

Análisis de la operación en estado estable de una red eléctrica de baja tensión con inyección de potencia de sistemas fotovoltaicos

Stable operation analysis of a low voltage power grid with power injection of photovoltaic systems

Juan Caballero-Peña^{1a}, Cristian Cadena-Zarate^{1b}, German Osma-Pinto^{1c}

¹ Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL), Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, Colombia.
Orcid: ° 0000-0001-9665-0267. Correos electrónicos: juan.caballero1@correo.uis.edu.co, critian.cadena1@correo.uis.edu.co, gealosma@uis.edu.co

Recibido: 28 noviembre, 2019. Aceptado: 25 mayo, 2020. Versión final: 23 julio, 2020.

Resumen

Este trabajo presenta el estudio de una red eléctrica de baja tensión en estado estable con inyección de potencia de sistemas fotovoltaicos (SFV), con el propósito de cuantificar el impacto a partir de indicadores asociados al valor eficaz, perfil de tensión, desbalance, pérdidas en los conductores y sentido de flujos de potencia. La red modelada fue estudiada para cinco escenarios de ubicación de SFV y diez porcentajes de inyección de potencia FV (1%, 3%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 50%, 75% y 100% de la capacidad nominal del transformador). Se realizó un análisis cuasi dinámico con pasos de una hora durante un año. Los resultados indican que el impacto producido en los parámetros eléctricos analizados depende del lugar y de la capacidad instalada de los autogeneradores FV; los porcentajes de inyección superiores al 50% son desfavorables para esta red en los cinco escenarios.

Palabras clave: sistema fotovoltaico; red de baja tensión; impactos; perfil de tensión; pérdidas de potencia.

Abstract

The aim of this work is to analyze a low-voltage power grid in steady-state with power injection of photovoltaic systems, in order to quantify the impact by means of indicators associated with the RMS value and voltage profile, voltage unbalance, losses in the conductors and direction of power flows. The power grid was studied for five 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). A quasy-dynamic analysis was performed with steps of one hour for a year. From the results, it can be deduced that the impact produced in the analyzed electrical parameters is related to the place and the installed capacity of the PV autogenerators. Injection percentages greater than 50% are unfavorable for the grid in the five scenarios.

Keywords: photovoltaic systems; low-voltage electricity grid; impacts; voltage profile; power losses.

ISSN impreso: 1657 - 4583. ISSN en línea: 2145 – 8456, **CC BY-ND 4.0** 

Como citar: J. Caballero-Peña, C. Cadena-Zarate, G. Osma-Pinto, “Análisis de la operación en estado estable de una red eléctrica de baja tensión con inyección de potencia de sistemas fotovoltaicos,” *Rev. UIS Ing.*, vol. 19, no. 4, pp. 89-102, 2020, doi: <https://doi.org/10.18273/revuin.v19n4-2020008>

1. Introducción

El cambio climático y la energía se encuentran relacionadas estrechamente; buena parte de los gases de efecto invernadero liberados a la atmósfera provienen del sector energético [1]. Además, el sistema eléctrico colombiano ha tenido crisis debido al fenómeno de El Niño en 1992, 1997 y 2016, reflejando que es débil ante este fenómeno natural. Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario fortalecer la matriz energética nacional, lo cual es posible con mayor instalación de energías renovables.

Pronósticos de la UPME [2] indican que los nuevos proyectos a ser agregados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el periodo 2015-2020 suman una capacidad superior a 1050 MW. Para el año 2030, las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) representarían 17.5% de la capacidad instalada del sistema, bajo el supuesto de una capacidad neta del SIN de 21 GW. Además, datos de la misma entidad evidencian que el 90% de proyectos recibidos durante el periodo 2016 – 2019 (fecha de corte mayo 31 de 2019) son de energía solar, siendo la tecnología de FNCER con mayor implementación [3].

La penetración de la energía solar fotovoltaica en los sistemas de distribución actuales puede ocasionar diversos efectos, los cuales han sido abordados en estudios [4]–[6] que describen y cuantifican la variación de factor de potencia, perfiles de tensión, potencia activa y reactiva, desbalance y distorsión armónica, entre otros.

Seme et al. [4] estudiaron el impacto de la integración de cuatro SFV en la calidad de la energía de una red de distribución, a partir de mediciones de distorsión armónica total. Encontraron que la inclusión de fuentes dispersas en la red con baja potencia de cortocircuito podría comprometer la calidad de voltaje. Pillai and Yaqoob [5] evaluaron el impacto técnico de la integración de un SFV de 1 MW en una red eléctrica de Bahrein. Hallaron que las pérdidas de energía se veían afectadas por la ubicación de los SFV y que había una reducción en la carga del alimentador a partir de la integración. Singh et al. [6] analizaron el impacto de la integración de SFV en una red de distribución IEEE de prueba de 13 nodos en términos del rendimiento de voltaje y las pérdidas en el sistema. Encontraron que bajos niveles de integración repercutían positivamente en la red al mejorar el perfil de voltaje y reducir las pérdidas globales de energía.

En Colombia, estudios que tratan el tema de impacto de los recursos de generación a base de FNCER en redes de distribución, generalmente usan modelos de redes internacionales balanceadas estándar [7] y en niveles de

media tensión [8], [9]. Correa et al. [9] plantearon un método de evaluación del impacto de la penetración de energía solar fotovoltaica sobre sistemas de distribución; observaron una disminución de pérdidas en el sistema ante el incremento de SFV. En cuanto a baja tensión, García et al. [10] evaluaron y cuantificaron el impacto de un sistema SFV de 9.8 kWp en la calidad de la energía (PQ) de la red de distribución de una edificación universitaria. Los resultados mostraron que los parámetros PQ se comportan de manera similar en las fases estudiadas, sin embargo, aclaran que estos no deben ser generalizados debido a las diferentes variables que pueden afectar una red eléctrica.

En estudios de impacto que se realizan en redes de BT conocidas y desbalanceadas se analizan parámetros dentro de límites predefinidos. La ubicación y la conexión de los SFV varían de manera aleatoria, los valores de demanda se definen previamente a partir de un promedio de consumo de los usuarios y las capacidades instaladas de generación son establecidas de acuerdo con valores típicos de SFV [11]. En otros casos, los escenarios de conexión y desbalance se estudian de manera desagregada [12] y las simulaciones de flujo de carga son llevadas a cabo únicamente ante esos escenarios o variaciones.

En este caso particular, se procura que el estudio permita extraer mayor cantidad de información disponible de la red al considerar simultáneamente el consumo y las fases de conexión reales de cada usuario. Asimismo, los SFV cambian de ubicación distribuyéndose por toda la red de acuerdo con cada escenario en la simulación, y la capacidad instalada de generación varía desde cero hasta que es equivalente a la capacidad del transformador (TRF). Por último, se aplican datos reales de irradiancia a simulaciones del tipo cuasi dinámico para un periodo de análisis de un año. Los resultados del estudio demuestran que cada fase se ve afectada de una manera distinta; además, los porcentajes de inyección inferiores al 50% de penetración mejoran considerablemente el desbalance en tensión y las pérdidas de potencia.

Este documento presenta la red eléctrica en estudio y la descripción del modelado (Sección 2), los escenarios definidos y los indicadores de análisis (Sección 3), el análisis de resultados (Sección 4) y, finalmente, las conclusiones de este trabajo.

2. Modelado de la red eléctrica

La red eléctrica de baja tensión (BT) de referencia corresponde a una red residencial del municipio de Bucaramanga, es radial y tiene un transformador ΔY trifásico tetrafilar que alimenta tres ramales por medio de

conductores de aluminio aislado TWH 1/0. El transformador tiene una capacidad de 112.5 kVA y alimenta 98 clientes. El diagrama unifilar de la red de 26 nodos se muestra en la Figura 1.

2.1. Características de la red

Los elementos que componen la red eléctrica son: un transformador trifásico de 112.5 kVA, 13.2 kV / 220 / 127 V, Dy5; 98 usuarios con factor de potencia 0.9; 42 luminarias de sodio de 70 W, 220 V, FP 0.98 inductivo; conductores entre postes en aluminio aislado ASC THW 1/0; conductores para luminarias en cobre aislado THW 12; acometidas de usuarios en cobre aislado THW 8; y la red externa de media tensión (MT) de 13.2 kV.

Las luminarias del alumbrado público ubicadas en los postes son bifásicas y son encendidas entre 6 p.m. y 6

a.m., lo que representa un consumo mensual de 25.2 kWh [13].

2.2. Modelado de las cargas

Los datos de potencia configurados en el software para cada una de las cargas corresponde al promedio de cinco meses de consumo. Los usuarios se modelaron como cargas generales de potencia constante; sin embargo, se varió la cantidad de potencia consumida en cada hora del día de acuerdo con las curvas de demanda diaria para cada tipo de usuario y estrato definidas en [14].

La red atiende 6 usuarios comerciales, 2 usuarios industriales y 90 usuarios residenciales de estratos 4 y 5, para un total de 98 clientes, a través de acometidas de tipo monofásica, bifásica trifilar y trifásica tetrafilar. La Figura 2 presenta las curvas de demanda para los usuarios de la red eléctrica [14], [15].

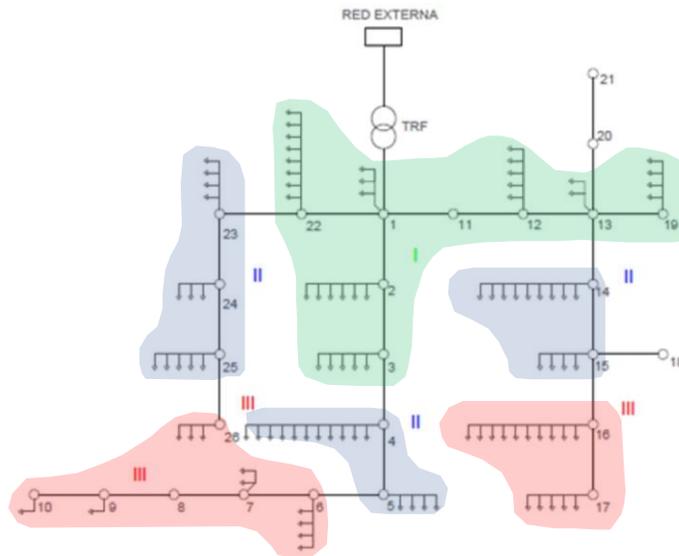


Figura 1. Diagrama unifilar de la red eléctrica. Fuente: elaboración propia.

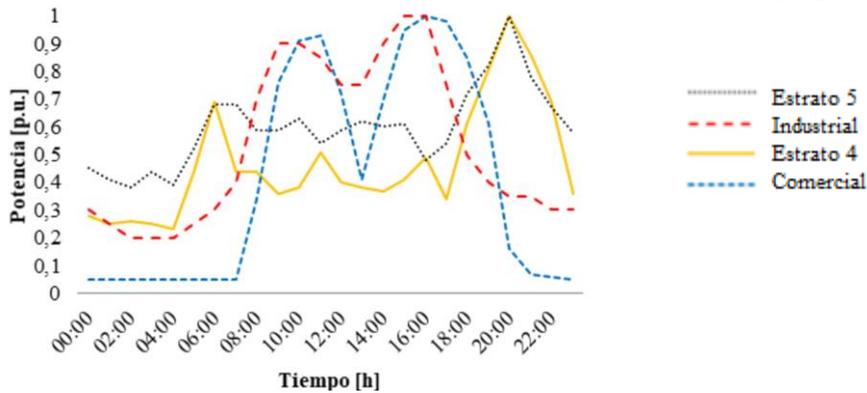


Figura 2. Curvas de demanda según el tipo de usuario. Fuente: elaboración propia.

2.3. Modelado de los sistemas fotovoltaicos

PowerFactory permite el modelado de sistemas fotovoltaicos de diversas maneras. Con el elemento *Sistemas PV* del programa se pueden modelar una serie de paneles conectados a un inversor.

El panel FV configurado en PowerFactory es la referencia CanadianSolar CS6P - 250P, policristalino, tensión de circuito abierto equivalente a 37.2 V, corriente de cortocircuito igual a 8.87 A, potencia nominal máxima de 250 W.

Como parámetros de entrada al software se requieren datos horarios de irradiancia solar y de temperatura durante un año, ubicación geográfica de la ciudad de Bucaramanga (latitud de 7.13° N y longitud de -73.12° O) y orientación de los módulos solares.

Garnica y Urbina [16] indican que el criterio de la latitud es utilizado para garantizar, en la medida de lo posible, la máxima generación FV. Éste define la inclinación del panel de acuerdo a la ubicación geográfica, tomando como valor la latitud, pero con dirección contraria. Para el caso de Bucaramanga la ubicación óptima se definió en 7.13° hacia el sur.

3. Escenarios e indicadores

El estudio consideró cinco escenarios de ubicación de los SFV en la red eléctrica para diez porcentajes de penetración FV (1%, 3%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 50%, 75% y 100%) según la capacidad del TRF (112,5 [kVA]). Para todos los casos el 1% corresponde a 3 paneles conectados, y luego se aumentó el número hasta llegar a los 450 paneles FV. Los SFV conservan la conexión de fases de la red de acuerdo con el tipo de usuario que corresponda.

Luego de conectar los SFV se simulan todos los escenarios, se extraen los datos y se realiza la comparación por medio de indicadores de valor eficaz de tensión, pérdidas de potencia activa, flujo inverso de potencia y desbalance.

3.1. Escenarios

A continuación, se describen los cinco escenarios, cantidad de autogeneradores (personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades) [7] por escenario. Además, la Tabla 1 sintetiza la información de los escenarios.

Escenario 1: se tienen 90 usuarios residenciales (monofásicos, bifásicos trifilares y trifásicos tetrafilares) en la red eléctrica de BT que se convierten en autogeneradores de potencia FV y se encuentran distribuidos en todo el sistema eléctrico.

Escenario2: los autogeneradores corresponden a todos los usuarios con un consumo mayor a 230 kWh/mes, dando como resultado 30 clientes que se encuentran distribuidos en toda la red eléctrica.

Escenario 3: los autogeneradores son los usuarios que se encuentran más cerca al nodo de baja del transformador de distribución (usuarios conectados a los 8 nodos agrupados en la Zona I en la Figura 1). En este escenario se tienen 30 usuarios que inyectan potencia; son el mismo número de clientes que en el escenario 2, aunque los autogeneradores son diferentes.

Escenario 4: los autogeneradores son aquellos clientes ubicados en la zona intermedia de los tres ramales (usuarios conectados a los 7 nodos agrupados en la Zona II en la Figura 1), por lo tanto, el número de usuarios que generan potencia FV es de 40.

Escenario 5: la inyección se produce en la cola de los tres ramales (usuarios conectados a los 8 nodos agrupados en la Zona III en la Figura 1), que corresponde a 25 clientes.

Tabla 1. Capacidad instalada (CI) y número de AGPE por escenario

%	# Paneles	CI [kW]	# AGPE				
			E1	E2	E3	E4	E5
1	5	1,25	3	3	3	3	3
3	14	3,50	7	7	7	7	7
5	23	5,75	12	12	12	12	12
10	45	11,25	23	23	23	23	23
15	68	17,00	34	30	30	34	25
20	90	22,50	45	30	30	40	25
25	113	28,25	57	30	30	40	25
50	225	56,25	90	30	30	40	25
75	338	84,50	90	30	30	40	25
100	450	112,50	90	30	30	40	25

Fuente: elaboración propia.

3.2. Indicadores de evaluación

Para el análisis de los datos obtenidos se requieren indicadores que permitan hacer una comparación de los parámetros de interés que se estudian en la red eléctrica de BT. Estos parámetros son el valor eficaz y perfil de tensión, pérdidas en los conductores, flujo inverso de

potencia activa y desbalance. Las variables de interés y las ecuaciones para su cálculo se relacionan en la Tabla 2.

Los indicadores perfil de tensión y pérdidas de potencia activa en los conductores se describen a partir de la siguiente ecuación [17]:

$$\%IX = \frac{X_{con GD}}{X_{sin GD}} - 1 \quad (1)$$

En donde la variable X es sustituida por V o P_{Loss} , según sea el indicador de tensión o pérdidas, respectivamente. Un valor negativo del indicador muestra que el parámetro estudiado disminuye cuando están conectados los SFV; un valor positivo indica que el valor aumenta y, un valor igual a cero, significa que los parámetros son iguales con y sin integración de SFV. Estas tres condiciones aplican de igual manera para el índice de error de cargabilidad. Con respecto al indicador de desbalance, a mayor valor significa mayor participación de la secuencia negativa.

Tabla 2. Indicadores de evaluación

Indicador [%]		Ecuación
Tensión	IV	$\frac{V_{con GD}}{V_{sin GD}} - 1$
Pérdidas de potencia activa	IP	$\frac{P_{Loss con GD}}{P_{Loss sin GD}} - 1$
Cargabilidad TRF	IC	$\frac{C_{con GD} - C_{sin GD}}{C_{sin GD}}$
Desbalance en tensión	Vu	$\frac{V^-}{V^+} * 100$

Fuente: elaboración propia.

4. Resultados

Este capítulo presenta el análisis de resultados obtenidos de la etapa de simulaciones. Específicamente, se analizó un intervalo de 5 días, del 10 al 14 de octubre de 2018.

La presentación de los resultados se realiza por escenario y de manera transversal; en el primero, se hace énfasis en el comportamiento de los parámetros para cada escenario y, en el segundo, se realiza una comparación entre escenarios de los parámetros estudiados.

4.1. Análisis de resultados particular

Los datos de las simulaciones para el análisis particular fueron registrados para cada hora durante los cinco días de la semana de estudio. 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. En cada escenario se presenta una figura que representa la síntesis de datos de los parámetros analizados; estos parámetros se expresan en porcentaje y los datos mostrados para los indicadores corresponden a las 12:00 m del primer día de la semana de estudio, debido a que a esa hora se produce mayor impacto por el pico de irradiación solar.

4.1.1. Resultados escenario 1

El valor eficaz de la tensión en la Fase A tiene un impacto negativo en el nodo del TRF, alcanzando el -0.2% al mediodía. La tensión en la Fase B presenta un aumento en horas de la mañana, pero disminuye hasta 0.1% al aumentar el porcentaje de penetración FV en horas de alta irradiación solar. La Fase C tiene un aumento en la tensión en el nodo del TRF cuando se conectan los paneles FV; este aumento es proporcional a la capacidad instalada de generación FV. En general, la tensión no es afectada considerablemente durante este escenario, dado que, los 90 autogeneradores FV se encuentran dispersos en la red eléctrica.

Cuando los SFV suplen la demanda del usuario las pérdidas disminuyen, por ejemplo, para el 25% de inyección las pérdidas de potencia disminuyen en 50%; sin embargo, cuando hay entrega de excedentes por parte de los autogeneradores, incrementa la corriente en los tramos de la red. La mayor inyección de potencia FV al sistema se presenta al medio día, lo que aumenta las pérdidas en alrededor de 230% para el mayor porcentaje de generación FV, esto, debido al flujo inverso y a que la corriente entregada debe recorrer varios tramos de conductor.

Para el caso del 100% de la capacidad instalada de generación, el indicador de cargabilidad del TRF, 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 carga aumente y alcance un valor del indicador de más del 90%, tal como se muestra en la Figura 3.

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.

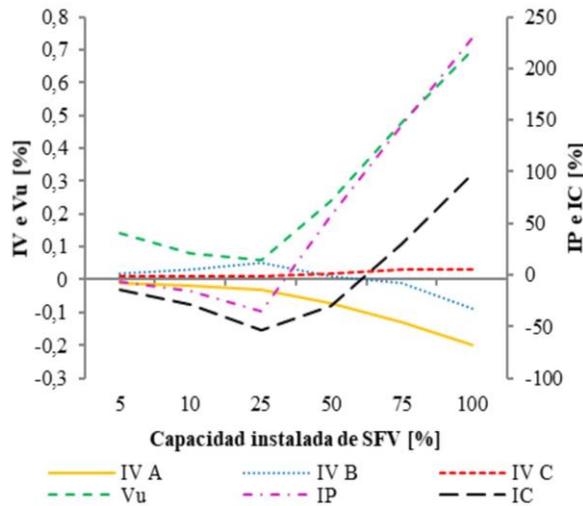


Figura 3. Datos del escenario 1. Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Resultados escenario 2

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 al Escenario 1. Por ejemplo, en la Fase A el valor del indicador de tensión alcanza un valor de aproximadamente -0,21% para el 100% de los paneles FV conectados.

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

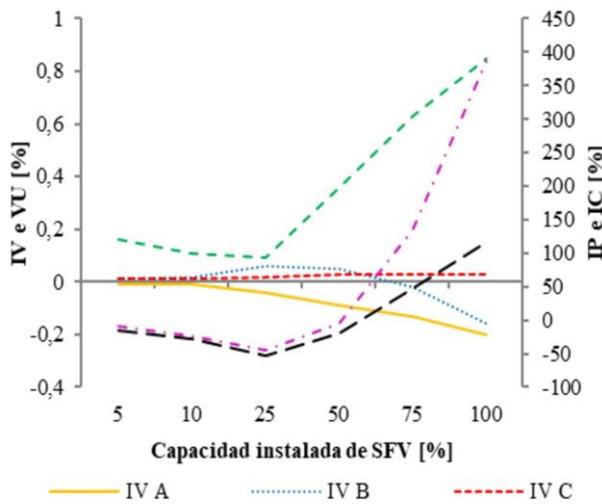


Figura 4. Datos del escenario 2. Fuente: elaboración propia.

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 380%.

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 Figura 4. 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.

4.1.3. Resultados escenario 3

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.

El indicador de pérdidas de potencia toma valores de hasta -50%, lo que indica una reducción 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, 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.

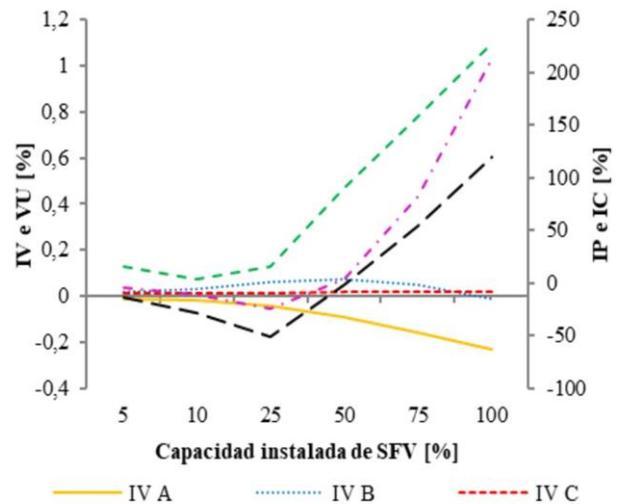


Figura 5. Datos del escenario 3. Fuente: elaboración propia.

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.

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 Figura 5. Esto muestra que cuanto más cerca del TRF esté concentrada la generación, mayor es el desbalance en ese nodo.

4.1.4. Resultados escenario 4

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 sufre a la carga con mayor consumo en ese nodo, proporcionando una mejora en la tensión en la Fase A en ese punto.

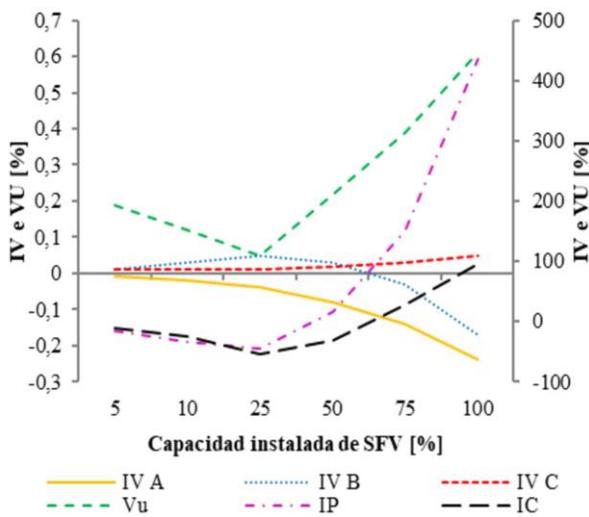


Figura 6. Datos del escenario 4. Fuente: elaboración propia.

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 de generación FV del 100% (ver Figura 6), ya que la potencia que fluye en sentido inverso debe recorrer los tramos desde la conexión de los autogeneradores FV hasta el transformador.

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 visto cuando los autogeneradores están alejados es menor que cuando todos están cercanos a él.

4.1.5. Resultados escenario 5

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. 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.

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.

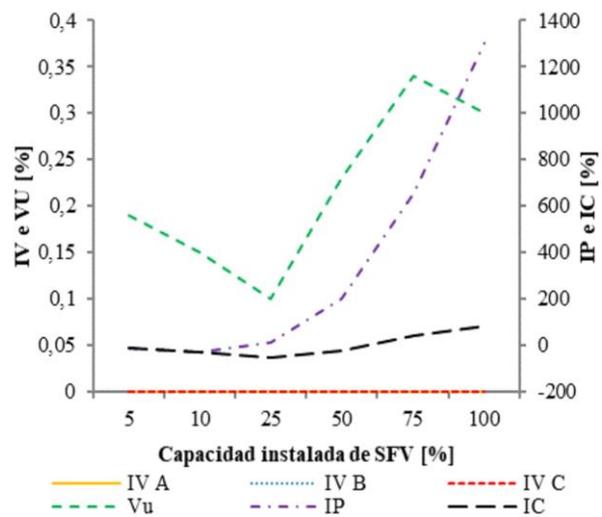


Figura 7. Datos del escenario 5. Fuente: elaboración propia.

En horas de 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 Figura 7) 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 es el impacto durante el mediodía.

Cuando los autogeneradores se encuentran ubicados en una zona lejana a donde se encuentra el TRF en la red, el desbalance visto 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.

4.2. Análisis de resultados transversal

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, esta decisión se fundamenta en los resultados del análisis particular, pues se encontró que los indicadores se comportan de manera similar durante los cinco días (las curvas de demanda 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 el lunes para realizar una comparación de los resultados entre escenarios.

Adicionalmente, se presentan los resultados de pérdidas de energía anuales, impacto en tensión visto en los nodos del ramal central de la red y el histograma con las horas de flujo inverso de potencia hacia la red de media tensión.

4.2.1. Impacto en la tensión

La Figura 8 muestra el impacto en tensión para cada fase visto en el TRF y 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 del 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 al 0.2%. Estos 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 debe a que los excedentes de potencia a 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.

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. Los resultados se muestran en la Figura 9.

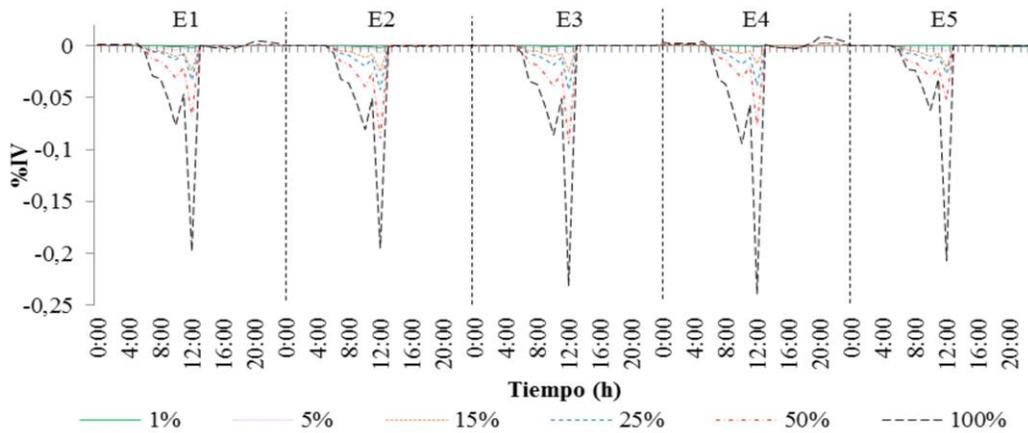
4.2.3. Impacto en la cargabilidad del transformador

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%.

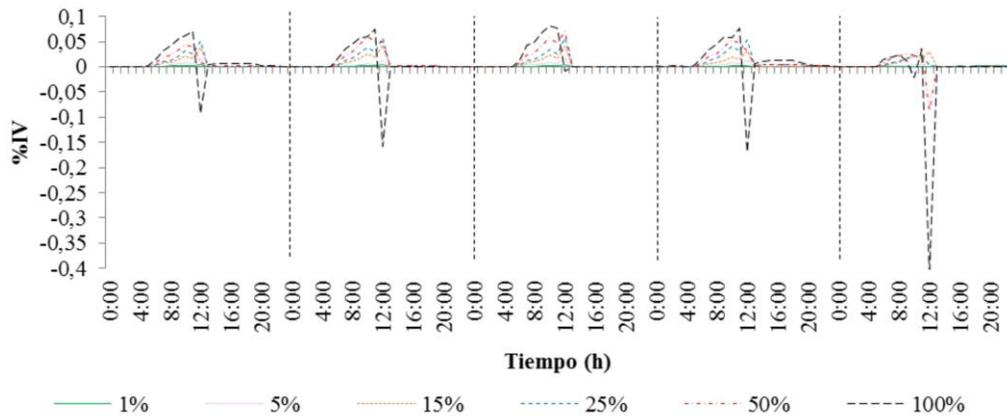
La Figura 9 relaciona las pérdidas en los conductores, que, junto con la cargabilidad del TRF, se ven afectadas cuando hay excedentes de potencia. Entre más lejos esté el punto de inyección de potencia del SFV, las pérdidas en los conductores van a ser mayores, pero la cargabilidad se va a ver menos 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

4.2.4. Impacto en el desbalance en tensión

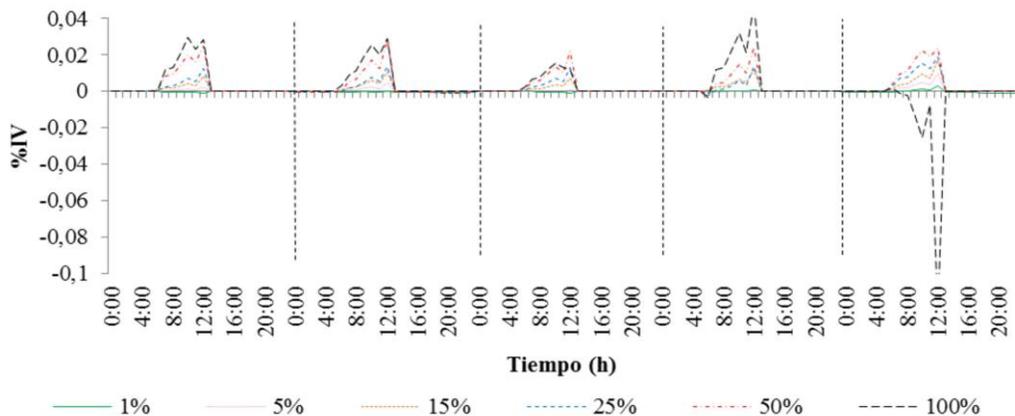
En todos los escenarios, el desbalance se reduce cuando los SFV están conectados, excepto para porcentajes superiores e iguales al 50%, donde puede tomar valores de hasta 1%.



(a) Impacto en la tensión de la Fase A



(b) Impacto en la tensión de la Fase B



(c) Impacto en la tensión de la Fase C

Figura 8. Impacto en las tensiones de las tres fases en el nodo del TRF durante un día para los cinco escenarios. Fuente: elaboración propia.

La Figura 10 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 aproximadamente de 0.3%. Cuando los generadores están distribuidos, el desbalance máximo está alrededor del 0.7%.

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%.

Los resultados se presentan en la Figura 11.

4.2.6. Impacto en la tensión de fase vista por nodo

Las figuras 12, 13 y 14 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 1 el nodo donde se encuentra ubicado el transformador y el 10 el nodo más alejado de éste.

La Figura 12 permite observar que hay un impacto positivo sobre la tensión de la Fase A en todos los nodos, esto 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%.

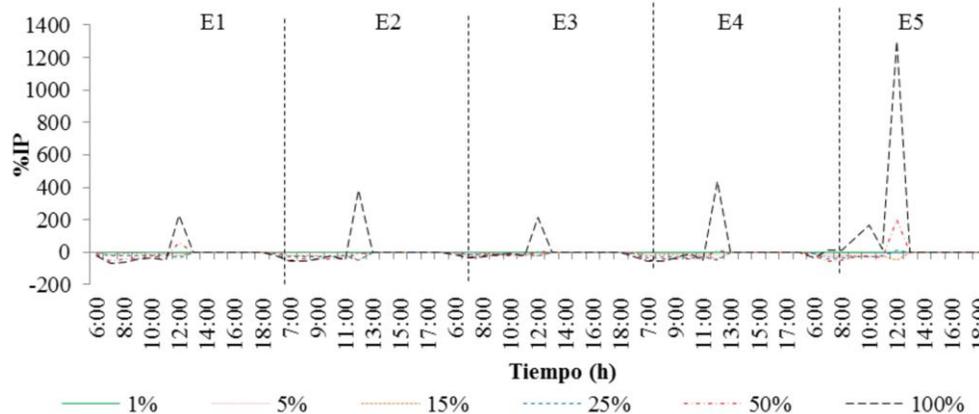


Figura 9. Impacto en las pérdidas de potencia totales durante un día para los cinco escenarios. Fuente: elaboración propia.

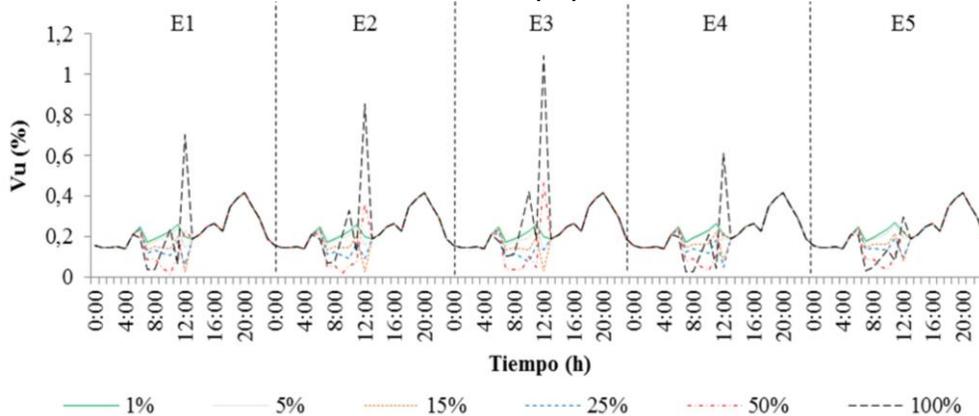


Figura 10. Impacto en el desbalance en tensión para el nodo del TRF durante un día para los cinco escenarios. Fuente: elaboración propia.

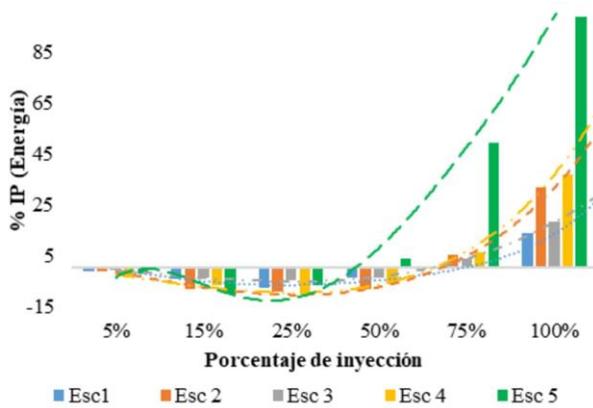


Figura 11. Impacto en las pérdidas de energía anuales. Fuente: elaboración propia.

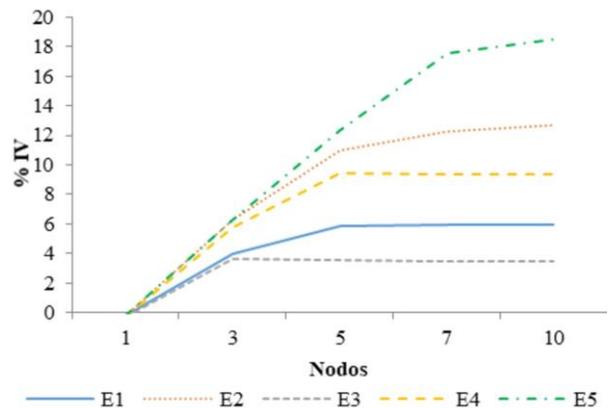


Figura 12. Impacto en la tensión de la Fase A por nodos. Fuente: elaboración propia.

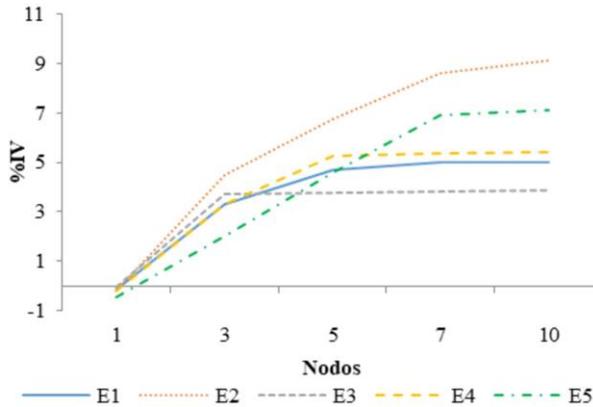


Figura 13. Impacto en la tensión de la Fase B por nodos. Fuente: elaboración propia.

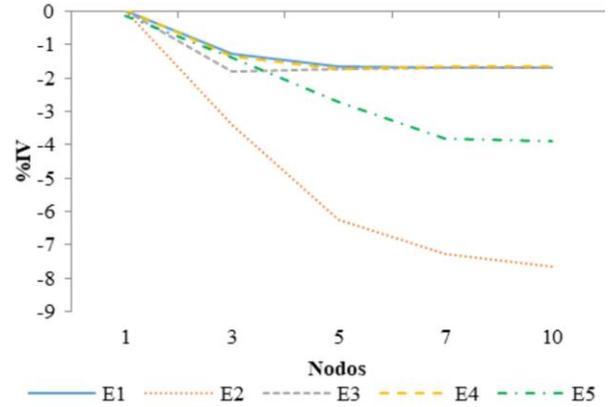


Figura 14. Impacto en la tensión de la Fase C por nodos. Fuente: elaboración propia.

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 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. El impacto varía en cada fase de tensión para cada nodo; 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, con autogeneradores distribuidos a toda la red, se puede observar que el impacto en la tensión aumenta cuando se tiene un menor número de autogeneradores con mayor capacidad instalada de SFV.

5. Conclusiones

El impacto producido en el perfil de tensión es diferente en cada fase del sistema debido al desbalance de la red eléctrica de BT. El impacto no es significativo cuando la generación FV es dispersa; sin embargo, aumenta a medida que el número de autogeneradores se reduce.

Otro caso analizado es la generación FV concentrada, que presenta impactos relevantes en el Escenario 5 al mediodía y para el 100% de la capacidad instalada FV, con un %IV de 22% para la Fase A, 7% para la Fase B y -4% para la Fase C.

Las pérdidas de potencia activa en los conductores presentan valores significativos en los diferentes escenarios para los porcentajes 75% y 100%. El Escenario 5 contiene las mayores pérdidas de potencia, debido a que los excedentes entregados a partir del 50% de generación FV deben recorrer mayor longitud 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.

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.

Se observa una relación entre las pérdidas, desbalance y cargabilidad analizados por escenario. La tendencia de cada parámetro es similar en los cinco escenarios, alcanzando el mínimo para el 25% de la capacidad instalada de SFV. Para porcentajes mayores al 25% se mantiene un crecimiento proporcional a la inyección de potencia, aunque el crecimiento depende de la escala de cada indicador. Para el índice de valor de tensión por fase se observa un comportamiento similar en cada escenario para el nodo del transformador. Las fases A y B tienden a tener un decrecimiento en el índice de valor eficaz, en cambio, la fase C tiende a crecer en los cinco escenarios. Las fases A y B alcanzan valores más altos en su indicador de tensión. También se observa una inflexión en ese indicador que acelera el impacto en el 25% de la penetración FV.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones y la Vicerrectoría de Investigación y Extensión de la Universidad Industrial de Santander – UIS (Proyectos 2433 y 8593), y al Departamento Administrativo de

Ciencia y Tecnología – COLCIENCIAS por el apoyo brindado al proyecto (Contrato No. 80740-191-2019).

Referencias

- [1] IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, “Inventario Nacional y Departamental de Gases de Efecto Invernadero - Colombia”, en *Tercera Comunicación Nacional del Cambio Climático*, Bogotá D.C., Colombia, 2016.
- [2] UPME, “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.”, Bogotá D.C., Colombia: La imprenta editores, 2015.
- [3] UPME, “Informe mensual - solicitud de certificación de proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE) - Incentivos LEY 1715 DE 2014,” 2019.
- [4] S. Seme, N. Lukač, B. Štumberger, M. Hadžiselimović, “Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks”, *Energy*, vol. 139, pp. 1261-1266, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.088
- [5] G. Pillai, H. Y. Naser, “Assessing the technical impact of integrating largescale photovoltaics to the electrical power network of Bahrain”, *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 20, pp. 78-87, 2017, doi: 10.1016/j.seta.2017.02.019
- [6] R. Singh, P. Tripathi, K. Yatendra, “Impact of Solar Photovoltaic Penetration In Distribution Network”, en *3rd Int. Conf. Recent Dev. Control. Autom. Power Eng. RDCAPE 2019*, pp. 551-556, doi: 10.1109/RDCAPE47089.2019.8979014
- [7] Universidad Tecnológica de Pereira, Centro de Energía - Universidad de Chile, C. de E.-U. de Chile, “Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”, en *Comision de Regulación de Energía y Gas (CREG)*, 2019, pp. 111.
- [8] S. Montoya Salazar, W. Valenzuela Idarraga, “Impacto de la generación fotovoltaica en un sistema de distribución local”, trabajo de grado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [9] C. Adrián, C. Flórez, G. Alberto, M. García, A. Felipe, P. Hernández, “Impacto de la penetración de la energía solar fotovoltaica en sistemas de distribución: estudio bajo supuestos del contexto colombiano”, *Tecnura*, vol. 20, no. 50, pp. 85-95, 2016, doi:

10.14483/udistrital.jour.tecnura.2016.4.a06

[10] M. Garcia-Rodriguez, J. Moreno-Vargas, G. Osma-Pinto, C. Duarte-Gualdron, “Study of the impact of grid connected PV system on PQ through a comparative analysis by scenarios”, en *IEEE Work. Power Electron. Power Qual. Appl. PEPQA 2019*, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEPQA.2019.8851557

[11] D. W. Almeida, A. H. M. S. M. S. Abeysinghe, J. B. Ekanayake, “Analysis of rooftop solar impacts on distribution networks”, *Ceylon J. Sci.*, vol. 48, no. 2, pp. 103-112, 2019, doi: 10.4038/cjs.v48i2.7614

[12] N. I. Zolkifri, C. K. Gan, A. Khamis, K. A. Baharin, M. Y. Lada, “Impacts of residential solar photovoltaic systems on voltage unbalance and network losses”, en *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, 2017, pp. 2150–2155, doi: 10.1109/TENCON.2017.8228216

[13] H. C. Pineda, N. C. Báez, M. A. Boada, “Cálculo y diseño eléctrico para la remodelación de las redes de media, baja tensión y alumbrado público del barrio san pedro claver (bucaramanga santander)”, tesis doctoral, Universidad Industrial de Santander, 2012.

[14] ESSA, “Normas para Cálculo y Diseño de Sistemas de Distribución.” Electrificadora de Santander S.A.E.S.P., 2014.

[15] S. Ramirez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Segunda ed. Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, 1995.