

## FLUJO DE POTENCIA TRIFASICO DESBALANCEADO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

### Three phase unbalanced power flow in distribution systems with distributed generation

#### RESUMEN

En los últimos años, el número de unidades de generación distribuida integradas en las redes de distribución se ha venido incrementado. Bajo este nuevo escenario, la red de distribución deja de comportarse como una red pasiva y por lo tanto, los métodos tradicionales para flujo de carga en sistemas de distribución deben ser modificados. En este artículo se presenta un algoritmo de flujo de potencia trifásico desbalanceado con generación distribuida. El sistema IEEE de 34 barras fue usado para validar el algoritmo propuesto y para mostrar el efecto de la generación distribuida en las redes de distribución. En las pruebas realizadas se compara el impacto de la generación distribuida modelada como un nodo PV con el impacto de los reguladores de tensión.

**PALABRAS CLAVES:** Sistemas de distribución, generación distribuida, flujo de carga trifásico, regulación de tensión.

#### ABSTRACT

*In the last years, the number of distributed generation units integrated in the distribution systems has been increasing. Under this new scenario, the distribution network stop being a passive network and therefore, the traditional power flow calculation methods must be modified. This paper presents a three phase unbalanced power flow algorithm with Distributed Generation. The IEEE 34 bus test system was used to validate the proposed algorithm and to show the effect of the DG in the distribution networks. In the tests performed in this paper, the impact of the DG modeled as a PV node is compared with the impact of voltage regulators.*

**KEYWORDS:** Distribution systems, distributed generation, three-phase power flow, voltage regulation.

#### 1. INTRODUCCIÓN

El flujo de potencia es una herramienta ampliamente utilizada en el planeamiento y operación de sistemas de energía eléctrica tanto en transmisión como en distribución. El cálculo de flujo de potencia en las redes de energía eléctrica tiene como principal objetivo determinar las condiciones de operación en régimen permanente de la red. Mediante un flujo de potencia se pueden verificar problemas de tensión, sobrecargas, pérdidas, etc [1]. Los estudios de flujo de potencia son utilizados tanto en sistemas ya existentes (buscando resolver problemas de operación económica, reducción de pérdidas, etc) como en la planificación de nuevos sistemas (para verificar el comportamiento de los elementos del sistema en las diferentes alternativas de planeamiento).

En los últimos años se han desarrollado algoritmos eficientes para el cálculo de flujos de carga y se ha aprovechado la gran disponibilidad de recursos

computacionales para perfeccionar la simulación de los sistemas de energía eléctrica mediante técnicas numéricas. Los principales métodos utilizados en el cálculo de flujo de potencia son el método de Gauss-Seidel (en sus versiones de matriz de impedancia y matriz de admitancia) y el método de Newton-Raphson (en sus versiones completa y desacopladas). Sin embargo, estos métodos fueron desarrollados pensando exclusivamente en las redes de transmisión y por lo tanto consideran de manera implícita que los desequilibrios en las fases son despreciables, que las susceptancias capacitivas de las líneas son apreciables y que la reactancia de las líneas es mucho mayor que la resistencia [2].

Los métodos tradicionales de flujo de carga mencionados anteriormente son inadecuados para las redes de distribución debido a factores como la presencia de cargas desbalanceadas, la radialidad de la red y el hecho de que la resistencia de las líneas es comparable en magnitud con la reactancia [3]. El método de Gauss-Seidel por ejemplo, presenta una convergencia muy lenta,

#### LUIS ALFONSO GALLEGO

Ingeniero Electricista, M.Sc.

P.h.D. Ing Eléctrica

Universidad Estadual Paulista,

Campus Ilha Solteira, SP, Brasil

gallegopareja@gmail.com

#### JESUS MARIA LOPEZ LEZAMA

Ingeniero Electricista, M. Sc.

Profesor Auxiliar

Universidad de Antioquia

lezama@udea.edu.co

#### DIEGO ADOLFO MEJIA GIRALDO

Ingeniero Electricista, M. Sc.

Profesor Auxiliar

Universidad de Antioquia

diegomej@udea.edu.co

debido principalmente a la naturaleza dispersa de la matriz de admitancia, lo cual es consecuencia de la radialidad de la red. La característica radial de los sistemas de distribución hace que los valores de la diagonal de la matriz de admitancia sean pequeños. Lo cual produce oscilaciones en la tensión haciendo lenta la convergencia [4]. Por otro lado, la mayor desventaja del método de Newton-Raphson consiste en tener que invertir en cada iteración la matriz Jacobiana, la cual es aproximadamente cuatro veces mayor que la matriz de admitancia. Las versiones desacopladas de este método no necesitan invertir la matriz Jacobiana, sin embargo utilizan aproximaciones que no son adecuadas para las redes de distribución [5].

Debido a estos inconvenientes, en las últimas dos décadas se han venido desarrollando metodologías especializadas para resolver el problema de flujo de potencia en sistemas de distribución.

En general, los métodos para rodar flujos en sistemas de distribución se pueden clasificar en dos grandes grupos: 1) modificaciones de los métodos utilizados en sistemas de potencia y 2) métodos de barrido. Dentro de los métodos de barrido (conocidos también como métodos *Backward/Forward Sweep*) se encuentran: a) el método de la suma de corrientes, b) método de la suma de potencia y c) método de la suma de impedancias.

En [3-9] se puede encontrar una amplia revisión de estos métodos. En este documento se describe el método de suma de corrientes, el cual es adaptado para incluir generación distribuida. Este método es uno de los más utilizados debido a su velocidad de convergencia y fácil implementación. La contribución principal de este artículo consiste en la representación de las unidades de GD como barras de voltaje controlado en un flujo de potencia trifásico desbalanceado.

## 2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida (GD) se puede definir a grandes rasgos como la producción de electricidad a pequeña escala que se realiza cerca de los centros de consumo [10]. La importancia de la generación distribuida se comenzó a destacar en los últimos años cuando muchos países optaron por liberar sus mercados eléctricos y adoptaron políticas para incentivar la evolución de nuevas tecnologías de generación. Otro factor importante que ha generado un creciente interés en la GD es la reducción del impacto ambiental debido a la generación de energía eléctrica, ya que la GD se asocia comúnmente con la producción de energías limpias.

Existen diferentes tecnologías que pueden ser usadas para la generación a pequeña escala y que pueden ser clasificadas como GD. Estas tecnologías se pueden dividir en dos grandes grupos: 1) tecnologías que usan combustibles fósiles y 2) tecnologías que usan energía renovable. En el primer grupo se encuentran los motores de combustión interna, las microturbinas a gas, los

motores Stirling y las celdas a combustible. En el segundo grupo se encuentran la generación con biomasa, turbinas eólicas, generación mareomotriz, geotérmica y celdas fotovoltaicas. Un análisis exhaustivo de estas tecnologías está fuera del alcance de este artículo. Para un análisis más detallado se pueden consultar las referencias [10, 11].

En la figura 1 [12] se ilustran algunas tecnologías de GD y sus dispositivos de conversión. Las fuentes de energía de la GD se pueden dividir en constantes como las celdas de combustible y micro-turbinas, y variables como la generación eólica y solar. La combinación de diferentes fuentes de energía con diferentes convertidores da origen a varias características de salida. Por ejemplo, si se usa un convertidor estático para inyectar energía proveniente de una turbina eólica, este actuará como un generador con factor de potencia constante (barra PQ). Por otro lado, si se acopla un motor de combustión interna a la red mediante un generador síncrono, la barra donde dicho generador está instalado se puede modelar como una barra de voltaje constante (barra PV).

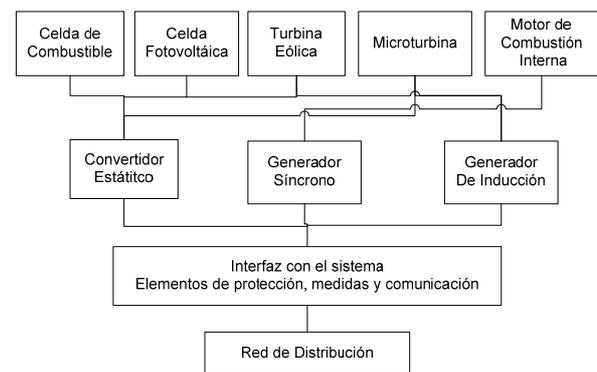


Figura 1. Algunas tecnologías de GD y sus interfaces con la red.

## 3. ALGORITMO DE FLUJO DE CARGA CON GD

En el análisis de flujo de potencia de un sistema de distribución, se conoce la tensión trifásica en la subestación, la potencia compleja de todas las cargas, el modelo matemático de cada una de las cargas (potencia constante, impedancia constante, corriente constante, o una combinación de las anteriores), y también los parámetros y el modelo matemático de las líneas [4]. En esta sección se describe un método de flujo de carga basado en suma de corrientes (*backward/forward sweep*), el cual se ha adaptado para incorporar generación distribuida.

### 3.1 Flujo de carga Backward/Forward Sweep

Para la aplicación del método *backward forward sweep* las ramas del sistema de distribución deben ser ordenados y reenumerados comenzando desde el nodo raíz [13]. Las ramas de una camada solamente serán reenumerados después que todas las ramas de las camadas anteriores

sean reenumerados, conforme a lo ilustrado en la figura 2.

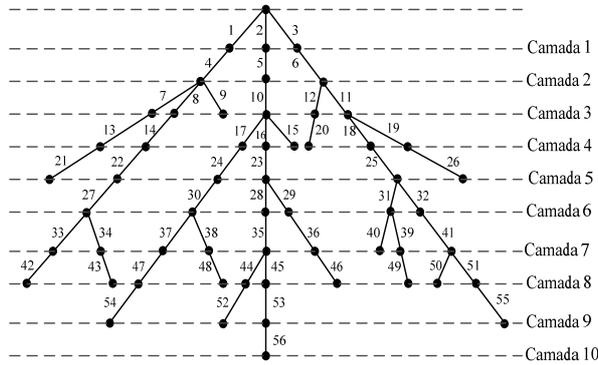


Figura 2 Enumeración de las ramas de un sistema de distribución radial.

El método implementado se describe a continuación:

**Paso 1:** Adoptar la tensión especificada en la barra de referencia (nodo raíz),  $V_{r,abc}$  y atribuir valores de tensión a todos los nodos del sistema  $V_{i,abc}$ .

**Paso 2:** Calcular la inyección de corriente para cada nodo de la red de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\mathbf{I}_{i,abc}^{(k)} = \left( \frac{\mathbf{S}_{i,abc}}{\mathbf{V}_{i,abc}^{(k-1)}} \right)^* - \mathbf{Y}_{i,abc} \cdot \mathbf{V}_{i,abc}^{(k-1)} \quad (1)$$

o en detalles:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{ia} \\ \mathbf{I}_{ib} \\ \mathbf{I}_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} (\mathbf{S}_{ia}/\mathbf{V}_{ia}^{(k-1)})^* \\ (\mathbf{S}_{ib}/\mathbf{V}_{ib}^{(k-1)})^* \\ (\mathbf{S}_{ic}/\mathbf{V}_{ic}^{(k-1)})^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ia} & & \\ & \mathbf{Y}_{ib} & \\ & & \mathbf{Y}_{ic} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{ia} \\ \mathbf{V}_{ib} \\ \mathbf{V}_{ic} \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad (2)$$

donde,  $S_{i,abc}$  es la inyección de potencia compleja especificada en el nodo  $i$ ;  $V_{i,abc}$  es la tensión en el nodo  $i$ ;  $Y_{i,abc}$  es la admitancia de todos los elementos shunt conectados al nodo  $i$  en las fases a, b y c;  $k$  es el contador del número de iteraciones y  $*$  es el operador complejo conjugado.

**Paso 3:** Partiendo de las ramas de la última camada en dirección al nodo raíz, las corrientes son calculadas en cada rama haciendo la suma de corriente del propio nodo con la corriente de todos las ramas que derivan del mismo nodo, o sea:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{l,a} \\ \mathbf{J}_{l,b} \\ \mathbf{J}_{l,c} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{j,a} \\ \mathbf{I}_{j,b} \\ \mathbf{I}_{j,c} \end{bmatrix}^{(k)} + \sum_{m \in M} \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{m,a} \\ \mathbf{J}_{m,b} \\ \mathbf{J}_{m,c} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (3)$$

donde  $J_{m,a}$ ,  $J_{m,b}$ ,  $J_{m,c}$  son los flujos de corriente compleja en la sección del alimentador  $m$  en la iteración  $k$ , y  $M$  es el conjunto de ramas conectadas al nodo  $j$ .

**Paso 4:** Partiendo del nodo raíz y progresivamente avanzando para las últimas camadas, se calcula la nueva tensión de cada nodo. Para poder hacer esto es necesario conocer la tensión del nodo anterior. Para el nodo raíz se asume un valor predeterminado en el inicio del proceso iterativo (tensión de referencia). Se pueden calcular los voltajes en los nodos de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{ja} \\ \mathbf{V}_{jb} \\ \mathbf{V}_{jc} \end{bmatrix}^{(k)} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{ia} \\ \mathbf{V}_{ib} \\ \mathbf{V}_{ic} \end{bmatrix}^{(k)} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{l,a} \\ \mathbf{J}_{l,b} \\ \mathbf{J}_{l,c} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (4)$$

donde,  $V_{i,a}$ ,  $V_{i,b}$ ,  $V_{i,c}$ , son los voltajes complejos para las fases a, b, c, en la iteración  $k$ , en la  $i$ -ésima barra, y  $Z_{aa,l}$ ,  $Z_{ab,l}$ , etc, son los elementos de la matriz de impedancia serie para la sección del alimentador  $l$ .

**Paso 5:** Criterio de convergencia: Para probar la convergencia del algoritmo se calcula la máxima diferencia de tensión por fase entre dos iteraciones seguidas. Si esta diferencia es menor que una tolerancia límite predefinida, el proceso convergió; caso contrario, se regresa al paso 2.

### 3.2 Modelo de generación distribuida

Existen básicamente dos formas diferentes de representar la GD en el algoritmo de flujo de carga. El primer modelo consiste en representar la GD mediante una carga negativa con factor de potencia constante (barra PQ). Esta es la forma más común y no implica una modificación importante del algoritmo descrito en la sección anterior. El segundo modelo consiste en representar la GD como una inyección de potencia negativa con voltaje constante (barra PV). Este caso es más complejo y requiere de un proceso iterativo como se describe a continuación:

**Paso 1:** Inicialmente la potencia reactiva inyectada por el GD se hace igual a cero:  $Q_{iny} = 0$ .

**Paso 2:** Al final del flujo de carga se verifica que el error de voltaje en el nodo PV sea menor que una tolerancia especificada:

$$\Delta V^j = \left| \Delta V_{sp}^j \right| - \left| \Delta V_{cal}^j \right| \leq \epsilon \quad (5)$$

donde  $j$  es el conjunto de barras PV

**Paso 3:** Si el delta de voltaje se encuentra dentro de la tolerancia especificada, el nodo PV ha convergido al valor especificado. De lo contrario, se debe calcular la compensación de reactivos necesaria para mantener la tensión dentro de los límites especificados. La magnitud de la inyección de corriente reactiva  $\Delta I_q$  necesaria para elevar la tensión un valor  $\Delta V$  se puede obtener mediante la expresión:

$$z^j * \Delta I_q^j = \Delta V^j \quad (6)$$

donde  $Z^j$  es la matriz de sensibilidad de impedancia de secuencia positiva de dimensión  $n_j \times n_j$ . Los elementos de la diagonal de esta matriz son los valores absolutos las impedancias de línea de secuencia positiva entre el nodo PV y el nodo fuente. Los valores fuera de la diagonal son las sumas de las impedancias de línea de secuencia positiva comunes entre dos nodos PV y el nodo fuente. La inyección de corriente reactiva para cada fase se puede calcular como:

$$\begin{aligned} \Delta I_{qa}^j &= \Delta I_q^j e^{j(90^\circ + \delta V_a^j)} \\ \Delta I_{qb}^j &= \Delta I_q^j e^{j(90^\circ + \delta V_b^j)} \\ \Delta I_{qc}^j &= \Delta I_q^j e^{j(90^\circ + \delta V_c^j)} \end{aligned} \quad (7)$$

**Paso 4:** La GD debe cumplir con los límites de generación de reactivos. Si durante el proceso de cálculo alguno de los generadores sobrepasa el límite de reactivos, este es fijado en el límite y se maneja como una barra PQ en la presente iteración. El límite máximo de inyección de corriente reactiva se puede calcular como:

$$\Delta I_{q,\text{lim}}^j = \frac{1}{3} \frac{Q_{DG\text{lim}}^j}{|V^j|} \quad (8)$$

**Paso 5:** Los delta de corriente calculados en el paso 3 se suman a las corrientes de carga como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} I_{qa}^j &= I_a^j + \Delta I_{qa}^j \\ I_{qb}^j &= I_b^j + \Delta I_{qb}^j \\ I_{qc}^j &= I_c^j + \Delta I_{qc}^j \end{aligned} \quad (9)$$

La incorporación de los modelos de GD en el flujo de carga se ilustra en la figura 3. Se puede observar que cuando la generación distribuida es modelada como una barra de carga no es necesario realizar un proceso iterativo, en lugar de esto se toma el valor de la generación como una carga con signo negativo y se corre un flujo trifásico tradicional.

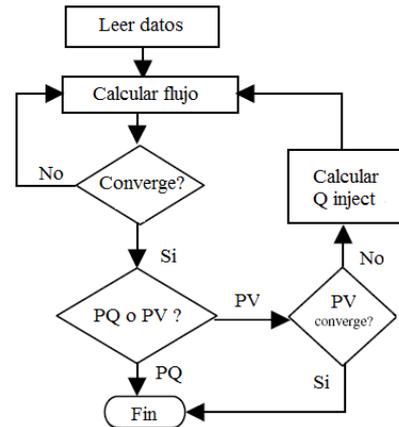


Figura 3. Modelos de GD utilizados en el flujo de carga

### 4. PRUEBAS Y RESULTADOS

Para testar el algoritmo de flujo de carga con GD se utilizó el sistema IEEE de 34 barras que se muestra en la figura 4. En este caso se compara el efecto de la GD con el efecto de los reguladores de tensión [14]. Para las simulaciones se supone la tensión de la subestación en 1.05 pu.

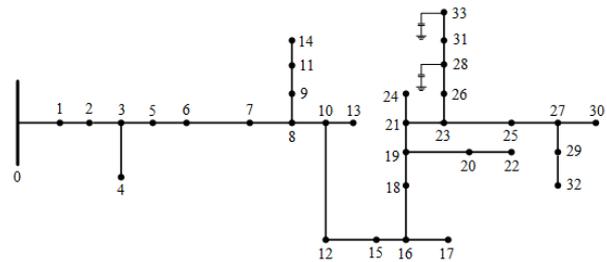


Figura 4: Sistema de Distribución IEEE de 34 Barras.

#### 4.1 Caso 1. Generador distribuido localizado en la barra 7.

Inicialmente se considera un generador distribuido con capacidad nominal de 1 MW instalado en la barra 7. El generador distribuido se programa para mantener la tensión de la barra 7 en 1 p.u, manteniendo una inyección constante de potencia activa de 0.3 MW en cada una de las tres fases. Después de rodar el flujo se encuentra que se deben inyectar 130, 30 y 120 kVA en las fases a, b y c respectivamente para mantener la tensión deseada. En las figuras 5, 6 y 7 se muestran los perfiles de tensión para cada una de las fases. En este caso la operación del generador distribuido se compara con la operación normal (sin GD) y con la operación del sistema con un regulador de tensión en el mismo nodo. En las tres graficas se puede observar que inicialmente el perfil de tensiones en las tres fases es muy bajo, llegando a estar en algunos casos por debajo de 0.85 pu (ver figura 7).

Al utilizar un regulador de tensión para mantener la tensión en 1 pu en la barra 7, se puede observar que se eleva la tensión únicamente en las barras aguas abajo del regulador, mientras la tensión aguas arriba no varía. En el caso de la GD se encuentra que al elevar la tensión en 1 pu en la barra requerida (barra 7) también se elevan las tensiones de las barras aguas abajo del generador (barras 1 a 6). Esto ocurre porque la generación distribuida se puede ver como una reducción neta del consumo de la red, por lo tanto, todas las tensiones tienden a aumentar.

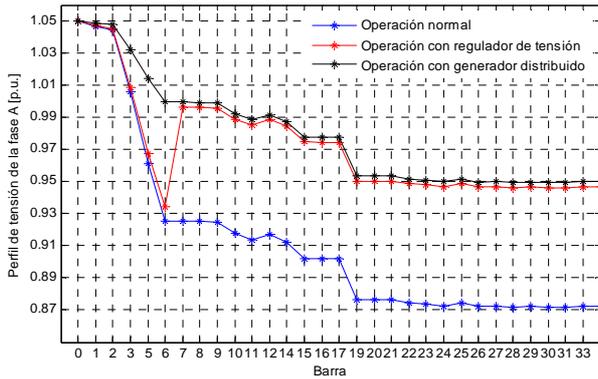


Figura 5. Perfil de tensiones en la fase A (Caso1).

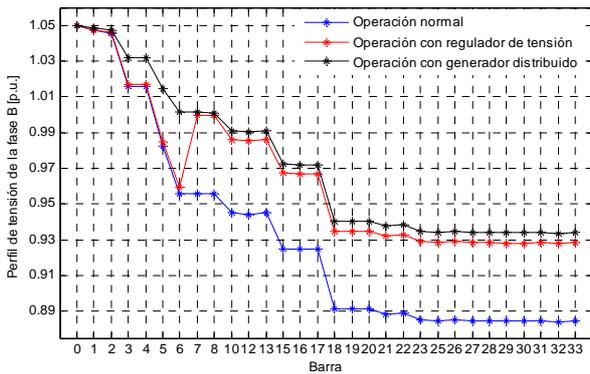


Figura 6. Perfil de tensiones en la fase B (Caso1).

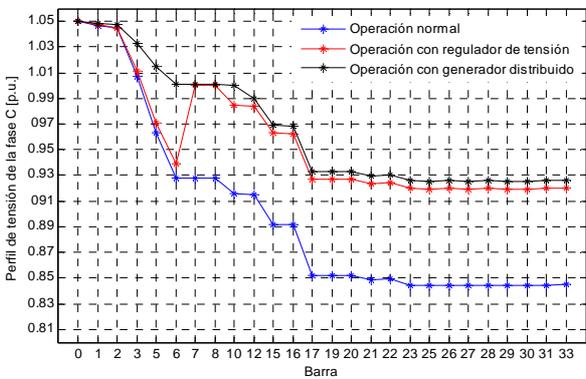


Figura 7. Perfil de tensiones en la fase C (Caso1).

#### 4.2 Caso 2. Generador distribuido localizado en la barra 19.

En este caso se considera el mismo generador distribuido ubicado en el nodo 19. De nuevo se pretende mantener la magnitud de la tensión de este nodo en 1 pu. Después de rodar el flujo de potencia se encuentra que en este caso el generador debe entregar 180, 160 y 220 kVA en las fases a, b y c respectivamente para mantener la tensión en el valor requerido. Se puede verificar que al estar más alejado de la subestación se ha requerido de una inyección de reactivos mayor. Esto ocurre porque la tensión inicial de la barra 19 es mucho menor que la tensión inicial en la barra 7 en todas las fases.

En las figuras 8, 9 y 10 se ilustran los perfiles de tensión para las fases a, b y c respectivamente. En este caso, para efectos de comparación, se ha considerado de manera independiente la operación de un regulador de tensión. De la misma forma que en el caso anterior, se puede verificar que la GD tiene el efecto de elevar la tensión en todas las barras de la red, sin embargo, los reguladores de tensión solo elevan las tensiones aguas abajo de su ubicación.

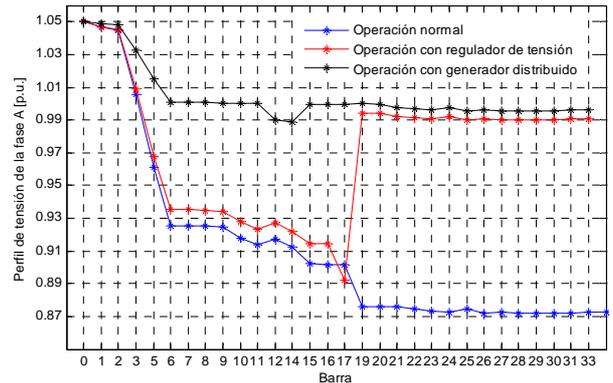


Figura 8. Perfil de tensiones en la fase A (Caso2).

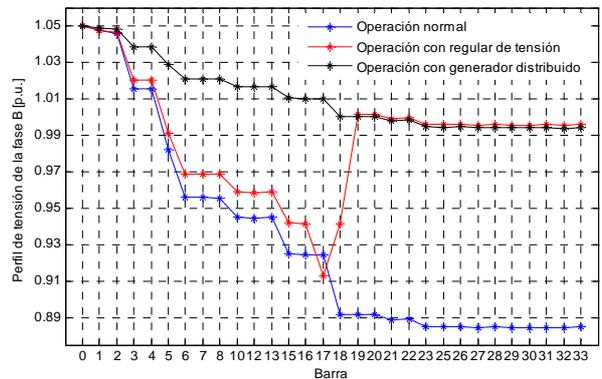


Figura 9. Perfil de tensiones en la fase B (Caso2).

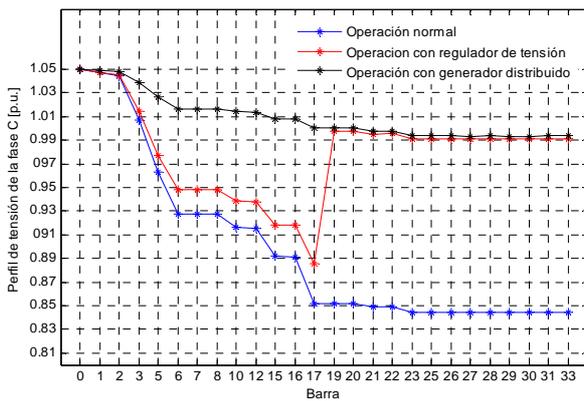


Figura 10. Perfil de tensiones en la fase C (Caso2).

## 5. CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado un modelo de flujo de carga trifásico desbalanceado en redes de distribución considerando generación distribuida. El modelo de flujo de potencia fue validado utilizando el sistema de prueba IEEE de 34 barras. Para tener una mejor idea del impacto de la GD en la red de distribución, se analizaron dos casos ubicando la GD en las barras 6 y 17 respectivamente. En ambos casos se consideraron tres escenarios: a) con GD, b) sin GD y c) con reguladores de tensión. Los resultados mostraron que la GD puede mantener el nivel de tensión en 1 p.u. Sin embargo, dado que se considera una operación desbalanceada se debe inyectar diferente cantidad de reactivos en cada fase.

Se pudo verificar que, en contraste con los reguladores de tensión, la GD puede elevar las tensiones en todos los nodos de la red. Adicionalmente se pudo observar que para mantener un nivel de tensión fijo, es necesario inyectar más reactivos cuando el generador se encuentra más alejado de la subestación.

En este caso se ha implementado un flujo de carga *Backward/Forward Sweep* basado en suma de corrientes, sin embargo, el mismo modelo de GD se puede implementar en cualquier otro tipo de flujo de carga.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

[1] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis* vol. 2nd ed., 2006.

[2] J. Grainger and W. Stevenson, *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. México: Mc Graw Hill, 1996.

[3] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 3, n. 2, pp. 753-762, May 1988.

[4] C. S. Cheng and D. Shirmohammadi, "A three phase power flow method for real time distribution system analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n. 2, pp. 671-679, May 1995.

[5] G. X. Luo and A. Semlyen, "Efficient load flow for large weakly meshed networks," *IEEE Trans on Power Systems*, vol. 5, n. 4, pp. 1309-1316, Nov. 1990.

[6] A. Dimitrovski, R. Ackocski, and R. Taleski, "Voltage correction power flow," *IEEE Trans on Power Delivery*, vol. 9, n. 2, pp. 1056-1062, Abr 1994.

[7] T. H. Chen, M. S. Chen, K. J. Hwang, O. Kotas, and E. A. Chebli, "Distribution system power flow analysis-a rigid approach," *IEEE Trans on Power Delivery*, vol. 6, n. 3, pp. 1146-1152, July 1991.

[8] B. K. Chen, M. S. Chen, R. R. Shoultz, and C. C. Liang, "Hybrid three phase load flow," *IEE Proceedings - C*, vol. 138, n. 3, pp. 177-185, May 1990.

[9] R. G. Cespedes, "New method for the analysis of distribution networks," *IEEE Trans on Power Delivery*, vol. 5, n. 1, pp. 391-396, Jan. 1990.

[10] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distribution generation technologies, definitions and benefits," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, Oct. 2004.

[11] E. Silva-Lora and J. Haddad, *Geração distribuída: aspetos tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: E. Interciência, 2006.

[12] J. H. Teng, "Modeling distributed generations in three-phase distribution load flow," *IET Generation Transmission and Distribution*, vol. 2, No 3, pp. 330-340, 2008.

[13] R. M. Ciric, L. F. Ochoa, and A. Padilha, "Power flow in four-wire distribution networks - general approach," *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, pp. 1283-1290, Nov 2003.

[14] L. A. Gallego, A. Padilha-Feltrin, "Voltage regulator modeling for the three-phase load flow in distribution systems," *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition*. Bogotá, pp.1-6, 2006.