

# ESCENARIOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON BASE EN UN ALGORITMO ANALÍTICO

## **Diego Leonardo González Herrera**

Estudiante de ingeniería eléctrica  
Universidad Distrital Francisco José  
de Caldas  
dilgonzalezh@correo.udistrital.edu.co  
Bogotá, Colombia

## **Gustavo Adolfo Luna Russi**

Estudiante de ingeniería eléctrica  
Universidad Distrital Francisco José  
de Caldas  
dilgonzalezh@correo.udistrital.edu.co  
Bogotá, Colombia

## **Edwin Rivas Trujillo**

Doctor en Ingeniería Eléctrica Elec-  
trónica y Automática  
Docente planta de la Universidad  
Distrital Francisco José de Caldas  
erivas@udistrital.edu.co  
Bogotá, Colombia

**Tipo:** Artículo de investigación

**Fecha de Recepción:** Julio 5 de 2013

**Fecha de Aceptación:** Agosto 6 de 2013

## SCENARIOS FOR THE OPTIMAL LOCATION OF DISTRIBUTED GENERATION BASED ON AN ANALYTICAL ALGORITHM

### **ABSTRACT**

This article presents the simulation scenarios posed on the basis of an analytical algorithm for the location of the distributed generation. On the first place a tour is made through the State of Art concerning to the factors involved in the planning of the demand and the short circuit studies. Then, the methodological proposal is displayed to evaluate the impact and some of the preliminary results.

**Key words:** analytical algorithm, distributed, impact, planning.

### **RESUMEN**

En este artículo se presentan los escenarios de simulación planteados en base a un algoritmo analítico para la ubicación de la generación distribuida. En primera instancia se hace un recorrido por el estado del arte referente a los factores involucrados en la planeación de la demanda y estudios de cortocircuito. Así mismo, se exhibe la propuesta metodológica para evaluar el impacto y algunos resultados preliminares obtenidos.

**Palabras claves:** algoritmo analítico, distribuida, impacto, planeación.

## 1. INTRODUCCIÓN

La generación distribuida (GD) está penetrando de manera acelerada en los sistemas de potencia, lo cual unido al aumento de cargas no lineales originan cambios en el sistema eléctrico, que a su vez exigen mantener una buena confiabilidad y calidad de energía desde el generador hasta el usuario final [1]. El incremento no planificado en los niveles de penetración de la GD en las redes de distribución, ha conllevado a que surjan una serie de inconvenientes de índole técnico entre los cuales se destacan los problemas asociados a pérdidas de potencia, regulación de tensión, aumento de niveles de corriente de falla, así como problemas de calidad de energía tales como, sobretensión, subtensión, armónicos y huecos de tensión.

En este proyecto se investiga el impacto de las nuevas tecnologías asociadas a la GD, por lo tanto se hace necesario conocer ¿hasta qué punto la integración de la generación distribuida impacta de manera técnica las redes de distribución, para lo que se evalúa problemas de pérdida de potencia, corrientes de falla, regulación de tensión y fenómenos de calidad de energía como sobretensión, subtensión, armónicos y huecos de tensión?

En este artículo en primera instancia se presenta el estado del arte, el cual muestra los trabajos más representativos referentes a factores tales como, la planeación de la demanda, las corrientes de corto y las variables determinantes en la evaluación del impacto de la GD; seguido de una propuesta metodológica para la evaluación del impacto de la generación distribuida.

Finalmente se presenta el planteamiento de los escenarios de simulación, obtenidos a partir de un algoritmo analítico y los resultados preliminares en relación con el perfil de tensión y corrientes de falla; los estudios de huecos de tensión y armónicos no se enseñan debido a que se encuentran en fase de ejecución.

## 2. ESTADO DEL ARTE

Diferentes definiciones de generación distri-

buida se han formulado, más sin embargo en el ámbito colombiano la generación distribuida, se puede definir como el sistema de generación eléctrica conectado en redes de distribución de media y baja tensión o en usuarios finales, el cual obtiene su energía de tecnologías de generación de pequeña escala que no superan los 20 MW de capacidad [2].

En un contexto más amplio las características más relevantes de la generación distribuida se puede resumir de la siguiente manera [3] [4]:

- Uso en instalaciones privadas o sistemas de distribución.
- Se conecta principalmente en baja y media tensión.
- No contribuyen a servicios complementarios de tensión y frecuencia.
- Capacidades de cientos de kW hasta 10 MW.
- Fuentes de generación o de almacenamiento de energía.

### 2.1. Planeación de la demanda

La planeación de la demanda, tiene como objetivo brindar electricidad al mayor número de usuarios con niveles altos de eficiencia y productividad [5]; en los últimos años han aparecido nuevas tendencias (figura 1) que fortalecen la planeación de los sistemas eléctricos, es el caso de la generación distribuida junto con el uso racional y eficiente de energía. Al implementar estas propuestas se deben tener en cuenta aspectos de vital importancia; la ubicación de la GD para controlar las pérdidas de potencia, el perfil de tensión y mejorar las curvas de demanda, las políticas regulatorias con los incentivos y desempeño de mercados (precios).

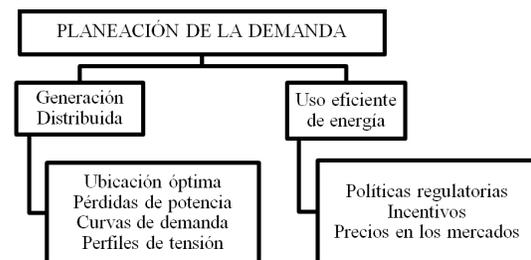


Figura 1. Nuevas tendencias en la planeación de la demanda

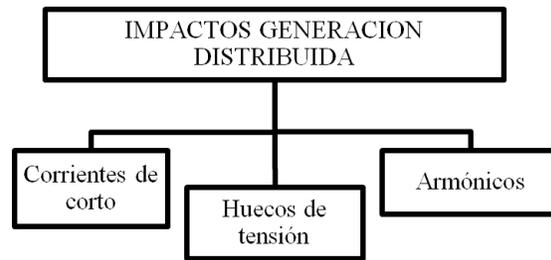
En la tabla 1, se muestran los trabajos más representativos de la planeación de la demanda relacionados con la generación distribuida en los últimos años.

**Tabla 1.** Trabajos relevantes de planeación de la demanda

Autores y año	Aspectos relevantes
C. Wang, M. Nehrir 2004	Utilizan métodos analíticos para ubicación óptima de GD, su principal parámetro es la reducción de pérdidas[6].
S. Valero, M. Ortiz 2007	Recurren a los mapas auto-organizados, para determinar el tamaño de la GD y el precio de generación en el mercado eléctrico[7].
F. Rahimi, A. Ipakchi 2010	Ventajas de la implementación de GD en los sistemas eléctricos, desde el enfoque de las políticas y beneficios en el marco regulatorio[8].
S. Maqbool, M. Babar 2011	Recurren a la GD para aplanar picos en la curva de demanda, esto con el fin de mejorar el perfil de tensión y la estructura de precios variables en el mercado eléctrico[9].
P. Faria, Z. Vale 2012	Proponen un método de despacho de GD, el cual opera en los picos de la curva de demanda; además, es óptimo para cumplir las obligaciones de energía de reserva[10].

## 2.2. Impacto de la GD

Los impactos que tiene la generación distribuida en los sistemas eléctricos son inevitables; su control, requiere de esfuerzos por parte de las empresas de generación y los usuarios finales del servicio de energía eléctrica. Las consecuencias de la implementación de GD se ven reflejadas en fenómenos como, corrientes de cortocircuito, huecos de tensión, armónicos, entre otros (figura 2). El interés en los impactos mencionados anteriormente, hace que la GD sea un concepto importante y atractivo para la investigación.



**Figura 2.** Impactos de la GD a evaluar en la propuesta

En la tabla 2 se resumen los trabajos más relevantes referentes a los impactos de la GD debido a las corrientes de corto.

**Tabla 2.** Trabajos relevantes relacionados con corrientes de corto

Autores y año	Aspectos relevantes
A. Girgis, S. Brahma 2001	Muestran como el tamaño y la ubicación de la GD aumenta las corrientes de corto, afectando la coordinación de protecciones, esto debido a que se viola el margen de tolerancia en estos dispositivos [11].
Subcomité protección de líneas PES 2004	Recalcan la aparición de corrientes de corto bidireccionales en el sistema, por ende recomiendan implementar dispositivos adecuados para proteger los sistemas eléctricos [12].
J. Martínez, J. Arnedo 2009	Explican como la aparición de una nueva impedancia a causa de GD impacta las corrientes de corto; como recomendación sugieren reforzar la coordinación de protecciones y los sistemas de puesta a tierra [13].
T. Mashau, S. Kibaara 2011	Exponen que la implementación de GD, solo afecta la zona instantánea de las protecciones; el impacto depende del factor de penetración de la generación [14].

En la tabla 3, se exponen trabajos representativos relacionados con las variables determinantes en la evaluación del impacto; tales como factor de potencia, fallas y penetración de la GD que involucra potencia y ubicación de la generación.

**Tabla 3.** Trabajos representativos de variables de simulación

Autores y año	Aspectos relevantes
Algoritmo analítico y factor de potencia	
D. Hung, N. Mithulanathan 2010	Presentan un algoritmo analítico para la ubicación óptima de GD teniendo en cuenta las pérdidas y las tecnologías de GD; agrupándolas en 4 tipos dependiendo de su característica de inyección de potencia real y reactiva (Factor de potencia) [15].
Factor de potencia y penetración de la GD	
Yiyun Guo, Yufeng Lin Mingjie Sun 2011	Proponen un método para evaluar el impacto de la GD en las pérdidas en el sistema. El factor de potencia y la ubicación de los generadores al final de las ramas determinan la reducción de pérdidas [16].
V. Quezada, J. Abbad, T. San Román, 2006	Evalúan el impacto de la GD en función del factor de penetración en las pérdidas de potencia. La reducción de pérdidas se comporta como una curva en U; la potencia instalada, el factor de potencia, la ubicación, y la dispersión de los generadores determinan el comportamiento de la curva [17].
Ubicación y tipo de fallas	
J. Martínez, J. Arnedo 2009	Exponen que la implementación de GD, solo afecta la zona instantánea de las protecciones; el impacto depende del factor de penetración de la generación [14].

### 2.3. Índices de evaluación

Para evaluar el impacto de la generación distribuida los autores[11]-[18], analizan el impacto antes y después de la conexión de GD, con el fin de comparar el desempeño del sistema tomando indicadores como referencia tales como, SARFI y THD para evaluar huecos de tensión y armónicos respectivamente. Los relés de protección; se evalúan con base en las curvas de

tolerancia.

Es necesario resaltar que otros autores[19] [20], han dado un nuevo paso en la evaluación del impacto; muestran que al normalizar los índices, se garantiza la óptima evaluación de los fenómenos huecos de tensión y armónicos. En la tabla 4 se exponen algunos trabajos recientes que abordan la temática de los índices de evaluación.

**Tabla 4.** Trabajos relevantes relacionados con índices de evaluación

Autores y año	Aspectos relevantes
A. Bracale, P. Caramia 2011	Utilizan la normalización de índices como el THDv y el SARFI en porcentaje, lo anterior para determinar la ubicación óptima de GD[19].
L. Arroyave, J. Lezama 2013	Determinan la mejor ubicación de GD, mediante el uso de índices normalizados como pérdidas de potencia, perfiles de tensión y cargabilidad de las líneas[20].

### 3. PROPUESTA METODOLÓGICA Y RESULTADOS PRELIMINARES

En la figura 3 se presenta la propuesta metodológica a desarrollar al o largo del proyecto de investigación.

Los elementos concernientes a la etapa de información, como cargas típicas, curvas de demanda y espectros armónicos de las cargas, se encuentran integrados en el sistema de prueba (figura 5); con relación a los índices normalizados, solo se tendrán en cuenta para mostrar el comportamiento preliminar de los estudios realizados hasta el momento.

Los demás estudios como huecos de tensión y armónicos, presentes en la propuesta metodológica se están adelantando; los resultados y sus análisis se presentaran en otro artículo.

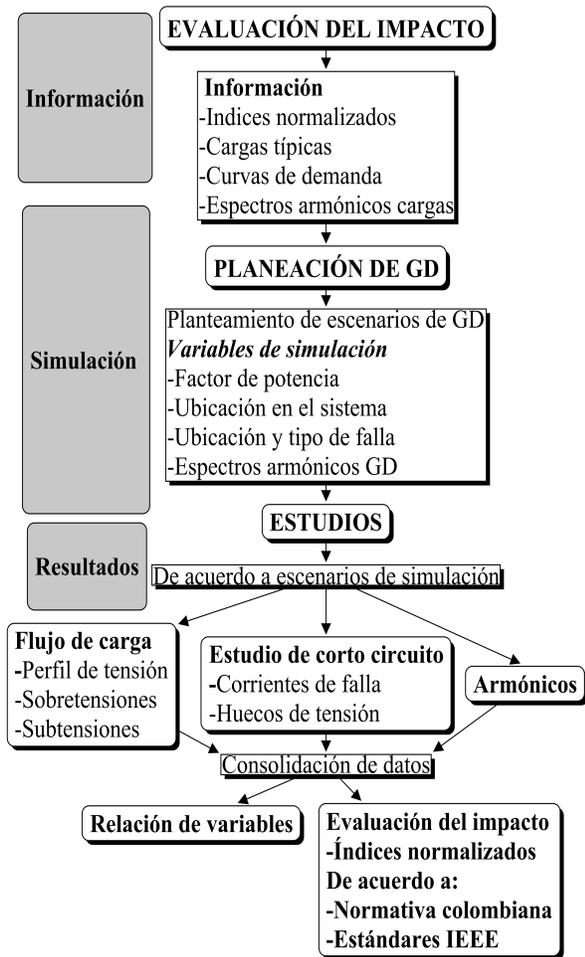


Figura 3. Propuesta metodológica

### 3.1. Planeación de la GD

Para la etapa de simulación se tomará como base el sistema IEEE de 34 nodos (figura 5), el cual es un alimentador real, radial y desbalanceado de tensión nominal 24,9 kV [21].

Los escenarios de prueba para la planeación de conexión de la GD se realizan con base en el algoritmo analítico (figura 4) implementado por los autores; el cual es una herramienta que busca la ubicación óptima de la GD basándose en la reducción de pérdidas totales en el sistema. La potencia de generación se utiliza para aplanar la curva de demanda como criterio complementario.

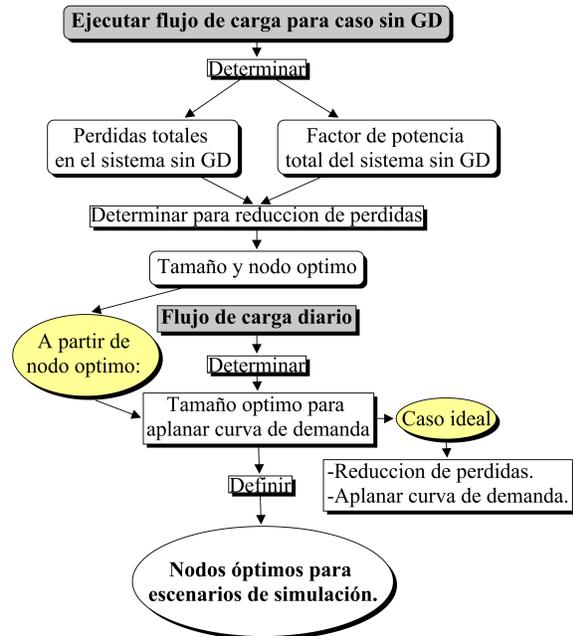


Figura 4. Algoritmo de planeación de los casos de estudio

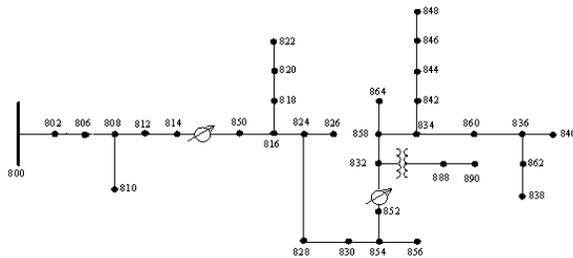


Figura 5. Sistema IEEE 34 nodos

El algoritmo inicia con el flujo de carga total del sistema determinando las pérdidas totales y el factor de potencia.

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas totales sin GD} &= 232,16 \text{ kW} \\ \text{Factor de potencia} &= 0,9856 \end{aligned}$$

Consecutivamente se determina el tamaño y nodo óptimo que minimicen las pérdidas de potencia con respecto al tamaño de la GD usando la ecuación (1) (tabla 5); esto es, ejecutar flujos de carga conectando GD en cada nodo manteniendo constante el factor de potencia hallado con anterioridad y variando la potencia

de generación desde 1 kW hasta 2 MW; considerando que la potencia total del sistema se aproxima a los 1,6 MW.

$$\frac{\partial \text{Perdidas totales}}{\partial \text{Potencia de GD}} = 0 \quad (1)$$

**Tabla 5.** Resultado algoritmo flujo de carga

Nodo óptimo	834
Tamaño	1,4548 kW
Perdidas	49,926 kW
Reducción	78,5%

Con el objetivo de aplanar la curva de demanda, se establece el tamaño óptimo, procurando que el promedio de la curva de demanda eléctrica total del sistema durante el día sea de 479 kW.

Se ejecutan flujos de carga diario conectando y desconectando en la hora 8 y 23 respectivamente la GD; para esto, se varía en el nodo óptimo (834) el tamaño de la GD cada 10% con respecto a la potencia total del sistema 1,6 MW (figura 6).

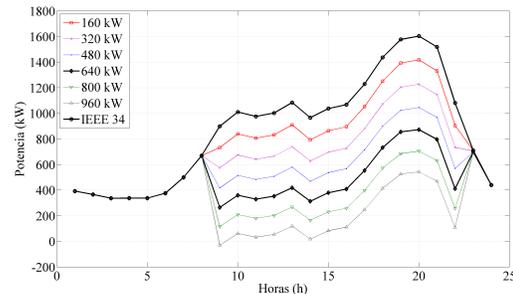
$$\begin{aligned} \text{Nodo óptimo} &= 834 \\ \text{Tamaño} &= 640 \text{ kW} \end{aligned}$$

Los escenarios de simulación (tabla 6) para los estudios propuestos, se plantean partiendo del tamaño ideal; además, se escoge el factor de potencia (1,0, 0,85, -0,85) asociado a la tecnología de GD de acuerdo a su característica de inyección de potencia real y reactiva. La ubicación de la GD en el sistema se realiza escogiendo 4 nodos óptimos con diferentes características (ramificación, baja tensión del transformador, cercano y lejano al alimentador).

**Tabla 6.** Escenarios de simulación

Escenarios de simulación			
FP	Tamaño (kW)	Nodo	Reducción pérdidas (%)
1,00	640	890	54
		832	42
		848	44
		836	44

FP	Tamaño (kW)	Nodo	Reducción pérdidas (%)
0,00	640	890	56
		832	43
		848	45
		836	45
-0,85	640	888	29
		832	33
		848	35
		836	35
0,85	640	890	55
		832	42
		848	42
		836	43



**Figura 6.** Curvas de demanda total con variación de potencia de GD

### 3.2. Perfil de tensión

El perfil de tensión ver figura 7, se obtiene realizando un flujo de carga diario, midiendo en todas las fases y nodos la tensión cada hora. Asimismo, se puede notar claramente los 3 niveles de tensión 69kV, 24.9 kV y 4.16 kV del sistema.

En cada escenario planteado, se realiza la comparación del perfil de tensión sin GD con cada uno de los obtenidos al conectar la generación distribuida, utilizando el indicador que se determina mediante la ecuación (2); el cual está basado en el concepto de valores en por unidad.

$$\text{Indicador} = \frac{\text{ConGD}}{\text{SinGD}} \quad (2)$$

Se han observado cambios por encima del 10%

en una de las fases del nodo 814; esto hace el perfil más lineal debido a que acerca la tensión a 1 por unidad.

En la zona de 4,16 kV al conectar GD los aportes han llegado al 28%, lo anterior muestra sobretensiones, esto debido a que el perfil sin GD se encontraba en 1 de su valor nominal. De acuerdo con IEEE 1159 y NTC 5001 se considera sobretensión el aumento del 10% por encima del valor nominal de tensión.

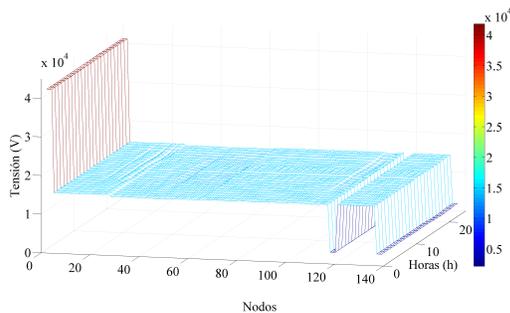


Figura 7. Perfil de tensión sin GD

### 3.3. Corrientes de cortocircuito

Se ejecutaron simulaciones de fallas trifásicas, monofásicas y bifásicas en todos los nodos cuyos resultados se plasman en la tabla 7.

Tabla 7. Incrementos porcentuales en las corrientes de corto

FP	Falla	Incremento %			
		890	832	848	836
1	3F	80	21	21	22
	1F	124	35	37	37
0	3F	93	24	25	25
	1F	140	38	40	40
-0,85	3F	66	18	20	25
	1F	107	32	35	40
0,85	3F	96	24	25	25
	1F	143	38	40	39

De la tabla 7 se desprende que el incremento porcentual de las corrientes de cortocircuito más notable es debido a fallas monofásicas donde se alcanzan incrementos de hasta el 143%.

En las figuras 8 y 9 se muestra el incremento porcentual de las corrientes de cortocircuito asociada con el factor de potencia, para fallas monofásicas. Aunque se observan corrientes de corto con incrementos mayores en los nodos aguas abajo de la instalación del generador, el mejor desempeño se consigue al conectarse GD con factor de potencia de 0,85 en atraso.

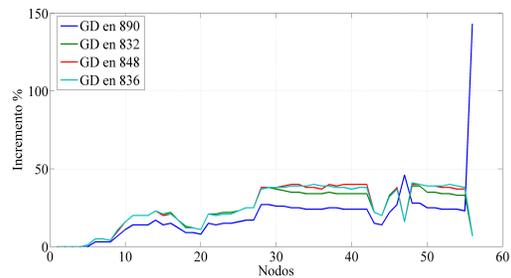


Figura 8. Incrementos de las corrientes de corto con FP 0,85 en atraso

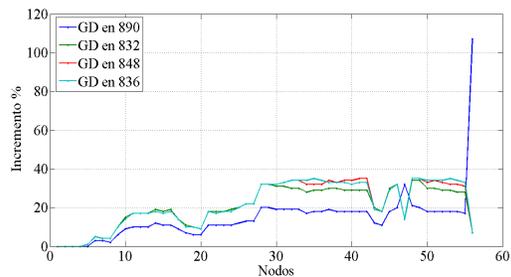


Figura 9. Incrementos de las corrientes de corto con FP 0,85 en adelanto

## 4. CONCLUSIONES

En el desarrollo del algoritmo analítico, se observó que al utilizar el tamaño óptimo que minimiza las pérdidas en el flujo de carga diario, se generan flujos de potencia negativos en la curva de demanda; siendo necesario disminuir el tamaño de potencia en la GD para aplanar la curva de demanda.

Con relación al estudio del perfil de tensión, se hallaron sobretensiones en la parte de baja tensión del transformador conectando GD; esto se debe a la baja demanda de potencia sobre los nodos 888 y 890.

Existe un impacto considerable con los incrementos en las corrientes de corto al instalar GD en el sistema como lo muestran los autores [11] y [13], los incrementos se hacen más per-

judiciales en las fallas monofásicas; sin embargo, el mejor desempeño se obtiene al instalar tecnologías de GD con factor de potencia de 0,85 en adelante.

### Referencias Bibliográficas

- [1] J. Haan, P. Nguyen; Social interaction interface for performance analysis of smart grids, Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS), IEEE First International Workshop on, pp 79–83, 2011.
- [2] M. de M. y energía, Resolución número 086 de 1996. [En línea], consultado en Febrero 16 del 2012, disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/46d97f55067738340525785a007a5eae/\\$FILE/Cr086-96.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/46d97f55067738340525785a007a5eae/$FILE/Cr086-96.pdf)
- [3] IEEE Standards Coordinating Committee 21 (IEEE SCC21), IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems, pp 1 – 16, 2003.
- [4] F. Peter; Distributed generation in liberalised electricity markets, Second international symposium on distributed generation, power system and market aspects, 2002.
- [5] C. Gellings; The smart grid: enabling energy efficiency and demand response, pp. 245–287. 2009
- [6] C. Wang, M. Nehrir; Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems, Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 19, no. 4, pp 2068–2076, 2004.
- [7] S. Valero, M. Ortiz, C. Senabre; Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets, IET Gener, Transm. Distrib., vol. 1, pp 104 – 110, 2007.
- [8] F. Rahimi, A. Ipakchi; Demand response as a market resource under the smart grid paradigm, Smart Grid, IEEE Transactions on, vol. 1, no. 1, pp 82–88, 2010.
- [9] S. Maqbool, M. Babar, E. Al-Ammar; Effects of demand elasticity and price variation on load profile, 2011 IEEE PES Conference on innovative smart grid technologies - Middle East, pp 1–5, 2011.
- [10] P. Faria, Z. Vale; Energy and reserve provision dispatch considering distributed generation and demand response, Innovative Smart Grid, pp 1–7, 2012.
- [11] A. Girgis S. Brahma, Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system, Power Engineering, 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on, 2001.
- [12] I. P. S. R. Committee, Impact of distributed resources on distribution relay protection, Universities' Power Engineering Conference (UPEC), 2004.
- [13] J. Martinez, J. Arnedo, Impact of distributed generation on distribution protection and power quality, 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp 1–6, 2009.
- [14] T. Mashau, vS. Kibaara; Impact of distributed generation on protection coordination in a radial distribution feeder, 46th International Universities' Power Engineering Conference, 2011.
- [15] D. Hung, N. Mithulananthan, R. Bansal; Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks, Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 25, no. 3, pp 814–820, 2010.
- [16] Y. Guo, Y. Lin, M. Sun; The impact of integrating distributed generations on the losses in the smart grid, Power and Energy Society General Meeting, pp 1–6, 2011.
- [17] V. Quezada; Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation,

- Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 21, no. 2, pp 533–540, 2006.
- [18] X. Zhou, J. Liang, W. Zhou; Harmonic impacts of inverter-based distributed generations in low voltage distribution network, 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp 615–620, 2012.
- [19] A. Bracale, P. Caramia, G. Carpinelli, A. Russo, P. Verde; Site and system indices for power-quality characterization of distribution networks with distributed generation, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp 1304–1316, 2011.
- [20] L. Arroyave, J. Lezama; Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica, Revista Tecnura, vol 17, no 36, pp 50-60, 2013.
- [21] W. Kersting; Radial distribution test feeders, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no. 3, pp 975–985, 1991.