

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE INSERCIÓN DEL PROGRAMA PROSUMIDORES Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A GRAN ESCALA EN RED DE DISTRIBUCIÓN DE 13,2 kV DE LA CIUDAD DE SANTO TOMÉ.

Carlos I. Sanseverinatti, Maximiliano Muller, Ulises Manassero, Diego López, Pablo Marelli
UTN – Facultad Regional Santa Fe – Grupo de investigación en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Lavaise 610, Santa Fe, Argentina. Tel: +54-342-4601579

Resumen: La matriz energética Argentina presenta una configuración tradicional centralizada que basa su generación en combustibles fósiles. Tanto la calidad de suministro como el medioambiente se ven comprometidos por este tipo de disposición. Una buena alternativa a analizar es el plan Prosumidores, propuesto por la Provincia de Santa Fe, el cual consta de incentivos para poder adquirir equipos fotovoltaicos para instalaciones de baja potencia de clientes de la Empresa Provincial de la Energía (EPE). El presente trabajo tiene por objetivo analizar la viabilidad técnica de inserción en una red de distribución de media tensión de los módulos de potencia fotovoltaica (FV) a nivel de usuario residencial, permitidas según el programa Prosumidores, conjunto con una estrategia de almacenamiento de energía. Para esto se modeló una red de distribución de media tensión (13,2 kV) de la ciudad de Santo Tomé mediante un software capaz de simular y analizar flujos de potencia, con generación fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía. Los resultados obtenidos permiten inferir que la energía fotovoltaica a baja escala inyectada en las redes de baja tensión por parte de los Prosumidores con estrategia de almacenamiento representa un alivio importante de carga para la red. Se obtuvieron los porcentajes máximos de generación, así como el estudio preliminar de almacenamiento y sus beneficios para los consumidores.

Introducción

En los últimos años, en materia de energía eléctrica, se ha destacado una tendencia global hacia la utilización de energías renovables como estrategia de generación frente a la dependencia de los combustibles fósiles [1]. En particular en nuestra región, diferentes aspectos como la aceptación pública, medidas de gobierno, mercados, y precios demuestran una tendencia favorable a la inserción de estas tecnologías desde diferentes niveles de implementación [2]. Entre estas estrategias de generación, la energía solar basada en sistemas fotovoltaicos es de las más prometedoras, ya sea por su simpleza de conversión, el fácil mantenimiento, ser limpia o por su gran futuro de desarrollo tecnológico [3,4]. Se han propuesto en la bibliografía diversos trabajos sobre la implementación no sólo en diferentes escalas (como grandes generadores o como generación distribuida), sino también en sus diferentes formas de trabajo (off-grid, on-grid) [2,5,6].

La conexión de los sistemas fotovoltaicos implica un análisis profundo de los impactos a la red eléctrica [6]. La inyección de potencia fotovoltaica en la red puede generar picos de tensión o sobrecargas en tramos si no se estudia su implementación. Además, debido a la intermitencia de este tipo de energía, sumado a la diferencia existente entre los horarios de pico de generación solar con el pico de consumo de la demanda [7], es necesario realizar un análisis sobre sistemas de almacenamiento acoplado a los paneles solares, y el impacto en aspectos de tensión y cargabilidad de los mismos en las redes afectadas [8].

En particular, en Argentina, la energía solar ha presentado un incremento continuo en términos de potencia instalada durante la última década, con un aumento en los últimos dos años de más de 200% [9], llegando a alcanzar los 441 [MW] de potencia instalada. Se han desarrollado diferentes planes e incentivos por parte del gobierno para fomentar la utilización de FV de manera residencial e impulsar una estrategia de generación distribuida en la red local. La provincia de Santa Fe, mediante el programa Prosumidores [10], hace posible que los usuarios residenciales conectados a la red de distribución de baja tensión cuenten en sus instalaciones con un equipo FV para generar energía y de esta manera, reducir su consumo. La implementación de sistemas de almacenamiento acoplados a la generación aún se encuentra en sus primeras etapas de desarrollo, por lo que es necesario colocarla en el centro de discusión.

El actual trabajo se centra en el análisis de inserción del “Programa Prosumidores” a partir de clientes de tipo residencial en lo que respecta a la generación FV, sumado al estudio de la posibilidad de considerar la instalación de sistemas de almacenamiento de energía al sistema. El programa establece una restricción de producción máxima de energía renovable por parte del usuario con un máximo del 80% de la energía consumida del año anterior.

Metodología

Modelado Red y Generadores Solares

Como sistema de estudio, se utiliza la red de distribución de 13,2 [kV] de la localidad de Santo Tomé, ciudad ubicada a 4 [km] de la Capital de Santa Fe. Esta red es alimentada por 3 estaciones transformadoras (ET) de 132/33/13,2 [kV], a través de 12 distribuidores de 13,2 [kV] (Fig. 1), que abastecen a un total de 236 subestaciones transformadoras (SETs) de 13,2/0,4-0,231 [kV], brindando energía a 24.830 usuarios residenciales.

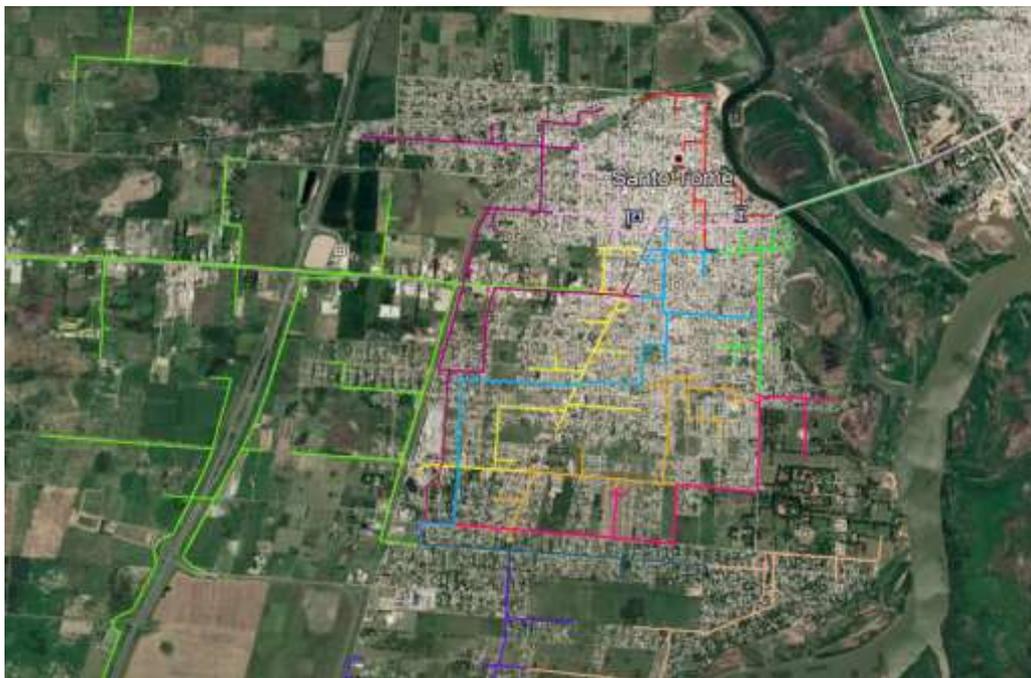


Fig. 1: Red de 12 Distribuidores de Santo Tomé

En primer lugar, se procede al modelado computacional de la red mediante el software Neplan, que permite simular flujos de potencia con perfiles de carga y obtener los valores de tensión, corriente y otros indicadores en diferentes puntos de la red. Esto implica modelar en particular conductores, demandas (simplificadas en las SETs), curva de carga de cada distribuidor, y ET alimentadoras. Los perfiles de carga fueron elaborados en diferentes estados de operación, a partir de estados de carga extremos (demanda Pico o Valle) y según las dos estaciones del año más significativas (Invierno y Verano). Además, para el análisis, se conecta a todos los usuarios residenciales de la red un generador FV, con un módulo de potencia nominal equivalente a la generación de energía máxima permitida por el programa. El mismo es aplicado con una curva de generación según niveles de irradiancia solar y temperatura ambiente.

En la Fig. 2a se presentan los perfiles de carga típicos de las SETs de uno de los distribuidores, y en Fig. 2b la curva de carga de los generadores FV de todos los distribuidores, para el caso de invierno y verano.

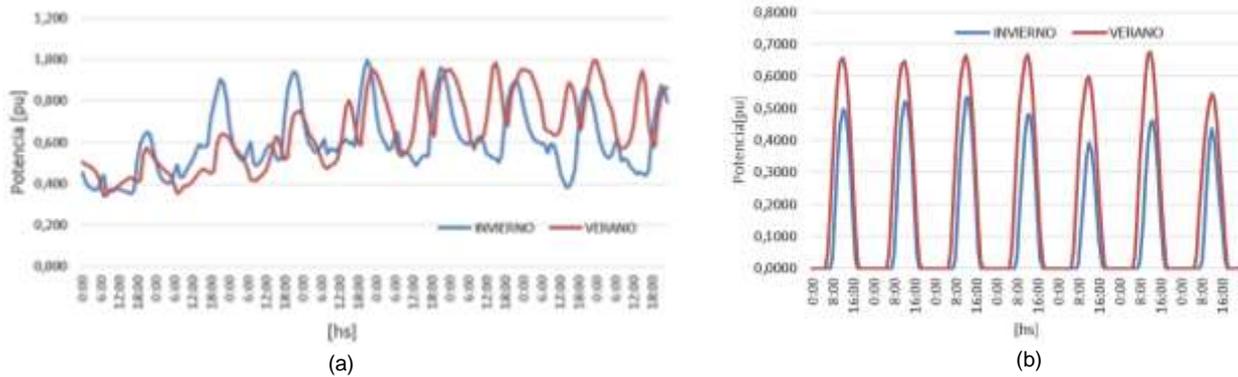


Fig. 2: (a) Perfil de Carga Estacional Típico de un distribuidor de 13,2 [kV] de la ciudad de Santo Tomé y (b) Curva de generación de los sistemas FV para estaciones de invierno y de verano.

El primer análisis del sistema es con respecto al nivel de inserción de generación fotovoltaica para la red en cuestión. Los parámetros principales a observar corresponden a las variaciones y porcentajes de cargabilidad en las líneas, y las variaciones y niveles de tensión en cada una de las barras (representadas por las SETs). Las simulaciones se realizan para cada uno de los escenarios establecidos, con y sin inyección FV, de manera de aumentar el porcentaje de inserción sin infringir las restricciones de tensión impuestas por normativa ENRE, que establece un rango admisible de $\pm 7\%$ para 13,2 [kV], y la cargabilidad de las líneas, no deben superar el 100% de su capacidad nominal.

Modelado Sistemas de Almacenamiento (SA)

Los sistemas de almacenamiento acoplados en las redes eléctricas pueden ser muy variados [11]. A pesar de encontrarse la mayoría en etapas avanzadas de desarrollo, en general es necesario realizar un estudio previo detallado sobre las consecuencias de aplicación en redes distribuidas [12]. De acuerdo a los resultados arrojados por el análisis del impacto producido por ellos, de no encontrarse efectos negativos, es posible continuar con la elección del tipo de sistema a utilizar en la red de acuerdo a factores tecnológicos, económicos, etc.

En este trabajo, el SA es modelado como generadores conectados en las mismas barras de demanda donde están conectados los equipos FV como se observa en la Fig. 3. Se considera para el análisis que durante las horas de 10:00 a 14:00 la potencia que sería aplicada sobre la red por los generadores, es almacenada, para luego, durante el horario pico (18:00 – 23:00), ser inyectada en su totalidad. La estrategia consiste en verter la potencia total absorbida por el SA durante las horas pico de mayor inyección de potencia de los FV durante las horas de mayor demanda.

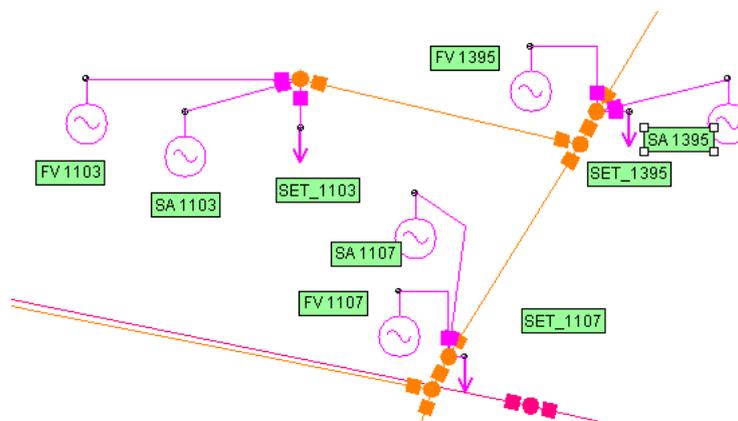


Fig. 3: Modelo de Generadores Solares (FV) y Sistema de Almacenamiento (SA) en un Distribuidor de Santo Tomé

Resultados

Impactos producidos por la utilización de SA conjunto FV en la tensión del sistema

Los resultados obtenidos de las simulaciones de flujos de carga demuestran que en un principio, para los diferentes escenarios, es posible inyectar un porcentaje de nivel de potencia sin que se superen los límites de tensión establecidos sin contar con SA. Si bien en el caso Valle Verano con inserción FV la tensión llega a valores cercanos al límite superior, es posible mantenerse dentro de los valores admisibles.

Analizando el efecto de los SA en la red, en la Fig. 4a, se observan los valores de tensión máxima en barra por distribuidor para el caso sin almacenamiento y con almacenamiento. Se advierte una leve disminución, de hasta casi un 1% en alguno de los casos, de los valores de tensión máxima en las mismas barras que anteriormente se encontraban operando con valores límites admisibles. Las sobretensiones cercanas al 107% (límite establecido) se deben a que los nodos con generación FV aumentan la tensión en sus barras. Al administrar la potencia a inyectar en otro horario, diferente al de la máxima generación, es posible reducir el valor de la sobretensión.

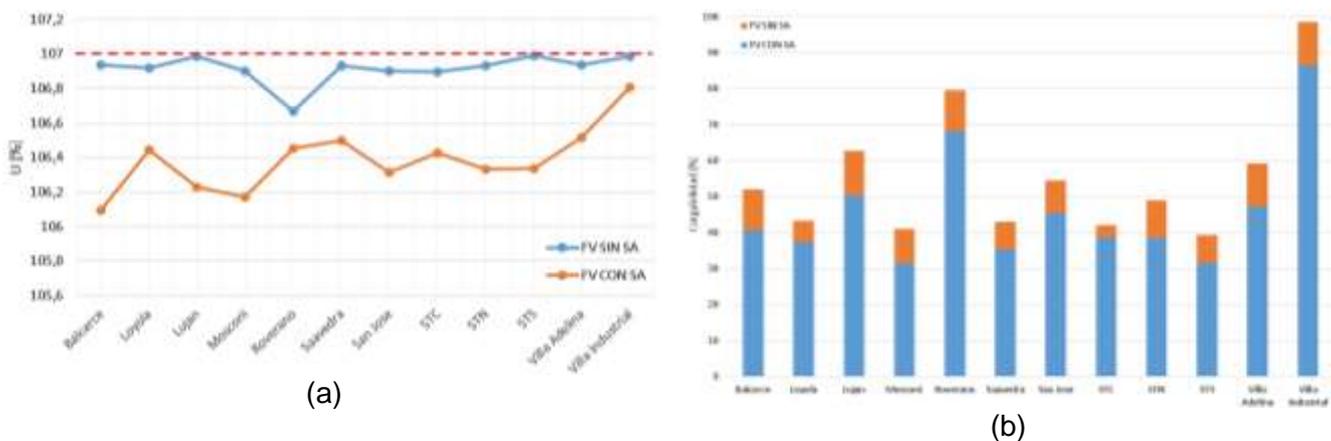


Fig. 4: Comparación en (a) porcentaje de tensión máxima y (b) cargabilidad para cada distribuidor en caso sin SA y con SA

Impactos producidos por utilización del conjunto SA+FV en la cargabilidad del sistema

Con respecto a la cargabilidad de las líneas, no se advierten sobrecargas en la red al utilizar FV sin acople de SA, aunque un distribuidor presenta líneas con valor límite del 98%. En la Fig. 4b se observa la diferencia entre el valor de cargabilidad sin SA (en naranja) y el valor con SA (en azul). Si se considera una estrategia de almacenamiento para el sistema, se produce un alivio en la red, según el distribuidor, de entre un 3 a 13% aproximadamente. Al inyectar la potencia almacenada en los horarios de demanda pico, se reduce la importación de energía y el tráfico de carga en las líneas. Cada nodo logra abastecer parte de la demanda requerida, resultando esto en una disminución de la cargabilidad.

Análisis de Potencia Neta utilizada en el Sistema con SA

Con respecto a la potencia neta del sistema, en la Fig. 5 se compara, para un solo día, la potencia del sistema sin FV, y con utilización o no de SA. Se destaca que la curva de carga presenta un valle con valores negativos al utilizar generación solar sin SA, lo que significa que la barra exportará potencia a la red al producir más de lo demandado. Esto, a pesar de resultar en disminución de la curva de demanda (caso real), puede resultar en flujos inversos y sobretensiones o sobrecargas en las cercanías del nodo. Al colocar SA, si bien durante los momentos de mayor irradiancia la curva de carga con FV y con SA se une a la curva sin generación, es posible disminuir el pico máximo del sistema en gran medida, significando en menor potencia promedio del sistema.

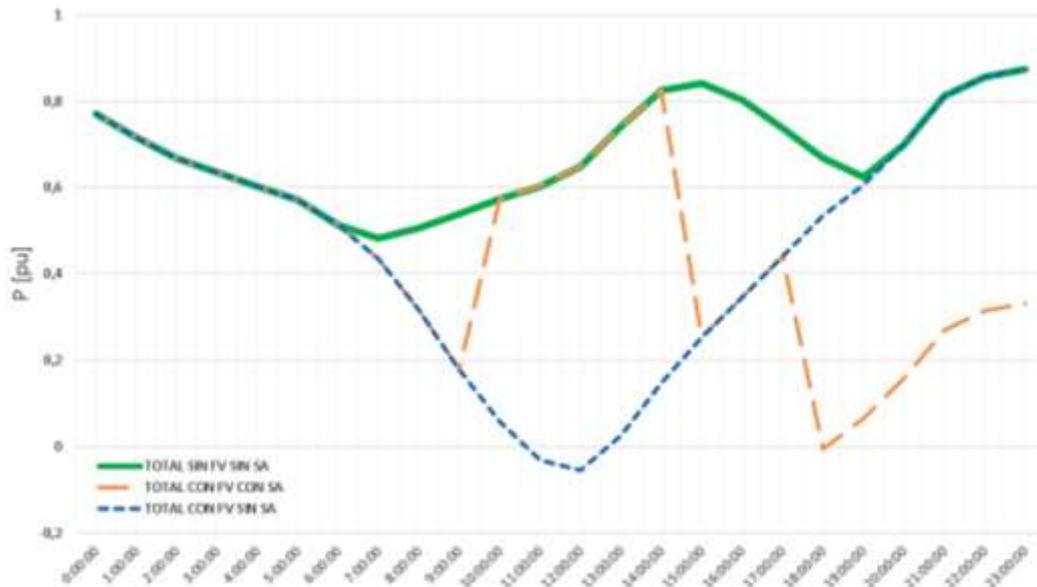


Fig. 5: Curva de Carga de un Distribuidor de 13,2 [kV] para un día de simulación: caso sin FV ni SA, con FV y sin SA, y con FV y SA

Analizando los valores netos para los distintos casos, se destaca que, con FV, ya sea utilizando SA o no, la potencia promedio es la misma, como se observa en la Fig. 6. Principalmente se advierte la disminución del valor en un 22,35% al utilizar energía renovable, pero la diferencia entre el escenario con SA y sin SA sólo radica en la forma en que la potencia es suministrada al sistema, y no en valores netos.

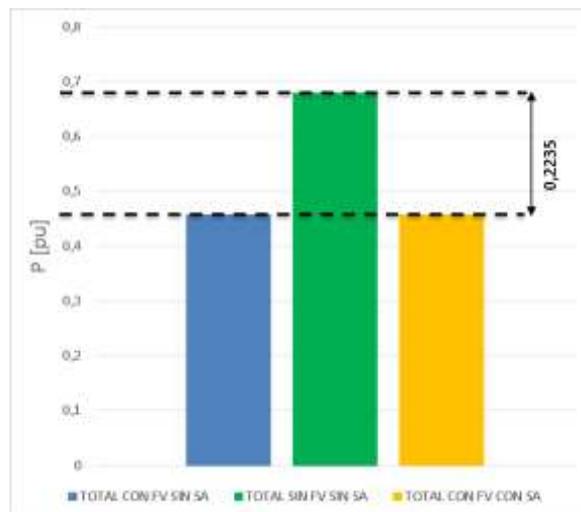


Fig. 6: Comparación de Potencia promedio para los diferentes casos de estudios

Conclusiones

La ciudad de Santo Tomé presenta condiciones positivas para la implementación de SA en conjunto con Generación FV residencial, no solo por las políticas de incentivo del Programa Prosumidores, sino también por las condiciones técnicas de la red de distribución.

Utilizar SA permite mejorar la implementación de generación renovable, aliviando la red en término de carga y de sobretensiones, y aplicar una estrategia en la inyección de potencia ayuda a disminuir los picos de carga del sistema. Avanzada la etapa de análisis de acople de SA a los módulos de FV para la red en cuestión, futuros trabajos pueden indagar en cuál es el mejor SA para la red en particular, si existen beneficios económicos y técnicos de su utilización, entre otras cuestiones.

Referencia

- [1] International Renewable Energy. (2021). "World Energy Issues Monitor 2020".
- [2] T. M. David, G.P. Buccieri, P. M: Silva Rocha Rizol. (2021). "Photovoltaic Systems In Residences: A Concept Of Efficiency Energy Consumption And Sustainability In Brazilian Culture", *Journal of Cleaner Production*, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126836>
- [3] A. K. Podder, K. Ahmed, N. K. Roy and P.C. Biswas. (2017). "Design And Simulation Of An Independent Solar Home System With Battery Backup", International Conference on Advances in Electrical Engineering, 28-30 Septiembre. Dhaka, Bangladesh.
- [4] G. M. Vargas Gil, R. Bittencourt Aguiar Cunha, S. G. Di Santo, R. Machado Monaro, F. Fragoso Costa, A. J. Sguarezi Filho. (2020). "Photovoltaic Energy In South America: Current State And Grid Regulation For Large-Scale And Distributed Photovoltaic Systems", *Renewable Energy*, Vol. 162, pp 1307-1320.
- [5] Q. Hassan. (2021). "Evaluation And Optimization Of Off-Grid And On-Grid Photovoltaic Power System For Typical Household Electrification", *Renewable Energy*, Vol.164, pp. 375-390.
- [6] S. Few, P. Djapic, G. Strbac, J. Nelson, C. Candelise. (2020). "Assessing Local Costs And Impacts Of Distributed Solar PV Using High Resolution Data From Across Great Britain", *Renewable Energy*, Vol. 162, pp 1140-1150.
- [7] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig. (2014). "Sizing Of Residential PV Battery Systems", *Energy Procedia*, Vol. 46, pp. 78-87.
- [8] O. Astakhov, T. Merdzhanova, L. Kin, U. Rau. (2020). "From Room To Roof: How Feasible Is Direct Coupling Of Solar-Battery Powerunit Under Variable Irradiance?", *Solar Energy*, Vol. 206, pp. 732-740.
- [9] IRENA. (2020). "Estadística de Capacidad Renovable".
- [10] Subsecretaría de Energías Renovables, Decreto 1710 – 18 Prosumidores, 2018.
- [11] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, D. Habibi. (2018). "Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 91, pp. 1205-1230.
- [12] O. Babacan, W. Torre, J. Kleissl. (2017). "Siting and sizing of distributed energy storage to mitigate voltage impact by solar PV in distribution systems", *Solar Energy*, Vol. 146, pp. 199-208.