

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE INSERCIÓN DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA

J. Vignerte¹, S. S. Tedoldi, S. B. Jacob^{1,2}, G. J. Murcia^{1,2}, J. C.Branda^{1,2}, J. L.Strack^{1,3}, E. Garín¹

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata

LEyDE (Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos), LAT (Laboratorio de Alta Tensión)

Juan B. Justo 4302 CP 7600 Mar del Plata FAX 0223- 4810046 Tel: 0223 4816600

Email:jvignerte@gmail.com

Recibido 08/08/18, aceptado 19/09/18

RESUMEN: Hoy en día, hay una tendencia hacia el uso de fuentes de energía renovables. Sin embargo, es necesario realizar estudios previos que analicen los efectos de insertar estas nuevas fuentes de energía en las redes eléctricas existentes. En este trabajo se desarrolla una herramienta para analizar la inserción de estas fuentes y aplicarla a una red en un área local. El impacto de la Generación Fotovoltaica Distribuida (GDFV) se estudia en un distribuidor de la ciudad de Balcarce, Provincia de Buenos Aires, Argentina. La red se modela en 13,2 kV, y se analizó el impacto sobre el perfil de tensión de la GDFV, estableciendo escenarios de penetración de 10, 30, 50 y 70% con respecto a la potencia de distribución instalada.

Palabras clave: Generación distribuida, energía solar fotovoltaica.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, en Argentina se genera energía eléctrica en base a combustible fósil, plantas hidroeléctricas, generación nuclear, y renovable, estando ordenadas según su utilización, con los datos de la CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica), en la Tabla I. (CNA, 2017).

Tipo de fuente	Porcentaje del total
Fósil	64,8
Hidroeléctrica	29,0
Nuclear	4,2
Renovables	2

TABLA I: Generación total del mercado eléctrico mayorista para 2017.

La generación de energía renovable incluye: fotovoltaica, eólica, biogás, biomasa y mini-hidráulicas. La tendencia hacia una diversificación en el uso de fuentes de energía contribuye a una mayor seguridad energética, y a reducir el impacto medioambiental de las emisiones de gases de efecto invernadero (CACME, 2016), (Ley 27191, 2016).

El crecimiento en los últimos 11 años para el valor de energía anual demandada por el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) fue casi un 41%. Por lo tanto, se deberían utilizar más los recursos renovables, y así incrementar el uso de las energías limpias, mejorando el rendimiento global de las redes mediante el uso de generación distribuida (GD) (Ley 27191, 2016). La generación solar fotovoltaica (FV), por su adaptabilidad y por la creciente competitividad del costo de instalación, es una fuente renovable con amplia perspectiva de aplicación a la GD en redes de BT y MT.

¹Docente UNMDP, ²Investigador UNMDP, ³Becario doctoral CONICET.

En el contexto descripto, la GD con fuente FV (GDFV) se propone a futuro como la forma de GD más accesible y atractiva. Sin embargo, el impacto que esta puede provocar en la red eléctrica alerta a las empresas distribuidoras, causando en muchos casos, rechazo a su regulación e implementación. Por tal motivo, es imprescindible sentar bases teóricas y experimentales del impacto de la GDFV en las redes de distribución de Argentina.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata (FI-UNMPD) desarrolla un proyecto de investigación denominado “Energías Renovables en Redes Eléctricas Inteligentes”. Entre sus estudios sobre Energía FV y Eólica a pequeña escala, se propuso determinar el impacto de GDFV en las redes eléctricas locales expuestas a diferentes grados de penetración FV.

En este trabajo se analiza el impacto de la GDFV sobre el perfil de tensión en un distribuidor de la red eléctrica de la ciudad de Balcarce, provincia de Buenos Aires, Argentina, mediante el modelado de dicha red con el programa DIGSILENT 15 y utilizando datos de producción FV a partir del recurso solar local, caracterizado mediante una planta FV experimental instalada en la ciudad de Mar del Plata (S. B. Jacob, 2014), (S. B. Jacob, 2015).

ELEMENTOS Y METODOLOGÍA

La generación distribuida.

La IEEE define a la GD como “la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto del sistema eléctrico”. La definición anterior no hace referencia al margen de potencia generada, pero en general se acepta que va desde unos pocos kW hasta unos 10 ~ 20 MW (T. Jones, 2000).

Otro atributo aceptado de la GD es que los sistemas generadores se conectan a las redes de distribución, en BT o MT. Una discusión detallada sobre las definiciones de la GD puede encontrarse en el trabajo denominado “Distributed generation: a definition”. (T. A. Ackermann, 2000).

Los operadores de las redes de distribución enfrentan cambios en la planificación, diseño y operación, cuando entra al sistema la GD. Para gestionar estos cambios hace falta saber cómo se ven afectadas dichas redes cuando en ellas se implementa.

Desde el punto de vista de la planificación y el diseño en una red de distribución con GD existen preguntas que el operador debe plantearse diariamente: ¿Cómo se integran los nuevos sistemas de GD que desean conectarse a la red?, ¿qué criterio se debe adoptar para ello? y, ¿qué cambios o ampliaciones en la red son necesarios para absorber la energía inyectada por dichos sistemas?

Por otro lado, una red eléctrica es operada buscando su punto de explotación óptima (D. H. Méndez Quezada, 2005), para lo cual se debe encontrar la mejor solución de compromiso teniendo en cuenta la tensión, pérdidas, sobrecargas, protecciones, operación en isla y calidad de la energía. Cada uno de estos puntos representa una problemática técnica que repercute sobre la explotación y operación de las redes de distribución. El estudio de cada uno, merece detenida atención. Sin embargo, para los fines de este trabajo sólo se observa como la GDFV tiene particular implicancia en uno de ellos: el perfil de tensión.

Para realizar este y otros trabajos la FI-UNMDP adquirió 18 paneles solares de 285 Wp cada uno, que suman una potencia instalada de 5,13 kWp. Se instalaron los paneles en la terraza del edificio de la Facultad ya que este emplazamiento permite orientarlos al norte con un bajo costo de instalación y posibilita acceder a ellos con relativa facilidad para efectuar tareas de limpieza y/o mantenimiento. En la Figura 1 se muestra en rojo el lugar de emplazamiento de los paneles.



Figura 1: Ubicación de paneles FV en el edificio central FI-UNMDP.

Esta instalación obligó a la construcción de 3 soportes que se apoyan sobre las paredes del edificio sin tocar el techo, en la que se montan los 18 paneles. También se montaron otros 2 paneles fotovoltaicos de similares características, para estudios no detallados en este trabajo pero que forman parte del material de investigación en energías renovables. (Figura 2).



Figura 2: Ubicación– Terraza del edificio FI-UNMDP.

Impacto de la GDFV.

Por un lado, el impacto de la tecnología FV sobre las protecciones resulta ser insignificante comparado con otras tecnologías. Esto se debe principalmente al uso de inversores de potencia, cuyo aporte al cortocircuito es del orden de su corriente nominal, y muy inferior a las máquinas sincrónicas o de inducción, respectivamente. Además, pueden ser desconectados de la red con mínimo impacto.

La presencia de la GD modifica las pérdidas en la red de distribución donde se encuentra conectada. En este sentido la tecnología FV aporta poco a las pérdidas en la red, comparado con otras fuentes de generación (D. H. Méndez Quezada, 2005) y se sostiene que puede provocar un ahorro en la transmisión y distribución de la energía eléctrica del orden del 30% (IEA, 2002) dependiendo de la potencia inyectada. Por otra parte, la generación FV depende de la radiación solar que llega a los paneles, siendo incompatible con una curva típica de demanda residencial, donde la mayor potencia se consume en horas de la noche. La Figura 3 es un ejemplo de curva de producción FV, extraída de los datos reales de producción de la planta experimental (potencia generada por fase). Dicha curva forma una campana, con máximo en el mediodía solar como es ampliamente conocido.

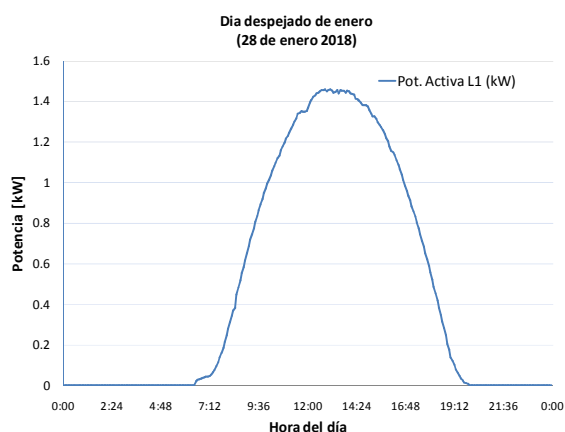


Figura 3: Curva de producción de la planta FV piloto en un día soleado.

El sistema de GDFV empleado no implica problemas en la operación en isla ya que los inversores trabajan con factor de potencia fijo, y al no usar estrategias de control de la potencia reactiva, la posibilidad de caer en esta condición se ve reducida ampliamente.

Los inversores modernos inyectan a la red un THDi que en el peor de los casos es 3%, siendo mucho menor a la introducción masiva de cargas no lineales, que se ha desarrollado en los últimos años (D. H. Méndez Quezada, 2005), (J. L. Strack, 2013).

Las tecnologías que varían su producción de forma rápida como en este caso, debido a condiciones estacionales y climáticas, tienen un fuerte impacto sobre los perfiles de tensión. En la Figura 4 se muestra una curva de producción de la planta piloto durante un día nublado, donde se observan cambios permanentes en el flujo de potencia y muy baja producción, producto de la estacionalidad (invierno).

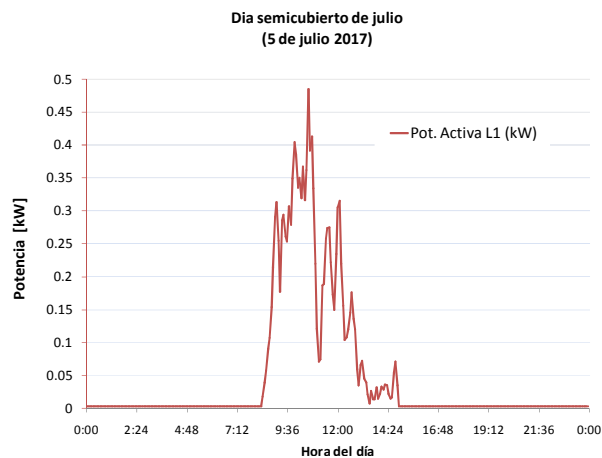


Figura 4: Curva de producción de la planta FV piloto en un día nublado.

Modelado de la red.

Se modeló un distribuidor de 13,2 kV de la localidad de Balcarce, para luego simular escenarios con diferentes grados de inserción de GDFV en cada uno de sus transformadores, basándose en los datos de producción de la planta FV experimental. La sección, longitudes, transformadores, protecciones, etc, pueden encontrarse de manera detallada en un proyecto final de grado de la UNMDP (S. S. Tedoldi, 2017). Las líneas de media tensión se modelan como líneas cortas.

El distribuidor modelado alimenta a 13 transformadores, instalados en el centro y la periferia de la ciudad de Balcarce, como puede observarse en la captura GIS y en el modelo cargado en la herramienta de cálculo utilizada, (Figuras 5 y 6).



Figura 5: Captura del GIS – Línea 7 y sus transformadores.

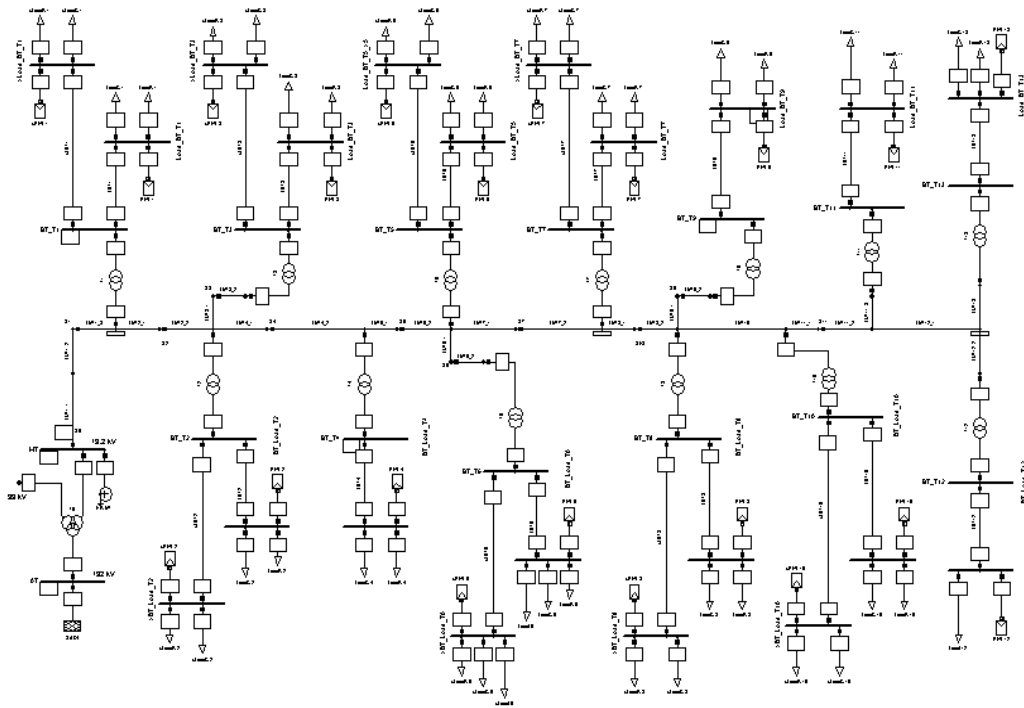


Figura 6: Captura de la red modelada.

La conexión de la Línea 7 con el Sistema Argentino De Interconexión (SADI) se modeló con información obtenida desde el área de protecciones de TRANSBA SA. Mediante el transformador T0, la línea se conecta en el secundario de 13,2 kV como detalla la Figura 7.

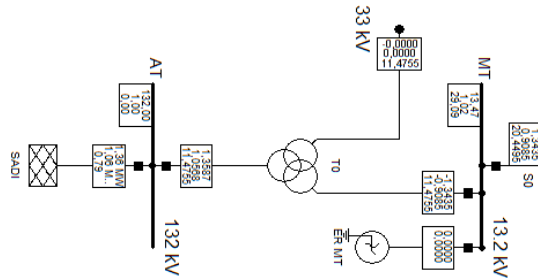


Figura 7: ET modelada y su conexión con el SADI.

La Línea 7 está compuesta por 26 tramos (aéreos y subterráneos en 13,2 kV), que alimentan a 13 transformadores de distribución. La carga conectada a los transformadores se divide entre usuarios residenciales (UR), comerciales (UC) e industriales (UI). Con el uso de los informes presentados por el Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina en el trabajo “Informes de Cooperativas Eléctricas” se modela la carga (MinE, 2018). Para usuarios residenciales se dispone de la curva de carga diaria típica, que se ilustra en la Figura 8.

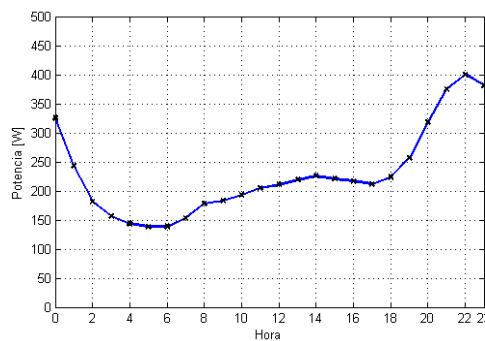


Figura 8: Curva de carga residencial típica.

Para los usuarios comerciales e industriales no se dispone de una curva de carga típica. Por tal motivo, estas cargas son consideradas, en este trabajo como constantes, del tipo resistivo - inductivo, según los valores indicados en la Tabla II.

Tipo de usuario	P media [kW]	FP
UR	0,229	0,85 (L)
UC	1,146	0,85 (L)
UI	28,54	0,95 (L)

TABLA II: Demanda media por tipo de usuario.

El modelo fotovoltaico se confeccionó de acuerdo al sistema que se encuentra instalado en la Facultad de Ingeniería de la ciudad de Mar del Plata, ya que se dispone de gran cantidad de datos relevados del mismo, que se utilizaron en este trabajo. Está compuesto de 18 paneles de 285 Wp, divididos en 3 arrays, para formar un sistema trifásico. Cada array inyecta energía a las fases con un inversor monofásico de 1500 Wp.

Simulación.

Este trabajo analiza el comportamiento de la tensión con la GDFV, teniendo en cuenta escenarios de 10, 30, 50 y 70% respecto de la potencia instalada en los distribuidores urbanos. Para llevar a cabo tal simulación se diseña una planta FV tipo (PFVT) a ser conectada por usuarios residenciales a la red de BT. También, se plantea una versión trifásica de la planta, para ser puesta en servicio por usuarios comerciales o instituciones con mayores recursos. En la Tabla III se muestran los escenarios de penetración en relación a la potencia de los distribuidores urbanos. La relación entre cantidad de plantas FV monofásicas y trifásicas considerada es de 6 a 1, respetando la relación entre UR y UC.

Escenario %	Potencia planta FV tipo [kWp]	Plantas FV (monofásicas)	Plantas FV (trifásicas)
10	1346	645	129
30	4037	1933	387
50	6729	3223	645
70	9421	4512	902

TABLA III: Escenarios de penetración FV simulados.

Para elaborar el perfil de tensión se utiliza una simulación cuasi-dinámica, herramienta que ejecuta cálculos de flujo de carga en función del tiempo (en este caso un día completo a intervalos del minuto). De esta forma se obtienen los valores de los diferentes parámetros necesarios y su evolución diaria.

La simulación comienza cargando la curva característica de un usuario residencial (Figura 8), a todas las cargas UR de la red simulada. También adquiere la potencia generada por el sistema FV y la adapta al escenario de inserción a calcular. Para este trabajo, se toma la producción de dos días de diferente estación y condiciones climatológicas (5 de enero 2018 y 2 de julio 2017), Figuras 9.A y 9.B. Las curvas se toman de datos registrados en el sistema fotovoltaico existente.

El primer escenario se considera sin inserción, es decir que no existe GDFV inyectando energía a la red. Para los siguientes escenarios se van configurando parámetros mediante un script en C++, que simulan el aumento de inserción FV en función de la potencia de cada transformador de distribución.

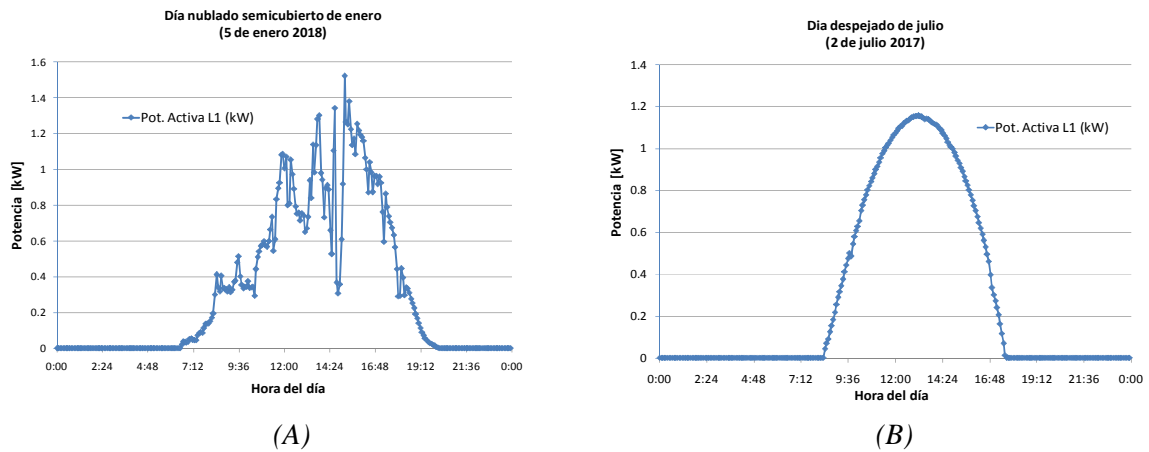


Figura 9: A) Producción FV para el día 5 de enero de 2018, B) Producción FV para el día 2 de julio de 2017.

RESULTADOS

Perfil de tensión diario.

Tomando los resultados en la barra de baja tensión del transformador T5, cuya ubicación geométrica es aproximadamente en el baricentro de la red, se pueden obtener conclusiones generales para gran parte del sistema.

Los valores hallados, por la simulación, corresponden a la tensión para un día completo según las curvas de producción fotovoltaica tomadas, en este caso se toman dos curvas de días de diferente estación y condición climatológica a modo comparativo. Los resultados simulados para el día de nubosidad variable se detallan en la Figura 10, donde cada curva corresponde con un escenario de inserción diferente.

El perfil de tensión recibe un leve incremento siguiendo la forma de campana impuesta por la curva de producción FV.

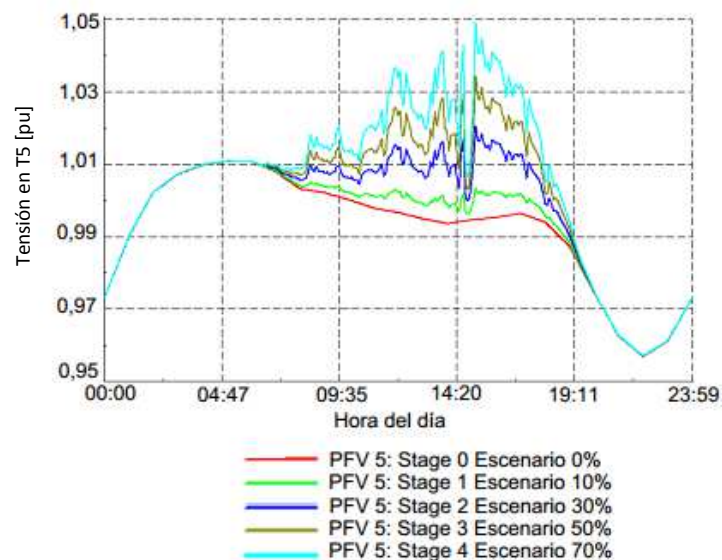


Figura 10: Tensión para los distintos escenarios, 5 de enero de 2018, en T5.

En las Tablas IV y V se muestran los valores mínimos, medios y máximos registrados para los distintos escenarios. A su vez, se observa la perturbación de tensión máxima provocada por la inyección de potencia FV.

Escenario [%]	U min [pu]	U media [pu]	U máx [pu]
0	0,9569	0,9926	1,0107
10	0,9569	0,9944	1,0107
30	0,9570	0,9983	1,0206
50	0,9570	1,0014	1,0344
70	0,9571	1,0049	1,0493

TABLA IV: Resultados 5 de enero 2018.

La diferencia de potencia producida de acuerdo a la estacionalidad se observa en la Figura 11, donde los picos no pasan los 1,2 kW y se refleja en la tensión de cada uno de los escenarios, para el día de invierno descubierto.

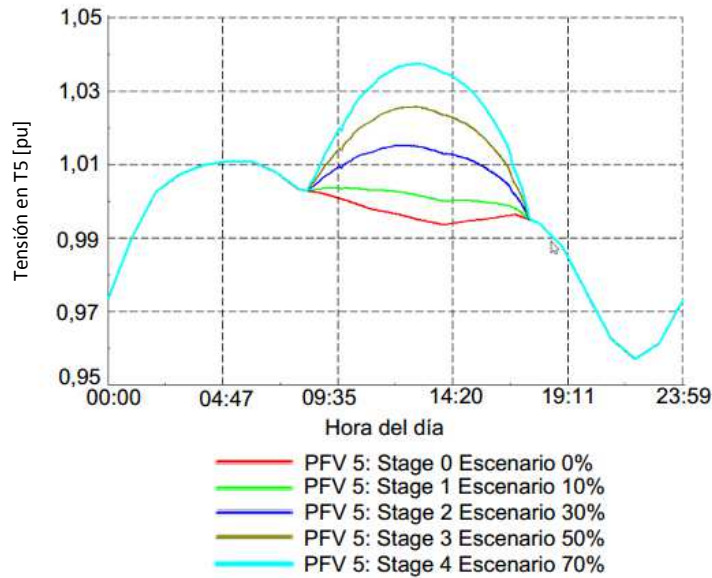


Figura 11: Tensión para los distintos escenarios, 2 de julio 2017, en T5.

Escenario [%]	U min [pu]	U media [pu]	U máx [pu]
0	0,9569	0,9928	1,0108
10	0,957	0,9946	1,0108
30	0,957	0,9981	1,0152
50	0,9571	1,0010	1,0257
70	0,9571	1,0042	1,0376

TABLA V: Resultados 2 de julio 2017.

Perturbación.

La perturbación es la diferencia de tensión que existe entre los distintos escenarios de inserción y el correspondiente a 0%, (es decir sin considerar producción FV).

En la Figura 12 se observan valores de perturbación máxima mayores, en cada uno de los escenarios tomados, debido principalmente a que este día pertenece a la estación estival, caracterizada por mejor producción; y cuyos picos se dan en los momentos despejados del día para este caso.

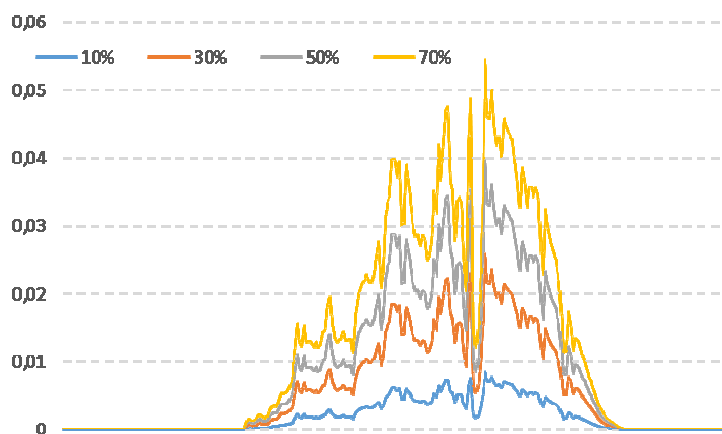


Figura 12: Perturbación de la tensión 5 de enero 2018.

La perturbación causada en la tensión en cada uno de los escenarios para las barras de BT alimentados desde T5, para el día descubierto de invierno se visualiza en la Figura 13.

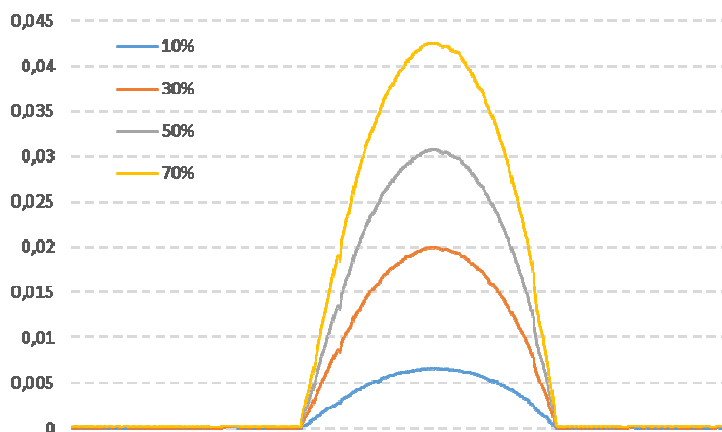


Figura 13: Perturbación de la tensión 2 de julio 2017.

Comparación de la Perturbación.

Se toman los resultados simulados que se obtienen en todos los transformadores de distribución y escenarios de inserción. Con los mismos se elaboran los gráficos de las Figuras 14, 15, 16 y 17, donde se muestran datos de la perturbación máxima porcentual de tensión, percibida por cada barra de BT, para el día 5 de enero de 2018.

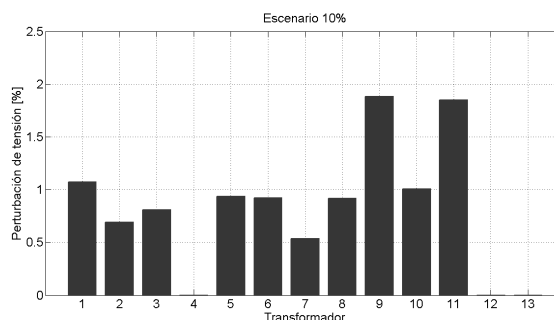


Figura 14: Perturbación en la tensión – Escenario 10%.

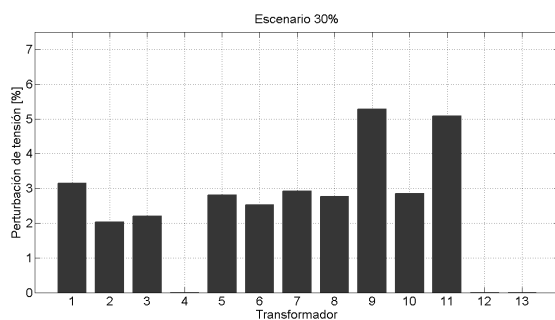


Figura 15: Perturbación en la tensión – Escenario 30%.

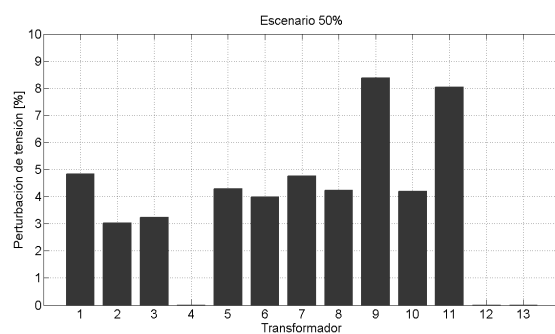


Figura 16: Perturbación en la tensión – Escenario 50%.

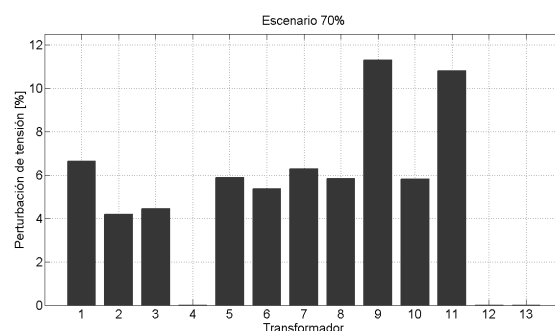


Figura 17: Perturbación en la tensión – Escenario 70%.

Los transformadores T4, T12 y T13 fueron excluidos del análisis por su baja cantidad de usuarios y/o su ubicación periférica en la ciudad.

CONCLUSIONES

Si bien el trabajo asume varias suposiciones derivadas de la falta de información acerca del manejo de la potencia reactiva en los centros de transformación del lado de baja tensión, los resultados muestran una perturbación creciente según el escenario de penetración. La mayor parte de las barras muestran un impacto similar ante los distintos casos simulados. Sin embargo, las barras alimentadas por T9 y T11 revelan un impacto sensiblemente superior. Las características compartidas por estas barras “sobre-perturbadas” son:

- Transformador de potencia media/media-baja.
- Un único alimentador en BT.
- Ubicación periférica en la ciudad.
- Cantidad de usuarios moderada.

Para el resto de los casos, donde las características anteriores no se cumplen, la perturbación en el perfil de tensión solo debido a la incorporación de la generación FV resulta inferior a lo establecido en el contrato de concesión de distribución – Subanexo D – “Normas de Calidad de Servicio Público y Sanciones” – Aplicable a la provincia de Buenos Aires, que especifica una variación admitida de +/- 8% en baja tensión en la etapa de régimen. Estas serían barras esencialmente urbanas y de

configuración típica para los sistemas de distribución locales. Por lo tanto, en la Tabla VI se muestra el orden de perturbación aproximado para estos casos, según el escenario de penetración FV.

Escenario [%]	Perturbación en tensión [%]
0	~1
10	2~3
30	3~5
50	5~7
70	~10

TABLA VI: Orden de la perturbación de tensión para las barras urbanas características.

REREFENCIAS

- CNEA. “Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la República Argentina”. Año 17 N° 204.
- CACME. “Propuesta para la regulación federal del mercado argentino de generación renovable distribuida”. 2016.
- Decreto Reglamentario de la Ley 27191 de energías renovables. Disponible en http://www.energiaestrategica.com/el_gobierno-reglamento-la-ley-27-191-de-energias-renovables/ al 26 de julio de 2016.
- S. B. Jacob, G. J. Murcia, J. C. Branda, E. Garín, N. Echeverría, S. S. Tedoldi, C. de Souza. “Análisis de desempeño de una planta fotovoltaica conectada a la red de baja tensión en Mar del Plata”. Avances en energías renovables y medio ambiente. Buenos Aires: Asociación Argentina de Energía Solar. 2015 ISSN 0329-5184.
- S. B. Jacob, G. J. Murcia, J. C. Banda, E. Garín, J. L. Strack, N. Echeverría, M. Judewicz, J. A. Suárez. “Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos de Mar del Plata- Primera Etapa. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Salta: Asociación Argentina de Energía Solar. 2014. ISSN 0329-5184.
- T. Jones, “Expansión de la Red, generación distribuida y compañía eléctrica virtual”. ABB N° 3. 2000.
- T. A. Ackermann, “Distributed generation: a definition”. ELSEVIER. 2000.
- D. H. Méndez Quezada. “Generación distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio”. Tesis doctoral. 2005.
- IEA. Distributed generation in liberalised electricity markets. Paris: p. 128. 2002.
- J. L. Strack, “Lámparas de bajo consumo: análisis de armónicos y su impacto en los sistemas eléctricos de potencia. Mar del Plata” FI UNMDP. 2013.
- S. S. Tedoldi, “Generación distribuida con energía solar fotovoltaica. Mar del Plata - Caso de estudio en la localidad de Balcarce” FI UNMDP. 2017.
- Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. “Informes de Cooperativas Eléctricas”, Disponible en <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3250>

ABSTRACT:

Currently, there is a tendency towards the use of renewable energy sources. However, is necessary to make previous studies that analyze the effects of inserting these new sources of energy. In this work, a tool is developed to analyze the insertion of these sources and applied to a network in a local area. The impact of Distributed Photovoltaic Generation (GDFV) is studied in a distributor of Balcarce city, Province of Buenos Aires, Argentina. The grid is modeled in 13,2 kV, and the impact on the voltage profile of the GDFV was analyzed, establishing penetration scenarios of 10, 30, 50 and 70% with respect to the installed power of distribution.

Key Words: Distributed generation, photovoltaic solar energy.