

IMPACTOS SOBRE LA DEMANDA DE UNA RED ELÉCTRICA URBANA, CONSIDERANDO INYECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN SAN MIGUEL DE TUCUMÁN

A. Parellada¹, J.A. González²

Laboratorio de Simulación de Potencia Eléctrica (LASPE)
Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, Universidad Nacional de Tucumán
Tel: 381 6323271 e-mail: jgonzalez@herrera.unt.edu.ar

Recibido 18/09/15, aceptado 16/10/15

RESUMEN: En este trabajo se simula la instalación de sistemas fotovoltaicos situados sobre la cubierta horizontal disponible de edificaciones urbanas y conectados a la red de distribución de energía eléctrica, dentro de la zona de estudio que abarca treinta manzanas del microcentro de la ciudad de San Miguel de Tucumán, Argentina. Se estima el impacto energético de estos sistemas sobre la demanda de la zona y la reducción de su pico en horas del mediodía, analizándose además la alteración de los perfiles de tensión de los nodos y los flujos de potencia, para diferentes estados de carga y generación fotovoltaica. Se observa que esta generación puede abastecer un 24% de la demanda de energía anual de la zona, con una reducción del pico de hasta un 65 %, así como mejorar el perfil de tensiones de nodos y contribuir a la reducción de los flujos de potencia por las líneas, especialmente en horas del mediodía.

Palabras clave: Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red, Generación Distribuida, Impacto Energético, Demanda Pico, PVSyst, San Miguel de Tucumán.

INTRODUCCIÓN

La energía solar puede ser usada de múltiples formas, siendo una de éstas, la producción de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) (IEA, 2011). Los SFCR poseen múltiples ventajas como ser; modularidad, ausencia de partes móviles, bajo mantenimiento, emisión nula de Gases de Efecto Invernadero (GEI) durante su operación, etc., mostrando actualmente un marcado descenso del costo de los elementos que lo componen y un gradual aumento de su eficiencia, que los llevan a afianzarse cada vez más en el mercado (IRENA, 2012).

Los módulos fotovoltaicos (MFV) pueden instalarse en edificaciones de todo tipo sin necesidad de espacio adicional, pudiéndose integrar encima de superficies construidas o incluso ejercer la función de elemento de construcción. Los techos planos de las edificaciones presentan un gran potencial para que los MFV sean instalados y posicionados correctamente para obtener su máxima producción de energía (Bayod et al., 2011). Los SFCR son relativamente de baja potencia, están distribuidos geográficamente (no necesitan de baterías) y producen la energía en puntos cercanos donde se la consume, reduciendo por lo tanto, las pérdidas eléctricas en las redes eléctricas y las emisiones de CO₂ asociadas. Esta nueva manera de gestionar la energía es llamada generación distribuida (Ackermann et al., 2001) y está siendo adoptada en muchos lugares del mundo, tales como Alemania, España, Italia, Japón, Estados Unidos, Brasil, Chile, México, etc.

Si bien los SFCR producen energía eléctrica de manera intermitente en función de la radiación solar y presentan en general un precio elevado por cada kilowatt hora (kWh) generado comparado con el

¹ Becario CIN

² Profesor e Investigador CIUNT

precio del kWh convencional, en algunas ciudades con buena irradiación solar, con tarifas eléctricas reales y precios bajos de los equipos, se está llegando a lo que se denomina costo de paridad de red (Ruiz et al., 2013).

Diferentes países del mundo y de Latinoamérica, ya poseen una legislación y un decidido apoyo político a los edificios con SFCR. En Argentina se cuenta con la Ley Nacional N° 26190, “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” y con la Resolución de la Secretaría de Energía 108/11 que autoriza la inyección de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables al Mercado Eléctrico Mayorista, pero no existe una legislación nacional que permita que los pequeños SFCR instalados en edificaciones puedan volcar su electricidad a la red de distribución, si bien hay leyes provinciales al respecto ya aprobadas en algunas provincias (Salta, Santa Fe) y otras en estudio. Hasta el año 2010 los sistemas fotovoltaicos solo se instalaban en espacios rurales aislados de la red, la mayoría de ellos provenientes del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER). Luego en la provincia de San Juan, se montan las dos primeras centrales fotovoltaicas conectadas al sistema eléctrico nacional, con vista a nuevos emprendimientos en el mediano plazo. Entre las primeras experiencias de SFCR en Argentina, se destaca la impulsada por el Proyecto FONARSEC, FITS 2010 - Energía Solar - N° 0008 (IRESUD) y en este marco, la Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología de la Universidad Nacional de Tucumán suscribe un Acuerdo de Colaboración Científico Técnica con la Universidad Nacional de San Martín para instalar un SFCR de 3 kWp de potencia en su predio, primero en su tipo en Tucumán. Se hace notar que el trabajo desarrollado en este artículo está en línea con los objetivos planteados por el proyecto N° 0008 ya citado.

En climas cálidos y soleados, las edificaciones urbanas en áreas residenciales y comerciales (en particular éstas últimas que operan mayormente durante el día) presentan demandas de energía dominadas en las horas de pico del mediodía, por cargas tales como equipos de aire acondicionado. Esta situación presenta una buena coordinación con la disponibilidad de energía solar fotovoltaica (Braun y Rüther, 2010). En numerosos casos reales puede observarse como la Generación Distribuida Fotovoltaica (GDFV) sobre cubierta de edificaciones, puede asistir a los alimentadores (distribuidores) de energía eléctrica recortando el pico de demanda del mediodía (Rüther et al., 2008).

En el trabajo (Parellada y González, 2014), se valoró ya el comportamiento energético y ambiental de SFCR instalados sobre la cubierta horizontal de edificaciones urbanas, dentro de la misma zona de estudio (30 manzanas del microcentro de la ciudad de San Miguel de Tucumán). Para ello se diseñó la instalación eléctrica y disposición de un SFCR de referencia de 3kWp, con el fin de estudiar la producción de energía eléctrica mediante el programa computacional PVSyst y el ahorro de emisiones de CO₂ correspondiente. Se obtuvieron así índices energéticos y ambientales por unidad de superficie y potencia, estimándose una superficie disponible de 97100 m² en la zona de estudio. Afectándose la misma por los índices correspondientes, se calculó que la energía anual producida asciende a 18500 MWh, con un ahorro de emisiones de 9000 ton CO₂ anuales.

En el presente trabajo se estudia la demanda de energía dentro de la zona de estudio, así como la GDFV posible de tenerse en la misma, de ser instalados los SFCR en toda la superficie disponible. Luego se compara la GDFV con la demanda local mediante el análisis puntual del impacto energético anual y la posible reducción del pico de demanda en horas del mediodía, característico de la zona. Además se simulará un modelo de red de Baja Tensión (BT) acorde al caso para estudiar, lo que sucede con las tensiones en los nodos y los flujos de potencia.

DEMANDA DE ENERGÍA DENTRO DE LA ZONA DE ESTUDIO

Para la estimación de la demanda de energía se consultó a la Empresa de Distribución Energía Eléctrica de Tucumán (EDET S.A., 2014-2015) datos de energía mensual promedio de los últimos 12 meses (revisado en mayo de 2015), discriminada por subestación transformadora (SET) dentro del área de interés. Estos datos se llevaron a sus correspondientes totales anuales. De la sumatoria de los valores anteriores, se obtiene la energía total demandada por la zona estudiada, que resulta aproximadamente en 76,8 GWh/año.

Se dispone de datos de demanda pico (EDET S.A., 2012) en forma de un mapa de densidades de potencia, para la ciudad de San Miguel de Tucumán. Del mismo se extraen valores puntuales de densidades de demanda máxima (MVA/km²) y potencia demandada máxima (kVA) para cada manzana dentro de la zona de interés. En base a lo anterior se puede estimar que en la zona estudiada, la demanda máxima (en general coincidente con el pico de las 21 hs y de valor similar en horas del mediodía) es aproximadamente de 14,3 MVA (densidad media de 24,4 MVA/km²), para el año 2012. La energía anual demandada en la zona céntrica de San Miguel de Tucumán crece con una tasa anual de 4,7 % y considerándose que la potencia pico demandada crece con una tasa anual similar, puede estimarse que para el año 2015 la misma asciende a 16,4 MVA, con una densidad media de 28,0 MVA/km². Suponiendo un factor de potencia igual a 1, se puede estimar la demanda de potencia activa máxima en 16,4 MW (2015).

No se dispuso al momento de desarrollar este trabajo, de datos geo-referenciados de potencia instantánea en la zona, lo que permitiría realizar cómodamente una sumatoria de curvas de potencia que se correspondería con la zona delimitada en este trabajo. En vista de investigar con mayor detalle la posible reducción del pico, es necesario conocer el perfil horario de la demanda y compararlo con la potencia inyectada por los SFCR. Para ello se ha recurrido al estudio adicional de una sub-zona (dentro de la zona de estudio) de la cual se posee registros de potencia demandada instantánea. Esto derivó en el análisis de la zona alimentada por un distribuidor específico (cable subterráneo en MT que alimenta a las SETs en el área). Con esto se pretende también observar el perfil característico del tipo de demanda de la zona (residencial – comercial).

El distribuidor cuya demanda se analiza a continuación se denomina “ADOS”. El mismo nace en la Estación Transformadora (ET) Avellaneda ubicada a dos cuadras de la zona de interés, como se muestra en Fig. 1, en el mismo predio de las oficinas de EDET S.A.



Fig. 1: Zona de estudio total (30 manzanas) y detalle de zona alimentada por distribuidor ADOS.

Se cuenta en este caso con un registro de mediciones de tensión y corriente medias a intervalos de 15 minutos para todo el año 2013 (EDET S.A., 2013). Para el conjunto de días de cada mes de registros horarios se calculan los valores horarios promedio, mínimo y máximo para cada hora del conjunto de los días del mes. Los perfiles resultantes pueden observarse en Fig. 2, para los meses de junio (en referencia del invierno) y diciembre (en referencia al verano). Lo mismo se realiza considerando el conjunto de los 365 días del año, lo que se representa en Fig. 3. Lo anterior es necesario para comparar la demanda con la potencia inyectada por los SFCR en la zona.

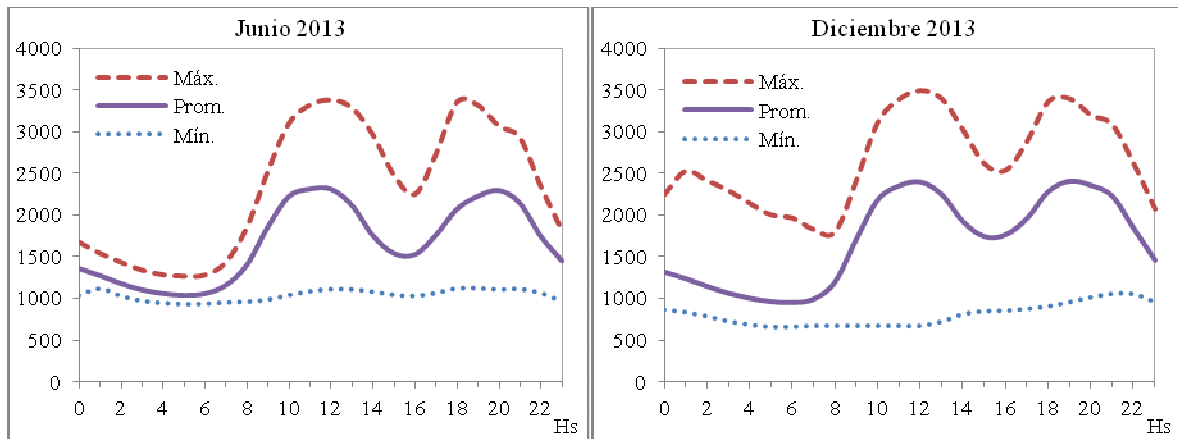


Fig. 2: Perfil máximo, promedio y mínimo de la potencia activa diaria demandada en kW en el distribuidor ADOS representativo del mes de junio y diciembre, 2013.

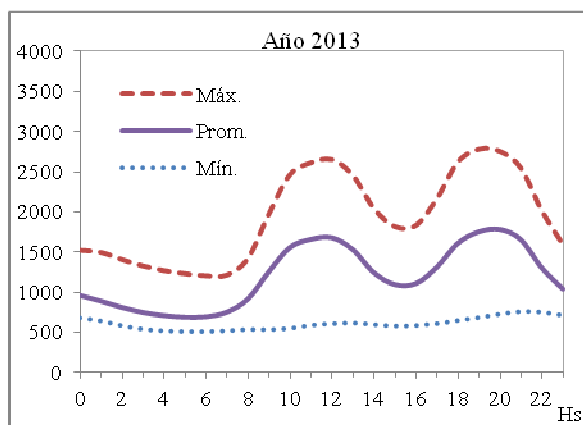


Fig.3: Perfil máximo, promedio y mínimo de la potencia activa diaria demandada en kW en el distribuidor ADOS representativo del año 2013.

En Fig. 2 y 3 puede observarse la existencia de dos picos, el primero en horas del mediodía, entre las 10 y 12 hs, y el segundo en la tarde-noche, entre las 18 y 20 hs. Ambos picos son de magnitud similar, sin embargo puede notarse que en casi todo el año, el pico de la tarde-noche es ligeramente mayor al del mediodía. Se observa además, una demanda pico de 2,5 a 3 MW en casi todos los meses del año, sin embargo en los meses de junio y diciembre ambos picos igualan o superan los 3,5 MW. La potencia mínima en casi todo el año es algo mayor a 0,5 MW. Debe recordarse que estos perfiles de potencia activa demandada se corresponden con datos válidos para el año 2013. No se cuenta con datos actualizados para los mismos.

La energía activa total consumida en el año 2013 de acuerdo a los registros anteriores resulta en un total de 9877 MWh. Con un crecimiento anual del 4,7 %, para el año 2015 este valor asciende a 10830 MWh.

IMPACTO ENERGÉTICO ANUAL EN LA DEMANDA LOCAL

En base a los índices derivados del trabajo anterior (Parellada y González, 2014) (ver Tabla 1), al estudio de la superficie disponible y de la demanda de energía de la zona de estudio, se estima el

impacto que la GDFV en conjunto implica en la demanda de energía anual. La situación se resume en Fig. 4, donde se observa que la GDFV puede representar hasta un 24 % de la demanda anual (se considera que los SFCR se instalan en la totalidad de la superficie disponible en la zona).

↓ respecto de, parámetro →	Energía anual = 4390 [kWh]
Potencia instalada = 3 [kWp]	1463 $\left[\frac{kWh}{kWp \cdot \text{año}} \right]$
Superficie ocupada = 23 [m ²]	191 $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot \text{año}} \right]$

Tabla 1: Índices derivados de trabajo previo y empleados en la estimación de la GDFV.

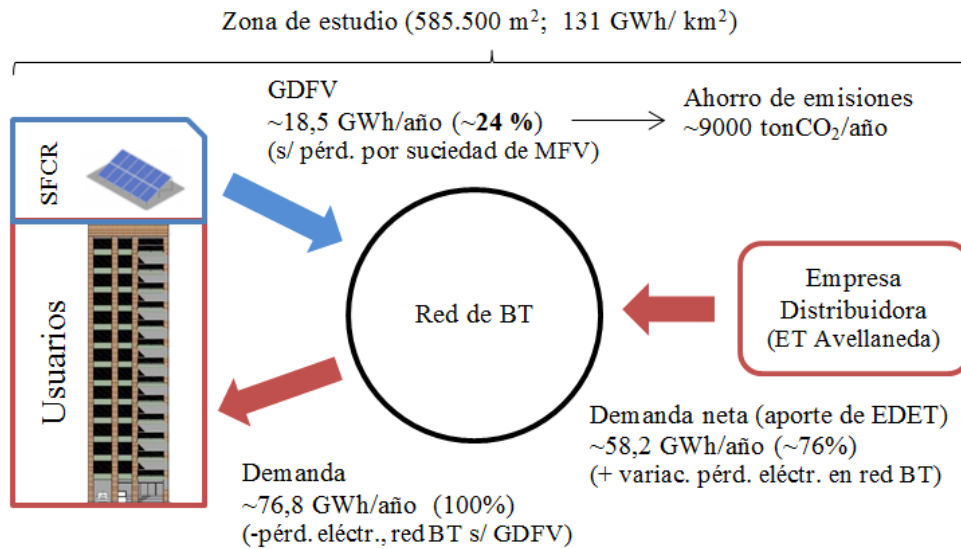


Fig. 4: Valores de energía anual generada y demandada en la zona de estudio, año 2015.

Lo mismo se realiza para la zona alimentada por el distribuidor ADOS, que presenta en particular una densidad de demanda de energía de aproximadamente la mitad respecto de la totalidad de la zona de estudio (ver Fig. 5). En este caso se observa, que la GDFV puede representar hasta un 42% de la demanda anual (casi el doble que en el caso anterior).

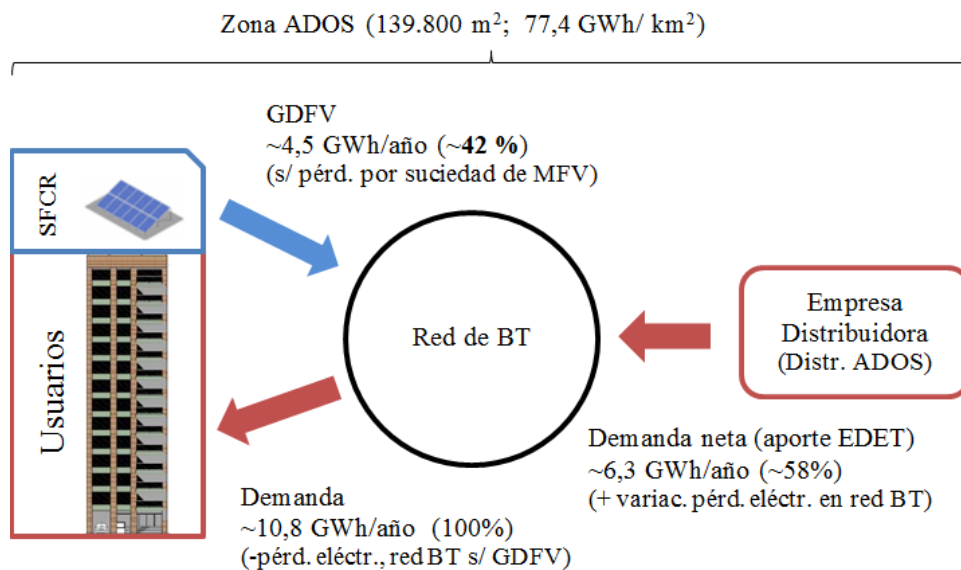


Fig. 5: Valores de energía anual generada y demandada en la zona del distribuidor ADOS, año 2015.

Estos valores son concordantes con los observados en otros estudios similares, como por ejemplo un 30% en el caso particular de una edificación comercial en la ciudad de Florianópolis, Brasil (Braun y

Rüther, 2010) (latitud similar a la ciudad de S.M. de Tucumán) y valores entre 12,8 y 20 % para la ciudad de Mumbai, India (Singh y Banerjee, 2015) (la densidad de demanda es mucho mayor al caso aquí analizado).

POTENCIAL DE REDUCCIÓN DEL PICO DE DEMANDA DEL MEDIODÍA

Para estudiar esta situación, es necesaria la determinación del perfil horario de la potencia inyectada por los SFCR en la zona. Esta información puede extraerse de las simulaciones realizadas con PVSyst sobre la instalación de referencia de 3kWp estudiada en el trabajo anterior ya citado.

PVSyst permite obtener para la instalación de referencia, los perfiles horarios mensuales para los valores de la potencia fotovoltaica inyectada diaria mínima, máxima y promedio mensual. Para ello, genera en primera instancia, curvas de potencia instantánea inyectada para cada día del año. Luego observando el valor máximo, mínimo y promedio de la potencia para cada hora, dentro del conjunto de días de cada mes, construye los perfiles antes citados. En particular son de interés en este trabajo los perfiles de potencia del mes de junio, diciembre y anual. Los mismos se han dividido por la superficie horizontal ocupada por la instalación de referencia (23m²) obteniendo los índices de Tabla 2.

Valores Mínimos															
	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20a5H
Jun	0	0	0	2	1	10	3	12	6	3	1	0	0	0	0
Dic	0	0	1	7	6	10	13	7	15	11	8	5	2	0	0
Año	0	0	0	1	1	3	3	7	6	2	1	0	0	0	0
Valores Promedio															
	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20a5H
Jun	0	0	4	22	36	57	63	67	60	47	34	18	0	0	0
Dic	0	5	25	44	59	61	68	67	66	60	49	33	13	1	0
Año	0	2	16	37	55	65	70	71	68	59	46	28	9	0	0
Valores Máximos															
	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20a5H
Jun	0	0	10	38	61	89	100	100	96	82	55	31	0	0	0
Dic	0	8	38	64	88	95	100	100	95	87	72	49	21	3	0
Año	0	13	46	75	96	103	110	110	103	104	97	66	33	5	0

Tabla 2: Índices de potencia media horaria inyectada a la red en [W/m²] deducidos de la instalación de referencia de 3kWp.

Caso de la totalidad de zona de estudio

Se afecta la superficie total disponible para la instalación de los SFCR en la zona, estimando así los perfiles máximo, mínimo y promedio de la potencia horaria generada por el conjunto de los SFCR instalados en la misma. Los resultados pueden apreciarse en Fig. 6.

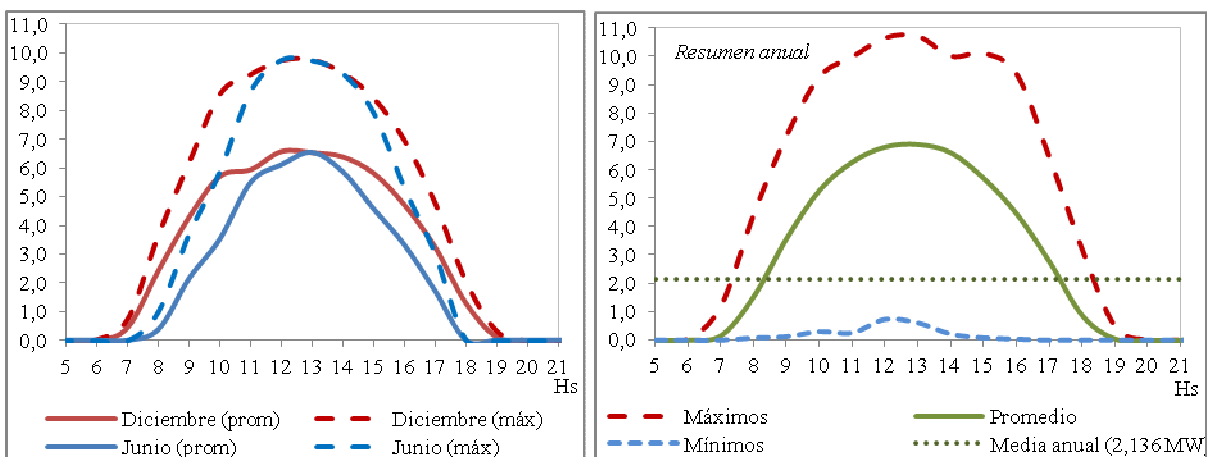


Fig. 6: Perfil máximo, promedio y mínimo de la potencia activa diaria generada en MW por los SFCR distribuidos en la zona de estudio, representativo del mes de junio, diciembre y anual.

Como ya se ha comentado, de la zona de estudio no se conoce la hora de máxima potencia activa demandada por los usuarios en torno al mediodía, ni su valor exacto (se estima que para el 2015 este valor se aproxima a 16,4 MW). Se considera por lo tanto en este trabajo, diferentes ubicaciones del pico (en función de la estación del año) entre las 12 y 15 hs. Un resumen de los resultados se muestra en Tabla 3.

Zona de estudio (30 mznas del microcentro S.M.Tuc.) (se dispone solo de estimación de demanda pico)	Pot. de SFCR máx. / Demanda máx.	Pot. de SFCR prom. / Demanda prom.
Año 2015 (pico entre 12 y 13 hs)	65%	42%
Junio 2015 (invierno, pico entre 12 y 13 hs)	59%	40%
Diciembre 2015 (verano, pico entre 13 y 15 hs)	59%	36%

Tabla 3: Reducción porcentual por acción de los SFCR, del pico del mediodía en zona de estudio.

Caso de la zona alimentada por el distribuidor ADOS

En vista de definir una metodología de trabajo más precisa para encontrar la posible reducción del pico del mediodía, se analiza el caso particular del distribuidor ADOS. Para este distribuidor se conoce en detalle el perfil horario de la demanda de potencia activa del año 2013, es decir, se conoce tanto el valor pico del mediodía como su ubicación horaria.

Los perfiles diarios de potencia activa inyectada por los SFCR en la zona ADOS se encuentran de la misma forma que para la zona de estudio, sabiendo que la superficie útil para instalar SFCR en la misma se estima (siguiendo los lineamientos del trabajo anterior) en 23.944 m². Los resultados se observan en Fig. 7.

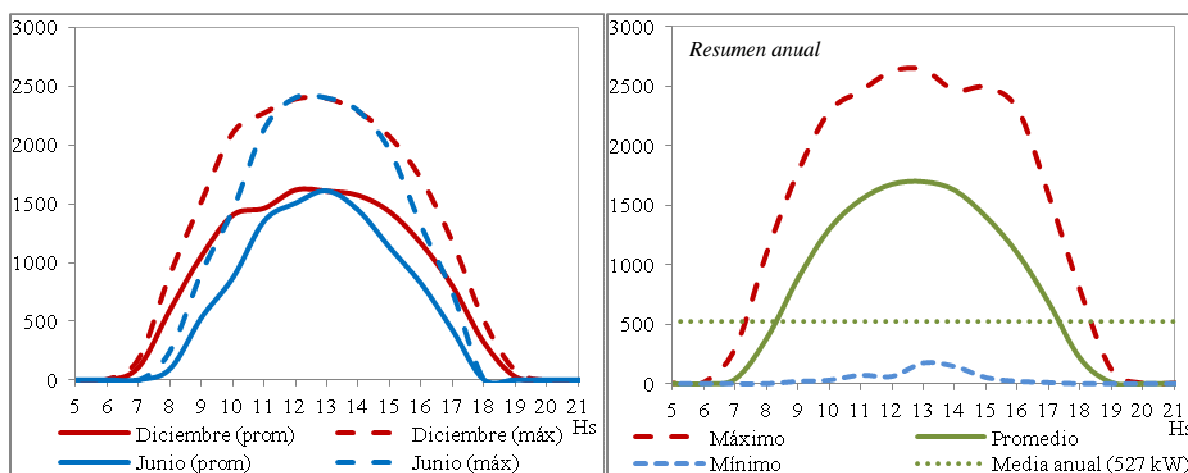


Fig. 7: Perfil máximo, promedio y mínimo de la potencia activa diaria generada en kW por los SFCR distribuidos en la zona ADOS, representativo del mes de junio, diciembre y anual.

En lo que sigue, se grafica la nueva curva de demanda o “demanda neta” aproximada que se tendría en bornes del distribuidor ADOS, que se obtiene simplemente de restar a la demanda (aporte de EDET) el perfil de potencia diaria inyectada por los SFCR en la zona ADOS para el mes de junio, diciembre y en forma anual (en valores máximos, promedio y mínimo), como se observa en Fig. 8.

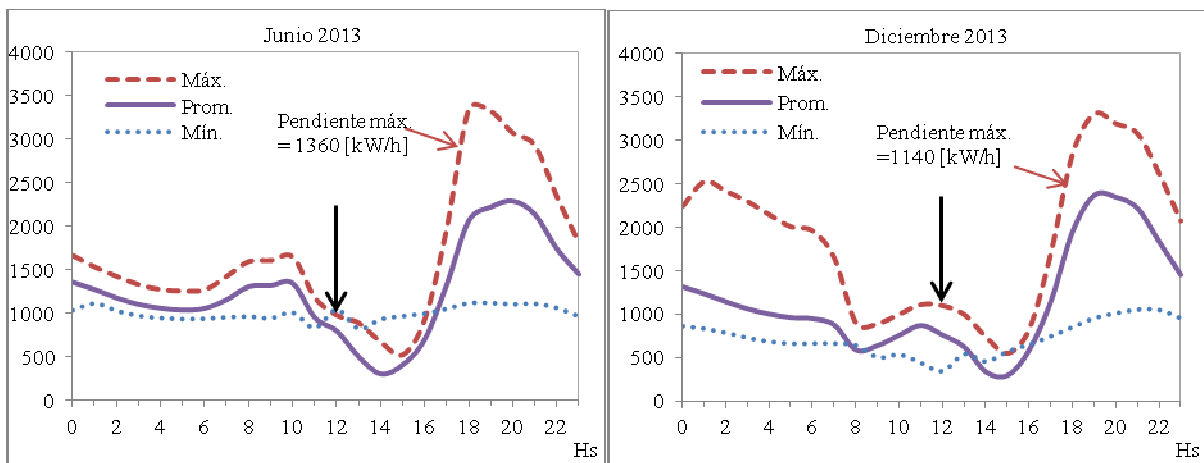


Fig. 8: Perfil máximo, promedio y mínimo de la demanda neta diaria resultante en kW en la zona ADOS, representativo del mes de junio y diciembre de 2013.

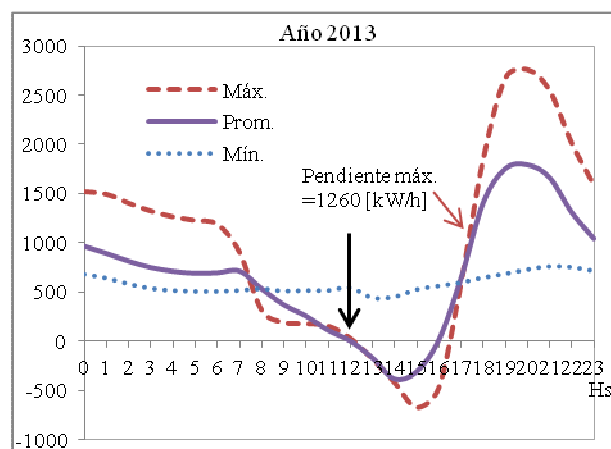


Fig. 9: Perfil máximo, promedio y mínimo de la demanda neta diaria resultante en kW en la zona ADOS, representativo del año 2013.

En Tabla 4 puede observarse la manera en que se consideró conceptualmente la reducción del pico, para la zona ADOS, así como un resumen de los principales resultados del estudio.

Zona alimentada por distribuidor ADOS	GDFV máx. / Demanda máx.	GDFV prom. / Demanda prom.	Esquema conceptual de la situación:
Año 2013 (pico a las 12 hs)	100%	100%	
Junio 2013 (invierno, pico a las 12 hs)	70%	59%	
Diciembre 2013 (verano, pico a las 12 hs)	70%	68%	
<i>Observación:</i> Se dispone de perfil horario de la demanda real.			

Tabla 4: Reducción porcentual por acción de los SFCR, del pico del mediodía en zona ADOS.

IMPACTO SOBRE LAS TENSIONES Y FLUJOS EN LA RED DE BAJA TENSION

Se muestra a continuación cómo se modifican las variables de interés, tales como las tensiones en las barras de los consumidores y los flujos de potencia en la red de BT, cuando los SFCR se encuentran activos, teniendo en cuenta su variabilidad de inyección durante el día.

En función de la densidad de demanda de la zona de interés, pueden aplicarse diferentes modelos tipificados para estudiar el comportamiento de la red de BT. Éstos son los utilizados por EDET S.A. Se analiza el caso de una manzana de alta densidad de potencia (EDET S.A., 2012), utilizando el modelo tipificado correspondiente (modelo de distribución subterránea con 1 manzana servida para densidad de demanda máxima inicial de 26,1 MVA/km²) mostrado en Fig. 10.

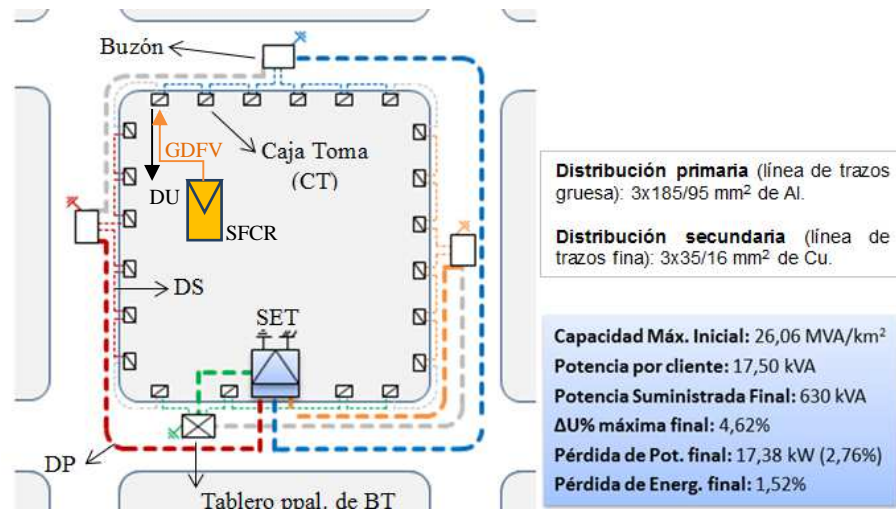


Fig. 10: Modelo con 1 manzana servida para densidad de demanda máxima inicial de 26,1 MVA/km². Red de BT subterránea. Fuente: EDET S.A.

En Fig. 10, las abreviaturas “DP” y “DS” hacen referencia a la distribución principal y secundaria respectivamente. Para el estudio se han considerado en especial 2 de las 24 CT, la más cercana y la más lejana a la SET. Las longitudes de las líneas se han estimado como un 5% mayor a las medidas en el plano.

Analizando la superficie de la franja perimetral correspondiente al caso, tomando como referencia el promedio de las manzanas dentro de la zona de estudio (15.090 [m²]), y dividiéndola en 24 partes iguales se obtiene una superficie aproximada de 630 [m²] que debiera ser alimentada desde cada Caja Toma (CT).

Se considera que se utiliza la totalidad de la superficie útil disponible en la zona estudiada para la instalación de los SFCR, de acuerdo a los supuestos y resultados ya expuestos. Luego, la superficie útil para instalar el SFCR por cada CT se estima en 163 [m²] (0,26 x 630 [m²]).

En Tabla 5 se muestra el valor de la potencia pico instalable y los valores de potencia promedio y máxima inyectada a la red en horas de sol (entre las 7 y 19 hs) por unidad de superficie ocupada por el SFCR de referencia estudiado (3kWp). Estos últimos se pueden deducir de los datos de Tabla 2. Afectando la superficie útil asociada a cada CT en el modelo en cuestión por estos índices, se estima, para esta unidad idealizada, la potencia inyectada por el SFCR promedio, máxima (ver Tabla 5). Es importante notar que la potencia mínima inyectada por estos sistemas a la red es nula, situación que se corresponde con las horas de noche al no contar con un sistema de baterías.

	Índices utilizados	Valores totales p/ caja toma
Potencia pico instalable	0,130 [kWp/m ²]	21 [kWp]
P promedio (año) inyectada a la red entre las 7 y 19 hs	0,0405 [kW/m ²]	6,60 [kW]
P máxima (año) inyectada a la red entre las 12 y 13 hs	0,110 [kW/m ²]	18,0 [kW]

Tabla 5: Caracterización del aporte de SFCR por cada Caja Toma del modelo tipificado estudiado.

No se consideran, en el presente trabajo, datos puntuales de las demandas individuales de cada consumidor. Se realiza, en cambio, un análisis simplificado a partir del modelo correspondiente, con el objetivo de sacar conclusiones generales respecto del impacto en la red de BT de estos sistemas distribuidos. La demanda pico inicial en cada CT considerada es por lo tanto de 17,5 [kVA], según el modelo tipificado (Demanda Usuario - DU). Puesto que se trata de un valor asociado al modelo tipificado en cuestión (válido para el año 2013), y en todo caso inicial, se estudia también que sucede cuando esta demanda pico crece un 25 %, situación en la cual la SET trabaja cerca del límite de su capacidad nominal.

La simulación correspondiente al análisis propuesto se lleva a cabo con el software DigSilent – Power Factory. Para el flujo de carga se tomará como referencia la barra de BT de la SET, adoptando una tensión de $1 \angle 0^\circ$ p.u. para el sistema sin los SFCR activos. Se presta especial atención a lo que sucede en los buzones y CT, así como al estado de carga de la SET en cuestión, observando los flujos de potencia activa y reactiva en el esquema planteado.

Se concluye en primera instancia que, utilizando toda la superficie útil de la manzana, los SFCR en conjunto inyectando su potencia máxima a la red de BT, generan un excedente de potencia activa por sobre la demanda pico inicial considerada en el modelo tipificado analizado (se recuerda que es el de mayor densidad de demanda). Sin embargo, es de notar que el valor de potencia inyectada máxima de los sistemas se presenta eventualmente solo en las horas cercanas al mediodía solar, y en los meses de mayor irradiación (septiembre, octubre, diciembre y enero). Este eventual excedente podría inyectarse a la red de MT. En este escenario la tensión en todos los nodos sigue estando dentro de los valores normales.

En caso de que la demanda del sistema sea menor que la analizada, el excedente de generación será mayor y en caso de no modificar la configuración de la red (ej. *tap* del transformador de la SET) podría presentarse en los nodos tensiones elevadas. Sin embargo, la frecuencia de ocurrencia de estos picos es muy baja. Además, el pico de la generación de los SFCR coincide con el pico de demanda en horas del mediodía el cual es similar al pico de las 21 hs en la zona, situación que se acentúa en los mismos meses en que los SFCR presentan su generación máxima.

En el escenario en el cual los SFCR trabajan inyectando su potencia promedio anual a la red de BT, la misma funciona normalmente, sin excedente de energía, generando un ahorro de un 41% en potencia activa y un 5% en potencia reactiva por mejoras en el perfil de tensiones de la red. La misma funciona más descargada y las tensiones en los nodos están dentro de los valores normales.

Cuando se aumenta la demanda, se observa debido a la implementación de estos SFCR, una mejora en el perfil de tensiones del sistema, reduciendo la caída de tensión en los bornes de los consumidores a valores normales (menores al 5%) en los horarios de mayor interés (uso de aire acondicionado en horas del mediodía). En este análisis no se han modificado los parámetros de la instalación.

CONCLUSIONES

Observando las curvas de demanda correspondientes al análisis de los datos del distribuidor ADOS para el año 2013, se puede concluir que la demanda pico en horas del día, se presenta en casi todo el año efectivamente cerca de las 12 hs, momento del día que coincide aproximadamente con la máxima generación de energía fotovoltaica. Se estima que esto es válido también para la totalidad de la zona de estudio.

En principio, considerando solo el aspecto técnico, los sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia pueden conectarse a la red de distribución en BT, instalados en azotea de edificaciones existentes, inyectando la energía generada por los mismos a dicha red.

La implementación de GDFV en la totalidad de la zona de estudio, implica un impacto energético de un 24 % en la demanda de energía anual (2015), así como una reducción del pico de demanda en horas

del mediodía de entre 36 y 59%, considerando el caso de los meses de junio, diciembre y la situación anual, como puede verse en Tabla 3.

Al analizar el caso particular de la zona alimentada por el distribuidor ADOS, se observa en cambio un impacto en la demanda de energía anual (2015) de 42%, el doble que para la totalidad de la zona de estudio, debido a que en esta zona la densidad de demanda de energía es de casi la mitad que en la anterior.

Considerando ahora los perfiles horarios de la demanda de la zona ADOS para los meses de junio, diciembre y para el año 2013, se observa que es posible lograr una reducción en el pico de demanda del mediodía de entre 59 y 100%.

Si bien puede lograrse una reducción importante del pico del mediodía, el pico de la noche permanece intacto (ver Fig. 8 y 9). En estas condiciones, la implementación de estos sistemas representa una ventaja técnica clara para la red, sólo en casos donde la demanda muestra un pico del mediodía de valor superior al de la noche.

Se observa una mejora en el perfil de tensiones de nodos y una reducción de los flujos de potencia por las líneas, especialmente en horas del mediodía. En promedio, se consigue una reducción en la carga de las SET en la zona de un 41% en potencia activa y de un 5% en potencia reactiva. Si se considera una demanda mayor a la inicial de un 25 %, la inyección de potencia activa de los SFCR lleva a las tensiones de nodos a valores normales (caídas de tensión en las barras de los consumidores menores al 5%), en particular en los horarios de mayor interés (uso de aire acondicionado en horas del mediodía).

Si se adicionara un sistema de almacenamiento (por ejemplo baterías), sería posible acumular la energía generada por los SFCR en determinadas horas del día, y luego inyectarla a la red cuando sea oportuno. Este análisis forma parte de las investigaciones que se están llevando a cabo actualmente en el área de los SFCR.

NOMENCLATURA

AE: Ahorro de Emisiones de GEI

BT: Baja Tensión

GDFV: Generación Distribuida Fotovoltaica

GEI: Gases de Efecto Invernadero

EDET S.A.: Empresa de Distribución de Energía Eléctrica de Tucumán

ET: Estación Transformadora

MFV: Módulos Fotovoltaicos

SET: Subestación Transformadora

SFCR: Sistema Fotovoltaico conectado a la Red

REFERENCIAS

Ackermann T., Andersson G., Soder L. (2001). Distributed generation: a definition, Electric Power Systems Research 57.

Bayod R. A., Ortego B.A., Martínez G. A. (2011). Photovoltaics on flat roofs: Energy considerations, Energy 36.

Braun P. y Rüter R. (2010). The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate, Elsevier - Energy Conversion and Management, vol. 51, pp. 2457-2466, 2010.

EDET S.A.- Empresa Distribuidora de Energía Tucumán S.A. (2013). Registros de tensión y corriente de distribuidores ADOS y CATEDRAL - Microcentro, S.M. de Tucumán.

EDET S.A.- Empresa Distribuidora de Energía Tucumán S.A. (2014-2015). Demanda de energía media mensual por SET dentro del microcentro de S.M. de Tucumán - 05/14 al 04/15.

EDET S.A.- Empresa Distribuidora de Energía Tucumán S.A. (2012). Diseño de Redes de BT: Modelos Tipificados- Zona Urbana- Versión: Marzo de 2012.

IEA- International Energy Agency (2011). Solar energy perspectives: executive summary.

IRENA- International Renewable Energy Agency (2012). Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector Issue 4/5, Solar Photovoltaics.

Parellada A. y González J.A. (2014). Valoración energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos instalados sobre edificaciones urbanas de la ciudad de San Miguel de Tucumán y conectados a la red de distribución de energía. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 18, pp.08.105-08.115. ISSN 2314-1433.

Resolución Secretaría de Energía de la RA 108/11. http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=2724&Itemid=14

Ruiz R. S., Colmenar S. A., Gil O. R., Molina B. A. (2013). Distributed generation: The definitive boost for renewable energy in Spain, Renewable Energy 53.

Rüther R., Knob P.J., Da Silva J., Rebechi S.H. (2008). Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil, Elsevier - Energy Conversion and Management, nro. 49, pp. 1074-9, 2008.

Singh, R. y Banerjee, R. (2015). Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city. Elsevier, Solar Energy(115), 589–602.

ABSTRACT: In this paper, it is simulated the installation of photovoltaic systems located on the available horizontal roof of urban buildings and connected to the electric distribution grid within the study area covering thirty blocks from the downtown of the city San Miguel Tucumán, Argentina. It is estimated the energy impact of these systems on electricity demand in the area, as well as the reduction of the peak demand at noon. It is also analysed the change of the voltage profiles of the nodes and power flows to different load and photovoltaic generation. It is observed that this generation can supply 24% of the annual energy demand of the area, with a peak reduction up to 65%, improving the voltage profile of nodes and contributing to the reduction of power flows by network, especially at noon.

Keywords: Photovoltaic Systems Connected to the Network, Distributed Generation, Energy Impact, Peak Demand, PVSyst, San Miguel de Tucumán.