



**UNCUYO**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE CUYO

**FCE**  
FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS

**Contador Público Nacional**

# **Análisis de proyecto fotovoltaico en empresa mendocina**

## **Autores**

Andrea Paola Balverde  
Registro N° 27019  
balverdepaola@gmail.com

María Agustina Bussolotti  
Registro N° 27046  
agus2622@gmail.com

Vanesa Carolina Raddino  
Registro N° 27301  
vanesaraddino@gmail.com

## **Tutores**

Marcela Asensio Illuminati

Germán Rodolfo Henderson

Mendoza, 2022



## **RESUMEN**

El consumo de energía primaria en el sector industrial es uno de los mayores causantes de daños ambientales como las emisiones de gases de efecto invernadero, cambio climático y calentamiento global. El consumo de energía eléctrica es, además, una de las principales fuentes de emisiones debido a las matrices de generación basadas en el consumo de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón). A lo largo de los años se han propuesto diferentes alternativas para reducir o mitigar los daños ambientales. Una de estas es la utilización de energía solar fotovoltaica como fuente para la generación de energía eléctrica, la cual es una tecnología madura. Sin embargo, los estudios financieros en la provincia de Mendoza son pocos y es necesario profundizar en estos para poder determinar estrategias que lleven a una implementación exitosa de tecnologías amigables con el ambiente.

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la factibilidad financiera y técnica y la determinación de la potencia óptima a instalar de un sistema fotovoltaico para la autogeneración de energía eléctrica en una planta industrial de la provincia de Mendoza. La metodología empleada se basa en la proyección de flujos de caja (o flujos de fondos) y el cálculo de indicadores financieros (valor actual neto, tasa interna de retorno y periodo de recupero). Esta metodología fue aplicada a un escenario base, el cual tomó en cuenta las condiciones actuales regulatorias y de beneficios económicos, y a alternativas que permiten evaluar algunas estrategias de incentivo al uso de esta tecnología en la provincia.

Los resultados indican que para el escenario base es factible financieramente la implementación de instalaciones fotovoltaicas menores a 30 kW nominales, y que las alternativas planteadas mejoran los resultados para cualquier potencia a instalar, volviendo factible el proyecto en algunos casos.

**Palabras claves:** energía solar, fotovoltaico, evaluación de proyecto.



## ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN.....	3
1.	SECTOR ELÉCTRICO EN ARGENTINA .....	7
2.	MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO NACIONAL Y PROVINCIAL.....	8
3.	CASO DE ESTUDIO.....	11
4.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	14
II.	METODOLOGÍA.....	17
5.	FLUJO DE CAJA PROYECTADO.....	17
A.	INVERSIÓN DE CAPITAL INICIAL.....	18
B.	INGRESOS Y EGRESOS POR OPERACIÓN .....	19
6.	INDICADORES DEL PROYECTO.....	24
A.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	24
B.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	25
C.	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI) .....	25
7.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	25
8.	ESCENARIOS .....	26
A.	ESCENARIO BASE.....	26
B.	ALTERNATIVA 1: BONOS DE CARBONO .....	27
C.	ALTERNATIVA 2: INCREMENTO EN VENTAS.....	28
D.	ALTERNATIVA 3: ALMACENAMIENTO EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	28
III.	RESULTADOS.....	30
9.	ESCENARIO BASE .....	30
10.	ALTERNATIVA 1: BONOS DE CARBONO .....	33
11.	ALTERNATIVA 2: INCREMENTO EN VENTAS.....	34
12.	ALTERNATIVA 3: ALMACENAMIENTO EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS .....	35
13.	RESULTADOS GENERALES .....	35
IV.	CONCLUSIONES.....	38
V.	REFERENCIAS .....	41



## I. INTRODUCCIÓN

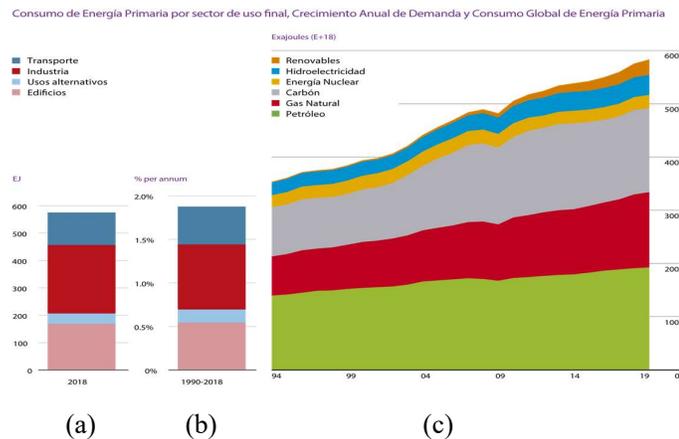
En las últimas décadas, el consumo de energía primaria no renovable (gas natural, petróleo, carbón, entre otros) a nivel global se ha ido incrementando a un ritmo muy elevado como consecuencia de la facilidad en la explotación de recursos fósiles y sus beneficios económicos, que van de la mano de la gran cantidad de energía que generan, tal como se puede visualizar en los reportes de BP p.l.c. (2020). Esta energía abastece a distintos sectores como el del transporte, la industria, los edificios y otros usos alternativos (materia prima para petroquímicos, betún y fertilizantes). Estos sectores son quienes consumen en mayor medida este tipo de energía.

El sistema eléctrico ha ido evolucionando hacia una matriz energética más diversificada, tal como lo indica Nogar, Clementi y Decunto (2021). A mediados del siglo XX predominaban los recursos fósiles, tales como el petróleo, que fue reemplazando al uso del carbón y con posterioridad tomó mayor participación el gas natural. Luego se fueron incorporando fuentes renovables de energía como la hidroeléctrica, solar, nuclear, que tomaron mayor preponderancia con la crisis energética.

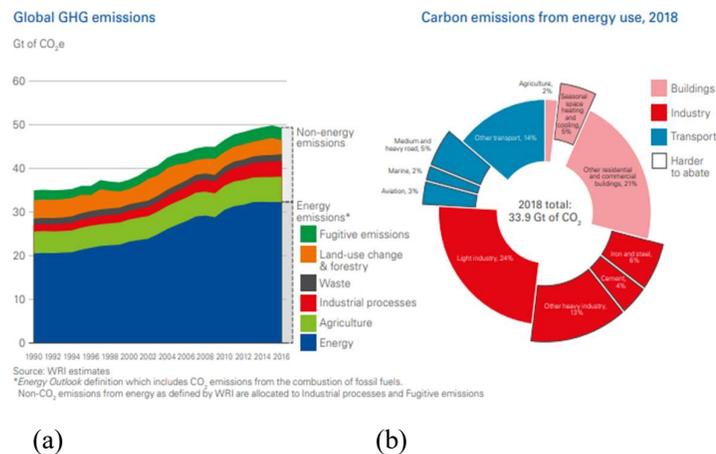
En la Figura 1(a) puede observarse el consumo de energía primaria para distintos sectores a nivel global para el año 2018. El mayor consumidor de energía primaria es la industria seguida por el consumo de edificios, luego el transporte y, por último, otros usuarios alternativos. Luego, la Figura 1(b) muestra el crecimiento de la demanda de estos sectores desde el año 1990 al año 2018. La Figura 1(c) se representa la evolución del consumo desde 1994 a 2019, según diferentes tipos de fuentes energéticas. El consumo de energía primaria en 2019 se incrementó un 1,3% respecto del año 2018 promovida en mayor medida por el consumo de energías renovables y gas natural, que en conjunto contribuyeron a las tres cuartas partes del incremento.

Como consecuencia de la utilización de estos recursos no renovables, grandes cantidades de dióxido de carbono son emitidos a la atmósfera, aumentando el efecto invernadero de la Tierra y provocando así cambios climáticos y las graves consecuencias medioambientales. En la Figura 2 (a), se observa cómo el consumo de energía es en gran parte responsable de la emisión de gases efecto invernadero y, en el segundo gráfico se observa cómo la industria toma nuevamente el primer lugar en mayor emisión de carbono al ambiente con el 47% del total de carbono emitido, transporte el 24%, edificios el 26% y agricultura el 2%, tomando como base el año 2018 BP p.l.c. (2020).

Al utilizarse en mayor medida recursos no renovables para la generación de energía, existen dos consecuencias inmediatas, la primera referida a la problemática ambiental provocada por el uso de estos recursos los cuales propician la emisión de gases de efecto invernadero, y la segunda se refiere a la escasez de los recursos no renovables, los cuales provocan grandes incrementos en los precios de la energía debido a la oferta limitada y la creciente demanda. Ambas consecuencias, llevan en conjunto a buscar alternativas de generación de energía más limpias y con recursos renovables (o inagotables).



**Figura 1.** (a) Consumo de energía Primaria por Sector de Uso Final, (b) Crecimiento Anual de Demanda y (c) Consumo Global de Energía Primaria (BP p.l.c., 2020).



**Figura 2.** (a) Emisiones de Gases de efecto invernadero a Nivel Global, (b) Sectores responsables de la emisión de carbono a través del consumo de energía (BP p.l.c., 2020).

Una forma de compensar estas emisiones es a través de la generación de energía limpia. Existe un mercado económico en donde se comercializa la emisión de CO<sub>2</sub>, el mercado de los Bonos de



Carbono o Créditos de Carbono. Estos bonos surgen como consecuencia de la creación del Protocolo Kioto en 1997, en Japón, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Allí se establece la necesidad de implementar medidas para reducir las emisiones, una de ellas son los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), dentro de los cuales se encuentran los Bonos de Carbono. Estos operan en un mercado en donde el vendedor determina el precio (Fusion Media, 2021) y se utilizan en países subdesarrollados, quienes los venden a empresas que por sus grandes emisiones necesitan adquirir estos bonos para continuar con su producción (Flores, 2017).

Actualmente, según la noticia publicada por Arzakevich (2021), la provincia de Misiones ha firmado un acuerdo con una empresa homologada para realizar este tipo de operaciones, con el objetivo de conservar la selva de la región.

Por otra parte, Naciones Unidas (2015) a través de la resolución 70/1 de la Asamblea General “Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible”, propone metas ambientales, sociales y económicas a alcanzar en este período, dentro de las cuales se encuentra la generación de una energía asequible y no contaminante, en busca de un mayor cuidado ambiental y la mitigación del cambio climático.

Argentina, como miembro de las Naciones Unidas, ha adherido a estos objetivos y para su concreción se han promulgado diversas leyes promocionando la utilización de energías renovables tanto para generadores como para usuarios. A efectos de tener mayor visión del panorama actual, Tunbridge (2021) analiza la matriz energética de Argentina, la cual se compone en un 68% de recursos fósiles (Carbón, Gas y Petróleo), 8% de energía eólica y solar, 17% de energía hidráulica y otras energías renovables y 7% de energía nuclear. En ella muestra el incremento en la participación de la energía eólica y solar en los últimos 5 años reemplazando el consumo del gas y petróleo. Aun así, estos últimos siguen siendo los responsables del 68% de la energía generada en el país, en el año 2020.

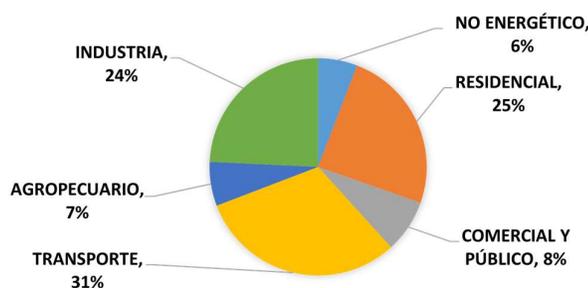


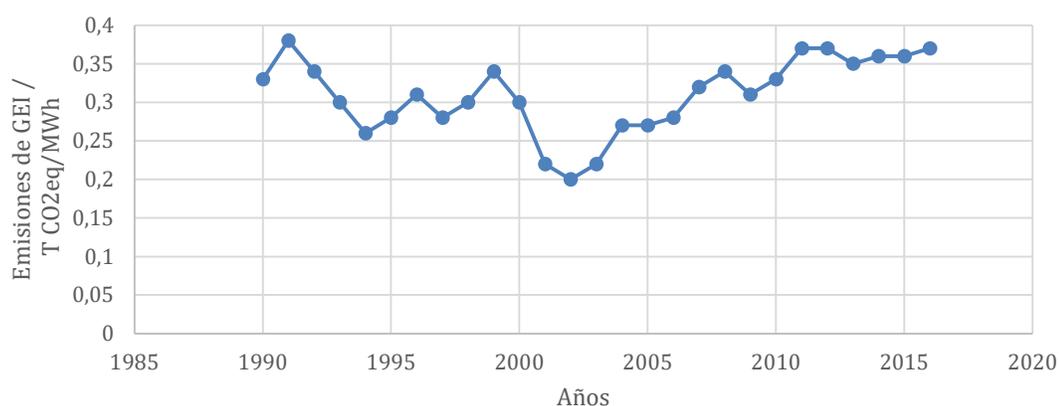
Figura 3. Distribución de la demanda de energía primaria en Argentina 2019.



Por otro lado, el consumo de esta energía primaria se distribuye en distintos sectores. La figura 3 muestra los datos recogidos de la Secretaría de energía (2019) para esta distribución en Argentina 2019, en donde se observa que el sector industrial consume el 24% de la energía generada, el sector residencial el 25% y el transporte un 31%, siendo el 20% restante consumido por el sector comercial, agropecuario y no energético. En la figura 4 se puede observar cómo han ido incrementándose las emisiones de CO<sub>2</sub> en Argentina (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Argentina, 2021).

Sin dudas, una opción para poder disminuir en parte las emisiones de gases de efecto invernadero y así mitigar el cambio climático es el uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica, por ser la generación de energía uno de los sectores con mayor impacto.

Otra alternativa que se está evaluando para proveer de mayor energía limpia a la red eléctrica es la utilización de vehículos eléctricos como fuente de almacenamiento e inyección de energía a la red. Para la provincia de Mendoza, Benito, Arena y Rodríguez (2021), evalúan esta opción. Los vehículos eléctricos ya se encuentran en funcionamiento en gran parte del mundo y se pueden observar en estacionamientos públicos cargadores para ellos. Al utilizar energía de la red la demanda energética se incrementa, y si no se cuenta con una matriz energética renovable, las consecuencias pueden ser graves, más considerando que la demanda de vehículos eléctricos se encuentra en constante crecimiento (Moon, Park, Jeong y Lee, 2018), por lo que resulta necesario buscar alternativas para que de alguna manera contribuyan a la inyección de energía a la red para compensar de cierta manera la demanda. (Clement-Nyns, Haesen, y Driesen, 2011), establecen algunas condiciones necesarias para que la inyección de energía por parte de vehículos eléctricos a la red sea conveniente.



**Figura 4.** Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en T CO<sub>2</sub>eq/MWh (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Argentina, 2021).

Este tipo de fuentes renovables de energía se enfrentan a desafíos técnicos, de regulación, reglamentación, económicos, sociales, ambientales y otros. Es así como muchos países han desarrollado



sus propias leyes y programas de modernización de la infraestructura eléctrica para poder adaptar los sistemas a fuentes renovables de energía.

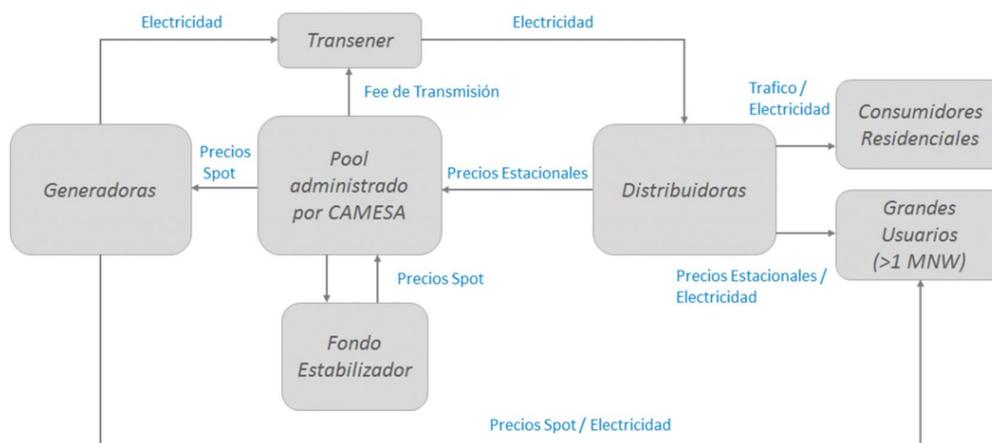
## 1. SECTOR ELÉCTRICO EN ARGENTINA

Actualmente en Argentina existe una red a través de la cual operan e interactúan los diferentes actores del sistema eléctrico, tal como lo explica Pampa Energía (2021), denominada Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en la cual se realizan transacciones eléctricas entre los participantes del sistema. El mecanismo de funcionamiento se basa en contratos a plazo determinado en donde generadores, distribuidores y grandes consumidores efectúan sus transacciones cuyo precio está determinado por la oferta y la demanda. Aquí los precios son determinados por hora en función del costo económico de producción (mercado spot) y a su vez controlado por un sistema de precios estacionales para evitar la volatilidad del precio de compra por los distribuidores.

En la figura 5, pueden observarse a los actores del MEM. La Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), es una empresa privada encargada de la gestión del MEM y envío de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Entre sus funciones se encuentran las de planificación de la capacidad de energía y optimización de su uso, actuar como agente de los agentes del MEM realizando la facturación y cobro de los pagos para las transacciones entre agentes del MEM, entre otras. Por otro lado, los Generadores son empresas encargadas de la generación de energía eléctrica y venden su producción a Distribuidores o grandes usuarios a través del SADI. Esta energía es transportada por Transportistas que tienen una concesión para llevar la energía desde los Generadores a los Distribuidores. Se encargan del mantenimiento y operación de sus redes y deben cumplir con estándares que son regulados por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). A nivel provincial, el ente regulador y controlador de la actividad eléctrica del territorio de Mendoza es el Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE), encargado de articular derechos y obligaciones de los agentes intervinientes del sistema eléctrico. Éste es el encargado a su vez de establecer las tarifas diferenciadas para los usuarios finales de energía, para los diferentes tramos horarios (pico de 18hs. a 23hs., valle de 23hs. a 5hs., y resto de 5hs. a 18hs.), como así también la energía volcada proveniente de fuentes renovables de energía.

Desde los Generadores, pasando por los Transportistas, llega la energía a los Distribuidores o Grandes Usuarios. Los primeros son empresas que poseen una concesión para proveer de energía a una región a un precio y conforme a la normativa vigente. Un ejemplo de ellos en Mendoza son EDEMSA, EDESTESA, Cooperativa Eléctrica de Godoy Cruz, entre otros, cuyo cumplimiento y contratos de concesión son controlados por el EPRE. Por otro lado, los grandes usuarios son aquellos que, como

consecuencia de grandes consumos de energía, poseen contratos directos con los generadores y, por lo tanto, el precio también difiere.



**Figura 5.** Relaciones entre los diversos actores del MEM. (Pampa Energía, 2021)

## 2. MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO NACIONAL Y PROVINCIAL

En Argentina, en el año 1998 se sancionó la Ley 25019/1998, de 23 de septiembre, para el régimen nacional de energía eólica y energía solar, declarando de interés nacional la generación de energía eólica y solar en todo el territorio. En el año 2006 se promulga la Ley 26190/2006, de 6 de diciembre, para el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Ésta fue modificada en el año 2015 por la Ley 27191/2015, de 23 de septiembre, para el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, que tiene por objetivo incentivar a partir de beneficios fiscales la generación de energía con fuentes renovables. Se estableció el plan RenovAr para alcanzar el objetivo establecido por la Ley 27.191 en cuanto a que un mínimo del 20% de la demanda total de electricidad del país debe provenir de fuentes renovables de energía en el 2025. Como resultado de esta ley y de las licitaciones públicas realizadas por CAMMESA conocidas como las Rondas RenovAr, se logró incrementar en poco tiempo la tasa de participación de generadoras renovables. Sin embargo, la cantidad de energía generada por las centrales eléctricas renovables no llega a cubrir hoy en día la demanda que las empresas sostienen y que deben cumplir según los objetivos de la Ley 27191/2015.

El 30 de noviembre del 2017 se sanciona la Ley 27424/2017, de 30 de noviembre, para el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. En ella se establece un marco regulatorio para la generación de energía renovable para autoconsumo e



inyección del excedente generado a la red, obteniendo un crédito a favor en la factura del servicio eléctrico. La generación distribuida, a diferencia de la Ley 27191/2015 que está dirigida a generadores de energía proveedores del MEM, apunta a los usuarios de la red para fomentar el autoconsumo de energía y así reducir la demanda de energía de la red como también abastecerse a través de la inyección del excedente.

La ley 27424/2017 establece que la potencia máxima que un usuario puede conectar es aquella que tiene contratada con su empresa distribuidora de energía eléctrica, salvo en los casos en que el ente regulador jurisdiccional autorice expresamente un valor mayor y, quienes cuenten con 300 kW de potencia contratada como máximo y cumplan con las normas y reglamentación, las ganancias provenientes de la inyección de energía a la red quedarán exentas en el impuesto a las ganancias. También estará exenta de IVA bajo los mismos requisitos. Esto se implementa a través del Certificado de Crédito Fiscal, regulado por AFIP en la Resolución General 4511/2019, de 28 de junio, el cual consiste en un bono que puede ser utilizado para el pago del impuesto a las ganancias y el impuesto al valor agregado (IVA), en el momento en el que se desee dentro de los 5 años posteriores a la obtención. El monto de este certificado es de \$45.000 por kW instalado, hasta un máximo de \$3.000.000 por instalación, según Disposición de la Subsecretaría de Energía Eléctrica 40/2021, de 16 de julio. Para obtener este beneficio deben cumplirse una serie de requisitos como la reserva del crédito fiscal antes de la compra de los equipos para garantizar su obtención, aprobación por el distribuidor de la instalación a realizar y certificación de la calidad del equipo por parte del instalador. El trámite se realiza desde la plataforma de AFIP, Trámites a distancia.

En la actualidad, Mendoza adhirió a las leyes nacionales 27191/2015 y 27424/2017 a través de la Ley 9084/2018, de 26 de julio, para el régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, que tiene como fin la regulación del régimen de recursos de energía distribuida y la implementación de redes eléctricas inteligentes. Incorpora la posibilidad de que un usuario-generador pueda realizar contratos de corto, mediano y largo plazo entre agentes del Régimen de Energía Distribuida, por lo que los usuarios-generadores, podrán ceder su energía producida a otros usuarios que no posean energías renovables, en diferentes momentos del día que permiten el equilibrio entre lo producido y lo demandado. Asimismo, y en un futuro, a comercializadores, que a su vez podrán ofrecer paquetes de energía a otros usuarios, mediante un sistema de redes inteligente. Lo que permitirá mejorar la gestión técnica y comercial del servicio eléctrico.

En marzo de 2021, el Gobierno provincial, mediante el Decreto 404/2021, de 12 de abril, emite los Lineamientos Generales para el Reglamento de Modalidades, Condiciones técnicas, Comerciales y Legales del Régimen de Recursos de Energía distribuida y el mercado a término Mendoza. Ello implica el desarrollo de la regulación, actividades, proyectos y acciones para un sistema eléctrico provincial



sustentable, mediante la incorporación de un rol más activo y participativo del usuario convencional, orientado a la producción y gestión de su demanda eléctrica.

Según informe emitido por (EPRE, 2021) en julio, la provincia de Mendoza cuenta con 352 Usuarios/Generadores (incluyendo los que se encuentran en trámite), de los cuales 238 son usuarios residenciales (potencia total fotovoltaica de 1,33 megavatios) y 114 son usuarios comerciales e industriales (potencia total fotovoltaica de 4,81 megavatios). Desde la adhesión de Mendoza a la Ley 27424/2017 de la Nación, el año con mayor incorporación de Usuarios/Generadores ha sido el 2020, con el 36% del total de contratos a julio del 2021.

Ante esta problemática ambiental-energética-económica, se han desarrollado tecnologías para la generación de energía de una forma limpia y con costos que cada vez son más convenientes. Sin embargo, es importante realizar un estudio financiero de estos, ya que son muchos los factores que influyen en su factibilidad y que podrían llevar a que el proyecto no sea exitoso en la práctica. En todo el mundo se están llevando a cabo planes para fomentar el uso de energías renovables. En Europa, particularmente en Italia implementaron importantes incentivos incrementando el precio para la energía volcada a la red, de manera que los proyectos evaluados fueron muy rentables. Spertino, di Leo y Cocina (2013), en su trabajo evalúan económicamente la inversión en sistemas fotovoltaicos para Italia y resaltan la importancia de los subsidios otorgados a través de la modalidad Feed-In tariffs con la cual los proyectos llegan a recuperar dos veces el capital invertido. Cucchiella, D'Adamo y Gastaldi (2017) agrega a través de su investigación que este país, al reducir luego la tarifa Feed-In, conllevó a reducir las inversiones ya que la rentabilidad no era tan prometedora como antes.

Por otro lado, en China también se han implementado subsidios a través de la modalidad Feed-In-Tariffs. Rodrigues, Chen y Morgado-Dias (2017), encuentran rentable la inversión en sistemas fotovoltaicos para residencias ubicadas en regiones con buen nivel de radiación, y resaltan la importancia de los incentivos por parte del gobierno para llevarlos a cabo.

En Nigeria, Oko, Diemuodeke, Omunakwe y Nnamdi (2012) han estudiado la factibilidad financiera de una instalación fotovoltaica, encontrando que es una tecnología con mucho potencial al ser rentable, segura y sustentable. En su trabajo se utilizó el método de flujo de caja para analizar el proyecto.

Para llevar a cabo la evaluación económica de estos trabajos, se utilizó flujo de caja, los indicadores Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), análisis de sensibilidad para los precios de energía volcada a la red y el costo de la energía como también el período de recuperación. Particularmente Rodrigues, Chen y Morgado-Dias (2017) también utilizó LCOE para analizar la rentabilidad del proyecto.



Particularmente para el caso de Argentina, según Contreras Lisperguer (2020), las políticas a corto plazo, el bajo precio de la energía motivo de grandes subsidios luego de la crisis del 2001 que aún no logran eliminarse y la constante devaluación económica, complican un poco más la situación.

Los análisis económicos analizados con las primeras normativas que regulaban las energías renovables para generación de energía no resultaron rentables, como lo demuestran en sus trabajos Pendón et. al (2015), Coria y Tascheret, (2014), Molina, Pontoriero y Mercado (2009). Coria, Penizzotto y Pringles (2020), también concluyen que la evaluación económica para sectores residenciales no resulta prometedora por los elevados costos de inversión, la inestabilidad económica, y el bajo costo de energía. También determinan que la metodología de Net-Billing o facturación neta de energía resulta más beneficiosa para el caso de Argentina por la elevada carga impositiva que tiene la factura eléctrica.

El período de análisis suele ser de 20 años para proyectos de medianas a grandes dimensiones como expone Spertino, di Leo y Cocina (2013), Coria y Tascheret (2014).

### **3. CASO DE ESTUDIO**

En Mendoza hay empresas interesadas en la implementación de módulos fotovoltaicos para la autogeneración de energía eléctrica. Sin embargo, no se cuenta con muchos estudios acerca de la rentabilidad de este tipo de proyectos a nivel regional. Es por ello que resulta necesario realizar una evaluación a nivel local, ya que en general las realidades económicas y sociales del contexto influyen en la proyección de fondos, como así también las diferentes tarifas de energía e incentivos fiscales que cada estado promueve o no.

Este trabajo tiene por objetivo general analizar la factibilidad de la instalación de un sistema fotovoltaico en una empresa localizada en Mendoza sobre el carril Rodríguez Peña en Coquimbito, Maipú. Allí posee su planta de producción y oficinas comerciales. Para ello se analizará la factibilidad técnica, financiera, ambiental y social, considerando no sólo la autogeneración de energía, sino también beneficios indirectos como la huella de carbono. Además, se propone determinar la potencia nominal a instalar más rentable para el caso de estudio.

La empresa se dedica específicamente a la fabricación y venta de cierres para botellas de vinos y licores, vendiendo sus productos tanto en el mercado local como en el internacional (Europa, América Latina y Caribe). En la región, existen empresas que compiten en el mismo mercado, pero a distinción de ellas, ésta ofrece una opción de cierre ecológica, libre de PVC, afirmando cada vez más su compromiso de responsabilidad social empresarial.



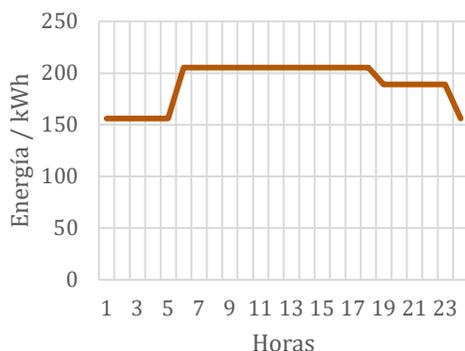
Para este trabajo fue importante analizar la dimensión del terreno de la empresa, ya que es un factor limitante para la utilización de una fuente de energía como la fotovoltaica, como también las características climáticas de la región. A través de una entrevista realizada al encargado de mantenimiento de la empresa, se obtuvo un informe sobre las dimensiones y características de la infraestructura. El terreno tiene una superficie de 8853,60 m<sup>2</sup>, de la cual 3376,68 m<sup>2</sup> son cubiertos.

Por otro lado, las características climáticas de la zona en la que se ubica la empresa, favorecen la implementación y uso de sistemas fotovoltaicos para generación de energía. Para la evaluación de la producción energética del sistema fotovoltaico que se analiza en este trabajo se utilizó la base de datos meteorológica obtenida con el programa Meteonorm versión 7.3 de la empresa Meteotest que posee el Grupo Cliope de la Universidad Tecnológica Nacional.

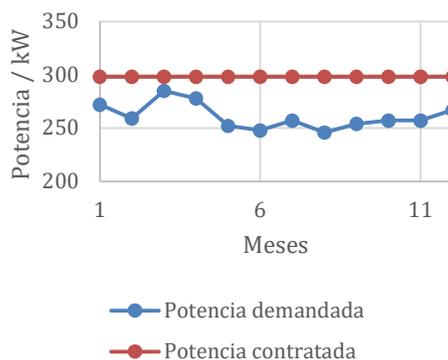
Se efectuó también un análisis de los flujos energéticos, para determinar qué tipo de energía consume la empresa. Como consecuencia de ello, se obtuvo que consume energía eléctrica y gas para la climatización de la fábrica y de las oficinas administrativas. El proceso de producción, por otra parte, consume solo energía eléctrica y no cuenta con procesos que requieran grandes cantidades de calor. Al tratarse de un proceso de producción continua, la demanda de energía es también continua. La figura 6 representa el consumo de energía eléctrica durante un día promedio del año, en donde el perfil es representado por rectas prácticamente horizontales.

Actualmente, la demanda de energía eléctrica es abastecida por un contrato con la distribuidora eléctrica EDEMSA, quien tiene la concesión en el sitio. Se analizó la potencia contratada a efectos de determinar si ésta se ajustaba a las necesidades de la empresa. En la figura 7 se ha representado el consumo de potencia máxima de cada mes y la potencia contratada, ambas expresadas en kilovatios (kW). La potencia contratada actualmente es de 298 kW.

Se puede observar la cercanía entre las dos curvas, lo cual es lo más eficiente para la empresa desde el punto de vista económico. Esto es porque un contrato por menos potencia provocaría un riesgo de excederse del contrato y tener que pagar multas por ello. Por otra parte, un contrato de potencia mayor implicaría mayores costos fijos, debido a que la tarifa cambia para potencias contratadas mayores o iguales a 300 kW.



**Figura 6.** Demanda de energía promedio diaria para noviembre.



**Figura 7.** Potencia contratada y potencia demandada máxima por mes.

En la figura 8 puede observarse el consumo de energía eléctrica de los últimos 5 años. Éstos se obtuvieron de la página web de la empresa distribuidora EDEMSA y con ellos se calculó el consumo promedio, representado en el gráfico con líneas punteadas. Para mayor certeza en la evaluación de factibilidad, se tomó este promedio como consumo de energía.

A través de una entrevista al gerente comercial, se realizó un análisis en mayor profundidad sobre la fluctuación en la demanda de energía. Puede notarse que en los meses de enero y marzo la demanda de energía disminuye significativamente, esto se debe a la disminución de la demanda y los paros de planta para el mantenimiento de maquinarias. Luego, se observa un consumo prácticamente constante entre abril y agosto y un incremento en los últimos meses del año, que responde a la estacionalidad del producto que comercializan, siendo los meses de septiembre a noviembre el período de mayor demanda.

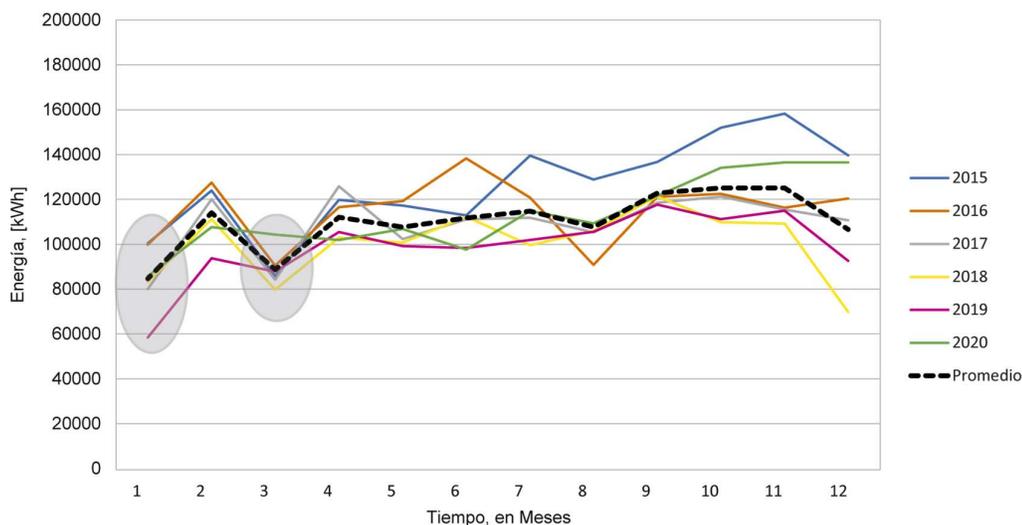


Figura 8. Consumo de energía eléctrica para los años 2018 a 2020.

#### 4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos son generadores de energía que, a partir de la energía solar, transforma la radiación solar en energía eléctrica de manera directa. Estos sistemas son considerados renovables porque su combustible (el Sol) es considerado inagotable y renovable. Para su funcionamiento estos sistemas poseen módulos fotovoltaicos como parte principal de la instalación (Abou Jieb, Y., & Hossain, E. 2022)

Los módulos fotovoltaicos son los encargados de transformar la energía radiante del sol en energía eléctrica en forma de corriente continua a partir de las células fotovoltaicas construidas de silicio dopado (Duffie, Beckman y Blair, 2020). Por otra parte, el inversor solar es un dispositivo electrónico encargado de adecuar la corriente continua entregada por los paneles a las condiciones de la red eléctrica, que requiere un nivel de tensión y frecuencia apropiados. Este dispositivo es muy importante en la instalación y se encarga además de controlar y operar el sistema de manera automática, disminuyendo de esta manera los costos de operación y mantenimiento de una manera muy abrupta. Las estructuras mecánicas son las necesarias para sostener los equipos mencionados anteriormente, que en el caso de este trabajo se utiliza la estructura del techo de la nave industrial como principal soporte para los módulos. Los tableros de protecciones eléctricas, conductores, cañerías y otros misceláneos componen el sistema eléctrico de la instalación.

Por otra parte, es importante saber qué sucede con los flujos energéticos de la empresa al introducir un sistema de generación como el descrito arriba. El sistema fotovoltaico irá generando energía de manera proporcional a la radiación incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos,

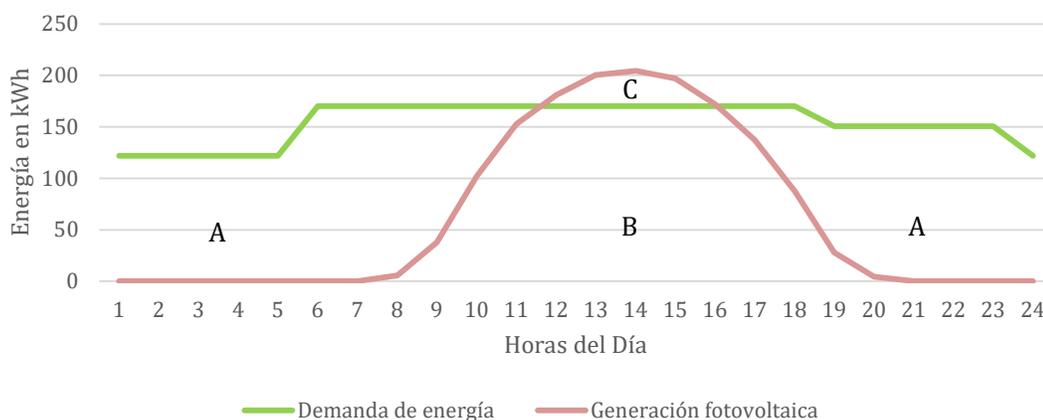


alcanzando su máxima potencia al mediodía y siendo cero durante la noche, donde no hay radiación solar (ver figura 10).

Si se superpone la generación de energía fotovoltaica con la demanda de energía que la empresa requiere, tal como se hace en la figura 10, se pueden identificar algunas áreas que son importantes para la denominación que se hará de la energía luego. El área correspondiente a la formada por la curva de demanda de energía y la exclusión de la generación fotovoltaica, zona A, es denominada “energía demandada” y es la que efectivamente se compra a la empresa distribuidora.

El área correspondiente a la intersección de las dos curvas, zona B, se la denomina como “energía autogenerada” y es aquella que no pasa a través del medidor de energía eléctrica, ya que se dirige desde el generador fotovoltaico directamente a las cargas de la demanda. Esta autogeneración es lo que se conoce como los ahorros generados por la generación de energía fotovoltaica.

El área restante, correspondiente a la sustracción de la demanda de energía con la generación fotovoltaica se la denomina “energía generada en exceso” y es la que luego puede ser volcada a la red pública para compensar la demanda de energía a través del sistema de facturación aplicado. Es por ello que se la conoce y se la nombra regularmente como “energía volcada”. En la provincia de Mendoza se encuentra regulado en el artículo 12 de la ley 27424/2017 el sistema de facturación neto de energía, también denominado Net -Billing, donde el costo de la energía volcada es restado del costo de la energía demandada antes de los impuestos y se obtiene un valor neto.



**Figura 10.** Gráfica representativa de Generación y Volcado de energía.

El conjunto de ecuaciones 1 representan las definiciones anteriores en forma matemática, siendo esta la manera de identificar las diferentes zonas y poder así caracterizar el tipo de flujo energético.



$$\left\{ \begin{array}{l} E_d > E_g \Rightarrow \text{Energía demandada (A) y Energía autogenerada (B)} \\ E_d = E_g \Rightarrow \text{No hay flujo de energía con la red pública} \\ E_d < E_g \Rightarrow \text{Hay autogeneración (B) y energía volcada (C)} \end{array} \right. \quad (1)$$

donde  $E_d$  es la energía demandada y  $E_g$  es la energía generada. -

Para llevar a cabo la evaluación de este proyecto, en el capítulo II. METODOLOGÍA, se explican detenidamente los métodos utilizados para determinar la factibilidad del proyecto, separados en cuatro secciones principales: Flujo de Caja Proyectado, Indicadores del Proyecto, Análisis de sensibilidad y por último Escenarios. En la sección Flujo de Caja Proyectado, se describen los elementos tenidos en cuenta para la realización del mismo y la forma de cálculo. En la sección Indicadores del Proyecto, se indican la forma de medir el VAN, TIR, y PRI. Luego, en la sección de Análisis de sensibilidad, se desarrolla el procedimiento utilizado para este análisis. Por último, se describen los escenarios que fueron analizados en este trabajo.

En el capítulo III.RESULTADOS, se exponen los resultados obtenidos para los escenarios planteados y la relación entre ellos, y luego en el capítulo IV. CONCLUSIONES, se cierra el trabajo con un resumen de los resultados obtenidos según los objetivos planteados.



## **II. METODOLOGÍA**

En este capítulo se introducen los métodos y herramientas que se utilizaron para alcanzar los objetivos planteados para el trabajo y poder responder las preguntas de investigación que motivaron la realización del mismo.

En una primera parte, se introduce la metodología de flujo de caja, donde se han considerado ingresos y egresos que implica una instalación fotovoltaica. De estos los más relevantes para este trabajo son la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, ingresos por ahorros de energía, ingresos por energía volcada y egresos impositivos. Para todo ello se consideran las normativas actuales y los incentivos promovidos por el gobierno.

Para poder evaluar el proyecto, además del flujo de caja, se utilizan indicadores que permiten una evaluación holística de este. Los indicadores que se utilizaron y se desarrollan en este capítulo son el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI). Luego, se pueden encontrar en el capítulo las consideraciones que se tienen en cuenta para el análisis de sensibilidad.

Finalmente se mencionan las particularidades de los diferentes escenarios que se han modelado con la metodología indicada. Se han introducido a estos en el trabajo con el objetivo de conocer cuál es la estrategia que se podría adoptar para mejorar la rentabilidad del proyecto.

### **5. FLUJO DE CAJA PROYECTADO**

La correcta elaboración del flujo de caja del proyecto es lo más importante para su evaluación. Este se construye a partir de los estudios de mercado, análisis del caso de estudio y el contexto social y económico en el cual se desarrollará el proyecto, tal como se recomienda en Sapag Chain y Sapag Chain, (2008). El flujo de caja se compone de cuatro elementos básicos que van a determinar luego la rentabilidad del proyecto. Estos elementos son:

- Inversión de capital inicial,
- ingresos y egresos por operación,
- el momento en el que ocurren los ingresos y egresos, y
- el valor de recupero del proyecto.



En los siguientes apartados se definen los métodos que se utilizan para la determinación de cada uno de estos elementos del flujo de caja. El valor de recupero no se ha considerado, de forma que el proyecto se analice desde un punto de vista conservador.

Por otro lado, el proyecto ha sido evaluado en dólares estadounidenses tomando como referencia las cotizaciones publicadas por el Banco Central de la República Argentina, para el año 2020. En cada apartado se explicará con mayor profundidad el tipo de cambio utilizado.

#### A. INVERSIÓN DE CAPITAL INICIAL

La inversión que se necesita realizar para poder llevar adelante un sistema fotovoltaico considera diferentes partes. Estas son principalmente los módulos fotovoltaicos, el inversor solar, las estructuras mecánicas, los sistemas eléctricos, la mano de obra necesaria para la instalación, la ingeniería, la inspección de obra, los impuestos fijos, la utilidad del desarrollador del proyecto, un margen para contingencia y la utilidad de los ingenieros que desarrollan el proyecto.

Para el trabajo se han considerado los datos proporcionados en Feldman, Ramasamy, Fu, Ramdas, Desai y Margolis (2020) y se contrastaron con cotizaciones realizadas por empresas locales para el sistema que se quiere instalar. Se encontró una correlación adecuada en los precios, por lo que se consideró apropiado la utilización de los valores encontrados por estos autores.

Así se obtiene que, para el año 2019, los módulos fotovoltaicos presentaron un costo de 0,41 USD/Wp<sup>1</sup>, el inversor solar 0,12 USD/Wp y las estructuras mecánicas 0,11 USD/Wp, tanto para instalaciones comerciales pequeñas como grandes. Por otra parte, el resto de los elementos del sistema varía según la potencia a instalar, que en un rango de 0,1 a 2 MWp, se tienen costos para los sistemas eléctricos de 0,15 a 0,12 USD/Wp, la mano de obra necesaria para la instalación entre 0,19 a 0,11 USD/Wp, la ingeniería 0,18 a 0,15 USD/Wp, la inspección de obra 0,14 a 0,08 USD/Wp, los impuestos fijos de 0,05 a 0,04 USD/Wp, la utilidad del desarrollador del proyecto 0,36 a 0,30 USD/Wp, un margen para contingencia del 4% con valores de 0,05 a 0,04 USD/Wp y la utilidad de los ingenieros que desarrollan el proyecto entre 0,12 y 0,10 USD/Wp (Feldman, Ramasamy, Fu, Ramdas, Desai y Margolis, 2020).

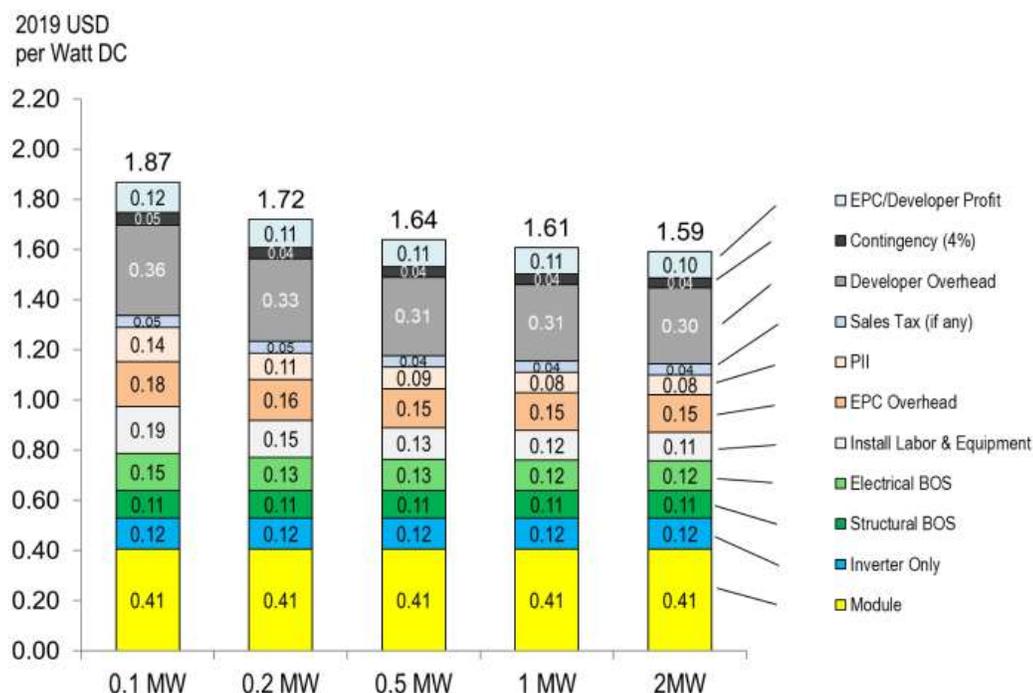
De esta manera se obtienen los valores indicados en la figura 9, donde para instalaciones de potencia nominal igual a 0,1 MW el costo es de 1,87 USD/Wp, para 0,2 MW de 1,72 USD/Wp, para 0,5 MW de 1,64 USD/Wp, para 1 MW de 1,61 USD/Wp y para 2 MW de 1,59 USD/Wp.

---

<sup>1</sup> Wp o potencia nominal, es la potencia de un dispositivo fotovoltaico cuando es expuesto a 1.000 W/m<sup>2</sup> de radiación solar, una temperatura ambiente de 25 °C y un factor de masa de aire de 1,5.

## B. INGRESOS Y EGRESOS POR OPERACIÓN

En esta parte se introducen los diferentes subelementos que componen a los ingresos y egresos por operación, encontrando entre ellos a los ingresos por autogeneración de energía, por vuelco de excedentes a la red pública eléctrica y por beneficios impositivos que actualmente se implementan en el territorio provincial y los egresos por operación y mantenimiento de la instalación fotovoltaica a lo largo de su ciclo de vida.



**Figura 9.** Costo instalación FV en USD/W (Feldman, Ramasamy, Fu, Ramdas, Desai y Margolis, 2020).

### a. Ingresos por autogeneración de energía

La generación distribuida permite reducir el consumo de energía de la red pública a partir de la autogeneración de energía, propiciando una disminución en la demanda de energía eléctrica a la red pública. Para determinar los ahorros energéticos generados por la instalación fotovoltaica se tienen en cuenta los parámetros que se utilizan para realizar la facturación por el uso de energía.

A la factura eléctrica se la puede dividir en conceptos eléctricos, conceptos eléctricos no alcanzados por impuestos, impuestos, tasas y contribuciones y conceptos no eléctricos. Este último es porque las empresas distribuidoras tienen la capacidad de no solo ofrecer el servicio de venta de energía eléctrica, sino que también pueden ofrecer otros servicios (sepelio, seguros, etc.). La energía eléctrica



demandada en sus diferentes tramos horarios (pico, resto y valle) entra en el grupo de conceptos eléctricos, en donde se tiene, además, a los cargos por comercialización, el uso de red, el consumo de potencia, ingresos brutos y la Resolución de la Secretaría de Energía 1866/05 denominada FONINVEMEM. Algunos de estos ítems mencionados son costos fijos y otros varían en función de la energía y la potencia demandada en kWh y kW, respectivamente.

Los impuestos, tasas y contribuciones corresponden al impuesto al valor agregado (IVA) del 27%, a la Tasa Fiscalización y Control implementada por Ley 6.497 y la resolución del Ministerio de Energía y Medioambiente 6/16 que se utiliza para poder financiar la operación del EPRE Mendoza, otras disposiciones como la CCCE Ley 6497, Decreto 1742/16, la Resolución del Ministerio de Energía y Medioambiente 6/16 y el cargo por alumbrado público municipal - Ordenanza 6343.

Considerando todos estos parámetros se determina en la ecuación 2 el valor de la factura eléctrica por el consumo de energía y potencia de la red eléctrica en un periodo determinado.

$$p_{ee} = CC + UR + E_{p,s} + E_{r,s} + E_{v,s} + CP + CT + IIBB + IVA + TFC + CCCE + AP \quad (2)$$

donde los subíndices  $p$ ,  $v$  y  $r$  corresponden a los tramos horarios de pico, valle y resto, respectivamente y la  $s$  se utiliza cuando hay un subsidio aplicado. Además, los demás parámetros de la ecuación tienen los siguientes significados:

- $p_{ee}$  Valor de la factura eléctrica
- $CC$  Cargo comercialización (importe fijo)
- $UR$  Uso de red (importe fijo)
- $E$  Costo por energía consumida
- $CP$  Costo por consumo de potencia
- $CT$  Cargo transitorio Res SE 1866/05 FONINVEMEM
- $IIBB$  Ingresos Brutos
- $IVA$  Impuesto al Valor Agregado
- $TFC$  Tasa Fisc.y Control-Ley6497; Res.MEyM 6/16
- $CCCE$  CCCE Ley6497; Dto1742/16; Res.MEyM 6/16
- $AP$  Cargo AP Municipal - Ordenanza 6343 (importe fijo)

El costo de la energía se calcula a partir del consumo en kWh registrado por el medidor eléctrico y la tarifa correspondiente al tramo horario de consumo en \$/kWh, tal como se expresa en la ecuación 3.



$$E = e t \quad (3)$$

Por otra parte, el costo por consumo de potencia es calculado a partir de la potencia máxima consumida en el periodo de facturación,  $P_{max}$ , en kW y por el costo unitario por consumo de potencia,  $c_1$ , en \$/kW. Esto se expresa en la ecuación 4.

$$CP = P_{max} c_1 \quad (4)$$

El cargo transitorio impuesto por la Resolución N°1866/05 de la Secretaría de Energía destinado al FONINVEMEM se calcula a partir del consumo de energía,  $e$ , en kWh y un factor unitario constante por uso de energía,  $c_2$ , expresado en \$/kWh, tal como se muestra en la ecuación 5.

$$CT = e c_2 \quad (5)$$

Los ingresos brutos son calculados a partir de los consumos de energía, potencia, cargos fijos y cargos transitorios, antes de impuestos, y se multiplican por el porcentaje a pagar a ingresos brutos, tal como se lo expresa en la ecuación 6.

$$IIBB = (CC + UR + E_{p,s} + E_{r,s} + E_{v,s} + CP + CT) iibb \quad (6)$$

El costo del impuesto al valor agregado,  $IVA$ , es calculado a partir del subtotal generado por los consumos de energía, potencia, cargos fijos, cargos transitorios e ingresos brutos y multiplicado por el porcentaje de IVA a pagar por el uso del servicio, como se lo expresa en la ecuación 7.

$$IVA = (CC + UR + E_{p,s} + E_{v,s} + E_{r,s} + CP + CT)(1 + iibb) iva \quad (7)$$

La tasa de fiscalización y control,  $TFC$ , a diferencia de las anteriores, es calculada siempre a partir de la tarifa eléctrica sin subsidio del estado, y de la misma manera que el  $IVA$ , se calcula a partir del subtotal y por la multiplicación de un factor  $c_3 = 1,5\%$ . Esto se lo expresa en la ecuación 8, donde se tiene en cuenta que  $IIBB$  se calcula a partir de la tarifa con subsidio.

$$TFC = (CC + UR + E_p + E_v + E_r + CP + CT + IIBB) c_3 \quad (8)$$

El  $CCCE$  se calcula de la misma manera que la  $TFC$ , solo que el factor ahora es de  $c_4 = 5\%$ , y se lo expresa en la ecuación 9.

$$CCCE = (CC + UR + E_p + E_v + E_r + CP + CT + IIBB) c_4 \quad (9)$$

Teniendo las ecuaciones 2 a 9, el consumo promedio de energía diario de los últimos 5 años y la estimación de la generación con un sistema fotovoltaico, se simuló el costo de la factura eléctrica para los 12 meses del año, considerando los costos mensuales de facturación del año 2020, y se determinaron los ahorros generados por autogeneración. Cada mes fue convertido al tipo de cambio promedio de ese mes para el año 2020.



### b. Ingresos por energía volcada

De la misma manera que para la energía autogenerada, se determinan también los ingresos por energía volcada a la red pública de energía eléctrica. Esto permite reducir, a partir de un sistema neto de facturación, los costos por el consumo de energía. Para ello, la ecuación 3 debe ser modificada al agregar los parámetros del precio de la energía volcada,  $V$ , en sus diferentes tramos horarios para expresarlo como se muestra en la ecuación 10.

$$p_{ee} = CC + UR + (E_{p,s} - V_{p,s} + E_{r,s} - V_{r,s} + E_{v,s} - V_{v,s}) + CP + CT + IIBB + IVA + TFC + CCCE + AP \quad (10)$$

El ingreso por la energía volcada es calculado a partir de la energía inyectada a la red,  $v$ , en kWh en sus diferentes tramos horarios y por la tarifa de energía volcada,  $t_v$ , correspondiente en \$/kWh, tal como se lo indica en la ecuación 11.

$$V = v t_v \quad (11)$$

La energía volcada no solo produce una reducción en el consumo de energía neto, sino que además produce ahorros impositivos al igual que la autogeneración de energía.

Este ingreso se calcula considerando los precios de la energía volcada para el año 2020, convirtiéndolos al dólar promedio mensual del mes en el que se inyecta energía.

### c. Ingresos por beneficio impositivos

#### ➤ Mendoza activa

La provincia de Mendoza actualmente ofrece beneficios para acceder a eficiencia energética a través del programa “Mendoza Activa II”, promulgada bajo la Ley 9330/2021, 22 de junio, es el segundo programa que lanza el Gobierno de Mendoza con el propósito de reactivar la economía como consecuencia de la pandemia. La empresa, aplicando a este programa, bajo el punto i) del Artículo 2 “Eficiencia energética: Compra, instalación y puesta a punto de equipamiento que contribuya al ahorro en consumo energético”, podrá recuperar parte de la inversión, a través del reintegro en efectivo, billetera electrónica o crédito fiscal (Art. 3), presentando la factura proforma o cotización de la inversión a realizar y otra serie de documentación relacionada a la constitución de la sociedad y su inscripción a AFIP y ATM. Según esta ley, el reintegro será del 40% del costo de la inversión, si ésta es menor a \$10.000.000 (pesos diez millones), en cambio si supera los \$10.000.000 (pesos diez millones) el reintegro se calculará sobre el monto máximo de \$10.000.000.



Considerando que este beneficio podría aplicarse a lo largo del año 2022, la expresión en dólares del mismo se calcula en función a las estimaciones publicadas por el Banco Central de la República Argentina para esta moneda.

➤ Certificado de Crédito Fiscal

A través de la Ley 27424/2017, de 30 de noviembre, para el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, se puede acceder al Certificado de Crédito fiscal, como se mencionó en el desarrollo del Marco Regulatorio. El monto de este certificado es de \$45.000 por kW instalado. Del mismo modo que para Mendoza Activa, este beneficio se ha considerado para el año 2022, de tal forma, la expresión en dólares de este monto se determina con las estimaciones publicadas por el Banco Central de la República Argentina.

➤ Impuesto a las ganancias

La Ley 27424/2017, de 30 de noviembre, para el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, en su artículo 12 bis también establece que las ganancias por la inyección de energía a la red se encuentran exentas del impuesto, por lo que, a efectos de calcular el monto de Impuesto a las Ganancias se ha considerado esta exención. A su vez, se ha amortizado el 20% de la instalación en 25 años, ya que se estima que la misma tiene un desgaste anual no superior al 0.8% anual según información brindada por especialistas en el tema. Se calculó el 20% del valor de la inversión neta de IVA ( $I_0$ ), a este importe se lo dividió en los 25 años del proyecto ( $t$ ) y se le aplicó la tasa del 30%. De esta manera se obtuvo el importe anual a deducir en el Impuesto a las Ganancias con la ecuación 12.

$$A = 0.3 \left( \frac{0.20 I_0}{t} \right) \quad (12)$$

donde  $A$  es el importe anual del impuesto a las ganancias a deducir.

**d. Egresos**

Los egresos relacionados al proyecto tienen que ver con la operación y el mantenimiento de la infraestructura del generador fotovoltaico. En cuanto a costos de operación, éstos fueron absorbidos por la actual infraestructura de la empresa, ya que se cuenta con la capacidad de poder operar una planta fotovoltaica de la magnitud planteada. En cuanto al mantenimiento, se estimó el costo de la limpieza de los módulos fotovoltaicos,  $L$ , según la información proporcionada por Henderson, Arena y Torres (2019). Aquí los autores indican que un periodo bimestral de limpieza es adecuado para la provincia de Mendoza, lo que implica realizar la actividad de limpieza 6 veces en el año. Así, el costo de la limpieza se obtuvo a través de la ecuación 13, donde  $T$  representa la cantidad de veces que es necesario limpiar



durante el año;  $p_l$  es el costo de limpieza por hora para el cual se tomó como referencia el precio por hora de diciembre del 2020 del servicio de limpieza que tiene contratada la empresa;  $n$  cantidad de paneles que posee la instalación fotovoltaica;  $t_l$  es el tiempo que lleva limpiar cada módulo. El valor así obtenido se tomó como constante para cada periodo. El precio por hora de limpieza se convierte a dólares utilizando el tipo de cambio promedio del mes de diciembre del 2020.

$$L = T[p_l(nt_l)] \quad (13)$$

## 6. INDICADORES DEL PROYECTO

Como indicadores del proyecto, se han determinado el VAN y la TIR como indicadores principales de la rentabilidad del proyecto, y se ha profundizado el estudio con la determinación del PRI (Periodo de Recuperación de la Inversión) y un análisis de sensibilidad ante cambios en los precios de la energía.

### A. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Según Sapag Chain y Sapag Chain (2008) este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su VAN es igual o superior a cero, donde el VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual. Al aplicar este criterio, el VAN puede tener un resultado igual a cero, indicando que el proyecto renta justo lo que el inversionista exige a la inversión. Si el resultado fuese menor que cero, debe interpretarse como la cantidad que falta para que el proyecto rente lo exigido por el inversionista. Para su cálculo debe aplicarse la ecuación 14.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (14)$$

En donde  $n$  es el número de periodos,  $BN$  es el balance neto de cada período,  $t$  es el período,  $i$  es la tasa de descuento utilizada, y por último  $I_0$  es la inversión en el momento cero. La tasa que se utiliza para determinar el valor actual de los flujos futuros que genera un proyecto es aquella que representa la rentabilidad que se le debe exigir a la inversión por renunciar a un uso alternativo de los recursos en proyectos de riesgos similares. Para el caso de estudio se ha utilizado una tasa real de descuento, ya que el proyecto no contempla los efectos inflacionarios, por lo que requiere la utilización de una tasa que tampoco los tenga en cuenta.



## B. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El criterio de la TIR evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. Para su cálculo debe aplicarse la ecuación 15.

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} + I_0 \quad (15)$$

Donde  $t$  es el período,  $Y_t$  es la suma de los ingresos en el período  $t$ ,  $r$  es la tasa considerada para el cálculo,  $E_t$  es la suma de los egresos para el periodo  $t$  y por último  $I_0$  es la inversión en el momento cero. La tasa así calculada se compara con la tasa de descuento de la empresa. Si la  $TIR$  es igual o mayor que ésta, el proyecto debe aceptarse, y si es menor, debe rechazarse (Sapag Chain y Sapag Chain, 2008).

## C. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Otro indicador también utilizado, como complemento al  $VAN$  y  $TIR$ , es el Periodo de recuperación de la inversión ( $PRI$ ), mediante el cual se indica la cantidad de períodos necesarios para recuperar la inversión inicial. Para este indicador se debe actualizar el flujo neto de fondos al momento 0 (cero) y luego ir sumando cada periodo hasta que el valor acumulado alcance el monto de la inversión, indicando de esta manera la cantidad de períodos necesarios para recuperar la inversión inicial (Sapag Chain y Sapag Chain, 2008).

## 7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La metodología aplicada hasta aquí solo trata de la evaluación del proyecto para determinados parámetros, como se verá en los escenarios que se presentan en el siguiente apartado. Sin embargo, los resultados así obtenidos son específicos para las condiciones establecidas por el grupo que realizó el trabajo y que muchas veces pueden no coincidir con las posturas de otros evaluadores o de las personas que deben tomar las decisiones (Sapag Chain y Sapag Chain, 2008). Es por ello por lo que se establece como parte del trabajo realizar un análisis de sensibilidad del proyecto para diferentes variables que son de importancia para este caso.

El análisis de sensibilidad puede hacerse con respecto a distintos indicadores y para diferentes variables. Para este trabajo se analizarán las variaciones del  $VAN$  con respecto a las siguientes variables del proyecto:

- Precio de la tarifa eléctrica (manteniendo los subsidios del estado).
- Porcentaje del subsidio del estado.



- Precio de la energía volcada.
- Capital de inversión inicial.

## 8. ESCENARIOS

Se ha decidido por evaluar diferentes escenarios en los cuales el proyecto podría desarrollarse, con el objeto de buscar posibles alternativas que mejoren la rentabilidad de este. En los siguientes apartados se presentan un escenario denominado base, por ser aquel que actualmente se puede implementar según las condiciones del contexto de la provincia, y alternativas que incluyen beneficios o incentivos adicionales para la generación de energías renovables.

En la alternativa 1 se incorpora un ingreso por la tenencia de Bonos de Carbono, considerando que sería factible obtener estos al estar produciendo energías limpias. En la alternativa 2 se considera un incremento en las ventas como consecuencia de los beneficios publicitarios de utilizar energías renovables y por la expansión del mercado a nuevos clientes que precisan de insumos para la fabricación de sus bebidas con una huella de carbono menor. Por último, en la alternativa 3 se ha considerado una alternativa más novedosa que tiene que ver con el almacenamiento de energía, cuestión que ya es tenida en cuenta en la Ley provincial N°9.084. Para esta alternativa lo que se propone es que el exceso de generación fotovoltaica en vez de ser inyectado a la red se almacene en las baterías de autos eléctricos temporalmente para poder ser consumida luego, cuando la generación no alcanza a autogenerar el total de la demanda.

Para poder independizar la evaluación de la potencia base del caso de estudio, se realizó un estudio de sensibilidad para diferentes potencias instaladas, considerando los costos variables de inversión por MW de potencia.

### A. ESCENARIO BASE

Para poder establecer una referencia, se consideró como la potencia del sistema fotovoltaico del escenario base a la máxima posible que el estudio de factibilidad arrojó. Esta viene establecida por la Ley N°27.424 Artículo 4, donde se indica que la potencia máxima que se puede instalar es igual a aquella que el usuario tiene contratada con la empresa distribuidora. Aquí hay que diferenciar la potencia del generador de la potencia total de módulos fotovoltaicos instalados, que en general difieren en la cantidad de potencia y su relación  $r = P_{DC}/P_{AC}$  varía según la localización geográfica y las condiciones de radiación del sitio (Faranda, Hafezi, Leva, Mussetta y Ogliari, 2015). Para este trabajo se consideró  $r = 1,2$ . La potencia exigida por ley es la del generador, que en este caso viene limitada por la potencia del inversor solar. Para el caso de estudio la potencia del generador es de 298 kW, mientras que la potencia en módulos es de 370 kWp.



La instalación está prevista a realizarse en el techo de la nave industrial de la empresa, en donde el estudio de factibilidad técnica dio un resultado positivo. La simulación de la generación se obtuvo con ayuda de integrantes del Grupo CLIOPE – Energía, Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Mendoza.

Dentro del escenario base se consideraron, además, como así también para las siguientes alternativas, todos los incentivos proporcionados por el gobierno que se desarrollaron en el inciso c. Ingresos por beneficio impositivos de los ingresos por operación del flujo de caja desarrollados en la metodología.

## B. ALTERNATIVA 1: BONOS DE CARBONO

Luego de establecerse el Protocolo de Kioto en el año 1997 se crearon los llamados Bonos de Carbono, que son considerados activos y tienen su propio mercado en el cual se comercializan.

Se propuso evaluar un escenario en donde se contemple la introducción de estos bonos o similares, que a través de la tenencia de estos se posea un valor agregado en esta clase de proyectos que involucran energías renovables. Esto se analizó también para diferentes potencias nominales, considerando que el precio del bono es proporcional a las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por la instalación cada año para los 25 años en los cuales se analiza el proyecto.

Para el cálculo de este bono se deben multiplicar los kWh no consumidos de la red eléctrica por un factor de emisiones dado en kg CO<sub>2</sub>eq/kWh, el cual depende de la matriz energética a la cual se encuentre conectada la empresa. Luego, hay que multiplicar este producto por el valor unitario del bono, considerado en USD/kg CO<sub>2</sub>eq. Esto se representa en la ecuación 16.

$$BCO_2 = (E f_{CO_2}) b_{CO_2} \quad (16)$$

Donde  $E$  es la energía autogenerada según la potencia instalada en kWh en un año.  $f_{CO_2}$  es el coeficiente de CO<sub>2</sub> dejado de emitir y  $b_{CO_2}$  es el valor unitario del bono en el mercado.

Para determinar el valor de mercado del bono, se tomó el valor promedio de mercado según Fusion Media (2021), desde enero 2019 a agosto 2021, expresado en USD por toneladas de CO<sub>2</sub>. Por otro lado, para llegar al valor de CO<sub>2</sub> dejado de emitir, se utilizó un coeficiente obtenido de la base proporcionada por el gobierno nacional Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por unidad de energía eléctrica, al cual se lo multiplicó por la energía autogenerada para la potencia analizada.



### C. ALTERNATIVA 2: INCREMENTO EN VENTAS

Un escenario independiente de las condiciones que pueda llegar a establecer el gobierno y las regulaciones en materia de energías renovables es el incremento de ventas por la mejor imagen de la empresa en cara a lo ambiental y social. Se analizó el impacto que tendría el proyecto en las ventas para los próximos años, considerando que a través de la publicidad y la posibilidad de atraer nuevos clientes que sean más exigentes desde el punto de vista ambiental al comparar la huella de carbono de los insumos que adquieren se lograría llegar a clientes que estén comprometidos con la sustentabilidad y el cuidado del medioambiente.

Para ello, se tomó como referencia el crecimiento del consumo del vino ecológico según Escamilla (2019), en donde se puede apreciar que el mercado ecológico ha crecido de un 1,5% de participación en el año 2013 a un 2,85% en 2019 y se espera que para el año 2023 la participación sea de un 3,5%. A partir de esto, y considerando que la empresa tiene capacidad de absorber parte de este mercado, se ha considerado una participación del 2% en dicho crecimiento. Se tomaron como base las ventas del año 2020 y se las incrementó en función a la participación de cada producto en el mercado para luego, determinar el margen de ganancia adicional.

Se considera que el incremento en las ventas será constante para diferentes potencias de instalación, tomando en cuenta que la influencia de la publicidad es mayor que la que realmente produce la disminución en la huella de carbono.

A su vez, se ha considerado que la empresa cuenta con capacidad para producir este incremento sin necesidad de invertir en nuevas líneas de producción ni generar mayores costos fijos y, por otro lado, el incremento en el costo de publicidad se ha considerado poco significativo para ser considerado en la evaluación del proyecto ya que la empresa se encuentra invirtiendo actualmente en publicidad para potenciar su imagen en el mercado.

### D. ALTERNATIVA 3: ALMACENAMIENTO EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Un escenario que promete nuevas aristas es el desarrollo de proyectos energéticos es el almacenamiento de energía. Por ello se considera esta alternativa en este trabajo, en donde los excesos de generación pueden ser almacenados en baterías.

Para poder evaluar el impacto económico del almacenamiento en un sistema como en que aquí se analiza, se consideró que las baterías a utilizar son las de futuros vehículos eléctricos, y que la inversión de sus puestos de carga corresponde a otro proyecto y que por lo tanto no es considerado un egreso para este. A su vez, como aún existen aspectos en esta área no reglamentados, en este trabajo no se han tenido en consideración los ingresos que se obtendrían por el abastecimiento de energía a



vehículos eléctricos. A tales efectos, se optó por considerarlo un beneficio para aquellos empleados que utilicen vehículos eléctricos.

En este escenario lo que sucede es que los momentos de exceso de generación, en vez de inyectar esa energía a la red eléctrica, esta se almacene en las baterías de los vehículos eléctricos para poder ser utilizada luego, cuando la generación no llega a abastecer toda la demanda. De esta manera, se estaría disminuyendo la demanda de energía eléctrica a la red pública y se podrían apreciar beneficios económicos.



### **III. RESULTADOS**

En este apartado se exponen los principales resultados del trabajo de investigación y se hace una interpretación crítica de estos. Para mantener una armonía en el orden del trabajo, los resultados se exponen con el mismo ordenamiento que se utilizó en la metodología, comenzando con los resultados para el escenario base y avanzando en las diferentes alternativas. Al final se exponen resultados globales del trabajo y se abre camino al capítulo de las conclusiones.

#### **9. ESCENARIO BASE**

En primer lugar, cabe destacar que se determinó la factibilidad técnica a partir de consultas a especialistas en sistemas fotovoltaicos a quienes se les proporcionó información sobre las dimensiones del terreno, estructura edilicia e informe de consumo mensual de energía para los últimos 5 años. Con ello lograron determinar que la instalación es factible de realizar, y que se podría generar hasta un 40% de la energía demandada en promedio por año. Por otra parte, se estudió en profundidad el marco regulatorio para estos sistemas, en donde se encuentra la provincia habilitada para poder implementar tales sistemas.

La factibilidad financiera fue determinada para un periodo de evaluación de 25 años, obteniendo un flujo de caja como el que se presenta en la tabla 1. Aquí se puede observar una inversión inicial de USD 619.626,67 en el año 0 y los ahorros son obtenidos a partir del mismo año, ya que su construcción es relativamente rápida y se comienza a operar de forma inmediata. Los ahorros generados por la autogeneración de energía y energía volcada son de USD 24.651,75 anuales, los cuales se han considerado constantes para todo el ciclo de vida del proyecto. Se conoce que hay una depreciación de la instalación por lo cual se espera que la producción de energía se vea reducida, sin embargo, esto no es tenido en cuenta para la evaluación del proyecto. También se pueden visualizar los beneficios impositivos en Ganancias de USD 788,81 anuales para todo el ciclo de vida del proyecto y los beneficios por Certificado de Crédito Fiscal de la Ley N°27.424 que asciende a un importe de USD 18.750,00 a ser pagados por única vez en el año 1 del proyecto. El beneficio de reembolso del Programa Mendoza Activa también se programa a ser pagado en el año 1 del proyecto y un monto de USD 25.000,00. Los costos por operación y mantenimiento se consideran constantes y con un valor de USD 139,26 por año,



para todo el ciclo de vida de la instalación. No se ha considerado un reintegro de dinero al finalizar el proyecto por el reciclado del material de la instalación o la reventa de los equipos, lo cual posee un valor elevado, pero podría desvirtuar los resultados del trabajo.

**Tabla 1.** Flujo de caja del proyecto para su escenario base.

Concepto/ Periodos	0	1	2	...	25
<b>Capital</b>	<b>-USD 619.626,67</b>	<b>USD -</b>	<b>USD -</b>	<b>...</b>	<b>USD -</b>
Inversión inicial	-USD 619.626,67	USD -	USD -	...	USD -
<b>Ingresos y Egresos de Operación</b>	<b>USD 24.512,48</b>	<b>USD 24.512,48</b>	<b>USD 24.512,48</b>	<b>...</b>	<b>USD 24.512,48</b>
<b>Ingresos</b>					
Ahorro de energía	USD 24.651,74	USD 24.651,74	USD 24.651,74	...	USD 24.651,74
<b>Egresos</b>					
Operación y Mantenimiento	-USD 139,26	-USD 139,26	-USD 139,26	...	-USD 139,26
<b>Impuestos</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>USD 44.538,81</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>...</b>	<b>USD 788,81</b>
Ganancias	USD 788,81	USD 788,81	USD 788,81	...	USD 788,81
Certificado Crédito Fiscal Ley 27.424	USD -	USD 18.750,00	USD -	...	USD -
Mendoza Activa Reembolso	USD -	USD 25.000,00	USD -	...	USD -
<b>Flujo Neto de Caja</b>	<b>-USD 594.325,37</b>	<b>USD 69.051,29</b>	<b>USD 25.301,29</b>	<b>...</b>	<b>USD 25.301,29</b>

La inversión inicial se calculó a partir de un valor unitario de USD 1,67 USD/Wp para una instalación de 370 Wp (298 kW de potencia del inversor fotovoltaico). La tarifa con la cual se analizó el proyecto fue la vigente a octubre de 2020, según Resolución N° 115/2020 del EPRE, para Grandes demandas (Potencias mayores a 10kW y menores a 300kW), con valores de 3,20, 3,49 y 3,35 \$/kWh para la tarifa sin subsidio en sus tramos horarios de valle, pico y resto, respectivamente (ver Tabla 2).

Considerando una tasa real del 5% en dólares, el VAN resultó de  $VAN = -USD 193.063,67$  lo cual indica que el proyecto no es rentable bajo las condiciones planteadas. Por otro lado, la TIR obtenida fue de  $TIR = 1,09\%$ , inferior a la tasa utilizada para analizar el proyecto. Luego, en la figura 13 puede observarse el *PRI*, en el cual el capital invertido no logra recuperarse en los 25 años.

Por otra parte, a efectos de analizar la sensibilidad del proyecto, se analizó la variación del *VAN* con respecto a cuatro parámetros del proyecto. El primero es el precio de la tarifa eléctrica,  $t$ , considerando que el porcentaje de subsidio aplicado se mantiene constante. Segundo, la variación en el subsidio del estado al consumo de energía. Tercero, la variación del precio de la energía volcada,  $t_v$ , y, por último, la variación del capital inicial,  $I_0$ .

En la figura 14 se representan los resultados del análisis de sensibilidad. Aquí se puede ver como para curvas con pendientes elevadas la sensibilidad es mayor, ya que, ante pequeños cambios en el parámetro, se obtienen cambios elevados en el *VAN*. Por el contrario, para pendientes menores se obtienen, para cambios grandes en el parámetro, variaciones relativamente pequeñas en el *VAN*. Las curvas del análisis de sensibilidad no siempre son rectas, ya que esto depende de la incidencia del parámetro estudiado en el flujo de caja. Para este trabajo se observa una pequeña variación de la



pendiente a medida que se varía el parámetro, lo que resulta en una variación no lineal. Sin embargo, al ser esta variación tan pequeña, se han considerado cambios proporcionales en el VAN con respecto a los cambios de los parámetros.

De esta manera, se obtienen los siguientes valores de proporcionalidad para los diferentes parámetros:

- Tarifa de la energía eléctrica:  $m_t = 1,64$
- Porcentaje de subsidio del estado:  $m_{sub} = 1,52$
- Costo de la energía volcada:  $m_v = 0,06$
- Inversión de capital inicial:  $m_i = -3,28$

donde  $m$  es la constante de proporcionalidad entre los diferentes parámetros y el VAN.

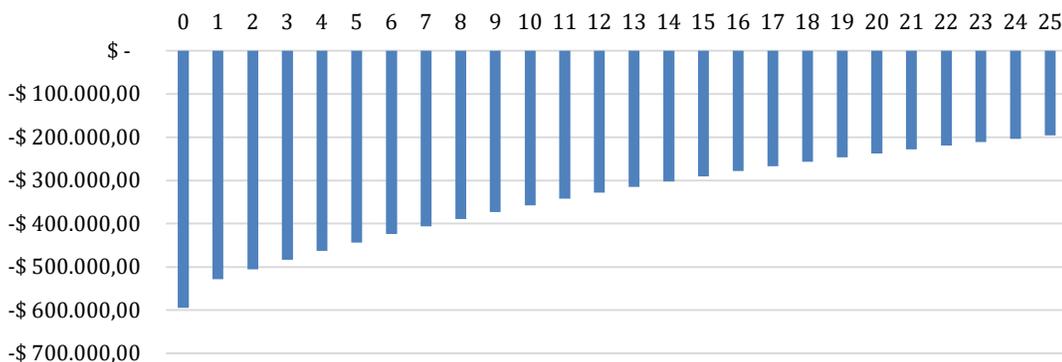
Se puede observar que, ante cambios porcentuales unitarios de la tarifa de la energía eléctrica, las variaciones porcentuales obtenidas en el VAN son del 1,64%. De igual manera, se obtienen variaciones porcentuales del 1,52% del VAN para variaciones porcentuales unitarias del subsidio del estado. Estos dos parámetros están íntimamente relacionados y, como se puede apreciar, la incidencia de estos es prácticamente la misma en la evaluación del proyecto.

Por otro lado, la energía volcada incide de manera poco significativa ante cambios porcentuales unitarios de su tarifa, siendo las variaciones del VAN del 0,06%. Esto se debe a que, de la energía autogenerada, sólo el 7% se vuelca a la red.

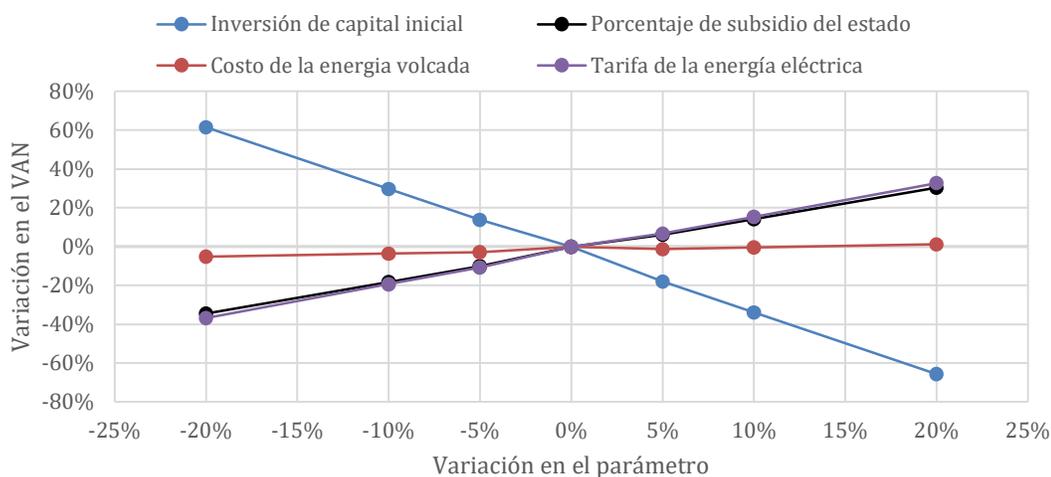
El capital inicial, por el contrario, tiene un comportamiento inverso respecto de las otras variables. Ante cambios porcentuales unitarios del costo de la inversión inicial, las variaciones del VAN son del -3,28%, es decir que a medida que el costo de la inversión se incrementa, el VAN disminuye, en este caso significativamente respecto del resto de las variables. Este último parámetro sin dudas influye significativamente al momento de evaluar el proyecto.

**Tabla 2.** Tarifas para el consumo de energía en la Provincia de Mendoza para octubre 2020.

	<b>Tarifa con subsidio</b>	<b>Tarifa sin subsidio</b>
Tramo valle (23hs. a 5hs.)	2,29 \$/kWh	3,20 \$/kWh
Tramo pico (18hs. a 23hs.)	2,49 \$/kWh	3,49 \$/kWh
Tramo resto (5hs. a 18hs.)	2,39 \$/kWh	3,35 \$/kWh



**Figura 13.** Período de Recuperación del Capital Invertido.



**Figura 14.** Resultados del análisis de sensibilidad del VAN del proyecto.

## 10. ALTERNATIVA 1: BONOS DE CARBONO

Ante el supuesto de poder acceder al mercado de los bonos de carbono como consecuencia de la reducción en las emisiones de  $CO_2$ , en el flujo de caja, representado en la Tabla 2, se incorporó un ingreso por la tenencia de estos bonos, manteniendo el resto de los parámetros fijos. El valor por la tenencia de estos bonos se estimó en USD 4.438,16.

Este ingreso adicional provoca un incremento en el valor del VAN en comparación al escenario base, siendo este de -USD 131.697,30, aunque sin ser rentable aún. La TIR obtenida fue del 2,476%, mayor respecto a la obtenida en el escenario base, pero menor a la utilizada para el cálculo del VAN. Por último, la inversión tampoco logra recuperarse en los 25 años de evaluación del proyecto.



**Tabla 2.** Flujo de caja del proyecto para alternativa 1.

Concepto/ Periodos	0	1	2	...	25
<b>Capital</b>	<b>-USD 623.573,33</b>	<b>USD -</b>	<b>USD -</b>	<b>...</b>	<b>USD -</b>
Inversión inicial	-USD 623.573,33	USD -	USD -	...	USD -
<b>Ingresos y Egresos de Operación</b>	<b>USD 29.038,34</b>	<b>USD 29.038,34</b>	<b>USD 29.038,34</b>	<b>...</b>	<b>USD 29.038,34</b>
<b>Ingresos</b>					
Ahorro de energía	USD 23.234,91	USD 23.234,91	USD 23.234,91	...	USD 23.234,91
Ingresos por CO2	USD 4.438,16	USD 4.438,16	USD 4.438,16	...	USD 4.438,16
Venta de energía	USD 1.504,54	USD 1.504,54	USD 1.504,54	...	USD 1.504,54
<b>Egresos</b>					
Operación y Mantenimiento	-USD 139,26	-USD 139,26	-USD 139,26	...	-USD 139,26
<b>Impuestos</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>USD 44.538,81</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>...</b>	<b>USD 788,81</b>
Ganancias	USD 788,81	USD 788,81	USD 788,81	...	USD 788,81
Certificado Crédito Fiscal Ley 27.424	USD -	USD 18.750,00	USD -	...	USD -
Mendoza Activa Reembolso	USD -	USD 25.000,00	USD -	...	USD -
<b>Flujo Neto de Caja</b>	<b>-USD 593.746,18</b>	<b>USD 73.577,15</b>	<b>USD 29.827,15</b>	<b>...</b>	<b>USD 29.827,15</b>

## 11. ALTERNATIVA 2: INCREMENTO EN VENTAS

La generación de energías limpias tiene un fuerte impacto en la cadena de suministros hasta llegar a los consumidores finales, por lo que a través de la publicidad las ventas pueden verse incrementadas. En la Tabla 3, puede observarse los ingresos por ventas considerados. Para el periodo 1 se consideró un incremento del 1,77% en las ventas, para el período 2 el 1,88% y para el período 3 en adelante el 2,10%. Esta consideración incrementó el valor del VAN a -USD 43.521,82 respecto del escenario base y la alternativa 1, pero el proyecto continúa siendo no rentable. La TIR de 4,21% se aproxima más a la tasa utilizada para evaluar el proyecto, pero la inversión continúa sin recuperarse en los 25 años de evaluación.

**Tabla 3.** Flujo de caja del proyecto para alternativa 2.

Concepto/ Periodos	0	1	2	3	...	25
<b>Capital</b>	<b>-USD 619.626,67</b>	<b>USD -</b>	<b>USD -</b>	<b>USD -</b>	<b>...</b>	<b>USD -</b>
Inversión inicial	-USD 619.626,67	USD -	USD -	USD -	...	USD -
<b>Ingresos y Egresos de Operación</b>	<b>USD 24.600,12</b>	<b>USD 33.831,45</b>	<b>USD 34.392,81</b>	<b>USD 35.515,54</b>	<b>...</b>	<b>USD 35.515,54</b>
<b>Ingresos</b>						
Ahorro de energía	USD 23.234,87	USD 23.234,87	USD 23.234,87	USD 23.234,87	...	USD 23.234,87
Venta de energía	USD 1.504,51	USD 1.504,51	USD 1.504,51	USD 1.504,51	...	USD 1.504,51
Ingresos por ventas	USD -	USD 9.231,32	USD 9.792,69	USD 10.915,42	...	USD 10.915,42
<b>Egresos</b>						
Operación y Mantenimiento	-USD 139,26	-USD 139,26	-USD 139,26	-USD 139,26	...	-USD 139,26
<b>Impuestos</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>USD 44.538,81</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>...</b>	<b>USD 788,81</b>
Ganancias	USD 788,81	USD 788,81	USD 788,81	USD 788,81	...	USD 788,81
Certificado Crédito Fiscal Ley 27.424	USD -	USD 18.750,00	USD -	USD -	...	USD -
Mendoza Activa Reembolso	USD -	USD 25.000,00	USD -	USD -	...	USD -
<b>Flujo Neto de Caja</b>	<b>-USD 594.237,73</b>	<b>USD 78.370,26</b>	<b>USD 35.181,62</b>	<b>USD 36.304,35</b>	<b>...</b>	<b>USD 6.304,35</b>



## 12. ALTERNATIVA 3: ALMACENAMIENTO EN VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En la generación distribuida, la energía que no se consume se vuelca a la red. En esta alternativa se evaluó almacenar este excedente en vez de inyectarlo a la red. La forma de almacenamiento puede ser de diversas maneras, pero como consecuencia de la creciente demanda de autos eléctricos que se está observando a nivel mundial, se analizó la posibilidad de su utilización como almacenaje de energía.

Bajo esta variante, no hay ingresos por vuelco de energía y por lo tanto la energía que se almacena es energía que deja de consumirse de la red pública. En la Tabla 4, puede observarse que la línea de ahorro de energía tiene un incremento. Éste es como consecuencia del almacenamiento.

Respecto al escenario base, esta alternativa no varía significativamente, siendo su VAN de -USD 184.641,75 su TIR de 1,33%. Al ser el precio de la energía volcada igual al de la tarifa eléctrica, la rentabilidad de esta alternativa mejora sólo por el hecho de que, al poder almacenarse la energía, ésta puede ser utilizada en aquellos tramos horarios en los que la tarifa es más cara.

**Tabla 4.** Flujo de caja del proyecto para alternativa 3.

Concepto/ Periodos	0	1	2	...	25
<b>Capital</b>	<b>-USD 617.900,00</b>	<b>USD -</b>	<b>USD -</b>	<b>...</b>	<b>USD -</b>
Inversión inicial	-USD 617.900,00	USD -	USD -	...	USD -
<b>Ingresos y Egresos de Operación</b>	<b>USD 25.154,81</b>	<b>USD 25.154,81</b>	<b>USD 25.154,81</b>	<b>...</b>	<b>USD 25.154,81</b>
<b>Ingresos</b>					
Ahorro de energía	USD 25.294,07	USD 25.294,07	USD 25.294,07	...	USD 25.294,07
Venta de energía	USD -	USD -	USD -	...	USD -
<b>Egresos</b>					
Operación y Mantenimiento	-USD 139,26	-USD 139,26	-USD 139,26	...	-USD 139,26
<b>Impuestos</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>USD 44.538,81</b>	<b>USD 788,81</b>	<b>...</b>	<b>USD 788,81</b>
Ganancias	USD 788,81	USD 788,81	USD 788,81	...	USD 788,81
Certificado Crédito Fiscal Ley 27.424	USD -	USD 18.750,00	USD -	...	USD -
Mendoza Activa Reembolso	USD -	USD 25.000,00	USD -	...	USD -
<b>Flujo Neto de Caja</b>	<b>-USD 591.956,38</b>	<b>USD 69.693,62</b>	<b>USD 25.943,62</b>	<b>...</b>	<b>USD 25.943,62</b>

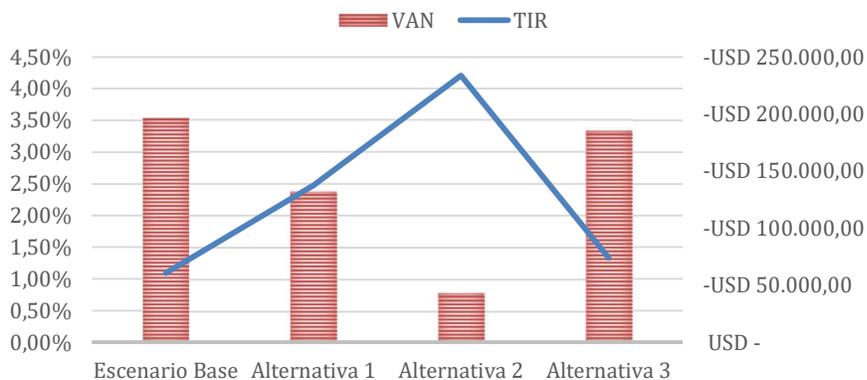
## 13. RESULTADOS GENERALES

Al plantear distintas alternativas al escenario base para la misma potencia instalada de 370 kWp, se observaron variaciones en el valor del VAN y la TIR. En la figura 15 se puede observar que el VAN y TIR de la alternativa 3 y el escenario base son muy similares. La diferencia de los resultados se debe a que en la alternativa 3 la energía generada en exceso se almacena y se utiliza en aquellos momentos en los que la tarifa eléctrica es más costosa, mientras que en el escenario base la energía generada en exceso se vuelca en el momento en el que se genera, el cual suele coincidir con los tramos en donde la tarifa es más barata. A esta alternativa le sigue con mejor rendimiento la alternativa 1, en la cual se incorporó el supuesto de la tenencia de bonos de carbono para negociarlos en el mercado. En ella se observa un incremento en la TIR respecto al escenario base y a la alternativa 3. Por último, la consideración de la



influencia que tiene la reducción en las emisiones de  $CO_2$  en las ventas, mejoró en mayor medida la rentabilidad del proyecto, tanto para el VAN como para la TIR.

Para todos los escenarios planteados, el PRI no se logró, es decir que no se recuperó la inversión en los 25 años de la evaluación del proyecto.



**Figura 15.** Comparativa de escenarios con potencia instalada de 370 kWp.

Por otro lado, para independizar el análisis de la potencia instalada, se analizaron para las mismas alternativas planteadas cómo afectaría en el VAN cambios en el dimensionamiento de la instalación. Para ello, se calculó el VAN para potencias de 7kWp, 15 kWp, 30 kWp, 50 kWp, 100 kWp, 200 kWp, 370 kWp, 500 kWp y 1000 kWp.

Los costos de inversión fueron calculados según los USD/W indicados en la figura 9. Sin embargo, como no se utilizaron específicamente las potencias de la mencionada figura, en la tabla 5 se indican los valores en USD/W para cada una de las potencias analizadas.

**Tabla 5.** Valores en USD por watio instalado

Potencia instalada en kilovatios / kWp	Dólares por watio instalado
7	2,71 USD/Wp
15	2,64 USD/Wp
30	2,50 USD/Wp
50	2,32 USD/Wp
100	1,87 USD/Wp
200	1,72 USD/Wp
500	1,64 USD/Wp
1 000	1,61 USD/Wp

Respecto a las variaciones de potencia, el escenario base resultó rentable sólo para potencias de 7 y 15 kWp con un VAN de USD 7.168,96 y USD 4.828,12 respectivamente. En cuanto a la alternativa 1, puede observarse en la figura 16, que a medida que aumenta la potencia instalada, el VAN se incrementa a ritmo creciente. Esto se debe a que, a mayor potencia, menores son las emisiones de  $CO_2$



por lo que se incrementa el valor en los bonos. En esta alternativa, el proyecto resulta rentable para potencias instaladas de 7 y 15 kWp con un VAN de USD 8.435,15 y USD 7.541,40 respectivamente. Por otro lado, el incremento en las ganancias proveniente de mayores ventas, alternativa 2, hace que la curva del VAN, respecto al escenario base, sea mayor a éste proporcionalmente, haciendo que el proyecto sea rentable hasta 300kWp. Este incremento proporcional se debe a que la variable que ventas es independiente al resto, por lo que afecta directamente al resultado. La alternativa 3, tiene un comportamiento similar al escenario base, ya que para potencias en las que no se genera energía en exceso el VAN es igual para ambas alternativas. A partir de 300 kWp hasta 550 kWp el VAN es mínimamente mayor que el escenario base, pero luego, a mayor potencia la alternativa 3 resulta menos rentable.

Para visualizar el impacto de las tres alternativas juntas se elaboró una cuarta alternativa, en la cual se incluyeron los ingresos por bonos de carbono, ganancias por incremento de ventas y almacenamiento de energía. Bajo este escenario puede observarse que el proyecto es rentable para potencias de hasta 470 kWp.

En síntesis, bajo el contexto económico y las posibilidades existentes en la actualidad, valor óptimo de instalación para que el proyecto resulte rentable es de 15 kWp con una TIR del 7% y PRI en el año 17. Para esta potencia, todas las alternativas mejoran los resultados, siendo el proyecto más rentable.

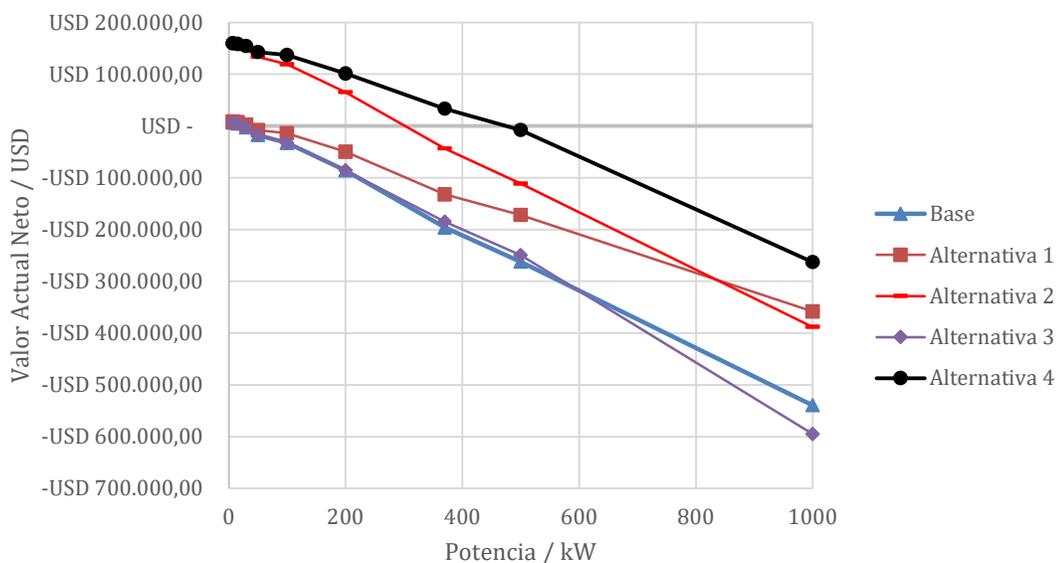


Figura 16. Análisis de potencias de instalación para diferentes escenarios.



## IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se determinó la factibilidad técnica y financiera de la instalación de un sistema fotovoltaico en una empresa industrial de Mendoza. Para ello, se evaluaron diferentes potencias del sistema fotovoltaico a instalar, abarcando alternativas de potencia a instalar de 7 kWp a 1000 kWp.

Desde el punto de vista técnico, se determinó que el proyecto es factible para potencias de hasta 298kW. Esto se debe a que la empresa cuenta con la infraestructura y los recursos necesarios para implementar instalaciones de potencias de hasta 1000 kWp por la capacidad de personal, superficies disponibles y consumos energéticos, sin embargo, las disposiciones regulatorias actuales limitan el dimensionamiento de la instalación hasta la potencia contratada con la empresa distribuidora de energía, que en este caso es 298 kWp. No obstante, desde el punto de vista financiero se observó que solo potencias menores a 15 kWp resultan en inversiones con un retorno positivo bajo las condiciones actuales de regulación, incentivos y precios de energía (escenario base).

Por otra parte, del análisis de sensibilidad efectuado se desprenden algunas conclusiones: (1) la variable con mayor influencia en la factibilidad financiera del proyecto es la inversión de capital, mostrando variaciones del 66% del VAN para una variación del 20%; (2) la variación del valor de la energía volcada tiene una influencia despreciable, lo cual tiene relación con las pequeñas cantidades de energía volcada a la red y con el poco margen de diferencia que existe entre el vuelco de energía y la autogeneración; (3) los subsidios energéticos y la tarifa de la energía eléctrica tienen una influencia directamente proporcional con la rentabilidad del proyecto, lo cual sugiere que la quita de subsidios o el aumento del valor de la energía harían que el proyecto mejore de manera considerable.

Con el objeto de mejorar la factibilidad financiera del proyecto para poder alcanzar valores de rentabilidad mayores, se plantearon alternativas que incluyen incentivos de bonos de carbono, almacenamiento de energía en vehículos eléctricos y expansión del mercado por las mejoras ambientales introducidas en los productos de la empresa. Un análisis de estas alternativas expone que la inserción de los productos de la empresa en nuevos mercados genera una rentabilidad mucho mayor que las estrategias de almacenamiento o de bonos de carbono, y una combinación de todos ellos optimiza la rentabilidad del proyecto.



Al considerar la alternativa del incremento en las ganancias proveniente de mayores ventas, se obtiene un proyecto factible financieramente hasta potencias nominales de 300 kWp, lo cual abarca el mismo espectro de potencias que la factibilidad técnica.

La alternativa de almacenamiento de energía en vehículos eléctricos tiene un comportamiento similar al escenario base, ya que para potencias en las que no se genera energía en exceso los indicadores financieros son iguales para ambas alternativas por la inexistencia de energía volcada. A partir de 300 kWp hasta 550 kWp el proyecto presenta una leve mejora en la rentabilidad, acrecentándose para potencias mayores. Sin embargo, el proyecto resulta rentable para las mismas potencias que el escenario base, debido a que las mejoras en la rentabilidad no producen un retorno positivo de la inversión.

La inclusión de beneficios por bonos de carbono produce beneficios que se incrementan con el aumento de la potencia instalada (y con ello la generación de energía renovable), sin embargo, esto no logra por sí mismo transformar al proyecto en uno factible financieramente.

Como conclusiones generales para la instalación de sistemas fotovoltaicos en industrias, dada la situación regulatoria y de mercado actual para la provincia de Mendoza, se pueden dar las siguientes:

- Existe una combinación de factores (precio de la energía, costos de importación de productos, falta de competencia en el mercado, etc.) que hace que la inversión en energía renovable no resulte rentable, debido a un elevado costo de inversión y bajos beneficios económicos los cuales son el resultado de los ahorros en el consumo de energía de la red.
- El mercado de los insumos amigables con el medioambiente se encuentra en constante crecimiento, y aquellos que participan en la cadena de valor son reconocidos y valorados socialmente. Esto sugiere que la introducción de los productos en un mercado de estas características es uno de los métodos que permite lograr una factibilidad financiera en proyectos de energía renovables para potencias requeridas por la industria.
- Al observar que sólo para potencias de 7 a 15 kWp un proyecto resultaría rentable, se puede decir que los incentivos actuales están enfocados en el fomento de instalaciones para viviendas o pequeños comercios, con usos pocos intensivos de energía eléctrica, lo que deja abierta la posibilidad de analizar qué incentivos resultarían favorables para grandes potencias, como los que aquí se analizaron.
- Es necesario incluir en futuras investigaciones los impactos sociales y ambientales con un enfoque metodológico más objetivo, como el del análisis de ciclo de vida, que permita una comparación entre alternativas para la producción de energía y una



**UNCUYO**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE CUYO

**FCE**  
FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS

contabilización más acertada de los beneficios producidos por las diferentes alternativas.



## V. REFERENCIAS

- Abou Jieb, Y., & Hossain, E. (2022). *Photovoltaic Systems: Fundamentals and Applications*. Springer Nature.
- Arzakevich, E. (15/10/2021). Misiones desembarca en el mercado de los bonos de carbono. Clarin. [https://www.clarin.com/economia/misiones-desembarca-mercado-bonos-carbono\\_0\\_hIx2lo29a.html](https://www.clarin.com/economia/misiones-desembarca-mercado-bonos-carbono_0_hIx2lo29a.html)
- Benito, A. O., Arena, A. P., & Rodríguez, P. D. (2021). Avances de integración energética en mendoza de vehículos eléctricos y sistemas de generación distribuida: modelo leap. *Avances En Energías Renovables y Medio Ambiente*, 25, 292–303
- BP p.l.c. (2020). *Energy Outlook 2020 edition*, 35.
- Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2011). The impact of vehicle-to-grid on the distribution grid. *Electric Power Systems Research*, 81(1), 185–192. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.08.007>
- Contreras Lisperguer, R. (2020). Análisis de las tarifas del sector eléctrico. Los efectos del COVID-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay. *Recursos Naturales y Desarrollo*, 199. [www.cepal.org/apps](http://www.cepal.org/apps)
- Coria, G. E., & Tascheret, C. (2014). Evaluación económica y análisis de sensibilidad en base a datos reales de un sistema de generación solar fotovoltaico conectado a la red de distribución. *Avances En Energías Renovables y Medio Ambiente*, 18, 7–43.
- Coria, G., Penizzotto, F., & Pringles, R. (2020). Economic Analysis of Rooftop Solar PV Systems in Argentina. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, 18(1), 32–41.
- Cucchiella, F., D'Adamo, I., & Gastaldi, M. (2017). Economic analysis of a photovoltaic system: A resource for residential households. *Energies*, 10(6). <https://doi.org/10.3390/en10060814>
- Decreto 404/2021, de 12 de abril, para los Lineamientos Generales para el Reglamento de Modalidades, Condiciones técnicas, Comerciales y Legales del Régimen de Recursos de Energía distribuida y el mercado a término Mendoza. Boletín Oficial Mendoza, de 13 de abril de 2021, 31340.



- Disposición Subsecretaría de Energía Eléctrica 40/2021, de 16 de julio.  
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/350000-354999/352179/norma.htm>
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). Solar engineering of thermal processes, photovoltaics, and wind. John Wiley & Sons.
- Ente Provincial Regulador Eléctrico (2021). Recursos de Energía Distribuida. Argentina. Acceso el 17/11/2021: <https://www.epremendoza.gov.ar/2019/usuariogenerador/>
- Escamilla, V. (2019): *El consumo mundial de vinos ecológicos se ha duplicado desde 2013*. Economía. La Semana Vitivinícola. <http://www.sevi.net/>
- Faranda, R. S., Hafezi, H., Leva, S., Mussetta, M., & Ogliari, E. (2015). The optimum PV plant for a given solar DC/AC converter. *Energies*, 8(6), 4853-4870.
- Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J., & Margolis, R. (2020). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020*. <http://www.nrel.gov/publications>
- Flores, A. G. (2017). Bonos de carbono, condena al subdesarrollo. *Comité Científico*, 10.
- Fusion Media. (2021). Carbon emissions historical data. Retrieved December 10, 2021, from <http://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>
- Henderson, G. R., Arena, A. P., & Torres, I. (2019). *Estudio de la influencia de la deposición de polvo en un banco de ensayos*.
- Ley 25019/1998, de 23 de septiembre, para el régimen nacional de energía eólica y energía solar. *Boletín Oficial Argentina*, de 19 de octubre de 1998, 29008.
- Ley 26190/2006, de 6 de diciembre, para el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. *Boletín Oficial Argentina*, de 27 de diciembre de 2006, 31064.
- Ley 27191/2015, de 23 de septiembre, para el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. *Boletín Oficial Argentina*, de 21 de octubre de 2015, 33239.
- Ley 27424/2017, de 30 de noviembre, para el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. *Boletín Oficial Argentina*, 27 de diciembre de 2017, 33779.



- Ley 9084/2018, de 26 de julio, para el régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. Boletín Oficial Mendoza, 31 de julio de 2018, 30659.
- Lobos, G., Vallejos, O., Caroca, C., & Marchant, C. (2005). El mercado de los bonos de carbono (“bonos verdes”): una revisión. *Revista Interamericana de Ambiente y Turismo*, 1(1), 42.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Argentina (2021). Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por unidad de energía eléctrica. <http://datos.ambiente.gob.ar/dataset/09924bea-0458-4777-ab54-e74cbc5d3e8e/archivo/5a0a2fcf-3335-464b-9e80-ee9455b57777> accedido el: 15/10/2021.
- Molina, M. G., Pontoriero, D. H., & Mercado, P. H. (2009). *Evaluación técnica y económica de generación híbrida solar-eólica en la provincia de san juan - argentina*.
- Moon, H., Park, S. Y., Jeong, C., & Lee, J. (2018). Forecasting electricity demand of electric vehicles by analyzing consumers’ charging patterns. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 62, 64-79.
- Naciones Unidas (2015): Resolución 70/1 de la Asamblea General “Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible” A/RES/70/1. <https://undocs.org/es/A/RES/70/1>
- Nogar, A. G., Clementi, L. V., & Decunto, E. V. (2021). Argentina en el contexto de crisis y transición energética. *Revista Universitaria de Geografía*, 30(1), 107–132. <https://doi.org/10.52292/j.rug.2021.30.1.0018>
- Oko C.O.C., Diemuodeke E.O., Omunakwe N.F., and Nnamdi E. (2012): Design and Economic Analysis of a Photovoltaic System: A Case Study. *Int. Journal of Renewable Energy Development (IJRED)* 1 (3), 65-73. ISSN: 2252-4940
- Pampa Energía (2021). *Mercado Eléctrico Mayorista. Argentina*. Acceso el 16/11/2021 <https://ri.pampaenergia.com/nuestros-activos/electricidad/el-sector-electrico-de-argentina/>
- Pendón, M., Williams, E., Crespi, G., Cibeira, N., Granada, M., Filippetti, B., Castellazzi, F., & Couselo, R. (2015). *Proyectos de energía renovable: su formulacion y evaluacion economico financiera y situacion actual en argentina*.
- Resolución EPRE 115/2020. Anexo I, Cuadro Tarifario



Resolución General AFIP 4511/2019, 28 de junio, Impuestos varios. Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica. Ley N° 27.424 y su modificación. Certificado de crédito fiscal. Bono electrónico. Su implementación.

Rodrigues, S., Chen, X., & Morgado-Dias, F. (2017). Economic analysis of photovoltaic systems for the residential market under China's new regulation. *Energy Policy*, 101, 467–472. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.039>

Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (2008). *Preparación y evaluación de proyectos*. Solano Arévalo, Ed. 5th edición.

Secretaría de Energía (2020). *Balance Energético Nacional de la República Argentina, año 2019*. Argentina. Acceso el 24/02/2021 <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>

Spertino, F., di Leo, P., & Cocina, V. (2013). Economic analysis of investment in the rooftop photovoltaic systems: A long-term research in the two main markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 531–540. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.024>

Tunbridge P. (2021): La transición energética de Argentina produce resultados alentadores, pero corre el riesgo de detenerse tal como comenzó. *Global Electricity Review, Marzo 2021*, 2-3. [www.ember-climate.org/global-electricity-review-2021](http://www.ember-climate.org/global-electricity-review-2021)



**DECLARACIÓN JURADA RESOLUCIÓN 212/99 CD**

El autor de este trabajo declara que fue elaborado sin utilizar ningún otro material que no haya dado a conocer en las referencias que nunca fue presentado para su evaluación en carreras universitarias y que no transgrede o afecta los derechos de terceros.

Mendoza, 24 de febrero de 2022

Raddino Vanesa Carolina  
Número de registro: 27301  
DNI: 36731880

Balverde Paola Andres  
Número de registro: 27019  
DNI: 36588279

Bussolotti María Agustina  
Número de registro: 27046  
DNI: 36513725