

Impacto de la generación distribuida en la red de distribución

Leonardo Álvarez^{1,2} , Luis Neves^{1,3} , Julio López² , Sergio Zambrano⁴ 

¹ Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Instituto Politécnico de Leiria, Engenharia da Energia e do Ambiente, Rua General Norton de Matos, 2411-901, Leiria, Portugal.

² Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Facultad de Ingeniería, Universidad de Cuenca, Av. 12 de Abril y Loja, 010150, Cuenca, Ecuador.

³ INESC Coimbra, Rua Sílvio Lima, Pólo II, 3030-290, Coimbra, Portugal.

⁴ Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, Cuenca, Ecuador.

Autores para correspondencia: xavier230988@gmail.com

Fecha de recepción: 25 de agosto de 2017 - Fecha de aceptación: 29 de septiembre de 2017

ABSTRACT

This paper presents a study of the impact of the integration of medium and large-scale photovoltaic systems in a medium voltage distribution network. A first activity was the development and verification of a real feeder model in DIgSILENT Power Factory, to determine the feeder initial conditions: voltage profile, line loading, technical losses of energy and the contribution of the short circuit current. For the integration of the Photovoltaic System (SFV), a variety of scenarios were developed that cover different levels of penetration and location. For each scenario, 288 unbalanced load flow studies were executed, using the DIgSILENT Programming Language (DPL) and the Newton-Raphson method. The photovoltaic system used is a generic model (0.4 kV/0.5 MVA with an $fp = 0.95$ in advance) of the DIgSILENT Power Factory program database. Finally, some results of the analysis are discussed, and two mitigation measures are analyzed to address the voltage increase. In addition, the current philosophy of coordination of overcurrent protections in the distribution feeder were evaluated, considering a three-phase fault in a strategic point according to current settings of relays, reclosers and fuses.

Keywords: Distributed generation, photovoltaic system, feeder, DIgSILENT, load flow.

RESUMEN

En este artículo se presenta un estudio del impacto de la integración de sistemas fotovoltaicos de mediana y gran escala en la red de distribución a nivel de media tensión. El enfoque comienza con el desarrollo y verificación de un modelo de alimentador real en DIgSILENT Power Factory, para determinar las siguientes condiciones iniciales del alimentador: el perfil de tensión, carga de líneas, pérdidas técnicas de energía y el aporte de la corriente de cortocircuito. Para la integración del Sistema Fotovoltaico (SFV) se elaboró una variedad de escenarios que cubren diferentes niveles de penetración y ubicación, para cada escenario se ejecutaron 288 flujos de carga desbalanceada mediante el Lenguaje de Programación DIgSILENT (DPL), utilizando el método de Newton-Raphson. El sistema fotovoltaico que se utilizó es un modelo genérico (0.4 kV/0.5 MVA con un $fp=0.95$ en adelante) de la base de datos del programa DIgSILENT Power Factory. Finalmente, se discuten algunos resultados y se analizan dos medidas de mitigación, con el fin de abordar el aumento de tensión. Además, se evalúa la filosofía actual de coordinación de protecciones de sobrecorriente en el alimentador de distribución, considerando una falla trifásica franca en un punto estratégico en función de los ajustes en relés, reconectores y fusibles.

Palabras clave: Generación distribuida, sistema fotovoltaico, alimentador, DIgSILENT, flujo de carga.

1. INTRODUCCIÓN

La generación de electricidad tradicionalmente es producida en grandes centrales, las cuales normalmente se encuentran cerca de la fuente de energía primaria y lejos de los centros de consumo. La demanda de energía eléctrica ha crecido continuamente, por lo cual, la generación de electricidad debe aumentar para satisfacer las necesidades de la demanda (Vignolo & Zeballos, 2002). Frente a este modelo tradicional, implantado en las últimas décadas, surgió un modelo alternativo denominado como Generación Distribuida (GD), que es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, conectadas a un área del sistema eléctrico de potencia a través de un punto de conexión común (IEEE Std 1547.2™, 2003).

Hoy en día, una creciente cantidad de energía eléctrica es generada mediante GD de pequeño tamaño, en virtud del actual interés mundial de diversificar la matriz energética e incentivar el uso de energías renovables, por lo que el panorama energético futuro probablemente incluirá un mayor número de centrales de pequeña capacidad, situadas en la red de distribución. Esta tendencia de aumento es potenciada por el hecho que la GD está constituida por un variado conjunto de tecnologías que explotan energías provenientes de fuentes renovables tales como la fotovoltaica, eólica, mareomotriz, entre otras (Herman, 2001). El Ecuador cuenta con un gran potencial de fuentes renovables por lo que la situación no debería ser distinta a la esperada a nivel mundial en cuanto al aumento de la GD.

Considerando que un fuerte nivel de penetración de GD en el sistema de distribución da lugar a importantes problemas técnicos, es indispensable realizar estudios que determinen el impacto que produciría la conexión de estas tecnologías tomando en consideración su ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración, así como también las características del alimentador de distribución (Katiraei & Agüero, 2011). Además, hay que tener en cuenta que los sistemas de distribución fueron diseñados sin tomar en cuenta la introducción de generación distribuida.

Para el caso del Sistema Nacional Interconectado (SNI) se puede distinguir a los grandes centros de consumo alejados de los centros de generación, lo cual incrementa la necesidad de estudiar el comportamiento de estos sistemas frente a grandes niveles de penetración de GD. La adición de generación podría influir en problemas de calidad de energía, degradación en la confiabilidad del sistema, reducción en la eficiencia, sobretensiones, problemas de seguridad; entonces, es importante modificar el sistema de distribución y protección, para facilitar la integración exitosa de la nueva generación (Grow, 2004).

En este artículo se presenta la investigación de la integración de sistemas fotovoltaicos de mediana y gran escala (10kW - 1000kW y 1MW - 10MW, respectivamente) en el Alimentador de Distribución 0723, perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR. Debido a que tanto la salida del sistema fotovoltaico como la carga de alimentación varían a lo largo del día, se decidió estudiar los impactos (perfil de tensión, carga de líneas, pérdidas técnicas de energía y aporte de la corriente de cortocircuito) para diferentes grados de penetración del SFV, evaluando los efectos bajo diversas condiciones de carga de alimentación. Para lograr este objetivo, se revisó la Normativa aplicada para Generación Distribuida en Ecuador (ARCONEL, 2015) y el estándar internacional IEEE Std 1547.7™ (2014).

Los resultados están divididos en secciones, en primera instancia se presenta los resultados del escenario base, es decir sin generación fotovoltaica. Después se presentan los impactos de la integración fotovoltaica, entre estos, el flujo inverso, fluctuaciones y aumento de tensión, carga de líneas y pérdidas técnicas de energía. Para mitigar el aumento de tensión se hace trabajar al SFV con un factor de potencia unitario y 0.95 en retraso. Posteriormente se calcula el aporte del SFV en la corriente de cortocircuito, mediante la realización de dos tipos de fallas: Trifásica (3F) y Monofásica a Tierra (1FT). Finalmente se evalúa la actual filosofía de la coordinación de protecciones de sobrecorriente en el alimentador, realizando una falla trifásica franca en la línea de media tensión (LMTA_15877), en función de los ajustes actuales en relés, reconectores y fusibles.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

El estudio del impacto de la interconexión de sistemas fotovoltaicos en la red distribución comienza con el desarrollo y la verificación de un modelo de alimentador real (Alim_0723), este modelo puede incluir cualquier planta de generación existente (convencional o no convencional).

2.1. Estimación del recurso solar

Actualmente, un obstáculo importante para realizar el análisis es la falta de datos. Rara vez se encuentran resoluciones de datos (1, 5 ó 10 minutos) para la carga y la radiación solar en el área de concesión de la empresa distribuidora. Los datos de radiación y carga para este estudio fueron proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional. Se procesó la información de irradiación solar en la ciudad de Cuenca durante la semana del 3 al 9 de Abril de 2017, para este estudio se utilizó el día de mayor radiación, que ocurrió el 5 de Abril de 2017, como se puede apreciar en la Figura 1.

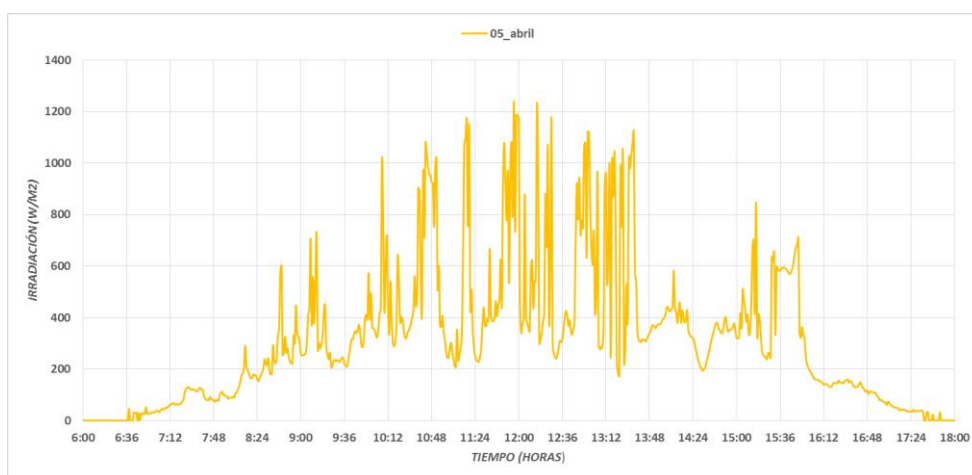


Figura 1. Irradiación Solar del 05/05/2017 (Fuente: CENTROSUR).

2.2. Sistema fotovoltaico

La base de datos del programa DIGSILENT Power Factory 15.1.7 contiene una librería en la cual se encuentra el modelo del generador fotovoltaico con una capacidad de 0.5 MVA, el modelo está constituido por un generador estático el cual es un convertor de interfaz con la red para numerosas aplicaciones, como son: generadores fotovoltaicos, celdas de combustible, terminales HVDC, compensadores de reactivos y generadores eólicos FCWT. En particular, para una central fotovoltaica, esta plantilla incluye los modelos del panel solar y link-DC aparte del generador estático (convertor), el cual se conecta a una barra de BT (0.4 kV). El generador se conecta a la red por medio de un transformador elevador, el cual no está incluido dentro de la plantilla. Además, este modelo incluye el esquema de control interno de potencia activa y reactiva del generador fotovoltaico (Theologitis, 2011).

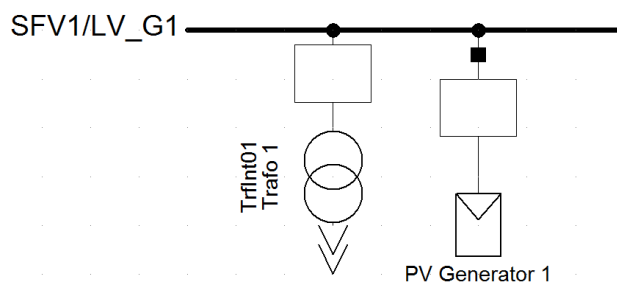


Figura 2. Modelo del generador fotovoltaico 0.4 kV/0.5MVA en DIGSILENT.

2.3. Alimentador de distribución

El alimentador de distribución 0723 del sector rural de la ciudad de Cuenca se modela a partir del Geographic Information System (GIS) al programa DlgSILENT Power Factory a través de una interfaz bidireccional DGS. El alimentador es radial, con una tensión nominal de 22 kV, y en el cual se conectan los tres sistemas fotovoltaicos (SFV1, SFV2 y SFV3) en los respectivos PCC¹ (MTA_44731, MTA_7020 y MTA_54123), situados a 2.60, 9.83 y 15.58 km, respectivamente, de la subestación 07, tal como se presenta en la Figura 3.



Figura 3. Alimentador de distribución 0723 importado a DlgSILENT a partir del GIS.



Figura 4. Ubicación del SFV1.

Para la ubicación del SFV se realizó un recorrido por troncal del alimentador, con el fin de localizar los sitios con el espacio necesario para la implementación de estos sistemas de gran escala. El SFV1 se localiza a una Latitud 2°48'23.67" (Sur) y una Longitud 78°58'36.84" (Oeste) tal como se

¹ El punto donde el sistema eléctrico de potencia local es conectado al área del sistema eléctrico de potencia, recibe el nombre de Punto de Conexión Común (PCC).

observa en la Figura 4, de la misma manera se procedió para los SFV2 y SFV3. El nivel de penetración del SFV está relacionado con la cantidad de potencia fotovoltaica a instalar, correspondientes a los valores de 0.5 - 1 - 1.5 - 2.5 - 3 MVA. Con el fin de captar una amplia gama de posibles impactos, se realiza una variedad de escenarios, los mismos que cubren diferentes niveles de penetración para diferentes condiciones de carga de alimentación.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este estudio se realizó en intervalos de tiempo (5 minutos), por lo cual, para cada escenario se ejecutaron 288 flujos de carga desbalanceada mediante la herramienta DIGSILENT Programming Language (DPL), para evaluar el perfil de tensión, carga de líneas y pérdidas técnicas. Para el estudio de cortocircuitos se desarrolla dos tipos de fallas: Trifásica (3F) y Monofásica a Tierra (1FT). Finalmente, se evalúa la filosofía actual de coordinación de protecciones de sobrecorriente en el alimentador de distribución, considerando una falla trifásica en un punto estratégico, en función de los ajustes actuales en relés, reconectores y fusibles.

3.1. Escenario base (sin generación fotovoltaica)

El perfil de tensión del alimentador se representa mediante valores de tensión por unidad (p.u.) para cada uno de los nodos primarios, en función de su distancia (km) a la subestación. Para este escenario se desarrollan 288 flujos de carga, por lo tanto, se obtienen 288 perfiles de tensión, razón por la cual en la Figura 5 se presenta el perfil de tensión del alimentador mediante valores estadísticos.

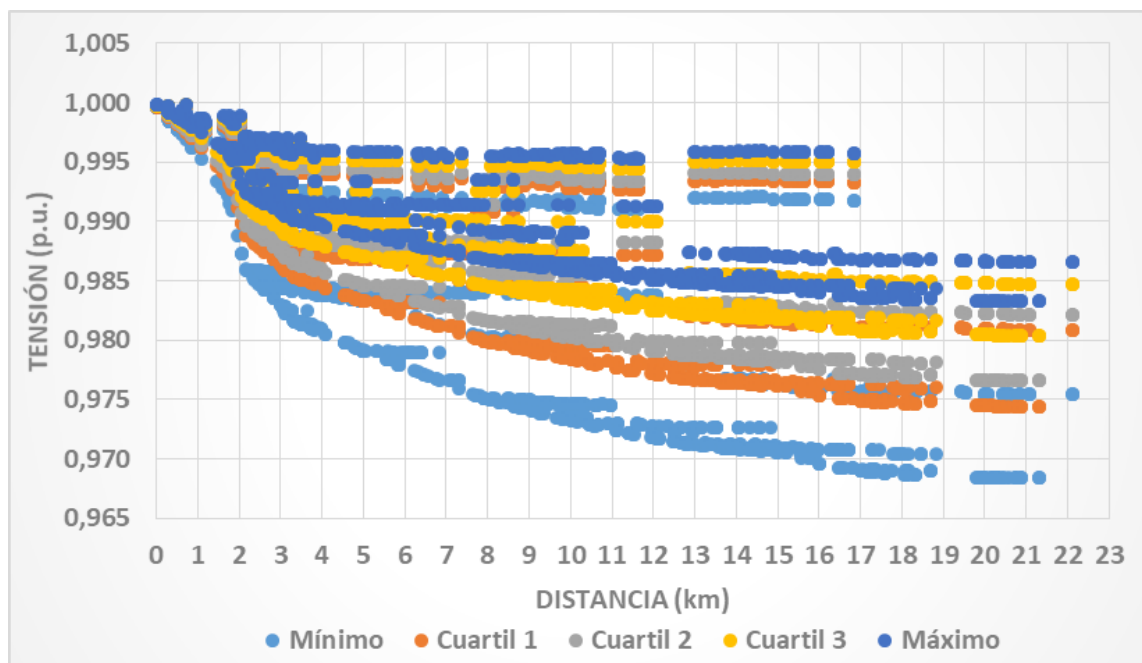


Figura 5. Perfil de tensión sin generación fotovoltaica

En este caso el alimentador 0723 tiene pérdidas técnicas de energía del 2.68%. La Figura 6 presenta la máxima carga de líneas del alimentador durante todo el día. La máxima carga de todas las líneas ocurre a las 08:40 PM con el 86.72%.

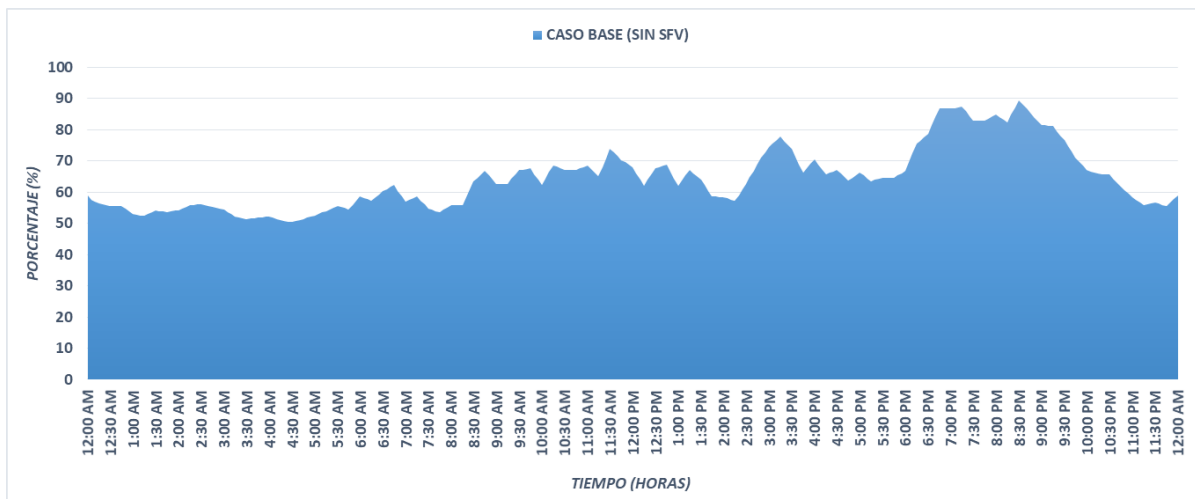


Figura 6. Máxima carga de líneas sin SFV.

3.2. Escenario con sistemas fotovoltaicos

Flujo de potencia inversa

Típicamente, el alimentador de distribución 0723 está diseñado para flujos unidireccionales de potencia, razón por la cual, grandes niveles de penetración de sistemas fotovoltaicos compensarán la carga de alimentación local, además, provoca un flujo de potencia inverso en niveles de sección, alimentación y subestación. En la Figura 7 se aprecia el flujo de potencia activa en la subestación, el alimentador se convierte en un circuito activo, es decir, inyecta energía hacia el sistema de transmisión.

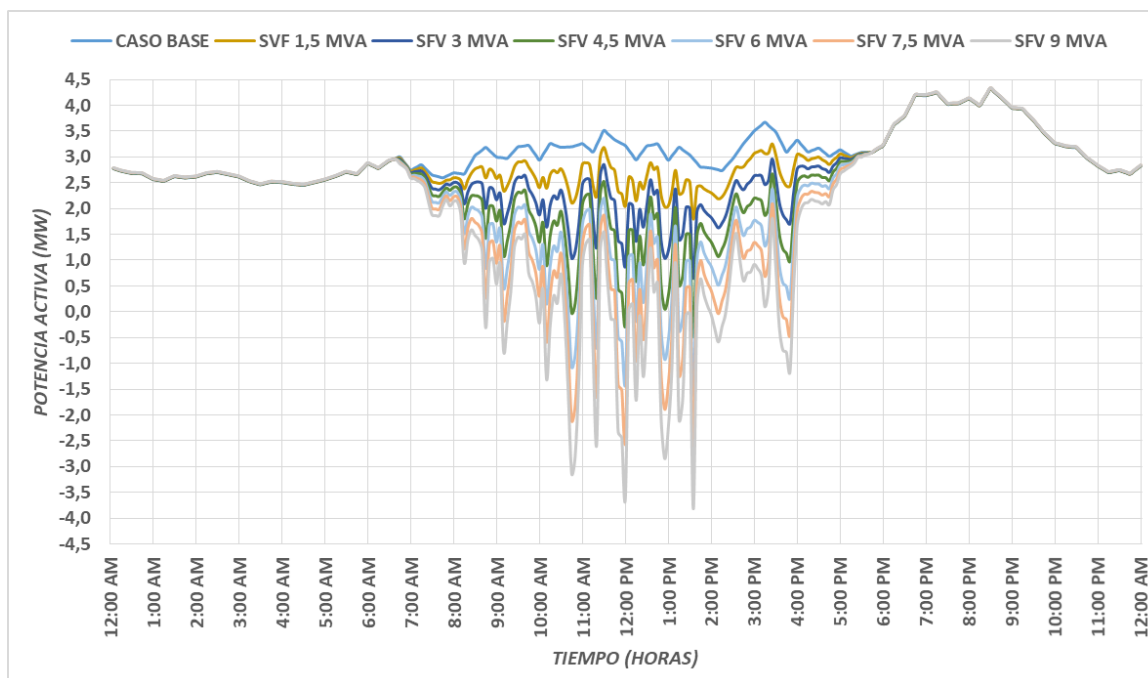


Figura 7. Flujo de potencia activa (kW) en la subestación.

Fluctuaciones y aumento de tensión

La potencia de salida del sistema fotovoltaico es variable debido a su naturaleza intermitente, por factores tales como el efecto de sombreado de la nube y la rápida fluctuación en la radiación solar que resulta en una fluctuación de tensión. La Figura 8 muestra la diferencia de voltaje nodal (antes y

después de la interconexión de un sistema fotovoltaico de 3 MVA en el PCC MTA_7020). Los resultados muestran un aumento de tensión significativo de aproximadamente 0.0232 PU (0,51 kV sobre una base de 22 kV) en varios nodos, durante la máxima producción del sistema fotovoltaico (entre 10 AM y 2 PM).

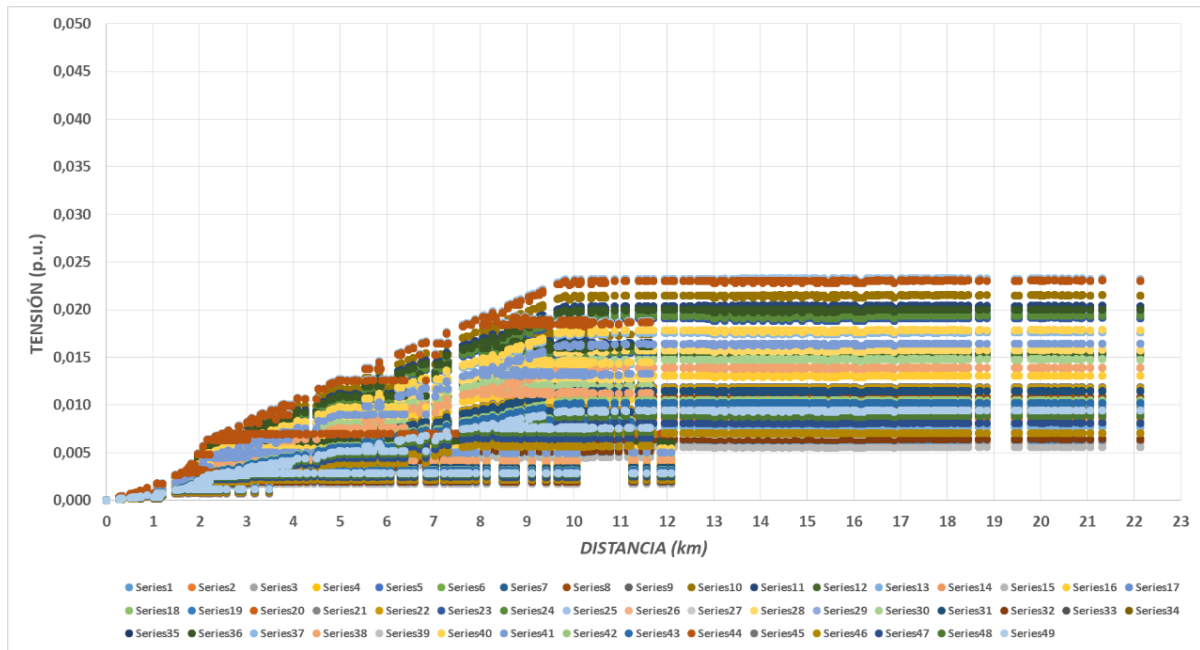


Figura 8. Diferencia de tensión nodal con un SFV de 3 MW.

En la Tabla 1 se presenta los valores de aumento de tensión en los tres puntos de conexión común, con un SFV de 1 MVA, los resultados muestran que el mayor aumento de tensión ocurre en el tercer PCC situado a 15.58 km de la subestación 07.

Tabla 1. Aumento de tensión en los puntos de conexión común.

Estado del sistema fotovoltaico			Punto de conexión común		
SFV1	SFV2	SFV3	MTA_44731 SFV1	MTA_7020 SFV2	MTA_54123 SFV3
ON	OFF	OFF	0.0025 p.u.	-	-
OFF	ON	OFF	-	0.0079 p.u.	-
OFF	OFF	ON	-	-	0.0121 p.u.
ON	ON	ON	0.0074 p.u.	0.0181 p.u.	0.0222 p.u.

* Cada SFV tiene una capacidad de 1 MVA con factor de potencia 0.95 en adelanto

Carga de las líneas del alimentador

La ubicación de los sistemas fotovoltaicos afecta significativamente a la carga de las secciones del alimentador, donde los niveles de penetración bajos a moderados compensan la carga de la sección, particularmente en alimentadores que alcanzan su máximo durante el día. Mientras que, para los altos niveles de penetración, la carga de la sección se incrementa debido a que la contribución del sistema fotovoltaico es mayor que la base. La Figura 9 presenta la máxima carga de todas las líneas del alimentador 0723 durante el día en estudio, al conectarse un sistema fotovoltaico de 3 MVA en el PCC MTA_44731. Los resultados muestran que la carga de las líneas disminuye durante las horas diurnas, donde existe generación fotovoltaica, por ejemplo, a las 12 horas su valor máximo decrece de un 68.06% a 40.14%.

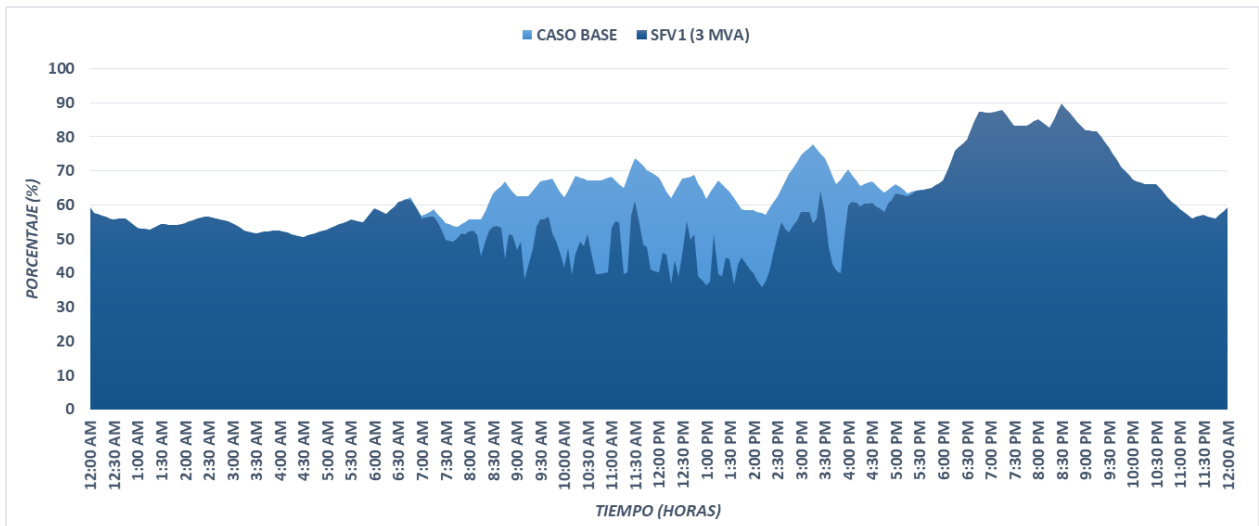


Figura 9. Carga máxima de las líneas del alimentador con un SFV de 3MVA.

Tabla 2. Pérdidas técnicas de energía (MWh).

Esc.	MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123		Pérdidas			
	SFV1	Cant.	SFV2	Cant.	SFV3	Cant.	Líneas MWh	Trafos MWh	Total MWh	Técnicas %
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	0.73	1.20	1.93	2.68
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	0.71	1.24	1.95	2.70
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	0.69	1.28	1.96	2.73
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	0.67	1.31	1.98	2.75
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	0.65	1.35	2.01	2.78
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	0.64	1.39	2.03	2.82
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	0.62	1.43	2.05	2.85
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	0.70	1.24	1.94	2.68
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	0.67	1.28	1.94	2.70
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	0.65	1.31	1.96	2.72
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	0.63	1.35	1.98	2.75
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	0.61	1.39	2.00	2.78
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	0.60	1.43	2.03	2.82
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	0.70	1.24	1.93	2.68
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	0.67	1.28	1.94	2.70
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	0.65	1.31	1.96	2.72
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	0.63	1.35	1.99	2.76
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	0.63	1.39	2.02	2.80
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	0.63	1.43	2.06	2.85
19	ON	3	ON	3	OFF	0	0.60	1.43	2.03	2.81
20	OFF	0	OFF	3	ON	3	0.60	1.43	2.03	2.82
21	ON	1	ON	1	ON	1	0.65	1.31	1.96	2.72
22	ON	2	ON	2	ON	2	0.59	1.43	2.03	2.81
23	ON	3	ON	3	ON	3	0.57	1.55	2.12	2.94
24	ON	4	ON	4	ON	4	0.58	1.66	2.24	3.11
25	ON	5	ON	5	ON	5	0.61	1.78	2.39	3.31
26	ON	6	ON	6	ON	6	0.67	1.89	2.56	3.55

* Un SFV tiene la capacidad nominal de 0.5 MVA

Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas de energía incrementan en todos los escenarios tal como se presenta en la Tabla 2. Las pérdidas con carga disminuyen mientras que las pérdidas sin carga aumentan, dando como resultado un aumento de pérdidas totales con relación al escenario base.

3.3. Medidas de mitigación

Hay situaciones en las que es razonable permitir que los sistemas fotovoltaicos generen cantidades limitadas de energía reactiva. Los reglamentos de utilidad estipulan que los sistemas fotovoltaicos deben funcionar con un factor de potencia superior a 0.85 (adelanto o retraso), cuando la salida es superior al 10% de la capacidad. Los sistemas especialmente diseñados, que proporcionan compensación reactiva o soporte de voltaje, pueden funcionar fuera de este límite con la debida aprobación de la empresa de distribución de energía eléctrica (IEEE Std 929, 2000). La Tabla 3 presenta el aumento de tensión en los PCC para cuatro escenarios, donde se muestra los resultados con el SFV inicial, seguido de las medidas de mitigación que son: hacer que el SFV trabaje con un factor de potencia unitario y después con un factor de potencia igual a 0.95 en retraso.

Tabla 3. Aumento de tensión en los PCC con medidas de mitigación.

Esc.	Sistemas fotovoltaicos			Factor de potencia	PCC		
	SFV1	SFV2	SFV3		MTA_44731	MTA_7020	MTA_54123
2	ON	OFF	OFF	0.95 adelanto	0.0025 p.u.	-	-
				1 unitario	0.0019 p.u.	-	-
				0.95 retraso	0.0014 p.u.	-	-
8	OFF	ON	OFF	0.95 adelanto	-	0.0079 p.u.	-
				1 unitario	-	0.0057 p.u.	-
				0.95 retraso	-	0.0034 p.u.	-
14	OFF	OFF	ON	0.95 adelanto	-	-	0.0121 p.u.
				1 unitario	-	-	0.0085 p.u.
				0.95 retraso	-	-	0.0048 p.u.
22	ON	ON	ON	0.95 adelanto	0.0074 p.u.	0.0181 p.u.	0.0222 p.u.
				1 unitario	0.0058 p.u.	0.0131 p.u.	0.0160 p.u.
				0.95 retraso	0.0041 p.u.	0.0080 p.u.	0.0094 p.u.

* Cada SFV tiene una capacidad de 1 MVA

3.4. Aporte de la corriente de corto circuito

Analizando dos tipos de falla se determinó el aporte del sistema fotovoltaico en las máximas corrientes de cortocircuito: Trifásica (3F) y Monofásica a Tierra (1FT). Las barras a evaluar las corrientes de cortocircuito corresponden a los puntos de acoplamiento común. Para este análisis se utiliza el método IEC 60909. En la Tabla 4 se detalla el aporte de los sistemas fotovoltaicos a la corriente de cortocircuito (Icc) en los PCC del alimentador, el ingreso de cada SFV es individual en los PCC. El estándar IEEE 1547 establece como criterio de revisión preliminar, que el aporte de la GD en el PCC no debe superar el 10% a la Icc. Por esta razón, el ingreso de un sistema fotovoltaico de 2.5 MVA y 3 MVA en el tercer PCC supera el límite de la norma antes mencionada con 10.55% y 12.68% respectivamente.

Tabla 4. Aporte del generador fotovoltaico a la corriente de cortocircuito.

Esc.	Falla monofásica a tierra franca (1FT)						Falla trifásica franca (3F)					
	MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123		MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123	
	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)
0	5.239	-	1.607	-	1.036	-	7.761	-	2.403	-	1.554	-
1	5.243	0.05	-	-	-	-	7.791	0.39	-	-	-	-
2	5.248	0.12	-	-	-	-	7.821	0.77	-	-	-	-
3	5.252	0.17	-	-	-	-	7.851	1.16	-	-	-	-
4	5.257	0.23	-	-	-	-	7.882	1.56	-	-	-	-
5	5.261	0.28	-	-	-	-	7.912	1.95	-	-	-	-
6	5.266	0.35	-	-	-	-	7.942	2.33	-	-	-	-
7	-	-	1.611	0.17	-	-	-	-	2.435	1.33	-	-
8	-	-	1.616	0.37	-	-	-	-	2.467	2.66	-	-
9	-	-	1.620	0.54	-	-	-	-	2.499	4.00	-	-
10	-	-	1.625	0.75	-	-	-	-	2.532	5.37	-	-
11	-	-	1.629	0.92	-	-	-	-	2.564	6.70	-	-
12	-	-	1.634	1.12	-	-	-	-	2.597	8.07	-	-
13	-	-	-	-	1.041	0.32	-	-	-	-	1.586	2.06
14	-	-	-	-	1.046	0.64	-	-	-	-	1.619	4.18
15	-	-	-	-	1.050	0.90	-	-	-	-	1.651	6.24
16	-	-	-	-	1.054	1.16	-	-	-	-	1.685	8.43
17	-	-	-	-	1.059	1.48	-	-	-	-	1.718	10.55
18	-	-	-	-	1.063	1.74	-	-	-	-	1.751	12.68

3.5. Coordinación de protecciones

Con el fin de evaluar la filosofía actual de coordinación de protecciones de sobrecorriente en el alimentador, se considera generadores fotovoltaicos de 3 MVA cada uno, se simulan diferentes tipos de fallas en puntos estratégicos, en función de los ajustes en relés, reconectores y fusibles. Se analizan los aportes a las corrientes de falla por parte del generador, así como la corriente que circula en sentido inverso, desde el generador hacia la falla, de tal forma de observar los tiempos para el despeje de falla, en las curvas tiempo corriente, y así determinar si existirá una operación inadecuada de algún equipo o pérdida de sensibilidad.

El caso de estudio tiene los siguientes equipos de protección:

- Relé en cabecera con protección 50/51 fase y tierra.
- Reconector (ABB-OVR) en el sector La Dolorosa - Ricaurte, sin habilitación de reconexión automática (solo curva lenta).
- Fusibles Tipo K

Se realiza una falla trifásica franca en la línea LMTA_15877, ubicada entre el SFV2 y SFV3. La corriente de falla sin el ingreso de los SFV es de 1874.22 A. En la Figura 10 se muestran las curvas y los valores de falla con los tres SFV conectados. Se observa que la corriente de falla es de 1808.41 A, es decir, la corriente de falla disminuye un 3.51% (línea vertical de color verde), el reconector va a despejar la falla en un tiempo de 0.101 segundos (corte con la curva lenta de color rojo), a su vez, el relé de respaldo en cabecera tiene un tiempo de 0.141 segundos (corte con la curva de color verde). La corriente que aporta los generadores fotovoltaicos y que pasa por F5 es de 222.85 A (línea vertical color amarillo mostaza) cuyo tiempo en la curva de fusible (mínima de fusión y máxima de despeje, en color y relleno morado) son 0.036 y 0.065 segundos, respectivamente. El reconector despejará la falla, pero el fusible F5 se quemará, siendo este último un evento no deseado.

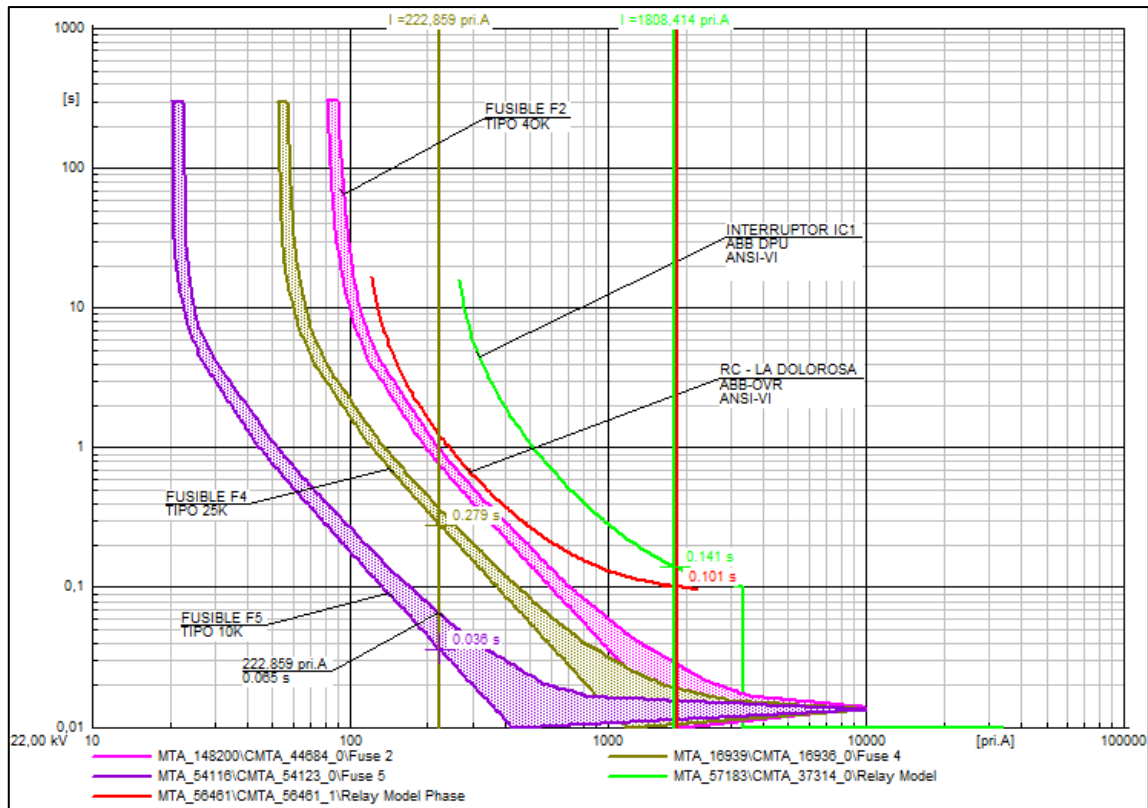


Figura 10. Curva tiempo corriente de las protecciones de sobrecorriente de fase del alimentador 0723.

4. CONCLUSIONES

El estudio realizado permite destacar que en el PCC se produce la mayor variación de tensión y el ingreso moderado de sistemas fotovoltaicos en el alimentador de distribución aporta con niveles de tensión más uniformes, siendo los nodos más alejados los que presentan mayor mejoramiento de tensión. Además, el aumento de tensión más significativo ocurre en el PCC más alejado a la subestación. Un elevado nivel de penetración de sistemas fotovoltaicos da lugar a violaciones de tensión en los límites de planificación de la empresa de distribución de energía eléctrica y estándares de interconexión, conociendo que la variación admitida de referencia es de $\pm 5\%$. Este límite fue sobrepasado cuando se integró simultáneamente los tres sistemas fotovoltaicos cada uno con una capacidad de 3 MVA.

La integración de un sistema fotovoltaico con un factor de potencia de 0.95 en adelanto demostró un aumento significativo en los perfiles de tensión, durante el período diurno de generación. Si en las horas de máxima generación supera los límites de tensión, es aconsejable hacer que el sistema fotovoltaico trabaje con un factor de potencia unitario o en retraso, que demostraron también un aumento en el perfil de tensión, en comparación con el caso base, y es mucho menor que utilizar un factor de potencia en adelanto, tal como se apreció en la sección 3.3. La carga máxima de las líneas en el escenario base operan en condiciones normales, es decir, no se encuentran sobrecargadas. Con la integración de los sistemas fotovoltaicos en el alimentador de distribución durante las horas de generación, la carga máxima de las líneas disminuye, incluso con grandes penetraciones de sistemas fotovoltaicos no se observa una afección debido a factores tales como la normalización de conductor trifásico en trocal y a su arquitectura topológica que está preparada para múltiples transferencias de carga.

La conexión de un sistema fotovoltaico con una capacidad de 0.5 MVA en el PCC (MTA_54123), situado a 15.58 kilómetros de la subestación 07, no afecta significativamente en las pérdidas técnicas de energía, es decir tiene 2.68% de pérdidas igual que el escenario base. Por lo tanto,

el ingreso del 11.57% de DG, con relación a la demanda máxima del alimentador, no afecta en las pérdidas técnicas. La variación de las pérdidas técnicas es casi nula cuando el sistema fotovoltaico trabaja con un factor de potencia 0.95 en adelanto y unitario. Mientras que esta variación de pérdidas incrementa cuando el sistema fotovoltaico trabaja con un factor de potencia 0.95 en retraso, incluso con grandes niveles de penetración las pérdidas son considerables.

La corriente de cortocircuito presenta mayor variación en el PCC, siendo el PCC más alejado de la subestación de transformación el que presenta mayor aporte de corriente de cortocircuito. El ingreso de un sistema fotovoltaico cuya capacidad es mayor a 2 MVA y ante una falla trifásica franca en LMTA_15877 da como resultado el daño del fusible F5 (Quemado) y será antes que actúe el reconector, tal como se observó en la sección 3.5. La integración de este tipo de generación reduce la corriente de falla, en la sección 3.5 la corriente de falla reduce en un 3.51%. Si bien la aplicación de fusibles en las redes tradicionales radiales de distribución se hace mediante el uso de reglas bien conocidas y comprobadas, será necesario una nueva coordinación de protecciones de sobrecorriente y pensar en dispositivos de protección bidireccional.

Un trabajo futuro que complementaría esta investigación es analizar el comportamiento en estado dinámico, ¿qué pasaría en una desconexión y conexión?, ¿dónde se analizaría las sobretensiones temporales, mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT)?, evaluar la correcta operación de la protección anti-isla, que perjudica la seguridad, calidad de energía (armónicos, flicker) e integridad del sistema.

AGRADECIMIENTOS

El primer autor agradece a la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT) de la República del Ecuador, al Instituto Politécnico de Leiria y a la Universidad de Cuenca por la beca de cuarto nivel.

REFERENCIAS

- Álvarez, L. (2017). *Impacto de la generación distribuida en la red de distribución*. De Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, Escola Superior de Tecnologia e Gestão, Instituto Politécnico de Leiria, Leiria, Portugal.
- ARCONEL. (2015). *Requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución*. Quito, Ecuador: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 36 p. Disponible en <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>
- Grow, R. M. (Ed.). (2004). IEEE 802.3 Working Group, 27 p. Disponible en http://grouper.ieee.org/groups//802/3/minutes/mar04/0304_Open_report.pdf
- Herman, D. (Ed.). (2001). *Integrating distribution resources into electric utility distribution system*. Palo Alto, CA: EPRI White Paper 1004061, 141 p. Disponible en <https://www.epri.com/#/pages/product/1004061/>
- IEEE Std 1547.2™. (2003). *Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 27 p. doi: 10.1109/IEEESTD.2003.94285
- IEEE Std 1547.7™. (2014). *IEEE guide for conducting distribution impact studies for distributed resource interconnection*. Piscataway, US: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 137 p., doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6748837

- IEEE Std 929. (2000). *IEEE Recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems*. New York, US: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 32 p. doi: 10.1109/IEEESTD.2000.91304
- George, S. P., Ashok, S., Bandyopadhyay, M. N. (2013). *Impact of distributed resources on distribution relay protection*. International Conference on Renewable Energy and Sustainable Energy (ICRESE), doi: 10.1109/ICRESE.2013.6927806
- Katiraei, F., Agüero, J. R. (2011). Solar PV integration challenges. *IEEE Power & Energy Magazine*, 9(3), 62-71. doi: 10.1109/MPE.2011.940579
- Theologitis, I. T. K. (2011). *Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications*. Tesis de maestría, KTH School of Electrical Engineering, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm, 110 p. Disponible en <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:470828/FULLTEXT01.pdf>Degree
- Vignolo, M., Zeballos, R. (2002). *Transmission networks or distributed generation?* Facultad de Ingeniería, Universidad de Montevideo, 5 p. Disponible en https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/TvsGD_iasted_formatted.pdf