

## ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA RESIDENCIAL DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DURANTE UN AÑO DE OPERACIÓN

Julio C. Durán<sup>1,2</sup>, Elena M. Godfrin<sup>1</sup>, Alejandro Krautner<sup>1</sup>, Ignacio Tuxen-Bang<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Departamento Energía Solar, Centro Atómico Constituyentes, CNEA

<sup>2</sup>Escuela de Ciencia y Tecnología, Universidad Nacional de San Martín (UNSAM)

Av. General Paz 1499, (B1650) San Martín, Provincia de Buenos Aires, Argentina

Tel. +54 11 67727132 – e-mail: [duan@tandar.cnea.gov.ar](mailto:duan@tandar.cnea.gov.ar)

**RESUMEN:** Se analiza el funcionamiento durante un año de operación de un sistema de almacenamiento de energía compuesto por un inversor bidireccional, una batería de Li-ion y generación fotovoltaica, instalado en una vivienda unifamiliar en la Ciudad de Buenos Aires. La vivienda tiene un consumo eléctrico de aproximadamente 4.000 kWh/año y cuenta con generación fotovoltaica con una potencia total de 3 kW<sub>p</sub>. Considerando el modelo de facturación neta establecido por la Ley 27.424 y a fin de evaluar los ahorros en las facturas del servicio eléctrico, se estudió la variación del autoconsumo y la inyección de excedentes con el agregado de almacenamiento a sistemas fotovoltaicos. Se estimó el ahorro anual en el servicio eléctrico utilizando el Cuadro Tarifario Nivel 1 (altos ingresos) de la distribuidora EDENOR, vigente a partir del 1/08/2023. Dados los altos costos de los sistemas fotovoltaicos en el país, el ahorro anual, incluso con la tarifa Nivel 1 prácticamente no subsidiada, es aún insuficiente para recuperar la inversión inicial en un plazo razonable. En el contexto actual, el logro de un cambio de escala en la instalación por parte de clientes residenciales de sistemas como el descripto requiere la implementación de los beneficios previstos en la Ley 27.424.

**Palabras clave:** energía solar fotovoltaica, generación distribuida, almacenamiento, autoconsumo, tarifa eléctrica, ahorros.

### INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de energía eléctrica a gran escala juega un papel relevante en el escenario de emisiones netas cero para el año 2050 (IEA, 2022), proporcionando importantes servicios que contribuyen a facilitar la inserción de energías renovables, reducir picos de demanda, disminuir pérdidas de transporte, moderar la necesidad de inversión en infraestructura y reducir los requerimientos de sistemas de reserva (*back-up*) basados en combustibles fósiles. Si bien el almacenamiento de energía eléctrica puede estar conectado en las áreas de transporte o de distribución, el almacenamiento ubicado cerca del consumo es el que más servicios puede ofrecer al sistema eléctrico en general (Fitzgerald et al., 2015). La evaluación del uso de sistemas de almacenamiento debe tener en cuenta también otros factores como ser pérdidas de energía en los procesos de acumulación y despacho, costos de operación y mantenimiento, y posibilidades de reciclado al final de su vida útil.

El almacenamiento en plantas hidroeléctricas de bombeo sigue siendo la tecnología de almacenamiento a escala de red más implementada en la actualidad, representando en el año 2020, con 8500 GWh, más del 90 % del almacenamiento total de electricidad a nivel mundial (IEA, 2022). Aunque actualmente el almacenamiento en baterías es mucho más pequeño que el hidroeléctrico, se prevé que las baterías representen la mayor parte del crecimiento del almacenamiento en todo el mundo durante los próximos años.

Existen en el mercado varias tecnologías aptas para el almacenamiento distribuido, tales como las baterías de plomo-ácido o de níquel-cadmio, o las más modernas baterías de flujo y los supercapacitores, algunas de las cuales tienen un menor costo nivelado de almacenamiento (Smith et al., 2019) que las baterías de Li-ion. Sin embargo, la tecnología que acapara ampliamente el mercado en el sistema eléctrico es la de Li-ion, con un 98 % (Fortune Business Insights, 2022), debido principalmente al mercado de baterías para la industria automotriz que es 10 veces mayor que el asociado a sistemas de generación distribuida. Ambos mercados han contribuido, en mayor o menor medida, a reducir el precio del pack de baterías de Li-ion (celdas más sistema de gestión y control BMS, *Battery Management System*) a la quinta parte en tan solo 8 años (Colthorpe, 2021).

El uso de sistemas de almacenamiento de energía (ESS, *Energy Storage System*) en instalaciones de usuarios del sistema eléctrico con sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a la red interna permite aumentar el autoconsumo de la energía generada, minimizando la inyección de excedentes a la red pública. Esto es particularmente importante para usuarios residenciales donde, típicamente, menos del 50 % de la energía generada se consume en la vivienda debido al desfase entre la generación y el consumo (ver, por ejemplo, Godfrin et al, 2022).

Un sistema de almacenamiento de energía está compuesto básicamente por un inversor/cargador bidireccional, que convierte corriente continua en alterna o viceversa, un dispositivo para gestión de la energía y un banco de baterías recargables (Victron, 2022). Puede funcionar conectado a la red eléctrica pública o en forma aislada, actuando como generador de corriente alterna. Existen en el mercado sistemas de almacenamiento en baja tensión, típicamente 48 V, y en alta tensión (ver, por ejemplo, SMA, 2017). Los inversores bidireccionales que trabajan en baja tensión son los que se utilizan habitualmente para aplicaciones de baja potencia como las residenciales y, además, son prácticamente los únicos que se consiguen en el mercado argentino.

El ESS puede combinarse con generadores FV en diferentes configuraciones (ver Figura 1):

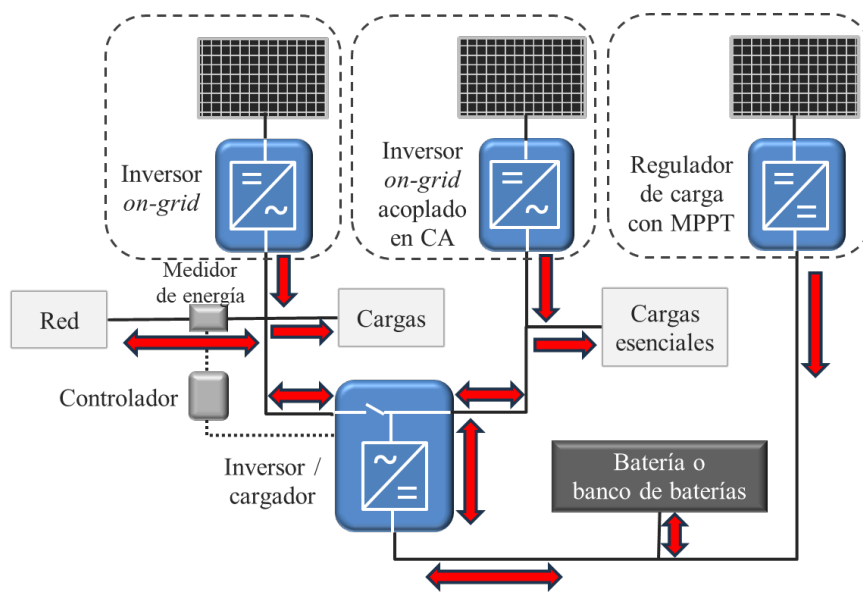
- Módulos FV conectados al inversor bidireccional del lado de corriente continua, a través de un regulador de tensión (acoplamiento en corriente continua).
- Sistema FV con inversor de conexión a red (*on-grid*) conectado a la salida del inversor bidireccional (acoplamiento en corriente alterna).
- Sistema FV con inversor de conexión a red conectado en paralelo con el inversor bidireccional.

El dispositivo para gestión de la energía o controlador realiza una gestión inteligente de los flujos de energía entre los diferentes componentes del sistema y con la red eléctrica de la distribuidora, en base al estado de carga del banco de baterías, la disponibilidad de generación FV y el consumo de las cargas. En caso de parámetros de red fuera de rango, el controlador desconecta el sistema de la red y pasa a funcionar en modo isla. La Figura 1 muestra las posibles direcciones del flujo de energía en las diferentes ramas del circuito (flechas en rojo).

La configuración con acoplamiento en corriente continua es la más eficiente para almacenar energía en el banco de baterías para su utilización en otros momentos del día, dado que solo requiere la conversión de continua a alterna en el momento de uso de la energía. En cambio, el acoplamiento en alterna de un inversor de conexión a red, cuando se utiliza para almacenar energía excedente en las baterías, requiere una triple conversión: de continua a alterna en el inversor de conexión a red, de alterna a continua en el inversor bidireccional para la carga de las baterías, y finalmente de continua a alterna al momento de uso.

Una de las mayores ventajas del almacenamiento acoplado en corriente alterna es que convierte cualquier instalación eléctrica, con o sin generación FV, en un sistema preparado para usar con baterías, que puede a su vez trabajar en forma aislada en caso de ausencia del suministro de energía eléctrica de la red pública. La Figura 1 muestra un sistema de almacenamiento de energía basado esencialmente en un inversor / cargador (o inversor bidireccional), con su correspondiente controlador, y generación FV integrada en tres configuraciones diferentes (Victron, 2022). La configuración con acoplamiento del sistema FV en corriente alterna permite que el inversor de conexión a red continúe inyectando energía aún en ausencia de la red eléctrica pública gracias a la microrred aislada generada por el inversor /

cargador en caso de falla del servicio eléctrico. Por el contrario, el inversor *on-grid* conectado directamente a la red, no inyecta energía en ausencia de suministro eléctrico de la distribuidora.



*Figura 1: Sistema de almacenamiento de energía con generación FV en tres configuraciones diferentes: (i) regulador de carga acoplado en corriente continua; (ii) inversor de conexión a red acoplado en corriente alterna; (iii) inversor de conexión a red conectado directamente al medidor de la distribuidora. Elaboración propia basada en Victron (2022).*

El presente trabajo es continuación del publicado en la revista AVERMA en el año 2022 (Godfrin et al., 2022), donde se habían presentado simulaciones del funcionamiento de un sistema FV con almacenamiento en batería de Li-ion. En esta oportunidad se analiza el funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía, operativo desde fines de julio de 2022, que cuenta con dos sistemas FV, uno acoplado en corriente continua a través de un regulador de tensión con seguidor del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) y otro de conexión a red acoplado en alterna.

## GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ALMACENAMIENTO EN LA ARGENTINA

Argentina tiene alrededor del 92 % de población urbana (DNP, 2022), muy superior a la media mundial (54 %) y por encima de la media regional (83 %). Como consecuencia de ello, la mayor parte de su consumo eléctrico está concentrado en áreas urbanas (el Gran Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2022 el 37,4 % de la demanda eléctrica del país; CAMMESA, 2022). Dadas estas características y la disponibilidad de recurso solar apropiado, la utilización masiva de generación FV distribuida ubicada en áreas urbanas y periurbanas contribuirá en forma significativa a la transición hacia una matriz eléctrica más limpia y sostenible. Sin embargo, una participación importante de generación FV en la matriz requerirá el uso de sistemas de almacenamiento que contribuyan a manejar la variabilidad del recurso y a compensar los desacoplamientos entre oferta y demanda, ayudando en particular a cubrir los picos de consumo nocturnos, asociados esencialmente a los usuarios residenciales. Al respecto, cabe mencionar que en 2022 el consumo residencial representó el 45,5 % del consumo total del país (CAMMESA, 2022).

La Provincia de Buenos Aires fue la primera en impulsar la generación distribuida mediante fuentes renovables a través del Programa Provincial de Incentivos a la Generación Distribuida (PROINGED, 2023). El objetivo de este programa es promover la instalación de pequeñas plantas de generación conectadas a la red eléctrica pública para mejorar el servicio eléctrico, aunque no contempla la figura de usuario-generador o prosumidor.

Santa Fe fue la primera provincia argentina en habilitar la generación eléctrica distribuida en baja tensión para usuarios particulares en el año 2013. Luego se sumaron las provincias de Salta, en 2014, y Mendoza,

en 2015. A nivel nacional, en 2017 se promulgó la Ley 27.424 "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica". En Videla et al. (2023) puede verse una descripción de las diferentes regulaciones sobre generación distribuida mediante energías renovables en las jurisdicciones del país con mayor desarrollo de esta tecnología.

Las primeras reglamentaciones de generación distribuida desarrolladas en la Argentina no contemplaron sistemas de almacenamiento conectados a red. La Provincia de Mendoza fue la primera en introducir el almacenamiento de energía en la regulación sobre generación distribuida. En julio de 2018, mediante la Ley 9.084, Mendoza adhirió a la Ley Nacional 27.424, declaró de interés provincial los Recursos de Energía Distribuida (RED), que incluyen los recursos de generación distribuida, almacenamiento energético y gestión de la demanda, y fijó pautas para promover el desarrollo de redes inteligentes en el segmento de distribución. Como complemento a la figura de Usuario/Generador, creó nuevos Agentes del Régimen de RED: Usuario/Generador Colectivo, Comercializador, Almacenador Energético y Generador Virtual (EPRE, 2022).

En el año 2020, la Provincia de Santa Fe creó el programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA, 2023) con el objetivo de incentivar el uso de energías renovables para generación de energía eléctrica distribuida, impulsar el desarrollo de redes inteligentes y promover el uso eficiente de la energía. El programa ERA habilita la incorporación de almacenamiento a los sistemas de generación distribuida, permitiendo en consecuencia aumentar el autoconsumo a través de la gestión de la energía (Santa Fe, 2020).

En lo referente a cuestiones técnicas, la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) emitió en el año 2015 la Reglamentación AEA 90364-7-712 (AEA, 2015), "Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos", que no contempla sistemas con acumulación de energía. A agosto de 2023, se encuentra en etapa de desarrollo una actualización de dicha reglamentación, AEA 90364-7-712 Edición 02 "Sistema de suministro mediante generadores fotovoltaicos", que amplía el alcance de la Edición 2015 incluyendo sistemas de almacenamiento de energía. Asimismo, el Organismo de Estudio GT-10G (Eficiencia Energética) está desarrollando la reglamentación AEA 90364-8-2 "Instalaciones eléctricas de prosumidores en baja tensión", basada en la IEC 60364-8-82:2022 (IEC, 2023), que se aplica a instalaciones conectadas o no a una red de distribución capaces de operar con fuentes de alimentación y/o con unidades de almacenamiento locales.

Por su parte, el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM) desarrolló la Norma IRAM 210025, Energía solar – Inversores bidireccionales para la conexión a la red de distribución – Requisitos generales, que ya pasó por la etapa de discusión pública y se encuentra próxima a publicarse.

## **ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR**

### **Características de la vivienda**

La vivienda unifamiliar bajo estudio está ubicada en el barrio de Saavedra de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), dentro del área de concesión de la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (EDENOR S.A.). Tiene una superficie cubierta de alrededor de 80 m<sup>2</sup> y su consumo eléctrico anual es de alrededor de 4.000 kWh, un 33 % más que el consumo medio anual de un usuario residencial en la Ciudad de Buenos Aires ( $\cong$  3000 kWh/año en 2022), según datos de la Dirección General de Estadística y Censos del Ministerio de Economía y Finanzas del Gobierno de la Ciudad (CABA, 2023). El acondicionamiento de aire se realiza mediante equipos eléctricos, esencialmente con 3 equipos de aire acondicionado frío/calor de tecnología Inverter y 1 calientador. El resto del equipamiento eléctrico incluye 1 heladera de 300 dm<sup>3</sup> (sin freezer), 1 freezer de 207 dm<sup>3</sup>, 1 lavarropas, 1 lavavajillas, 2 televisores (de 26" y 55"), 1 horno a microondas, 1 horno eléctrico, 2 computadoras portátiles, pequeños electrodomésticos y luminarias (en su amplia mayoría LED).

### **Sistema de almacenamiento de energía con generación FV instalado en la vivienda**

En julio de 2022 se diseñó e instaló un sistema de almacenamiento de energía basado en un inversor/cargador con el dispositivo de control integrado, al cual se le acopló en la salida de corriente alterna un sistema FV de conexión a red, compuesto por un inversor de 1,5 kW y 7 módulos FV de 275

$W_p$  cada uno (potencia FV total de 1,92 kW<sub>p</sub>), preexistente en la vivienda (Godfrin et al., 2022). Dicho sistema FV de conexión a red fue dimensionado para generar anualmente alrededor del 70 % del consumo de la vivienda. Con el objeto de reforzar la generación en las épocas del año de mayor consumo (invierno), a principios de diciembre de 2022 se agregó generación FV acoplada en corriente continua con una potencia adicional de 1,1 kW<sub>p</sub>. La Figura 2 muestra la configuración final del sistema con los siguientes componentes:

- Inversor/cargador Victron MultiPlus-II GX 48/5000/70-50, con una potencia continua máxima de salida de 4 kW a 25°C y 3,7 kW a 40°C (Victron, 2023a).
- Batería recargable de Li-ion Pylontech UP5000, con tensión nominal de 48 V, capacidad nominal de 4,8 kWh, capacidad utilizable de 4,56 kWh y una profundidad máxima de descarga del 95 % (Pylontech, 2023).
- 1 inversor FV SMA Sunny Boy 1.5 de 1,5 kW (SMA, 2021).
- 7 módulos FV de silicio policristalino de 275 W<sub>p</sub>, Amerisolar modelo AS-6P30 (Amerisolar, 2017), orientados a 32° al oeste del norte (Azimut  $\cong$  32°), siguiendo la orientación de la construcción, con una inclinación de 15° con respecto al plano horizontal, y conectados en serie.
- Protecciones según lo especificado en la reglamentación vigente).
- 1 regulador de carga Victron modelo SmartSolar MPPT 150/35, para baterías de 12, 24, 36 o 48 V con selección automática y una potencia FV nominal de 2 kW (Victron, 2023b).
- 2 módulos FV de silicio monocristalino de 550 W<sub>p</sub>, Jinko modelo JKM550M-72HL4-V (Jinko, 2023), orientados a 58° al este del norte (Azimut  $\cong$  -58°), con una inclinación de 10° con respecto al plano horizontal, y conectados en serie.

El dispositivo de control integrado en el inversor/cargador gestiona el sistema de almacenamiento, comunicándose con otros componentes a través de diferentes interfaces de comunicación (interfaz BMS-Can, puertos USB, Ethernet y VE.Direct). Asimismo, se puede realizar el seguimiento remoto del ESS a través del portal VRM, que permite monitorear el funcionamiento y configurar las variables del Sistema a distancia.

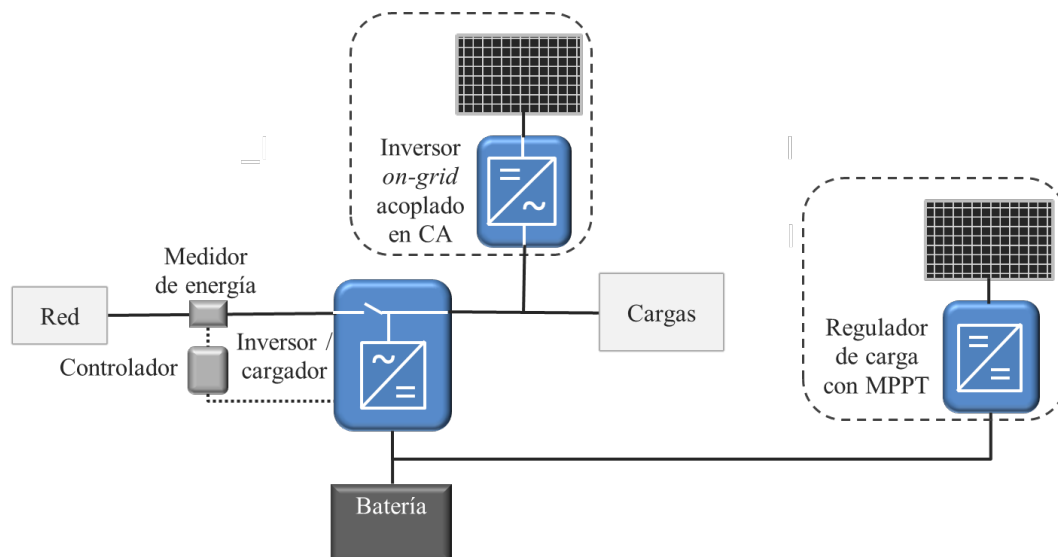


Figura 2: Sistema de almacenamiento de energía con generación FV de la vivienda.

## ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL PERÍODO AGOSTO DE 2022 A JULIO DE 2023

Se analizó el funcionamiento del sistema en el período agosto de 2022 a julio de 2023, tomando como referencia el funcionamiento del sistema FV conectado a la red interna de la vivienda, o sea acoplado en corriente alterna. Teniendo en cuenta que toda la red interna se encuentra conectada a la salida del inversor/cargador (Output 1 en Figura 1), se puede estudiar el caso sin almacenamiento a partir de los

datos de flujo de energía a través de dicha salida como si se tratara del punto de conexión a la red de la distribuidora.

### **Sistema FV sin almacenamiento**

El análisis del funcionamiento del sistema FV de conexión a red, sin inversor bidireccional ni almacenamiento ni FV acoplado en continua, y su aporte al consumo de la vivienda se realizó considerando las siguientes variables, medidas en la salida Output 1 y registradas en la plataforma VRM, a excepción de la generación FV que se obtuvo de la plataforma Sunny Portal de SMA.

$C_{Output1}$  [kWh]: consumo de energía eléctrica desde el inversor/cargador a través de Output 1.

$G_{FVCA}$  [kWh]: generación eléctrica del sistema FV conectado a la red interna de la vivienda (acoplado en alterna).

$I_{Output1}$  [kWh]: inyección de energía eléctrica al inversor/cargador a través de Output 1.

$C_V$  [kWh]: consumo eléctrico de las cargas de la vivienda, dado por  $C_V = C_{Output1} + G_{FVCA} - I_{Output1}$ .

$E_{autCA}$  [kWh]: energía eléctrica generada por el sistema FV acoplado en alterna y consumida en la vivienda (autoconsumida), dada por  $E_{autCA} = G_{FVCA} - I_{Output1}$ .

Autoabastecimiento [%]: fracción de  $C_V$  provista por FV acoplado en alterna ( $E_{autCA} / C_V$ ).

Autoconsumo [%]: porcentaje de  $G_{FVCA}$  consumida en la vivienda ( $E_{autCA} / G_{FVCA}$ ).

A fin de evaluar el ahorro en la facturación del servicio eléctrico teniendo en cuenta el modelo tarifario de facturación neta fijado por la Ley 27.424 resulta necesario conocer para cada bimestre la energía consumida de la red y la energía inyectada a la misma, como también la producción FV. La Tabla 1 muestra los valores de estas variables para los 6 bimestres comprendidos entre agosto de 2022 y julio de 2023 para el caso del sistema FV sin almacenamiento. La numeración de los bimestres y el período que abarcan son los utilizados por la distribuidora en la facturación del servicio eléctrico: bimestre 1, diciembre y enero; bimestre 2, febrero y marzo; y así sucesivamente. Se observa que la vivienda considerada tiene un pico de consumo en invierno (bimestre 4), asociado al uso de equipos de aire acondicionado para calefacción.

En el período analizado el 39 % de la energía FV generada por el sistema de conexión a red (SMA SB1.5 con una potencia FV de 1,92 kW<sub>p</sub>) habría sido consumida en la vivienda de no existir el almacenamiento, abasteciendo el 28 % de la energía total consumida ( $C_V = 3.771$  kWh).

*Tabla 1: Valores bimestrales de consumo, generación FV, energía inyectada, autoconsumo y autoabastecimiento para el período agosto de 2022 a julio de 2023 para el caso sin almacenamiento.*

Bim.	Período de Consumo		Consumo de red (kWh)	Generac. FV (kWh)	Inyección a red (kWh)	Energía FV autoc. (kWh)	Auto-consumo (%)	Auto-abastec. (%)
5/22	29/07/22	01/10/22	528	439	242	197	45 %	27 %
6/22	01/10/22	30/11/22	271	539	383	156	29 %	37 %
1/23	30/11/22	29/01/23	404	617	409	208	34 %	34 %
2/23	29/01/23	31/03/23	390	533	335	198	37 %	34 %
3/23	31/03/23	31/05/23	306	351	229	122	35 %	28 %
4/23	31/05/23	30/07/23	819	243	72	171	70 %	17 %
TOTAL			2719	2722	1670	1052	39 %	28 %

### **Sistema de almacenamiento de energía con generación FV**

El análisis del funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía con generación FV acoplada en alterna y en continua, descrito en la sección precedente, se realizó considerando las siguientes variables, medidas por el inversor/cargador y registradas en la plataforma VRM, a excepción de la generación FV acoplada en alterna que se obtuvo de la plataforma Sunny Portal de SMA.

$C_{Input}$  [kWh]: consumo de energía eléctrica desde la red pública a través de la entrada (Input) del inversor/cargador. Dado que el equipo está directamente conectado a la acometida, esta variable también mide el medidor de la distribuidora. Habiéndose observado pequeñas diferencias ( $\pm 2\%$ ) entre los valores registrados en VRM y los informados en la factura del servicio eléctrico, se optó por utilizar estos últimos.

$G_{FV}$  [kWh]: suma de la generación FV acoplada en alterna y la acoplada en continua.

$I_{Input}$  [kWh]: inyección de energía eléctrica a la red pública. Al igual que en el caso del consumo de red ( $C_{Input}$ ), se consideraron los valores de la energía inyectada a la red informados en la factura.

$C_T$  [kWh]: consumo eléctrico total de la vivienda, incluyendo pérdidas en el inversor/cargador y en los procesos de carga y descarga de la batería, dado por  $C_T = C_{Input} + G_{FV} - I_{Input}$ .

$E_{aut}$  [kWh]: energía eléctrica generada por los 2 sistemas FV consumida en la vivienda (autoconsumida), dada por  $E_{aut} = G_{FV} - I_{Input}$ .

Autoabastecimiento [%]: fracción de  $C_T$  provista por FV autoconsumida ( $E_{aut} / C_T$ ).

Autoconsumo [%]: porcentaje de  $G_{FV}$  consumida en la vivienda ( $E_{aut} / G_{FVCA}$ ).

La Tabla 5 muestra los resultados obtenidos para los 6 bimestres considerados. El agregado de almacenamiento permitió llevar el autoconsumo en el bimestre 5/22 de 45 % a 82 %, pasando el autoabastecimiento de 27 % a 47 %, y en el bimestre 6/22, de 29 % a 67 %, pasando el autoabastecimiento de 37 % a 75 %. Los valores de autoconsumo y autoabastecimiento para los otros 4 bimestres no son directamente comparables dado que el caso sin almacenamiento no consideró la potencia FV acoplada en corriente continua para el cálculo de dichas variables.

Se observa que el sistema de almacenamiento está subdimensionado en relación con la potencia FV instalada, dando lugar a períodos del año con importantes excedentes de energía que no pudieron ser utilizados para reducir el consumo de red (ver, por ejemplo, los bimestres 1 y 2 de 2023).

Es de destacar que el consumo total de la vivienda ( $C_T = C_{Input} + G_{FV} - I_{Input}$ ) se incrementa con el agregado del almacenamiento como consecuencia de las pérdidas en el inversor bidireccional y en los ciclos de carga y descarga de la batería, pasando de 3.771 kWh/año en la instalación sin almacenamiento a 4.090 kWh/año con almacenamiento.

*Tabla 5: Valores bimestrales de consumo, generación FV, energía inyectada, autoconsumo y autoabastecimiento para el período agosto de 2022 a julio de 2023 para el caso con almacenamiento.*

Bim.	Período de Consumo		Consumo de red (kWh)	Generac. FV (kWh)	Inyección a red (kWh)	Energía FV autoc. (kWh)	Auto-consumo (%)	Auto-abastec. (%)
5/22	29/07/22	01/10/22	404	439	79	360	82 %	47 %
6/22	01/10/22	30/11/22	119	539	179	360	67 %	75 %
1/23	30/11/22	29/01/23	222	999	536	463	46 %	68 %
2/23	29/01/23	31/03/23	222	878	445	433	49 %	66 %
3/23	31/03/23	31/05/23	187	576	276	300	52 %	62 %
4/23	31/05/23	30/07/23	674	400	54	346	87 %	34 %
TOTAL			1.828	3.831	1.569	2.262	59 %	55 %

La Figura 3 muestra el consumo bimestral de energía desde el bimestre 5/21 hasta el bimestre 4/23, discriminado en energía aportada por FV (barra en amarillo) y consumida de la red (barra en rojo), y la energía solar inyectada a la red pública (cuadrado en verde). Se observa claramente la diferencia en la relación entre energía FV autoconsumida y energía inyectada a la red a partir del bimestre 5/22, o sea luego de la instalación del inversor bidireccional y la batería. La diferencia más clara se ve entre los bimestres 6/21 y 6/22. A partir del bimestre 1/23 se observa un aumento del aporte solar y también de la energía inyectada a la red, como consecuencia de la instalación, en diciembre de 2022, del sistema FV acoplado en continua.

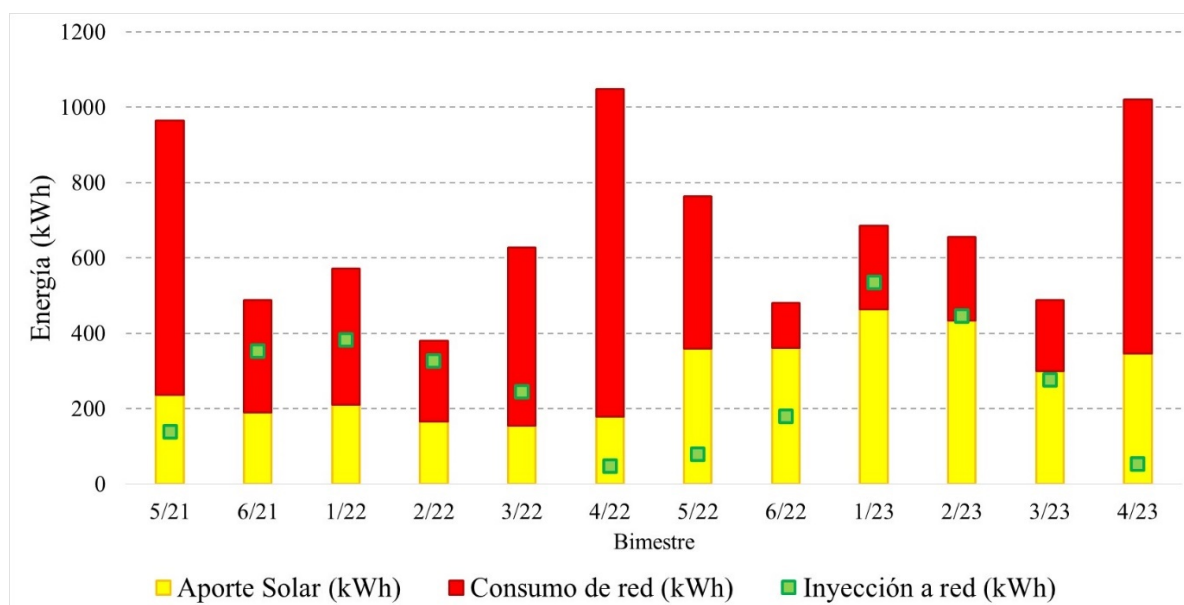


Figura 3: Consumo bimestral de energía, discriminado en energía aportada por FV y consumida de la red, y la energía solar inyectada a la red pública, entre agosto de 2021 y julio de 2023.

### AHORROS EN EL SERVICIO ELÉCTRICO

El costo anual del servicio eléctrico en presencia del sistema de almacenamiento de energía con generación FV se obtuvo considerando el modelo tarifario para la generación distribuida definido en la Ley 27.424 y las siguientes hipótesis:

- Cuadro Tarifario (Tarifa 1 – R) y tarifa de inyección para clientes residenciales Nivel 1 (altos ingresos), establecidos mediante Resolución 574/2023 (ENRE, 2023) del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), vigentes a partir del 1 de agosto de 2023.
- Tarifas constantes durante los 12 meses.

A fin de evaluar los ahorros en presencia del sistema de almacenamiento con generación FV, se obtuvo primeramente el costo anual, incluyendo impuestos (IVA y contribución municipal), del servicio eléctrico de la vivienda sin generación FV ni almacenamiento, los resultados correspondientes se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6: Costo anual del servicio eléctrico de la vivienda.

Año	Bimestre	Energía Consumida (kWh)	Tarifa	Cargos Red + Imp.
2022	5	725	R3	\$ 28.882
2022	6	427	R2	\$ 16.834
2023	1	612	R2	\$ 23.616
2023	2	588	R2	\$ 22.777
2023	3	430	R2	\$ 16.933
2023	4	990	R6	\$ 43.867
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 152.908</b>

Las Tablas 7 y 8 presentan los costos bimestrales netos, dados por los cargos de red (incluyendo impuestos) por la energía consumida menos el reintegro por la energía inyectada, para la instalación con sistema FV de conexión a red y con sistema de almacenamiento, respectivamente.



Tabla 7: Costo anual del servicio eléctrico con sistema FV de conexión a red.

Año	Bim.	Energía Consum. (kWh)	Energía Inyect. (kWh)	Tarifa	Cargos Red + Imp.	Reint. Inyección	NETO
2022	5	528	242	R2	\$ 20.612	-\$ 6.182	\$ 14.429
2022	6	271	383	R1	\$ 10.497	-\$ 9.785	\$ 713
2023	1	404	409	R2	\$ 15.968	-\$ 10.449	\$ 5.520
2023	2	390	335	R2	\$ 15.476	-\$ 8.563	\$ 6.912
2023	3	307	229	R2	\$ 12.426	-\$ 5.850	\$ 6.576
2023	4	819	72	R4	\$ 33.076	-\$ 1.839	\$ 31.237
<b>TOTAL</b>							<b>\$ 65.386</b>

Tabla 8: Costo anual del servicio eléctrico con sistema de almacenamiento de energía y generación FV conectado a la red interna de la vivienda.

Año	Bim.	Energía Consum. (kWh)	Energía Inyect. (kWh)	Tarifa	Cargos Red + Imp.	Reint. Inyección	NETO
2022	5	404	79	R2	\$ 16.050	-\$ 2.018	\$ 14.032
2022	6	119	179	R1	\$ 4.926	-\$ 4.573	\$ 353
2023	1	222	536	R1	\$ 8.701	-\$ 13.693	-\$ 4.992
2023	2	222	445	R1	\$ 8.711	-\$ 11.368	-\$ 2.658
2023	3	187	276	R1	\$ 7.428	-\$ 7.051	\$ 377
2023	4	674	54	R3	\$ 26.877	-\$ 1.380	\$ 25.498
<b>TOTAL</b>							<b>\$ 32.609</b>

Comparando el costo anual del servicio eléctrico con el sistema de almacenamiento de energía con generación FV acoplada en corriente continua y en corriente alterna (Tabla 8) con el costo anual sin generación FV (Tabla 6), resulta un ahorro de aproximadamente 120.000 \$/año, que equivale a aproximadamente 330 USD/año considerando la cotización del USD tipo vendedor del Banco de la Nación Argentina (BNA, 2023) del día 29 de septiembre de 2023 (365,5 \$/USD). Cabe destacar que se trata de una estimación preliminar dado que en los dos primeros bimestres (5/22 y 6/22) no estaba aún instalado el sistema FV acoplado en corriente continua. Por su parte, el ahorro sólo con sistema FV conectado a red sería de 87.500 \$/año, equivalente a 240 USD/año.

En el contexto argentino actual carece de sentido realizar un análisis económico de este tipo de instalaciones dado que los precios de los equipos están fuertemente distorsionados dadas las dificultades existentes para realizar las importaciones. Ello dio lugar a que los precios de los componentes básicos de un sistema de almacenamiento con generación FV se encuentren muy por encima de los valores internacionales.

Se dan a continuación precios indicativos de equipamiento nacionalizado de similares características al presentado en este artículo (Maril, 2023): módulos FV con una potencia total de 3 kW<sub>p</sub>, 2.100 USD (0,70 USD/W<sub>p</sub>); inversor/cargador de 3 kW, 2.700 USD; inversor *on-grid* de 1,5 kW, 650 USD; batería de Litio de 5 kWh, 4.600 USD. El precio total del equipamiento principal para una instalación como la analizada en este trabajo es superior a 10.000 USD más impuestos. A este monto hay que sumarle el costo de las estructuras, materiales eléctricos, regulador de tensión y mano de obra. Resulta evidente que, en la actualidad, este tipo de instalaciones son económicamente inviables en el país.

## CONCLUSIONES

El crecimiento sostenido de la generación eléctrica mediante fuentes renovables variables, en especial la energía solar fotovoltaica, hace necesario impulsar el uso de sistemas de almacenamiento de energía que permitan manejar la variabilidad del recurso y mejorar la relación oferta-demanda. Ello es particularmente importante en el caso de usuarios residenciales que tienen, en general, sus picos de consumo en horarios nocturnos, y que representan más del 45 % del consumo eléctrico total del país.

A pesar de los problemas recurrentes de inestabilidad macroeconómica de la Argentina, se han observado desarrollos incipientes de la generación distribuida utilizando la tecnología solar fotovoltaica en varias provincias, haciendo uso de instrumentos legales, regulatorios y de promoción apropiados según la decisión política de cada jurisdicción. Por otra parte, las primeras reglamentaciones desarrolladas no contemplaron sistemas de almacenamiento conectados a red. Recién en los últimos años algunas provincias (Mendoza en 2018 y Santa Fe en 2020) incluyeron en sus reglamentaciones el uso de almacenamiento, acoplado o no a sistemas de generación distribuida.

En este trabajo se presenta el análisis del funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía con generación fotovoltaica instalado en una vivienda unifamiliar en la Ciudad de Buenos Aires, como un estudio de caso que permite mostrar las mejoras en el autoconsumo de la energía generada y evaluar los ahorros esperados en las facturas del servicio eléctrico. Los resultados obtenidos y los precios del equipamiento muy superiores a los valores internacionales muestran que el ahorro anual esperado es absolutamente insuficiente para recuperar la inversión en un tiempo razonable, incluso con la tarifa Nivel 1 que aplica a usuarios residenciales con altos ingresos.

En el marco de tarifas eléctricas que continúan siendo mayormente subsidiadas, resulta necesario considerar incentivos económicos particulares, tanto para la generación fotovoltaica como para sistemas de almacenamiento, de tal manera que estas tecnologías puedan competir en condiciones más favorables con las fuentes de generación convencionales. En el mismo sentido, serían extremadamente necesarias líneas de crédito preferenciales para la financiación de los equipos que componen este tipo de sistemas, de manera que se estimule su proliferación.

La generación de energía proveniente de fuentes renovables y la reducción de gases de efecto invernadero deben jugar un rol fundamental en esta coyuntura. Estas tecnologías aportan al desarrollo social y pueden constituir una herramienta para fomentar un orden económico comunitario, en línea con la idea de soberanía energética en el sentido más amplio: no solo nacional sino también ciudadana. La generación de energía por parte de los propios usuarios resulta un cambio de paradigma respecto de la propiedad de las fuentes de generación de energía, dejando de ser la comunidad, las cooperativas o asociaciones y los ciudadanos meros usuarios para transformarse en productores de la energía que consumen.

## REFERENCIAS

- AEA (2015). AEA 90364 - Parte 7 - Sección 712, "Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos", Asociación Electrotécnica Argentina. <https://aea.org.ar/?s=90364-7-712> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Amerisolar (2017). Módulo Fotovoltaico Policristalino AS-6P30, Amerisolar. Dirección URL: <https://www.weamerisolar.eu/wp-content/uploads/2017/03/AS-6P30-Module-Specification.pdf>
- CABA [en línea]. Energía Eléctrica, Dirección General de Estadística y Censos, Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. Dirección URL: <https://www.estadisticaciudad.gob.ar/eyc/?cat=368> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- CAMMESA (2022). Informe Anual 2022. Mercado Eléctrico Mayorista. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Colthorpe, A. (2021). BloombergNEF: Average battery pack prices to drop below US\$100/kWh by 2024 despite near-term spikes; 1 de diciembre de 2021. <https://www.energy-storage.news/bloombergnef-average-battery-pack-prices-to-drop-below-us100-kwh-by-2024-despite-near-term-spikes/> [consulta: 22 de agosto de 2022]

- DNP (2022). “Población urbana en Argentina – Evolución y distribución espacial a partir de datos censales”, Dirección Nacional de Población. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/poblacion\\_urbana\\_dnp.pptx\\_.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/poblacion_urbana_dnp.pptx_.pdf) [consulta: 22 de agosto de 2022]
- ENRE (2023). Resolución 574/2023, Ente Nacional Regulador de la Electricidad, EDENOR S.A. – Cuadro Tarifario. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-574-2023-387531> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- EPRE [en línea]. Informes sobre Recursos Energía Distribuida, Enero 2023. Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE). Provincia de Mendoza. <https://www.epremendoza.gov.ar/2019/usuariogenerador/> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- ERA [en línea]. Energía Renovable para el Ambiente. Energía de Santa Fe. <https://epe.santafe.gov.ar/programa-era/> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Fitzgerald, G., Mandel, J., Morris, J., Touati, H. (2015). The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid. Rocky Mountain Institute, September 2015. Dirección URL: <https://rmi.org/wp-content/uploads/2017/03/RMI-TheEconomicsOfBatteryEnergyStorage-FullReport-FINAL.pdf> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Fortune Business Insights (2022). Battery Energy Storage Market, informe generado por Fortune Business Insights; ID: FBI100489. <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/battery-energy-storage-market-100489> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Godfrin, E.M., Krautner, A., Durán, J.C. (2022). Análisis de un sistema fotovoltaico con almacenamiento conectado a red en una vivienda unifamiliar en la Ciudad de Buenos Aires: autoconsumo, inyección a red y ahorros en la factura del servicio eléctrico, AVERMA, Vol. 26, pp. 103-114 (2022).
- IEA [en línea] Grid-Scale Storage, International Energy Agency (IEA). Dirección URL: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- IEC [en línea]. IEC 60364-8-82:2022, Low-voltage electrical installations - Part 8-82: Functional aspects - Prosumer's low-voltage electrical installations, International Electrotechnical Commission. <https://webstore.iec.ch/publication/66287> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Jinko (2023). Tiger Pro 72HC 530-550 Watt Monofacial Module, Datasheet, Jinko Solar. [https://www.jinkosolar.com/uploads/5ff587a0/JKM530-550M-72HL4-\(V\)-F1-EN.pdf](https://www.jinkosolar.com/uploads/5ff587a0/JKM530-550M-72HL4-(V)-F1-EN.pdf) [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Maril (2023). Comunicación personal con Pablo Maril, instalador de sistemas fotovoltaicos. <https://pablomaril.com.ar/#!/-bienvenido/>
- PROINGED [en línea]. Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida. Energías Renovables, Provincia de Buenos Aires. <https://www.freba.org.ar/proinged/>
- Pylontech (2023). Pylontech UP5000. Dirección URL: <https://www.teci.co.za/wp/wp-content/uploads/2021/02/UP5000-V1.0-Product-Manual.pdf> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Santa Fe (2020). Decreto 1098/2020. Provincia de Santa Fe. <https://epe.santafe.gov.ar/programa-era/wp-content/themes/prosumidores/documentos/2020%20-%20Decreto%201098%20-%20Programa%20ERA%20-%20Rev.2.pdf> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- SMA (2017). Ventajas de la batería de alta tensión conectada en CA sobre otras soluciones alternativas. <https://www.sma-sunny.com/es/ventajas-de-la-bateria-de-alta-tension-conectada-en-ca-sobre-otras-soluciones-alternativas/> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- SMA (2021a). Sunny Boy 1.5 / 2.0 / 2.5, SMA Solar Technology AG. Dirección URL: <https://www.sma.de/es/productos/inversor-fotovoltaico/sunny-boy-15-20-25.html> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., Staffell, I. (2019). Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule 3, 81–100. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Victron (2022). Manual de diseño es instalación de ESS, Rev 06 09/2022, Victron Energy. [https://www.victronenergy.com/upload/documents/Energy\\_Storage\\_System/6292-ESS\\_design\\_and\\_installation\\_manual-pdf-es.pdf](https://www.victronenergy.com/upload/documents/Energy_Storage_System/6292-ESS_design_and_installation_manual-pdf-es.pdf) [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Victron (2023a). Victron Energy, MultiPlus-II GX. Dirección URL: <https://www.victronenergy.com/es/inverters-chargers/multiplus-ii-gx> [consulta: 22 de agosto de 2022]

- Victron (2023b). Controlador de carga SmartSolar MPPT 150/35, Victron Energy.  
<https://www.victronenergy.com/es/upload/documents/Datasheet-SmartSolar-charge-controller-MPPT-150-35-&-150-45-ES.pdf> [consulta: 22 de agosto de 2022]
- Videla, M., Krautner, A., Eyra, I., Durán, J.C., Plá, J. (2023). Estado actual del desarrollo de la generación fotovoltaica en Argentina, Ciencia e Investigación Tomo 73 N° 1, 54-71.  
<https://aargentinapciencias.org/wp-content/uploads/2023/05/04-Duran-CeI73-1.pdf> [consulta: 22 de agosto de 2022]

## **ANALYSIS OF THE PERFORMANCE OF A RESIDENTIAL ENERGY STORAGE SYSTEM WITH PHOTOVOLTAIC GENERATION DURING ONE YEAR OF OPERATION**

**ABSTRACT:** the performance during one year of operation of an energy storage system composed of a bidirectional inverter, a Li-ion battery, and photovoltaic generation, installed in a single-family home in the city of Buenos Aires, is analyzed. The house has a consumption of approximately 4000 kWh/year and has photovoltaic generation with a total power of approximately 3 kW<sub>p</sub>. Considering the net billing model established by law 27424 and to evaluate the savings in electricity service bills, the variation of self-consumption and the injection of surpluses with the addition of storage to photovoltaic systems were studied. The annual savings in electricity service were estimated using the Level 1 rate chart (high income prosumers) of the distributor EDENOR, effective as of 08/01/2023. Given the high costs of photovoltaic systems in the country, the annual savings, even with the practically unsubsidized Level 1 rate, is still insufficient to recover the initial investment in a reasonable period. In the current context, the achievement of a change of scale in the installation by residential customers of systems such as the one described requires the implementation of the benefits provided for in law 27424.

**Keywords:** photovoltaic solar energy, distributed generation, energy storage system, self-consumption, electricity rate, savings.