

Economic Assessment of Energy Savings in an Electric Power Distribution System by Insertion of Photovoltaic Distributed Generation

G. F. di Mauro¹, J. Vignerte², C. Agüero³, J. Strack⁴, D. Anaut⁵

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Universidad Nacional de Mar del Plata

Mar del Plata, Argentina

gdimauro@fi.mdp.edu.ar¹, jmvignerte@fi.mdp.edu.ar²; aguero@fi.mdp.edu.ar³

jlstrack@fi.mdp.edu.ar⁴; danaut@fi.mdp.edu.ar⁵

Abstract – In this work, the economic valuation of the electric energy not requested to the National Interconnected System, due to the incorporation of Photovoltaic Distributed Generation in a distribution system that supplies residential users in the city of Mar del Plata (Argentina), was carried out.

Using computational simulation tools, a real network was modeled with 6100 connected users and 3599 home solar generation sources.

The behavior of the electrical variables of the system was evaluated for five photovoltaic insertion scenarios in the calendar year 2019. In particular, the energy supplied by the solar sources for user consumption, the active losses of the system and that exported to the external network. Each energy contribution was valued in monetary terms through its average monthly Monomial Price, yielding the annualized economic amounts in concept of savings for energy not required from the conventional generation system.

The results show that monetary savings increase as photovoltaic generation is incorporated, however, from a level of insertion of solar sources of 60%, the incremental economic benefit decreases, marking a milestone at the optimal investment level of the analyzed system as a set.

Keywords – electric power distribution system; power distribution simulation; photovoltaic distributed generation; renewable energy sources; energy saving.

I. INTRODUCCIÓN

Según se manifiesta en el documento del “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”, elaborado por la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía (Res. 517/2023) [1], Argentina se encuentra inmersa en un proceso de Transición Energética, cuyo objetivo es transformar la producción de energía eléctrica asentada en el uso de combustibles fósiles en un sistema energético diversificado y sustentable, basado en fuentes renovables, como la solar, eólica, biomasa, hidráulica y otras.

Teniendo como antecedentes las leyes previamente sancionadas [2,3], que propician la incorporación de fuentes renovables al sistema de generación eléctrica, en el año 2017 entra en vigencia la Ley 27.424 [4] sobre el “Régimen de

Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública” con su Decreto Reglamentario N°986 del año 2018 [5]. Dicha Ley tiene por objeto fijar las políticas públicas y establecer condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, estableciendo la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de asegurar el libre acceso a la red, sin perjuicio de las facultades propias cada provincia. Esta Ley da mayor participación a los consumidores finales de energía eléctrica, permitiéndoles abastecer sus propias demandas e incluso inyectar excedentes de generación a la red. Esta facultad de producir energía para su propio consumo y exportar a la red mediante un sistema de conexión “on-grid”, convierte a los usuarios en “Usuario-Generador” (UG).

El autoconsumo de electricidad a nivel residencial puede constituirse en uno de los dinamizadores principales de la transición energética hacia la mejora de los sistemas actuales, dando la oportunidad a los ciudadanos, comunidades, asociaciones y empresas la posibilidad de cambiar el consumo energético del tradicional a renovable, con el uso de las herramientas específicas orientadas a políticas de gestión de la demanda.

La Generación Distribuida (GD) es sólo un componente dentro del conjunto de los denominados Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) que, en términos amplios e independientemente de la fuente que le da origen, se refiere a la generación eléctrica descentralizada o dispersa proveniente de un conjunto numeroso de pequeñas fuentes aisladas o conectadas a la red, ubicadas en lugares próximos a los centros de consumo [6,7].

Dentro de la diversidad de consumidores de electricidad con capacidad de generar e inyectar energía a la red de distribución en el marco de la Generación Distribuida, se encuentran los usuarios residenciales ubicados en barrios cuyo código territorial de uso de suelo [8] prevea espacios libres en la superficie de sus terrenos o cuyo estilo de construcción permita la instalación de paneles fotovoltaicos en los techos de los domicilios.

El Artículo 2° de la Ley 27.424 menciona que dentro de los objetivos de la promoción de la Generación Distribuida busca alcanzar una mejor “eficiencia energética”, “la reducción de las pérdidas en el sistema interconectado”, “la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto” y “la protección ambiental”.

Atentos a estos objetivos planteados y bajo el contexto mencionado, en el desarrollo del presente trabajo, que conforma una continuidad de los resultados presentados en [9,10] de los mismos autores, se evaluó, con herramientas de simulación computacional, cuáles son los cambios en el comportamiento eléctrico de la red de distribución de baja tensión y media tensión de un sector residencial de la Ciudad de Mar del Plata ante la incorporación de Generación Distribuida Fotovoltaica. Se aborda particularmente la valoración económica del ahorro energético en el sistema de distribución de energía eléctrica durante el año calendario del 2019. Se plantearon distintos escenarios que comprenden desde la distribución convencional, autoabastecimiento de los usuarios e inyección de generación fotovoltaica excedente a la red. Con los resultados obtenidos se logró cuantificar las expectativas de ahorro monetario por la sustitución de energía requerida al Sistema Interconectado Nacional para el período mencionado.

II. ANTECEDENTES

Como se mencionó anteriormente, con el fin de aportar tecnología a la transición energética, la inversión en infraestructuras de energía renovable aumentará especialmente en la red de distribución de media y baja tensión. La incorporación de fuentes generadoras en la red cambia las características de funcionamiento del sistema, impactando en diversos parámetros técnicos en función de su tamaño, ubicación y topología de la red. Numerosos grupos de trabajo se han abocado al estudio de las implicancias técnicas que conlleva la penetración de generación distribuida en los sistemas de distribución. Se puede mencionar algunos en los que el presente trabajo ha tomado como referencia, [11-13]. En ellos se abordan análisis puramente técnicos.

Más allá de la implementación técnica de los sistemas de generación renovable, los aspectos económicos de la transición energética juegan un papel decisivo en la velocidad de su ejecución. Es por ello que se pueden encontrar algunas publicaciones dedicadas a este análisis. Los autores del trabajo descrito en [14] sostienen que la transición energética tiene sentido desde el punto de vista económico, sea cual sea la postura que se tenga sobre el cambio climático. A través de un análisis de los costos de las tecnologías renovables maduras y su impacto potencial en los precios minoristas de la energía en cuatro países europeos importantes, demuestran que no hace falta que suba el precio del CO₂ para que la transición energética llegue a buen puerto; lo que marca la diferencia es el descenso previsto en los costos no subvencionados de la energía fotovoltaica a escala comercial y la energía eólica terrestre a lo largo del tiempo. Se calculan los valores actuales netos (VAN) para una instalación de hasta el 80%-90% de energía solar y eólica en promedio en la matriz energética,

suponiendo una evolución en el precio real del gas natural hasta 2030. En este análisis se concluye que no existen motivos para pensar que la transición energética no pueda ser financiada en su mayor parte, o incluso en su totalidad, por el sector privado.

Las pérdidas activas en las redes de distribución constituyen un componente a tener en cuenta como parte de los costos de generación. En efecto, la energía disipada en forma de calor puede ser alimentada en mayor o menor proporción desde las fuentes convencionales de generación o por los sistemas de generación distribuida renovable de acuerdo a su grado de inserción. En el ámbito de las redes de distribución domiciliaria, la energía de pérdidas alimentadas por este último sistema no computa para el cálculo de costos de generación convencional, de aquí que reviste importancia el estudio de las mismas para cada escenario de funcionamiento de la red de distribución. El trabajo [15] presenta el análisis del impacto de la generación distribuida en la pérdida de energía y el perfil de tensión de una red de distribución con diferentes niveles de penetración de GD. Las diversas tecnologías de generación distribuida son modeladas en función de sus características de salida eléctrica. Se desarrolla un índice de perfil de tensión que permite que un valor único represente qué tan bien el voltaje coincide con el valor ideal. Los autores evalúan cómo el grado de inserción y la ubicación de la GD afectan las pérdidas y el perfil de tensión. Demuestran, para el caso de estudio planteado, que la integración de GD reduce las pérdidas de energía en la red, sin embargo, a medida que aumenta la penetración, las pérdidas de energía comienzan a aumentar. Esto significa que existe un nivel máximo de penetración más allá del cual la GD aumentará las pérdidas en la red. Por otro lado, el nivel de penetración al que se obtiene la pérdida mínima varía con el nivel de tensión en el punto de conexión común, la tecnología GD empleada y de una barra a otra.

Otras publicaciones como [16,17] desarrollan estudios en el mismo sentido sobre el comportamiento de las pérdidas activas, llegando a conclusiones similares según la topología de la red. Sin embargo, no se realiza discriminación alguna sobre el origen de la fuente que las alimenta, necesario para imputar o no al cálculo de los costos de generación.

III. MATERIALES Y MÉTODOS

A. Área de Estudio

Con la metodología descrita en [9] se seleccionó el área residencial abastecida por la red de distribución en la Ciudad de Mar del Plata para realizar el estudio en el presente trabajo. La misma está alimentada por el distribuidor de media tensión denominado DF perteneciente a la empresa distribuidora local que consta de 6,7 km de líneas aéreas de 13,2kV, 112 km de líneas de baja tensión (220/380V) (incluyendo acometidas a usuarios), 16 subestaciones MT/BT y 6100 usuarios residenciales.

El área, de baja/media densidad poblacional, está ubicada en el noroeste de la ciudad y se caracteriza por estar compuesta por un 95% de usuarios residenciales, con viviendas cuyas características constructivas permiten la instalación de

sistemas fotovoltaicos en la mayoría de las unidades habitacionales.

En la Fig. 1 puede observarse el área de estudio seleccionada superpuesta al entorno de la plataforma Google Earth, indicándose el recorrido de las líneas de media tensión y ubicación de subestaciones.



Fig. 1. Zona residencial alimentada por el distribuidor DF. Fuente: elaboración propia.

B. Modelado del Sistema Eléctrico

La red de distribución, usuarios y fuentes fotovoltaicas fueron modelados con el programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia DIGSILENT PowerFactory utilizando la información topológica, datos constructivos, demandas y consumos suministrados por la empresa concesionaria del servicio eléctrico.

El Distribuidor DF es alimentado desde una barra en 13,2kV a través de dos transformadores de 44MVA cada uno, ubicados en la Estación Transformadora 132/13,2kV (ETJ). Este nodo fue considerado como punto de conexión con el Sistema Interconectado Nacional (SADI) y fue representado, en el entorno del programa de simulación, mediante una Red Externa (Fig. 2).

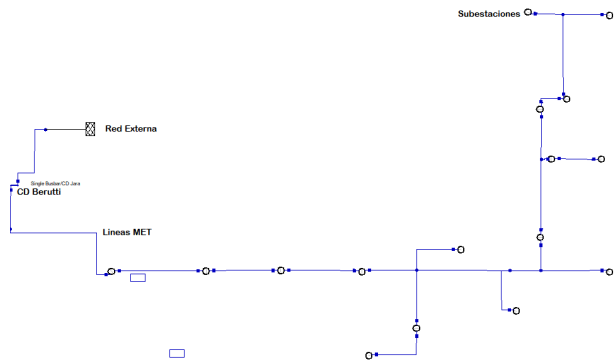


Fig. 2. Digitalización del Distribuidor DF en el entorno del software de simulación. Fuente: elaboración propia.

El esquema digitalizado siguió el recorrido del tendido real simbolizando las subestaciones en la ubicación geográfica que realmente ocupan. Para lograr esto, se colocó como fondo del diagrama una imagen satelital de la zona geográfica, y se

dibujaron los elementos gráficos correspondientes sobre la misma. Así, se digitalizaron todos los elementos que componen la red hasta las acometidas a los usuarios en BT (Fig. 3).

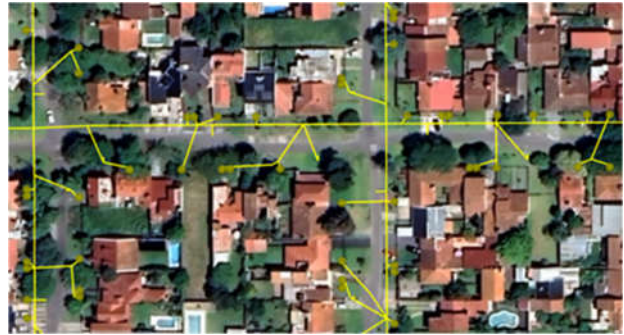


Fig. 3. Red de baja tensión digitalizada. Fuente: elaboración propia.

C. Demanda de Usuarios

La demanda de potencia diaria de los usuarios residenciales fue modelada en función de las curvas de demanda del distribuidor que los alimenta y de sus datos de consumo de energía de facturación bimestral.

Tal como lo descrito en [9], el perfil de demanda diaria del conjunto de usuarios se reconstruyó a partir de los valores de corriente [A] suministrada por el distribuidor DF cada 30 min a lo largo del año calendario 2019. Estas curvas de corriente vs. tiempo fueron normalizadas tomando como base el promedio diario de corriente.

A los efectos de representar los “hábitos de consumo” de los usuarios en diferentes días de la semana a lo largo del año, se realizó un promedio de cada curva obtenida para días hábiles, días sábados, y otro para días domingos/feriado que fueron incorporadas al software de simulación como un perfil de demanda de cada uno de ellos.

Contando con la información de facturación bimestral de energía de cada uno de los consumidores para el año 2019, se obtuvo el valor de potencia media diaria [kW] demandada en cada período, dato que también fue almacenado en el programa de simulación para cada usuario.

Con la información mencionada anteriormente almacenada fue posible reconstruir, en términos estadísticos, el perfil de demanda de potencia diaria para casa usuario. Dato que el software de simulación realiza a requerimiento de cálculos multiplicando el perfil de carga en [p.u.] por la potencia media diaria para el día y hora solicitada. La Fig. 4 muestra el resultado de dichos cómputos para un día completo.

C. Generación Fotovoltaica

De la Guía del Recurso Solar [18] se extrajeron los valores medios diarios de irradiación global sobre el plano horizontal [kWh/m²] para los 12 meses del año en la región de estudio. En conjunto con los datos de la irradiación horaria de un día promedio de cada mes del año (2019), obtenidas del sitio web SOLARGIS [19], se confeccionaron las curvas diarias de irradiación en el plano horizontal [Wh/m²], que son comunes a todos los usuarios (Fig. 5).

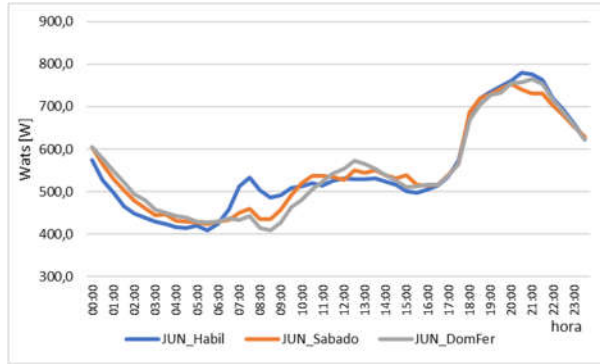


Fig. 4. Perfil de demanda de potencia diaria de un usuario residencial. Fuente: elaboración propia.

Las características constructivas de las viviendas de la zona en estudio permiten colocar paneles solares en la cubierta de sus techos que, en su mayoría, están contruidos con tejas y poseen una inclinación promedio de 30°.

De acuerdo a la traza urbana, la orientación constructiva de los techos y consecuentemente de las placas solares montadas sobre ellos, se distinguen dos orientaciones mayormente posibles respecto al norte, que son de -55° y + 35°.

Tanto la inclinación y orientación fueron considerados para el cálculo de la irradiación solar que realmente incide en el plano del panel fotovoltaico factible de ser colocado en el domicilio de cada usuario-generador.

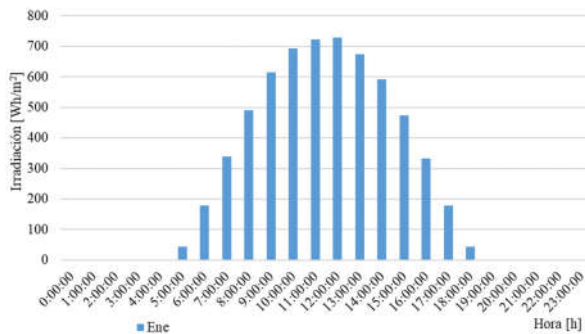


Fig. 5. Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [Wh/m²] para el mes de enero. Fuente: elaboración propia.

Con la asistencia de herramientas disponibles en la aplicación Google Earth se inspeccionó la vista en planta de cada una de las viviendas para determinar la factibilidad de la colocación de paneles solares. En aquellas en que fuera posible, se calculó el área disponible para tal fin, determinándose la cantidad máxima de placas a colocar en función de sus dimensiones.

Para acotar la cantidad de paneles FV a instalar en cada domicilio, también se tuvo en cuenta un criterio adoptado por instaladores locales que establece que la instalación FV genere a lo largo del año, como máximo, la misma cantidad de energía anual consumida por el usuario.

Analizando ambos criterios, se adoptó, para cada domicilio, aquel que resulta con un menor requerimiento en cantidad de placas.

Los datos referentes a la irradiación en el plano horizontal fueron almacenados en el software de simulación como un elemento común a todos los usuarios mientras que, para cada uno de ellos, se asoció la potencia pico [Wp] de su propia instalación FV, factor de corrección por inclinación y de orientación para cada mes. Con la combinación de estos datos el software de simulación es capaz de calcular la potencia generada en cada domicilio en cada día y hora del año a requerimiento, necesarios para calcular los flujos de potencia.

Como resultado, se simuló la colocación de paneles FV en 3599 de los 6100 usuarios del área con un promedio de 5 paneles FV por vivienda con una potencia de 345Wp.

D. Escenarios de Simulación

Las condiciones de funcionamiento del sistema de distribución sin la incorporación de generación fotovoltaica se establecieron en el Escenario Base, el cual fue considerado como referencia para la comparación de distintas variables con los demás escenarios en los que sí se incluye el aporte de energía por parte de los usuarios-generadores.

Se definieron otros 5 escenarios con porcentajes de inserción fotovoltaica del 20%, 40%, 60%, 80% y 100%. En este último se consideran habilitados los 3599 equipos fotovoltaicos, en el resto, el porcentaje correspondiente. Para definir los equipos habilitados en los escenarios intermedios se realizó una asignación aleatoria teniendo en cuenta la ubicación geográfica de los mismos a los efectos de realizar una distribución homogénea en el territorio analizado, tratando de evitar una concentración geográfica de equipos FV funcionando.

Con los datos almacenados descriptos anteriormente, mediante el programa de simulación, se ejecutó una “Simulación Quasi-dinámica” para todos los escenarios planteados. Cada una de ellas consistió en el cálculo de flujos de potencia y extracción de las variables deseadas para el período analizado, que comprende desde el 1/01/2019 a las 00:00hs hasta el 31/12/2019 a las 23:30hs con intervalos de 30min. Así, el programa ejecutó 17520 cálculos de flujo de carga por cada escenario considerado.

E. Valoración Económica de la Energía

Con el propósito de valorar económicamente la energía generada por los sistemas fotovoltaicos en el distribuidor, se utilizó el Precio Monómico como indicador de precios del Mercado Mayorista Eléctrico establecido a lo largo del año 2019 y elaborado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) [20].

El Precio Monómico Medio Mensual, dado en [\$AR/MWh] y [USD/MWh], es representativo del costo total de operación del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM), que incluye los cargos de potencia y sus servicios asociados; los sobrecostos debido a la utilización de combustibles, los cargos a la demanda excedente de los GU (Grandes Usuarios) y los Contratos de Abastecimiento MEM [20].

El Precio Monómico lo paga la parte demandante (que puede estar representada por grandes usuarios y distribuidores) y lo cobran los generadores y transportistas, según corresponda. Este indicador se calcula como el cociente entre la sumatoria de los costos de producción (energía, potencia y transporte) y la demanda abastecida en el MEM.

Los conceptos asociados a la producción de energía eléctrica, incluidos en el Precio Monómico, se pueden dividir en tres grupos principales: Energía, Potencia y Reserva y Transporte que, a su vez se discriminan en sub-componentes como se muestra en la Tabla I [21].

TABLA I
COMPONENTES DEL PRECIO MONÓMICO. FUENTE [21]

Componente	Precio Energía
	Energía Adicional
	Sobrecostos de Combustibles
	Sobrecostos Transitorios de Despacho
	Cargo Demanda Excedente + Cuenta Brasil + Contratos Abastecimientos MEM + Sobrecosto Compra Conjunta
Componente	Potencia + Reserva
	Potencia Despachada
	Potencia Servicios Asociados
	Potencia Reserva Corto Plazo + Servicios Reserva Instantánea
	Potencia Reserva Mediano Plazo
Componentes	Transporte
	Transporte Alta Tensión
	Transporte Distribución Troncal

El precio de los componentes mencionados varía según el volumen de generación térmica requerido, dependiendo principalmente de la oferta hidroeléctrica, del precio del gas y de sus combustibles sustitutos, dado que el valor de estos últimos se incluye en la cuenta como un sobrecosto transitorio del despacho.

Los principales combustibles que se utilizan son el gas natural, fueloil y gasoil. El precio del gas natural se define en el mercado interno siguiendo una política establecida para el mismo. El fueloil es de origen nacional y su precio lo define el mercado interno, sujeto al costo del barril de petróleo nacional. El gasoil en general es importado y su precio está sujeto a la variación del barril de petróleo y a la tasa de cambio peso/dólar [22].

En la Tabla II se exponen los valores de los Precios Monómicos como promedios mensuales para el año 2019, extraídos del Informe Anual CAMMESA del mismo período [20].

TABLA II
VALORES DE PRECIOS MONÓMICOS. PROMEDIOS MENSUALES (2019)
FUENTE [20]

Mes (2019)	Precio Monómico Mensual [SAR/MWh]	Tasa de Cambio [SAR/USD]	Precio Monómico Mensual [USD/MWh]
1	2384,5	37,6	63,4
2	2674,4	37,7	70,9
3	2829,8	39,7	71,2
4	3031,9	42,8	70,8
5	2996,9	44,4	67,5
6	3353,7	45,0	74,6
7	3416,9	42,4	80,6
8	4000,4	44,5	89,9
9	4182,5	55,3	75,6
10	3938,1	57,4	68,6
11	3833,0	59,4	64,5
12	3739,1	59,8	62,5

IV. RESULTADOS

En el trabajo [9] de los mismos autores y en base a las simulaciones de funcionamiento del Sistema de Distribución correspondiente al estado base y a los distintos escenarios de inserción de generación fotovoltaica, se presenta un análisis del balance anual de energía puesta en juego entre la Red Externa al distribuidor, la demanda de los usuarios y las pérdidas activas en las líneas. En base a estos resultados se valoriza la energía ahorrada o no requerida al Sistema Interconectado, por haber incluido la generación distribuida solar en el sistema de distribución en estudio.

El análisis se realiza sobre la energía FV consumida por la propia carga de los usuarios del distribuidor, la energía de pérdidas abastecida por los paneles FV y la energía FV total generada compuesta por las anteriores más la que se exporta a la Red Externa como excedente del sistema. Se discrimina cada mes del año 2019 en virtud de que, tanto el Precio Monómico como la tasa de cambio SAR/USD varían en cada uno de ellos [23]. Con los precios mensuales, se totaliza la valoración económica para el año calendario y para cada escenario de inserción FV.

A modo de ejemplificar la elaboración de los datos para el cálculo de valorización económica, a través de la Tabla III se muestra el proceso realizado para el escenario correspondiente al 80% de inserción FV. Los resultados se representan gráficamente y analizan en las figuras siguientes.

En la Fig. 6 se muestra la energía mensual que las fuentes solares aportan al consumo demandado por la carga de los usuarios del Distribuidor DF. Esta energía se considera como un ahorro en la demanda al Sistema Interconectado Nacional. La valoración del ahorro en moneda estadounidense está expresada en la Fig. 7 la cual alcanza un monto anual de 202013,6 USD, como suma de los 12 meses.

TABLA III.
VALORACIÓN ECONÓMICA DE LA ENERGÍA A TRAVÉS DEL PRECIO MONÓMICO PARA ESCENARIO 80% INSERCIÓN FV.
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Mes (2019)	Energía Ahorrada en Cargas Propias		Energía Ahorrada en Pérdidas		Energía FV Total Generada	
	Energía mensual [MWh]	Valor monetario [USD]	Energía mensual [MWh]	Valor monetario [USD]	Energía mensual [MWh]	Valor monetario [USD]
1	348.8	22112	11.5	728	529.3	33556
2	295.2	20931	8.8	620	422.3	29945
3	295.6	21048	6.2	443	349.7	24894
4	253.4	17952	4.7	331	292.1	20691
5	208.2	14065	2.6	178	220.2	14875
6	170.0	12682	0.0	0	170.0	12682
7	175.3	14129	0.0	0	175.3	14129
8	253.6	22805	2.4	214	260.3	23404
9	279.6	21147	5.2	390	316.5	23940
10	330.8	22674	8.2	561	422.0	28928
11	325.3	20976	10.4	668	477.7	30809
12	348.7	21789	11.4	711	526.1	32874
Total		232310.6		4843.7		290726.6

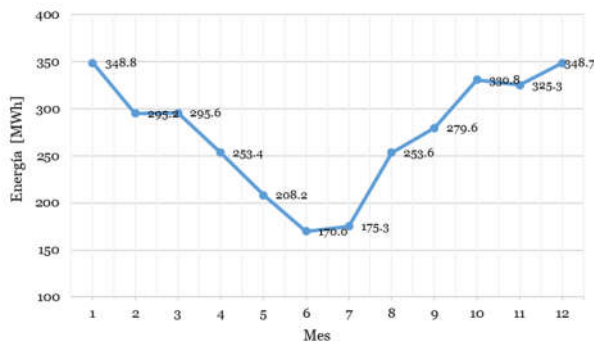


Fig. 6. Energía mensual suministrada a las cargas del distribuidor por la generación FV. Escenario 80%. Fuente: elaboración propia.

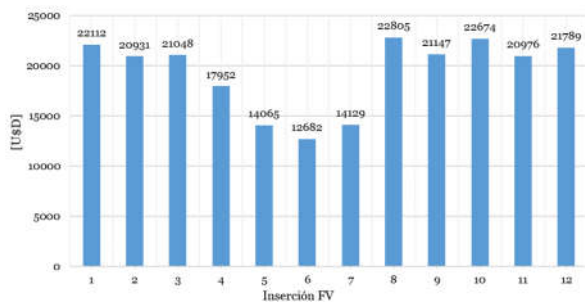


Fig. 7. Valoración económica de la energía mensual suministrada a las cargas propias del distribuidor por la generación FV. Escenario 80%. Fuente: elaboración propia.

El mismo análisis realizado para las pérdidas activas propias del distribuidor, alimentadas por las fuentes solares, lleva a la Fig. 8, que muestra la energía mensual aportada por dicho concepto, mientras que en la Fig. 9 se grafica su correspondiente valorización económica. De esta última se deduce el ahorro acumulado anual de 4843,7 USD. La menor producción de energía proveniente de las fuentes solares en época invernal que se aprecia en las curvas, marcada por la

forma de “V”, se traducen en un menor o nulo ahorro monetario en dicho período.

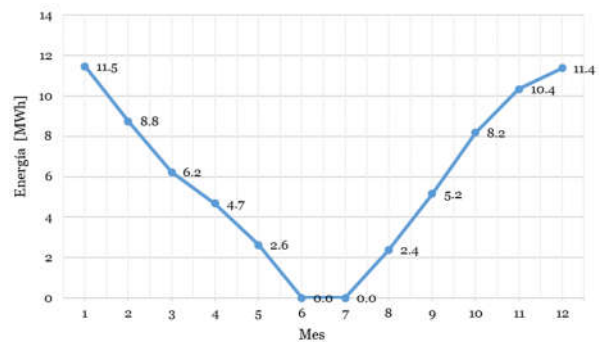


Fig. 8. Energía mensual suministrada a las pérdidas activas del distribuidor por la generación FV. Escenario 80%. Fuente: elaboración propia.

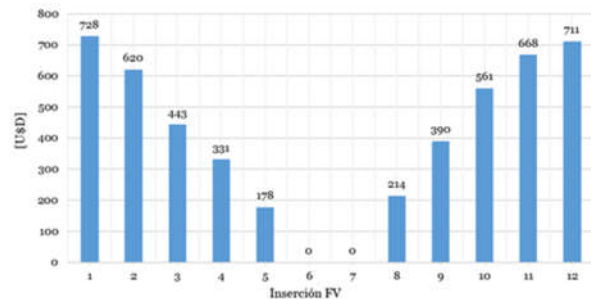


Fig. 9. Valoración económica de la energía mensual suministradas a las pérdidas activas propias del distribuidor por la generación FV. Escenario 80%. Fuente: elaboración propia.

La energía total generada por las fuentes solares puede interpretarse como el ahorro total de demanda al SADI, repartiéndose su aporte entre lo consumido por las cargas de los usuarios, las pérdidas propias del distribuidor y lo exportado a la Red Externa. La Fig. 10 muestra la energía

mensual bajo este concepto y la Fig. 11 su valoración económica que alcanza un acumulado anual de 290726,6USD.

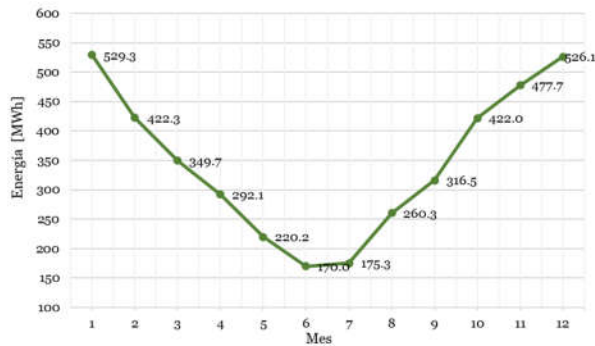


Fig. 10. Energía mensual total generada por los paneles solares. Fuente: elaboración propia.

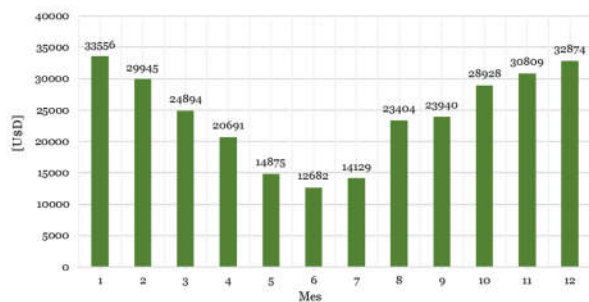


Fig. 11. Valoración económica de la energía mensual total generada por los paneles solares. Fuente: elaboración propia.

El mismo proceso se repitió para el resto de los escenarios, de los cuales se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla IV y graficados en la Fig. 12.

Puede observarse un escaso ahorro económico relativo que involucra a las pérdidas activas en la red, mientras que el ahorro relacionado al suministro de energía a los usuarios tiende a un valor límite correspondiente con el hipotético abastecimiento total de la generación FV a dicha demanda.

Para poder apreciar el ahorro monetario porcentual por cada ítem, se elaboró la Fig. 13 donde se muestran los resultados de la relación entre el valor de la energía ahorrada por Cargas Propias, Pérdidas y Totales (Cargas+Pérdidas) en el distribuidor, respecto a los valores económicos de la energía aportada por la Red Externa en el escenario base por el mismo concepto.

Para el cálculo de dichas relaciones se hallaron los valores de referencia para el Escenario Base y que se detallan a continuación:

Energía Consumida anual Cargas Propias	749275USD
Energía Consumida anual Perdidas	39844USD
Energía Total A anual (Cargas+Pérdidas)	789120USD

TABLA IV.
VALORACIÓN ECONÓMICA DE LA ENERGÍA FV ANUAL GENERADA PARA CADA ESCENARIOS DE INSERCIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Escenario	Valor Energía Ahorrada en Cargas Propias [USD]	Valor Energía Ahorrada en Pérdidas [USD]	Valor Energía FV Total Generada [USD]
Base	0	0	0
20%	74618	0	74618
40%	146929	18	146959
60%	202397	2259	219088
80%	232311	4844	290727
100%	249702	7412	364763

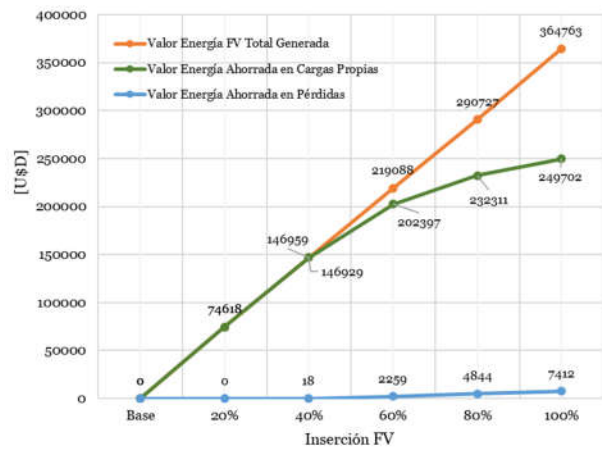


Fig. 12. Valoración económica de la energía FV anual para cada escenario de inserción FV. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 13 puede observarse un ahorro máximo del 32,6% en concepto Energía Total consumida en el distribuidor, para el escenario de 100% de inserción FV.

Si bien, en términos monetarios absolutos, no implica un monto de gran relevancia, en el ítem de pérdidas se alcanza un ahorro del 19% en el mismo escenario.

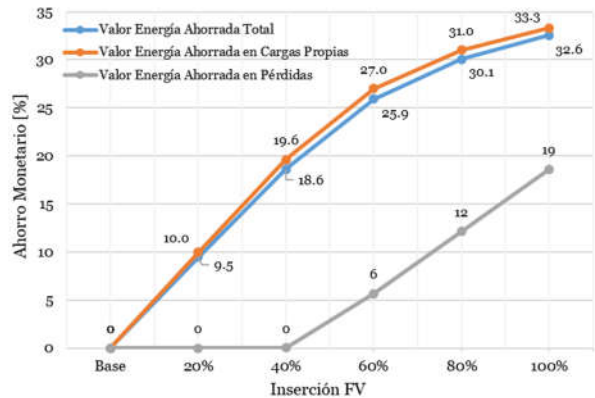


Fig. 13. Porcentaje de ahorro monetario para cada escenario producto de la generación FV. Fuente: elaboración propia.

V. CONCLUSIONES

En base a las expectativas de la Ley 27.424 que en su Artículo 2° menciona que dentro de los objetivos de la promoción de la Generación Distribuida se busca una “reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto”, se puede concluir que este objetivo es alcanzado para este caso de estudio. La valoración económica a través del Precio Monómico arroja un ahorro máximo anual, para el escenario del 100% de los paneles FV activos de 364.763USD en concepto de Energía Total ahorrada en el Distribuidor DF; 249.702 USD por Energía consumida por las Cargas y 7.412 USD en concepto de Pérdidas Activas. Esto montos representan 32,6%, 33,3% y 19% respectivamente referidos a valores de costos calculados para el Escenario Base.

Por otro lado, si se analiza el incremento del beneficio monetario porcentual a medida que avanza el nivel de inserción FV puede observarse en la Fig. 13 que la tasa de cambio disminuye notoriamente a partir del 60%. Si el Distribuidor DF se analizara como una unidad de negocio merecería realizar un estudio de conveniencia detallando los costos de inversión de equipamiento fotovoltaico versus los beneficios en concepto de ahorro de energía, para niveles de inserción FV más allá del 60%. A priori, y de acuerdo al desarrollo de la curva, parecería que un nivel de inserción de 60% sería el apropiado.

VI. REFERENCIAS

- [1] Resolución 517/2023. Ministerio de Economía Secretaría de Energía. “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”.
- [2] Ley 26.190/06. “Regimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”. Boletín Oficial Rep. Argentina.
- [3] Ley 27.191/15. “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Modificación de la Ley 26.190/06”. Boletín Oficial Rep. Argentina.
- [4] Ley 27.424/17. “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”. Boletín Oficial Rep. Argentina.
- [5] Decreto 986/18. Reglamentación Ley 27.424/17 “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”. Boletín Oficial Rep. Argentina.
- [6] Energy Research Office - Ministerio de Minas y Energía - Brazil, «Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies,» Rio de Janeiro, 2018.
- [7] T. Ackermann, G. Andersson y S. Lennart, «Distributed generation: a definition,» Electric Power Systems Research, vol. 57, pp. 195-204, 2001.
- [8] Municipalidad de Gral. Pueyrredón, Ordenanza N° 13.231. “Código de Ordenamiento Territorial (C.O.T.)”, Mar del Plata, 1979.
- [9] di Mauro G., Serna M., Vignerte J., Aguero C., Strack J. “Behavior of Active Losses in a Real Electrical Distribution System with Insertion of Photovoltaic Generation”. 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), 2022.
- [10] Serna M., di Mauro G., Vignerte J. “Cuantificación de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Ahorradas en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica con Inserción de Generación Distribuida Fotovoltaica On-grid”. XIV Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission, CLAGTEE 2022.
- [11] V. Vita, T. Alimardan and L. Ekonomou, “The impact of distributed generation in the distribution networks’ voltage profile and energy

losses,” 2015 IEEE European Modelling Symposium (EMS), 2015, pp. 260-265, doi: 10.1109/EMS.2015.46.

- [12] L. Álvarez, L. Neves, J. López, S. Zambrano. “Impacto de la generación distribuida en la red de distribución”. Maskana Congreso I+D+Ingeniería 2017. Universidad de Cuenca. Ecuador, 2017.
- [13] L. M. de Sousa Lima, V. O. da Silva, T. M. de Lima and A. Santana, «Impacts of Photovoltaic Insertion On Distribution Losses in a Amazonian Distribution System,» de 2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA), 2020.
- [14] Real Instituto Elcano. “Razones económicas para la transición energética”. Disponible en: <https://www.realinstitutoelcano.org/analisis/razones-economicas-para-la-transicion-energetica/>. 12/2023.
- [15] A.S.O. Ogunjuyigbe, T.R. Ayodele, O.O. Akinola. “Impact of distributed generators on the power loss and voltage profile of sub-transmission network”. Journal of Electrical Systems and Information Technology 3 (2016) 94–107. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jesit.2015.11.010>
- [16] P. H. M. Nascimento, O. F. Ávila, L. E. de Oliveira, J. A. P. Filho, J. T. Saraiva and I. C. da Silva, "Impact of Distributed Generation Penetration on Distribution Network Technical Losses," 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2019.8916383.
- [17] R. L. Gaudereto de Freitas, R. F. Calili, D. R. Louzada and S. L. Braga, "Photovoltaic Distributed Generation Use to Reduce Technical Losses in Areas with Overloaded Feeders," 2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Calgary, AB, Canada, 2020, pp. 2270-2273, doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300592.
- [18] C. Navntoft y M. P. Cristófolo. “Guía del Recurso Solar”. Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. Presidencia de la Nación Argentina. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 2019.
- [19] SolarGis. Recurso Web: <https://solargis.com/es>
- [20] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) , «Informe Anual 2019,» [En línea]. Available: <https://portalweb.cammesa.com/Pages/PgInformeAnual.aspx>.
- [21] Pesce, Gabriela; Pedroni, Florencia; El Alabi, Emilio; Di Rocco Paula, “Mercado de Energía Eléctrica Mayorista en la Argentina: ¿Y Si Hubiese Riesgo de Precio? Una Propuesta de Derivados Exóticos”. XL Jornadas Nacionales de Administración Financiera, Bahía Blanca, 2020.
- [22] Eleonora Becker, “Análisis del Mercado Eléctrico Argentino”. Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, 2020.
- [23] Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), “Base de Datos - Informe Anual del MEM 2019”, 2019.

VII. BIOGRAFÍAS

Guillermo F. di Mauro es Magister en Gestión de la Energía recibido en la Universidad de Lanús en 2023 e Ingeniero Electricista recibido en la Universidad Nacional de Mar del Plata en 1989. Actualmente es Profesor Asociado en el Área de Generación y Transmisión de la Energía Eléctrica. Integrante del grupo de Investigación LAT del Departamento de Ingeniería Eléctrica. Área de interés: calidad de la energía eléctrica en sistemas de distribución; generación distribuida.

Juan Vignerte es Ingeniero Electricista de la Facultad de Ingeniería de UNMdP (2014). Es profesor asistente en el área de Generación y Transmisión de la Energía Eléctricades y trabaja como personal de apoyo en el grupo de investigación LAT. Área de interés: aplicación de algoritmos bio-inspirados en sistemas eléctricos; impacto de la inserción de fuentes de energía renovable en sistemas eléctricos.

Carlos Agüero recibió el título de Magister en Teledetección y Sistemas de Información Geográfica en la Universidad Nacional del Centro (2015) e Ingeniero Electricista (1989) en la UNMdP. Es profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Director del grupo de Investigación LAT de la Facultad de Ingeniería de la Univ. Nacional de Mar del Plata. Área de interés: calidad de la energía eléctrica en sistemas de distribución; sistemas de información geográficos.

Jorge Luis Strack es de Ingeniero Electromecánico (2013) y Doctor en Ingeniería mención Electrónica (2019) de la UNMdP. Posdoctorado de CONICET, investigador de la UNMdP colaborando en los Grupos de investigación LAT, LEyDE y LIC. Profesor Adjunto en las áreas de Medidas Eléctricas y Ensayos, y Máquinas Eléctricas. Áreas de interés: electromovilidad y su impacto en la red eléctrica; detección y clasificación de eventos de tensión; calidad de la energía eléctrica; redes eléctricas inteligentes; procesamiento digital de señales y la instrumentación virtual.

Daniel O. Anaut recibió el grado de Magister en Teledetección y Sistemas de Información Geográfica de la Universidad Nacional del Centro (2015) e Ingeniería Electricista (1995) en la UNMdP. Se graduó de Ingeniero Laboral en la Universidad Tecnológica Nacional en 2003. Es Profesor Adjunto en el área de Generación y Transmisión de la Energía Eléctrica. Pertenece al grupo de investigación LAT del Departamento de Ingeniería Eléctrica. Área de interés: aplicación de algoritmos bio-inspirados en sistemas eléctricos; impacto de la inserción de fuentes de energía renovable en sistemas eléctricos.