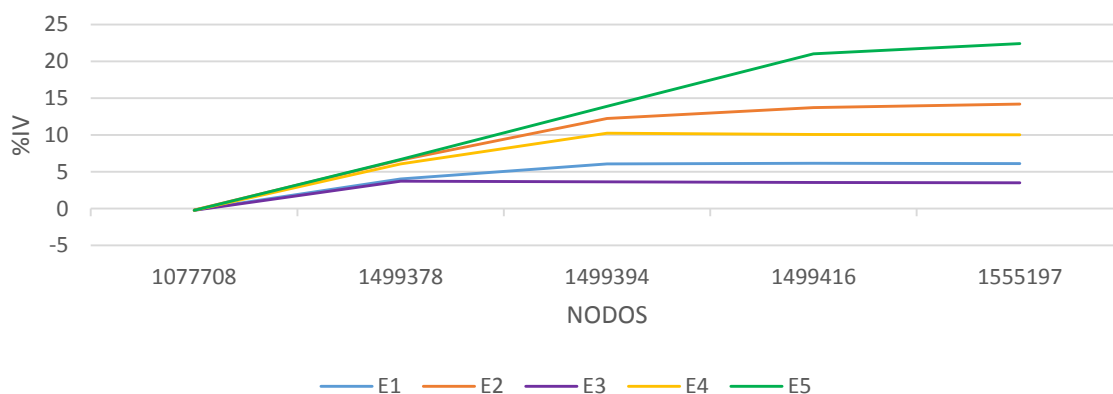


Figura 17. Impacto en la tensión de la Fase B vista por nodos.

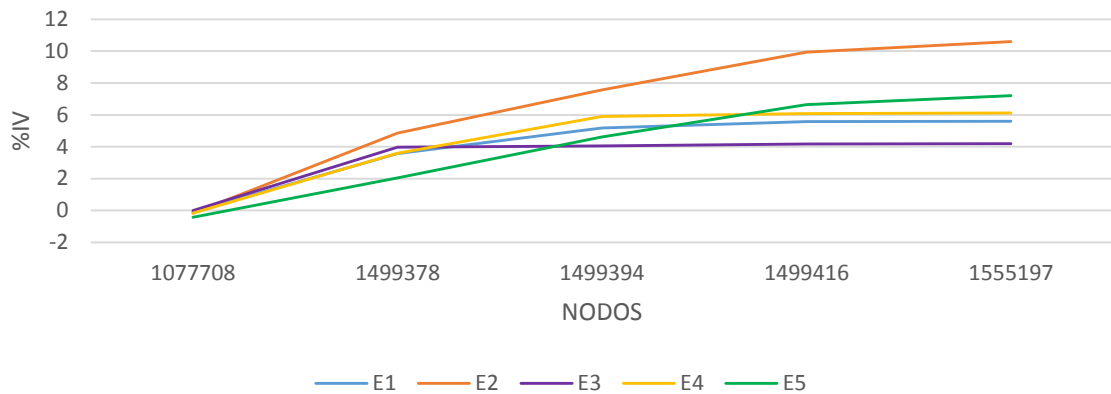
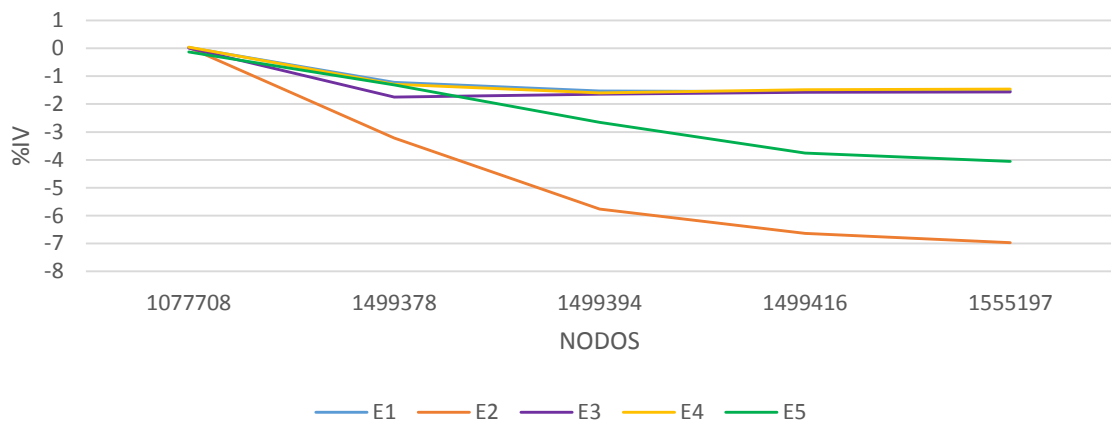


Figura 18. Impacto en la tensión de la Fase C vista por nodos



En la Figura 16 se observa que la tensión de la Fase A tiene un impacto positivo en todos los nodos, lo cual indica que la tensión es más alta para esta fase ante la presencia de los SFV. El aumento más crítico se presenta en el Escenario 5 y para el nodo más lejano, pues cuando la generación se concentra en ese punto, el indicador en la Fase A alcanza un valor de más del 20%.

En la Fase B, se observa que en el nodo más alejado del TRF, el indicador toma valores entre 0% y 11% según el escenario; es decir, que el valor de la tensión de esta fase y para este nodo aumenta cuando la generación se concentra en ese

punto. Para todos los escenarios el valor del indicador aumenta con el incremento de la distancia desde el TRF.

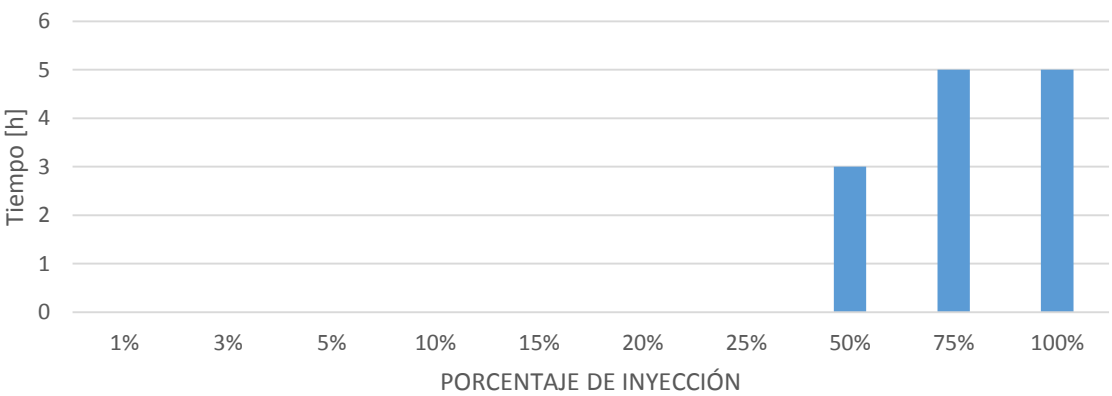
En la Fase C se observa que la tensión decrece en los nodos en todos los escenarios alcanzando un valor de indicador de -7% en el Escenario 2.

En general, al ser la red desequilibrada, las tres fases tienen un comportamiento distinto. En las figuras 16, 17 y 18 el impacto varía en cada fase de tensión para cada nodo, y el incremento o caída de tensión en esos puntos, está relacionado a los SFV que se conectan en cada fase. La tendencia muestra que el impacto se va haciendo considerable en los nodos en los que la generación está conectada; por ejemplo, para la Fase A, en el Escenario 3, se observa que el crecimiento es lineal en los nodos donde se encuentran los autogeneradores, para los nodos posteriores, el impacto se mantiene constante.

Teniendo en cuenta los Escenarios 1 y 2 en los cuales la generación está distribuida, se puede observar que el impacto en la tensión es aumenta cuando se tiene un menor número de autogeneradores con mayor capacidad instalada de SFV.

4.2.7 Impacto en el flujo inverso de potencia. Las horas de ocurrencia de flujo inverso de potencia en los cinco escenarios son iguales. A partir del 50% de generación FV, la potencia generada es mayor a la consumida por las cargas y los excedentes empiezan a circular hacia la red de MT. Para el 50%, la duración del flujo inverso es de 3 horas, desde las 11:00 am hasta la 1:00 pm, y para el 75% y 100%, la duración es de 5 horas, desde las 9:00 am hasta la 1:00 pm.

Figura 19. Horas de ocurrencia de flujo inverso.



5. CONCLUSIONES

1. El impacto producido en el perfil de tensión es diferente en cada fase del sistema debido al desbalance de la red eléctrica de BT. Cuando la generación FV se encuentra distribuida el impacto no es significativo, sin embargo, aumenta a medida que el número de autogeneradores se reduce. Otro caso analizado es la generación FV concentrada presentando impactos relevantes, para el escenario 5 al mediodía y para el 100% de la capacidad instalada FV tiene un %IV de 22% para la Fase A, 7% para la Fase B y -4% para la Fase C.
2. Las pérdidas de potencia activa en los conductores presentan valores significativos en los diferentes escenarios para los porcentajes 75% y 100%. El caso de estudio Escenario 5 contiene las mayores pérdidas de potencia, debido a que los excedentes entregados a partir del 50% de generación FV deben recorrer muchos tramos de conductor, alcanzando un %IP de 1200% para un porcentaje de inyección FV del 100%. Lo mejor para este parámetro es que los autogeneradores se encuentren distribuidos y el porcentaje de capacidad instalada de FNCER no supere el 50% la capacidad del transformador.
3. Para la red eléctrica en estudio se recomienda que los autogeneradores FV estén distribuidos y la capacidad instalada de los SFV no superen el 50% de la capacidad nominal del transformador, ya que bajo esas condiciones las pérdidas de energía en los conductores disminuyen y los parámetros analizados no tienen impactos considerables en horas de alta irradiación solar.
4. El desbalance en tensión en el nodo del transformador se reduce en todos los escenarios para porcentajes de capacidad instalada de SFV inferiores al 50%; además, entre más alejado del TRF esté el punto de generación FV, el

desequilibrio visto por éste también se reduce; sin embargo, se debe tener en cuenta que el desequilibrio aumenta en el punto donde se concentran los SFV, de este modo, lo favorable para esta red de referencia en cuanto al desbalance, también es que los autogeneradores se encuentren distribuidos.

BIBLIOGRAFÍA

BITRAGO L. F. and LÓPEZ J. M., “Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica,” pp. 50–60, Universidad Industrial de Santander, 2013.

CREG, Resolución No. 30 de 2018, no. Mayo. 2018, p. 13.

DAUD S., A. KADIR F. A., and GAN C. K., “The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses,” 2015 IEEE Student Conf. Res. Dev., pp. 11–15, 2015.

DAUD S., KADIR A. F. A., and GAN C. K., “The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses,” 2015 IEEE Student Conf. Res. Dev., pp. 11–15, 2015.

ESSA S.A. E.S.P., Norma técnica ESSA. 2004.

FALLIS A. ., “Ley 1715 De 2014,” J. Chem. Inf. Model., vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.

GARNICA D. C. J. and URBINA J. L. G., “Análisis tecnico-economico de la implementación de paneles solares en el sector residencial,” Universidad Industrial de Santander, 2017.

HASHEMINAMIN M., AGELIDIS V. G., and HEIDARI A., “Impact Study of High PV Penetration in Low and Medium-Voltage Networks When Considering Residential and Industrial Load Profile,” no. October, pp. 20–23, 2013.

MITRA P., HEYDT G. T., and VITTAL V., “The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems,” 2012 North Am. Power Symp. NAPS 2012, 2012.

MITRA P., HEYDT G. T., and VITTAL V., “The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems,” 2012 North Am. Power Symp. NAPS 2012, 2012.

N. TÉCNICA, “Editada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) Apartado 14237 Santafé de Bogotá, D.C. - Cuarta actualización,” 1995.

NALLELY C., CAMPAS A., and MARTINEZ M. M., “Interaction between Photovoltaic Power Systems and Distribution Power Systems : Impact on the Power Factor and Energy Losses,” no. Ropec, pp. 1–6, 2017.

PERPIÑAN LAMIGUEIRO O., “Energía Solar Fotovoltaica,” España, 2012.

PINEDA H. C., BÁEZ N. C., and BOADA M. A., Cálculo y diseño eléctrico para la remodelación de las redes de media, baja tensión y alumbrado público del barrio San Pedro Claver (Bucaramanga Santander). Universidad Industrial de Santander, 2012.

PULIDO A. D., JIMENEZ R., TURRIAGO J. D., and MENDOZA J. E., “Inventario nacional de gases de efecto invernadero (GEI).” .

RAMIREZ CASTAÑO S., Redes de Distribución de Energía, Segunda ed. Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, 1995.

SEBASTIAN E., “Radiación Irradiancia Insolación solar.” [Online]. Available: <http://eliseosebastian.com/radiacion-solar-irradiancia-e-insolacion/>. [Accessed: 10-Dec-2018].

SUPPONEN A. and REPO S., “Impact evaluation of PV generation on LV networks,” Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014, 2014.

TEDOLDI S. S., JACOB S. B., VIGNERTE J., STRACK J. L., MURCIA G. J., and GARÍN J. C. B. E., “Impacto de la Generación Distribuida con Energía Solar Fotovoltaica en la Tensión Eléctrica – Simulación de un Caso .,” 2017, pp. 1–9.

UPME, “Boletín estadístico,” 2018.

VERGARA-BARRIOS P. P., . REY-LÓPEZ J. M, OSMA-PINTO G. A., ORDÓÑEZ-PLATA G., and J. REY-LÓPEZ M., “Evaluación del potencial solar y eólico del campus central de la Universidad Industrial de Santander y la ciudad de Bucaramanga , Colombia Solar and wind potential assessment in the central campus of Universidad Industrial de Santander and Bucaramanga city , Colombia,” 2014.

WANG T., MESKIN M., ZHAO Y., and GRINBERG I., “Optimal power flow in distribution networks with high penetration of photovoltaic units,” 2017 IEEE Electr. Power Energy Conf. EPEC 2017, vol. 2017-October, no. 1, pp. 1–6, 2018.

ANEXOS

Anexo A. Usuarios conectados a la red eléctrica de BT y su forma de conexión.

NODO	USUARIO	LONGITUD	CONEXIÓN			
			FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
1077708	1100246315	11,0	X	X	----	X
1077708	12143194	15,3	----	X	X	X
1077708	41102775	8,1	X	X	----	X
1077716	7698192	13,0	X	X	----	X
1077716	15475280	26,7	----	----	X	X
1309897	45768936	3,9	X	X	----	X
1309897	18527742	4,9	X	X	----	X
1309897	16994254	11,3	----	X	X	X
1309897	18530995	11,8	X	X	X	X
1499301	12143189	14,8	----	X	X	X
1499301	18458456	9,6	X	X	----	X
1499301	21393999	11,8	----	X	X	X
1499301	12143514	5,0	X	X	----	X
1499301	61526741	8,6	X	X	----	X
1499319	10098862	8,1	X	X	----	X
1499319	6244739	4,1	X	X	----	X
1499319	1100246370	9,2	X	X	----	X
1499319	21393542	9,9	----	X	X	X
1499319	19171496	11,4	X	----	----	X
1499319	18530167	13,4	----	X	X	X
1499319	18530159	18,8	----	X	X	X
1499319	12143192	19,2	----	X	X	X
1499319	39971903	16,6	X	X	----	X
1499335	12143374	10,5	----	X	X	X
1499335	41002401	9,3	----	X	X	X
1499335	7698201	5,9	X	X	----	X
1499335	60286993	4,9	----	X	X	X

NODO	USUARIO	LONGITUD	CONEXIÓN			
			FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
1499335	18458487	5,1	----	X	X	X
1499335	18525434	6,6	X	X	----	X
1499335	19402094	10,4	----	X	X	X
1499335	12143379	14,1	X	X	----	X
1499335	7698195	11,2	X	X	----	X
1499335	18458560	12,2	----	X	X	X
1499343	39374053	4,3	X	X	----	X
1499343	18531605	7,2	----	X	X	X
1499343	45656786	15,9	X	X	----	X
1499343	61790132	11,9	X	X	X	X
1499343	39374056	8,1	X	X	----	X
1499351	8402828	6,9	X	X	----	X
1499351	12001037	3,7	X	X	X	X
1499351	7698207	11,0	X	X	----	X
1499351	1898727	11,1	X	----	----	X
1499351	12143596	12,7	----	X	X	X
1499351	1100248736	16,7	X	X	----	X
1499378	1100248723	11,6	----	X	X	X
1499378	45314372	7,4	X	X	----	X
1499378	18535207	11,7	----	X	X	X
1499378	18530222	11,1	X	X	----	X
1499378	11061830	14,8	X	X	X	X
1499386	60286719	7,5	X	X	----	X
1499386	1100248764	4,0	----	X	X	X
1499386	61822235	4,4	X	X	----	X
1499386	18458552	7,8	----	X	X	X
1499386	12143387	10,7	X	X	----	X
1499386	11061799	14,8	X	X	X	X
1499386	45328847	12,0	X	X	X	X
1499386	1100248729	10,1	X	X	----	X
1499386	1100248738	10,4	----	X	X	X
1499386	6449312	12,0	X	X	----	X
1499386	61523156	3,7	X	----	----	X
1499394	22247984	17,9	X	X	X	X
1499394	32651349	14,0	X	X	----	X

NODO	USUARIO	LONGITUD	CONEXIÓN			
			FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
1499394	1100248751	5,2	----	X	X	X
1499394	18489482	13,0	X	----	----	X
1499408	1100246308	12,4	X	X	----	X
1499408	1100246313	5,2	----	X	X	X
1499408	1100246319	2852,7	X	X	----	X
1499416	36958391	5,5	X	X	X	X
1499416	43663860	15,1	X	----	----	X
1555171	44718746	6,2	X	X	----	X
1555197	11061727	5,1	X	X	X	X
1555251	8331101	17,7	X	X	----	X
1555251	18530132	11,7	----	X	X	X
1555251	12143495	7,6	X	X	----	X
1555251	1100246474	3,6	----	X	X	X
1555251	13128795	7,2	----	X	X	X
1555251	39431848	10,7	X	----	----	X
1555251	7698629	13,2	----	X	X	X
1555251	13128800	7,1	X	X	----	X
1555278	1100246309	29,8	X	X	----	X
1555278	36279559	28,1	----	X	X	X
1555278	65049585	14,8	X	X	----	X
1555278	11184661	10,9	----	X	X	X
1555286	8355081	4,6	X	X	----	X
1555286	8355074	5,8	----	X	X	X
1555286	39564515	5,3	X	X	----	X
1555294	45657891	11,9	X	X	----	X
1555294	45031092	3,7	X	----	----	X
1555294	1100255091	5,3	X	X	----	X
1555294	11184665	12,6	----	X	X	X
1555294	45031088	7,0	----	----	X	X
1555308	45339276	4,5	----	X	X	X
1555308	44031752	6,0	X	X	X	X
1555308	44624494	5,9	X	X	----	X
2859301	1100310971	21,1	X	X	----	X
2859301	18458459	12,0	----	X	X	X
2859301	12143190	7,8	X	X	----	X

NODO	USUARIO	LONGITUD	CONEXIÓN			
			FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
2859301	45320292	12,0	X	X	----	X

Anexo B. Tipos de usuarios y consumo mensual promedio.

	USUARIO	CONSUMO ATRÁS 4	CONSUMO ATRÁS 3	CONSUMO ATRÁS 2	CONSUMO ATRÁS 1	CONSUMO ACTUAL	CONSUMO MENSUAL PROMEDIO
COMERCIAL	6449312	595	597	606	491	515	560,8
	44031752	2833	2567	2701	2778	2439	2663,6
	1100246315	155	142	74	3	0	74,8
	11061727	566	528	538	613	463	541,6
	36279559	10	9	9	6	4	7,6
	44718746	1848	1681	1835	1944	1586	1778,8
	15205082	206	210	220	221	219	215,2
INDUSTRIAL	11061830	2	2	2	3	3	2,4
	36958391	1976	1809	1917	2193	1753	1929,6
RESIDENCIAL	1100310971	228	214	199	238	196	215
	1100246370	341	293	349	329	321	326,6
	6244739	239	213	227	220	199	219,6
	21393542	130	124	132	149	122	131,4
	18530167	133	128	132	137	125	131
	10098862	134	129	129	146	121	131,8

	USUARIO	CONSUMO ATRÁS 4	CONSUMO ATRÁS 3	CONSUMO ATRÁS 2	CONSUMO ATRÁS 1	CONSUMO ACTUAL	CONSUMO MENSUAL PROMEDIO
	18530159	204	185	188	201	159	187,4
	39971903	174	147	159	163	140	156,6
	16994254	105	93	70	110	84	92,4
	18527742	221	184	210	238	208	212,2
	45768936	313	294	311	346	278	308,4
	18530995	232	164	163	163	349	214,2
	12143379	67	64	77	83	88	75,8
	19402094	206	183	169	154	161	174,6
	18525434	92	77	79	77	55	76
	7698195	576	434	471	312	111	380,8
	18458487	200	192	177	164	167	180
	60286993	59	58	63	52	45	55,4
	18458560	187	176	185	203	171	184,4
	7698201	169	153	151	153	130	151,2
	41002401	143	139	146	148	143	143,8
	45656786	204	140	153	315	159	194,2
	61790132	360	330	357	374	277	339,6
	39374053	91	224	198	147	115	155
	7698207	119	111	128	258	283	179,8
	1898727	123	112	475	166	123	199,8
	12001037	180	162	180	229	159	182
	12143596	131	164	170	152	90	141,4
	1100248736	267	223	224	231	167	222,4
	8402828	211	185	190	230	179	199

	USUARIO	CONSUMO ATRÁS 4	CONSUMO ATRÁS 3	CONSUMO ATRÁS 2	CONSUMO ATRÁS 1	CONSUMO ACTUAL	CONSUMO MENSUAL PROMEDIO
	18535207	516	545	750	907	643	672,2
	1100248723	368	308	306	353	281	323,2
	18530222	355	327	317	256	114	273,8
	11061799	228	207	221	269	187	222,4
	45314372	84	95	106	113	98	99,2
	45328847	392	507	532	715	478	524,8
	12143387	233	203	215	214	191	211,2
	18458552	166	140	152	127	135	144
	1100248729	161	121	141	167	135	145
	1100248738	124	127	128	207	131	143,4
	61822235	278	257	303	321	310	293,8
	1100248764	215	191	186	212	162	193,2
	22247984	348	303	311	348	316	325,2
	18489482	425	368	397	414	333	387,4
	60286719	192	174	208	262	191	205,4
	1100246309	69	66	69	78	61	68,6
	11184661	147	128	152	168	129	144,8
	8355074	1308	1399	1376	1035	722	1168
	39564515	317	280	284	361	294	307,2
	45031092	170	142	150	157	129	149,6
	1100255091	106	99	102	131	130	113,6
	11184665	208	183	212	186	173	192,4
	45339276	219	171	130	14	13	109,4
	12143190	139	126	132	136	103	127,2

	USUARIO	CONSUMO ATRÁS 4	CONSUMO ATRÁS 3	CONSUMO ATRÁS 2	CONSUMO ATRÁS 1	CONSUMO ACTUAL	CONSUMO MENSUAL PROMEDIO
	45320292	297	240	253	312	235	267,4
	18458459	121	108	113	125	102	113,8
	7698192	1	0	0	0	10	2,2
	21393999	387	419	480	547	455	457,6
	12143514	169	187	182	170	207	183
	18458456	81	80	88	91	71	82,2
	61526741	290	288	295	313	225	282,2
	12143189	265	213	271	203	226	235,6
	12143194	290	228	259	353	280	282
	8331101	175	153	157	171	150	161,2
	18530132	168	154	147	166	123	151,6
	65049585	324	276	288	297	259	288,8
	41102775	162	68	167	187	142	145,2
	12143495	300	275	256	311	222	272,8
	1100246474	310	277	289	320	254	290
	13128795	225	195	205	220	180	205
	13128800	245	262	272	214	160	230,6
	1100248751	89	85	99	106	77	91,2
	32651349	207	172	186	198	193	191,2
	1100246319	1020	896	933	1034	915	959,6
	1100246313	129	123	162	180	138	146,4
	1100246308	229	203	222	251	190	219
	15475280	66	57	43	40	62	53,6
	39374056	96	87	93	94	81	90,2

	USUARIO	CONSUMO ATRÁS 4	CONSUMO ATRÁS 3	CONSUMO ATRÁS 2	CONSUMO ATRÁS 1	CONSUMO ACTUAL	CONSUMO MENSUAL PROMEDIO
	43663860	153	145	163	190	148	159,8
	8355081	97	77	98	92	72	87,2
	45031088	277	253	271	189	183	234,6
	44624494	264	218	210	225	179	219,2
	7698629	154	127	132	133	108	130,8
	61523156	159	152	162	172	128	154,6

Anexo C. Tramos de la red eléctrica de BT

Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
27,6	3-FFF	1077708	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
27,6	3-FFF	1499301	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
25,7	3-FFF	1077716	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
27,6	3-FFF	1499319	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
25,0	3-FFF	1309897	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2

Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
26,4	3-FFF	1499335	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
27,6	3-FFF	1077708	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
24,7	3-FFF	1499351	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
28,3	3-FFF	1499378	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
24,9	3-FFF	1499386	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
28,1	3-FFF	1499394	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2

Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
29,0	3-FFF	1499408	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
25,5	3-FFF	1499416	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
35,5	3-FFF	1499424	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
42,5	3-FFF	1499432	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
12,7	3-FFF	1499416	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
16,5	3-FFF	1555171	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2

Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
14,3	3-FFF	1555189	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
41,6	3-FFF	1555197	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
28,8	3-FFF	1555201	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
35,3	3-FFF	1555219	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
34,7	3-FFF	1555227	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
29,1	3-FFF	1555235	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2

Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
21,9	3-FFF	1077708	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
22,4	3-FFF	1555251	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
26,6	3-FFF	1555278	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
24,9	3-FFF	1555286	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
24,2	3-FFF	1555294	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	ALUMINIO CABLE AISLADO ASC THW 1/0	cable ACSR #2
10,0	3-FFF	1309897	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 10	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2

Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
1,0	3-FFF	1499408	COBRE CABLE AISLADO THW 4	COBRE CABLE AISLADO THW 4	COBRE CABLE AISLADO THW 4	cable ACSR #2
2,2	3-FFF	2800098	COBRE CABLE AISLADO THW 4	COBRE CABLE AISLADO THW 4	COBRE CABLE AISLADO THW 4	cable ACSR #2
1,0	3-FFF	1499408	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 8	COBRE ALAMBRE AISLADO THW 8	cable ACSR #2
9,3	3-FFF	1077716	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	cable ACSR #2
9,1	3-FFF	1309889	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	cable ACSR #2
11,8	3-FFF	1077716	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	cable ACSR #2

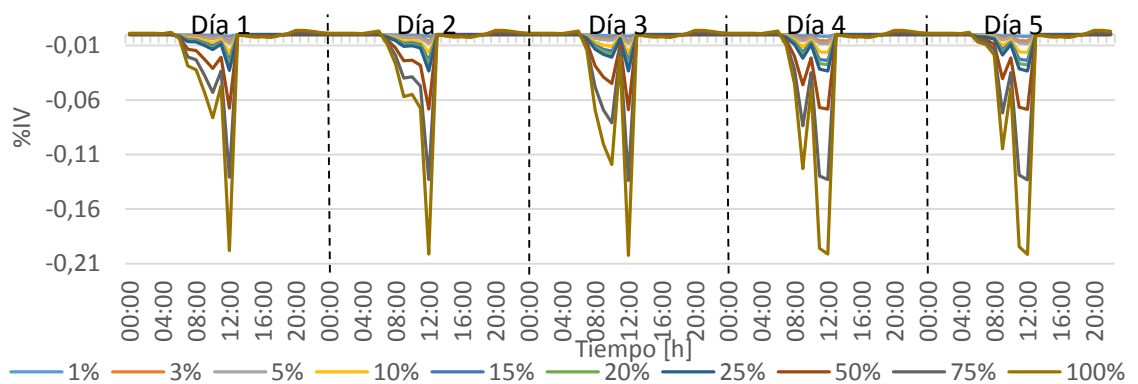
Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
15,6	3-FFF	2899914	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
14,1	3-FFF	2899922	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
10,4	3-FFF	2899931	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	ALUMINIO ALAMBRE AISLADO ASC THW 8	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	cable ACSR #2
13,7	3-FFF	1499301	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2
18,3	3-FFF	1555243	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2
17,0	3-FFF	2925486	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2

Longitud	Tipo fase	Nodo	Conductor fase a	Conductor fase b	Conductor fase c	Conductone utro
26,7	3-FFF	2925494	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2
41,6	3-FFF	1555197	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2
2,5	3-FFF	4941144	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2
14,0	3-FFF	4941144	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2
2,9	3-FFF	4941187	COBRE CABLE AISLADO THW 12	CIE DE MEDIA TENSION SIN IDENTIFICAR	COBRE CABLE AISLADO THW 12	cable ACSR #2

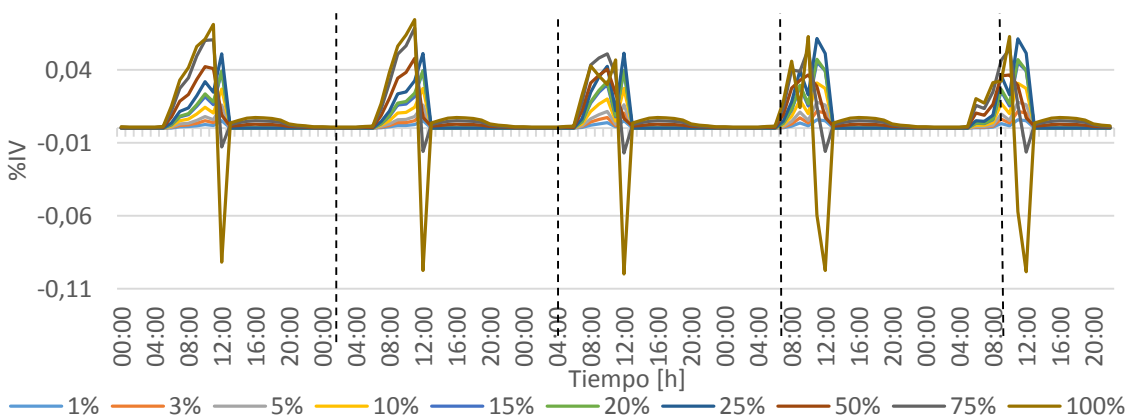
Anexo D. Gráficas de impacto en tensión para los cinco escenarios en la semana de estudio.

Escenario 1.

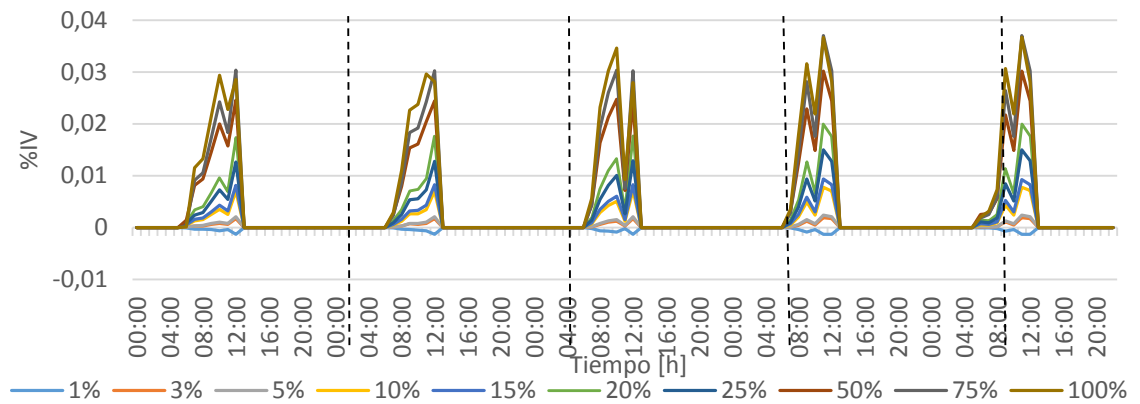
Impacto en la tensión Fase A en el TRF.



Impacto en la tensión Fase B en el TRF.

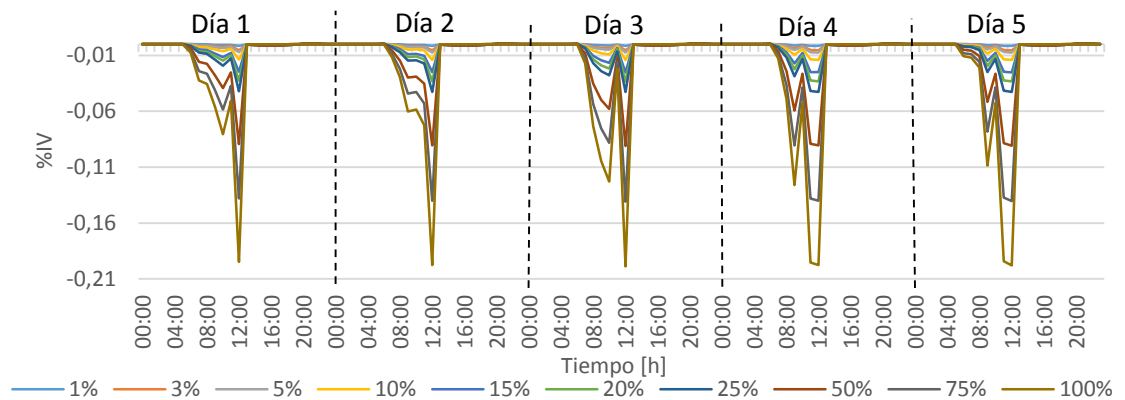


Impacto en la tensión Fase C en el TRF.

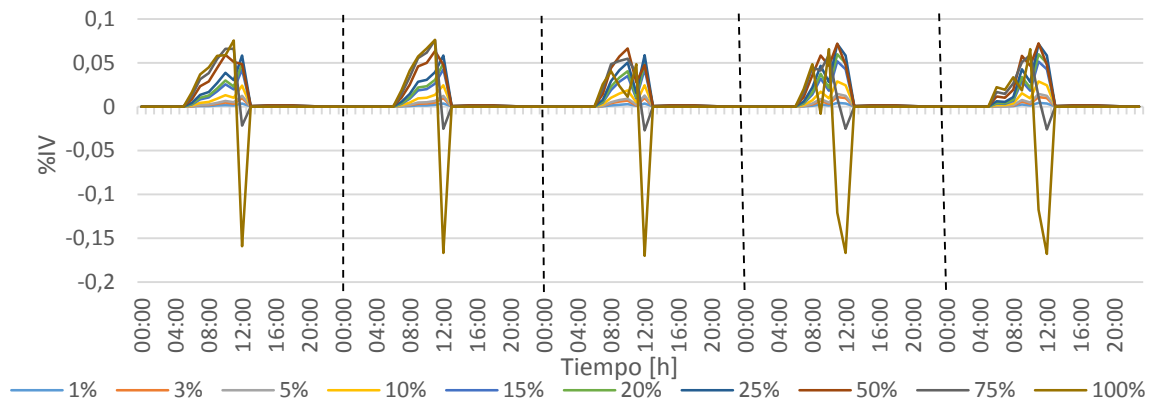


Escenario 2.

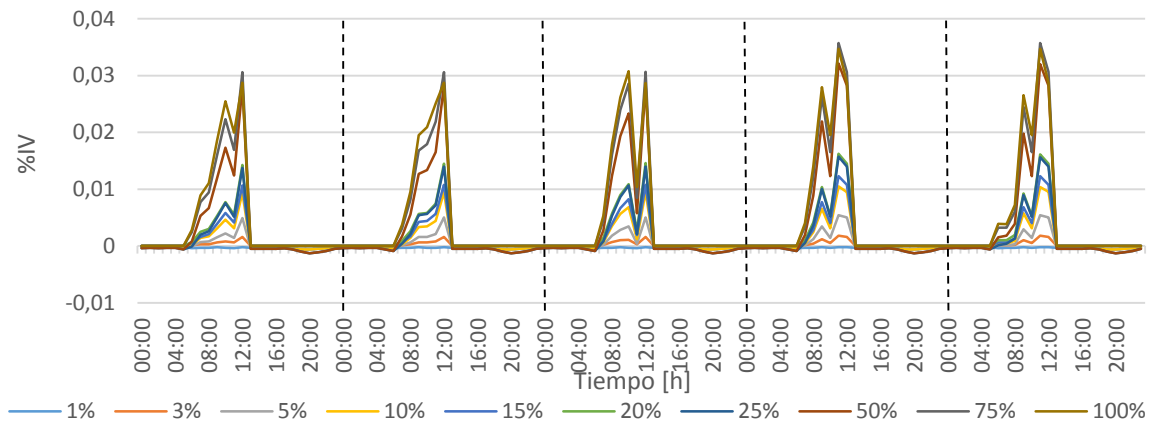
Impacto en la tensión de la Fase A en el TRF.



Impacto en la tensión de la Fase B en el TRF.

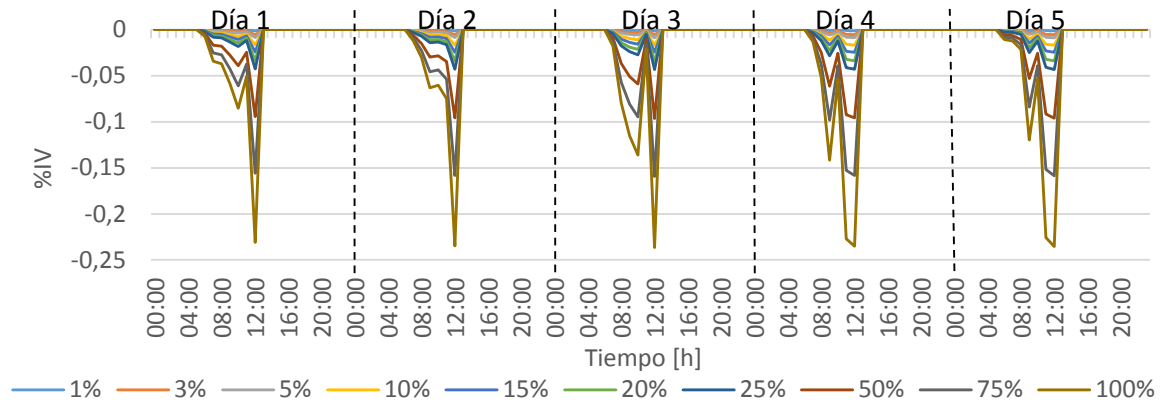


Impacto en la tensión de la Fase C en el TRF.

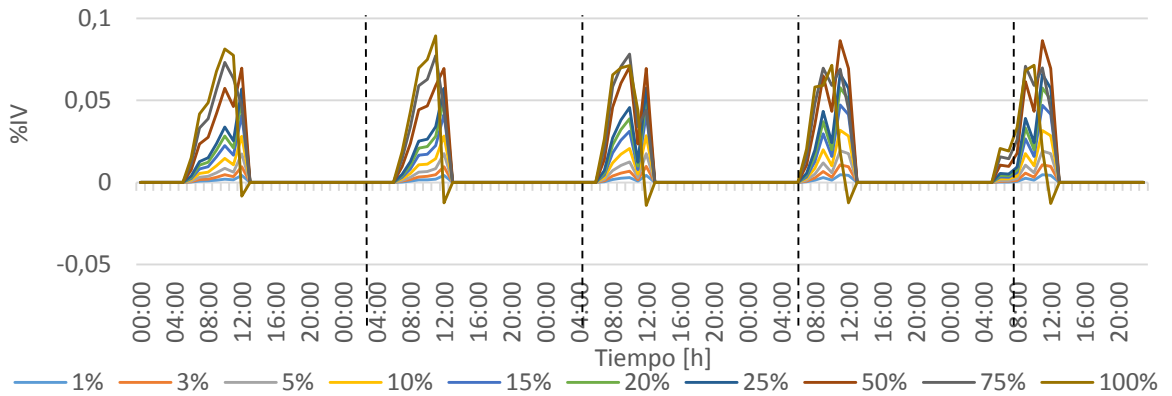


Escenario 3.

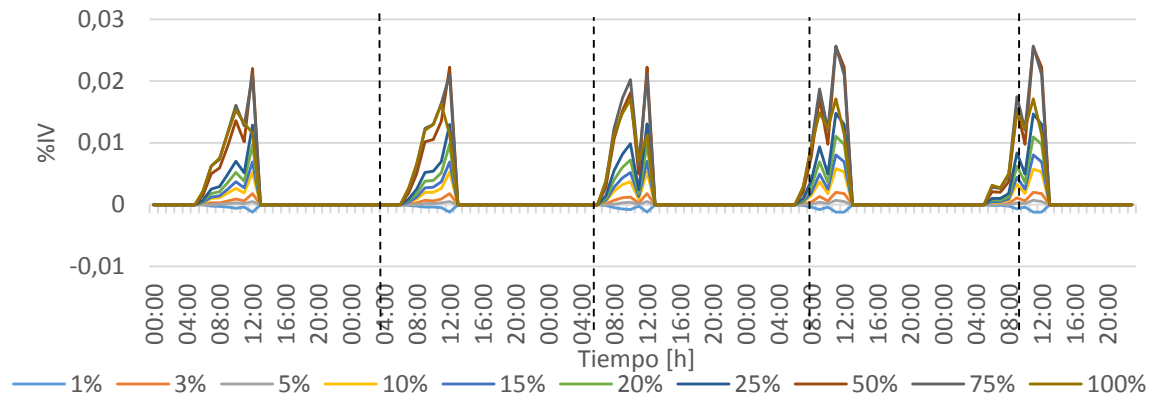
Impacto en la tensión en la Fase A en el TRF.



Impacto en la tensión en la fase B en el TRF.

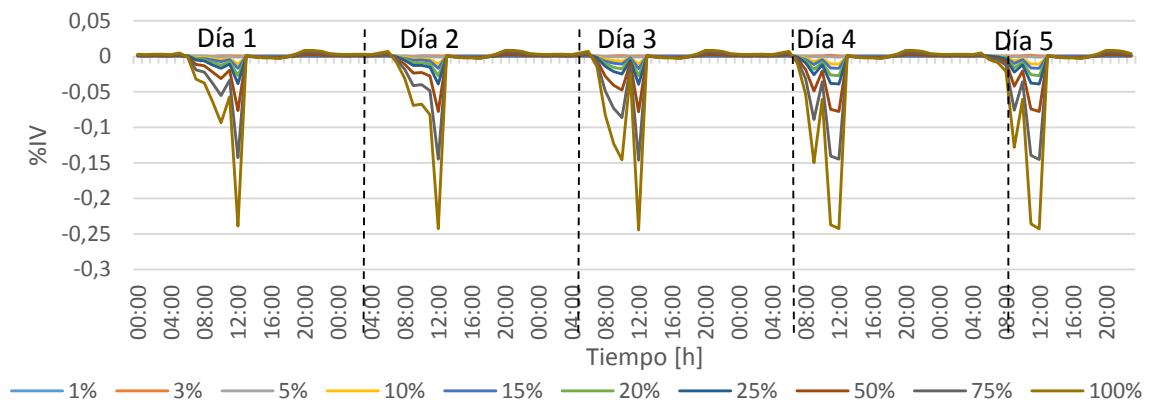


Impacto en la tensión en la fase C en el TRF.

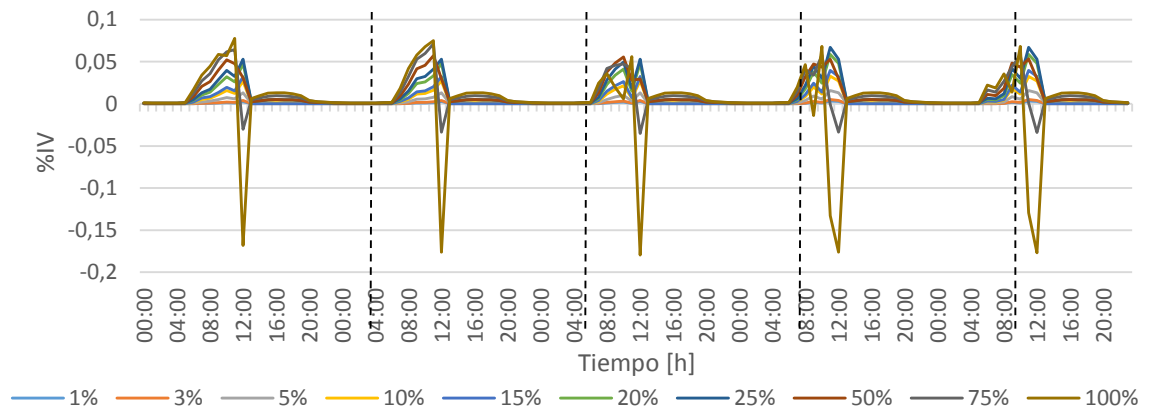


Escenario 4.

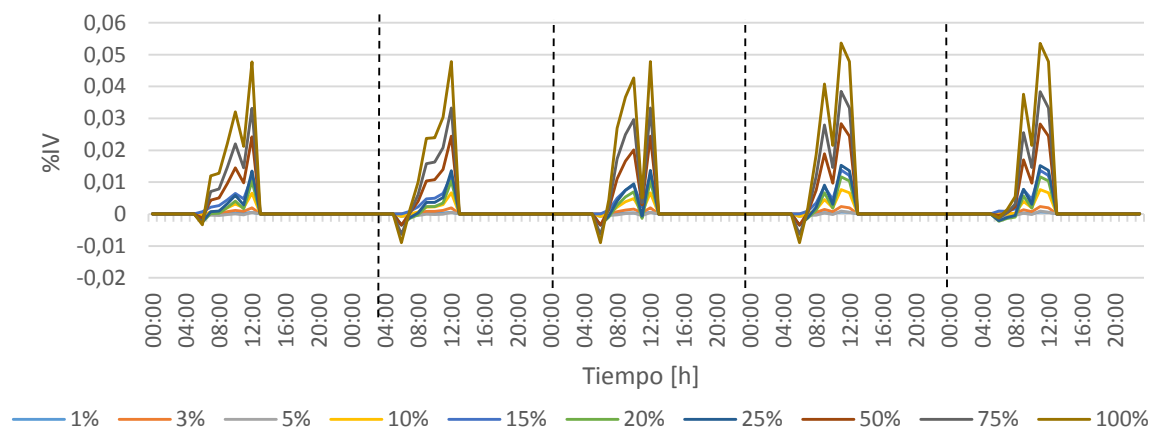
Impacto en la tensión de la Fase A en el TRF.



Impacto en la tensión de la Fase B en el TRF.

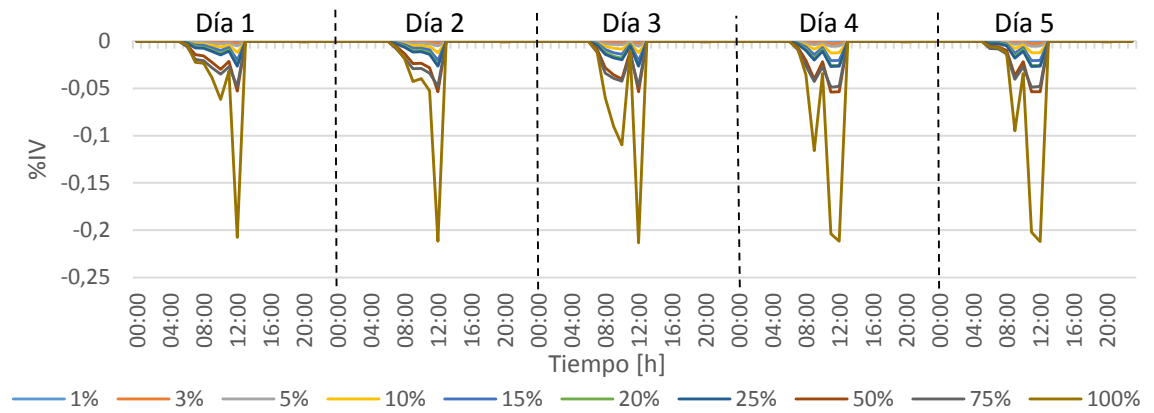


Impacto en la tensión de la Fase C en el TRF.

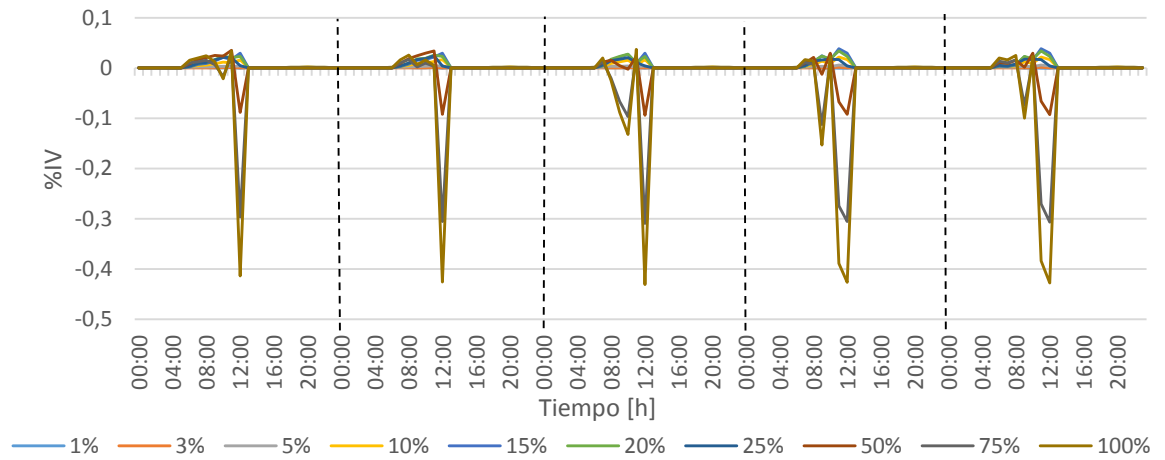


Escenario 5.

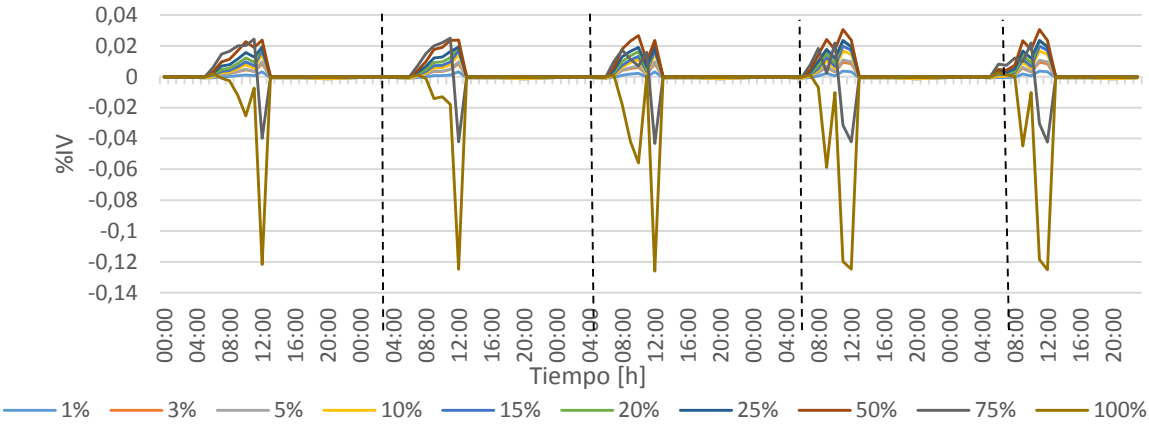
Impacto en la tensión de la Fase A del TRF.



Impacto en la tensión de la Fase B en el TRF.

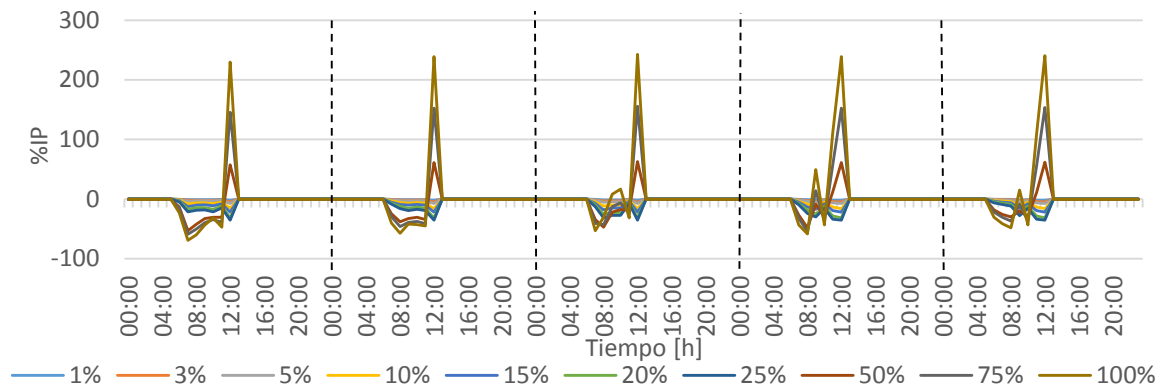


Impacto en la tensión de la Fase C en el TRF.

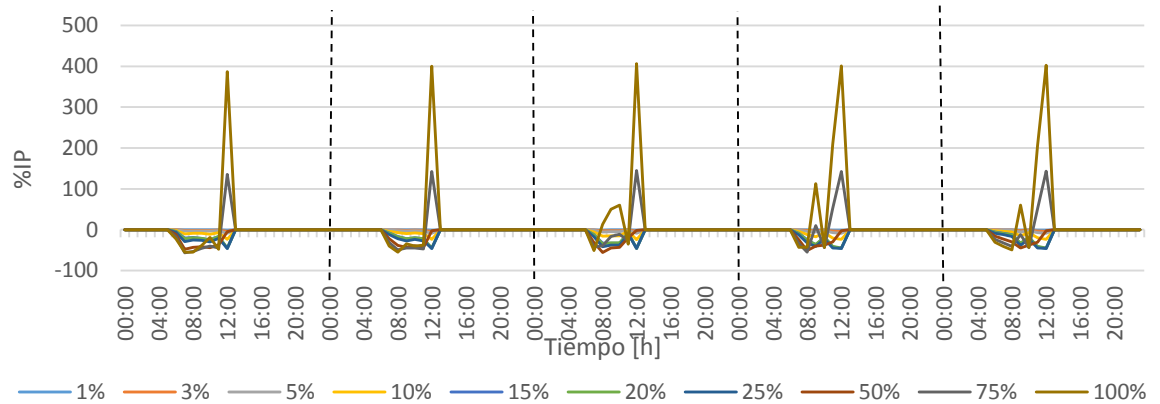


Anexo E. Gráficas de impacto en las pérdidas totales para los cinco escenarios en la semana de estudio.

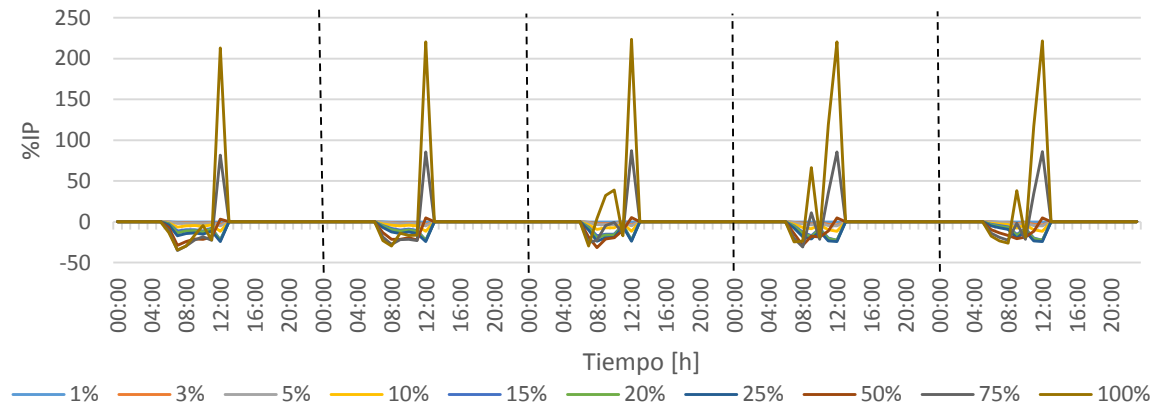
Escenario 1.



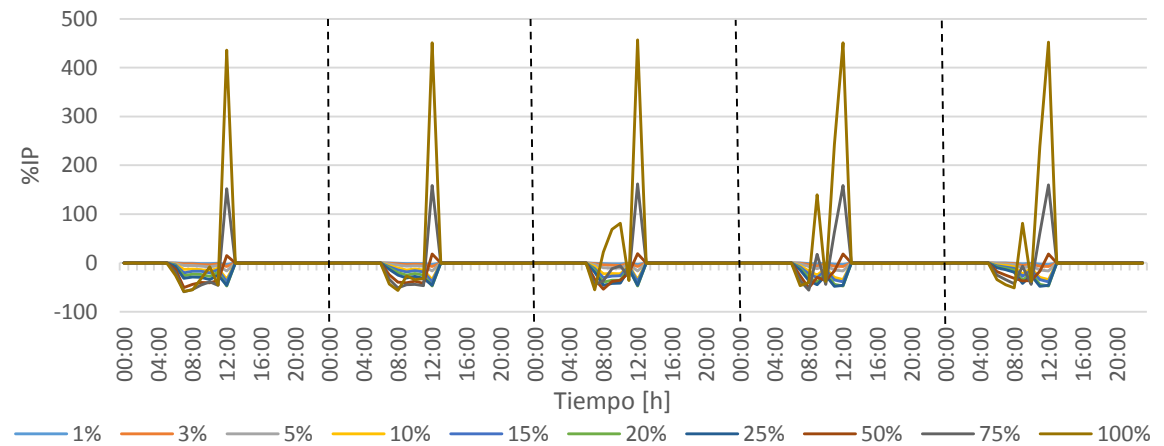
Escenario 2.



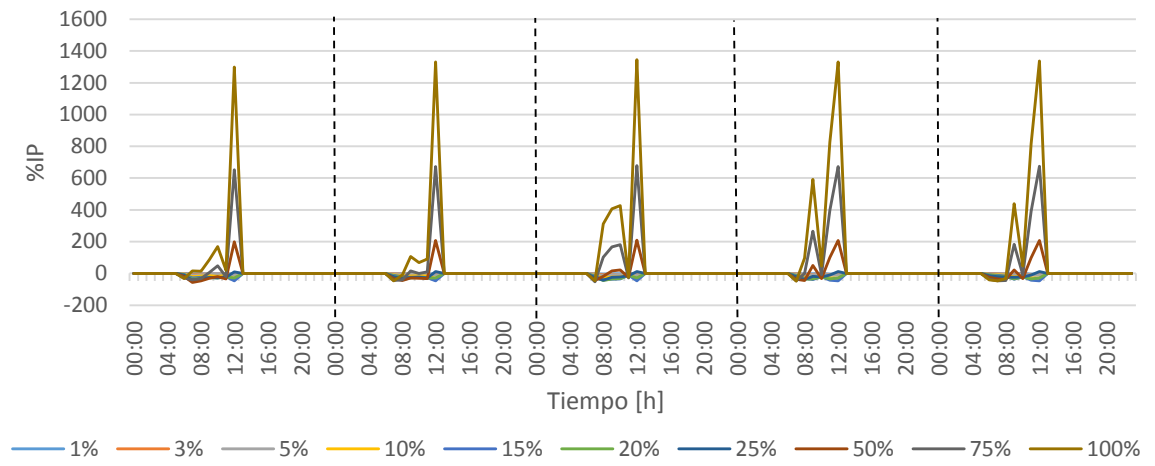
Escenario 3.



Escenario 4.

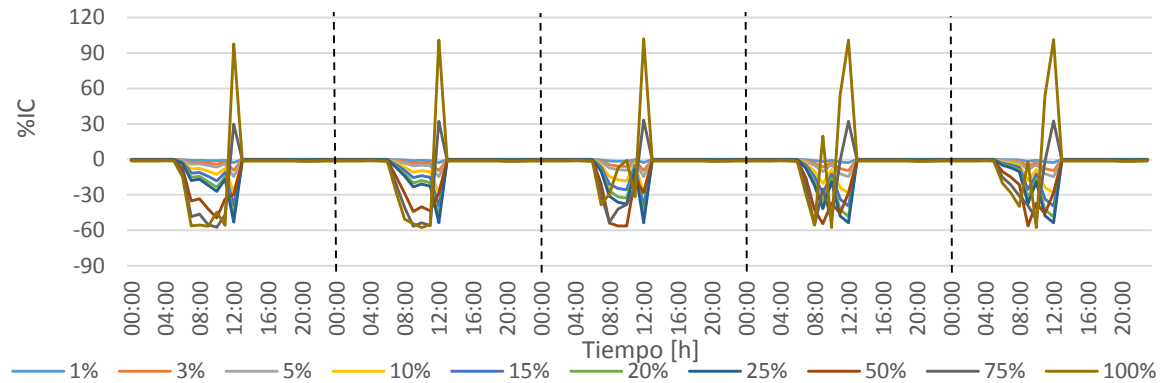


Escenario 5.

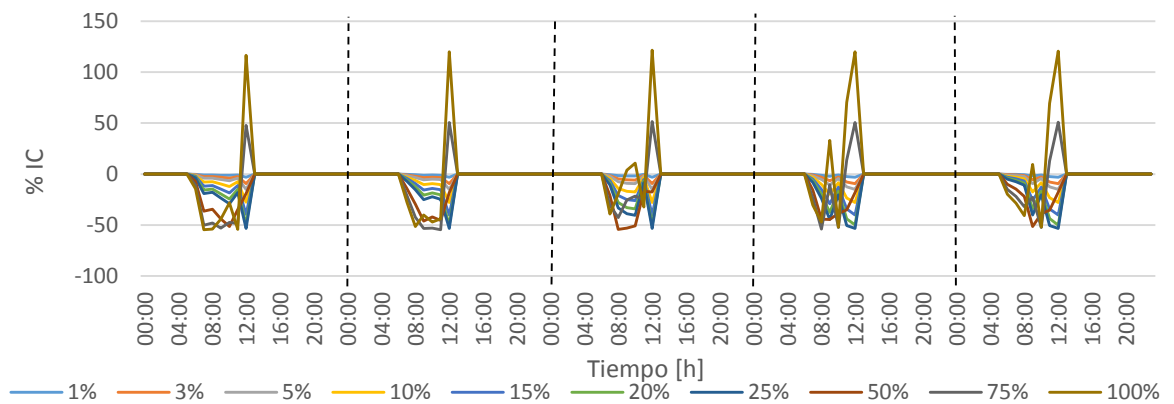


Anexo F. Gráficas de impacto en la cargabilidad del TRF para los cinco escenarios en la semana de estudio.

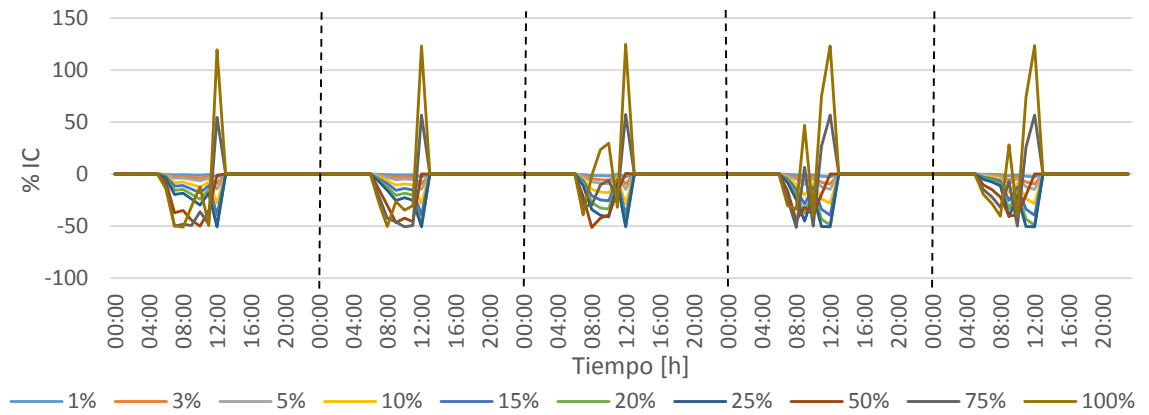
Escenario 1.



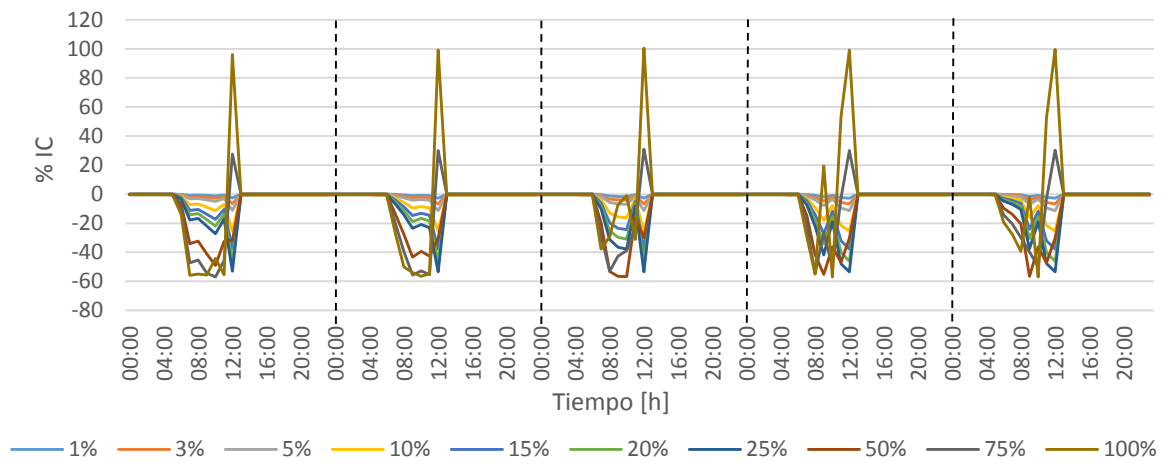
Escenario 2.



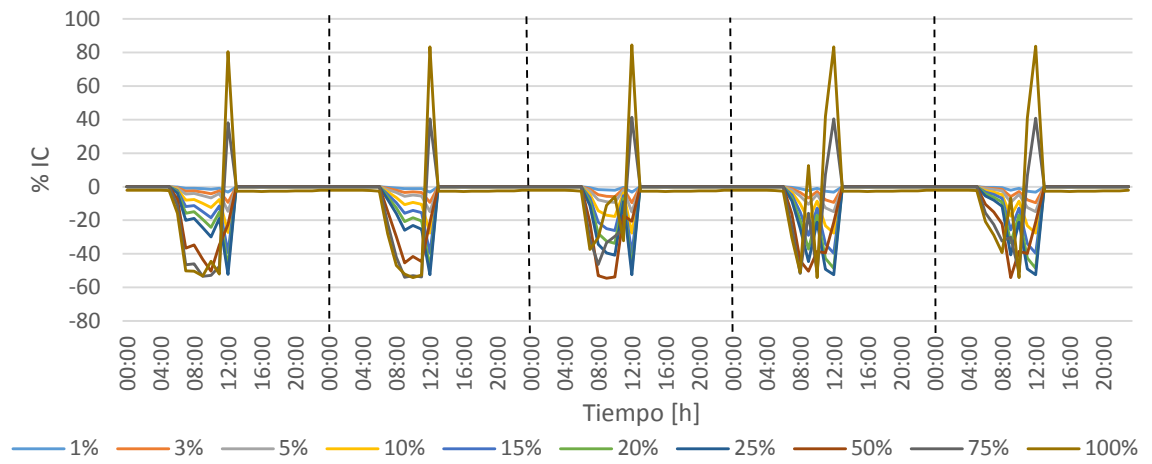
Escenario 3.



Escenario 4.

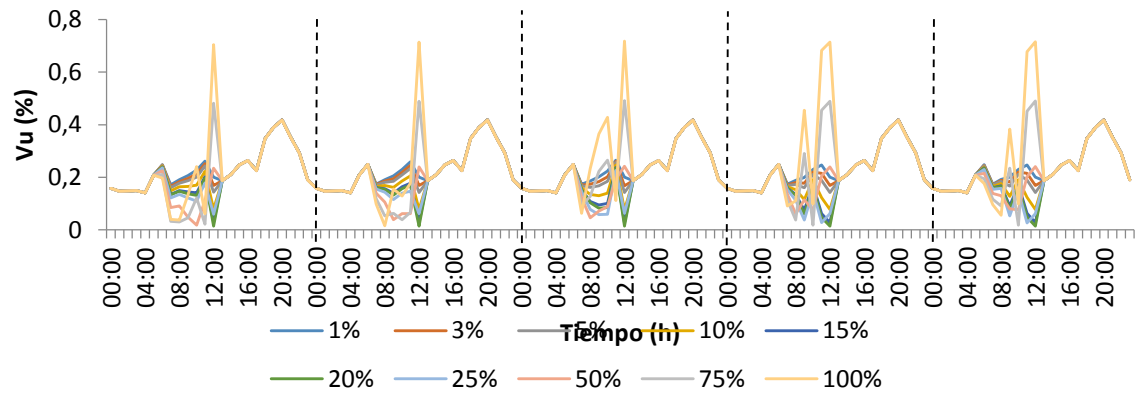


Escenario 5.

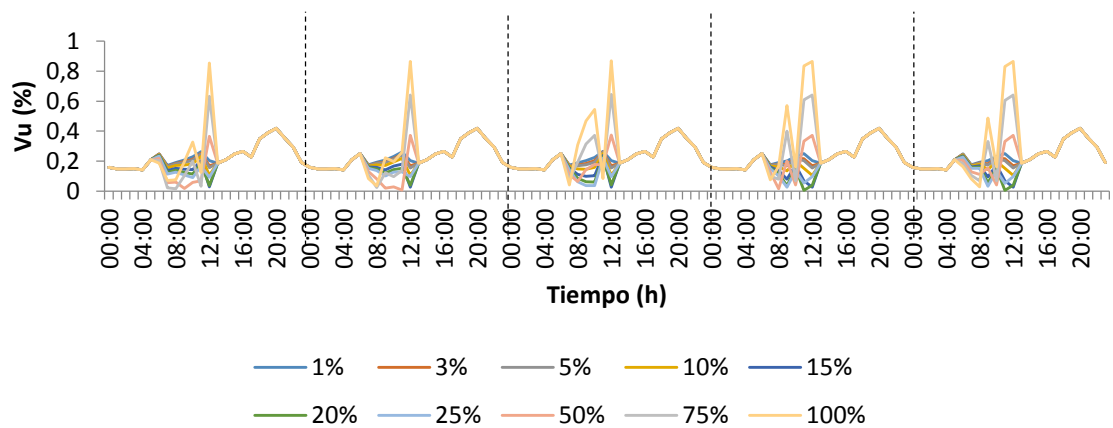


Anexo G. Gráficas de impacto en el desbalance en tensión para los cinco escenarios en la semana de estudio

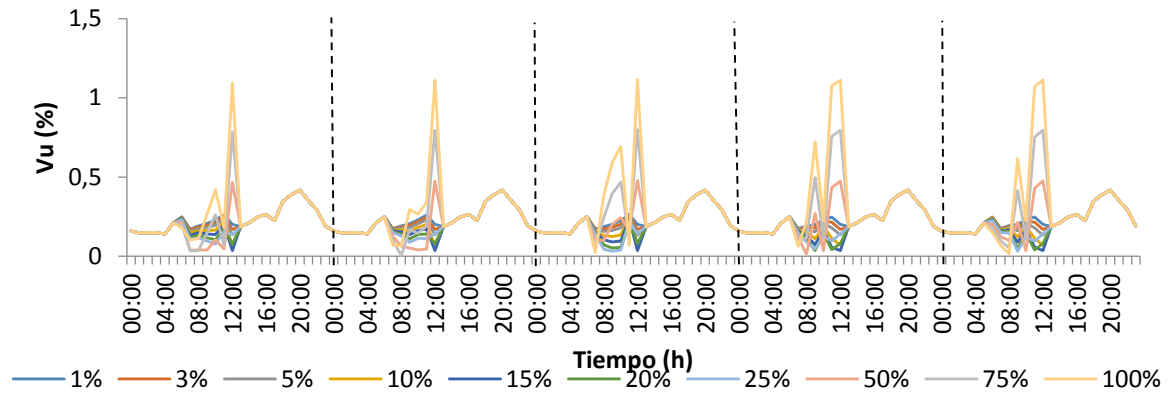
Escenario 1.



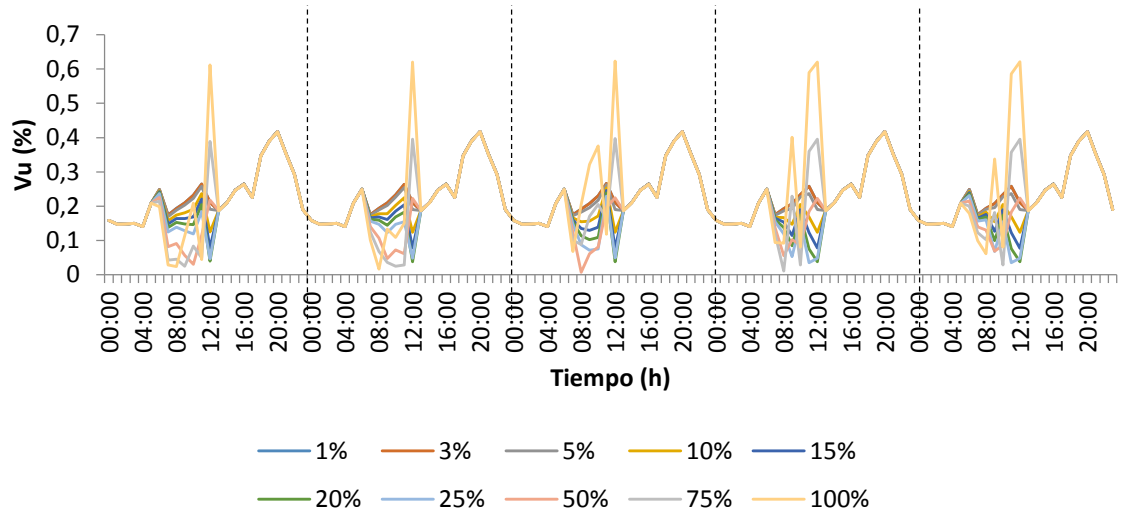
Escenario 2.



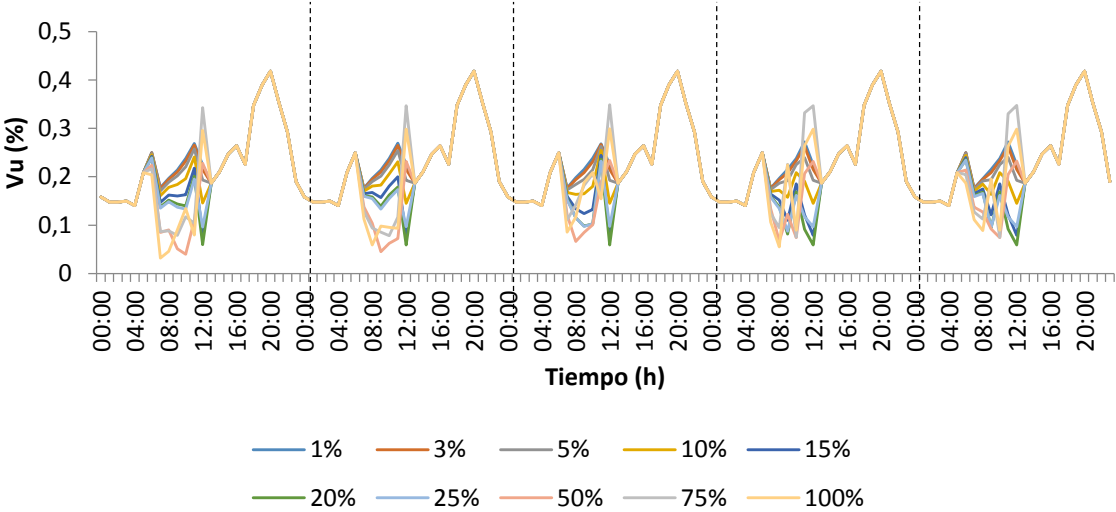
Escenario 3.



Escenario 4.

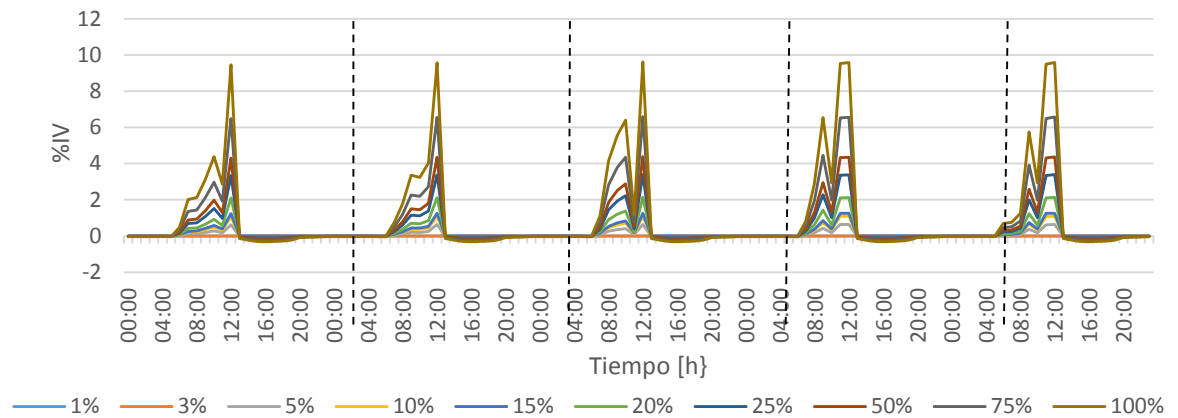


Escenario 5.

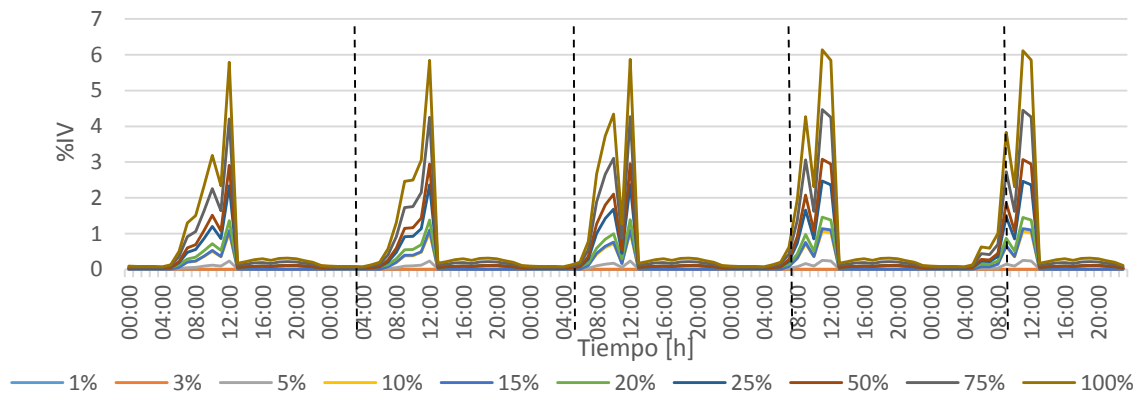


Anexo H. Gráficas de impacto en tensión en el nodo 1499394 para el Escenario 4.

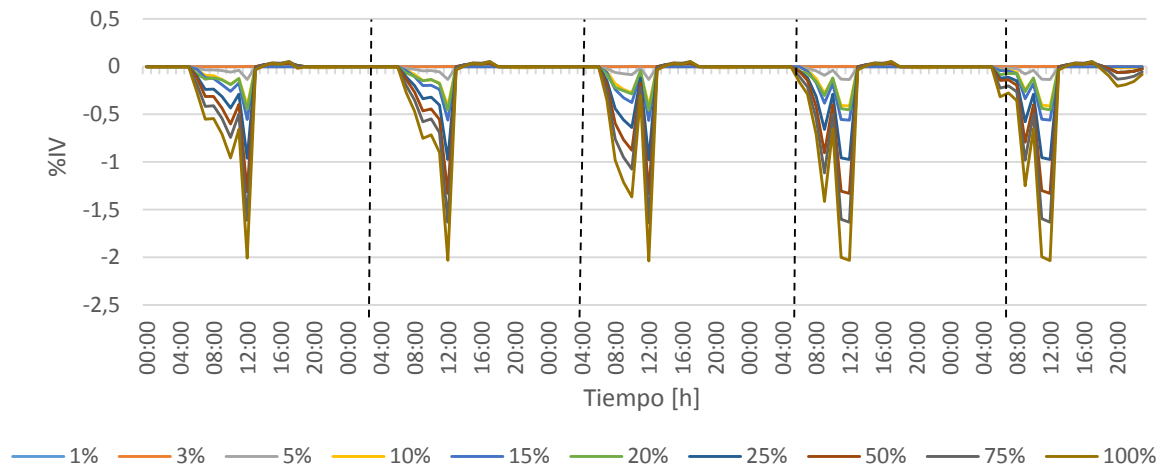
Impacto en la tensión de la Fase A en el nodo 1499378.



Impacto en la tensión de la Fase B en el nodo 1499378.

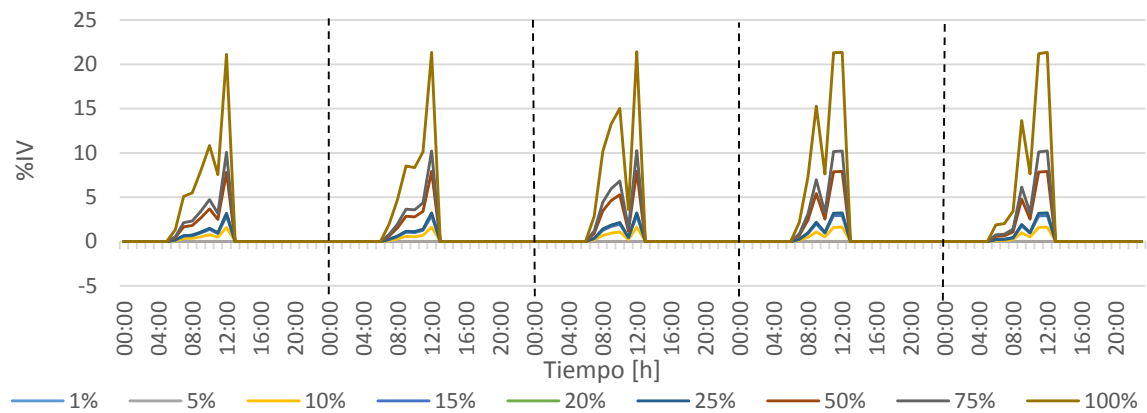


Impacto en la tensión de la Fase C en el nodo 1499378.

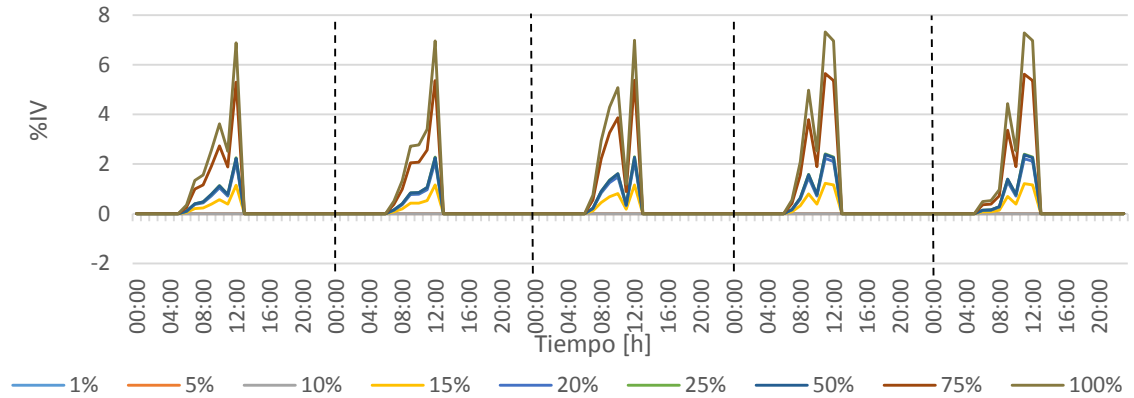


ANEXO I. Gráficas de impacto en tensión en el nodo 1555171 para el Escenario 5.

Impacto en la tensión de la Fase A en el nodo 1555171.



Impacto en la tensión de la Fase B en el nodo 1555171.



Impacto en la tensión de la Fase C en el nodo 1555171.

