

VALORACIÓN DE PROGRAMAS DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE POTENCIA CONSIDERANDO PERFIL DE TENSIONES Y SEGURIDAD

Carlos Andrés Tamayo ¹, Martín Miguel Sánchez Mora ², Jesús María López Lezama ³

¹ Carlos Andrés Tamayo: Estudiante de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia, e-mail: carlosa.tamayo@udea.edu.co

² Martín Miguel Sánchez Mora: Estudiante de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia, e-mail: martin.sanchez@udea.edu.co

³ Jesús María López Lezama: Doctor en Ingeniería Eléctrica, Docente del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia, e-mail: jmaria.lopez@udea.edu.co

RESUMEN

En este artículo se presenta una metodología para valorar programas de implementación de generación distribuida (GD) en sistemas de potencia. La valoración de los programas se hace a través de diferentes índices que consideran la cargabilidad y el perfil de tensión de la red ante diferentes escenarios operativos. Adicionalmente, se considera el efecto de contingencias simples (criterio N-1). Inicialmente los índices se usan para diagnosticar el sistema e identificar elementos y escenarios operativos críticos. Posteriormente, se evalúa el efecto de la implementación de programas de GD en la red cuando esta se reparte de forma uniforme y cuando se ubica en los nodos críticos identificados en el caso base. Se realizaron varias pruebas en los sistemas IEEE de 24 y 57 barras. Los resultados muestran que la GD conduce a una importante reducción de la criticidad de líneas y escenarios operativos cuando se ubica en nodos estratégicos.

Palabras clave: Sistemas de potencia, contingencias, generación distribuida.

Recibido: 11 de Octubre de 2018. Aceptado: 18 de Marzo de 2019

Received: October 11, 2018 Accepted: March 18, 2019

ASSESSMENT OF DISTRIBUTED GENERATION IMPLEMENTATION PROGRAMS IN POWER SYSTEMS

ABSTRACT

This paper presents a methodology for the assessment of distributed generation (DG) implementation programs in power systems. The assessment of such programs is performed through different indexes that consider the chargeability and voltage profile of the network under different operative scenarios. Additionally, the effect of simple contingencies (N-1 criterion) was taken into account. Initially, the indexes are used to diagnose the system and identify critical elements and scenarios. Subsequently, the effect of the implementation of DG programs in the network is evaluated when it is distributed uniformly and when it is located in the critical nodes identified in the base case. Several tests were performed on the IEEE 24 and 57 bus test systems. Results show that DG leads to an important reduction of the criticality of both lines and operative scenarios when located in strategic nodes.

Keywords: Power systems, contingencies, distributed generation.

Cómo citar este artículo: C. Tamayo, M. Sánchez, J. López, "Valoración de programas de implementación de generación distribuida en sistemas de potencia considerando perfil de tensiones y seguridad", Revista Politécnica, vol. 15, no.28 pp.63-75, 2019. DOI: <https://doi.org/10.33571/rpolitec.v15n28a6>

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia juegan un papel fundamental en la industria moderna. Garantizar el suministro de la creciente demanda de energía eléctrica, cumpliendo con los niveles de calidad y confiabilidad especificados por el ente regulador, ha sido el principal reto de los planeadores de los sistemas de potencia [1]. En la actualidad, crecientes restricciones económicas y socio-ambientales retrasan y, en ocasiones, imposibilitan la construcción de nuevas líneas de transmisión y proyectos de generación; haciendo que los sistemas de potencia operen cada vez más cerca de sus límites. En este contexto, es conveniente que el planeador cuente con herramientas que le permitan identificar señales de alerta en su red, como el caso de demanda no atendida ante la salida de operación de un circuito o escenarios operativos que comprometan severamente el sistema. Adicionalmente, los planeadores y operadores de red deben tener en cuenta situaciones emergentes que impactan el sistema, como es el caso de la generación distribuida (GD). La GD puede interpretarse como la generación a pequeña escala, en la red de distribución o cerca a los centros de consumo. Las tecnologías más comunes de GD incluyen pequeñas centrales hidroeléctricas, energía solar fotovoltaica, turbinas a gas, turbinas eólicas y microturbinas [2].

Existen numerosos estudios sobre la implementación de programas de GD en sistemas de transmisión y distribución. En [3] se presenta una metodología de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD para control de reactivos. En este caso los autores consideran sistemas fotovoltaicos en una red de distribución con el objetivo de minimizar las variaciones de tensión en la red. En [4] se presenta un método analítico para ubicar GD en redes de distribución con el objetivo de minimizar pérdidas de potencia activa. En [5] y [6] también se presentan métodos analíticos para la ubicación óptima de GD en redes de distribución. La ventaja de este tipo de métodos es que son fáciles de implementar; sin embargo, recurren a simplificaciones de la red que pueden llevar a resultados poco aplicables para sistemas reales. En [7] se presenta un estudio para la ubicación óptima de GD en sistemas de distribución radiales. En este caso los autores consideran incertidumbre en la generación y la demanda y resuelven el problema de ubicación óptima mediante un algoritmo genético especializado. En [7] y [8] también se recurre a este tipo de algoritmos para ubicar y dimensionar GD en

sistemas de distribución. En [9] se propone un algoritmo híbrido para la ubicación de GD y se presenta una comparación con otras técnicas metaheurísticas. En [10] se explora una propuesta basada en programación binivel para determinar la ubicación y el precio de contrato óptimo de GD en sistemas de distribución. La literatura técnica referente a estudios de GD es muy extensa. Una revisión bibliográfica sobre los impactos de la GD y los métodos para su correcta ubicación y dimensionamiento puede ser consultada en [11] y [12].

A diferencia de los trabajos mencionados anteriormente, en este artículo no se exploran metodologías de ubicación o dimensionamiento óptimo de GD. En lugar de esto, se presenta una metodología para evaluar el impacto de eventuales programas de masificación de GD en sistemas de potencia. Para ello se parte de la hipótesis de que la GD puede ser representada como una reducción de la demanda neta desde el punto de vista de la red de transmisión [13]. El análisis se realiza desde el punto de vista estacionario y no se considera de forma explícita la variación horaria de la generación; en lugar de esto, se definen diferentes escenarios operativos en función de la generación centralizada disponible en el sistema. Las variaciones en la disponibilidad de generación centralizada se pueden dar por aspectos del mercado (estrategias de los competidores en ofertas de cantidad), restricciones operativas del sistema o limitación de recursos. Adicionalmente, se considera la confiabilidad del sistema ante contingencias N-1; es decir, se evalúa la capacidad del sistema de operar, respetando límites operativos, ante la salida de cualquier línea o transformador. El impacto de los programas de GD es cuantificado mediante la definición de diferentes índices que consideran la operación del sistema en los estados de pre y post-contingencia para diferentes escenarios operativos. Inicialmente, se hace un diagnóstico del sistema en cuanto al impacto de diferentes contingencias sobre los escenarios operativos definidos. Posteriormente, se identifican los escenarios y contingencias más críticas y se definen programas de implementación de GD para evaluar su impacto. Los resultados en los sistemas IEEE de 24 y 57 barras muestran que el promedio de líneas sobrecargadas y perfiles de tensión por debajo de los límites de operación segura del sistema, ante contingencias, se reducen de manera importante cuando se implementan programas de GD, especialmente si esta es ubicada en los nodos críticos del sistema previamente identificados.

2. METODOLOGÍA

La GD puede tener diferentes impactos en los sistemas de potencia que dependen de su correcta ubicación y dimensionamiento. Estos impactos han sido ampliamente discutidos en la literatura técnica e incluyen el mejoramiento del perfil de tensiones, la minimización de pérdidas y el aplazamiento de inversiones [14]. En este artículo se hace énfasis en dos aspectos primordiales: la confiabilidad y el perfil de tensiones en operación normal y bajo contingencias simples. Para ello se definen cuatro índices: 1) violación del límite de cargabilidad por línea, 2) violación del límite de cargabilidad promedio por escenario, 3) violación del límite de tensión por nodo y 4) violación del límite de tensión promedio por escenario.

Inicialmente se utilizan los cuatro índices como diagnóstico del sistema para valorar la criticidad de líneas y nodos, con respecto a sobrecargas y sub-tensiones post-contingencia, respectivamente. Posteriormente, se evalúa el impacto de la implementación de programas de GD en el sistema calculando nuevamente los índices una vez la GD se haya incorporado en la red. La selección óptima de los nodos donde ubicar la GD está fuera del alcance de este artículo. Por otro lado, la ubicación y porcentaje de participación de la GD obedece a diferentes factores que incluyen criterios técnicos y económicos del planeador, como también respuesta a incentivos por parte de los entes reguladores. Por simplicidad, la GD se ha modelado de forma determinista, como una inyección de potencia negativa en los nodos de carga. Las especificidades de las diferentes tecnologías de DG, así como la capacidad de inyectar o no reactivos a la red no se han tenido en cuenta en el modelo.

2.1. Escenarios operativos

La operación de los sistemas de potencia depende de diferentes factores que incluyen restricciones técnicas y económicas. En particular, la criticidad de un escenario operativo se puede dar en función de la capacidad de generación disponible o la topología de la red. En los mercados eléctricos los escenarios operativos dependen del despacho que haga el operador del sistema en función de las diferentes ofertas y disponibilidad de los agentes generadores [13]. De esta forma, un sistema de potencia debe estar en capacidad de operar, con criterios de seguridad, bajo diferentes despachos de generación.

Para modelar la variabilidad de los recursos de generación disponibles los escenarios se han definido eliminando un generador centralizado a la vez y distribuyendo su despacho inicial en partes iguales entre los generadores restantes. Posteriormente, para cada escenario operativo se evalúan las contingencias N-1. Por lo tanto, para un sistema con Ng generadores y NL líneas se evalúan $Ng \cdot NL$ condiciones operativas correspondientes a cada uno de los escenarios de generación bajo cada una de las contingencias simples.

2.2. Violación del límite de cargabilidad por línea

El índice de violación del límite de cargabilidad por línea (VLC_L) está definido en la ecuación (1). En este caso NL , NK y NC indican el número de líneas, número de escenarios operativos y contingencias, respectivamente; $S_{c,l,k}$ indica el flujo de potencia aparente en la línea l , en el escenario k , bajo la contingencia c ; S_l^{max} es el límite máximo de potencia aparente en la línea l . En este caso, se consideran solamente elementos que han sobrepasado el 90% de su cargabilidad máxima. El índice VLC_L consiste en la suma de sobrecargas por línea para todas las contingencias y todos los escenarios operativos; es un vector cuya longitud equivale al número de líneas e indica cuáles de éstas presentan mayores sobrecargas, en promedio, para todos los escenarios operativos y contingencias. Con este índice se pueden identificar las líneas críticas del sistema en función de su cargabilidad post-contingencia, para todos los escenarios operativos.

$$VLC_L = \frac{1}{NL} \sum_{k=1}^{NK} \sum_{c=1}^{NC} \max[(S_{c,l,k} - 0.9S_l^{max}), 0] \quad (1)$$

2.3. Violación del límite de cargabilidad promedio por escenario

El índice de violación del límite de cargabilidad promedio por escenario ($VLCP_k$) está dado por la ecuación (2). El índice $VLCP_k$ permite identificar los escenarios en que en promedio se presentan más sobrecargas. Note que este índice es análogo al VLC_L pero en lugar de líneas, clasifica la criticidad de los escenarios.

$$VLCP_k = \frac{1}{NC} \frac{1}{NL} \sum_{c=1}^{NC} \sum_{l=1}^{NL} \max[(S_{l,c,k} - 0.9S_l^{max}), 0] \quad (2)$$

2.4. Violación del límite de tensión por nodo

El índice de violación del límite de tensión por nodo (VLT_n) está dado por la ecuación (3). Este índice permite identificar los nodos con subtensiones post-contingencia más severas. En este caso $V_{c,n,k}$ indica la tensión en el nodo n , tras la contingencia c en el escenario k y V_n^{min} indica el límite mínimo de tensión en el nodo n .

$$VLT_n = \frac{1}{NB} \sum_{k=1}^{NK} \sum_{c=1}^{NC} \min(V_{c,n,k} - V_n^{min}, 0) \quad (3)$$

2.5. Violación del límite de tensión promedio por escenario

El índice de violación del límite de tensión promedio por escenario ($VLTP_k$) está dado por la ecuación (4). Este índice permite identificar los escenarios críticos con respecto a todas las contingencias.

$$VLTP_k = \frac{1}{NC} \frac{1}{NB} \sum_{c=1}^{NC} \sum_{n=1}^{NB} \min(V_{c,n,k} - V_n^{min}, 0) \quad (4)$$

3. RESULTADOS

Para validar la metodología propuesta se utilizaron los sistemas de prueba IEEE de 24 y 57 barras. Inicialmente se calculan los índices para ambos sistemas a modo de diagnóstico. Posteriormente, se evalúan dos casos de implementación de programas de GD para ambos sistemas. El primer caso consiste en suponer que la GD se ubica en todos los nodos de carga de forma uniforme. El segundo caso consiste en ubicar la GD en nodos estratégicos, usando los índices inicialmente calculados para el diagnóstico del sistema. En ambos sistemas se compara el impacto de los programas de GD.

3.1. Resultados con el sistema IEEE de 24 barras

El sistema IEEE de 24 barras, ilustrado en la Fig. 1, cuenta con 11 barras de generación y una demanda

máxima de 2850MW. Los índices para este sistema se calcularon usando las ecuaciones (1)-(4) y se ilustran en la Fig. 2. Se puede observar que las líneas con mayor violación de límite de cargabilidad post-contingencia (índice $VLCL$) son la 5, 10 y 11. Los nodos 2 y 6 están asociados a la línea 5, los nodos 6 y 10 están asociados a la línea 10 y los nodos 7 y 8 están asociados a la línea 11.

Por otro lado, los nodos con mayor violación del límite de tensión post-contingencia (índice VLT_n) son el 3, 7 y 24. Esto indica que las barras 2, 3, 6, 7, 8, 10 y 24 son problemáticas con respecto a sobrecargas y subtensiones post-contingencia. Se observa también que los escenarios problemáticos con respecto a cargabilidad (índice $VLCP_k$) son el 3 y el 11; además, el escenario más crítico en cuanto a subtensiones (índice $VLTP_k$) es el 3.

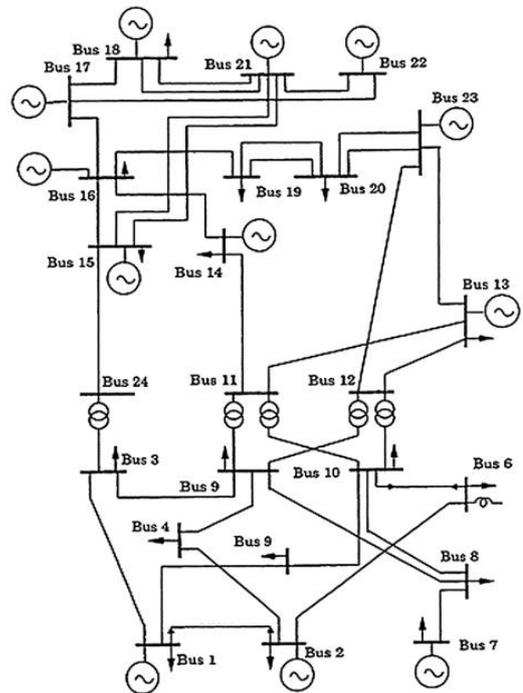


Fig. 1. Sistema IEEE 24 barras.

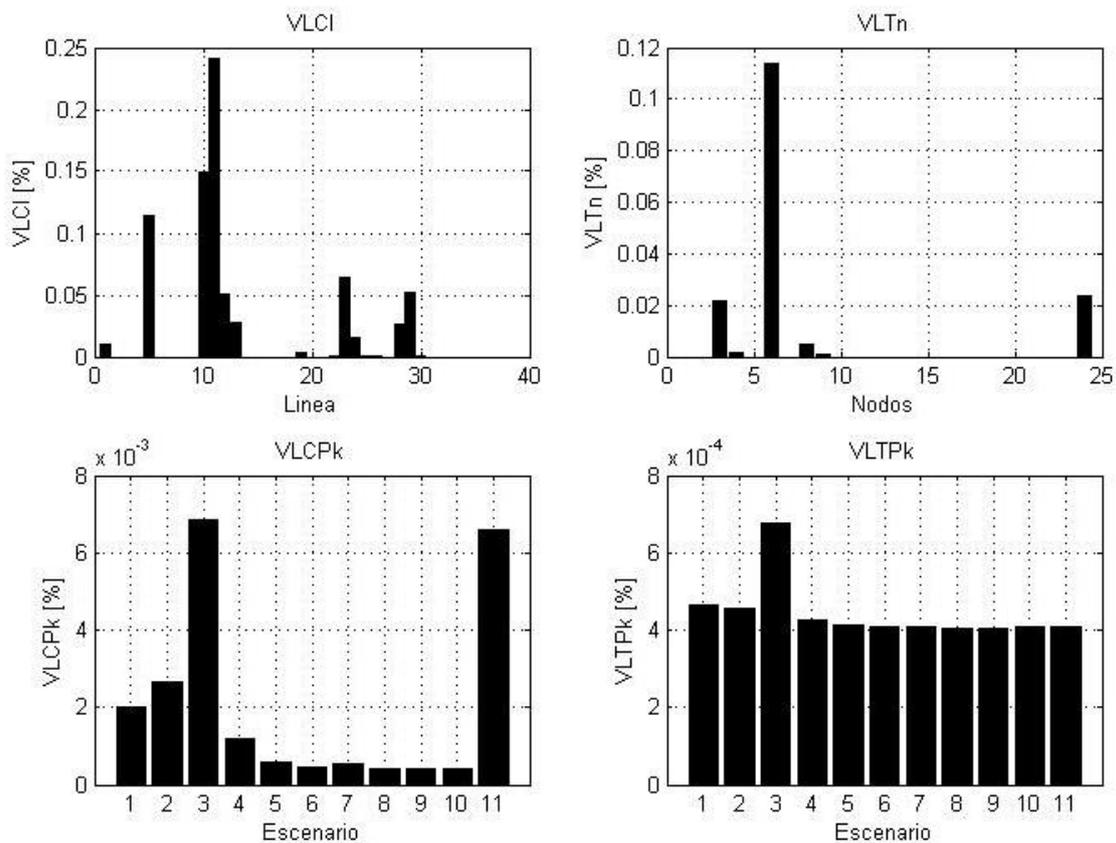


Fig. 2. Índice para el sistema IEEE de 24 barras: Caso base.

3.1.1. Sistema IEEE de 24 barras Caso 1:

Inicialmente se considera una participación de GD del 2% de la demanda máxima (57MW). Este valor se distribuye uniformemente en los nodos de carga (a cada nodo se asignan 3.56MW). En la Fig. 3 se ilustran los resultados de los índices para este caso. Se puede observar que al repartir de forma igual la GD en la red no hay cambios significativos en los índices (ver Fig. 2 y 3). Con respecto a la violación de límites de cargabilidad post-contingencia (índice VLC_L), el mayor cambio se presenta en la línea 10 que pasa de 0.15 a 0.121 (reducción de aproximadamente el 20% con respecto al caso base). Con respecto a la violación del límite de tensiones por nodo (índice VLT_n) se puede observar

que el mayor cambio se presenta en el nodo 3. Este pasa de 0.022 a 0.018 (mejora aproximada del 18%). Por otro lado, la criticidad de los nodos 6 y 24 no mejora apreciablemente. Con respecto a la violación del límite de cargabilidad promedio por escenario ($VLCP_k$) se puede apreciar que los escenarios 8 y 11 empeoran su criticidad, mientras el escenario 3 la mejora. Esto indica que la introducción de GD de forma uniforme en la red no garantiza que haya reducción en las sobrecargas post-contingencia para todos los escenarios bajo estudio. Finalmente, en cuanto a la violación del límite de tensión promedio por escenario ($VLTP_k$) se presenta una mejora del 15% en el escenario 3, mientras en el resto de los escenarios las mejoras no son significativas.

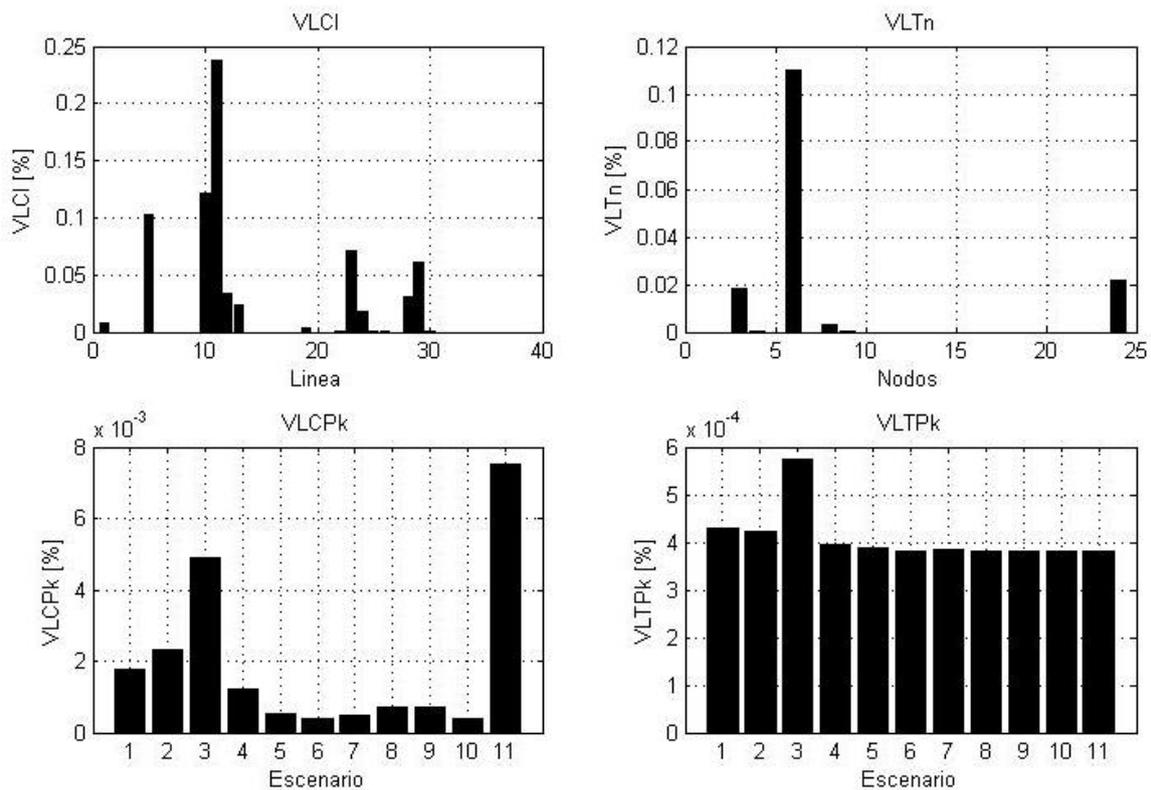


Fig. 3. Índices para el sistema IEEE de 24 barras: Caso 1.

3.1.2. Sistema IEEE de 24 barras Caso 2:

En este caso, el mismo porcentaje de GD se ubica en 5 de los nodos problemáticos previamente identificados en el caso base. En este caso, se seleccionan los nodos 3, 6, 8, 10 y 24. A cada nodo se asignan 11.4 MW para un total de 57MW (2% de la demanda total). En la Fig. 4 se ilustran los nuevos resultados de los índices.

Con respecto a la violación de límites de cargabilidad post-contingencia (índice $VLCL$), el mayor cambio en magnitud se presenta en la línea 11 que pasa de 0.242 a 0.202 (reducción de aproximadamente el 16.5% con respecto al caso base). Por otro lado, para la línea 10 hay una reducción de 39% con respecto al caso base (mejor que en caso 1). Con

respecto a la violación del límite de tensiones (índice VLT_n) el nodo 3 sigue siendo el que presenta mayor cambio (mejora del 36%). Por otro lado, la criticidad de los nodos 6 y 24 no mejora apreciablemente; sin embargo, es mayor que la obtenida en el caso 1.

Con respecto a la violación del límite de cargabilidad promedio por escenario ($VLCP_k$) se puede observar que el caso 11 empeora su criticidad (pero en menor magnitud que para el caso 1). Por otro lado, se presentan mejoras en el caso 3 pero en menor magnitud que para el caso 1. Finalmente, en cuanto a la violación del límite de tensión promedio por escenario ($VLTP_k$) se presenta una mejora del 22% en el escenario 3. El en resto de los escenarios las mejoras no son significativas, pero son mayores que para el caso 1.

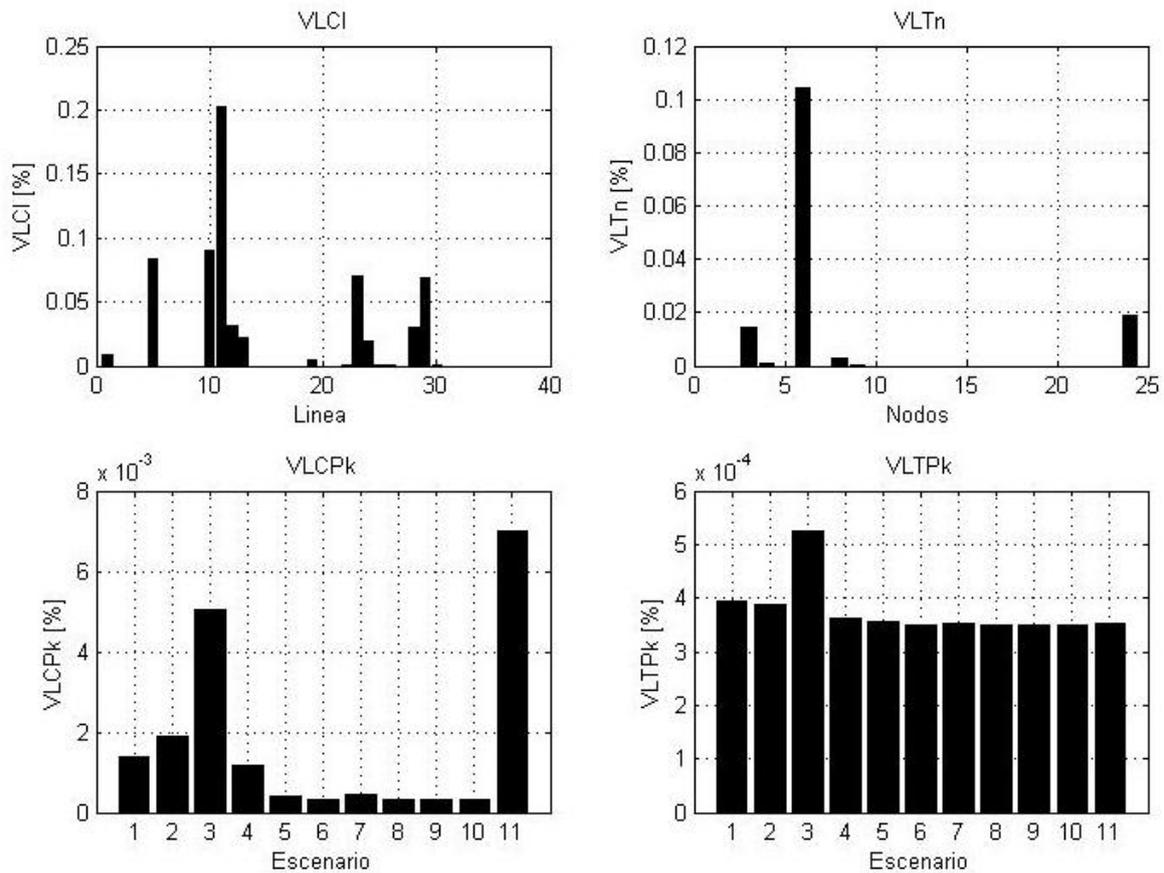


Fig. 4. Índices para el sistema IEEE de 24 barras: Caso 2.

En las Fig. 5 y 6 se presenta una comparación de los resultados de los índices VLC_L y VLT_n en las líneas y nodos donde mayor cambio se registró. En la Fig. 5 se evidencia que, si bien se presentan mejoras en las sobrecargas post-contingencia en la mayoría de las líneas, para algunas, específicamente la 24, 28 y 29, la ubicación de GD, en ambos casos no alivia las sobrecargas post-contingencia.

En la Fig. 6 se ilustran los nodos que presentan mayores cambios en el índice VLT_n ; se puede observar que la introducción de GD siempre tiene un efecto positivo en el perfil de tensión. Para ambos casos se registraron reducciones en las violaciones de tensión, en todos los escenarios.

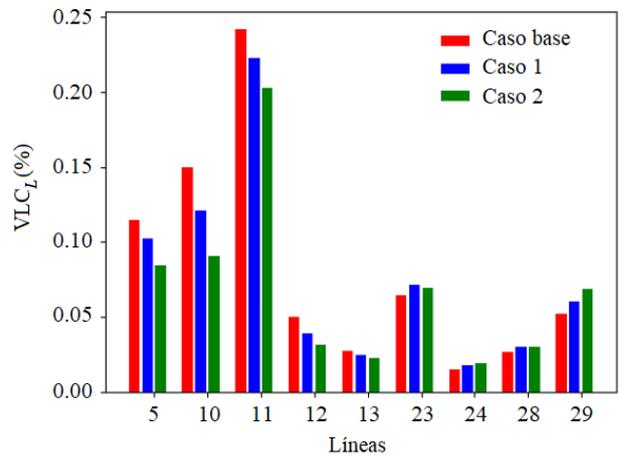


Fig. 5. Índices VLC_L para diferentes casos: Sistema IEEE de 24 barras.

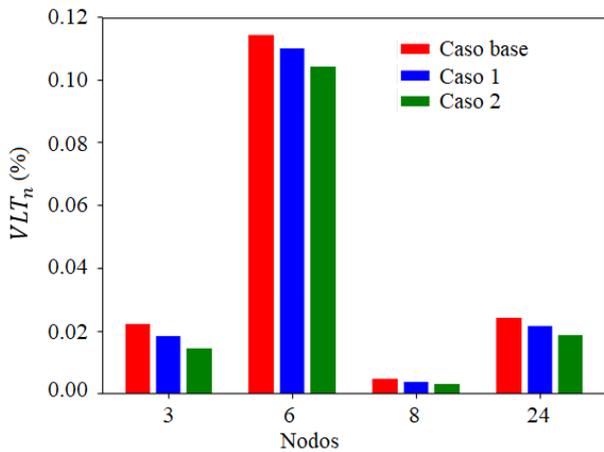


Fig. 6. Índices VLT_n para diferentes casos: Sistema IEEE de 24 barras.

3.2. Resultados con el sistema IEEE de 57 barras

El sistema IEEE de 57 barras, ilustrado en la Fig. 7, cuenta con 7 barras de generación y una demanda máxima de 1250.8 MW. Los índices para este sistema se calculan usando las expresiones (1)-(4) y se ilustran en la Fig. 8. Con respecto al índice VLC_L , se puede observar que hay pocas líneas críticas,

siendo las más problemáticas las líneas 8, 15, 45 y 47. Los nodos 8 y 9 están asociados a la línea 8, los nodos 1 y 15 están asociados a la línea 15, los nodos 32 y 33 están asociados a la línea 45 y los nodos 34 y 35 están asociados a la línea 47.

Con respecto al índice VLT_n se encuentra que los nodos 30 a 35 son los que presentan mayor criticidad. Al combinar la información de los índices de subtensiones y sobrecargas se puede identificar el conjunto de nodos [1 8 9 15 30 31 32 33 34 35] como aquellos de mayor interés para ubicar GD.

Para el índice $VLCP_k$ se observa que los escenarios críticos en cuanto a sobrecargas post-contingencias son el 7, 5 y 1. En el resto de los escenarios prácticamente no hay problemas de sobrecargas. Finalmente, con respecto al índice $VLTP_k$ se encuentra que el escenario 3 es aquel de mayor criticidad.

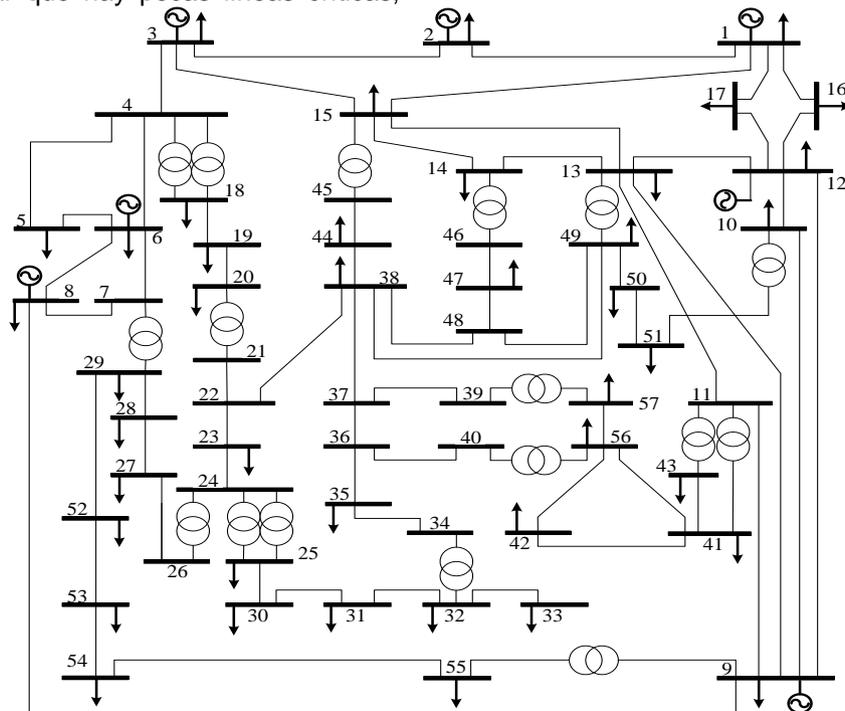


Fig. 7. Sistema IEEE de 57 barras.

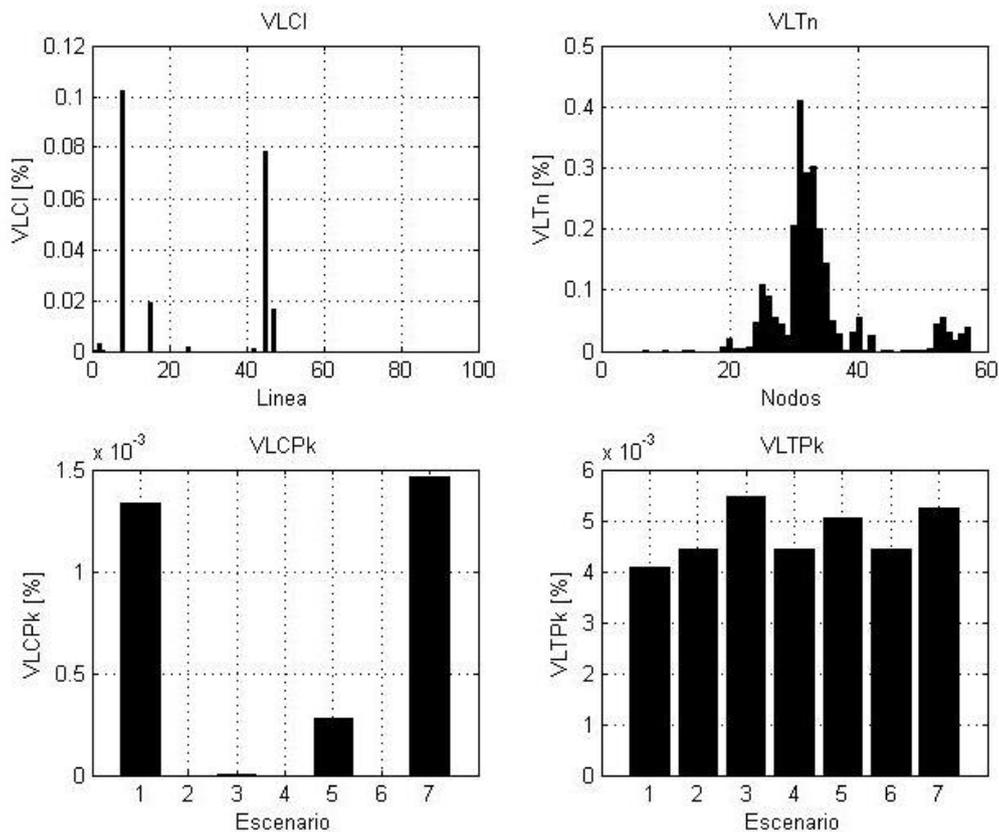


Fig. 8. Índices del sistema IEEE de 57 barras: Caso base.

3.2.1 Sistema IEEE de 57 barras caso 1:

En este caso se considera una participación de GD del 4% de la demanda máxima (equivalente a aproximadamente a 50MW). Inicialmente se considera participación uniforme de GD en cada una de las barras de carga. Los índices se calculan nuevamente y se ilustran en la Fig. 9. Con respecto al índice VLC_L se puede observar que el número de líneas críticas se mantiene bajo, como en el caso base. Sin embargo, la criticidad de varias líneas aumenta, especialmente la 47 que pasa de 0.0164 a 0.836. Esto también se ve reflejado en el índice $VLCP_k$ en el que la criticidad del escenario 3 también aumenta de forma considerable (de 6×10^{-6} a 0.018).

Se puede concluir que desde el punto de vista de cargabilidad la distribución uniforme de GD en este sistema produce mayores sobrecargas post-contingencia, en mayor número de escenarios que el caso base sin GD. En cuanto al desempeño de las tensiones, se puede observar que el índice VLT_n se reduce de manera importante, especialmente en los nodos 30 a 35. Finalmente, en cuanto al índice $VLTP_k$ se aprecia una reducción para todos los escenarios. En particular, hay una reducción del 74% en el escenario 3. En general, se pudo observar que en este caso la GD tiene un impacto positivo en las tensiones, pero negativo en las sobrecargas.

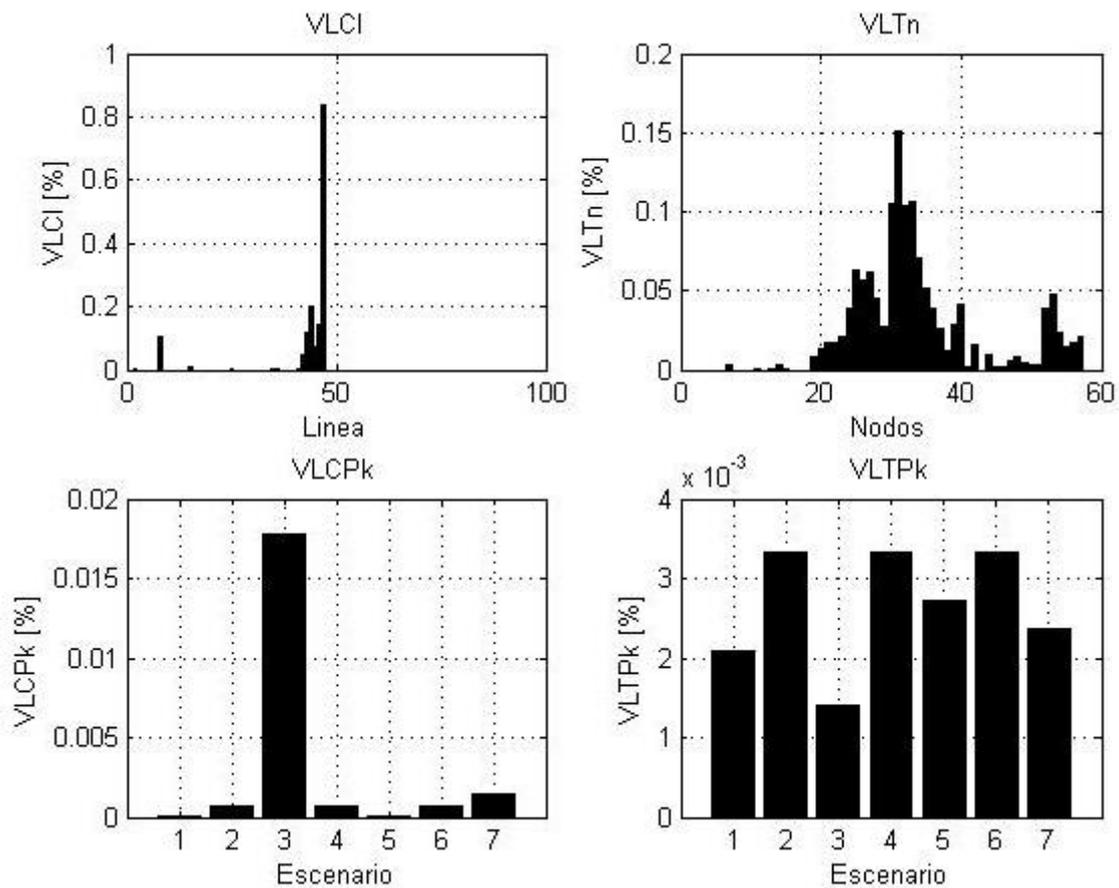


Fig. 9. Índices para el sistema IEEE de 57 barras: Caso 1.

3.2.2 Sistema IEEE de 24 barras caso 2:

En este caso la misma cantidad de GD (50MW) es repartida en partes iguales en los nodos 15, 30, 31, 33 y 35 que hacen parte del conjunto de mayor criticidad identificados en el caso base. Los nuevos índices se ilustran en la Fig. 10. Se puede observar que asignando GD a estos nodos se obtienen mejores valores para todos los índices. En cuanto a

cargabilidad (índices VLC_L y $VLCP_k$), para este caso solo aparece una línea y un escenario crítico. En cuanto a la magnitud de las tensiones post-contingencia se puede observar que el índice VLT_n se reduce de forma importante para todos los nodos al igual que la criticidad de todos los escenarios. De forma general se observó que esta asignación de GD trae mayores ventajas que la descrita en el caso 1.

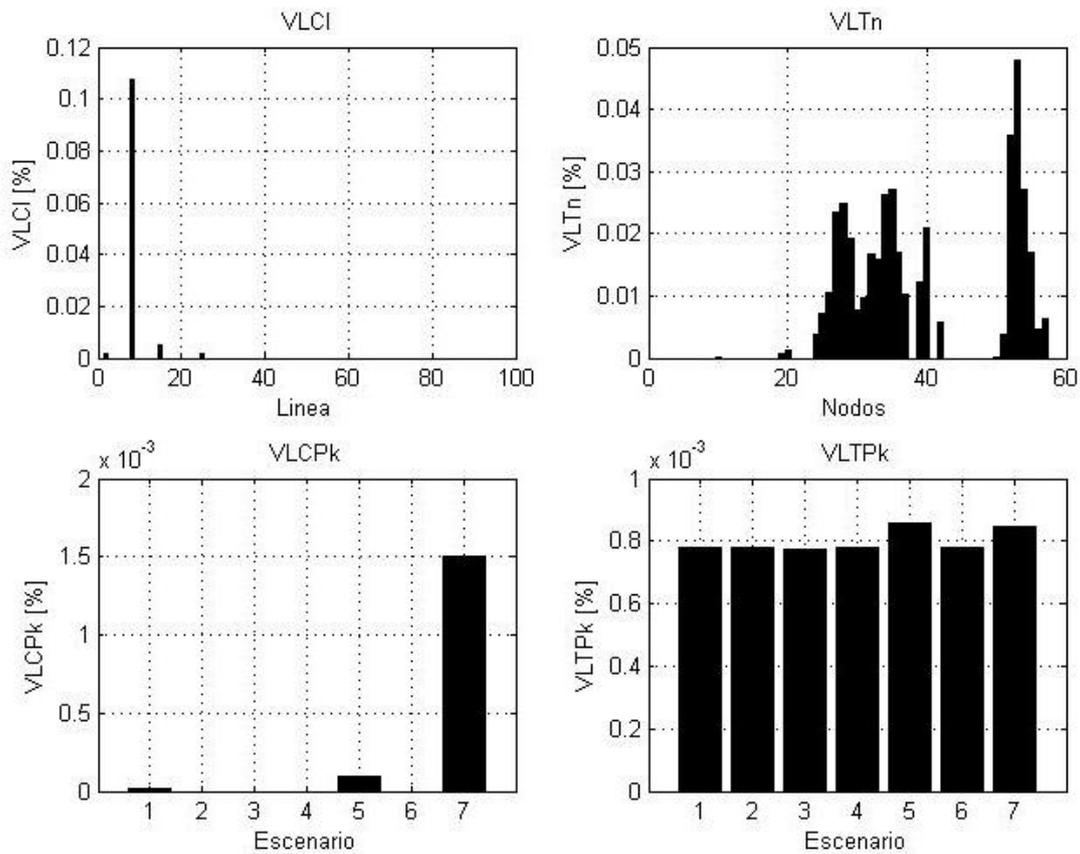


Fig. 10. Índices para el sistema IEEE de 57 barras: Caso 2.

En las Fig. 11 y 12 se presenta una comparación de los resultados de los índices VLC_L y VLT_n en las líneas y nodos donde mayor cambio se registró para este sistema. En la Fig. 11 se puede observar que para el Caso 2, solo la línea 8 presenta problemas de cargabilidad. Por otro lado, varias líneas que no presentaban problemas de cargabilidad en el caso base, sí lo presentan en el caso 1, especialmente la línea 47.

En la Fig. 12 se evidencia que en ambos casos la participación de GD disminuye de forma considerable los problemas de tensión. A pesar de que en ambos casos el porcentaje de GD instalado en el sistema es el mismo, se puede apreciar un mayor impacto en el Caso 2. Esto indica que la propuesta de ubicación de GD para el Caso 2 aumenta los impactos positivos de la misma con respecto a los perfiles de tensión.

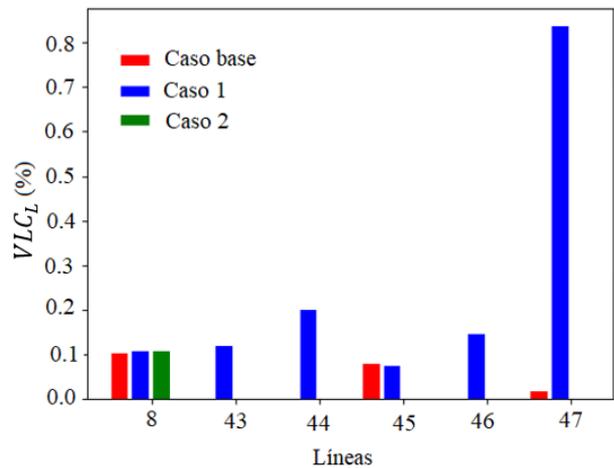


Fig. 11. Índices VLC_L para diferentes casos: Sistema IEEE de 57 barras.

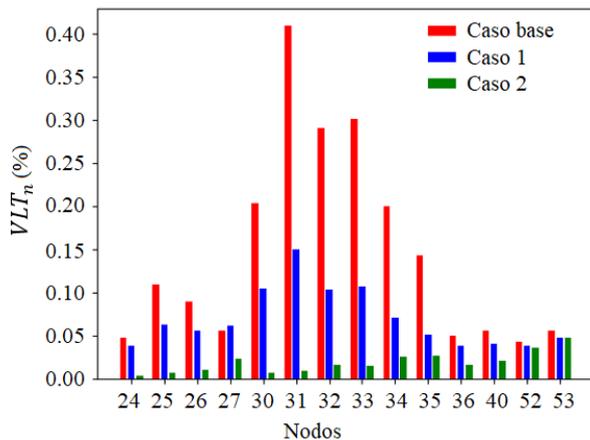


Fig. 12. Índices VLT_n para diferentes casos: Sistema IEEE de 57 barras.

4. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó una metodología para la evaluación de programas de GD en sistemas de potencia. Se definieron cuatro índices para medir el impacto de la GD en la seguridad, considerando contingencias simples y diferentes escenarios operativos en función de la generación centralizada disponible. Se realizaron varias pruebas en los sistemas IEEE de 24 y 57 barras. En ambos sistemas se consideraron dos casos: uno en el que la GD es repartida de forma uniforme en los nodos de carga y otro en que la GD es ubicada en nodos críticos, previamente identificados en el caso base. Se pudo observar que la ubicación de GD en nodos críticos tiene un efecto significativamente mayor en el mejoramiento de la seguridad del sistema que la ubicación de GD de manera uniforme en los nodos de carga. En particular, se pudo observar que esta última estrategia puede reducir violaciones en los límites de tensión, pero aumentar violaciones en los límites de sobrecargas en algunas líneas. Lo anterior indica la importancia de contar con estrategias de búsqueda apropiadas para identificar las barras en las que la GD trae mayores beneficios. En un trabajo futuro se considerarán otros aspectos de la GD como su variabilidad, al igual que estrategias de búsqueda sofisticadas para su ubicación y dimensionamiento en sistemas de potencia.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad de Antioquia y al Proyecto Colciencias 2016-10306 por el apoyo para el desarrollo de este proyecto.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Dehghan, S.N., Amjady, N y Conejo, A.J. Adaptive Robust Transmission Expansion Planning Using Linear Decision Rules, *IEEE Trans. Power Syst.*, 32, 5, 4024–4034, 2017.
- [2] El-Khattam W y Salama, M.A. Distributed generation technologies, definitions and benefits, *Electr. Power Syst. Res.*, 71, 2, 119–128, 2004.
- [3] Kim I. Optimal distributed generation allocation for reactive power control, *Transm. Distrib. IET Gener.*, 11, 6, 1549–1556, 2017.
- [4] Mahmoud, K.N., Yorino, N y Ahmed, A. Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization, *IEEE Trans. Power Syst.*, 31, 2, 960–969, 2016.
- [5] Kumawat, P. Sarfaraz y Tandon, A. An analytical approach for optimal allocation of DG unit in distribution system, in *2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*, 1–6, 2016.
- [6] Hosseini R.K. y Kazemzadeh, R. Optimal DG allocation by extending an analytical method to minimize losses in radial distribution systems, in *2011 19th Iranian Conference on Electrical Engineering*, pp. 1–6, 2011.
- [7] Ganguly, S. y Samajpati, D. Distributed Generation Allocation on Radial Distribution Networks Under Uncertainties of Load and Generation Using Genetic Algorithm, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 6, 3, 688–697, 2015.
- [8] Talaat, H.E.A y Al-Ammar, E. Optimal allocation and sizing of Distributed Generation in distribution networks using Genetic Algorithms, in *11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 1–6, 2011.
- [9] Candelo, J.E., Hernandez, H.E y Santander, A.R. A hybrid bat-inspired algorithm with harmony search to locate distributed generation, *Rev. Espac*, 38. 57, 2017.
- [10] Rider, M.J., Lopez-Lezama, J.M., Contreras, J y Padilha-Feltrin, A. Bilevel approach for optimal location and contract pricing of distributed generation in radial distribution systems using

- mixed-integer linear programming, *Transm. Distrib. IET Gener*, 7, 7, 724–734, 2013.
- [11] Kareem, Z.A. Ahmad, W.F.W., Jasni, J y Wahab, N.I.A. A review on optimal location of distributed generation techniques in electrical network, in 2016 IEEE International Conference on Power and Energy (*PECon*), 632–636, 2016.
- [12] Sharma, P y Tandon, A. Techniques for optimal placement of DG in radial distribution system: A review, in 2015 Communication, Control and Intelligent Systems (CCIS), 453–458, 2015.
- [13] Casadiegos, A., Muñoz-Quintana, J.A., Moreno, D., Paniagua-Osorio, J.F., Tamayo-Cortes, Marín-Cano, C.C., Jaramillo-Duque, A y López-Lezama, J.M. C.A. Impact assessment of demand response and distributed generation in the colombian power system chargeability, in 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 1–6, 2017.
- [14] Lepadat, I., Helerea, E., Abagiu, S y Mihai, C. Impact of Distributed Generation on voltage profile and power losses in a test power grid, in 2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP), pp. 128–133, 2017.