

LEY 27424 “RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA” MODELO TARIFARIO DE FACTURACIÓN NETA: ESTUDIO DE CASO EN VIVIENDA EN LA CIUDAD DE BUENOS AIRES

E. M. Godfrin, J.C. Durán

Departamento Energía Solar, Centro Atómico Constituyentes, CNEA
(B1650) San Martín, Provincia de Buenos Aires - Argentina
Tel. +54 11 67727132 - e-mail: duan@tandar.cnea.gov.ar

Recibido 19/08/19, aceptado 23/10/19

RESUMEN: La Ley 27424/2017, "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica", tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución eléctrica. La Ley fija un esquema de facturación neta en el cual el usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por unidad de energía entregada a la red de distribución establecido en base al precio estacional que paga el distribuidor en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El objetivo del presente trabajo es estimar el ahorro en el costo anual del servicio eléctrico que se obtendría mediante la instalación de un sistema fotovoltaico en una vivienda ubicada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, encuadrado en el régimen de la Ley 27424. A tal fin, se analizó el caso específico de una vivienda unifamiliar con un consumo anual de aproximadamente 3350 kWh y un sistema fotovoltaico de 2,2 kW_p, a partir de las curvas de consumo de la vivienda y utilizando el software de simulación PVSyst. Los resultados obtenidos muestran que, en el contexto actual y con las tarifas eléctricas vigentes en el Área Metropolitana Buenos Aires (AMBA, área de concesión de las distribuidoras EDENOR y EDESUR), el período de recuperación de la inversión resulta aún muy largo.

Palabras clave: energía solar fotovoltaica, generación distribuida, modelo de facturación neta, autoconsumo.

INTRODUCCIÓN

Impulsadas por profundas reducciones de costos y políticas gubernamentales favorables, la nueva potencia eléctrica instalada en el mundo basada en energías renovables superó en el año 2018 y por cuarto año consecutivo a la nueva potencia basada en hidrocarburos y energía nuclear. A nivel global, se instalaron 181 GW de potencia renovable en dicho año, de los cuales aproximadamente 100 GW (55 % del total renovable) correspondieron a solar fotovoltaico (REN21, 2019).

En los últimos años, Latinoamérica ha incrementado significativamente su participación en el mercado fotovoltaico global, esencialmente a través de la instalación de centrales de potencia en suelo. A finales de 2018 la región en su conjunto alcanzó una potencia fotovoltaica instalada de aproximadamente 10 GW (IRENA, 2019). La mayoría de esta potencia – cerca de 5,5 GW – está ubicada en América del Sur, donde Brasil y Chile son los mayores mercados con 2,2 GW y 2,1 GW, respectivamente, de capacidad conectada a la red (Bellini, 2019). En la región de América Central y el Caribe la potencia FV acumulada superó 1,7 GW, mientras que en México la potencia solar acumulada alcanzó aproximadamente 3,1 GW (Bellini, 2019).

La Argentina se ha sumado, a partir de la sanción de la Ley 27191 y del programa RENOVAR, a los países con un importante potencial de crecimiento de la participación de las energías renovables en su matriz eléctrica. A través de las compras conjuntas del Estado Nacional y la posibilidad para grandes usuarios de satisfacer sus demandas de energía eléctrica de origen renovable a través de contratos entre privados, según lo resuelto por el Ministerio de Energía y Minería a través de la Resolución 281-E/2017 (MINEM, 2017), se prevé instalar en el país alrededor de 6500 MW en centrales de generación con fuentes renovables en los próximos años. A agosto de 2019 hay más de 100 plantas de energías renovables (excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas de potencia superior a 50 MW) en operación comercial, con una potencia total instalada de 2256 MW (CAMMESA, 2019).

La generación distribuida mediante energía solar fotovoltaica está en alza en algunos mercados tales como México y Brasil, aunque aún su participación en el mercado FV de la región es baja comparada con otros como, por ejemplo, el europeo (PVPS, 2019). Brasil alcanzó en julio de 2019 la marca de 1 GW (Sánchez Molina, 2019) con instalaciones FV de generación distribuida, con tamaños de sistemas de hasta 5 MW que califican dentro de esa categoría. Otros países de la región están aumentando los límites del tamaño de los sistemas FV para ser incluidos dentro de sus programas de promoción de la generación distribuida.

GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA – ASPECTOS ECONÓMICOS

La Argentina tiene la mayor parte de su consumo eléctrico concentrado en los centros urbanos (el Área Metropolitana Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2018 el 38% (CAMMESA, 2018) de la demanda eléctrica del país), junto con una gran extensión territorial. Dadas estas características, la utilización masiva de generación FV distribuida ubicada en áreas urbanas y periurbanas contribuiría al uso eficiente de la energía por reducción de las pérdidas por transporte, y a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. A tal fin, resulta fundamental implementar políticas de promoción de este tipo de instalaciones. La formulación de un marco regulatorio técnico, comercial, económico, fiscal y administrativo eficiente es clave para optimizar el proceso de adopción tecnológico. Errores en cualquiera de esos aspectos retrasarían innecesariamente el proceso, como sucedió por ejemplo en España (sobrestimulación de precios) o EE.UU. (requerimiento de protecciones redundantes que encarecen innecesariamente el costo del sistema; Statista, 2018).

Los países que han sido pioneros en el desarrollo del mercado de la generación FV distribuida conectada a la red eléctrica pública, fundamentalmente Alemania, España e Italia, en Europa, y Japón, adoptaron en su momento un modelo tarifario basado en el pago de una tarifa diferencial, conocida como *Feed-In-Tariff* (FIT), para la energía eléctrica de origen renovable. Este modelo se ha empleado bajo distintas modalidades, pagando por ejemplo tarifas diferentes en función del tamaño o tipología de los sistemas, y decrecientes en función del tiempo, de manera de reflejar la disminución de costos esperables por el crecimiento y madurez del mercado. Asimismo, en diversos países se han dado mayores incentivos a las instalaciones realizadas en edificios o sobre techos. El modelo de FIT ha permitido un crecimiento exponencial del mercado, aunque en algunos casos (España e Italia, por ejemplo) ha traído aparejados problemas derivados de un crecimiento explosivo y no sostenible (Jäger-Waldau, 2018) que ha resultado nocivo para las industrias y las empresas de servicios nacionales (ver, por ejemplo, Terrasa y Lolli, 2018).

Existen otros dos modelos tarifarios para la generación distribuida. El modelo de conteo neto de energía eléctrica (*Net Metering*, NM), consistente en medir la energía neta consumida de la red eléctrica, definida como la diferencia entre la energía consumida y la energía generada por el sistema. Este sistema ha comenzado a ser utilizado en algunos países de Latinoamérica, como Brasil. El tercer modelo tarifario utilizado es el de facturación neta (*Net Billing*, NB), en el cual la tarifa pagada por la energía eléctrica de origen renovable inyectada a la red eléctrica pública está definida por la tarifa mayorista que paga la compañía distribuidora por la energía adquirida en el Mercado Eléctrico Mayorista. Este modelo es el que fija la legislación nacional, como se verá en la sección correspondiente.

Cabe destacar que el modelo de medición neta y, más aún, el de facturación neta no resultan apropiados para promover la instalación de sistemas FV conectados a las redes de baja tensión en mercados eléctricos donde las tarifas de la energía eléctrica convencional se encuentran subsidiadas, como es el caso de la Argentina. En otras palabras, la utilización de estos modelos tarifarios implica hacer competir a la generación FV, sin subsidio, con energía eléctrica convencional comercializada por CAMMESA y las Empresas Distribuidoras a precios muy inferiores a su costo de generación. Esto dificultaría la adopción, por parte del sector privado de tecnologías más limpias, sostenibles, previsibles y económicas.

Una tarifa diferencial que disminuya progresivamente y que esté calculada en base a no distorsionar el mercado ni crear una expansión descontrolada, ha demostrado ser muy útil y eficaz. El caso alemán es el paradigma donde reflejarse, teniendo en cuenta las características locales del mercado y del desarrollo tecnológico. Éste debería ser el camino por transitar para conseguir el objetivo de masificar el uso de los sistemas fotovoltaicos en los ambientes urbanos y suburbanos del país.

LEY 27424: RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Ley 27424 "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica" fue sancionada por el Congreso de la Nación el 29/11/2017, promulgada el 20/12/2017 mediante el Decreto 1075/2017 y reglamentada por el Decreto Reglamentario 986/2018. La Reglamentación de la Ley se complementa con la Res. de la Secretaría de Energía 314/2018, que define el procedimiento para la conexión del Usuario-Generador y cuestiones técnicas tales como el método de medición y el esquema de facturación.

La Ley 27424 se aplica exclusivamente a los usuarios de la red de distribución, a quienes le otorga el libre acceso al servicio de transporte y distribución de electricidad. Se trata esencialmente de una ley de autoconsumo con eventual inyección de energía excedente. Fija un modelo de Facturación Neta, donde la tarifa de inyección está determinada por el precio mayorista que paga la compañía distribuidora al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Se crea un fondo fiduciario público (FODIS) con fondos del presupuesto nacional y otras fuentes de financiación, con el fin de financiar beneficios promocionales previstos en la Ley y su reglamentación. Los beneficios promocionales estarán disponibles para usuarios-generadores de jurisdicciones que adhieran íntegramente al régimen de la ley y sus reglamentaciones, e incluyen bonificación sobre el costo de capital, precio adicional de incentivo a la energía y certificados de crédito fiscal. Asimismo, la Ley crea un régimen de fomento de la industria nacional.

La Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética instrumentó, mediante la Disposición N° 48/19, la emisión de los certificados de crédito fiscal mencionados y la AFIP reglamentó su utilización a través de la Resolución General 4511.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL AHORRO EN LA FACTURA DEL SERVICIO ELÉCTRICO: ESTUDIO DE CASO DE USUARIO-GENERADOR RESIDENCIAL EN CABA

Datos de la vivienda analizada

Con el fin de evaluar el potencial ahorro en la factura del servicio eléctrico de un cliente residencial que instale en su domicilio un sistema fotovoltaico de generación distribuida en el marco de la Ley 27424, se analizó el caso de una vivienda unifamiliar de alrededor de 80 m² cubiertos, ubicada en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y de la cual se dispone de información detallada de su consumo eléctrico.

La vivienda considerada tiene un consumo eléctrico anual de aproximadamente 3350 kWh y el acondicionamiento de aire se realiza exclusivamente mediante equipos eléctricos (3 equipos de aire acondicionado frío/calor y 1 calventor). El resto del equipamiento eléctrico incluye 1 heladera de 300 dm³ (sin freezer), 1 freezer de 207 dm³, 1 lavarropas, 1 lavavajillas, 2 televisores (de 26" y 55"), 1 horno a microondas, 1 horno eléctrico, 1 PC de escritorio, 2 Laptops, pequeños electrodomésticos y

luminarias (en su mayoría LED). Según datos de la Dirección General de Estadística y Censos del Ministerio de Economía y Finanzas del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, la ciudad tiene aproximadamente 1510000 clientes residenciales del servicio eléctrico que consumieron durante 2018 $4,66 \times 10^9$ kWh (CABA). Resulta, en consecuencia, un consumo promedio por cliente residencial cercano a 3100 kWh, valor levemente inferior al consumo de la vivienda bajo estudio.

Se dispone de los consumos bimestrales, en los períodos indicados en la Tabla 1, registrados por EDENOR SA (Figura 1:) y de las mediciones del consumo, cada 5 minutos, de agosto de 2018 a julio de 2019, obtenidas mediante un prototipo experimental de medidor de energía provisto por la empresa PIXSUN. Este archivo presentaba falta de datos de consumo para una cantidad importante de días en algunos meses, particularmente en agosto, mes de puesta en marcha del equipo de medición.

Bimestre	Fechas de lectura EDENOR	
5/2018	31/07/2018	28/09/2018
6/2018	28/09/2018	29/11/2018
1/2019	29/11/2018	31/01/2019
2/2019	31/01/2019	29/03/2019
3/2019	29/03/2019	31/05/2019
4/2019	31/05/2019	30/07/2019

Tabla 1: Fechas de lectura del medidor, según factura de EDENOR, para cada bimestre considerado.

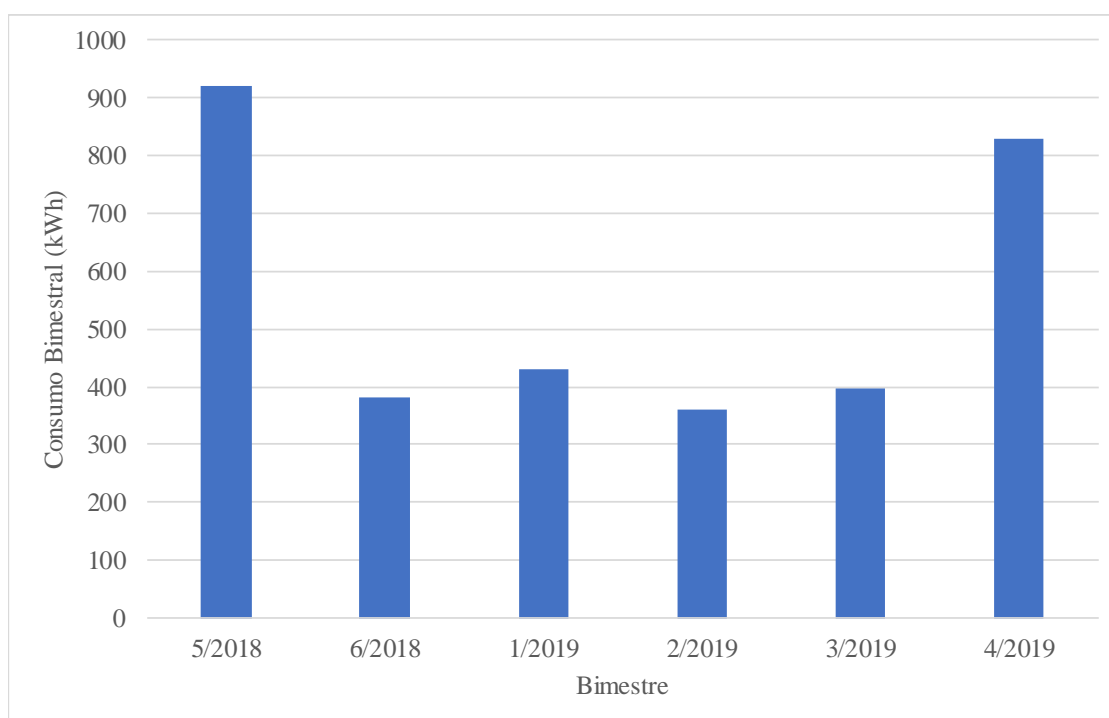


Figura 1: Consumos bimestrales de la vivienda en el período 31/07/2018 a 30/07/2019.

Se desarrolló un programa en lenguaje R (R) para obtener los perfiles de consumo diarios (hora por hora) característicos de cada mes, el consumo medio diario de cada mes, y los consumos mensuales y bimestrales. Se compararon los valores bimestrales obtenidos con los provistos por EDENOR SA, determinando coeficientes de corrección para los datos medidos con el equipo provisto por PIXSUN, del cual se desconoce su clase. Se aplicaron dichos coeficientes a los perfiles horarios característicos de cada mes.

Se completaron los datos faltantes utilizando los valores de consumo horarios característicos correspondientes, obteniéndose de esta forma un archivo con las mediciones horarias de todo el año con consumo anual igual al registrado por EDENOR SA.

Simulación del funcionamiento de un sistema fotovoltaico para autoconsumo e inyección de excedentes a la red

A fin de evaluar el potencial ahorro en el costo del servicio eléctrico como consecuencia de la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red interna de la vivienda, se seleccionó un sistema compuesto por 8 módulos FV de 275 W_p (2,2 kW_p en total) orientados al Norte con una inclinación de 30° con respecto a la horizontal y conectados en serie, y un inversor de 2 kW.

Se realizaron simulaciones del funcionamiento del sistema FV mediante el *software* PVSyst 6.7.8 (PVSyst) utilizando los siguientes datos:

- Valores medios mensuales de temperatura ambiente y velocidad del viento para la ciudad de Buenos Aires provistos por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN).
- Valores medios mensuales de radiación solar global sobre plano horizontal en la localidad de San Miguel (Gersolar).
- Perfil de consumo eléctrico horario de la vivienda en 12 meses, según lo descrito en la sección precedente.

Los principales resultados de la simulación son los siguientes:

- La producción anual de energía del sistema FV es de 3264 kWh/año (Producción Específica \cong 1500 kWh/kW_p/año), que representa aproximadamente 97 % de la energía consumida en la vivienda (3350 kWh/año).
- Del total de la energía eléctrica generada anualmente por el sistema FV (3264 kWh/año) sólo \cong 1100 kWh/año (34 % de la energía generada) se consumen en el interior de la vivienda, mientras que el resto (excedente de generación) es inyectado a la red pública. El sistema FV aporta, en consecuencia, únicamente el 33 % del consumo de la vivienda (1100 kWh/año para un consumo de 3350 kWh/año), debido al escaso acoplamiento entre los perfiles de consumo y generación en gran parte del año (ver Figura 2: y Figura 3:).

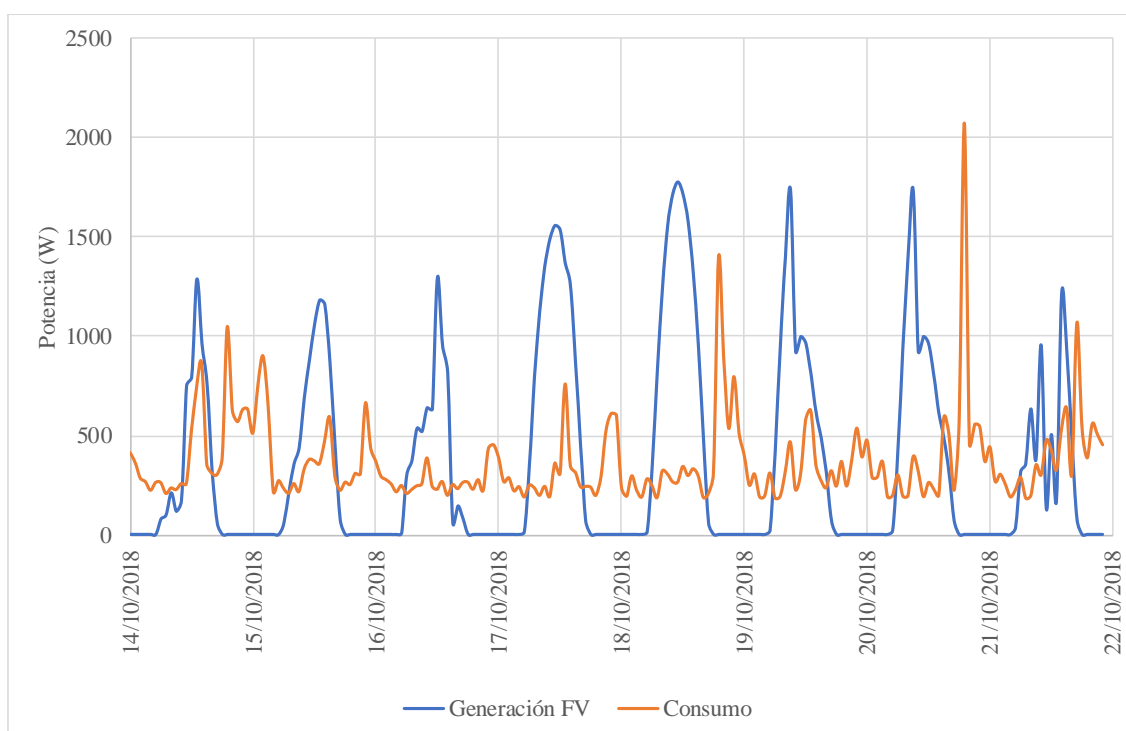


Figura 2: Perfiles de consumo y de generación FV (obtenido este último mediante PVSyst) durante una semana de primavera.

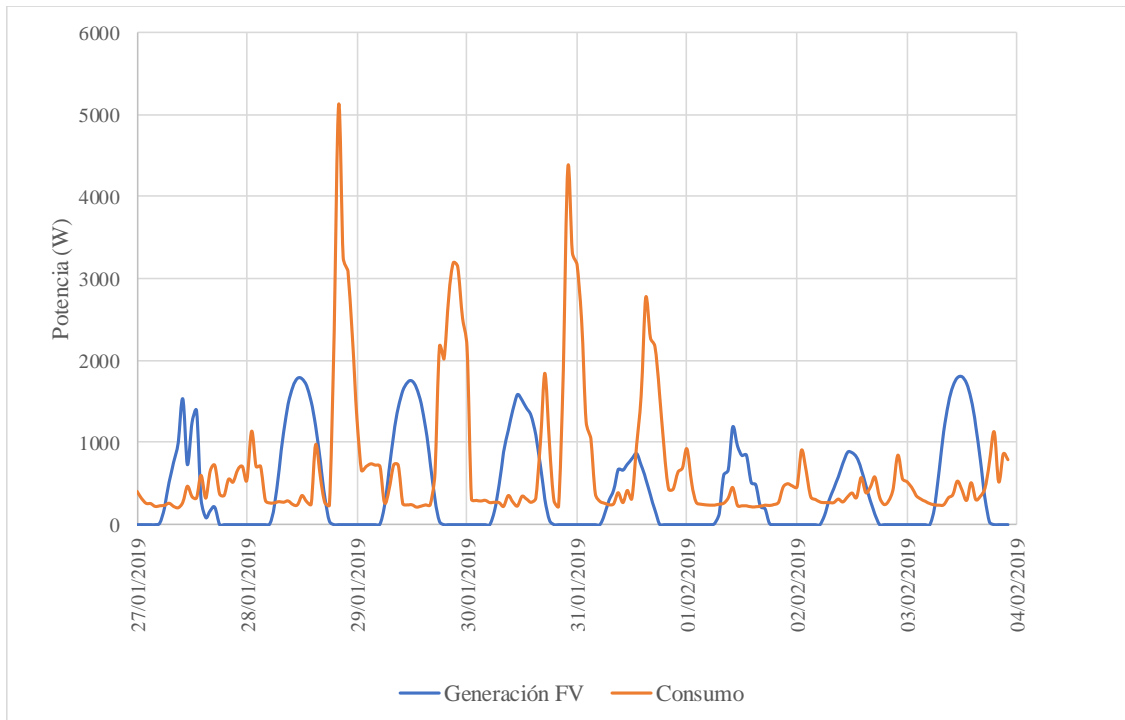


Figura 3: Perfiles de consumo y de generación FV (obtenido este último mediante PVSyst) durante una semana de verano.

La Figura 4: muestra el consumo mensual de energía, discriminado en energía aportada por el sistema FV (energía eléctrica generada por el sistema FV y consumida dentro de la vivienda) y por la empresa distribuidora (energía tomada de la red pública), y la energía solar inyectada a la red pública mensualmente (energía FV no consumida en la vivienda e inyectada a la red pública). Se ve claramente que, salvo en los meses de invierno, la energía generada por el sistema FV es mayormente inyectada a la red pública.

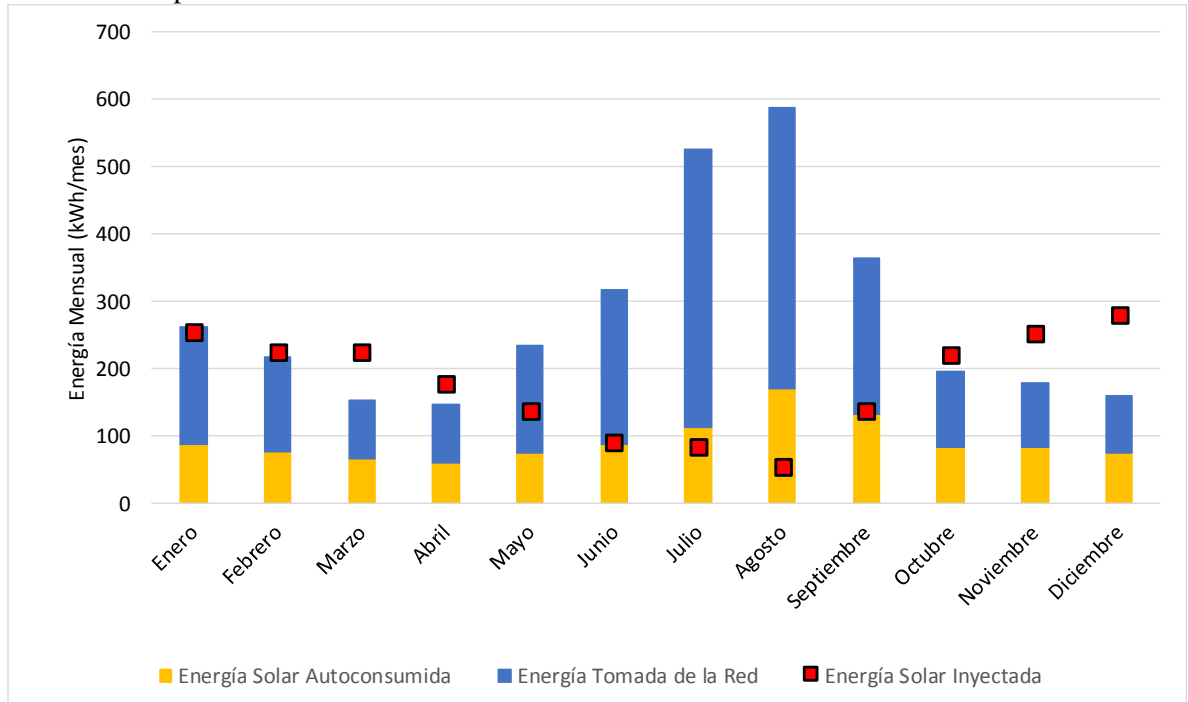


Figura 4: Consumo mensual de energía (energía solar consumida en la vivienda + energía tomada de la red pública), y energía solar inyectada a la red pública (energía solar excedente).

Estimación del ahorro anual en el costo del servicio eléctrico

Utilizando el Cuadro Tarifario vigente a partir del 01/05/2019, Resolución ENRE N° 104/2019 (Figura 5:), se determinó para cada bimestre la subcategoría de la Tarifa T1 que corresponde según el consumo, que a su vez define el cargo fijo y el cargo variable por energía a aplicar en el bimestre. La Tabla 2 muestra el cálculo del costo anual del servicio eléctrico para la vivienda considerada en ausencia del sistema FV, asumiendo que el Cuadro Tarifario no varía durante los 12 meses. Además del impuesto al valor agregado (IVA) se ha incluido la contribución municipal que en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires es de 6,38 %.

Tarifa 1 (Pequeñas Demandas)			Valor (*)
Tarifa	Concepto	Unidad	
T1-R	Uso Residencial		
R1	Consumo mensual inferior o igual a 150 kWh		
	• Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	41,75
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	2,845
R2	Consumo mensual de 151 kWh a 325 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	74,62
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	2,843
R3	Consumo mensual de 326 kWh a 400 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	124,78
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	2,915
R4	Consumo mensual de 401 kWh a 450 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	147,02
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	3,025
R5	Consumo mensual de 451 kWh a 500 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	224,15
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	3,134
R6	Consumo mensual de 501 kWh a 600 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	443,46
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	3,208
R7	Consumo mensual de 601 kWh a 700 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	1.203,40
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	3,508
R8	Consumo mensual de 701 kWh a 1400 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	1.601,38
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	3,515
R9	Consumo mensual mayor a 1400 kWh		
	• Cargo fijo	\$/mes	1.862,31
	• Cargo variable por energía	\$/kWh	3,629

Figura 5: Cuadro Tarifario, Tarifa T1-R (Pequeñas Demandas, Uso Residencial), vigente a partir del 01/05/2019, Resolución ENRE N° 104/2019 (EDENOR).

Bimestre	E Consumida de Red	Tipo de Tarifa	Cargos Red
	kWh		\$
1	422	R2	\$ 1350
2	373	R2	\$ 1210
3	383	R2	\$ 1237
4	843	R4	\$ 2844
5	953	R5	\$ 3434
6	376	R2	\$ 1219
Anual	3350	Sin IVA	\$ 11293
		21,00%	\$ 2372
		6,38%	\$ 721
Total con Impuestos			\$ 14386

Tabla 2: Costo anual del servicio eléctrico en ausencia del sistema FV considerando el Cuadro Tarifario vigente.

A fin de estimar la reducción en el costo anual del servicio eléctrico en presencia del sistema FV, se consideró el Modelo Tarifario para la generación distribuida mediante energías renovables definido en la Ley 27424 y su reglamentación, cuyas principales características son las siguientes:

- Modelo de facturación neta en el cual la tarifa de inyección de excedentes es básicamente el precio mayorista que paga el Distribuidor al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) fijó, mediante la Resolución 189/2019 del 18/07/2019, la tarifa de inyección para Usuarios-Generadores residenciales en 2,062 \$/kWh, vigente a partir del 1 de mayo de 2019.
- En la misma Resolución el ENRE dispuso que en el caso de los Usuarios-Generadores de la categoría T1, el usuario quedará encuadrado mensualmente en la subcategoría residencial de acuerdo con el máximo valor registrado entre la energía adquirida y la inyectada.

Utilizando el Cuadro Tarifario vigente, el Modelo Tarifario para la generación distribuida definido en la Ley 27424 y los resultados de la simulación con PVSyst presentados en la Figura 4., se calculó el costo anual del servicio eléctrico en presencia del sistema FV de 2 kW. Los resultados correspondientes se presentan en la Tabla 3.

Bimestre	E Consumida de Red	E Inyectada a Red	Tipo de Tarifa	Cargos Red	Reintegro Inyección
	kWh	kWh		\$	\$
1	259	536	R2	\$ 884	\$ 1104
2	229	451	R2	\$ 799	\$ 929
3	247	315	R2	\$ 850	\$ 650
4	642	176	R2	\$ 1974	\$ 364
5	648	193	R2	\$ 1991	\$ 398
6	207	473	R2	\$ 737	\$ 976
Anual	2.230	2.144	Sin IVA	\$ 7236	\$ 4422
		IVA	21,00%	\$ 1520	
		Municipal	6,38%	\$ 462	
	Total con Impuestos			\$ 9217	
	Costo Neto Anual				\$ 4796

Tabla 3: Costo anual del servicio eléctrico con sistema FV conectado a la red interna de la vivienda.

Comparando el costo anual entre el caso sin sistema FV (Tabla 1) y con sistema FV (Tabla 2), resulta un ahorro de aproximadamente 9.600 \$/año, que equivalían a 210 USD/año considerando la cotización del USD del Banco Nación del día 2/08/2019 (45,6 \$/USD) y a menos de 170 USD/año con la cotización del 26/08/2019 (57 \$/USD).

Si bien resulta imposible realizar una estimación confiable del tiempo de recuperación de la inversión en un contexto de inestabilidad cambiaria, alta tasa de inflación y tarifas eléctricas congeladas, un sencillo cálculo económico realizado a moneda constante, con una tasa de descuento de 0 %, una degradación anual de los módulos FV de 0,8 % (valor típico de módulos comerciales de silicio policristalino) y un costo de operación y mantenimiento despreciable, muestra claramente que el tiempo de recuperación de la inversión (*payback time*) supera los 20 años.

Las estimaciones presentadas son válidas únicamente para usuarios residenciales del AMBA y con consumos anuales similares al consumo residencial medio de la Ciudad de Buenos Aires. Para clientes residenciales de distribuidoras o cooperativas de otras jurisdicciones los resultados pueden ser significativamente distintos dadas las importantes diferencias tarifarias con el AMBA.

CONCLUSIONES

Se presentó un modelo para la estimación del ahorro en el costo del servicio eléctrico a partir de la instalación de un sistema FV conectado a la red eléctrica interna de una vivienda ubicada en la Ciudad de Buenos Aires. La aplicación del modelo requiere el conocimiento de las curvas de carga horaria de la vivienda a lo largo del año a fin de poder estimar mediante simulaciones la fracción de la energía generada consumida en la vivienda y la fracción inyectada a la red pública. En el caso específico de la vivienda analizada, que tiene un consumo anual similar al consumo residencial medio de la Ciudad de Buenos Aires, sólo el 34 % de la energía aportada por un sistema FV de 2,2 kW_p sería consumida en la vivienda, inyectándose el resto a la red pública.

La evaluación económica realizada en condiciones ideales (costo de operación y mantenimiento despreciable y tasa de descuento 0 %) utilizando el modelo de Facturación Neta definido en la Ley 27424 y con las tarifas minoristas y mayoristas actuales muestran un potencial ahorro anual inferior a \$ 10000, o sea menor a 170 USD/año, monto claramente insuficiente para recuperar la inversión inicial, estimada en aproximadamente 3600 USD para el sistema FV de 2,2 kW_p considerado (Maril, 2019), en un plazo razonable. Este resultado es consecuencia directa de las tarifas eléctricas de la energía eléctrica de red fuertemente subsidiadas, muy especialmente en el AMBA. Cabe destacar, además, que no es posible realizar una evaluación económico-financiera de mediano y largo plazo confiable en un contexto político-económico de gran inestabilidad como el existente en el país.

Se concluye finalmente que, en la situación actual, el logro de un cambio de escala en la instalación de sistemas FV conectados a la red por parte de clientes residenciales requiere la implementación de los beneficios previstos en la Ley 27424 aún no reglamentados, en especial los relacionados con bonificación sobre el costo de capital, financiamiento de la inversión inicial a tasa subsidiada y precio adicional de incentivo a la energía generada. Los certificados de crédito fiscal ya reglamentados pueden resultar útiles para promover la instalación de sistemas de generación distribuida en empresas e industrias, pero son de escaso interés para el usuario residencial.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Sebastián Méndez y Patricio Levy, de la empresa PIXSUN, por la provisión y asesoramiento para el uso del equipo de medición de consumo de la vivienda, y a Ignacio Stocker, Pasante de la Carrera de Ingeniería en Energía de la UNSAM durante el mes de febrero de 2019, por la realización de las primeras estimaciones del posible ahorro en la factura de electricidad como consecuencia de la instalación del sistema FV en la vivienda. Asimismo, se agradecen las sugerencias de uno de los revisores que permitieron mejorar significativamente el artículo original.

El presente trabajo fue financiado por la Comisión Nacional de Energía Atómica y la Universidad Nacional de San Martín.

REFERENCIAS

- Bellini E. (2019) [en línea] Latinoamérica alcanza una potencia fotovoltaica instalada de 10 GW. PVMagazine Latinoamérica, 2 de abril de 2019. Dirección URL: <<https://www.pv-magazine-latam.com/2019/04/02/latinoamerica-alcanza-potencia-fv-instalada-de-10-gw/>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- CABA [en línea] Dirección URL: <<https://www.estadisticaciudad.gob.ar/eyc/?cat=368>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- CAMMESA (2018) [en línea] Informe Anual 2018. CAMMESA. Dirección URL: <<http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- CAMMESA (2019) [en línea] Dirección URL: <<https://despachorenovables.cammesa.com/potencia-instalada/>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- EDENOR [en línea] Dirección URL: <<https://www.edenor.com/flysystem/s3/2019-05/CuadroTarifario.pdf>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- Gersolar [en línea] Gersolar, Universidad Nacional de Luján. Dirección URL <http://www.gersol.unlu.edu.ar/Atlas_Solar/valores-medios.html> [consulta 15 de agosto de 2019]
- IRENA [en línea]. International Renewable Energy Agency. Dirección URL: <<https://www.irena.org/publications>> [consulta 15 de agosto de 2019]

- Jäger-Waldau A. (2018) [en línea]. PV Status Report 2018. European Commission. Dirección URL: <file:///E:/Aplicaciones%20Terrestres/FONARSEC%20-%20FITS%202010%20-%20FV%20Conectado%20a%20Red/Documentos-MEM/pv_status_report_2018_online.pdf> [consulta 10 de octubre de 2019]
- Maril (2019). Presupuesto del instalador de sistemas fotovoltaicos Pablo Maril en febrero de 2019, aproximadamente 1,65 USD/W_p, IVA incluido.
- MINEM (2017) [en línea] Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. Dirección URL: <<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/169410/20170822>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- PVPS (2019) [en línea] Snapshot of Global PV Markets. Report IEA PVPS T1-35:2019. Dirección URL: <https://www.researchgate.net/publication/332606669_2019_-_Snapshot_of_Global_Photovoltaic_Markets>
- PVSYST [en línea] PVSyst Photovoltaic Software (2018). Dirección URL <<https://www.pvsyst.com/>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- R [en línea] R Core Team (2013). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. Dirección URL: <<http://www.R-project.org/>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- REN21 (2019) [en línea]. Renewables 2019 – Global Status Report. Dirección URL: <<http://www.ren21.net/gsr-2019/>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- Sánchez Molina P. (2019) [en línea] Brasil supera la marca de 1 GW en generación distribuida. PVMagazine Latinoamérica, 17 de junio de 2019. Dirección URL: <<https://www.pv-magazine-latam.com/2019/06/17/brasil-supera-la-marca-de-1-gw-en-generacion-distribuida/>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- SMN [en línea] Ministerio de Defensa, Servicio Meteorológico Nacional, Estadísticas Climáticas Normales. Dirección URL: <<https://datos.gob.ar/vi/dataset/smn-estadisticas-climaticas-normales>> [consulta 15 de agosto de 2019]
- Statista (2018) [en línea]. Global installed prices of residential PV by key country 2017. Dirección URL: <<https://www.statista.com/statistics/596890/prices-of-residential-solar-photovoltaics-worldwide-by-select-country/>>
- Terrasa R. y Di Lolli A. (2018) [en línea] Viaje por la gran estafa solar. El Mundo - Economía. Dirección URL: <<https://www.elmundo.es/economia/2017/03/13/58c11c3522601da3218b45e8.html>> [consulta 10 de octubre de 2019]

**LAW 27424 “REGIME FOR THE PROMOTION OF DISTRIBUTED GENERATION”
NET BILLING MODEL:
A CASE OF STUDY IN A HOUSE IN BUENOS AIRES CITY**

ABSTRACT: Law 27424/2017, "Regime for the Promotion of Distributed Generation of Renewable Energy Integrated to the Electricity Network", aims to set the policies and establish the legal and contractual conditions for the generation of electricity of renewable origin by users of the electricity distribution network. The Law establishes a net billing scheme in which the user-generator will receive an injection rate per unit of energy delivered to the distribution network established based on the seasonal price paid by the distributor in the Wholesale Electricity Market (MEM). The objective of this work is to estimate the savings in the annual cost of the electric service that would be obtained by installing a photovoltaic system in a house located in the Autonomous City of Buenos Aires, framed in the regime of Law 27424. To this end, the specific case of a single-family home with an annual consumption of approximately 3350 kWh and a 2.2 kW_p photovoltaic system was analyzed, based on the consumption curves of the house and using the PVSyst simulation software. The results obtained show that, in the present context and with the current electricity rates in the Buenos Aires Metropolitan Area (concession area of EDENOR and EDESUR utilities), the payback time is still very long.

Keywords: photovoltaic solar energy, distributed generation, net billing model, self-consumption.