



Caracterización del autoconsumo en una microinstalación fotovoltaica en el sector residencial del NEA

Characterization of Self-Consumption in a Micro-Photovoltaic Installation in the Residential Sector of the NEA

Presentado: 09/12/2025

Aprobado: 28/05/2026

Publicado: 08/07/2026

Hugo Daniel Zurlo

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Grupo de Investigación en Tecnologías Energéticas Apropriadas (GITEA), Argentina.
hzurlo@gmail.com

Bettiana Ayelén Virgona

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Grupo de Investigación en Tecnologías Energéticas Apropriadas (GITEA), Argentina.
bettianavirgona@gmail.com

Leonardo Gastón Barabas

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Grupo de Investigación en Tecnologías Energéticas Apropriadas (GITEA), Argentina.
leonardobarabas@gmail.com

Gustavo Raúl Figueredo

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Resistencia, Grupo de Investigación en Tecnologías Energéticas Apropriadas (GITEA), Argentina.
grfigueredo@gmail.com

Diego Martín Ferreyra

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco, Argentina.
dferreyra@facultad.sanfrancisco.utn.edu.ar

Resumen

En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red sin sistemas de almacenamiento, la variabilidad inherente de la demanda y la generación solar produce dinámicas complejas

de autoconsumo e inyección de excedentes. Dada la diferencia habitual entre las tarifas de compra y de venta de energía, la estimación precisa de estas fracciones resulta esencial para evaluar la viabilidad económica. Se propone un método para caracterizar las cargas eléctricas mediante dos parámetros adimensionales —la relación temporal y la relación de carga— que, combinados con la relación entre la energía generada y la demandada, permiten predecir el autoconsumo y la inyección a la red a partir de valores medios de demanda y generación. El método se aplicó a una instalación de 1100 Wp (Watt-pico), obteniéndose un autoconsumo del 53 % y una cobertura del 16 % de la demanda eléctrica mediante generación fotovoltaica. Los resultados indican que el procedimiento permite estimar la energía consumida e inyectada con un error inferior al 20 %, mostrando su potencial como herramienta de evaluación preliminar de generación distribuida.

Palabras clave: autoconsumo fotovoltaico, generación distribuida, sistemas fotovoltaicos residenciales.

Abstract

In grid-connected photovoltaic systems without energy storage, the inherent variability of both electricity demand and solar generation leads to complex dynamics of self-consumption and surplus injection. Given the typical disparity between purchase and feed-in tariffs, accurately estimating these fractions is essential for assessing the economic viability of such systems. This work proposes a method to characterize electrical loads using two dimensionless parameters—the temporal ratio and the load ratio—which, combined with the ratio between generated and demanded energy, enable the prediction of self-consumption and grid injection based on average demand and generation values. The method was applied to a 1100 Wp residential installation, yielding a self-consumption rate of 53 % and a 16 % coverage of the total electrical demand through photovoltaic generation. The results indicate that the procedure can estimate consumed and injected energy with an error below 20 %, demonstrating its potential as a preliminary evaluation tool for distributed generation.

Keywords: Photovoltaic self-consumption; Distributed generation; Residential photovoltaic systems.

Introducción

La generación distribuida de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica contribuye a la descentralización del sistema energético, promoviendo esquemas de producción autónoma que reducen la dependencia de infraestructuras centralizadas, reduciendo pérdidas en el transporte y reforzando la soberanía del usuario sobre sus recursos, alineándose con los principios de libertad individual, eficiencia y menor intervención del estado y corporaciones oligopólicas. Sin embargo, su integración presenta importantes desafíos técnicos y económicos, especialmente vinculados a la asincronía entre la producción solar y la demanda de energía de las cargas domésticas (Eltawil & Zhao, 2010; Luthander et al., 2015).

Las microinstalaciones fotovoltaicas representan una solución eficiente y sostenible para mejorar el acceso a la energía en países subdesarrollados. Al integrarse en esquemas de generación distribuida, permiten a las familias de bajos recursos producir su propia

electricidad, reducir gastos energéticos y disminuir la dependencia de redes inestables o costosas. Además, fomentan la autonomía energética, promueven la equidad social y contribuyen a la mitigación del cambio climático mediante el uso de una fuente limpia y renovable (Hancevic et al., 2017).

En este contexto, la capacidad de modelar y predecir el comportamiento energético de una instalación resulta fundamental para optimizar el diseño, dimensionamiento y operación de los sistemas fotovoltaicos. Diversos trabajos han desarrollado indicadores como el *load matching*, el *self-consumption ratio* o el *exported energy factor* para caracterizar el desempeño de instalaciones conectadas a la red (Kichou et al., 2020; Weitemeyer et al., 2015). También se han explorado estrategias complementarias de almacenamiento, tanto eléctrico como térmico, para elevar los niveles de autoconsumo y reducir la energía inyectada. Particularmente, el almacenamiento en forma de calor mediante resistencias eléctricas asociadas a tanques acumuladores se presenta como una solución técnica viable y de bajo costo (Yan & Yang, 2021).

Además, estudios recientes han demostrado que el desempeño de los sistemas fotovoltaicos residenciales varía significativamente según la localización geográfica, el perfil de consumo y el marco regulatorio. De Castro (2015) realizó un análisis comparativo de instalaciones solares térmicas y fotovoltaicas en diferentes regiones de Brasil, identificando que la relación entre la generación solar y la demanda del usuario es determinante para maximizar el autoconsumo y la rentabilidad del sistema.

Otro aspecto fundamental que influye sobre la rentabilidad económica de estos sistemas es el desbalance entre la tarifa de consumo y la compensación por inyección. En la provincia del Chaco (Argentina), las tarifas residenciales promedio oscilan entre 0,06 y 0,13 USD/kWh, mientras que la compensación por energía inyectada para usuarios residenciales se ubica en torno a 0,032–0,033 USD/kWh, que se compensa como crédito en la factura (SEChEEP, 2021; UDEA, 2025). En contraste, en otros países de la región y del mundo se observan diferencias notables: en Brasil la tarifa residencial es de 0,168 USD/kWh y la energía inyectada se compensa en esquemas de *net-metering* por hasta 36 meses (Presidência da República, 2022); en Chile, el consumo residencial es de 0,256 USD/kWh mientras que la energía inyectada se remunera a 0,054 USD/kWh (Comisión Nacional de Energía, 2024); en Uruguay, el sistema de *net-metering* 1:1 lleva más de una década en funcionamiento (Poder Ejecutivo, 2010). Estas diferencias tarifarias tienen un impacto directo en la amortización de los sistemas y en la conveniencia de maximizar el autoconsumo local (GlobalPetrolPrices.com, 2024).

Maranda (2019) se centra en la búsqueda de directrices genéricas para aumentar el autoconsumo y, al mismo tiempo, reducir el intercambio con la red. El modelo de simulación que desarrolló elimina detalles innecesarios, utiliza cuatro patrones genéricos de consumo energético y presenta los resultados para sistemas de tamaño arbitrario. Para cumplir con la condición de neutralidad energética y minimizar el tráfico de la red, determinó que el tamaño óptimo del sistema fotovoltaico, en términos de rendimiento anual, debería coincidir con la demanda anual de consumo energético local. En estas condiciones, sin almacenamiento de energía, es posible alcanzar una cobertura de la demanda del 30-60 % con energía fotovoltaica para el patrón de demanda "hogar".

En una extensa revisión, Luthander et al. (2015) definen el autoconsumo como la proporción de la producción total de energía fotovoltaica que consume directamente el propietario del sistema. Se incluyen dos opciones para aumentar el autoconsumo: el almacenamiento de energía y la gestión de la carga, también denominada gestión de la demanda

(DSM, por sus siglas en inglés). La mayoría de los artículos examinan sistemas fotovoltaicos con baterías, a veces combinados con DSM. Los resultados muestran que es posible aumentar el autoconsumo relativo entre un 13 % y un 24 % con una capacidad de almacenamiento en baterías de 0,5 a 1 kWh por cada kW de potencia fotovoltaica instalada, y entre un 2 % y un 15 % con DSM, ambos en comparación con la tasa original de autoconsumo.

Diversas investigaciones han abordado la gestión de la demanda como una estrategia para incrementar el autoconsumo, destacándose el control de cargas térmicas. Autores como Amabile et al. (2020) y Heleno et al. (2015) demostraron que la programación inteligente de calentadores de agua eléctricos permite desplazar el consumo hacia las horas de mayor irradiancia, mejorando el autoconsumo sin afectar el confort del usuario, mientras que Sossan et al. (2013) cuantificó que las estrategias de control predictivo pueden triplicar la potencia activa consumida por estos equipos durante la generación fotovoltaica. En contraste, Widén (2014) analiza la programación del uso de lavadoras, secadoras y lavavajillas, concluyendo que el beneficio técnico y económico es muy limitado: el impacto en la reducción de picos de energía inyectada a la red es mínimo. Zurlo et al. (2025) desarrollaron un método para evaluar la energía inyectada y consumida desde la red en sistemas de generación distribuida fotovoltaica a partir de un número reducido de parámetros adimensionales y analizaron el funcionamiento durante 2 meses de una instalación residencial.

En el presente trabajo, se caracteriza una microinstalación fotovoltaica implementada en un hogar, conectada a la red eléctrica del nordeste argentino (NEA), aplicando un método basado en parámetros adimensionales de la carga y la generación, que permite cuantificar la interacción entre la carga (electrodomésticos, artefactos, equipos, etc.), la red de distribución eléctrica y la planta fotovoltaica. Se persigue predecir la energía autoconsumida, la excedente inyectada a la red y la consumida desde la red, en una base mensual a partir de la demanda de las cargas y la generación fotovoltaica.

Materiales

La instalación abastece una vivienda en Resistencia, Argentina, que tiene una superficie cubierta de 65 m², y es habitada por tres personas. La demanda eléctrica está compuesta por artefactos de refrigeración, tres equipos de acondicionamiento de aire, termotanque eléctrico, microondas, horno eléctrico, informática y electrodomésticos de uso diario.

La instalación de generación solar se compone de dos paneles fotovoltaicos montados sobre un techo de chapa, con una inclinación de 20° y un azimut de 45° hacia el NE y un microinversor con conexión a internet. Cuenta con dos paneles solares monocristalinos tecnología PERC HC de 144 celdas, potencia nominal máxima a STC de 550 W, voltaje a circuito abierto (Voc) 50,4 V, corriente de cortocircuito (Isc) 14,02 A, voltaje a potencia nominal (Vmp) 42,2 V, corriente a potencia nominal (Imp) 13,27 A y eficiencia del módulo 21,48 %.

El microinversor utilizado es de la marca Growatt NEO 1000M, con las siguientes características de entrada: tensión máx. DC: 60 V, tensión de arranque: 16 V, tensión nominal: 16-60 V, rango de tensión MPPT (*Maximum Power Point Tracking*): 28-60 V, nro. de MPPT: 2, nro. de módulos fotovoltaicos por MPPT: 1, corriente máxima por MPPT: 18 A, corriente de cortocircuito máxima por MPPT: 23 A. Como salida, tiene una potencia nominal de 1000 W, potencia aparente de 1000 VA, tensión nominal de 230 V, frecuencia de 50 Hz y corriente de salida de 4,35 A. Tiene integrado un adquirente de datos y un multímetro

que mide la potencia, tensión y corriente continua en la alimentación que proviene de los paneles fotovoltaicos, simultáneamente mide en la salida de corriente alterna, la potencia, frecuencia, tensión y corriente, además de la temperatura de operación del inversor. Todas estas variables son transmitidas por Wi-Fi e internet a un servidor externo donde quedan almacenadas con un periodo de 300 s mientras haya generación de energía solar. La potencia se mide con una resolución de 5 dígitos y una apreciación de 0,05 W, si bien el fabricante no informa datos acerca del error o exactitud de las mediciones, Szwarc et al. (2020) realizaron un análisis comparativo entre los datos obtenidos a partir de un inversor de similares características y los de un equipo de telemedición (marca Discar, modelo DiMET-P), demostrando que incluso para inversores más antiguos las mediciones de campo resultan de aplicación razonable para el ámbito industrial. Estos datos se descargan desde la nube con una frecuencia diaria. Los registros diarios descargados se integran en una planilla mensual en función de la fecha y hora de cada registro.

La demanda de energía de la instalación se midió mediante un instrumento Powermeter Home que mide tensión y corriente eléctrica según lo especificado en la tabla 1. Las variables son transmitidas por Wi-Fi e internet a un servidor externo donde quedan almacenadas con un periodo de 180s. Estos datos se descargan desde la nube con una frecuencia semanal. Los datos recibidos semanalmente se integran en una planilla mensual en función de la fecha y hora de cada registro. Este procesamiento se hace mediante el software Ms Excel y para un mes típico se genera una planilla con más de 8 mil filas.

Instrumento	Variable	Resolución	Error/Exactitud	Sensibilidad
Powermeter Home	Tensión (Valor Eficaz Verdadero)	0,1 V	0,5 % lect. +/-1 d	-
	Corriente (Valor Eficaz Verdadero)	0,01A	1 % lect. +/-1 d	0,2 A
	Potencias Activa y Reactiva	1W	$\pm 1,5$ % de Q $\pm 3,5$ % de P ± 1 d	5 W
	Energías Activas y Reactivas	0,01 kWh	$\pm 1,5$ % de Q $\pm 3,5$ %	0,01 kWh

Tabla 1. Características del medidor inteligente

Los datos descargados desde la nube se acondicionan en un formato compatible de fecha, hora, separador decimal y de miles, posteriormente las mediciones provenientes del inversor se interpolan linealmente cada 300 s y se sincronizan con las mediciones de demanda de la instalación en una única planilla de cálculo. A partir de esta planilla, se calculan las energías en periodos de 300 s y se procesan mediante una tabla dinámica integrándose para periodos diarios u horarios.

Métodos

A los efectos de este artículo y para evitar confusiones, se define como potencia demandada a la potencia activa total necesaria para accionar los artefactos que se encuentren funcionando en un determinado instante, conectados a la instalación; potencia generada es la oferta de potencia producida por la planta solar y que entrega el inversor en corriente alterna; potencia consumida es la potencia tomada desde la red de distribución de energía eléctrica cuando la demandada supera a la generada; potencia inyectada es el excedente de potencia que se entrega a la red de distribución de energía eléctrica en un instante en que la potencia generada ofertada por el sistema fotovoltaico supera a la demandada por la instalación. Cuando estos valores de potencia se integran a lo largo de un periodo se utilizan adjetivos análogos para la energía.

Se plantea el análisis de la relación entre las energías generada por la planta fotovoltaica, demandada por la carga interna, entregada por la red e inyectada a la red. Estas energías son iguales a las integrales de las potencias instantáneas con respecto al tiempo. Se establece un día medio para cada mes subdividido en 5 rangos horarios; para cada rango horario, se determinan dos parámetros adimensionales que caracterizan a la carga y un parámetro que relaciona la generación fotovoltaica y la demanda de energía.

Se distinguen dos partes independientes: por un lado, se caracteriza la carga eléctrica del hogar y, por el otro, la generación fotovoltaica en relación a esa carga.

Periodo de registro

Se denomina periodo de registro al tiempo entre datos de las potencias demandadas por las cargas y generada por la planta fotovoltaica y es muy relevante para calcular con exactitud la energía excedente o inyectada a la red y la energía consumida desde la red. Para valorar la trascendencia de este periodo se pueden considerar dos extremos, el primero en el que el periodo tiende a cero y entonces se obtienen potencias instantáneas, generadas, demandada e intercambiada con la red, sea esta última excedente o consumida, si estas potencias instantáneas se integran a lo largo del tiempo se tienen las energías correspondientes con la mayor exactitud permitida por los instrumentos. El otro extremo podría ser efectuar un análisis global con, por ejemplo, un periodo mensual en el que se compare la energía generada y la demandada a lo largo de un mes, se establezca si hay un excedente que se inyecta o un déficit que se consume desde la red y se sumen por un lado los excedentes de aquellos meses con buena irradiación y baja demanda y por otro lado los consumos de los meses con déficit con alta demanda y baja irradiación (Garre, 2018). Esta última alternativa introducirá errores significativos en los resultados.

Desde el punto de vista de la generación fotovoltaica, un periodo de una hora aparece como adecuado ya que permitirá evidenciar las diferencias entre horas diurnas y nocturnas y la variación de la radiación a lo largo del día, si bien se perderán variaciones debidas a nubes aisladas que interfieran en la radiación que incida sobre los paneles. Para la demanda de las cargas en el sector residencial, el periodo de registro óptimo es mucho menor, debido a que hay artefactos que demandan una potencia elevada durante periodos de tiempo cortos, por ejemplo, un horno de microondas que típicamente demanda 1000 W durante solo 30 s o una pava eléctrica que demanda 2000 W durante poco más de un minuto. En el primer caso, si la potencia de 1000 W durante 30 s se promedia a lo largo de 300 s se obtendrían 100 W; si en ese periodo se tiene una generación de 100 W, se podría interpretar que no se consume ni

se inyecta nada a la red mientras que en realidad durante 30 s se consumieron 900 W (27 kJ) y durante el resto del tiempo se inyectaron 100 W, totalizando 27 kJ de excedentes inyectados.

En resumen, haciendo un análisis instantáneo, se pueden dar las situaciones ilustradas en las partes A) y B) de la Figura 1, cuando respectivamente la potencia demandada por la carga sea superior a la generada y se consuma potencia desde la red o cuando la potencia demandada sea inferior a la generada y se inyecte energía a la red. Si ambas situaciones se integran a lo largo del tiempo y se integran por separado la energía consumida desde la red y la inyectada a la red, se puede dividir el nodo en dos partes e introducir un flujo ficticio al que llamaremos Energía generada autoconsumida EGC, representado en la parte C) de la Figura 1.

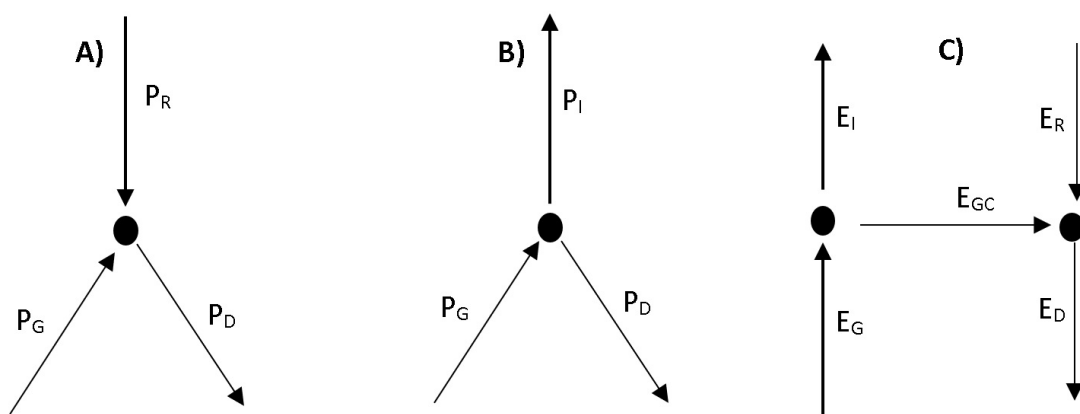


Figura 1. A) Potencias instantáneas con $P_D > P_G$. B) Potencias instantáneas con $P_D < P_G$. C) Energía a lo largo de un rango horario.

En el presente trabajo, se hace una simplificación y se trabaja según los esquemas A) o B) con las potencias medias durante 3 minutos, siendo este el periodo de registro, y posteriormente se adopta un rango horario nocturno de 12 h, o 4 rangos horarios diurnos de 3 h para hacer la integración según la situación esquematizada en C).

Relación temporal

Se analiza la variación temporal de la potencia demandada por las cargas de la instalación: en la Figura 2 se representa con línea de trazo en rojo la evolución de la potencia instantánea durante un rango horario arbitrario de duración τ . Para simplificar la solución, se efectúa la discretización de la potencia, suponiendo que durante dicho rango horario la potencia demandada por la carga interna solo puede adoptar 2 valores, la potencia máxima PMA o la potencia mínima PMIN. Igualando la energía demandada por la instalación, el área bajo la línea de trazos roja, con la energía demandada en el caso hipotético de que la potencia solo adopta uno de dos valores discretos, es decir el área sombreada en diagonal celeste, suponiendo además que la PMA se demanda durante un intervalo τ_A , que corresponde al periodo de punta y el tiempo restante, periodo de valle, $(\tau - \tau_A)$, se demanda la P_{MIN} . También se indica la potencia media para ese rango horario, PM.

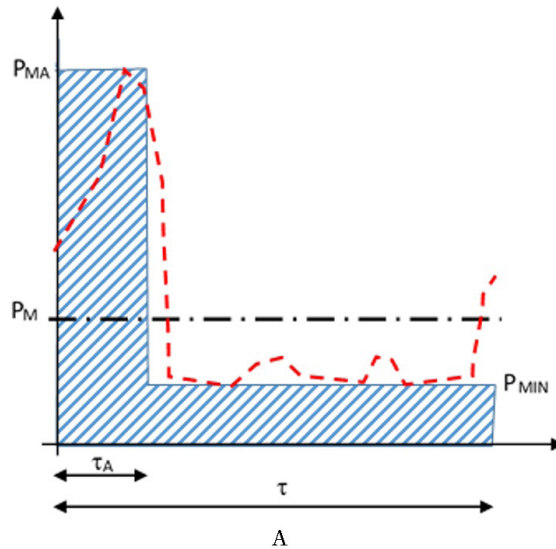


Figura 2. Potencia demandada y discretización de la potencia en máxima o de punta y mínima o de valle

Quedando la energía total demandada por la instalación expresada como la ecuación (1).

$$E_D = P_M \tau = \int_0^{\tau} P.d\tau \quad (1)$$

También en función de las potencias máximas, mínima y los mencionados periodos de tiempo, queda definida la potencia media demandada por la carga, P_M , durante dicho intervalo arbitrario, (2) .

$$P_{MA}\tau_A + P_{MIN}(\tau - \tau_A) = P_M \tau \quad (2)$$

Operando algebraicamente con la ecuación anterior

$$P_{MA}\tau_A - P_{MIN}\tau_A = P_M \tau - P_{MIN}\tau \quad (3)$$

La relación entre el tiempo durante el cual se demanda la potencia máxima y el tiempo del periodo analizado se denomina relación temporal $R\tau$, que se define en la ecuación (4).

$$R\tau = \frac{\tau_A}{\tau} \quad (4)$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores, se puede obtener la relación temporal en función de las potencias máxima, mínima y media, (5).

$$R\tau = \frac{P_M - P_{MIN}}{P_{MA} - P_{MIN}} \quad (5)$$

Relación de carga

En el ámbito de las instalaciones eléctricas, se utiliza el concepto de factor de carga de una instalación eléctrica que es la relación entre la energía total consumida durante un período de tiempo y la energía máxima que se podría haber consumido si la instalación estuviera funcionando a su capacidad máxima durante ese mismo período. En otras palabras, mide qué parte de la capacidad máxima de la instalación se utiliza en promedio.

Para este trabajo, se adapta esta definición y, en lugar de considerar la energía máxima a capacidad máxima de la instalación, se considera la energía que se habría consumido si todo el tiempo se consumiese la potencia máxima medida durante el periodo analizado (Ferrer Vallin et al., 2018). Se podrían considerar periodos anuales, mensuales, diarios u horarios; en este trabajo, se adoptan los rangos horarios mencionados.

En otras palabras, la relación de carga, Rc, es un número adimensional que varía entre 0 y 1, definido como el cociente entre la energía total demandada por la instalación y la energía que se hubiese demandado si durante todo el periodo se demanda la potencia máxima.

$$Rc = \frac{E_D}{P_{MA}\tau} = \frac{P_M\tau}{P_{MA}\tau} = \frac{P_{MA}\tau_A + P_{MIN}(\tau - \tau_A)}{P_{MA}\tau} \quad (6)$$

Reemplazando la definición de relación temporal, se puede obtener la relación entre la misma y la relación de carga.

$$Rc = R\tau - R\tau \frac{P_{MIN}}{P_{MA}} + \frac{P_{MIN}}{P_{MA}} \quad (7)$$

Sacando factor común Rτ entre los dos primeros términos del segundo miembro

$$Rc = R\tau \left(1 - \frac{P_{MIN}}{P_{MA}} \right) + \frac{P_{MIN}}{P_{MA}} \quad (8)$$

O sacando factor común el cociente de las potencias. (9)

$$Rc = R\tau - \frac{P_{MIN}}{P_{MA}}(R\tau - 1) \quad (9)$$

Las ecuaciones (5) y (9) constituyen un sistema de 2 ecuaciones con 5 variables (P_{MA} , P_{MIN} , P_M , Rc y Rτ) que entonces tiene 3 grados de libertad. Aquí se pueden presentar dos situaciones: una instalación real que se está caracterizando y de la cual en función de las potencias mínima, máxima y media se calcula el Rτ y el Rc para rangos horarios establecidos; y la otra, el diseño de una instalación en la que se estima una demanda de potencia media, se

adoptan los valores de R_T y R_c de instalaciones similares y se calculan en función de esto las potencias máximas y mínimas.

Energía intercambiada con la red

Para simplificar, se supone que durante el rango horario arbitrario τ la potencia generada por la planta fotovoltaica permanece constante en un valor igual a su valor medio P_G . En la figura 3 se muestran la potencia demandada por la instalación representada por la potencia máxima y la mínima, la potencia media demandada y la potencia generada por la planta fotovoltaica. Para este caso se observan 3 áreas sombreadas que representan en rojo a la energía consumida desde la red E_R , en verde a la energía generada autoconsumida, E_{GC} , y en celeste, a la energía excedente inyectada a la red (Zurlo et al., 2025).

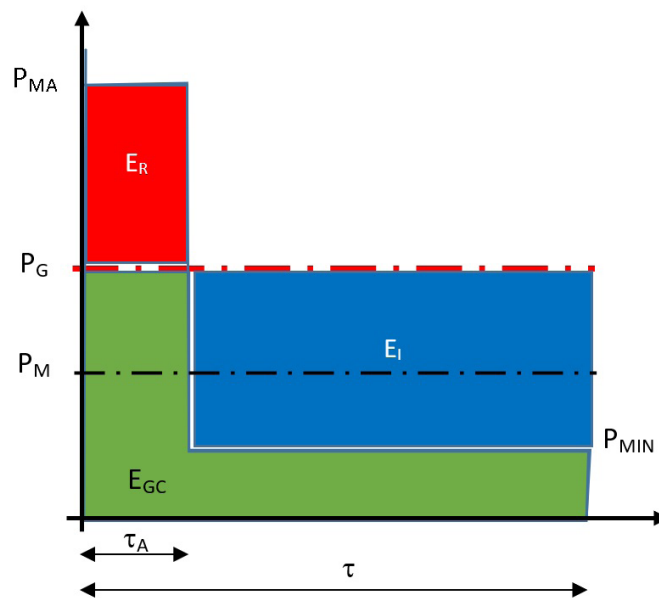


Figura 3. Energías consumida, inyectada y generada autoconsumida

La energía demandada por la instalación (E_D) se compone de la energía fotovoltaica autoconsumida (E_{GC}) y la energía proveniente de la red externa (E_R). El análisis asume que la potencia generada (P_G) oscila entre la potencia mínima (P_{MIN}) y la potencia máxima (P_{MA}) demandadas. En caso de que P_G sea inferior a P_{MIN} , el valor negativo resultante de la energía inyectada se integra al consumo. Inversamente, si P_G supera a P_{MA} , el valor negativo del consumo se adiciona a la energía inyectada.

$$E_D = E_{GC} + E_R \quad (10)$$

Por otra parte, la energía generada por la planta fotovoltaica E_G , incluirá E_{GC} y la energía inyectada a la red en los periodos de valle E_I .

$$E_G = E_{GC} + E_I \quad (11)$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores, se puede obtener la energía inyectada a la red

$$E_I = E_G - E_D + E_R \quad (12)$$

Reemplazando las energías en función de las potencias y los tiempos, e introduciendo la relación temporal, se obtiene la energía inyectada en función de la duración del rango horario, la potencia generada por la planta fotovoltaica, la potencia media consumida por las cargas y la potencia máxima.

$$E_I = P_G \tau - P_M \tau + (P_{MA} - P_G) \tau_A \quad (13)$$

Sacando factor común τ e introduciendo la relación temporal, se obtiene:

$$E_I = \tau (P_G - P_M + (P_{MA} - P_G) R\tau) \quad (14)$$

Operando en forma análoga, se puede obtener la energía consumida desde la red:

$$E_R = \tau (P_M - P_{MIN} - (P_G - P_{MIN}) R\tau) \quad (15)$$

Relación de generación

Para caracterizar las dimensiones relativas de la planta solar, se define la relación de generación solar como la relación entre la potencia media generada por la planta solar durante el rango horario PG y la potencia media demandada (16).

$$R_G = \frac{P_G}{P_M} \quad (16)$$

Combinando las ecuaciones anteriores y operando algebraicamente, se obtiene la potencia media consumida desde la red, (17).

$$P_R = \frac{E_R}{\tau} = P_M R\tau \left(\frac{1}{R\tau} - R_G \right) \quad (17)$$

Combinando las ecuaciones anteriores y operando algebraicamente, se obtiene la potencia media inyectada a la red, (18).

$$P_I = \frac{E_I}{\tau} = P_M \left(R_g (1 - R\tau) - 1 + \frac{R\tau}{R_c} \right) \quad (18)$$

Las ecuaciones (17) y (18) permiten conocer en función de 3 factores característicos de la instalación y de la potencia media los valores de energía inyectada y consumida desde la red.

Relación de autoconsumo

En Fachrizal & Munkhammar (2020) y Amabile et al. (2020) se utilizan, además, dos

relaciones: la relación de autoconsumo, R_{SC} , y la de autosuficiencia, R_{SS} . La relación de autoconsumo es el cociente entre la energía generada consumida dentro de la instalación y el total de la energía generada, Ec. 19

$$R_{SC} = \frac{E_{GC}}{E_G} = \frac{E_G - E_I}{E_G} = \frac{E_{GC}}{E_{GC} + E_I} = 1 - \frac{E_I}{E_G} \quad (19)$$

Esta relación varía entre cero y la unidad, siendo cero el caso más desfavorable, que se da cuando la energía generada consumida es cero (toda la energía generada se inyecta a la red). Un caso hipotético para esta situación sería que no haya demanda diurna de energía, o bien todo el consumo energético se dé en el rango horario en el que no haya radiación solar.

Por el contrario, cuando dicha relación alcanza la unidad nos encontramos en el caso más favorable, que se da cuando no hay excedente de energía generada (la energía inyectada es cero). Esto podría darse, por ejemplo, en una instalación en la que la potencia generada sea siempre inferior a la demanda de las cargas internas. En la figura 4, se expone un ejemplo de una situación con relación autoconsumo igual a la unidad, se observa una potencia mínima demandada por las cargas de 355 W y una potencia generada de 240 W para el lapso de tiempo de 3 h analizado. En consecuencia, para ese lapso de tiempo toda la energía generada se consume en la instalación.

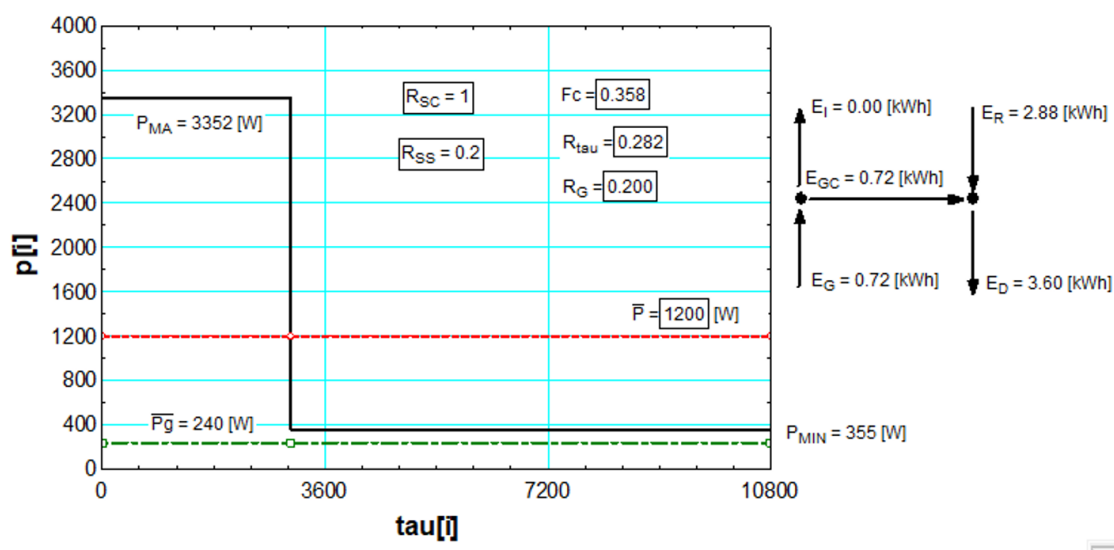


Figura 4. Caso con $R_{SC}=1$ la potencia generada es siempre inferior a la potencia demandada

Relación de autosuficiencia

La relación de autosuficiencia es el cociente entre la energía generada consumida por las cargas internas y la energía total demandada por las cargas, ecuación (20), varía entre cero y la unidad pudiendo ser cero, igual que en el caso anterior, cuando no haya demanda de energía diurna (la energía generada consumida es cero) y alcanzando la unidad cuando no exista consumo desde la red, es decir cuando toda la demanda de energía sea energía generada autoconsumida ($E_{GC} = E_D$) o que siempre la potencia generada sea superior a la demandada, ver figura 5.

$$R_{SS} = \frac{E_{GC}}{E_D} = \frac{E_D - E_R}{E_D} = \frac{E_{GC}}{E_{GC} + E_R} = 1 - \frac{E_R}{E_D} \quad (20)$$

En la figura 5 se expone un ejemplo en el que la potencia generada es de 3600 W mientras que la potencia máxima demandada por las cargas es de 3352 W resultando en consecuencia que la relación de autosuficiencia para el lapso de tiempo expuesto es igual a la unidad.

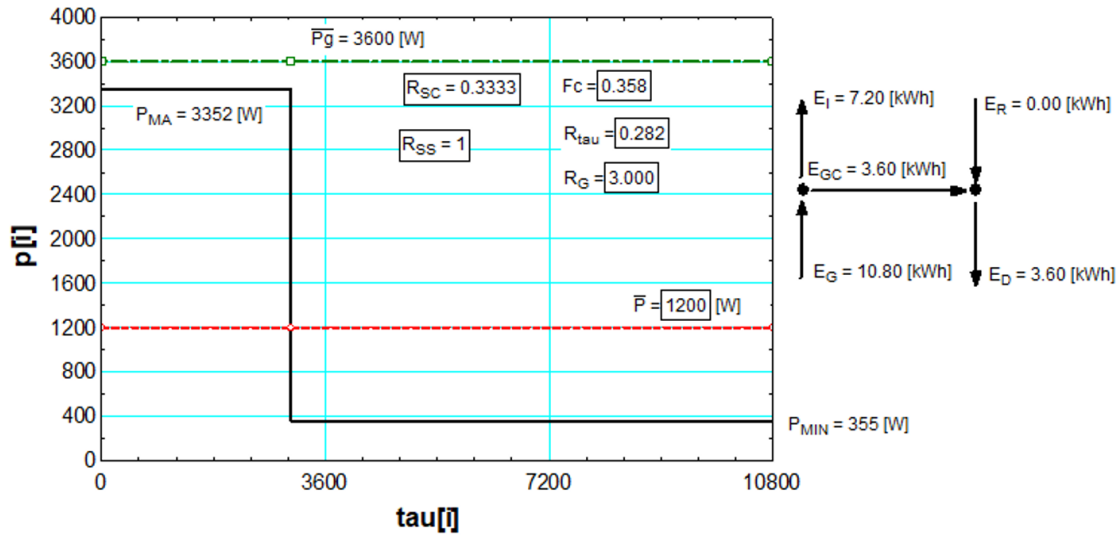


Figura 5. Caso con el $R_{SS}=1$, la generación es superior a la potencia máxima

Los valores de estas dos últimas relaciones dependen del lapso de tiempo en el que se efectúa la integración de las potencias instantáneas, pudiendo ser por rangos horarios, diarios, mensuales o anuales.

Combinando las definiciones de la relación de autoconsumo con la relación de carga, la relación temporal y de generación se obtiene la siguiente expresión

$$R_{SC} = R\tau + \frac{1}{R_G} - \frac{R\tau}{RcR_G} \quad (21)$$

Operando con las definiciones anteriores, también se puede obtener el factor de autosuficiencia

$$R_{SS} = 1 - \frac{R\tau}{Rc} + R\tau R_G \quad (22)$$

Comparando las dos ecuaciones anteriores, se concluye que

$$R_{SS} = R_{SC} R_G \quad (23)$$

Las ecuaciones (21) y (22) constituyen un sistema de dos ecuaciones con 5 incógnitas, por ejemplo, cuando están definidos la relación temporal, la relación de carga y la relación de generación, automáticamente quedan definidos la relación de autosuficiencia y la relación de autoconsumo. Tanto la relación de autosuficiencia como la de autoconsumo dependen de las características de la carga y de la planta solar lo que les quita la posibilidad de caracterizar solo a las cargas aisladamente de la planta solar.

Resultados

Mediante el medidor de potencia Powermeter se obtuvo la potencia RMS (raíz cuadrática media) cada 3 minutos demandada por la instalación residencial, P_D , lo que significaron más de 14 mil conjuntos de lecturas por mes. Mediante el *datalogger* del inversor Growatt, se registran, entre otros, la potencia generada en corriente alterna, P_{Gi} .

En la figura 6, a modo de muestra, se representan la potencia generada por la planta solar, la demandada para el accionamiento de la instalación y la temperatura ambiente obtenida desde la estación meteorológica del aeropuerto de Resistencia dependiente del servicio meteorológico nacional, para las horas diurnas de un día hábil. Se observa que en este caso hay una demanda baja durante el periodo matutino y que se trata de un día soleado y muy caluroso. Se evidencian picos de consumo de 1500 W, ocasionados por la conexión de la resistencia del termotanque para agua caliente sanitaria (ACS). Durante la mañana, se observa una demanda de base de aproximadamente 300 con picos de 1800 W, mientras que la generación supera a la demanda durante extensos periodos salvo los picos de consumo.

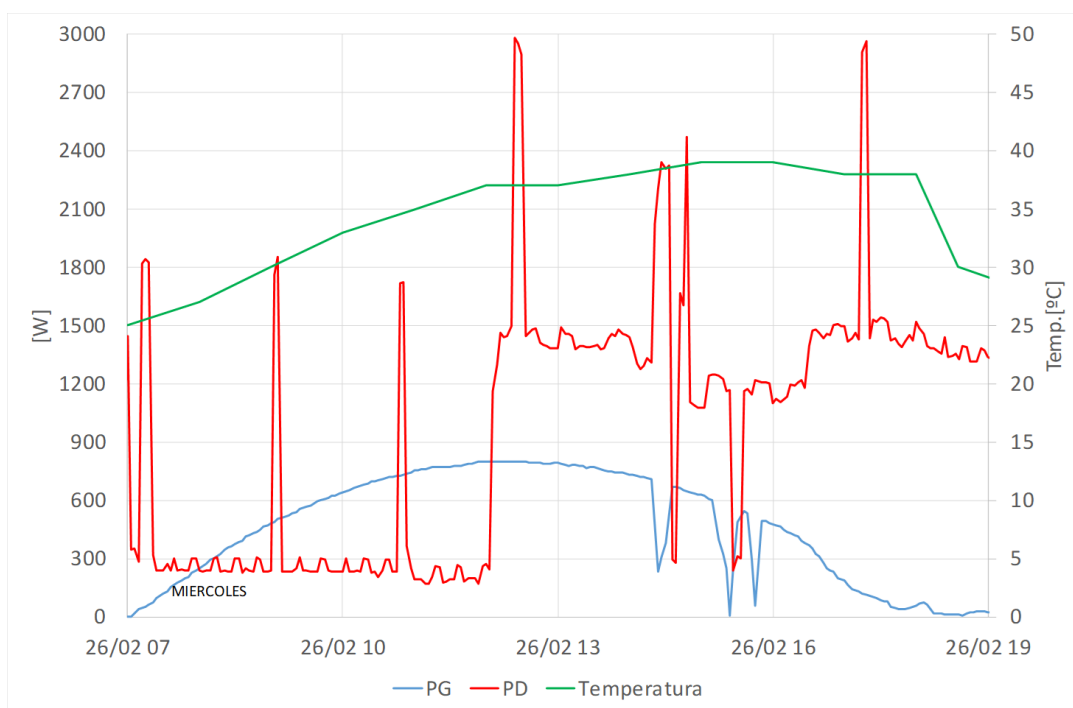


Figura 6. Perfil típico de generación, demanda y temperatura para un día de febrero

Relaciones características de la instalación

Se decidió efectuar análisis mensuales subdividiendo el día en 5 rangos horarios diferentes: dos matutinos de 3 h cada uno, desde las 7 a las 10 h y desde las 10 a las 13 h (denominados 1 y 2 respectivamente); dos vespertinos, desde las 13 a las 16 y desde las 16 a las 19 h (3 y 4), y uno nocturno desde las 19 h hasta las 7 h del día siguiente (0). De esta forma, se calcularán a partir de los datos experimentales 5 conjuntos de relaciones adimensionales características para cada día del mes bajo análisis.

En particular, por ejemplo, para el mes de febrero, resultaron 28 grupos de rangos horarios de cada tipo (con 20 lect./h x 3 h=60 conjuntos de lecturas por cada rango diurno y 240 para el rango nocturno); para cada rango horario, se detectaron los valores de potencia demandada máxima y mínima (P_{MA} , P_{MIN}), se calculó la potencia demandada media PM por cada rango horario de cada día y también la potencia generada media. Con estos datos, se calcularon las relaciones adimensionales R_v , R_C , R_G , R_{SC} , R_{SS} con las ecuaciones (5), (9) y (16), obteniéndose 5 conjuntos de relaciones adimensionales para cada día del mes.

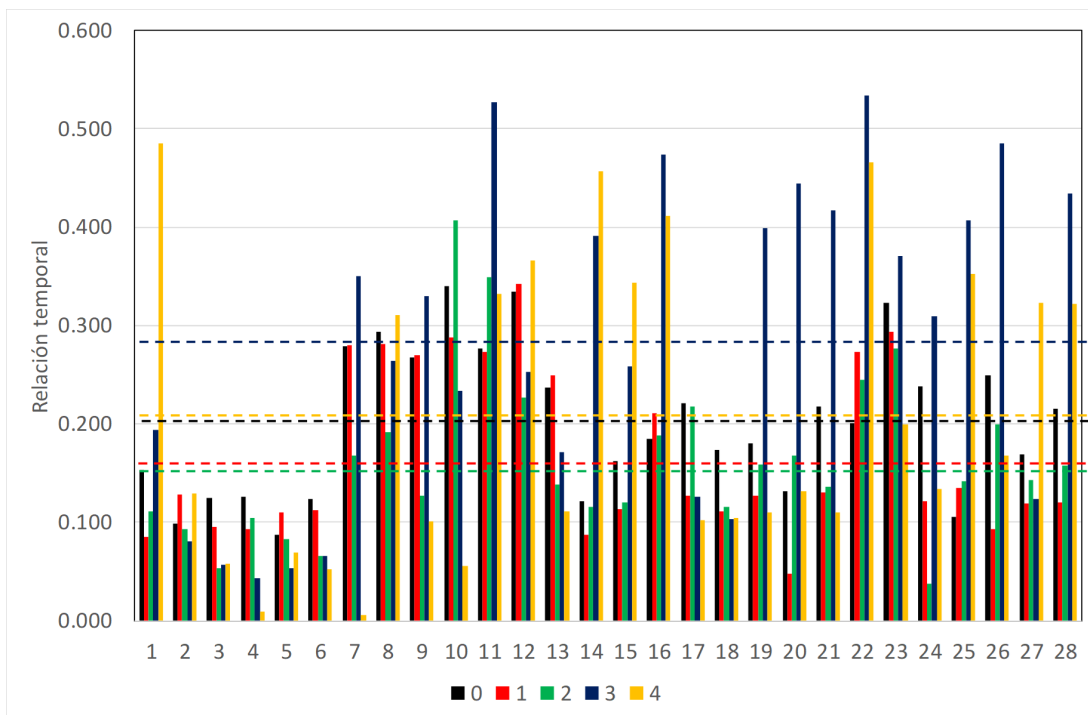


Figura 7. Relaciones temporales para cada uno de los 5 rangos horarios para los días de febrero y en líneas de trazo, valores medios para cada periodo.

A modo de ejemplo, en la figura 7 se representaron los valores de la relación temporal para los 5 rangos horarios de los 28 días del mes de febrero; en el gráfico, se superpusieron además los valores medios mensuales para cada rango horario calculado según la ecuación (24).

Para identificar a las diferentes relaciones, se utilizan dos subíndices, v para el rango horario, variando de 0 a 4, y d para el día del mes. Por ejemplo, $R_{C_{v,d}}$ en general para la relación de carga y en particular para el periodo desde las 16 a las 19 h del 15 de febrero la relación de

carga que se designará como $R_{c_{4,15}}$. Análogamente se procedió $R_{\tau_{v,d}}$ y $R_{G_{v,d}}$.

Posteriormente se obtienen los valores medios mensuales para cada relación adimensional siendo ND el número de días en los que se registraron mediciones en el mes.

$$R\tau_v = \frac{1}{ND} \sum_{d=1}^{ND} R\tau_{v,d} \quad (24)$$

$$Rc_v = \frac{1}{ND} \sum_{d=1}^{ND} Rc_{v,d} \quad (25)$$

Se calculó R_{G_v} para cada rango horario, v, como el cociente entre la energía generada y la energía demandada por las cargas durante el mes, (26).

$$R_{G_v} = \frac{\sum_{d=1}^{ND} E_{G_{v,d}}}{\sum_{d=1}^{ND} E_{D_{v,d}}} \quad (26)$$

En la tabla 2, se observan los valores medios de las relaciones adimensionales características obtenidos para los 5 rangos horarios del mes de febrero junto con las relaciones de autoconsumo y de autosuficiencia obtenidas mediante las (21) y (22). Durante los periodos de 16 a 19 h y de 19 a 7 h (nocturno), se observa una relación de autoconsumo igual a la unidad: esto se debe a que la energía generada es muy pequeña y se consume totalmente en la instalación. Durante el periodo nocturno, la generación no es cero porque antes de las 7 h y después de las 19 h todavía se genera una pequeña cantidad de energía en el mes de febrero y marzo; esto se evidencia en que la relación de autosuficiencia tiende a cero. El valor mínimo de relación de autoconsumo para febrero es del 33 % para el periodo desde las 10 a las 13 h, periodo en el que la generación es elevada y el consumo bajo y que coincide con la mayor relación de autosuficiencia, que asciende al 43 %.

Desig.	Rango	Factor de carga	Relación temporal	Relación de generación	Relación de autoconsumo	Relación de autosuficiencia
0	19-7 h	0,236	0,201	0,001	1	0,001
1	7-10 h	0,217	0,169	0,635	0,522	0,331
2	10-13 h	0,208	0,162	1,301	0,333	0,433
3	13-16 h	0,358	0,282	0,488	0,717	0,350
4	16-19 h	0,288	0,208	0,173	1	0,173

Tabla 2. Relaciones adimensionales características para el mes de febrero

Los valores se representaron gráficamente en la figura 8. Para el mes de marzo, se procedió de manera similar, pero se procesaron los primeros 17 días debido a que, por problemas del proveedor, se perdieron los datos de consumo de los últimos días de marzo. Los resultados se presentan en la figura 9.

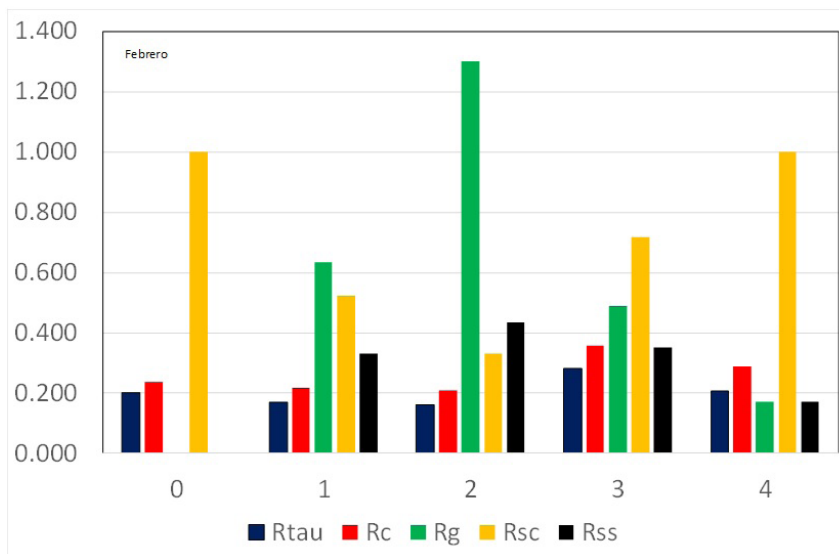


Figura 8. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante febrero

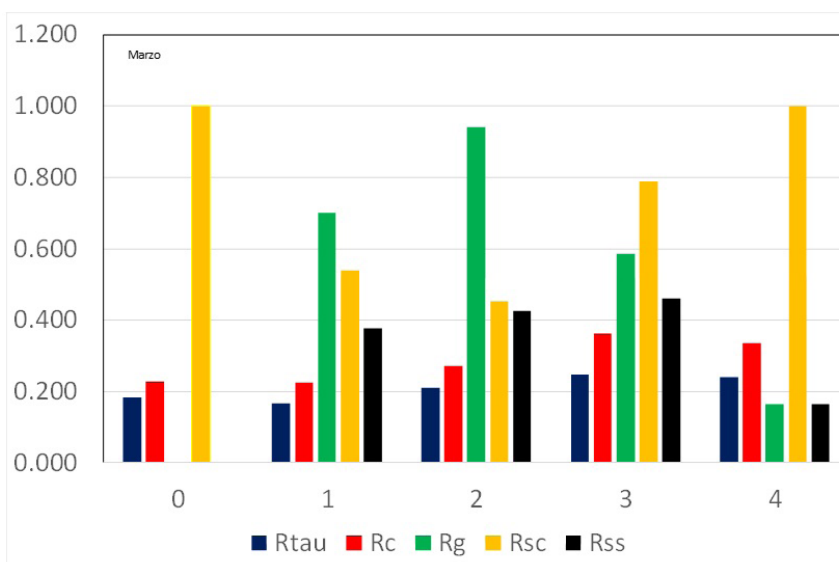


Figura 9. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante marzo

Lo mismo sucedió durante el mes de abril: se perdieron los primeros 5 días del mes y solo se procesaron los restantes días, obteniéndose los resultados presentados en la figura 10.

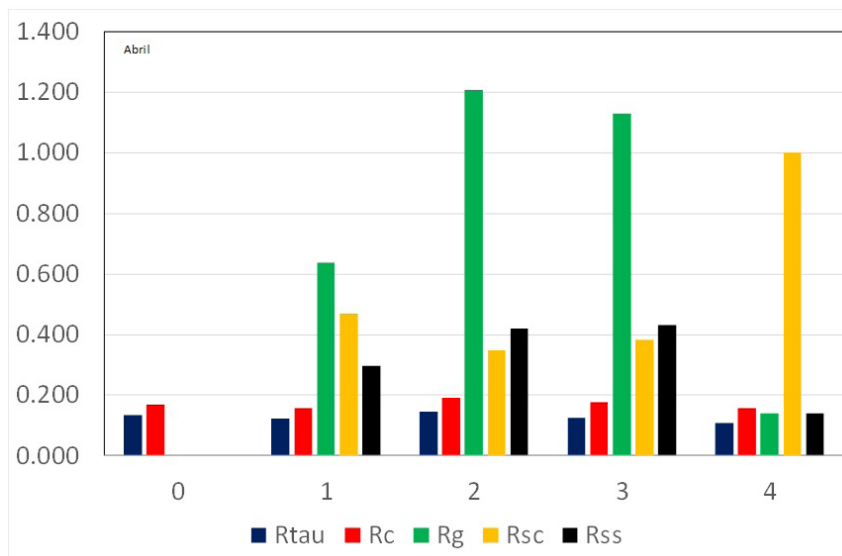


Figura 10. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante abril

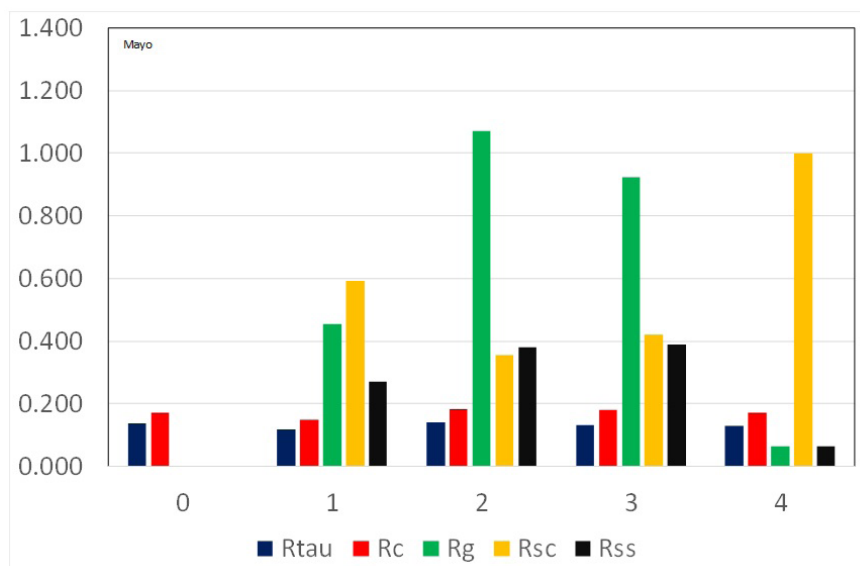


Figura 11. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante mayo

Las relaciones adimensionales de los meses de mayo a septiembre se presentan en las figuras 11 a 15 respectivamente.

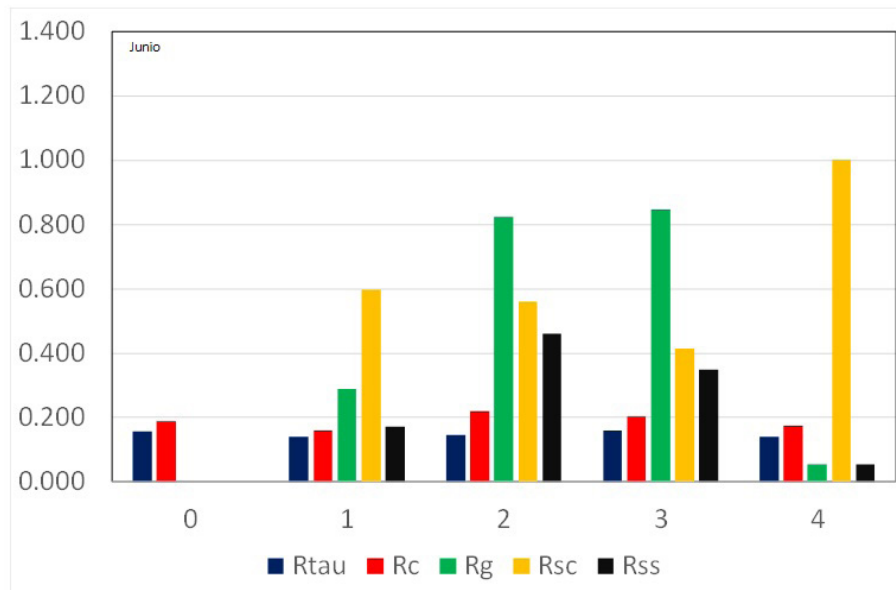


Figura 12. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante junio

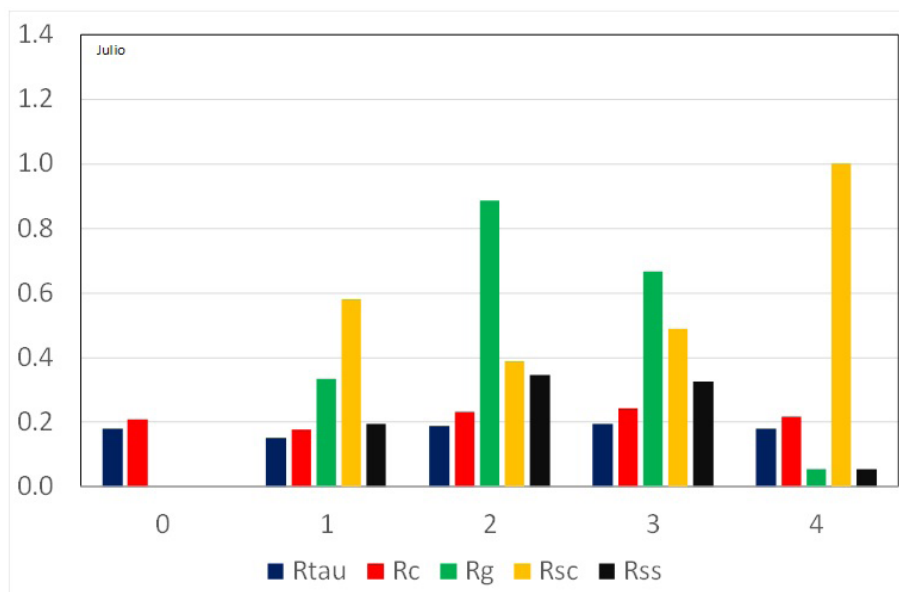


Figura 13. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante julio

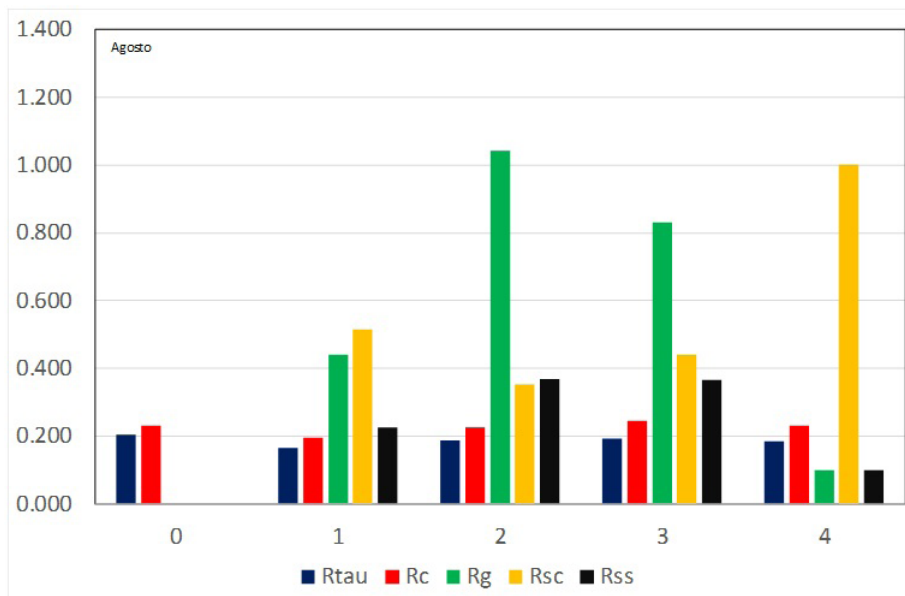


Figura 14. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante agosto.

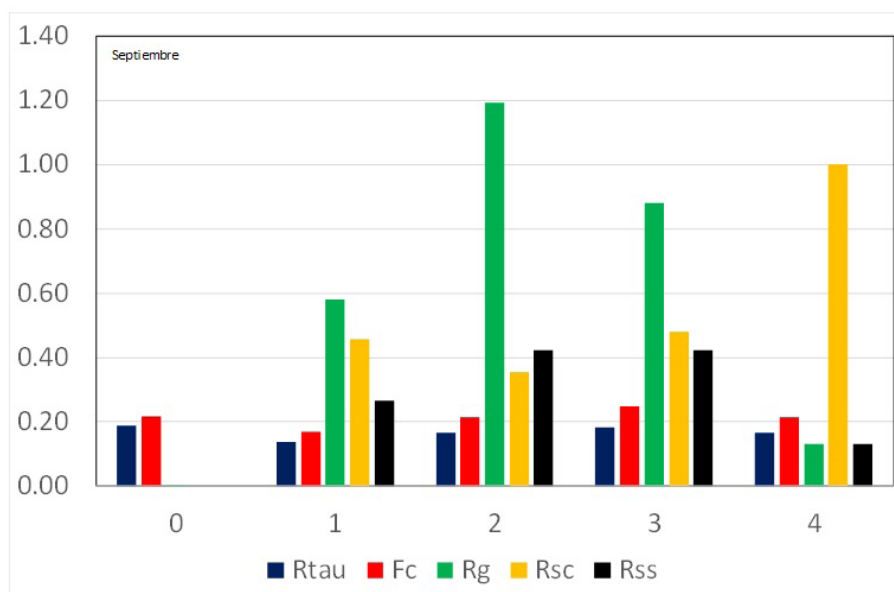
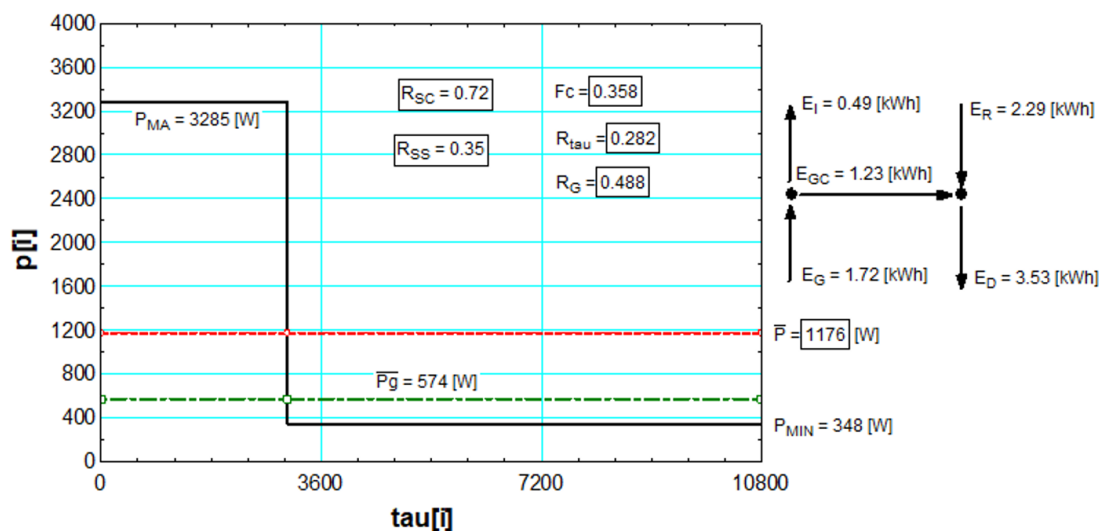


Figura 15. Relaciones características adimensionales medias para cada rango horario durante septiembre.

Se observa que la relación de autosuficiencia (R_{ss} , barra negra) es en general inferior a la relación de generación (R_g , barra verde) y que son iguales cuando la relación de autoconsumo (R_{sc} , barra amarilla) es igual a la unidad, como también lo indica la ecuación (23).

En la figura 16, se representa la potencia discretizada en máxima o punta y mínima o

Un esquema análogo al anterior se representa en la figura 17, pero para el rango de 13 a 16 h del mes de febrero. En ambos casos, se observa que la potencia media demandada es muy superior a la potencia media generada y no obstante se inyecta a la red una cantidad de energía de aproximadamente 0,5 kWh por día por cada periodo, lo que constituye una porción relevante para una planta solar pequeña como la analizada. También se observa que aproximadamente la tercera parte de la demanda de energía se atiende con la generación ($R_{ss} = 0,33$) y que se autoconsume la mitad de lo generado en el periodo matutino y aproximadamente tres cuartas partes en el periodo de la siesta.



Hugo Daniel Zurlo et al.

Procesamiento de datos de energías mensuales

Como se registran lecturas cada 3 minutos, se tienen 20 lecturas por hora y 60 lecturas por periodo diurno de 3 horas, entonces la energía demandada durante un rango horario diurno v para un día d , estará dado por la ecuación (27).

$$E_{Dv,d} = 180s \sum_{i=1}^{60} P_{Dv,i} \quad (27)$$

Y la energía demandada media diaria para el rango horario v estará dada por la ecuación (28).

$$E_{Dv} = \frac{1}{ND} \sum_{d=1}^{ND} E_{Dv,d} \quad (28)$$

La energía demandada media diaria, para el mes bajo análisis, será la suma de los 5 rangos horarios diarios y estará dada por la ecuación (29).

$$E_D = \sum_{v=0}^4 E_{Dv} \quad (29)$$

Para cada periodo de 180 s, se midió, entre otras cosas, la energía demandada y la energía generada; la diferencia entre ambas es la energía intercambiada con la red, que puede ser excedente (inyectada) o consumida. Estos valores se integraron a lo largo del mes y se calcularon los valores medios diarios, utilizando ecuaciones análogas a las ecuaciones (27), (28) y (29). En la tabla 3, se exponen los valores de las energías diarias medias mensuales para 8 meses del 2025 y los valores medios mensuales de la relación de autoconsumo, auto-suficiencia y el cociente de ambas relaciones que da la relación de generación en todos los casos medios mensuales. Debido a problemas en los sistemas de adquisición de datos, hubo lapsos en los que no se registraron datos; por eso, en la última columna se indican la cantidad de días registrados en cada mes.

Mes	E_D [kWh]	E_G [kWh]	E_R [kWh]	E [kWh]	E_{gc} [kWh]	Rsc	Rss	Rg	ND
Feb	19,42	5,33	16,27	2,19	3,15	0,59	0,16	0,27	28
Mar	17,15	4,90	14,06	1,80	3,10	0,63	0,18	0,29	17
Abril	8,94	4,32	7,33	2,71	1,61	0,37	0,18	0,48	25
Mayo	8,40	2,64	7,23	1,48	1,16	0,44	0,14	0,31	31
Junio	9,83	2,70	8,52	1,39	1,31	0,48	0,13	0,27	17
Julio	12,11	2,98	10,32	1,19	1,79	0,60	0,15	0,25	28
Agosto	12,29	3,60	10,25	1,56	2,04	0,57	0,17	0,29	31
Septiembre	10,46	3,53	8,55	1,62	1,91	0,54	0,18	0,34	23

Tabla 3. Energías diarias medias mensuales, relaciones y números de días.

En febrero, la instalación demandó 19,42 kWh, empleando 5,33 kWh de recursos propios y solicitando 16,27 kWh a la red eléctrica. Se registró además una inyección de 2,19 kWh. Esta dinámica responde a la falta de coincidencia temporal entre la generación y la carga: la demanda nocturna es abastecida por la red, mientras que la producción solar matutina, al superar la demanda puntual, genera excedentes inyectables.

Analizando la relación de autoconsumo observamos un máximo de 0,63 en marzo y un mínimo de 0,37 en abril, con un promedio de 0,53. Esto indica que el 53 % de la energía generada por la planta fotovoltaica se consume dentro de la residencia y el restante 47 % es el excedente de energía que se inyecta a la red. La relación de autosuficiencia está comprendida entre un mínimo de 0,13 y un máximo de 0,18 con un promedio de 0,16, o lo que es lo mismo, el 16 % de la demanda de energía se atiende con lo generado por la planta solar el restante 84 % se consume desde la red. Por otra parte, la relación de generación, cociente entre la energía generada y la demandada, exhibe un valor medio del 31 %.

Considerando un lapso de un día, 86.400 s, se puede esquematizar un comportamiento hipotético equivalente suponiendo potencia de generación constante y que la demanda solo puede asumir la potencia máxima o mínima. En la figura 18, se establecieron los flujos de energía diaria generada, demandada y autoconsumida además de la relación temporal media. Durante el 20 % del tiempo la potencia máxima, 3607 W, supera ampliamente la potencia generada, 222 W, mientras que durante el 80 % del tiempo restante la potencia generada supera a la potencia mínima que es de 109 W.

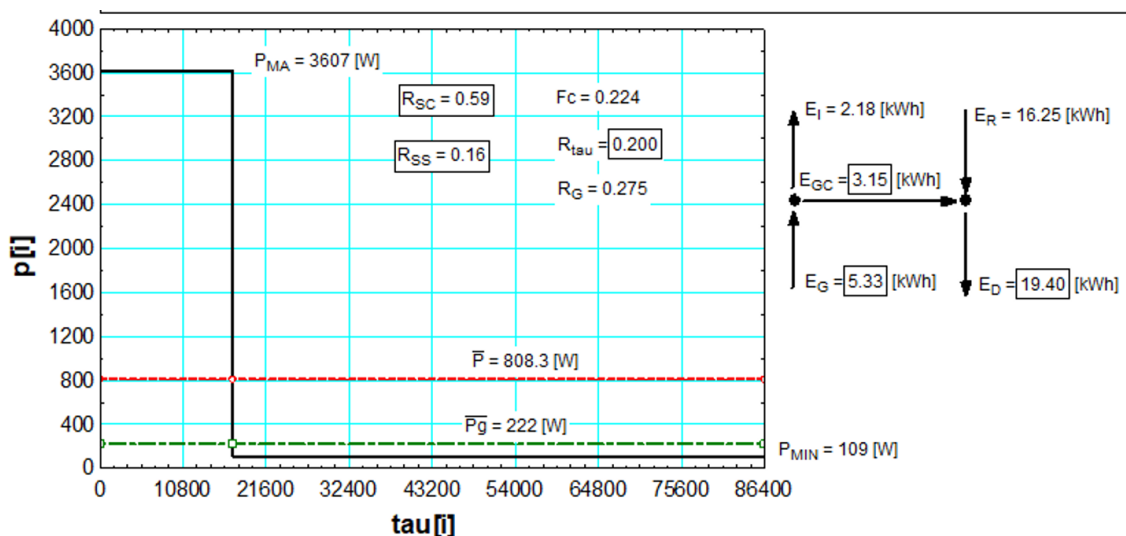


Figura 18. Valores medios diarios para el mes de febrero, se utilizó el factor temporal promedio de los rangos horarios

Discusión de resultados

Analizando las relaciones de cargas obtenidas, se observa que durante el periodo vespertino se mantiene un valor, alto, de aproximadamente 32 %, esto es, la energía consumida es el 32 % de la que se consumiría si se mantiene una potencia constante igual a la máxima,

Durante el resto del día, la relación de cargas se mantiene aproximadamente en torno al 22 %, lo que indica una mayor amplitud en las oscilaciones de carga, ya que un pulso estrecho corresponde a una relación de cargas tendiendo a cero y una potencia constante a una relación de cargas tendiente a la unidad,

Con respecto a la relación temporal, se observa que el rango horario de la siesta exhibe el valor más elevado, 28 %, mientras que el resto del día se mantiene en aproximadamente el 18 %; la relación temporal puede variar entre cero y la relación de cargas, si la relación temporal tiende a cero, la potencia mínima tiende a la potencia media mientras que, si la relación temporal tiende a la relación de cargas, la potencia mínima tiende a cero. En otras palabras, durante la siesta el 18 % del tiempo se demanda la potencia máxima y durante el resto del día el 28 % del tiempo.

Para el mes de febrero, la demanda de las cargas fue de 544 kWh mientras que la generación alcanzó a 149 kWh, de los cuales 67 kWh se inyectaron a la red mientras que se consumieron 461 kWh; se evidencia el contraste con un análisis grosero en el que se podría haber estimado que se consumirían desde la red pública nada más que la diferencia es decir $544\text{kWh} - 149\text{kWh} = 395\text{kWh}$.

La relación de carga y la relación temporal son propiedades de la instalación que dependen tanto de las cargas conectadas como de los hábitos de uso de los usuarios. Por ejemplo, un acondicionador de aire con compresor accionado por un motor de velocidad variable tipo inverter no establecerá las mismas características que un acondicionador con motor-compresor alternativo clásico. Asimismo, el comportamiento de los usuarios influye de manera decisiva: una familia que pasa la mañana fuera de casa y, al regresar por la tarde, utiliza simultáneamente electrodomésticos de alta potencia como lavarropas, lavavajillas y acondicionadores de aire, tendrá relaciones adimensionales diferentes a las de otra familia en la que algunos miembros permanecen en la vivienda durante el día o programan los electrodomésticos —cuando esto es posible— para horarios de menor consumo.

La relación de generación depende principalmente de la potencia instalada de la planta solar y de la potencia media que demanda la vivienda, también se ve afectada por el clima de la zona ya que esto va a influir en la generación de la planta solar. Esta característica está más asociada a la cuestión económica de la inversión en la planta solar.

Validación del método

Sobre la base de la potencia demandada por las cargas y a la generada por la planta solar, se puede determinar si se consume energía desde la red o si se inyecta energía a la red. Se calculó para cada periodo de registro la energía intercambiada con la red y se la discriminó en energía consumida y energía inyectada, se sumaron todas estas energías a lo largo de todo el mes y se calculó el promedio diario. Durante el mes de febrero, la energía media diaria consumida desde la red ascendió a $5,86\text{E}+07\text{ J}$ (16,2 kWh) y la inyectada $7,87\text{E}+06\text{ J}$ (2,19 kWh).

Para un día típico de un mes, se deben conocer las tres relaciones adimensionales y la potencia media demandada para cada rango horario (5), es decir, son 20 parámetros. Otra alternativa es conocer las características de la carga (Relación de carga y Relación temporal y la potencia media demandada) y la potencia media generada para cada rango horario y a partir de esos datos calcular la energía inyectada y consumida.

Utilizando los factores adimensionales y la potencia media demandada por las cargas para

cada rango horario, se calculó utilizando las ecuaciones (17) y (18) la potencia consumida e inyectada para cada rango horarios que, sumados a lo largo del día, da que la energía media diaria consumida desde la red se estima en $5,93\text{E}+07$ J (16,5 kWh) y la inyectada $8,61\text{E}+06$ J (2,39 kWh).

Comparando los valores estimados por cálculo con los valores medidos en febrero, se observa una discrepancia del 1,3 % para la energía consumida y de 8,6 % para la energía inyectada a la red y en promedio durante los primeros 8 meses analizados inferior al 12 % y al 2 % respectivamente.

Conclusiones

Se desarrolló un método novedoso para caracterizar el perfil temporal de la demanda de energía eléctrica mediante dos relaciones adimensionales, la relación temporal y la relación de cargas que, en el caso de una instalación de generación distribuida con una planta fotovoltaica sin baterías, permite complementando con la relación de generación y la potencia demandada media por rango horario calcular la energía consumida desde la red e inyectada.

Sobre la base de datos experimentales, se calcularon las relaciones adimensionales medias mensuales para 5 rangos horarios y para 8 meses del año 2025. La relación temporal y la relación de carga caracteriza a la demanda de un hogar y puede utilizarse para predecir el comportamiento de otras instalaciones de generación fotovoltaica, la relación de carga media es de $22 \% \pm 5$ y la relación temporal media es $17 \% \pm 5$, es decir la potencia media demandada es el 22 % de la potencia máxima y se demanda durante el 17 % del tiempo.

A partir de la relación de autoconsumo, se observó que el 53 % de la energía generada por la planta fotovoltaica se consume en el hogar y el excedente del 47 % se inyecta a la red. Observando las relaciones de autosuficiencia, se concluye que el 16 % de la demanda de energía se atiende con lo generado por la planta solar mientras que el 84 % se consume desde la red.

Para el mes de febrero, expresando en valores porcentuales con base en la demanda, se tiene una generación del 27 %, un consumo del 85 % y una inyección del 12 %. Con base en la generación, se inyectó a la red pública el 45 % y se consumió internamente el restante 55 %.

Se validó el método con los resultados experimentales de una instalación fotovoltaica residencial y se detectaron discrepancias en promedio del 12 % para la energía inyectada, y del 2 % para la energía consumida desde la red.

REFERENCIAS

- Amabile, L., Bresch-Pietri, D., El Hajje, G., Labbé, S. y Petit, N. (2020) An optimization methodology for self-consumption of residential photovoltaic energy. *IFAC-PapersOnLine*, 53(2), pp. 13196-13203. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2020.12.145>
- Comisión Nacional de Energía. (2024). *Tarificación Eléctrica*. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>
- de Castro, R. D. (2015). Energia solar térmica e fotovoltaica em residências: Estudo comparativo em diversas localidades do Brasil (*Master's thesis, Universidade de Coimbra, Portugal*) Biblioteca Digital da Universidade de Coimbra. <https://baes.uc.pt/handle/10316/109981>
- Eltawil, M. A. & Zhao, Z. (2010) Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14(1), pp 112-129. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.07.015>
- Fachrizar, R., & Munkhammar, J. (2020). Improved Photovoltaic Self-Consumption in Residential Buildings with Distributed and Centralized Smart Charging of Electric Vehicles. *Energies*, 13(5), 1153. <https://doi.org/10.3390/en13051153>
- Ferrer Vallin, M., Santos Fuentefria, A., Llamo Laborí, H. S. (2018) Análisis del factor de carga de un sistema eléctrico aislado con fuentes renovables de energía. *Revista Científica Ingeniería Energética*, 39(1), pp 13-20. http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012018000100003
- Garre, A. (2018), Análisis técnico y económico del impacto de las instalaciones de autoconsumo en las redes eléctricas: aplicación a la generación fotovoltaica integrada con recursos energéticos distribuidos. Trabajo fin de master, Universidad Politécnica de Cartagena, ET-SII, pp. 119-130, <http://hdl.handle.net/10317/6417>
- GlobalPetrolPrices.com. (2024). Electricity prices. https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/
- Hancevic, Pedro I. & Nuñez, Hector M. & Rosellon, Juan (2017). Distributed photovoltaic power generation: Possibilities, benefits, and challenges for a widespread application in the Mexican residential sector. *Energy Policy*, Elsevier, vol. 110(C), pages 478-489. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.046>
- Heleno, M., Rua, D., Gouveia, C., Madureira, A., Matos, M. A., Lopes, J. P., Silva, N., Salustio, S. (2015), Optimizing PV self-consumption through electric water heater modeling and scheduling. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Netherlands*, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232636>
- Kichou, S., Skandalos, N., Wolf, P. (2020). “Evaluation of photovoltaic and battery storage effects on the load matching indicators based on real monitored data”. *Energies*, 13(11), 2727. <https://doi.org/10.3390/en13112727>
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., y Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, vol. 142, pp. 80–94, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>
- Maranda, W. (2019). Analysis of selfconsumption of energy from gridconnected photovoltaic system for various load scenarios with shortterm buffering. *SN Appl. Sci.* 1, 406. <https://doi.org/10.1007/s42452-019-0432-5>
- Poder Ejecutivo. (2010). Decreto N.º 173/010. Autorización a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (U.T.E.) a suscribir convenios de conexión con microgeneradores. Centro de Información Oficial (IMPO), Uruguay. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/173-2010>

Presidência da República. (2022). *Lei N° 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída*. Portal do Planalto, Brasil. https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm

SEChEEP. (2021). Cuadro tarifario residencial vigente – Resolución 788/21. Servicio Energético del Chaco. <https://www.secheep.gob.ar/wp-content/uploads/2021/07/SECHEEP-cuadro-tarifario-RESIDENCIAL-RESIDENCIAL-RURAL-COMERCIAL-RESOLUCION-788-21.pdf>

Sossan, F., Kosek, A. M., Martinenas, S., Marinelli, M., Bindner, H. (2013). „Scheduling of domestic water heater power demand for maximizing PV self-consumption using model predictive control“, *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Lyngby, Denmark, pp. 1-5, <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695317>

Szwarc, G., Rocchia, N., Ferreyra, D. (2020). Validación de las mediciones de energía del inversor de una instalación solar fotovoltaica conectada a red. Jornadas de Ciencia y Tecnología, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Francisco. <http://hdl.handle.net/20.500.12272/4555>

UDEA. (2025). Informe Sectorial Energía – Enero 2025. Unidad de Desarrollo Energético Argentino. <https://www.udea.org.ar/newsroom/archivosinformes/Informe%20Sectorial%20Enero%202025.pdf>

Weitemeyer, S., Kleinhans, D., Vogt, T., Agert, C. (2015). “Integration of renewable energy sources in future power systems: The role of storage”. *Renewable Energy*, 75, 14–20. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.028>

Widén, J. (2014). Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. *Applied Energy*, Volume 126, Pages 199-212, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.008>

Yan, J. & Yang, X. (2021). Thermal energy storage: An overview of papers published in *Applied Energy* 2009–2018. *Applied Energy*, 285, 116397. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116397>

Zurlo, H., Virgona, B., Barabas, L., Figueredo, G. (2025). Método para evaluar la energía inyectada y consumida desde la red en sistemas de generación distribuida fotovoltaica residencial del nordeste argentino. *Actas del XLVII Congreso de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente*, ASADES 2025, La Plata, Argentina, 28 al 31 de octubre, pag 49. <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/193728>

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Colaboración Académica														
Nombres y Apellidos del autor	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Hugo D. Zurlo			x	x		x	x	x		x		x		
Bettiana A. Virgona					x	x			x		x		x	x
Gustavo R. Figueredo	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x	
Leonardo G. Barabas					x	x								
Diego M. Ferreyra						x						x	x	x

1-Administración del proyecto, 2-Adquisición de fondos, 3-Análisis formal, 4-Conceptualización, 5-Curaduría de datos, 6-Escritura - revisión y edición, 7-Investigación, 8-Metodología, 9-Recursos, 10-Redacción - borrador original, 11-Software, 12-Supervisión, 13-Validación, 14-Visualización.