

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL SECUNDARIA DE BAJO VOLTAJE 2E/E.

Luis Daniel Andagoya Alba

Comisión de Investigación, ISTCT

E-mail: andagoyalba@gmail.com

Resumen

El presente trabajo analiza el impacto de la Generación Distribuida (GD) conectada en la red de distribución secundaria 2E/E (Monofásica a tres hilos) sobre los perfiles de voltaje en todos los nodos del alimentador, así como en las pérdidas de potencia en la red de distribución. Para el análisis se ha modelado un alimentador primario en medio voltaje así como la red de secundaria en bajo voltaje en configuración 2E/E (Monofásica a tres hilos), en la cual se ha instalado generación fotovoltaica en los nodos de conexión de los usuarios a la red eléctrica. La conexión de la Generación Distribuida se realizó basándose en dos criterios, el porcentaje de penetración de Generación Distribuida así como el porcentaje de dispersión de la Generación Distribuida en los nodos de la red. Los resultados muestran que en general el ingreso de este tipo de generación en el sistema mejoran los niveles de voltaje en los nodos de la red y reducen las pérdidas del sistema, sin embargo esto depende del porcentaje de penetración de la Generación distribuida así como del nivel de dispersión en los nodos de la red.

Palabras clave: Generación Distribuida; Red de Distribución Secundaria; Perfil de Voltaje; Energía Renovable; Alimentador Primario. Configuración 2E/E.

Abstract

The present work analyzes the impact of the Distributed Generation (GD) connected in the secondary distribution network 2E / E (single phase to three wires) on the voltage profiles in all nodes of a feeder and in the power losses in the distribution network. For the analysis, a primary feeder has been modeled in medium voltage as well as the secondary network in low voltage 2E / E (single-phase to three wires) configuration, in which photovoltaic generation has been connected in the connections nodes of the users to the electric network. The connection of the Distributed Generation was made based on two criteria, the percentage of Distributed Generation penetration as well as the dispersion percentage of the Distributed Generation in the network nodes. The results show that in general the connection of this kind of generation in the system improves the voltage levels in the network nodes and reduce the losses in the system, however the improvement depends on the percentage of penetration of the distributed generation as well as the level of dispersion in the nodes of network.

Keywords: Distributed Generated, Secondary Distribution Network, Voltage profile, Renewable Energy, Primary Feeder, 2E/E Configuration.

1. INTRODUCCIÓN

Los esfuerzos por des carbonizar la producción energética así como la necesidad de cumplir los objetivos medioambientales han provocado que las investigaciones se centren en lo que se conoce como generación limpia, es decir, energías renovables dentro de las cuales está la generación fotovoltaica (Ioan, Abrudean & Bica, 2016). Hace unos años el alto coste que significaba una instalación fotovoltaica hacía muy difícil la difusión de este tipo de generación en los consumidores domésticos, sin embargo en los últimos años los costos de este tipo de generación han bajado de una forma considerable, haciendo que este tipo de generación sea cada vez más accesible y competitiva en relación a la generación del tipo convencional (Ogunjuyigbe, Ayodele & Akinola, 2016; Balamurugana, Srinivasana & Reindl, 2012; Campusano, 2013).

La previsión a futuro es la instalación de sistemas de generación fotovoltaica por parte de los usuarios finales inicialmente para su propio autoconsumo y posteriormente para una generación que se podría ingresar a la red. Estas nuevas formas de generación conectadas en las viviendas provocará un flujo de potencia bidireccional, para los cual las redes eléctricas no están previstas. En el Ecuador las redes de distribución son en su gran mayoría con una configura-

ción 2E/E (monofásicas a tres hilos) por lo que la generación distribuida deberá conectarse bajo este mismo esquema, provocando algunos cambios en los parámetros eléctricos del sistema de distribución, especialmente en los niveles de voltaje y en las pérdidas en la red (Empresa Eléctrica Quito, 2015; Short, 2006; IEEE, 2000).

El presente trabajo presenta un análisis del efecto en la red de distribución de la conexión de generación distribuida en la red secundaria de bajo voltaje con configuración 2E-E (monofásica a tres hilos) típica de Ecuador.

Para el análisis se tomaron en consideración dos parámetros, el nivel de Penetración de la Generación Distribuida en el sistema y el Grado de Dispersión de la misma. La metodología planteada será aquella utilizada en los análisis de impacto en la red de este tipo de generación realizada en otros estudios con diferentes configuraciones de red y en distintos niveles de voltaje a los planteados en el presente trabajo (García-Villalobos, Eguía, Torres, & Etxegarai, 2017; Mourad, Mohamed, 2016; Wei, 2014; Davda, Parekh, 2012).

El trabajo está dividido en cuatro secciones, una introducción, metodología de análisis, resultados y conclusiones que se pueden obtener del trabajo.

2. METODOLOGÍA

El trabajo empieza con el modelado de la red desde la subestación de distribución, alimentador primario en medio voltaje (22.8KV), transformadores de distribución monofásicos, redes de bajo voltaje (240/120V) y usuarios finales representados por cargas estáticas (Empresa Eléctrica Quito, 2015). La generación fotovoltaica se conecta a la red a través de los nodos en los que están conectados las cargas estáticas que representan los usuarios.

El análisis se lo realiza por escenarios de funcionamiento tomando en consideración dos parámetros, el grado de penetración fotovoltaica en la red y el grado de dispersión de la generación distribuida en la misma.

La red se modeló en el software PowerFactory para los estudios de flujo de carga en los diferentes escenarios en los cuales se realizó el análisis.

2.1. Modelado de la red primaria de distribución

En este trabajo se modeló un alimentador primario en 22.8KV de alrededor de 1MVA de demanda, y que consta de 20 nodos y 12 transformadores de distribución monofásicos, tomando en consideración la topología básica de las redes primarias existentes en el Ecuador (Redes radiales) (Empresa Eléctrica Quito, 2015; Wei, 2014). La red primaria de medio voltaje se modeló con un calibre de 3/0 en configuración trifásica para la troncal y 1/0 para los ramales en configuración monofásica o trifásica dependiendo del caso.

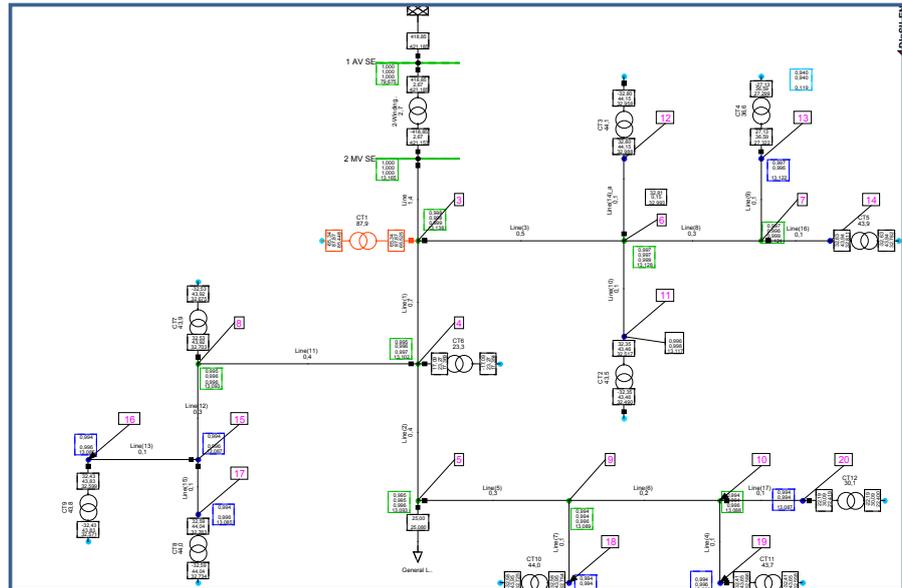


Figura 1: Modelado de la Red Primaria de Distribución en Medio Voltaje (22.8KV).
Fuente: Autor

2.2. Modelado de la red secundaria de distribución

Para la red secundaria de bajo voltaje se consideró una red en configuración 2E/E (Monofásica a tres hilos) que consta de un transformador de distribución secundaria y cuatro vanos a cada lado del transformador, la red secundaria se modeló con un calibre de 3/0 tanto para las fases como para el neutro mientras que el conjunto de usuarios son simulados a través de dos cargas estáticas de 3.5KVA cada una. (Empresa Eléctrica Quito, 2015).

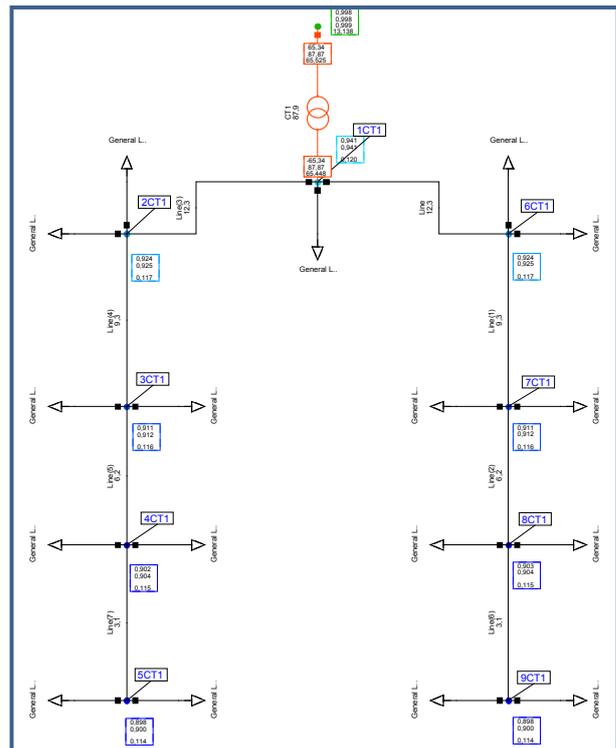


Figura 2: Modelado de la Red Secundaria de Distribución en Bajo Voltaje (240/120V).
Fuente: Autor

2.3. Modelado del sistema de generación fotovoltaica.

El modelo genérico de una instalación fotovoltaica para conexión a red se muestra en la Figura 3, este modelo consta de un arreglo de paneles fotovoltaicos, un capacitor de línea y un inversor para la posterior conexión a la red (Mahmood, 2012).

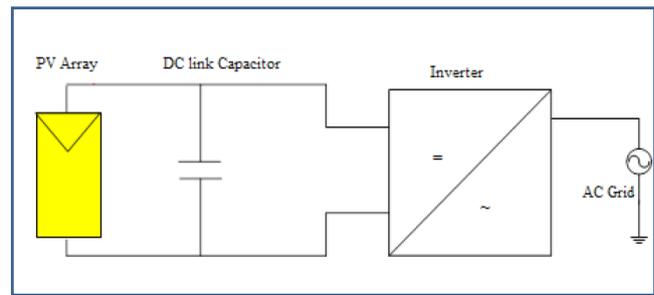


Figura 3: Esquema básico de un sistema fotovoltaico para conexión a red.
Fuente: Mahmood, 2012

El modelo presentado en la Figura 3 se puede representar de dos formas en el programa computacional Power Factory.

Mediante una red en la que el arreglo de paneles fotovoltaicos se representa a través de una fuente de corriente independiente, un capacitor de línea y un inversor PWM para su conexión a red.

La segunda forma de representar un sistema fotovoltaico es a través de un Generador Estático (Static Generator), este modelo se conecta directamente a la red debido a que internamente contiene los elementos necesarios para su conexión directa (Mahmood, 2012).

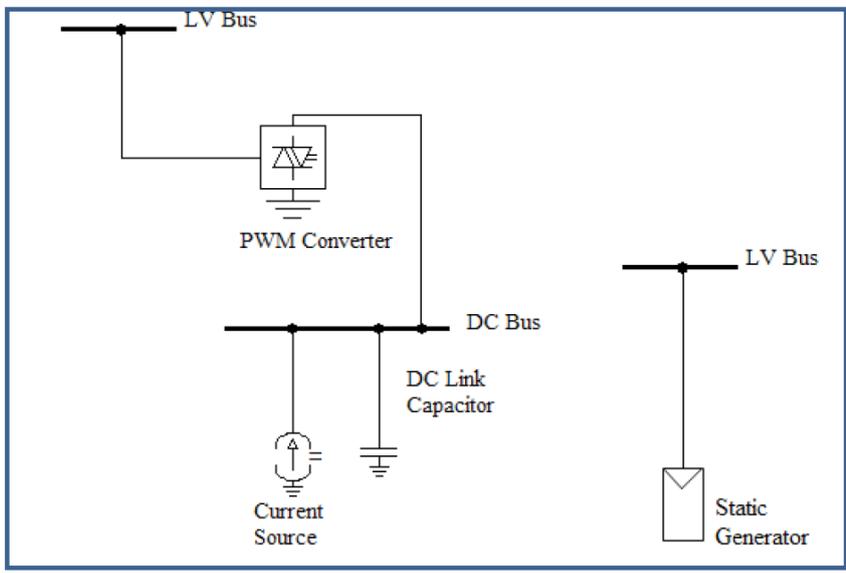


Figura 4: Diferentes sistemas fotovoltaicos modelados en Power Factory
Fuente: Mahmood, 2012

En el presente trabajo se utilizó el modelo de Generador Estático por la facilidad de conexión a la red. Este presenta dos configuraciones de conexión, trifásico y monofásico, por tal razón será necesario la conexión de dos sistemas monofásicos equilibrados en cada nodo en la red, como se muestra en la Figura 4.

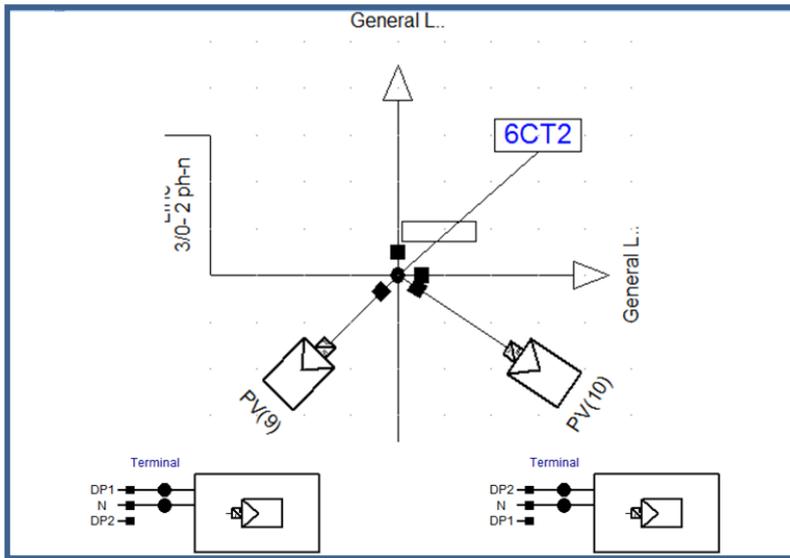


Figura 5: Conexión de sistema Fotovoltaico monofásico a red de distribución secundaria 2E/E.

Fuente: Autor

La potencia de generación que cada usuario puede tener esta normada a través de la regulación No 003/18 del ARCONEL, en la cual se detalla que un usuario residencial puede tener hasta 100KW de autogeneración para su propio consumo y/o ingreso en la red (ARCONEL, 2018). Bajo esta premisa los generadores instalados en el presente trabajo están muy por debajo de esta potencia de generación, cumpliendo la normativa establecida como se verá más adelante.

2.4. Escenarios de operación.

Los escenarios de operación toman como referencia el estado inicial de la red sin ningún tipo de autogeneración fotovoltaica por parte de los usuarios (Escenario 0). Los demás escenarios resultan del análisis de dos parámetros que permiten medir la incidencia de la autogeneración o generación distribuida en la red.

2.4.1 Grado de penetración de generación fotovoltaica.

El grado de penetración (%GP) se define como la relación existente entre la generación fotovoltaica generada y la demanda máxima de la red en un estado de operación determinado (Mourad, Mohamed, 2016). Matemáticamente se representa como:

$$\%GP = \frac{P_{PH}}{P_L} \quad (1)$$

Donde:

%GP = Grado de penetración de energía fotovoltaica en la red.

P_{PH} = Potencia de generación fotovoltaica conectada en la red.

P_L = Potencia total de demanda conectada en la red.

2.4.2. Grado de dispersión de generación fotovoltaica.

El grado de dispersión (%GD) se define como la relación existente entre el número de nodos con carga y con generación fotovoltaica y el número de nodos totales de la red en estudio con carga (Balamurugana, Srinivasana & Reindl, 2012; Mourad, Mohamed, 2016).

$$\%GD = \frac{\#Bus_{PH}}{\#Bus_L} \quad (2)$$

Donde:

%GD = Grado de dispersión de energía fotovoltaica en la red.

#Bus_{PH} = Número de nodos con carga y generación fotovoltaica.

#Bus_L = Número de nodos con carga totales del sistema.

2.4.3 Escenarios en función del grado de penetración de generación fotovoltaica.

Para la configuración de los escenarios tomando en consideración este parámetro se han separado en pasos de aproximadamente 25% de la carga total del sistema. Esto permite observar el efecto de la generación distribuida en función de la potencia generada. Con esta consideración se tienen los como resultado los escenarios mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1: Escenarios a estudiar según Grado de penetración fotovoltaica.

	ESCENARIO					
	0	1	2	3	4	5
Grado de Penetración Fotovoltaico (%)	0	26	52	76	102	138
Potencia total Fotovoltaica (KW)	0	203.86	402.65	590.26	793.49	1079.88

Fuente: Autor

Se han creado 6 escenarios de operación en los cuales el escenario 5 corresponde a un nivel de inserción en la red superior al 100% de la carga total conectada, esto con el objetivo de observar un escenario adicional con un ingreso directo de energía en la red (Priyangika, Wijayapala & Wijekon, 2016). Los resultados se muestran más adelante.

2.4.4. Escenarios en función del Grado de dispersión de generación fotovoltaica.

Al igual que para la configuración de los escenarios del subcapítulo anterior se han tomado pasos de aproximadamente 25% del número total de nodos con carga. Este parámetro no puede superar el 100% puesto que este sería el escenario en el cual todos los nodos tendrían generación fotovoltaica conectada.

Para todos estos escenarios se ha considerado un grado de penetración de generación fotovoltaica de aproximadamente 50%. Los escenarios a estudiar bajo este parámetro se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2: Escenarios a estudiar según grado de dispersión de la generación fotovoltaica.

	ESCENARIO				
	0	1	2	3	4
Grado de Dispersión (%)	0	24	50	75	100
# Nodos con Generación Fotovoltaica	0	26	54	81	108

Fuente: Autor

3. RESULTADOS OBTENIDOS

Para la presentación de resultados se ha optado por realizar gráficas que muestran la evolución de los perfiles de voltaje en función de los dos parámetros antes descritos. Los resultados finales se muestran en los siguientes subcapítulos.

3.1. Incidencia del Grado de Penetración Fotovoltaica en los perfiles de voltaje.

El análisis completo consta de los perfiles de voltaje de todos los transformadores que conforman la red, a continuación se presentan únicamente dos ejemplos tomados de forma aleatoria de los resultados obtenidos. Los demás resultados mantienen un patrón similar a los mostrados a continuación.

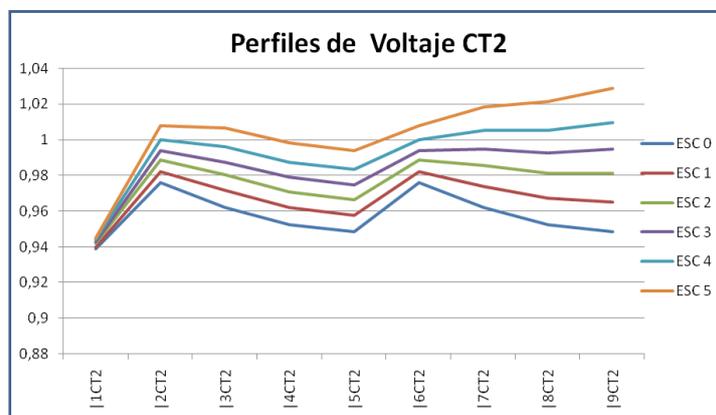


Figura 6: Perfil de voltaje de red secundaria asociada al transformador CT2.

Fuente: Autor.

La gráfica de la Figura 6 muestra el perfil de voltaje de la red que conforma el Centro de Transformación 2 (CT2) para diferentes grados de penetración fotovoltaica en la red, el grafico muestra cómo afecta el ingreso de la generación fotovoltaica a los perfiles de voltaje, en este caso mientras mayor potencia fotovoltaica en el sistema existe una mejora en los perfiles de voltaje de la red.

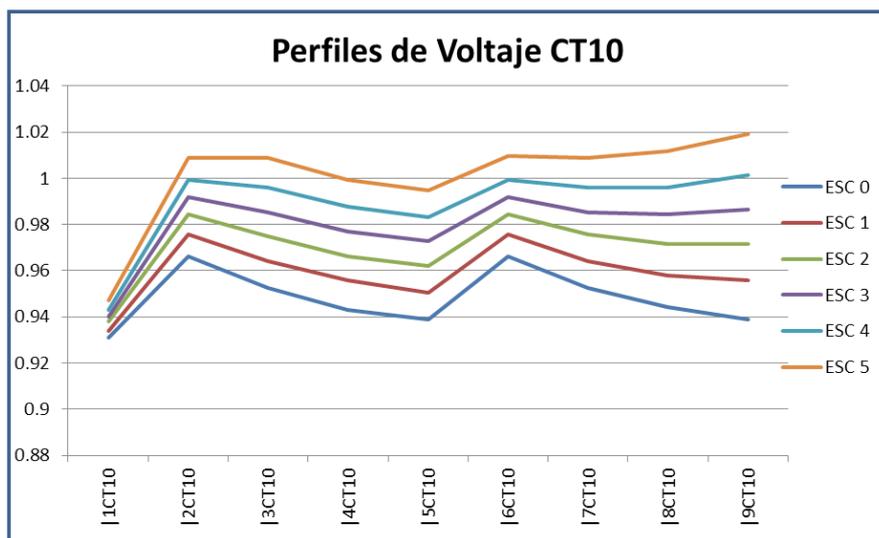


Figura 7: Perfil de voltaje de red secundaria asociada al transformador CT10.
Fuente: Autor

La gráfica de la Figura 7 muestra el perfil de voltaje del circuito secundario asociado al transformador CT10, en el cual se muestra la misma tendencia que en el grafico anterior, es decir, a mayor generación fotovoltaica mejor son los niveles de voltaje en los nodos.

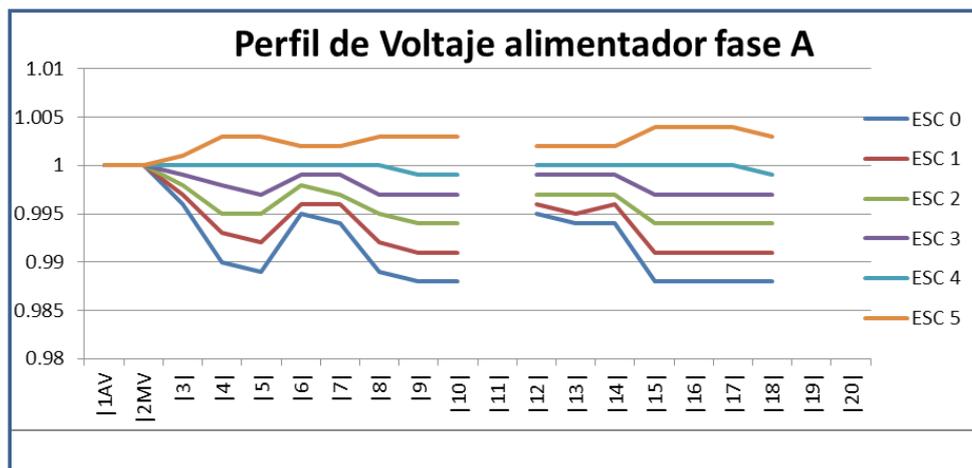


Figura 8: Perfil de voltaje del alimentador primario en medio voltaje.
Fuente: Autor

La gráfica de la Figura 8 muestra el perfil de voltaje del alimentador primario de medio voltaje, el mismo muestra que el ingreso de generación distribuida en la red ayuda al mejoramiento de los niveles de voltaje en el alimentador manteniendo el mismo patrón que en las redes secundarias de bajo voltaje.

3.2. Incidencia del Grado de Penetración Fotovoltaica en las pérdidas de potencia activa en la red.

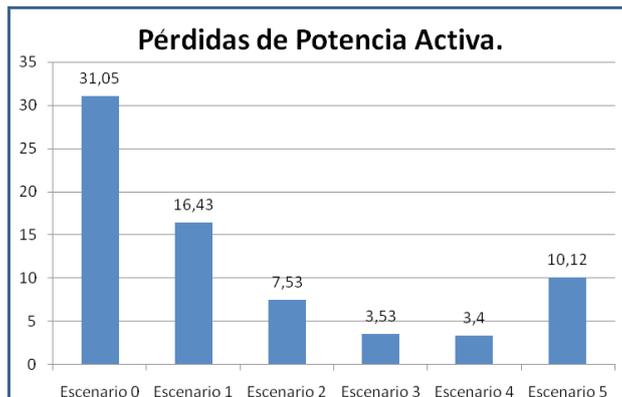


Figura 9: Pérdidas de potencia activa en la red de distribución primaria y secundaria.
Fuente: Autor.

En lo referente a las pérdidas técnicas se nota una disminución de las mismas a medida que se aumenta la potencia de generación fotovoltaica como se muestra en la gráfica de la Figura 9, esto tiene lógica puesto que las redes están llevando menos energía desde la subestación hasta los consumidores por lo tanto las corrientes en las líneas son menores así como las pérdidas en la red, sin embargo se nota que en el Escena-

rio 5 (GP= 138%) la pérdidas son mayores a los escenarios 1, 2, 3 y 4. Esto se debe a que la red de distribución pasó de ser una red de distribución a una red de transmisión, sin embargo esta red no fue diseñada para cumplir esa función por lo que las pérdidas empiezan a aumentar e inclusive podría ser mayor al Escenario 0 que corresponde a un escenario sin generación fotovoltaica.

3.3. Incidencia del Grado de Dispersión Fotovoltaica en los perfiles de voltaje.

Para esta parte del análisis se tiene cinco escenarios de operación que dependen del grado de dispersión de la generación distribuida en la red, a continuación, se presentan dos ejemplos

de las gráficas que muestran el efecto de este parámetro en el perfil de voltaje tanto en las redes secundarias como primarias que componen la red en estudio.

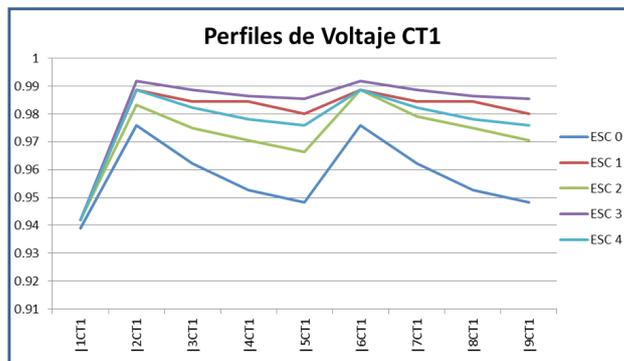


Figura 10: Perfil de voltaje de red secundaria asociada al transformador CT1.
Fuente: Autor.

La gráfica de la Figura 10 muestra la variación del voltaje en los nodos del transformador CT1, en este caso el aumento de la dispersión mejora los niveles de voltaje en la red secundaria sin embargo dependerá del caso en estudio

cual de los escenarios es el más óptimo, en el caso de la figura anterior el escenario con mejor nivel de voltaje corresponde al Escenario 3 con alrededor de 75% de dispersión.

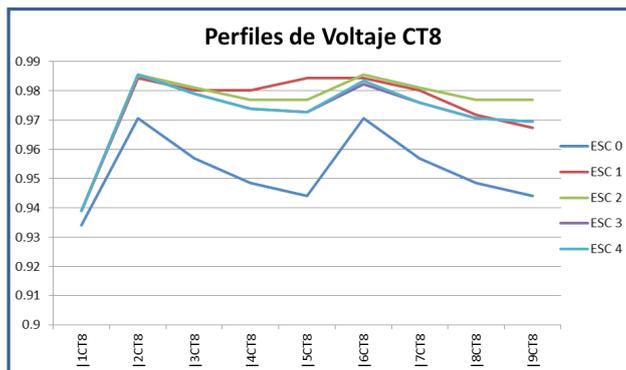
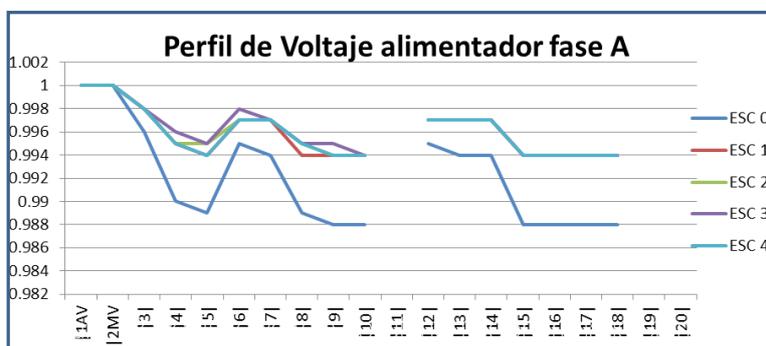


Figura 11: Perfil de voltaje de red secundaria asociada al transformador CT8.
Fuente: Autor.

La gráfica de la Figura 11 muestra el perfil de voltaje del Centro de transformación CT8, a diferencia del anterior casi no se tiene mucha variación con referencia a la mejora de los niveles de voltaje en función de los porcentajes de disper-

sión, en este caso específico se podría decir que la mejora en el nivel de voltaje no está relacionada con el porcentaje de dispersión sino más bien con el grado de penetración fotovoltaica en el sistema.



voltaje.
Fuente: Autor.

En el caso del perfil de voltaje en el alimentador primario en MV, según muestra la Gráfica de la Figura 12. Mantiene la tendencia que muestran los circuitos secundarios en bajo voltaje es

decir, existe una mejora en los niveles de voltaje que se mantienen relativamente uniformes con la variación de la dispersión de la generación.

3.4. Incidencia del Grado de Dispersión Fotovoltaica en las pérdidas de potencia activa en la red.

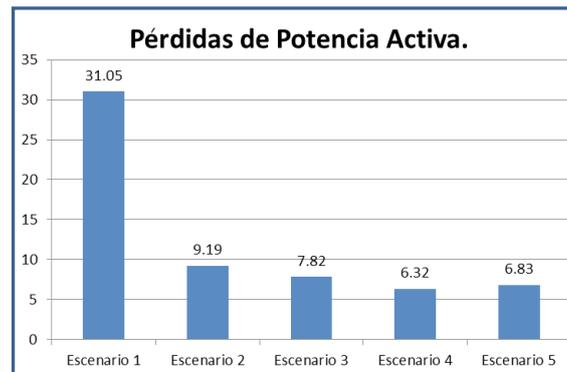


Figura 13: Pérdidas de potencia activa en la red de distribución primaria y secundaria.
Fuente: Autor.

En lo referente a las pérdidas de potencia en la red existe una variación que depende del nivel de dispersión sin embargo esta diferencia no es tan significativo con lo que se podría decir

que la disminución de las pérdidas está más relacionadas con el grado de penetración fotovoltaica antes que con el grado de dispersión.

4. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se muestra el análisis del impacto de conectar generación distribuida en la red secundaria de bajo voltaje en configuración 2E/E (Monofásica a tres hilos), que constituye la configuración típica de Ecuador.

Para el presente análisis se realizó escenarios de operación tomando en consideración dos parámetros, el Grado de Penetración Fotovoltaica en la red y el Grado de Dispersión de la Generación distribuida en los nodos de conexión de la carga.

De forma general el ingreso de la Generación Distribuida en la red mejora los niveles de voltaje en los nodos dependiendo del Grado de Penetración Fotovoltaica en la red, mientras mayor este índice mejor perfil de voltaje se tiene en toda la red de distribución.

El grado de dispersión fotovoltaica en la red repercute de forma positiva en los perfiles de voltaje, pero depende de cada caso el escenario óptimo, en algunos casos se noto que un valor bajo de grado de dispersión provocaban mejo-

res perfiles de voltaje antes que con valores altos de dispersión.

En lo referente a las pérdidas de la red, estas también se ven reducidas por la inserción de Generación Distribuida, esto se debe a que la red convencional mientras mayor es el ingreso de Generación Distribuida, menor potencia transmite a través de sus líneas por lo que las pérdidas se ven también reducidas.

En el presente trabajo se analizó escenarios cuyo valor máximo tanto para el Grado de Penetración Fotovoltaica como para el Grado de Dispersión estaban en alrededor del 100%, estudios ha futuro deberán realizarse para valores que superen este valor puesto que en estos futuros escenarios presentaran un efecto regresivo, es decir, tanto los niveles de voltaje como las perdidas del sistema empeoran inclusive mucho más que en un escenario con generación convencional. Estos escenarios se analizarán en trabajos futuros.

Ioan Dulau, L. Abrudean, L. Bica, M. (2016). Optimal Location of a Distributed Generator for Power Losses Improvement. *Procedia Technology*, 22, 734–739. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.protcy.2016.01.032>

Ogunjuyigbe, A. Ayodele, T. Akinola, O. (2016). Impact of distributed generators on the power loss and voltage profile of sub-transmission network. *Journal of Electrical System and Informaton Technology*. 3, 94-107. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jesit.2015.11.010>

Balamurugana, K. Srinivasana, D. Reindl, T. (2012). Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems. *Energy Procedia*, 25, 93–100. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.013>

Campusano, G. (2013). Impacto de la generación distribuida en la operación de la distribución (Memoria de Ingeniería, Universidad de Chile, Chile). Recuperado de: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/114121/cf-campusano_gg.pdf?sequence=1

Empresa Eléctrica Quito. (2015). Normas para Sistemas de Distribución. (Revisión 06). Quito, Ecuador.

Short, T. (2006). *Electric Power Distribution Equipment and Systems*. Boca Raton, FL, United States of America: CRC Pres.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2000). *IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. New York, United States of America.

Garcia-Villalobos, J. Eguia, P. Torres, E. & Etxegarai, A (2017). Impact of Photovoltaic Self-consumption on Power Losses and Voltage Levels of MV Distribution

Networks. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. doi: <http://dx.doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260161>

Mourad, N. Mohamed, B. (2016). Impact of Increased Distributed Photovoltaic Generation on Radial Distribution Networks. *International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT)*, 292–295. doi: <http://dx.doi.org/10.1109/CoDIT.2016.7593576>

Weij, M. (2014). Impact of Distributed Generation on Power System. *Applied Mechanics and Materials* (543-547), 681–684. doi: <http://dx.doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.543-547.681>

Davda, A. Parekh, B. (2012). System Impact Analysis of Renewable Distributed Generation on an Existing Radial Distribution Network. *IEEE Electrical Power and Energy Conference*. doi: <http://dx.doi.org/10.1109/EPEC.2012.6474936>

Mahmood, F. (2012). *Improving the Photovoltaic Model in PowerFactory* (Master thesis, KTH Royal Institute of Technology, Estocolmo, Suecia). Recuperado de: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:571921/FULLTEXT01.pdf>

ARCONEL. (2018). Regulación Nro. 003/18 “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”. Quito, Ecuador.

Priyangika, A. Wijayapala, W. & Wijekon, H. (2016). The Impact of Distributed Generation on Transmission and Distribution Losses in Sri Lankan Power System. *Electrical Engineering Conference (EECon)*. doi: <http://dx.doi.org/10.1109/EECon.2016.7830935>