

IMPACTO DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN LOS NIVELES DE TENSIÓN. APLICACIÓN A UN CASO REAL

Federico A. Morán¹, Marcos L. Facchini¹, Víctor M. Doña²

¹Instituto de Energía Eléctrica (IEE) - Universidad Nacional de San Juan, Argentina –
Av. Libertador San Martín 1109 (Oeste), CP 5400 San Juan, Argentina

²Comisión de Obras y Servicios Públicos – Cámara de Diputados de la Provincia de San Juan
Av. Libertador San Martín y Av. Las Heras, CP 5400 San Juan, Argentina
e-mail: fmoran@iee.unsj.edu.ar, facchini@iee.unsj.edu.ar, dipdona@legsanjuan.gov.ar.

RESUMEN: La posible integración de la generación fotovoltaica en las redes eléctricas de distribución crea nuevos escenarios, las redes de distribución dejan de comportarse como redes pasivas, alterándose la estructura tradicional jerárquica donde la energía fluía desde los centros de producción convencionales y concentrados hasta los consumidores finales. Dicha energía fluía radialmente de acuerdo a la configuración de las redes y de manera unidireccional en las redes de distribución, desde tensiones superiores a otras inferiores. En este artículo se presenta el impacto positivo ocasionado, por la inserción de generación fotovoltaica distribuida, en los niveles de tensión de una red típica de distribución en BT, empleando los indicadores clásicos para medir el impacto de dicha integración. Las simulaciones se realizaron sobre la red real de un barrio del departamento Caucete de la provincia de San Juan, haciendo uso de la herramienta computacional “DigSilent”, observándose la mejora resultante en los niveles de tensión en los horarios de funcionamiento de la generación fotovoltaica.

Palabras claves: Sistemas de Distribución, Generación Distribuida, Generación Fotovoltaica, Regulación de Tensión.

INTRODUCCIÓN

En la última década, a nivel mundial, se ha observado un acentuado interés en la incorporación de generación eléctrica a pequeña escala a nivel de distribución, lo más cerca posible al lugar de consumo, comúnmente conocida como Generación Distribuida (GD). Ello se motiva en diversos factores técnicos, económicos y ambientales, entre los cuales se puede citar: el avance tecnológico, la preservación del medioambiente, la creciente necesidad de contar con un suministro de energía confiable y con adecuados niveles de calidad. En San Juan, la energía solar fotovoltaica (FV) se muestra como una alternativa latente. La existencia de la materia prima para producir silicio y las elevadas radiaciones solares anuales, hacen pensar que se trata de un lugar muy propicio para la generación de electricidad (Doña et al., 2008).

La presencia de la tecnología de generación FV en los sistemas eléctricos de distribución constituye un nuevo reto no solo para los propios sistemas sino también para los avances tecnológicos. La inyección de energía en los niveles de distribución produce diversos efectos o impactos a niveles técnicos. En general, las redes de distribución han sido planificadas y diseñadas siguiendo un esquema radial, sin tener en cuenta la posibilidad de conexión de fuentes de energía. Este esquema considera que los flujos de potencia son unidireccionales, es decir, que siempre van desde la subestación hacia los usuarios finales. Con la llegada de la GD los conceptos tradicionales están desapareciendo. La conexión de GD en las redes de distribución lleva asociada una problemática que afecta a diversos aspectos tales como: pérdidas eléctricas, perfil de tensión, calidad del suministro, inversiones, estabilidad y operación de las redes. Dicha problemática se presenta debido a la modificación que sufren los flujos de potencias como consecuencia de la producción de energía por parte de la GD. Este impacto puede manifestarse, tanto en forma positiva como negativa, dependiendo de las configuraciones de las redes, la característica de la integración de la GD como así también de las características de la demanda.

En este contexto, se presenta un análisis del impacto de las fuentes de generación FV en el comportamiento en régimen estacionario de la red de distribución sobre los perfiles de tensión. A fin de cuantificar el mencionado impacto para distintas situaciones de inserción de energía FV, se tuvieron en cuenta dos factores: Nivel de Penetración (NP) y Nivel de Dispersión (ND). De esta forma se simuló diferentes escenarios para considerar las posibles alternativas a futuro de integración de generación FV a instalar en las viviendas del sector residencial. Las simulaciones se realizaron sobre una red de distribución real perteneciente al Barrio Marayes de la localidad de Caucete ubicado en la provincia de San Juan.

REGULACIÓN DE TENSIÓN

Las redes de distribución presentan una configuración radial, con lo cual los perfiles de tensión poseen un comportamiento monótono decreciente que puede disminuir considerablemente entre un extremo y otro. En la Figura 1 se muestra el comportamiento que presenta un alimentador radial trifásico de distribución como resultado de una corrida de flujo, utilizando el software DigSilent, para los casos sin y con generación FV considerando distintos valores de potencia instalada, apreciándose el comportamiento de los perfiles de tensión por nodos de una de las fases del alimentador teniendo en cuenta el efecto del agregado de GD FV en el nodo 2. Así mismo en la Tabla 1 se presentan las cargas de los nodos y escenarios de generación FV planteados.

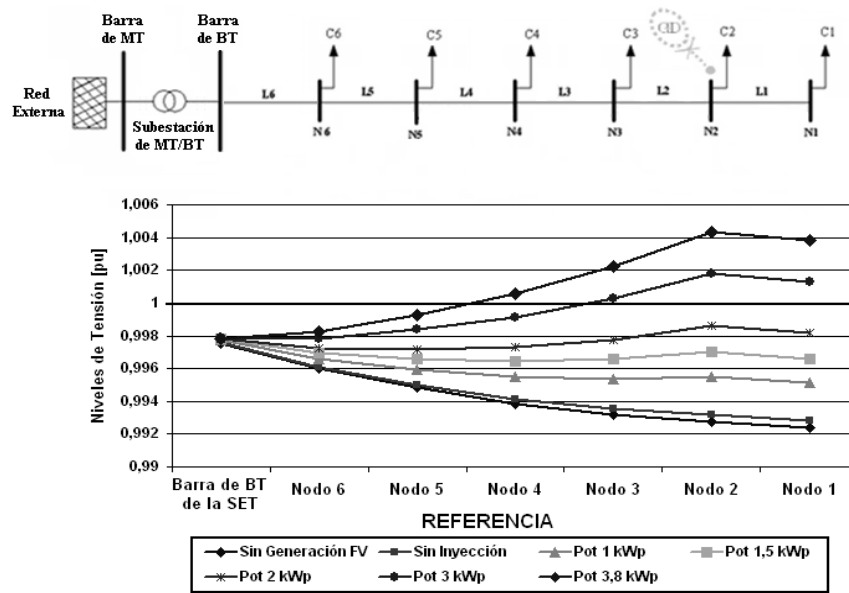


Figura 1: Configuración del Ramal de Distribución y Niveles de Tensión por nodos para distintos escenarios de potencia instalada en el nodo 2 de la Fase R.

Línea	Longitud [m]	Carga	Caso Base - Sin FV		Con FV - Sin Inyección	Con FV - Pot. Ins. 1 kWp	Con FV - Pot. Ins. 1.5 kWp	Con FV - Pot. Ins. 2 kWp	Con FV - Pot. Ins. 3 kWp	Con FV - Pot. Ins. 3.8 kWp
			Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVA]	Potencia Activa [kW]	Potencia Activa [kW]	Potencia Activa [kW]	Potencia Activa [kW]	Potencia Activa [kW]	Potencia Activa [kW]
L1	30,45	C1	0,4236	0,3770	0,4236	0,4236	0,4236	0,4236	0,4236	0,4236
L2	30,45	C2	0,1723	0,2226	0,0207	-0,7195	-1,1656	-1,6117	-2,5042	-3,2184
L3	30,45	C3	0,3717	0,3482	0,3717	0,3717	0,3717	0,3717	0,3717	0,3717
L4	30,45	C4	0,3700	0,2721	0,3700	0,3700	0,3700	0,3700	0,3700	0,3700
L5	30,45	C5	0,2556	0,2210	0,2556	0,2556	0,2556	0,2556	0,2556	0,2556
L6	30,45	C6	0,5581	0,5277	0,5581	0,5581	0,5581	0,5581	0,5581	0,5581

Tabla 1: Valores de Potencia por Carga y Longitudes de las Líneas del Ramal del Alimentador para la Fase R.

A través de la expresión (1) se pueden calcular los niveles de tensión que presentan los nodos del alimentador de acuerdo a los valores de demanda y configuración de la red.

$$U_k = U_{BT} - \frac{1}{U_{BT}} (R_L P + X_L Q) - j \frac{1}{U_{BT}} (X_L P - R_L Q) \quad (1)$$

Donde: U_k es la tensión por nodo, U_{BT} es la tensión en la barra de BT de la SET MT/BT, R_L resistencia del conductor de la línea por tramo en $[\Omega/\text{km}]$, X_L Reactancia del conductor de la línea por tramo en $[\Omega/\text{km}]$, P representa la potencia activa demandada por nodo, Q representa la potencia reactiva demandada por nodo.

De las simulaciones realizadas sobre el ramal del alimentador se observa que con el ingreso de la fuente de generación de energía FV, se produce un incremento en el perfil de tensión del alimentador a medida que se aumenta la potencia de generación instalada. Este impacto se debe en primer lugar al suministro de demanda local (Caso Con FV – Sin Inyección) y en segundo lugar a la inyección del excedente de energía inyectado a la red (Caso con Pot. Ins. 1 – 1.5 – 2 – 3 y 3.8 kWp).

SOFTWARE DE APLICACIÓN

Se utilizó en el estudio el software “DigSilent Power Factory”, herramienta especializada en el cálculo asistido por computadora para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. El mismo contiene diversas herramientas de modelación, utilizándose en este caso particular el flujo de potencia para sistema desbalanceado con la utilización del método interactivo de Newton Raphson.

La Figura 2 muestra la pantalla principal de la aplicación, en la misma se muestra el esquema unifilar de la red en estudio.

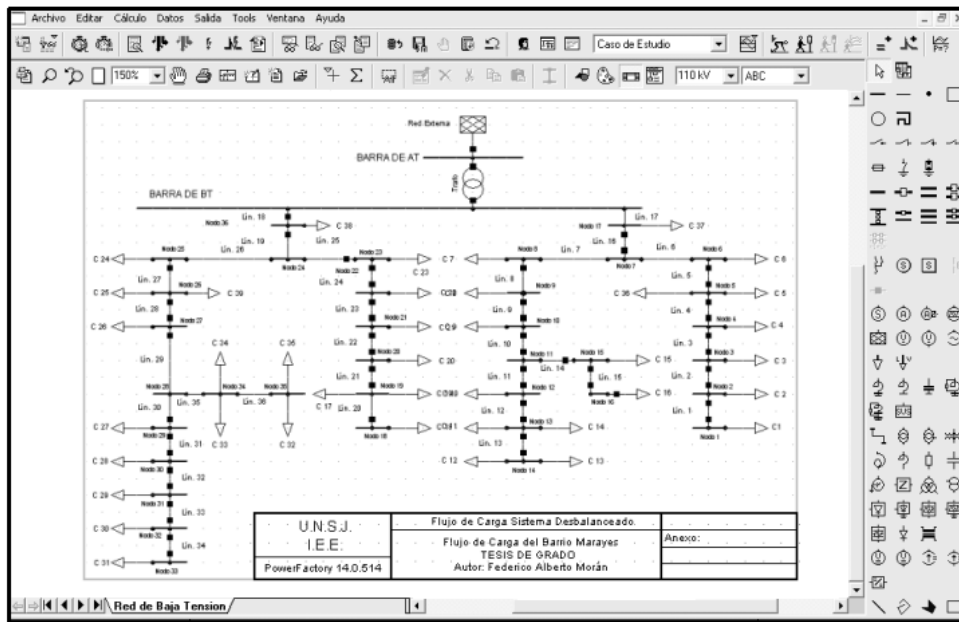


Figura 2: Pantalla Principal del Software DigSilent y esquema unifilar de la red en estudio.

CASO DE APLICACIÓN

Modelado de la red

Se utilizó como caso de análisis la red de BT correspondiente al Barrio Marayes de 117 viviendas ubicado en la localidad de Cauçete de la Provincia de San Juan y abastecido por la empresa distribuidora DECSA – Distribuidora Eléctrica de Cauçete Sociedad Anónima. En la Figura 3, se puede apreciar el diagrama unifilar de la red en estudio. La red de distribución radial es operada en los niveles de tensión de 380/220V y se vincula al resto del sistema mediante una subestación MT/BT 13.2/0.38kV (Facchini et al., 2010).

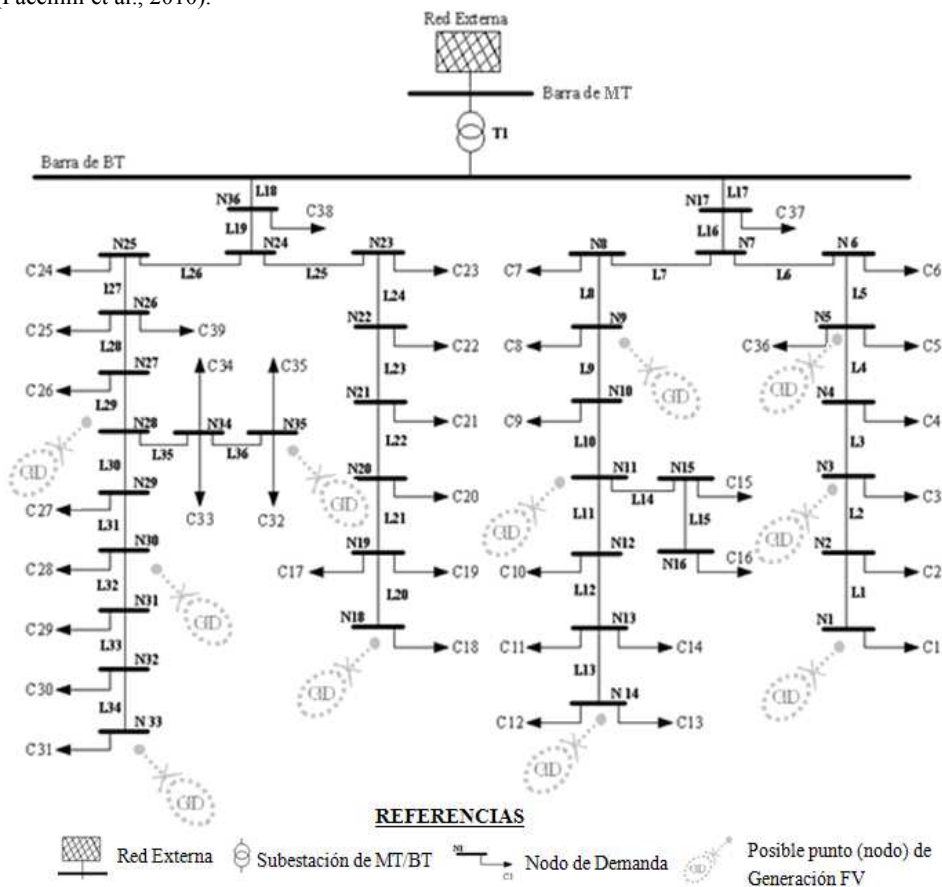


Figura 3: Diagrama Unifilar de la red de Referencia.

Las cargas se modelaron con la siguiente distribución, de acuerdo a la categorización tarifaria de los usuarios vigente en la provincia de San Juan: 22 usuarios T1-R1, 75 usuarios T1-R2 y 20 usuarios T1-R3 (total 117 viviendas). La Categoría T1 corresponde a Pequeñas Demandas (menores a 10 kW), R es residencial y se divide en tres bandas de consumo (hasta 220 kWh/bim, de 220 a 580 kWh/bim y más de 580 kWh/bim).

Dado que cada vivienda es, en general, una conexión monofásica si las mismas se van conectando secuencialmente a una fase distinta puede suponerse un circuito trifásico con cargas desbalanceadas (cada carga representa 3 viviendas). En el caso presentado la red se modeló con 36 nodos y 39 cargas trifásicas (3 viviendas).

Modelación de la demanda

Los flujos de energía que circulan por las redes eléctricas de distribución son originados por la demanda de potencia en los diversos nodos, variando a lo largo del día en función de los requerimientos que presentan los usuarios. Los perfiles de tensión se relacionan con los flujos y por consiguiente con la demanda que existe en cada instante en la red, de acuerdo a lo mostrado en la expresión (1).

Para la representación horaria de la demanda se ha tomado como referencia información registrada de perfiles de carga de usuarios residenciales distribuidos en las tres subcategorías tarifarias del cuadro tarifario vigente en la provincia de San Juan antes mencionadas. Esta información, ya disponible (FI – IEE, 2000), fue obtenida a partir del relevamiento de curvas de carga durante un año sobre una muestra representativa de usuarios residenciales a través de una campaña de medición realizada en la provincia. Se obtuvo luego, para cada grupo de usuarios, su curva media de demanda promediando los valores de potencia cada 15 minutos. Estas curvas se determinaron para las estaciones de Verano, Invierno y Resto y por tipo de día: Hábil, Semi-Hábil y Feriado.

En la Figura 4 se pueden observar las curvas medias típicas resultantes de la tarifa T1-R1 para los distintos tipos de días y para la estación de Verano.

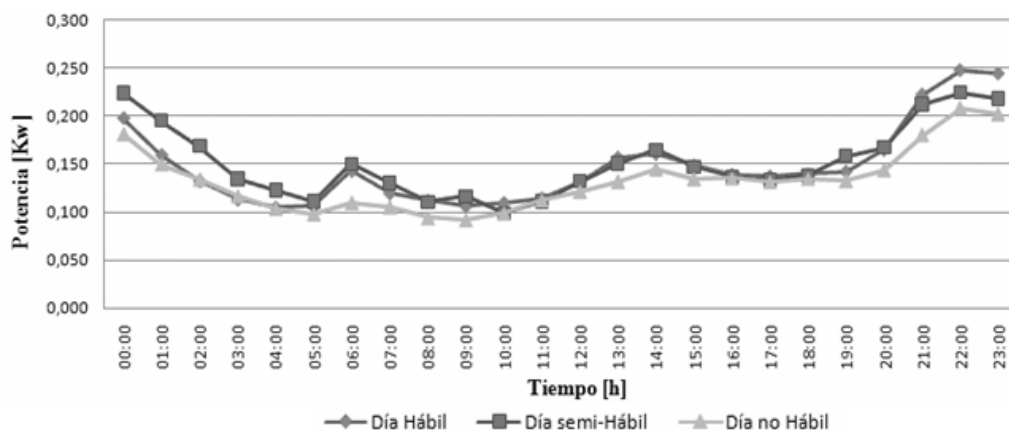


Figura 4: Diagrama de Carga Diario de la Tarifa T1-R1 Estación de Verano.

Modelación de la generación fotovoltaica

Los datos de radiación solar horaria se obtuvieron de mediciones realizadas en una estación meteorológica ubicada en el Instituto de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan. (Biblioteca del IEE (FI-UNSJ), 1999 - 2010).

La energía producida diariamente por un sistema FV se puede expresar como el producto de tres factores independientes (Morán et al., 2009) como lo muestra la expresión (2) siguiente:

$$E_g = P \times HSP \times \eta \quad [kWh / día] \quad (2)$$

Donde: P es la potencia nominal, o potencia máxima que entrega el generador en las denominadas condiciones estándar de medida, HSP es el número de horas solares pico y η representa el rendimiento de la instalación fotovoltaica completa.

En la Figura 5 se pueden apreciar las curvas de producción media diarias de energía eléctrica en las estaciones de Verano, Invierno y Resto con una potencia instalada en el generador FV de 1 kWp.

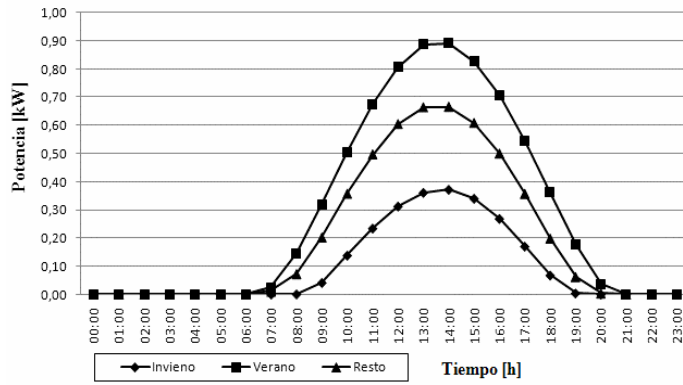


Figura 5: Perfil de Energía Estimada para una potencia de 1 kWp.

Modelación de la demanda y generación resultante en los puntos de inyección

Las fuentes de generación FV se modelaron como elementos monofásicos que inyectan potencia activa a la red (operando a factor de potencia unitario). En el modelo de análisis de redes utilizado se introduce la potencia activa generada por el sistema FV como una potencia activa negativa. De esta forma la potencia a inyectar desde/hacia la red, en cada uno de los nodos (punto de conexión) que posee una fuente de generación FV, resulta como la diferencia entre la potencia generada por la fuente de energía FV y la potencia demandada por el usuario.

En la Figura 6 se muestra la curva de demanda que presenta un usuario (curva típica) como así también la curva de generación modelada como carga negativa, para el caso que no existan excedentes de energía para inyectar a la red (esto implica generar como máximo hasta la curva de mínima demanda en el periodo de menor consumo), obteniéndose la curva neta resultante como la suma entre ambas y apreciando así el ahorro de energía que presentaría el usuario (suministro de demanda local).

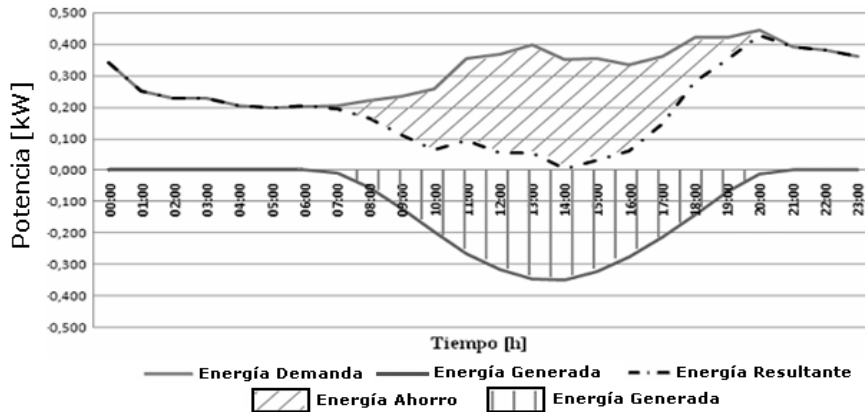


Figura 6: Curva de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante (Sin inyección a la red).

Por otro lado en la Figura 7 se muestran las curvas resultantes para el caso en que se considera la posibilidad de inyectar a la red el excedente de energía generada. Se observa que durante los horarios de mayor generación FV la energía generada es inyectada hacia la red externa cambiando la dirección del flujo de energía, convirtiéndose el usuario en autogenerador. Además se puede apreciar el balance de energía que esta en juego para un usuario perteneciente a la tarifa T1-R1 con una potencia instalada de 1 kWp.

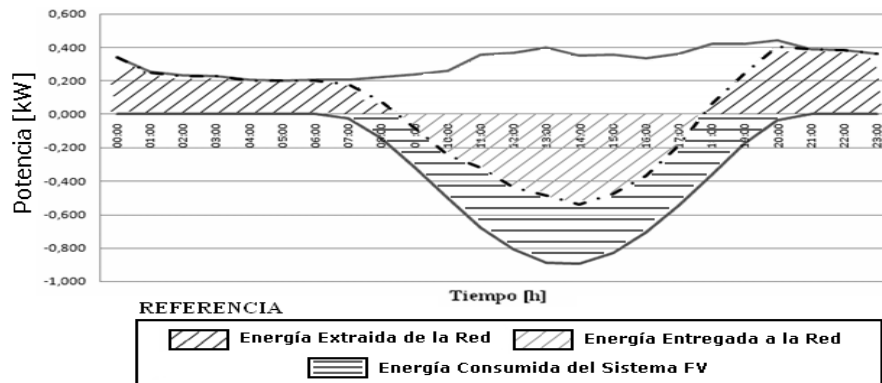


Figura 7: Curvas de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante (Con inyección a la red).

En la Tabla 2 se muestra el balance energético resultante diario para el grupo tarifario T1-R1 y para distintas potencias a instalar, en las estaciones de Invierno, Verano y Resto, diferenciando días Hábiles, Semi-Hábiles y No Hábiles.

Para la Tarifa T1 - R1															
Estaciones	Estación de Invierno					Estación de Verano					Estación de Resto				
	Potencia Instalada en [kWp]					Potencia Instalada en [kWp]					Potencia Instalada en [kWp]				
Día Hábil	1	1,5	2	3	3,8	1	1,5	2	3	3,8	1	1,5	2	3	3,8
Energía Extraída de la Red [kWh]	1,926	1,869	1,813	1,8	1,796	1,891	1,86	1,828	1,766	1,716	1,645	1,589	1,551	1,509	1,498
Energía Consumida del Sistema FV [kWh]	1,028	1,085	1,141	1,154	1,158	1,658	1,689	1,72	1,783	1,833	1,242	1,298	1,336	1,378	1,389
Energía Entregada a la Red [kWh]	1,287	2,388	3,489	5,791	7,64	5,252	8,676	12,1	18,947	24,426	3,554	5,896	8,256	13,01	16,836
Día Semi - Hábil															
Energía Extraída de la Red [kWh]	1,887	1,83	1,773	1,761	1,758	1,991	1,959	1,928	1,866	1,816	1,746	1,678	1,64	1,592	1,58
Energía Consumida del Sistema FV [kWh]	1,207	1,165	1,221	1,233	1,237	1,658	1,689	1,72	1,783	1,832	1,35	1,418	1,456	1,504	1,516
Energía Entregada a la Red [kWh]	1,108	2,308	3,409	5,712	7,561	5,252	8,676	12,1	18,948	24,426	3,446	5,776	8,136	12,883	16,709
Día No Hábil															
Energía Extraída de la Red [kWh]	1,758	1,701	1,675	1,67	1,667	1,67	1,639	1,607	1,545	1,496	1,485	1,436	1,398	1,37	1,358
Energía Consumida del Sistema FV [kWh]	0,849	0,906	0,932	0,937	0,94	1,527	1,558	1,589	1,652	1,701	1,199	1,249	1,287	1,315	16,899
Energía Entregada a la Red [kWh]	1,466	2,567	3,698	6,009	7,857	5,383	8,807	12,231	19,078	24,557	3,597	5,945	8,305	13,073	1,326

Tabla 2: Balance Energético para la Tarifa T1-R1 para distintas Potencias instaladas.

Se aprecia que a medida que se instala mayor potencia el usuario consume mayor energía del sistema FV y entrega la restante a la red.

Indicadores de integración de la generación distribuida fotovoltaica

A efectos de simular la incorporación de los sistemas FV en la red y tener en cuenta distintas situaciones en cuanto a potencia instalada en sistemas FV y su dispersión geográfica, se utilizaron dos factores: Nivel de penetración (NP) y Nivel de Distribución (ND).

El NP está relacionado con la cantidad de potencia FV a instalar. Los NP utilizados corresponden a los valores de 1–1.5–2–3 y 3.8kWp. Asimismo se consideró como NP I aquel cuyas potencias instaladas máximas recomendables para las tarifas T1-R1, T1-R2 y T1-R3 son respectivamente 150, 350 y 750 Wp (Caso Sin excedente a inyectar en la red), con el objetivo de generar como máximo hasta la curva de mínima demanda, en el periodo de menor consumo.

Por otro lado el ND es el cociente entre el número de viviendas en las cuales hay fuentes de GD y el número de viviendas de la red. Se trabajó con 5 escenarios con ND del 0%, 5%, 10%, 20% y 40%, resultando una cantidad de 0, 6, 12, 23 y 47 viviendas respectivamente (Longatt F. et al., 2009).

Escenarios analizados

A partir de las distintas variables consideradas se plantearon, a los efectos del análisis, 140 escenarios de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- *Estación del Año:* Verano e Invierno.
- *Tipo de Día:* Hábil y Feriado.
- *Nivel de Penetración:* 7 casos (Situación inicial sin generación FV, Caso sin excedente a inyectar en la red, 1- 1,5- 2- 3 y 3,8 kWp).
- *Nivel de Dispersión:* 5 casos (0% – 5% – 10% – 20% – 40%).

Las curvas de generación FV se modelaron a través de 5 escalones (distintos horarios correspondientes a diferentes magnitudes de generación):

1. Horario de inicio de generación FV (este horario es distinto según la estación).
2. Mediodía: 12 hs.
3. Hora de mayor generación: 14 hs.
4. Media tarde: 16 hs.
5. Horario de fin de generación FV (este horario es distinto según la estación).

Considerando los escenarios planteados y los escalones en que se subdividió la curva de generación, se realizaron 700 simulaciones que permitieron caracterizar detalladamente el problema a analizar. La información resultante de cada simulación fue agrupada y procesada para la obtención de los resultados.

Resultados de las simulaciones

En este punto se muestran los resultados obtenidos en cuanto a la variación de los niveles de tensión en [pu] debido a la introducción de los sistemas FV en la red de distribución modelada. A estos efectos se realizaron corridas de flujo de potencia para cada uno de los escenarios planteados y de los escalones de la curva de generación definidos (total 700 casos).

Se detalla en la Tabla 3 el comportamiento resultante de los niveles de tensión en las tres fases de la barra de BT del CT MT/BT para los distintos escenarios planteados. Los valores están expresados por ND y NP para las estaciones de Invierno y Verano y Día Hábil y No Hábil.

Invierno Día Hábil	Fase R [pu]							Fase S [pu]				Fase T [pu]									
ND 40 %	0,99	0,99	0,992	0,993	0,993	0,994	0,994	0,99	0,99	0,991	0,992	0,992	0,992	0,993	0,99	0,99	0,992	0,993	0,993	0,993	0,994
ND 20 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,99	0,99	0,991	0,991	0,991	0,992	0,992	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993
ND 10 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993
ND 5 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992
ND 0 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992
Invierno Día No Hábil	Fase R [pu]							Fase S [pu]				Fase T [pu]									
ND 40 %	0,99	0,99	0,992	0,993	0,993	0,994	0,994	0,99	0,99	0,992	0,992	0,993	0,993	0,994	0,99	0,99	0,993	0,993	0,993	0,994	0,994
ND 20 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993	0,99	0,99	0,992	0,992	0,993	0,993	0,993	0,99	0,99	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993
ND 10 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993
ND 5 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,993	0,993	0,993	0,993	0,992
ND 0 %	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,99	0,99	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992
Verano Día Hábil	Fase R [pu]							Fase S [pu]				Fase T [pu]									
ND 40 %	0,988	0,988	0,989	0,990	0,991	0,992	0,993	0,988	0,988	0,989	0,990	0,991	0,992	0,993	0,988	0,989	0,990	0,990	0,991	0,992	0,993
ND 20 %	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,990	0,991	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,990	0,991	0,988	0,988	0,989	0,989	0,990	0,990	0,991
ND 10 %	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989	0,990	0,990
ND 5 %	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989
ND 0 %	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,988	0,988	0,988
Verano Día No Hábil	Fase R [pu]							Fase S [pu]				Fase T [pu]									
ND 40 %	0,988	0,988	0,990	0,990	0,992	0,994	0,995	0,988	0,989	0,990	0,990	0,991	0,993	0,994	0,989	0,989	0,990	0,990	0,991	0,993	0,994
ND 20 %	0,988	0,988	0,988	0,989	0,990	0,990	0,991	0,989	0,989	0,989	0,989	0,990	0,991	0,991	0,989	0,989	0,989	0,990	0,990	0,991	0,991
ND 10 %	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,990	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,990	0,990	0,990	0,990
ND 5 %	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,990
ND 0 %	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989
Caso Base	NP (I)	NP (II)	NP (III)	NP (IV)	NP (V)	NP (VI)	Caso Base	NP (I)	NP (II)	NP (III)	NP (IV)	NP (V)	NP (VI)	Caso Base	NP (I)	NP (II)	NP (III)	NP (IV)	NP (V)	NP (VI)	

Tabla 3: Niveles de Tensión Resultantes en la Barra de BT.

Se observa, como era de esperar, que los niveles de tensión mínimos se presentan para el caso base (red sin FV) estación de verano, con un valor de 0,988 [pu]. Asimismo con la incorporación de la generación FV los niveles de tensión aumentaron sus valores, alcanzando un máximo igual a 0,995 [pu] para el escenario de ND 40% y NP (VI) en la estación verano (estación de mayor radiación y por lo tanto mayor generación FV). Además se puede apreciar, entre las simulaciones realizadas, que para ninguno de los casos estudiados la barra de BT sale de regulación como consecuencia de los diferentes valores de penetración y dispersión.

En la Figura 8 se muestra el nivel de tensión inicial (sin generación FV) y el resultante con la incorporación de generación FV en una fase de la barra de BT para un día hábil de la estación de verano.

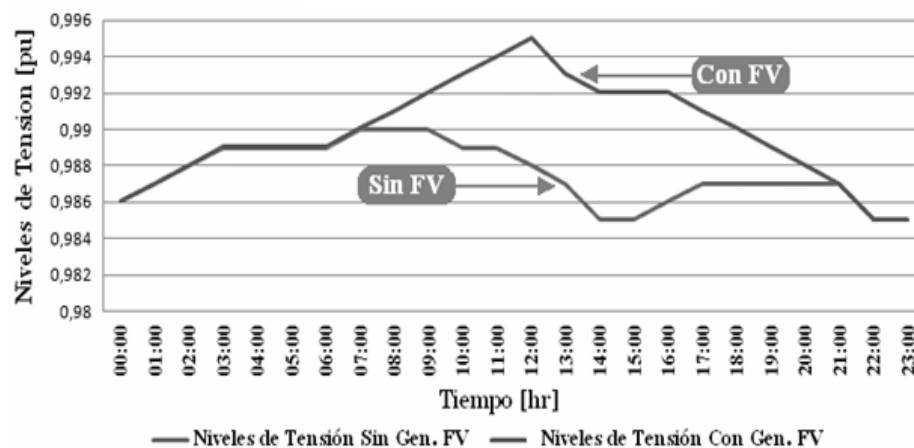


Figura 8: Nivel de Tensión de la Fase R para la Estación de Verano – Día Hábil.

Se puede apreciar la mejora en el nivel de tensión de la fase R en el horario de funcionamiento de la generación FV.

En la Figura 9 se muestran los niveles de tensión resultantes en las tres fases de los nodos de la red en estudio para ND = 40 % y NP = (III), en el horario de las 14 hr. (Horario de mayor generación FV), para los casos con y sin sistemas FV, estación de Verano y día hábil, apreciándose la mejora en los niveles de tensión de toda la red.

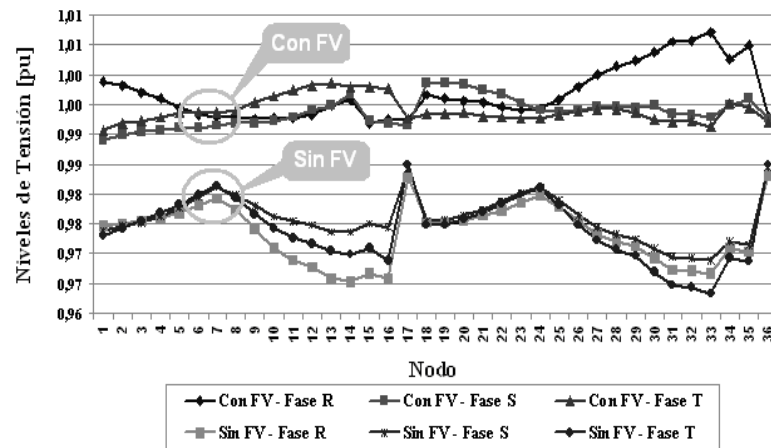


Figura 9: Niveles de Tensión por nodo para la Estación de Verano – Día Hábil.

En todos los casos los niveles de tensión se encuentran dentro de $\pm 0,05$ [pu] con respecto al valor de 1 [pu]. Se observa, para el caso sin FV, que los nodos 7, 17, 24 y 36 presentan los valores de tensión más elevados, siendo esto debido a que son los nodos que se encuentran cercanos a la subestación MT/BT (recuérdese que en el caso sin generación FV los niveles de tensión decrecen desde la SET hacia los extremos de los ramales de BT). Al insertarse la generación FV los niveles de tensión se hacen más uniformes, siendo los nodos más alejados de la SET los que presentan el mayor impacto del mejoramiento de las tensiones.

CONCLUSIONES

Los resultados presentados en este trabajo muestran el impacto producido en el mejoramiento de los niveles de tensión que presentan las redes de distribución con la incorporación de la generación FV, a nivel de usuarios residenciales, aplicado a una red típica de distribución de BT, teniendo en cuenta distintos escenarios posibles de integración de los sistemas FV.

A través de las simulaciones realizadas se aprecia que a medida que es mayor el NP las tensiones aumentaron sustancialmente en la red utilizada como modelo. Acá debe destacarse que con la generación FV se logró un nivel de tensiones mejor y más uniformes a lo largo de toda la red. Se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos son de un barrio pequeño y nuevo, la red (construida con las secciones mínimas técnicamente usuales) se encuentra sobredimensionada respecto de la demanda actual. Se están evaluando alternativas simulando incrementos en la demanda, donde se espera sea más notorio el efecto en los niveles de tensión y si la red continua siendo técnicamente adecuada.

REFERENCIAS

- Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la FI-UNSJ (1999 – 2010) “Mediciones de Radiación realizadas por la estación meteorológica del (IEE)”.
- Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica de la FI-UNSJ (2000) “Campaña de Medición: Análisis estadístico de la información” San Juan Argentina.
- Doña V. M., Strada T. J., Hoesé A. (2008-2010). “Proyecto Solar San Juan: Objetivos y Etapas”. Gobierno de la Provincia de San Juan – Argentina.
- Facchini M. L., Doña V. M., Morán F. A., (2010). “Valoración Técnica y Económica del Impacto de Penetración de Generación Distribuida a Través de Energía Solar Fotovoltaica” CIDEL 2010 – Argentina.
- Longatt F., Hernandez A., Guillen F., Terán R., Peraza C., Gavorskis E. “Impacto del modo de integración de generación distribuida en la regulación de voltaje y pérdidas de potencia de la red de distribución”. II Congreso Venezolano de redes y energía eléctrica. CIGRE – (2009).
- Morán F. A., Facchini M. L., Pontoriero D. H., Doña V. M. (2009). “Inserción de generación distribuida a través de instalaciones fotovoltaicas domiciliarias ajustadas a las curvas típicas de demanda residencial”. ASADES 2009 – Revista AVERMA.

ABSTRACT: The possible integration of photovoltaic generation in electrical distribution networks creates new scenarios. Thus, distribution networks stop acting as passive networks altering the traditional hierarchical structure where the energy flowed from conventional and concentrated production facilities to final consumers. The energy flowed radially according to the configuration of the network and unidirectionally in distribution networks, from the highest voltages to the lower ones. This article presents the impact caused by the insertion of distributed photovoltaic generation in the voltage levels of a typical LV distribution network, using traditional indicators to measure such impact. Simulations were carried out on the actual network of a district in Caucete department, San Juan province, using the digital tool "DigSilent". It was observed the improvement at voltage levels during the photovoltaic generation period.

Keywords: Distribution systems, Distributed generation, Photovoltaic generation, Voltage regulation.