

Aplicación e integración de tecnología solar fotovoltaica en edificio residencial de San Juan, Argentina

Alción de las Pléyades Alonso Frank , María Celina Michaux 

Instituto Regional de Planeamiento y Hábitat – Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Diseño – Universidad Nacional de San Juan, Argentina
 afrank@faud.unsj.edu.ar; celinamichaux@faud.unsj.edu.ar
 DOI: 10.33412/pri.v13.1.2904



Resumen: *En un contexto de crisis socio-ambiental en el cual se tiene como meta mitigar el calentamiento global, a la vez de democratizar y alcanzar seguridad energética, la energía solar fotovoltaica genera grandes expectativas por sus posibilidades de adaptación en contextos urbanos, mediante la aplicación e integración en el sector edilicio. En este marco, el presente trabajo tiene por objeto realizar una propuesta de diseño sustentado en la introducción de la tecnología solar fotovoltaica en un edificio residencial de la ciudad de San Juan – Argentina, conforme a sus características morfológicas arquitectónica y urbana. Para ello se emplea el software SketchUp con el cual se diseña dicha propuesta y el System Advisor Model que determina su potencial de generación, producto del autoconsumo, el ahorro energético y económico resultante. Se concluye que es posible alcanzar una producción de energía equivalente al 44% del consumo anual actual.*

Palabras clave: energía renovable, BAPV, BIPV, simulación dinámica, generación distribuida, autoconsumo.

Title: Application and integration of solar photovoltaic technology in a residential building in San Juan, Argentina

Abstract: *In a context of socio-environmental crisis in which the goal is to mitigate global warming, while democratizing and achieving energy security, photovoltaic solar energy generates great expectations due to its possibilities of adaptation in urban contexts, through its application and integration in the building sector. Within this framework, the present work aims to make a design proposal based on the introduction of solar photovoltaic technology in a residential building in the city of San Juan - Argentina, according to its architectural and urban morphological characteristics. For this purpose, the SketchUp software is used to design the proposal and the System Advisor Model is used to determine its generation potential and, as a result of self-consumption, the resulting energy and economic savings. It is*

concluded that it is possible to achieve an energy generation equivalent to 44% of current annual consumption.

Keywords: *renewable energy, BAPV, BIPV, dynamic simulation, distributed generation, self-consumption.*

Tipo de artículo: caso de estudio.

Fecha de recepción: 1 de febrero de 2021.

Fecha de aceptación: 31 de enero de 2022.

1. Introducción

El grado de urbanización presente en las ciudades imposibilita la implementación de proyectos de generación de energías renovables (ER) a gran escala, motivo por el cual se hace propicio aproximar los centros de producción de energía al punto de consumo [1]. Dentro de las ER, la energía solar fotovoltaica (SFV) genera grandes expectativas por sus posibilidades de adaptación en sistemas conectados a la red de distribución (empleados en contextos urbanos y periurbanos) [2] [3]. En esta línea, hoy se cuenta con una diversidad de posibilidades de aplicación e integración de sistemas SFV en el ámbito de la construcción, suscitando un cambio de concepción de que los edificios consumen energía, pasando también a generarla, disminuyendo de esa manera el impacto nocivo que genera el ambiente construido [4] [5] [6] [7] [8]. La diferencia conceptual existente entre aplicación (BAPV, de sus siglas en inglés “Building Applied Photovoltaics”) e integración (BIPV, de sus siglas en inglés “Building Integrated Photovoltaics”) radica en que la primera refiere a la adaptación de las estructuras SFV a las condiciones específicas de la instalación, una vez finalizada su construcción, mientras que la segunda, a su integración en la envolvente del edificio como reemplazo de un elemento o material de construcción convencional [9] [10]. Puesto que en los BIPV se sustituyen los elementos de la envolvente por dicha tecnología, tienden a tener costos generales más bajos que los BAPV [11].

Lo expuesto refuerza la necesidad de generar un cambio en la concepción del diseño arquitectónico del sector edilicio, el cual debe partir de una mirada holística en donde los sistemas fotovoltaicos dejen de ser vistos con carácter restrictivo y comiencen a posibilitar la conformación de espacios únicos, promovidos por la integración entre el entorno construido y los flujos naturales de energía [12] [8]. De esta manera se constituyen proyectos ambientalmente conscientes, que incluyen el aprovechamiento energético para su posterior autonomía en la etapa de ocupación [13] [14] [15]. Para ello, se procede al análisis de la optimización de la generación SFV, esto es, radiación solar, latitud, entorno edilicio, vegetación, tipo de tecnología SFV, entre otros [16] [17].

Específicamente, basándose en la función, materiales empleados y características mecánicas y eléctricas, los productos BIPV se clasifican en cinco categorías principales acorde a [18]. Los mismos pueden ser laminares, tejas, modulares, acristalamientos de células solares, así como finalmente productos de BAPV. Bajo éstas, diversos tipos de aplicaciones de productos BIPV se integran en varias partes de los sistemas de

construcción [19]. Los elementos distintivos son la cubierta, acristalamientos, sistemas de sombreado y fachadas semitransparentes o muros exteriores [20].

En correspondencia con lo enunciado, es primordial partir del diseño integral sustentado en un marco político-institucional que implemente políticas públicas de generación de ER a escala edilicia [7]. En esta línea, se pone en valor al eficiente modelo de gestión de la demanda eléctrica basado en la penetración de generación distribuida de ER con destino al autoconsumo. Al respecto, la República Argentina sanciona en noviembre de 2017 la Ley N°27.424 “Régimen de fomento a la generación distribuida de ER integrada a la red eléctrica pública” [21], a la cual la Provincia de San Juan se ha adherido mediante Ley N°1.878-A [22]. En favor de ello, la provincia destaca por sus condiciones climáticas, geográficas, así como por la disponibilidad del recurso solar, de manera que el uso de la energía SFV puede explotarse masivamente [23].

En este contexto local favorable, el desafío radica en cómo aprovechar la gran cantidad de edificios existentes para la introducción de dichos sistemas, no habiendo estado ello previsto desde la fase de diseño. En función de lo enunciado, es objetivo realizar una propuesta de diseño holístico fundado en la aplicación e integración de la tecnología SFV en un edificio residencial tipo emplazado en el área central de la ciudad, acorde a su característica morfológica arquitectónica y urbana. Finalmente, a partir de dicha propuesta, se determina la cantidad de energía autoconsumida, la energía inyectada y consumida de la red de distribución, con sus correspondientes ahorros económicos, a efectos de visibilizar el impacto de la propuesta en el consumo edilicio actual.

2. Materiales y métodos

El presente trabajo se basa en un estudio de caso en el cual se procede a diseñar la propuesta con software libre SketchUp versión 2020, para posteriormente determinar y simular la instalación SFV a efectos de establecer el potencial de generación de energía eléctrica y, consecuentemente, el ahorro económico derivado de ello.

Para realizar el diseño, se parte del análisis de la tipología arquitectónica y de las particularidades del entorno urbano, en conjunto a los datos del consumo de energía eléctrica del edificio. Dichos datos se integran en una simulación dinámica permitiendo conocer el potencial de generación renovable por mes, en un rango de un año. Ello posibilita determinar la cantidad de energía que será generada in situ, así como la que se requerirá de la red eléctrica de distribución, cuando la generación SFV no alcance para abastecer la carga de éste [24]. La simulación dinámica se efectúa con software libre System Advisor Model (SAM) [25], el cual es una herramienta reconocida a nivel internacional que ha sido elaborada por el “Unit State Department of Energy” y que permite efectuar el cálculo de la instalación.

3. Descripción del caso de estudio

En el marco del área de estudio del Proyecto de Investigación [26], se analizan las manzanas que a nivel urbano generan las mayores cargas térmicas. Según estudios locales realizados por

[27], las mismas se encuentran en el área central (ver Figura 1), seleccionándose de esta manera un edificio emplazado en torno a la plaza “25 de Mayo” de la ciudad (ver figura 2).

El edificio en estudio, de 8062 m² cubiertos, se ejecuta en 1996 con construcción de tipo tradicional (muros de ladrillón, revoque, pintura y losas macizas), destacándose su carácter másico (ver figuras 3 y 4).



Figura 1: Delimitación intra-anillo de la ciudad de San Juan. En blanco se demarca el área central de análisis.

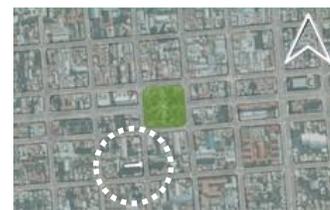


Figura 2: Zoom del área central de la ciudad de San Juan. En blanco se demarca el edificio en estudio.



Figura 3: Imagen del edificio en estudio [28].

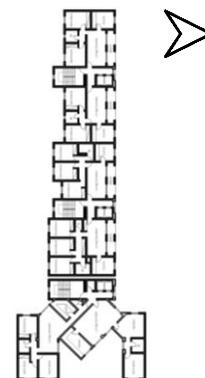


Figura 4: Planta tipo del edificio en estudio [29].

En relación al análisis de los consumos mensuales de energía eléctrica, los mismos son provistos por el ente provincial [30] y se exponen en figura 5. En consecuencia, el edificio posee un consumo anual de 17,65 kWh/m².año (incluidos espacios de uso común).

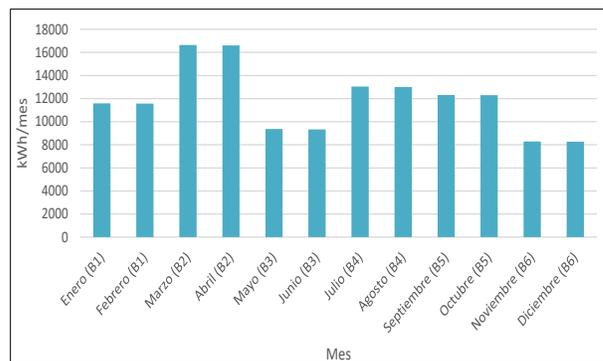


Figura 5: Consumo mensual por período de un año del edificio en estudio (Referencia: B=Bimestre) [30].

4. Propuesta de diseño

En primer lugar, se acentúan los niveles de radiación solar local (ver tabla 1), los cuales presentan excelentes posibilidades en el aprovechamiento de esta energía para transformación SFV y solar-térmica [31], de manera que el proyecto resulta técnicamente viable desde el punto de vista de dicho recurso.

Tabla 1: Promedios mensuales de la radiación solar global diaria incidente sobre el plano horizontal [31].

Mes	Radiación Solar media diaria (kWh/m ²)	Desvío estándar (kWh/m ²)
Enero	7,7	0,3
Febrero	7,2	0,3
Marzo	6,0	0,5
Abril	4,7	0,2
Mayo	3,8	0,1
Junio	2,9	0,5
Julio	2,9	0,4
Agosto	4,2	0,2
Septiembre	5,2	0,7
Octubre	7,0	0,3
Noviembre	7,9	0,2
Diciembre	8,2	0,3

Para el diseño de la propuesta se procede a seleccionar los paneles SFV, considerando aquellos disponibles en el mercado nacional que se adecúen a la morfología arquitectónica. En el edificio en estudio, los mismos son del tipo policristalino en el caso de la cubierta, con potencia nominal de 280 Wp (Modelo SOL-60P-280) y del tipo monocristalino en el caso de la fachada, con potencia nominal de 395 Wp (Modelo SOL-72M-395). Sus dimensiones son de 1560 x 991 x 35mm y 2008 x 1002 x 40mm, respectivamente, poseen vidrio templado y marco de aleación de aluminio anodizado. Según norma de fabricación, son de fácil montaje, tienen una estructura celular de alto rendimiento en entornos con poca luz e irradiación con mayor eficiencia de conversión (17,74 %), tolerancia de potencia positiva 0 ~ + 3%, inspección doble EL 100% que garantiza que los módulos estén libres de defectos. Así mismo, 12 años de garantía de rendimiento al 90% y 30 años de garantía de rendimiento al 80%, además de estar certificados por TUV, CE, UL.

Para el montaje del panel en el paramento superior se propone la estructura que se observa en figura 6, mientras que, para los paneles dispuestos en la fachada del edificio, la estructura que se presenta en figura 7. En ambos casos, las mismas deben ser calculadas para que soporten el peso propio, la acción del viento y del sismo. De [32] se tiene que la bajada del cableado desde los paneles hasta el tablero de control del sistema se realiza mediante electroductos de caño galvanizado para prevenir el deterioro de las vías de transmisión por efecto de los rayos ultravioletas.

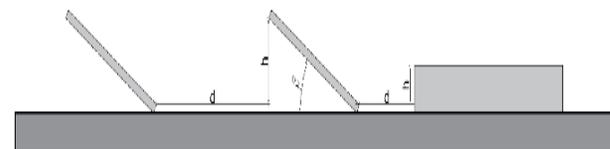


Figura 6: Estructura de montaje sobre la cubierta del edificio en estudio.



Figura 7: Estructura de montaje en fachada del edificio en estudio.

Para el diseño de la instalación se parte de considerar la óptima inclinación de los paneles SFV (β), esto es, el ángulo que se forma respecto de la horizontal. A efectos de alcanzar la máxima producción anual de energía, la misma se corresponde con la latitud geográfica, esto es, 31° (ver figura 8).



$$d = \frac{h}{\tan(\alpha_c)} \quad (1)$$

$$\alpha_c = 90 - \text{Latitud} - 23,5 - 7 \quad (2)$$

Donde:

d= Distancia entre colector y obstáculo

h= Altura proyectada por el colector

α_c = Valor de la altura solar

Figura 8: Determinación de la separación entre paneles de los volúmenes de tanque del edificio en estudio [33].

Acorde a lo expuesto, se modela el edificio residencial en estudio, al igual que su entorno inmediato y se georreferencia para visualizar la incidencia de las sombras del entorno sobre éste, las cuales se obtienen asimismo en la simulación.

Durante el proceso de diseño se sortean restricciones por orientaciones, límites espaciales y aspectos morfológicos preexistentes. Como resultado, se colocan 120 paneles. Del total, 90 se ubican en la fachada norte, cumpliendo la función de protección solar de ventanas y aberturas. Éstos se disponen de forma contigua, formando 5 bandas horizontales que fortalecen la estética del edificio y generan continuidad entre los dos volúmenes de departamentos. La separación vertical, entre bandas, se fundamenta por la sombra arrojada de los paneles superiores sobre los inferiores. Además, producto de la existencia de balcones entre bandas de paneles, resulta posible desplegar estructuras auxiliares, tipo escaleras marineras, que faciliten su limpieza y mantenimiento. Sobre las tres torres de tanques de agua y ascensores se disponen 30 paneles, esto es, 10 paneles por torre. Debido a su ubicación espacial, no se ven afectados por sombras de construcciones externas. Al ser volúmenes separados entre sí, su mantenimiento es de sencilla resolución.

Por otra parte, en la terraza del edificio no se colocan paneles SFV producto de la estructura existente de tenders (tipo jaulas) en toda su extensión, donde cada departamento cuenta con un lugar cerrado y seguro para colgar y secar ropa. De igual manera, dicho espacio se ve afectado casi en su totalidad por las sombras arrojadas por las torres de tanques de 6 metros de altura, así como del parapeto, lo cual imposibilitaría su aprovechamiento para generación energética. En esta línea se distingue que las particularidades propias del diseño arquitectónico inciden directamente en la definición de la instalación SFV por cuanto deben, en adelante, ser consideradas por los proyectistas en la fase de diseño como punto de partida. De esta manera se garantiza la conformación de espacios que promuevan la integración entre el objeto construido y los recursos energéticos renovables. Como resultado, el diseño se detalla en figura 9.



Figura 9: Propuesta de diseño de aplicación e integración de tecnología SFV en el edificio en estudio.

5. Simulación

La simulación dinámica realizada con software SAM permite conocer la presencia de sombras sobre los paneles, todos los días del año. Particularmente, en el caso de la cubierta, los paneles no generan sombra los unos a los otros producto de su separación, así como tampoco reciben sombras de edificaciones del entorno. De esta manera, se encuentran totalmente expuestos a la radiación, recibiendo 14 horas de asoleamiento absoluto en los meses de diciembre y enero; 13 horas en febrero, marzo y noviembre; 12 horas en abril, septiembre y octubre; y, entre 9 y 10 horas entre mayo y agosto. En figura 10 se visualizan, a modo de ejemplo, las situaciones de sombras en período de verano e invierno.

En contraposición, en los paneles de la fachada las sombras al mediodía solar varían durante todo el año, dadas las sombras que arrojan los paneles de las filas inmediatas superiores a las inferiores. Distintamente, el extremo Este de la construcción incide únicamente en los primeros paneles de las dos filas inferiores. En este sentido, diciembre y enero se presentan como los meses menos beneficiosos con un total de 4 horas de asoleamiento absoluto, seguidos de febrero y noviembre con 7 horas. Entre mayo y agosto se obtienen 10 horas, producto de

que los paneles no generan sombras entre sí al tener una separación de 6 metros de altura. Finalmente, en marzo, abril, septiembre y octubre se tienen 12 horas, siendo éstos los meses más favorables. En figura 11 se visualizan, en correspondencia, las situaciones de sombras en período de verano e invierno.

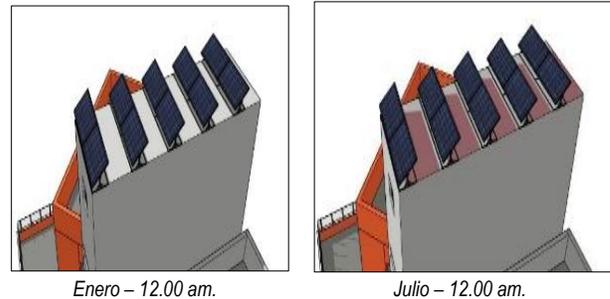


Figura 10: Sombras de la instalación SFV sobre la cubierta del edificio en estudio.

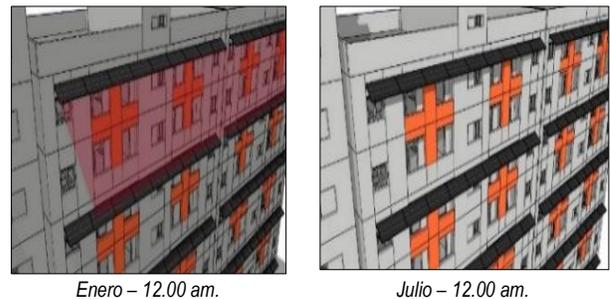


Figura 11: Sombras de la instalación SFV sobre la fachada del edificio en estudio.

Seguidamente, se procede a la simulación energética, la cual integra el suministro de energía fotovoltaica con el consumo de energía real del edificio. En el proceso de simulación se dimensiona y configura el sistema SFV (paneles e inversores, entre otros). Se señala que dicho proceso no es lineal, puesto que la cantidad de paneles por cadena determina la tensión de circuito abierto (Voc) y la tensión en el punto de potencia máxima (Vmp) de la cadena del subarreglo. Para el caso de estudio, el mismo se compone de cuatro subarreglos (subarray), con iguales longitudes en la cadena (strings), orientación y seguimiento. En la fachada Norte se colocan tres subarreglos, cada uno compuesto por tres cadenas conectadas en paralelo. A su vez, cada cadena está formada por 10 paneles conectados en serie. El cuarto subarreglo pertenece a los paneles ubicados sobre la cubierta y está integrado por tres cadenas conectadas entre sí en paralelo, con 10 paneles cada una conectadas entre sí en serie, resultando en un total de 30 paneles. La interconexión entre las paneles se ejecuta mediante cañería embutida dispuesta sobre fachada y cubierta de acuerdo con la normativa vigente en [34].

Por su parte, en el diseño de la instalación el inversor es un equipo clave puesto que inyecta energía en la red de distribución a partir de la generada por los paneles solares. A través del mismo se convierte la energía producida por el campo solar en corriente

continua (CC) a corriente alterna (CA), suministrando esta energía a los consumos del edificio e inyectando el excedente en la red de distribución [35]. En base a [36], para su selección se analiza la corriente máxima de entrada al inversor y el rango de tensiones en que éste puede trabajar, entre otros, por cuanto en el presente estudio se dispone un inversor para los tres subarreglos de la fachada y otro para el subarreglo de la cubierta. Debido a que el diseño propuesto cuenta con dos inversores, la instalación se ejecuta bajo el esquema B.1 de múltiples unidades de generación dispuesto en el anexo B en [37]. Determinada la instalación, SAM calcula la cantidad de energía generada por mes durante el período de un año. La figura 13 expone dichos valores y los compara con los consumos propios del edificio. En correspondencia, en figura 14 se observa la potencia de generación anual de la cubierta y fachada.

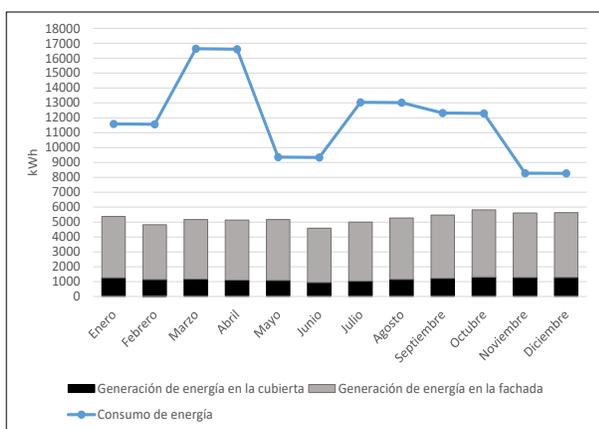


Figura 13: Generación de energía de los paneles y consumos de red mensuales – Edificio en estudio [25].

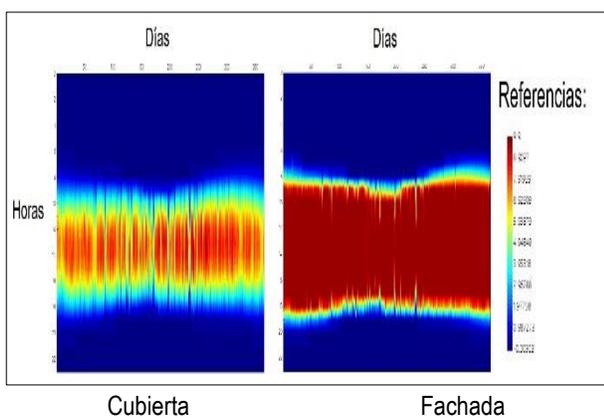


Figura 14: Sistema de generación anual (kW) – Edificio en estudio [25].

De los resultados obtenidos se acentúa que la generación de energía solar asciende a 63062,45 kWh/año, siendo equivalente al 44% del consumo de energía eléctrica anual actual.

Por último, partiendo de que los habitantes del edificio en estudio podrán convertirse en usuarios-generadores en virtud de la Ley de referencia, se procede a determinar la cantidad de

energía que será autoconsumida. Según [38] se estima que dicho valor puede alcanzar el 40%, mientras que el excedente es inyectado a la red de distribución, tal como se observa en figura 14. Como resultado se obtiene un ahorro por autoconsumo porcentual anual de 17,73%.

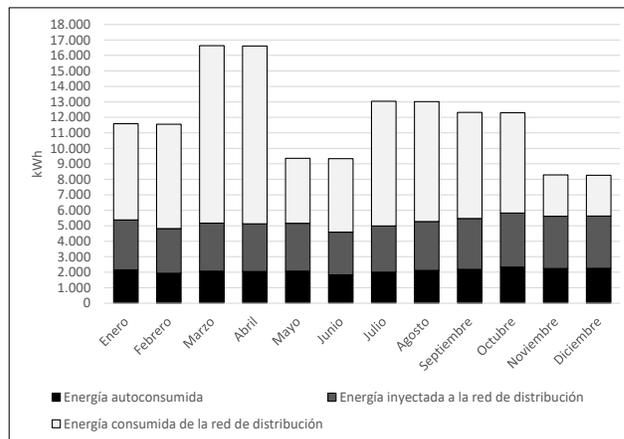


Figura 14: Energía autoconsumida e inyectada y consumida de la red de distribución – Edificio en estudio.

De acuerdo con lo indicado por la Ley Nacional, la energía autoconsumida debe valorizarse al precio de la tarifa minorista local actual, mientras que la energía inyectada, al precio monómico estacional determinado por [39]. En base a los valores oficiales, la tabla 2 muestra los ahorros económicos que serían percibidos en las facturas de energía eléctrica por mes, en el período de un año.

Tabla 2: Ahorro económico en la factura de energía local [USD].

Mes	Ahorro económico por energía autoconsumida *	Ahorro económico por energía inyectada a la red **	Ahorro económico total
Enero	\$ 102,14	\$ 86,00	\$ 188,14
Febrero	\$ 91,59	\$ 77,12	\$ 168,72
Marzo	\$ 98,18	\$ 82,67	\$ 180,85
Abril	\$ 97,47	\$ 82,07	\$ 179,53
Mayo	\$ 98,09	\$ 82,59	\$ 180,68
Junio	\$ 87,15	\$ 73,38	\$ 160,53
Julio	\$ 94,86	\$ 79,88	\$ 174,74
Agosto	\$ 100,24	\$ 84,40	\$ 184,64
Septiembre	\$ 103,94	\$ 87,52	\$ 191,46
Octubre	\$ 110,61	\$ 93,14	\$ 203,75
Noviembre	\$ 106,58	\$ 89,74	\$ 196,32
Diciembre	\$ 106,94	\$ 90,04	\$ 196,98
		Ahorro económico total anual	\$ 2.206,34

*Según tarifa minorista vigente de la empresa Energía San Juan (01/2021) correspondiente a 0,0474 USD/kWh.

**Según el Informe mensual de CAMMESA (11/2020) correspondiente a 0,0253 USD/kWh, en respuesta al artículo 36 de la Ley N° 24.065.

En relación al ahorro económico obtenido en Tabla 2, se destaca que la energía eléctrica se encuentra subsidiada en el país desde hace más de dos décadas [40]. Estudios locales muestran que, puesto que las decisiones de inversión en generación distribuida de ER se ven significativamente afectadas por los costos de la tecnología, las condiciones financieras nacionales y las tarifas, a la fecha la misma no es rentable en el sector residencial [41]. No obstante, conforme al avance de otorgamientos de incentivos, garantías y préstamos de las nuevas reglamentaciones nacionales y provinciales, se espera revertir dicha situación. Se prevé, en futuras investigaciones, profundizar sobre este análisis.

Conclusión

El presente trabajo hace hincapié en la necesidad de plantear opciones de abastecimiento energético limpio, como alternativa a las tecnologías tradicionales contaminantes. Al respecto, la aplicación e integración masiva de paneles SFV en edificaciones es el camino a seguir, más aún en un entorno normativo nacional favorable para su implementación.

Dado el potencial de recurso solar, la simulación de la instalación SFV producto de su introducción en un edificio residencial tipo emplazado en el área central de la ciudad, devela que se genera el equivalente al 44% del actual consumo de energía eléctrica, con un ahorro económico por autoconsumo del 17,73%. Esto último de acuerdo a las especificaciones de la legislación nacional. Se concluye que dichos porcentajes son importantes, partiendo de que el diseño del edificio no está concebido para su incorporación.

Referencias

- [1] C. Pilar, L. Vera, C. Martínez y A. Poladian, «Estudio de factibilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos en viviendas tipo de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires,» *Revista Arquitecto*, 13, pp. 25-34, 2019.
- [2] V. A. Bortoloto, A. J. Souza, G. Gois, M. A. Martins, M. J. Berge y G. K. Montanha, «Geração de Energia Solar On Grid e Off Grid,» de VI JORNACITEC-Jornada Científica e Tecnológica, Brasil, 2017.
- [3] M. Alves, Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid (Tesis), João Monlevade, Brasil: Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas, Universidade Federal de Ouro Preto, 2019.
- [4] N. Martín Chivelet, «Los módulos fotovoltaicos en la edificación: posibilidades y directrices de diseño,» *Técnica industrial*, n° 296, pp. 26-35, 2011.
- [5] J. Mundo, B. De Celis, C. Valerdi y J. Sosa, «Integración de sistemas de energía solar fotovoltaica en el edificio de oficinas del ZAE en Alemania,» *Hábitat Sustentable*, n° 2, p. 59-72, 2012.
- [6] A. M. Memari, L. D. Lulo, R. L. Solnosk y C. R. Stultz, «Building Integrated Photovoltaic Systems for Single Family Dwellings: Innovation Concepts,» *Open Journal of Civil Engineering*, n° 4, pp. 102-119, 2014.
- [7] C. A. Pilar, «El sol como inspiración del diseño biomimético,» *Revista Arquitecto*, n° 11, pp. 77-86, 2018.
- [8] 2. Autor.
- [9] C. Peng, Y. Huang y Z. Wu, «Building-integrated photovoltaics (BIPV) in architectural design in China,» *Energy and Buildings*, vol. 43, n° 12, p. 3592-3598, 2011.
- [10] M. J. Sorgato, K. Schneider y R. Rüther, «Technical and economic evaluation of thin-film CdTe building-integrated photovoltaics (BIPV)

replacing façade and rooftop materials in office buildings in a warm and sunny climate,» *Renewable Energy*, n° 118, p. 84-98, 2018.

- [11] J. S. Ruiz Zapata, Evaluación Financiera de la Utilización de los Elementos Generadores de Energía Renovable en las Edificaciones en Colombia (Tesis de Maestría en Sistemas Energéticos), Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2019.
- [12] J. G. Guarachi Flores, R. G. Alvarado y J. Muñoz, «Integración arquitectónica de la fachada fotovoltaica. Potencial solar y percepción de usuario en la vivienda colectiva,» *Revista científica de Arquitectura y Urbanismo*, vol. 37, n° 2, pp. 33-48, 2016.
- [13] S. C. Carrizo, «Sobre un nuevo paradigma socio técnico, en pos de una energía 3D: distribuida, descarbonizada y digital,» de XXXII Jornadas de Investigación - XIV Encuentro Regional, Buenos Aires, Argentina, 2018.
- [14] V. A. Gallipoliti, «Contexto y pautas de intervención de tecnología fotovoltaica en edificios de la región NEA,» *Revista Arquitecto*, n° 14, pp. 105-113, 2019.
- [15] 1. Autor.
- [16] H. G. Grossi Gallegos y R. Righini, «Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios,» *Energías Renovables y Medio Ambiente (ERMA)*, n° 31, 2013.
- [17] M. Salvetti, Modelo de diseño de edificios en altura energéticamente eficientes para centros urbanos de alta densidad (Tesis Doctoral), La Plata, Buenos Aires: Universidad Nacional de La Plata, 2015.
- [18] A. K. Shukla, K. Sudhakar y P. Baredar, «Recent advancement in BIPV product technologies: A review,» *Energy and Buildings*, n° 140, p. 188-195, 2017.
- [19] A. K. Shukla, K. Sudhakar y P. Baredar, «Design, simulation and economic analysis of standalone roof top solar PV system in India,» *Solar Energy*, n° 136, p. 437-449, 2016.
- [20] E. Zalamea León y F. Quesada, «Criterios de integración de energía solar activa en arquitectura. Potencial tecnológico y consideraciones proyectuales,» *Revista de Arquitectura*, vol. 19, n° 1, pp. 56-69, 2017.
- [21] Ley N° 27.424. Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, 2017.
- [22] Ley N° 1.878-A. Adhesión a la Ley N° 27.424, 2018.
- [23] D. Pontoriero, M. Facchini, J. Serrano Mora y G. Barón, «Evaluación de sistema fotovoltaico en edificio comercial conectado a red de distribución en la provincia de San Juan,» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, n° 19, pp. 04.29-04.40, 2015.
- [24] D. Pontoriero, M. Facchini, J. Serrano Mora, G. Barón y L. Hoese, «Evaluación Técnica de Sistemas de Generación Fotovoltaica Conectada a Redes de Distribución,» de XV Encuentro Regional Ibero-Americano del CIGRE, Brasil, 2013.
- [25] System Advisor Model (SAM) Versión 2020.2.29., 2020. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/download.html>.
- [26] 3. Autor.
- [27] A. Papparelli, A. Kurbán y M. Cúnsulo, «Isla de calor y ocupación espacial urbana en San Juan, Argentina: análisis evolutivo,» *Cuadernos de vivienda y urbanismo*, vol. 7, n° 7, pp. 110-12, 2011.
- [28] Google, «Google Street View,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.google.com.ar/maps/@-31.5360737,-68.5480001,6133m/data=!3m1!1e3>.
- [29] Dirección de Planeamiento y Desarrollo Urbano, *Plano de Arquitectura*, San Juan, 2018.
- [30] Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE), *Consumos de energía eléctrica*, San Juan, 2019.
- [31] C. Raichijk, H. Grossi Gallegos, R. Aristegui y R. Righini, «Sobre el recurso solar en la provincia de San Juan,» de Tercer Congreso Nacional – Segundo Congreso Iberoamericano. Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía – HYFUSEN, San Juan, 2009.
- [32] M. S. Roitman, A. Mestrallet, M. D. Aramburu y R. Rossi, «Dimensionamiento de un sistema de energía solar fotovoltaica para una vivienda familiar de la Ciudad de Córdoba,» *Revista de la Facultad de*

- Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, vol. 2, n° 2, pp. 37-43, 2015.
- [33] Secretaría de Energía, «Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica,» Buenos Aires, 2019.
- [34] A. E. Argentina, AEA 90364-5 - Reglamento para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles - Parte 5: Elección e Instalación de los Materiales Eléctricos, Buenos Aires: AEA, 2006.
- [35] H. Socolovsky, D. Raggio, J. Fernandez Vazquez y O. Romanelli, «Aspectos sobre operación y normativas de inversores fotovoltaicos para inyección a red de baja tensión,» de *XXXIX Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente*, La Plata, Buenos Aires, 2016.
- [36] F. A. Morán, M. L. Facchini, D. H. Pontoriero, V. M. Doña y A. G. Galvan, «Balance energético del comportamiento de un sistema fotovoltaico instalado en una vivienda residencial conectado a la red eléctrica de distribución,» *Energías Renovables y Medio Ambiente (ERMA)*, n° 32, p. 37 – 44, 2013.
- [37] A. E. Argentina, AEA 92559-3 - Sistemas de generación de energía mediante fuentes renovables, conectadas a la red de baja tensión, Buenos Aires: AEA, 2018.
- [38] Secretaría de Energía, «Calculador solar: Autoconsumo residencial,» 2020. [En línea]. Available: <https://calculadorsolar.minem.gob.ar/calculador>.
- [39] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), *Precio monómico estacional de energía eléctrica*, Buenos Aires, 2020.
- [40] G. Pesce, F. Pedroni, E. El Alabi y P. Di Rocco, «Mercado de energía eléctrica mayorista en la Argentina: ¿Y si hubiese riesgo de precio?. Una propuesta de derivados,» de *40 Jornadas Nacionales de Administración Financiera*, Virtual - Plataforma Zoom, 2020.
- [41] G. Coria, F. Penizzotto y R. Pringles, «Economic Analysis of Rooftop Solar PV Systems in Argentina,» *EEE Latin America Transactions*, vol. 18, n° 1, pp. 32-42, 2020.