

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN UN ALMACÉN LOGÍSTICO RADICADO EN BUENOS AIRES, ARGENTINA.

Conti, Fernando – LU 109.936-9

Ingeniería Industrial

Salomone, Hernán Martín – LU 107.144-2

Ingeniería Industrial

Tutor:

Contador Panno, Javier

Año 2021

UADE

**UNIVERSIDAD ARGENTINA DE LA EMPRESA
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS EXACTAS**

Agradecimientos

A nuestras familias y amigos por acompañarnos desde el comienzo.

A Javier Panno por su compromiso y su colaboración.

A nuestros docentes por inculcarnos su pasión por la ingeniería y darnos los conocimientos necesarios para poder realizar este proyecto.

A la universidad por darnos las herramientas necesarias para transitar nuestra carrera.

Resumen

En el presente Proyecto Final de Ingeniería se analizó la factibilidad técnica, económica y financiera de la implementación de energías renovables en un almacén logístico radicado en la provincia de Buenos Aires, teniendo como foco principal la utilización de energías solares.

El análisis técnico fue realizado a partir del relevamiento de las instalaciones actuales y consumos mensuales históricos, tanto del servicio de gas como de energía eléctrica. En adición, se investigaron los factores determinantes para el uso de energía solar y su factibilidad de instalación en las locaciones disponibles, así como también se realizó el dimensionamiento de la implementación de un sistema solar fotovoltaico, termotanques solares y del reemplazo de las luminarias actuales. Concluyendo así su factibilidad técnica.

Posteriormente, se decidió realizar un análisis económico y financiero individual para las posibles implementaciones de las distintas tecnologías, producto de las diferencias resultantes de inversiones, vida útil y ahorro. Además, se analizó su sensibilidad ante distintos escenarios.

Se determinó que la factibilidad económica-financiera de un sistema de paneles solares fotovoltaicos está estrechamente relacionada a los costos de energía que se abonan al proveedor, por lo que bajo las condiciones analizadas no se recomienda su implementación.

Respecto al reemplazo de las luminarias actuales por bajo consumo tipo LED, presentaría indicadores económicos y financieros favorables que harían factible su implementación.

En consecuencia, al combinar el uso de paneles solares fotovoltaicos y análogamente, reemplazar las luminarias actuales por bajo consumo, se concluye que beneficiaría la inyección de energía a la red, pero no modificaría la decisión sobre desestimar la implementación de paneles solares fotovoltaicos.

A su vez, la instalación de termotanques solares genera un ahorro aceptable en la facturación anual, pero no logra compensar la inversión que se debe realizar para su implementación, por lo que desaconsejando la misma respecto al análisis económico y financiero.

No obstante, la aplicación de las tecnologías analizadas generaría una reducción de gases de efecto invernadero que se emanan a la atmosfera, esto reduciría la huella de carbono, además de contribuir con los objetivos medio ambientales del país para el año 2025, entre otros beneficios para mitigar el cambio climático.

Abstract

The following Final Project of Engineering has analyzed technical, economic and financial feasibility of implementing renewables energies in a telecommunications company's logistics warehouse located in Buenos Aires City, with prime concern on the use of solar energy.

Technical analysis consisted in a thorough survey of its installations and infrastructure, energy consumptions of natural gas and electricity. In addition, studies include main factors analysis for solar energy implementation and feasibility in the provided location, resulting in the installation of a photovoltaic solar system and solar hot water tanks and switching to LED lighting. Technical feasibility was confirmed for all sub projects.

Furthermore, economic and financial analysis was done by separate considering the different implementations, due to a variety of investment estimates, product lifetimes and savings, including sensibility and scenario analysis.

Photovoltaic cells solar system installation is technically feasible, but not economically, due to region energy costs. Under studied conditions implementation is not recommended.

LED lighting switching presented both technical and economic reasons that make its implementation recommended. However, combining this project with a photovoltaic cell solar system would increase energy injection to the network but doesn't bring the latter to be economically feasible for implementation.

Solar hot water tanks use reduces natural gas consumption in a great amount, but doesn't compensate initial investment due to region energy costs. Therefore, implementation is not recommended.

Nonetheless, all technologies analyzed in this document reduce greenhouse gases emanating to the atmosphere, diminishing carbon footprint and contributing to fulfilling environment objectives and regulations established for year 2025, among other benefits that help mitigate climate change.

INDICE

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA	1
Resumen.....	3
Abstract	4
1. Introducción	8
1.1. Alcances	8
1.2. Desarrollo	9
1.3. Estado del arte.....	9
1.4. Aporte.....	11
2. Situación actual de la empresa	11
2.1. Preámbulo.....	11
2.2. Localización/terreno.....	13
2.3. Perfil del usuario.....	15
2.4. Análisis de facturación de servicios energía eléctrica y gas	17
2.4.1. Proveedor del servicio de energía eléctrica	17
2.4.2. Estudio de consumos de energía eléctrica	17
2.4.3. Análisis de Costos de Energía Eléctrica	18
2.4.4. Análisis de consumo por franjas horarias	20
2.4.5. Análisis de consumo anual.....	22
2.4.6. Proveedor del servicio de gas.....	23
2.4.7. Análisis de costos de gas	24
2.4.8. Estudio de consumos de gas.....	25
2.5. Relevamiento de tecnologías actuales.....	26
3. Marco legal	29
3.1. Ley N° 27.191“Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”	29
3.2. Ley 27.424 de "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública"	32
4. Estudio técnico	36
4.1. Energía Solar	36
4.2. Paneles solares fotovoltaicos.....	36

4.2.1.	Sistemas solares fotovoltaico	39
4.3.	Termotanque solar	41
4.3.1.	Tipos de termotanques solares	41
4.3.1.1.	Termotanque placa plana - Principio de funcionamiento.....	42
4.3.1.2.	Termotanque de tubos de vacío – atmosférico	43
4.3.1.3.	Termotanque Heat Pipe - Presurizado.....	44
4.3.1.4.	Componentes adicionales a los termotanques solares.....	45
4.4.	Aprovechamiento solar	46
4.5.	Orientación e Inclinación	49
4.5.1.	Sombras entre paneles solares.....	51
4.5.2.	Efecto de las sombras parciales sobre los paneles fotovoltaicos	56
4.6.	Dimensionamiento paneles solares fotovoltaicos	56
4.6.1.	Factores a tener en cuenta para el dimensionamiento	56
4.6.2.	Potencia a instalar	57
4.6.3.	Tipo de paneles solares fotovoltaicos	57
4.6.4.	Superficie disponible para la ubicación de paneles solares fotovoltaicos	61
4.6.5.	Definición de potencia a instalar	67
4.6.6.	Inversores de corriente.....	70
4.6.7.	Cableado	74
4.6.7.1.	Tramo desde los paneles hasta el inversor	75
4.6.7.2.	Tramo desde los inversores hasta el tablero general.....	76
4.6.8.	Protecciones	77
4.6.8.1.	Protecciones paneles fotovoltaicos – inversor.....	78
4.6.8.2.	Protecciones inversor – tablero general - Red.....	78
4.6.9.	Estimación de pérdidas	79
4.6.10.	Estructuras de montaje.....	80
4.6.11.	Estimación de energía generada.....	80
4.7.	Dimensionamiento de termotanques solares	84
4.8.	Migración tecnología de iluminación LED (reemplazo de iluminación actual)	89
4.9.	Grupo electrógeno.....	91

5.	Aspecto e impacto ambiental	93
5.1.	Cambio climático	93
5.2.	Impacto sobre la emisión de gases de efecto invernadero	95
6.	Estudio económico y financiero	97
6.1.	Análisis económico	97
6.2.	Presupuesto de instalación.....	100
6.2.1.	Presupuesto paneles solares fotovoltaicos	101
6.2.2.	Presupuesto termotanque solares.....	101
6.2.3.	Presupuesto reemplazo de tecnología de iluminación a LED.....	102
6.3.	Análisis financiero	102
6.3.1.	Sensibilidad.....	104
6.3.2.	Caso base	106
6.3.3.	Escenario optimista	107
6.3.4.	Escenario Pesimista	110
6.3.5.	Resultados sensibilidad.....	111
7.	Conclusión	117
8.	Bibliografía	120
9.	Anexos	128

Propuesta de implementación de energías renovables en un almacén logístico radicado en Buenos Aires, Argentina.

1. Introducción

La República Argentina desde hace poco más de un siglo ha hecho dependiente su matriz energética, en mayor medida, a los combustibles fósiles.

El aumento poblacional y las necesidades de los mismos, por nuevos productos y servicios, han aumentado la demanda de energía exponencialmente.

El daño medioambiental, el desarrollo industrial y los aumentos de los costos de generación sugieren la necesidad de obtener dicha energía por otros medios, sin comprometer a las generaciones futuras. Por lo que esto ha transformado a las energías renovables, en una posibilidad cada vez más atractiva y necesaria.

El presente proyecto tiene como objetivo los siguientes puntos:

- Evaluación de aplicación de energías renovables en un almacén logístico de una empresa del rubro de las telecomunicaciones radicada en la provincia de Buenos Aires (Avellaneda).
- Reducir la dependencia de la conexión a la red eléctrica y del consumo del grupo electrógeno en caso de cortes de luz.
- Analizar las tecnologías disponibles.
- Evaluar las normativas vigentes.
- Evaluar oportunidades de reducción de gastos de consumo de energía eléctrica.
- Identificar ahorros derivados de exenciones impositivas.
- Contribuir con la mitigación del cambio climático.

1.1. Alcances

- i. Evaluación técnica, económica y financiera de la implementación de un sistema de generación de energía renovable, focalizando en la energía solar y analizando posibles

energías complementarias, para el auto abastecimiento de un almacén logístico ubicado en Avellaneda.

- ii. Evaluación de alternativas tecnológicas existentes y localización del equipamiento dentro del predio.
- iii. Evaluación de impacto ambiental del proyecto. En adición, normativas y legislaciones correspondientes.

1.2.Desarrollo

- i. El predio en análisis cuenta de aproximadamente 45.000 m² de superficie, de los cuales el 32% son espacios cubiertos, donde se pueden encontrar oficinas administrativas, sectores de almacenamiento, planta operativa, etc.
- ii. Se llevará a cabo una recolección de los datos de consumo de energía a través del tiempo para poder conocer la demanda total del edificio en cuestión. Se relevarán los suministros de energía utilizados actualmente.
- iii. Se evaluarán las distintas tecnologías disponibles para generar energía de forma sustentable y sus posibles ubicaciones dentro del predio, teniendo en cuenta factores como la radiación solar, costos y normas. Además, se analizarán las normativas vigentes que promueven este tipo de energías, como la Ley provincial N°14.838 y la normativa nacional de Energías Renovables N°27.191, para así evaluar la posibilidad de aplicación de las mismas.
- iv. Se estudiarán formas de reducir el consumo eléctrico y maximizar el uso de las energías renovables, con la posibilidad de migrar a la tecnología de iluminación del tipo LED.
- v. Finalmente se realizarán el análisis económico y financiero en tres escenarios distintos, base, optimista y pesimista.

1.3.Estado del arte

El término de “Energía Renovable” tomó importancia en la década del ’70 cuando fue presentado el informe “Los Límites del crecimiento” por un grupo de investigadores del Massachusetts Institute of Technology bajo la dirección del profesor Dennis L. Meadows a pedido

del Club de Roma, donde alertaban que si se mantienen las tendencias actuales de crecimiento de la población mundial, industrialización, contaminación ambiental, producción de alimentos y agotamiento de los recursos, este planeta alcanzaría los límites de su crecimiento en el curso de los próximos cien años al informe presentado. El resultado más probable sería un súbito e incontrolable descenso tanto de la población como de la capacidad industrial. En este informe, se plantea la posibilidad del agotamiento de los recursos necesarios para la generación de energía convencionales como el petróleo. Si bien plantea un panorama apocalíptico, como sabemos el petróleo como material extraído es limitado.

A partir de esta idea nacen dos conceptos similares, pero no iguales, aunque una podría contener a la otra, energías alternativas y energías renovables.

Las energías alternativas son aquellas que se producen a partir de fuentes que reemplazan a las fuentes de energía convencionales tales como la quema de combustibles fósiles o la energía nuclear.

En cambio, las energías renovables son aquellas que el recurso que se utiliza para generar dicha energía es inagotable o su capacidad de reproducción es mayor a su demanda para su utilización.

De esta última se destaca la energía solar, la cual es la que actualmente tiene la mayor capacidad de generación de energía sin modificación del ecosistema y sin afectar aspectos cotidianos, por esto mismo son las más factibles en ciudades urbanas.

La radiación solar que alcanza a la Tierra ha sido utilizada por el ser humano a través del tiempo de distintas formas. El calor y la luz obtenidos de los rayos emitidos por el Sol han sido captados por distintos métodos pudiendo transformarlos en energía eléctrica o térmica.

Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), las energías renovables tendrán el crecimiento más rápido en el sector eléctrico, proporcionando casi el 30% de la demanda de energía en 2023, frente al 24% en 2017. Durante este período, se pronostica que las energías renovables alcanzarán más del 70% del crecimiento de la generación mundial de electricidad, liderado por la energía solar.

En la República Argentina el desarrollo de las energías renovables constituye una política de estado impulsada sobre la base de un marco jurídico y regulatorio sólido. En los últimos 8 años

estas tecnologías se han expandido progresivamente donde se incrementó el número de empresas fabricantes, instaladoras, importadoras distribuidoras, instituciones de capacitación y certificación. El último censo de energía solar térmica publicado por el INTI comunicó que desde el 2015 hubo un incremento de 68% de empresas en el sector y solo con los colectores instalados para agua caliente sanitaria del 2017 se redujeron 5.520 toneladas de emisión de dióxido de carbono, lo que evito el consumo de gas natural equivalente a más de cuatro millones de metros cúbicos.

No obstante, pese al contexto de Emergencia Sanitaria, durante 2020 se logró un incremento del 58% en la potencia instalada a partir de energías renovables respecto al año anterior, lo que significó un 62% del total de la nueva potencia incorporada en el año, según informes del Ministerio de Economía. Este incremento, en un contexto ajeno a la normalidad de los años anteriores, demuestra un gran interés en la población, ya sea por objetivo económico y/o medioambiental.

1.4. Aporte

- i. Fomentar la implementación de energías renovables en almacenes de gran envergadura para reducir el consumo de energías a partir de combustibles fósiles.
- ii. Generar un cambio en la política ambiental del edificio en cuestión de implementación de artefactos de bajo consumo para la iluminación, favoreciendo la reducción del consumo eléctrico.
- iii. Contribuir al cumplimiento del objetivo a 2025 a nivel país (Ley N°27.191) respecto al uso de las energías renovables y la reducción de externalidades negativas tales como la contaminación ambiental.
- iv. Informar, a nivel compañía, ante la posibilidad de exenciones impositivas mediante la implementación de normativas provinciales.

2. Situación actual de la empresa

2.1. Preámbulo

Empresa multinacional del rubro de telecomunicaciones que tuvo sus comienzos en la década de los 90. Desde un principio estuvo focalizada en las comunicaciones telefónicas por líneas

de cobre y a través del tiempo ha evolucionado junto con las tecnologías para la comunicación entre las personas. En el año 1995 realiza la adquisición del terreno ubicado en el partido de Avellaneda con el objetivo de centralizar la Logística en un único edificio para el área AMBA. El cual se denominó Centro Logístico Avellaneda (C.L.A.).

Originalmente, el C.L.A. contaba con un único edificio, el cual consistía de oficinas administrativas de una capacidad para 30 personas, laboratorios de calidad y el almacén automatizado con una capacidad de 35.000 posiciones de almacenamiento, un total de 7.094 metros cuadrados. Además de esto el predio contaba con 12.200 metros cuadrados de almacenamiento al descubierto, en el cual se ubicaba la flota de vehículos propios y los carretes con las bobinas de cobre para la instalación de líneas telefónicas.

A través del tiempo se instalaron cinco naves industriales nuevas con capacidad de operativas distintas:

- Nave I: Corte, preparación y distribución de pedidos de bobinas de cobre y fibra óptica. Proyecto de recupero de fibra óptica.
- Nave II: Recupero de módems, decodificadores y celulares a través de logísticas inversas.
- Nave III: Almacenamiento y distribución de accesorios para la telefonía celulares, simcard y celulares.
- Nave IV: Preparación de equipos celulares para la distribución a centros de atención al cliente y al usuario por canal directo, únicamente para compras online.
- Nave V: Preparación y almacenamiento de equipamiento de red móvil.

En los playones descubiertos se encuentra un sector reservado para estacionamiento de 30 coches, otro sector para el almacenamiento de antenas, bobinas, carretes y aparcamiento de auto elevadores.

La empresa en la actualidad cuenta con 15 mil empleados distribuidos por todo el país, de los cuales en el predio de análisis asisten 315 personas. Siendo el C.L.A. uno de los 4 edificios propios de la empresa con mayor cantidad de metros cuadrados disponibles (considerando la región AMBA).

La función principal del edificio es la recepción de los materiales necesarios para obras y la distribución a los distintos almacenes de las contratistas. En proporciones menores realiza la recepción de equipos de telefonía celulares y distribuciones a centros de atención al cliente y al cliente de forma directa.

2.2. Localización/terreno

El terreno se encuentra ubicado en la Provincia de Buenos Aires, partido de Avellaneda dentro de la localidad Piñeyro.

Coordenadas

- Latitud: -34,66 Sur.
- Longitud: -58,38 Oeste.

Cuenta con suministro de Energía, Gas y agua corriente, como también de cloacas.

El ingreso principal al establecimiento es por la Avenida Bernardino Rivadavia 535, por el sector Oeste limita con la calle Jose Maria Freire; el sector Este limita con las calles Tierra del Fuego y Carlos Fiorito. Finalmente, para el sector Norte comparte medianeras con otras dos empresas Asistrans S.A. y Andreani Grupo Logístico (ver Fig. 1).

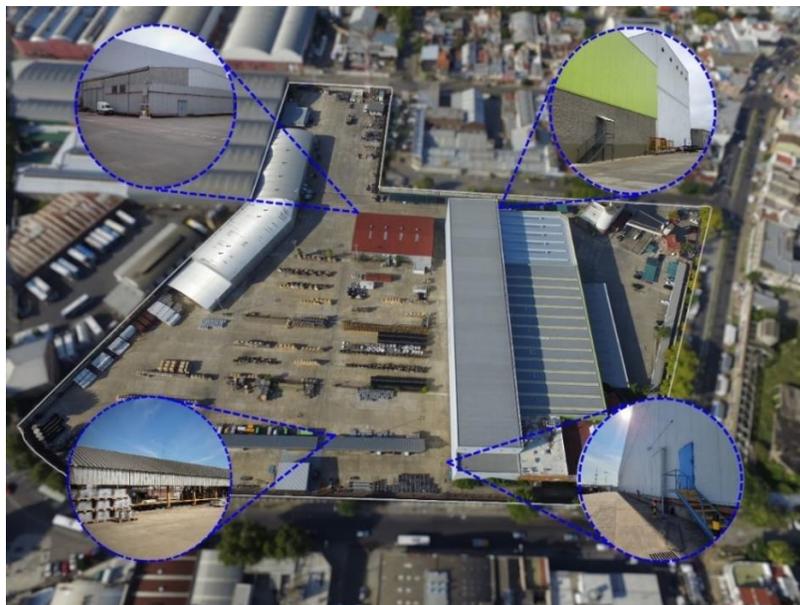


Figura 1: Vista aérea del predio con ampliación sobre superficies de relevancia.

No presenta edificaciones de gran altura a sus alrededores, siendo el almacén automatizado el edificio de mayor altura a 1 km a la redonda, con una altura aproximada de 18 metros.

El predio presenta una ubicación estratégica: A tan solo 1km del puente Victorino la plaza, para el ingreso a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a 5,2km de la autopista Buenos Aires-La Plata.

Se puede apreciar en la imagen (ver Fig. 2) la distribución de los sectores, así mismo (ver tabla I) se identifica en las tablas la superficie que ocupa cada uno.

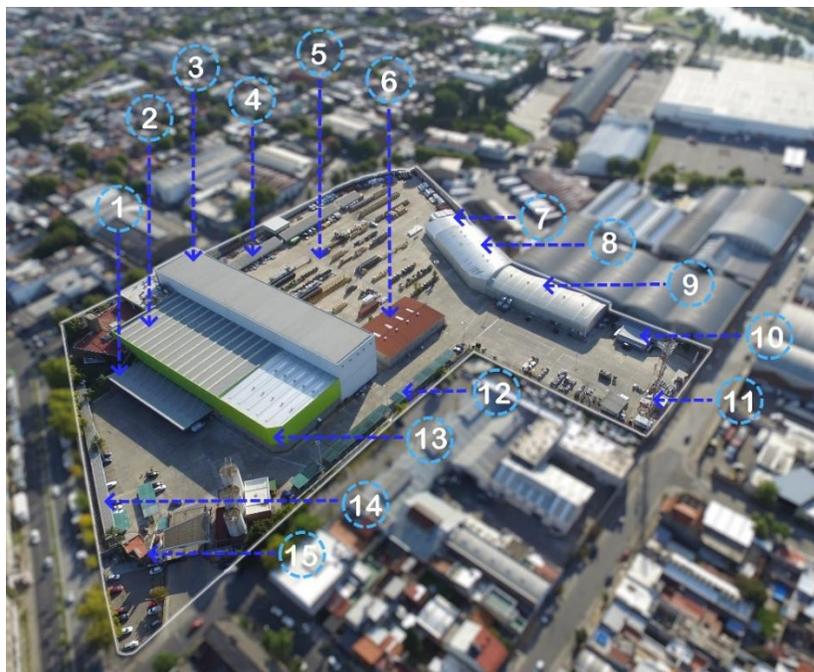


Figura 2: Vista aérea del predio con identificación numérica de los sectores.

TABLA I: Dimensionamiento de espacios.

Espacios Cubiertos - Semi. Cubiertos.		
1	Dársena Camiones.	737
2	Edificio Principal.	3.683
3	Almacén automatizado.	3.412
4	Galería Externa.	500
5	Campa almacenamiento.	12.200
6	Nave II.	956
7	Nave III.	954
8	Nave IV.	356
9	Nave V.	1.297
10	Comedor-Vestuario.	317
11	Almacén Residuos Peligrosos.	31
12	Cocheras.	240
13	Nave I.	1.120
14	Galería Principal.	500
15	Puesto de control.	226
		26.529 m2

Fuente: Elaboración propia.

2.3. Perfil del usuario

El predio en análisis se encuentra dividido en 3 sectores que se diferencian principalmente por tipo de trabajos y sus jornadas laborales establecidas por el convenio de trabajo de las telecomunicaciones.

- Sector administrativo: El 70% del personal administrativo se encuentra ubicado en el edificio principal con horarios de 8 a 15hs. Entre las 15 y 17hs se reduce en un 60% el personal total y a las 18hs se realiza el cierre del sector. Esto se debe a que, por convenio laboral, hay empleados que trabajan 7 o 9 horas diarias.
- Sector operativo: está distribuido entre el edificio principal y las cinco naves industriales. Realizan tareas de traslados de materiales, carga/descarga de material, preparación de pedidos, etc. También se realiza el recupero de materiales con horario

laboral de 7 a 14hs principalmente y para casos particulares el horario se extiende hasta las 16hs.

- Almacén Automatizado: el edificio principal cuenta con un sector de 3.412m² en el cual se encuentra instalado el almacén automatizado. El mismo cuenta con un sistema robotizado que permite el traslado de los pallets armados para su almacenamiento y/o preparación de pedidos (ver Fig.3). Se encuentra en pleno funcionamiento entre las 8 hasta las 17hs, luego entra en modo reposo o “stand-by”.



Figura 3: Traslado de pallets a las estanterías.

Debido a la pandemia por el virus SARS-CoV-2 que se dio inicio en el año 2020, fue modificada la dinámica laboral del predio con el fin de evitar la propagación del virus. El personal administrativo ha minimizado su presencialidad, como también el personal operativo que a su vez a reducido sus jornadas laborales, lo que marcaría a futuro una modificación de dicha dinámica como en tantas industrias. Sin embargo, la empresa ha llevado a cabo una reducción de costos respecto a alquiler de oficinas externas para su personal administrativo. Es así como la empresa ha planificado para fines del año 2021 maximizar la capacidad de sus edificios propios trasladando a los empleados que se encontraban en oficinas subcontratadas. No obstante, con el fin de no saturar

su capacidad se aumentarían los días de teletrabajo (también denominado “home office”). Por lo tanto, la dinámica laboral se mantendría igual al periodo pre pandémico.

2.4. Análisis de facturación de servicios energía eléctrica y gas

A fin de poder llevar a cabo la realización del estudio técnico, económico y financiero se procede al análisis de los consumos reales y los costos de adquisición del servicio.

2.4.1. Proveedor del servicio de energía eléctrica

La energía eléctrica es suministrada por la empresa distribuidora Edesur S.A. bajo el medidor N° 80054454 y pertenece a la categorización de grandes clientes T3 para usuarios mayores a 300KW de media tensión.

2.4.2. Estudio de consumos de energía eléctrica

El predio en análisis presenta una facturación mensual que está compuestas de los siguientes conceptos.

- Cargo Fijo mensual en \$/mes por categoría T3
- Cargo fijo por “capacidad suministrada contratada T3 en horas punta”.
- Cargo variable por “capacidad suministrada adquirida T3 fuera de horas punta”.
- Cargo variable por energía consumida en horas “Restantes” de 5:00 a 18:00 hs.
- Cargo variable por energía consumida en horas “Valle nocturno” de 23:00 a 5:00 hs.
- Cargo variable por energía consumida en horas “Punta” de 18:00 a 23:00 hs.
- Cargo excepcional por energía reactiva, cociente entre la energía reactiva y la energía activa. En el caso de superar 0,62 entonces se aplica un recargo.
- Impuestos restablecidos por resolución Nro. 1866/05
- Impuesto al Valor Agregado.
- Contribución municipal.
- Contribución provincial.

Se considera energía activa a la energía consumida en horas restantes, horas punta y en horas de valle nocturno.

Para dicho proyecto se analizarán las facturas de energía eléctrica expendidas entre los periodos diciembre 2018 y diciembre 2019 por el proveedor de energía, debido a que durante este periodo se pudo obtener la factura física real, con todos los datos específicos que aporta la misma. Luego, para complementar dicha información y considerar este periodo como representativo, se podrá analizar los consumos de energía total (en kWh) desde el año 2009 hasta 2020. La estructura burocrática de la empresa limita el acceso a dicha información detallada por cuestiones de incumbencia. En adición, se entiende que este periodo en análisis es la visión que representa a la realidad de consumos en mayor medida, debido a la pandemia vigente desde el año 2020 donde las condiciones laborales han sido modificadas.

2.4.3. Análisis de Costos de Energía Eléctrica

Como fue mencionado anteriormente, la facturación mensual está definida por 6 tipos de cargos, donde 4 de estos ítems son del tipo variable, sujetos al consumo mensual del periodo facturado, y el resto fijos.

En relación a los costos del servicio en la República de la Argentina, las tarifas de energía eléctrica no reflejaron modificaciones oficiales en su cuadro tarifario desde mayo de 2019 hasta abril 2021 (siendo esto analizado desde el punto de vista de la moneda oficial del país). Esto se debió principalmente al año electoral 2019, a la implementación de la Ley N°27.541 de “Solidaridad Social y Reactivación Productiva” y a la emergencia sanitaria que atravesó la Argentina en el marco de la pandemia mundial.

Luego de 24 meses, en mayo 2021 se dio por finalizado el congelamiento de las tarifas, dando lugar a un incremento en promedio del 52% los gastos fijos y 91% los gastos variables, respecto al mes anterior en la moneda oficial.

Extrapolando los costos a la moneda utilizada de referencia, dólar de Estados Unidos de América con el tipo de cambio correspondiente a la fecha de las modificaciones del cuadro tarifario, se puede observar que, debido al periodo de congelamiento de tarifas para marzo 2021, los costos

se redujeron un 53% respecto a mayo 2019, dando a lugar los costos mínimos desde el año 2017 (ver Tabla II).

TABLA II: Cuadro tarifario Edesur S.A. en dólares respecto a fechas de relevancia.

Mes-Año	Cargos Fijos		Cargos Variables			
	Servicio	Potencia Contratada	Potencia Adquirida	Energía Franja Punta	Energía Franja Restante	Energía Franja Valle Nocturno
	USD/mes	USD/kW-mes	USD/kW-mes	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
may-21	\$ 68,080	\$ 2,033	\$ 0,785	\$ 0,065	\$ 0,062	\$ 0,059
abr-21	\$ 45,483	\$ 1,359	\$ 0,795	\$ 0,034	\$ 0,033	\$ 0,031
may-19	\$ 96,826	\$ 2,892	\$ 1,693	\$ 0,073	\$ 0,070	\$ 0,067
mar-19	\$ 108,959	\$ 3,255	\$ 1,905	\$ 0,079	\$ 0,075	\$ 0,072
feb-19	\$ 84,674	\$ 2,524	\$ 2,035	\$ 0,082	\$ 0,078	\$ 0,075
ago-18	\$ 115,218	\$ 3,434	\$ 0,346	\$ 0,090	\$ 0,086	\$ 0,081
feb-18	\$ 152,122	\$ 4,534	\$ 0,156	\$ 0,079	\$ 0,076	\$ 0,072
nov-17	\$ 104,845	\$ 3,131	\$ 0,253	\$ 0,065	\$ 0,065	\$ 0,065

Fuente: Elaboración propia.

Aun con la modificación del cuadro tarifario oficial de mayo 2021, debido a la devaluación del peso argentino frente al dólar (devaluación aproximada 116%) no se volvieron a los costos de mayo 2019, quedando un 30% menor en los costos fijos y en promedio un 33% menor en los costos variables.

En igual medida, esto se puede observar en las facturaciones mensuales. Aun consumiendo la misma cantidad de energía de la red que en periodos anteriores, en el mes de diciembre de 2019 se abonó un costo kWh de energía por dólar menor que en los meses anteriores.

Esto se puede interpretar como la desactualización del cuadro tarifario debido a la postergación de aumentos para el año 2021 por las políticas del Estado Nacional implementadas durante la pandemia iniciada en el año 2020 y a una depreciación de la moneda argentina, durante el mismo periodo. Análogamente, se puede observar el periodo de diciembre 2017 a abril 2018, en donde se obtienen los importes más elevados en dólares por kWh de energía (ver Fig. 4), como consecuencia del ajuste tarifario que comenzó en 2016 y que formó parte de un programa del

Estado Nacional, que involucró aumento de tarifas para todo el sector energético, quita de subsidios y restitución de valores internacionales de la energía, tanto para energía eléctrica como hidrocarburos.

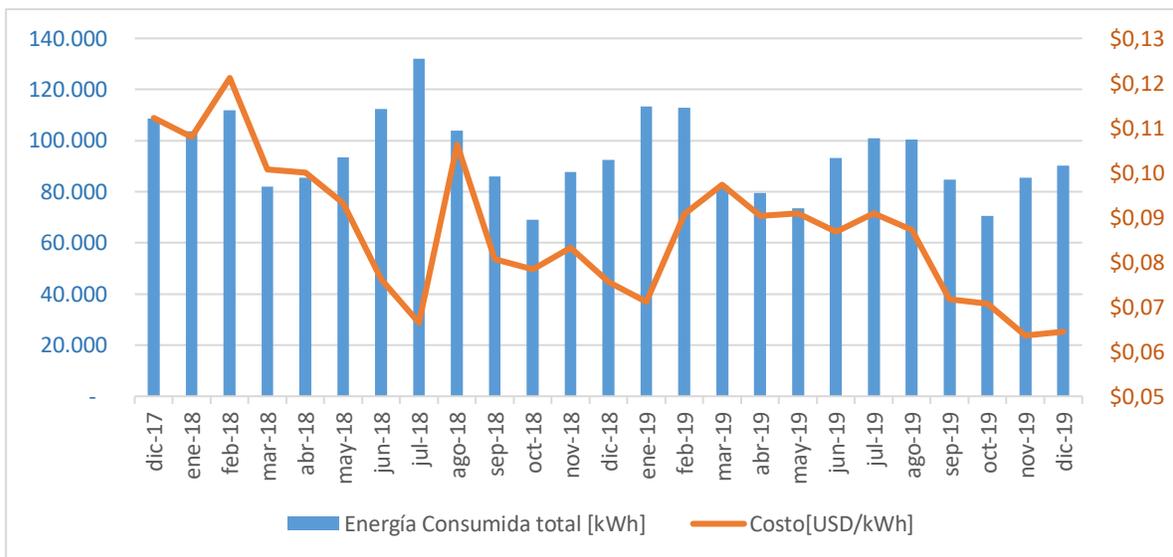


Figura 4: Comparación entre consumo (en kWh) y el costo de adquisición del mismo (USD/kWh) a partir de las facturas mensuales.

2.4.4. Análisis de consumo por franjas horarias

La facturación de la energía activa (en kWh) está discriminada en 3 franjas horarias, las cuales tienen distinta amplitud horaria y costos unitarios. Los costos variables componen el 80% de los costos totales de facturación y se identifican como:

- “Restantes”. Amplitud: 13hs.
- “Valle nocturno”. Amplitud: 6hs.
- “Punta”. Amplitud: 5hs.

Según se puede observar (ver Fig. 5), del total de energía consumida en diciembre del año 2019 (90.346 kWh), el 61% es consumido en la franja horaria de facturación denominada “Restante”.

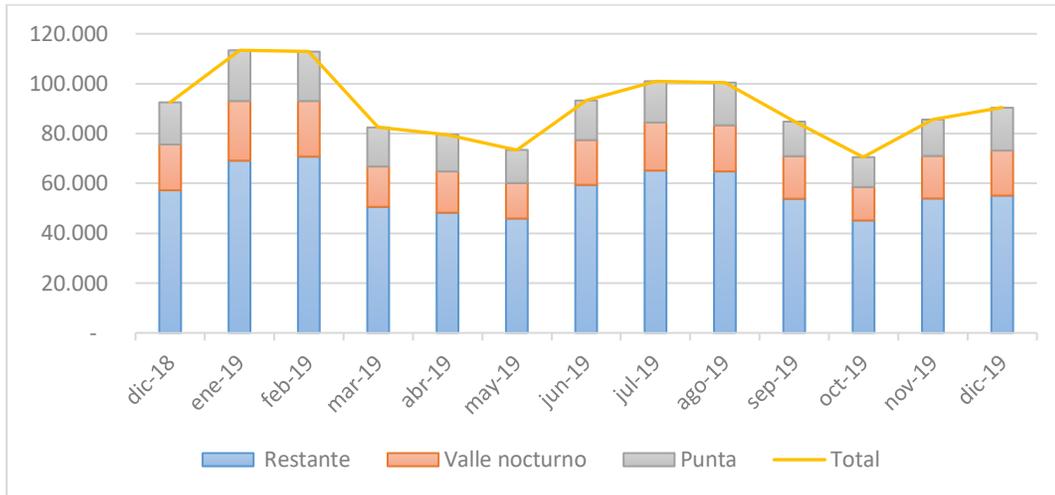


Figura 5: Consumo de energía (en kWh) por franja horaria.

Adicionalmente, se pueden observar los costos variables asociados a las franjas horarias, para el mismo periodo (ver Fig. 6). El 81% del total facturado en dólares corresponde a los costos variables de energía, correspondiéndole a la franja “Restante” el 51% de la facturación mensual. Estas proporciones se ven reflejado a lo largo de todos los periodos analizados de forma muy similar. Se determina que, si bien la franja horaria Restante no es la más costosa en valor unitario, es la responsable del mayor consumo de energía eléctrica y de los costos de facturación, siendo así la de mayor relevancia de todas.

Concluyendo que más del 60% de la energía (en kWh) es consumida en la franja denominada “Restante”. A su vez implica más del 50% del costo de facturación (en dólares).

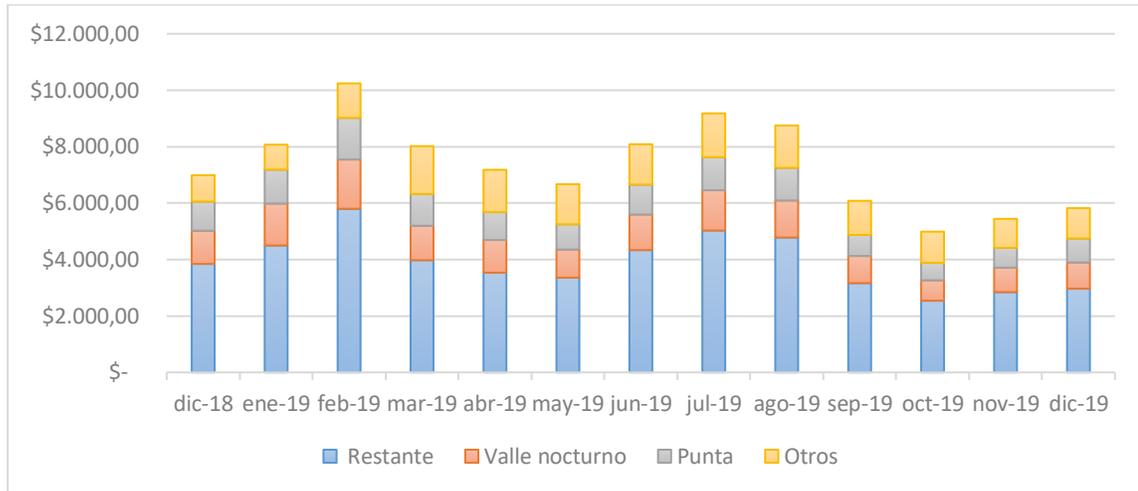


Figura 6: Costo mensual de facturación respecto a la franja horaria.

Estos puntos analizados, serán de importancia al decidir entre el tipo de instalación a utilizar para energías solares, ya que al tener el mayor consumo en horarios en los cuales tenemos presente la irradiación solar, esta se puede aprovechar al máximo su capacidad sin el uso de acumuladores.

2.4.5. Análisis de consumo anual

A través del relevamiento de consumos de energía eléctrica extraídos de la facturación mensual histórica se puede observar que, sistemáticamente, existe un pico de consumo en la temporada de verano y otro en la temporada de invierno (ver Fig. 7).

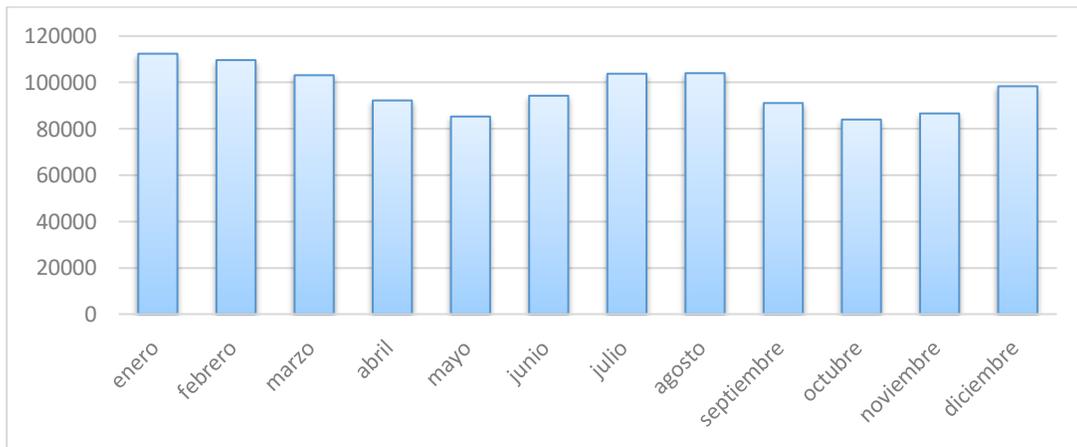


Figura 7: Consumo de energía promedio (en kWh). Periodo 2009-2019.

Los picos de consumo se producen en los meses más calurosos de verano y en los meses de fríos de la temporada de invierno, debido al incremento del uso de los sistemas de climatización, principalmente. Informes del Sistema Meteorológico Nacional demuestran que en los meses que mayor consumo son donde se producen tanto las olas de frío como las olas de calor. Estos eventos se definen cuando durante 3 días consecutivos las temperaturas máximas o mínimas superan o igualan ciertos umbrales que dependen de cada localidad. En los últimos informes presentados por el SMN en su sitio web oficial, se puede observar cómo en enero aumentan las olas de calor un 98% más que sus meses continuos y con respecto a las olas de frío, en Julio aumentan un 90% respecto a los meses contiguos a este.

Estos datos son importantes para definir el consumo que se proyecta tener a futuro. Informes de la Organización Mundial de la Salud establecen que la concentración atmosférica de dióxido de carbono, gas que atrapa más calor en las capas bajas de la atmósfera, ha aumentado en más de un 30% desde los tiempos anteriores a la revolución industrial. Este fenómeno incide directamente en el aumento de temperaturas y olas de calor, por lo que predice que las temporadas de invierno serán más cortas y, por lo contrario, las temporadas de verano y olas de calor más largas y reiterativas.

Cabe destacar que la actividad laboral es constante y no tiene estacionalidad en este rubro.

Con el histórico de consumo obtenido en base a la facturación, se puede determinar un consumo anual promedio del periodo 2009-2019 de 1.168.192 kWh. No obstante, desde el año 2017, el consumo anual se encuentra por debajo del mismo (ver detalle completo anexo A).

2.4.6. Proveedor del servicio de gas

El predio en cuestión cuenta con suministro de gas. La empresa encargada de expender el servicio es Metrogas S.A., bajo el medidor N° 003350337. Su periodicidad de facturación es mensual y el cuadro tarifario correspondiente es el de cliente 03, tarifa P2PR. El Servicio general “P2” es para usos no domésticos en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima (no hay un contrato de servicio de gas).

El poder calorífico del gas suministrado según la facturación es de 9.460 Kcal/m³.

2.4.7. Análisis de costos de gas

Por el servicio convenido en cada punto de entrega, se abonará principalmente por dos cargos de suministros:

- Cargo fijo: monto fijo por acceso al servicio según categoría.
- Cargo por consumo variable: es el consumo en m³, en el periodo liquidado multiplicado por m³ de consumo de acuerdo con la tarifa del suministro.

En adición, sobre el acumulado de los cargos fijos y variables, se abona aproximadamente el 6% en concepto de IIBB Transporte, gas retenido, distribución, tasa de seguridad e higiene e impuesto ley 25.413.

Como se puede observar en la figura (ver Fig.8), la cual representa las fechas donde se produjeron modificaciones del cuadro tarifario y sus costos por servicio en dólares de Estados Unidos de América, se denota que al igual que el cuadro tarifario de suministros de energía eléctrica, los incrementos en los costos de servicios en pesos argentinos, no lograron compensar la devaluación de la moneda argentina. Es por esto que desde enero del 2019 existe una reducción de los costos en dólares del 35% para los cargos fijos y del 52% en los cargos variables. A diferencia del cuadro tarifario de energía eléctrica, el congelamiento de las tarifas de gas se produjo entre noviembre 2019 y junio 2021, lo que produjo una reducción de la tarifa en dólares del 36%. No obstante, la última modificación de junio 2019 no permitió retomar los valores previos al congelamiento de tarifas, a pesar de haber aumentado un 49% los cargos fijos y un 0,17% los cargos variables.

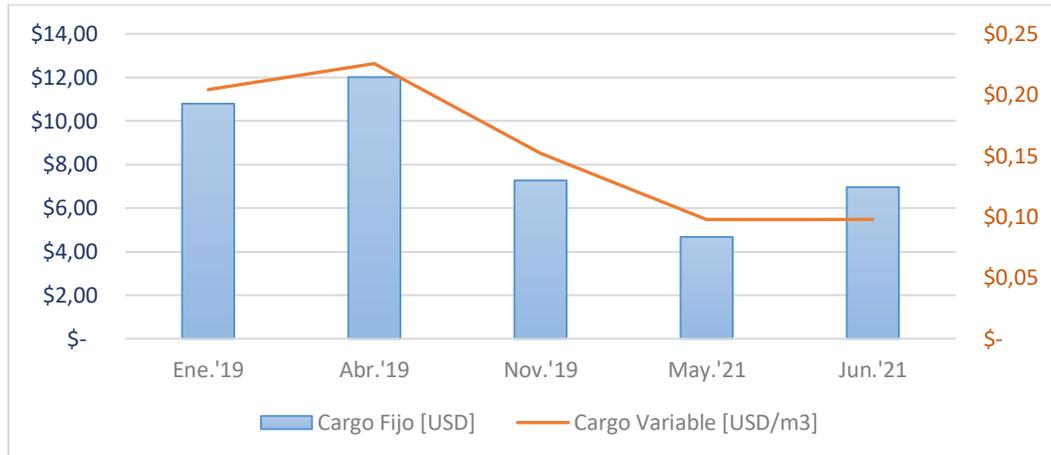


Figura 8: Cuadro tarifario gas naturales (Metrogas S.A.) para fechas de relevancia.

2.4.8. Estudio de consumos de gas

Respecto al consumo de gas, se cuenta con los consumos históricos de la empresa y se adjunta el detalle de los mismos para el año 2019, último año en el cual se tiene información completa de consumos, sumado a que es el último año previo a la pandemia del año 2020, que ha provocado distorsiones en la forma de trabajo y presencialidad.

El uso de gas es únicamente utilizado para calentar agua por medio del termotanque que se encuentra instalado en el edificio principal. Es por esto, que se podrá observar (ver Fig. 9), como el consumo supera al promedio de 232m³ de gas en los meses de las temporadas de otoño/invierno. De igual manera, se observa que la facturación del año 2019 se encuentra alineada al consumo, diferenciándose hacia fin de año por la reducción de los costos de la tarifa en dólares ya mencionados.

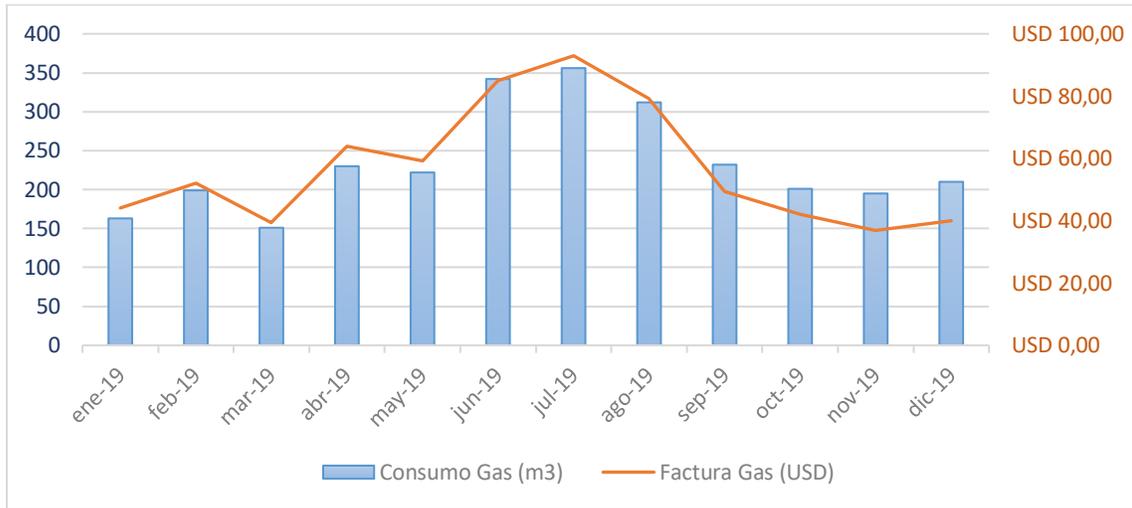


Figura 9: Comparativa mensual del consumo de gas (en m³) y facturación (en USD).

Cabe destacar, que en promedio anual el 18% de la facturación corresponde al costo fijo por servicio. El restante se encuentra asociado a los consumos variables del mes.

2.5.Relevamiento de tecnologías actuales

Habiéndose realizado el análisis de la demanda de energía del predio con respecto al distribuidor de energía y su facturación, se realiza el relevamiento de consumos sectorizado.

La instalación de energías renovables para la reducción del consumo de energía eléctrica no requiere del conocimiento de los consumos individuales, sino del consumo general, ya que su objetivo es cubrir un determinado porcentaje del mismo con energías renovables y la instalación se suele realizar al tablero general del predio, el cual tiene conectado el medidor de energía del distribuidor.

No obstante, realizar el análisis de la demanda sectorizada del predio puede llevar a obtener conclusiones y alternativas, para alcanzar nuevas prácticas que reduzcan la demanda y amplíe la cobertura de energías renovables frente al consumo total.

Con el objetivo de facilitar el relevamiento, se realizó la subdivisión en siete áreas, denominadas:

- Edificio Principal.
- Nave I.

- Nave II.
- Nave III.
- Nave IV.
- Playones exteriores.
- Seguridad.

Análogamente, se procedió a la clasificación en 5 grupos de elementos/artefactos. Detallando su consumo individual y la cantidad de elementos disponibles (ver detalle en el ANEXO A). Clasificación de consumos:

- Luminarias.
- Electrodomésticos.
- Climatización.
- Bombas / Maquinas.
- Tomacorrientes.

Respecto al tiempo de uso, se realizó la división del día en franjas horarias al igual que el sistema de facturación mensual, el cual se asemeja a las franjas laborales del predio, con el objetivo de facilitar la carga de datos. Luego, para cada elemento de consumo, se cargó la cantidad de horas de uso diario del mismo (utilizando de referencia el mes enero y su coyuntura laboral), el cual será el multiplicador del consumo propio de cada elemento por hora. Para el análisis de tiempo de uso, se utilizó la unidad de horas. Adicionalmente, se identificó como franja A (de 05 - 18 hs), franja B (de 18 – 23 hs) y franja C (de 23 – 05 hs).

Finalmente, una vez que se obtuvo la cantidad de horas de uso de cada elemento por cada sector, se realizó la multiplicación por la energía de consumo de los mismos (en kWh) y por la cantidad de artefactos que se utilizan por día, obteniéndose así un consumo mensual de 107.707 kWh e identificando la proporción respecto al consumo por artículo (ver Fig. 10) y por sector (ver Fig. 11).

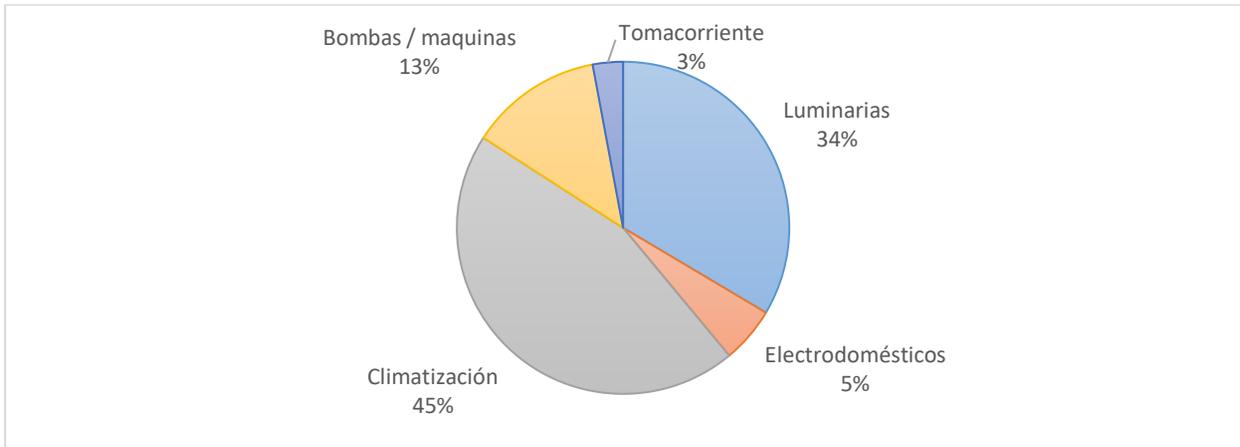


Figura 10: Proporción de consumo de energía por grupo de artículo.

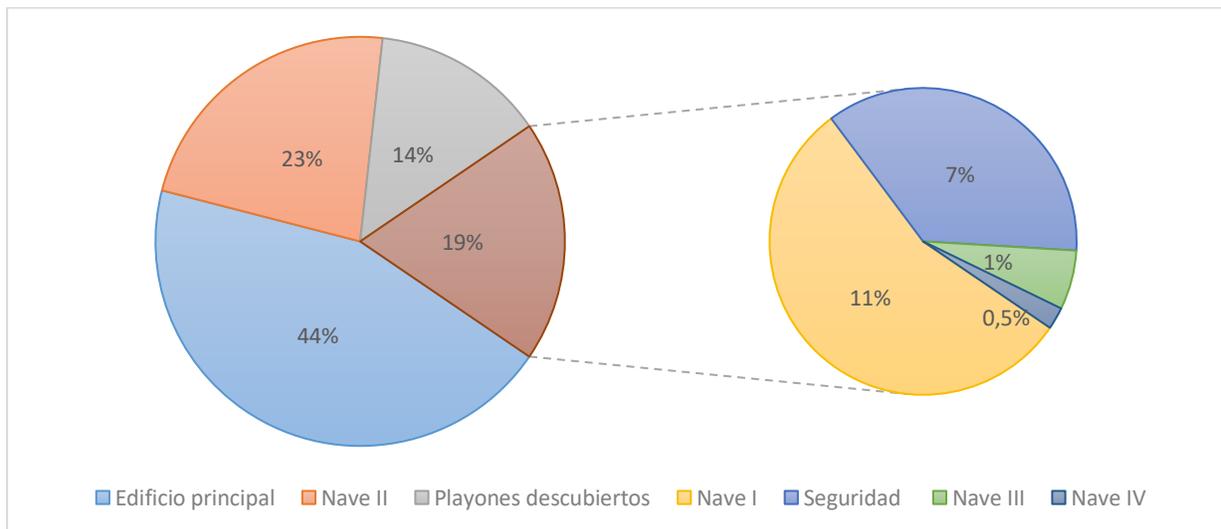


Figura 11: Proporción de consumo de energía por sector.

Análogamente, se obtuvieron las siguientes apreciaciones:

- El mayor consumo por sector se produce en la Nave II por el sistema de climatización de la misma (24.491kWh).
- El mayor consumo por grupo de artefactos está relacionado con el punto anterior, dado que también implica al sistema de refrigeración general del predio (48.627kWh).

- Se denota que el segundo consumo más elevado por grupo de artículo es el de las luminarias(36.119kWh), en gran parte por que el sector de los playones externos (superficie del predio descubierta) es iluminada por medio de torres de iluminación de alta potencia halógenas.

En el anexo A se puede observar mayor detalle del relevamiento realizado.

3. Marco legal

Como fue mencionado anteriormente los proyectos de energía renovables en la República Argentina están siendo fomentados por el estado nacional y provincial de distintas maneras. Periódicamente el estado publica informes que son utilizados para la generación de nuevos proyectos y que reflejan los beneficios medioambientales, tales como los censos solares publicados por el INTI, el Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR), mediciones de irradiación solar, entre otros. En adición a estas prácticas, existen políticas que respaldan dichos proyectos y que pueden generar ahorros en los costos asociados a los consumos y cargas fiscales, las cuales serán analizadas y se aplicarían a la hora de realizar el análisis económico/financiero.

El objeto de este punto será analizar las normativas actuales que tienen relevancia en el marco del proyecto en análisis.

- Ley N° 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”.
- Ley N° 27.424 "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública".

3.1.Ley N° 27.191“Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”

Modificación de la ley N°26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, que fue sancionada en el congreso nacional la Ley N° 27.191 en el año 2015.

Esta norma mantiene el objetivo planteado por su predecesora de alcanzar el 8% de consumo de energía eléctrica a partir de fuentes de generación renovables extendiendo el plazo de concreción a diciembre 2017 en su primer capítulo y estableciendo una segunda etapa a partir del 2018 hasta el 2025 donde se deberá alcanzar el 20% de la demanda de energía eléctrica sea abastecida con fuentes limpias tras la firma del Acuerdo de París por parte de la República Argentina.

Además, se establece la obligatoriedad para los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW), sin importar rubro o categorización de la empresa, deberán cumplir efectiva e individualmente con los objetivos indicados en el Artículo 8°, estableciendo objetivos según las fechas representadas en la figura 12.

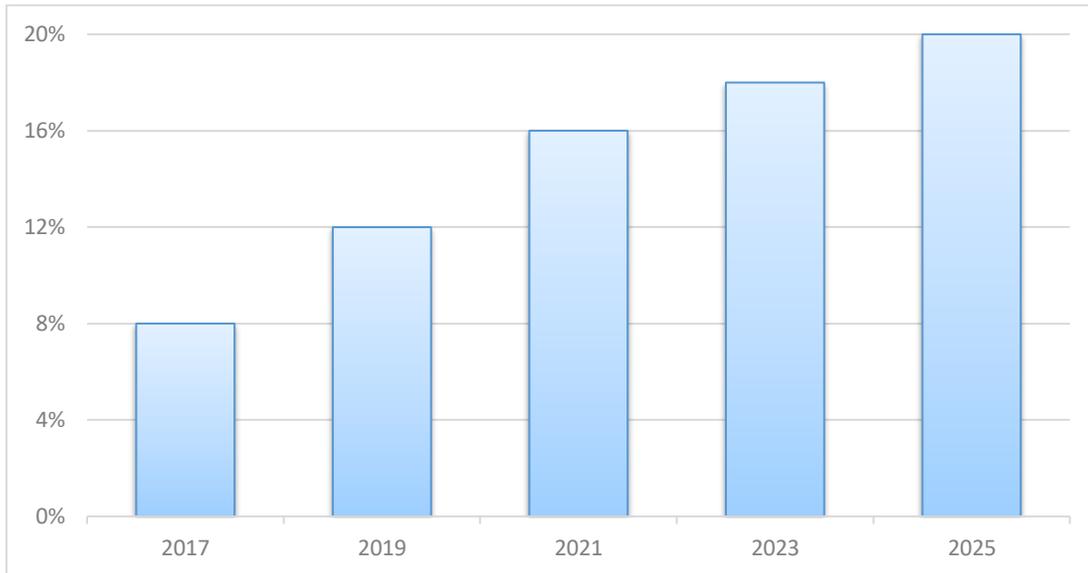


Figura 12: Objetivos anuales de energía generada a partir de fuentes renovables.

Cabe destacar que el consumo mínimo fijado para la fecha de corte de cada período no podrá ser disminuido en el período siguiente.

Por incumplimiento en las obligaciones, se detalla en el Artículo N°11, los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los

Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, deberán abonar sus faltantes a un precio equivalente al Costo Variable de Producción de Energía Eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los doce meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento.

Para alcanzar las metas propuestas, el Estado Nacional realiza la creación de un Fondo Fiduciario (FODER) específico para el financiamiento de proyectos renovables y se otorgarán beneficios fiscales para quienes aplican en la ley. Se designa como Autoridad de Aplicación (Decreto Reglamentario N° 531/16) al Ministerio de Energía y Minería, actualmente Secretaria de Energía de la Nación, cuya función consiste en definir las especificaciones que permitan seleccionar y aprobar proyectos de inversión en obras nuevas para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Los grandes usuarios pueden realizar la elección de comprar la energía al Estado a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) o bien, hacerlo por cuenta propia a través de contratos privados con generadores, como también adentrarse en la autogeneración. Para este último caso se podrá tener dentro de su predio su elección de generación de energía. De ser en otro predio deberá hacerse cargo de los costos de traslado. La empresa que no se pronuncie por una de las alternativas en particular, queda automáticamente incluida en la compra conjunta por parte de CAMMESA. Por este motivo la Secretaria de Energía, a través del boletín oficial, ha lanzado los programas RenovAr en 4 etapas hasta el momento, Ronda 1, Ronda 1.5, Ronda 2 y Ronda 3, a fin de ampliar la disponibilidad de energía eléctrica generar por fuentes renovables.

Teniendo en cuenta que el proyecto en análisis se encuentra en la provincia de Buenos Aires, se realiza a través de la Ley Provincial N° 14.838 la adhesión de la misma a la Ley Nacional N° 26.190 y modificatoria Ley N° 27.191.

3.2.Ley 27.424 de "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública"

“La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. Derogase el Artículo 5° de la ley 25.019, sustituido por el Artículo 14 de la ley 26.190.” (Boletín oficial de la República Argentina, 2017). Así mismo, dispone que la Autoridad de aplicación de esta ley será designada por el Poder Ejecutivo Nacional dándole distintas funciones.

Dicha ley es una herramienta más para alcanzar los objetivos a 2025 mencionados anteriormente, permitiendo ampliar el abanico de productores de energía eléctrica por medio de fuentes renovables y dándole la posibilidad a los usuarios residencial poder generar, consumir y hasta reinyectar a la red.

Mediante la Ley N° 27.191 sólo podían generar electricidad a los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista y las Grandes Demandas que sean Clientes de los Prestadores del Servicio Público de Distribución o de los Agentes Distribuidores, pero esta nueva ley es el marco regulatorio que faltaba para que todos aquellos que actualmente eran consumidores, puedan ser generadores contribuyendo a los objetivos acordados.

A través de las denominaciones establecidas en el Artículo N°1(ver anexo B) se excluye a los Grandes Usuarios o autogeneradores del mercado eléctrico mayorista, debido a que se encuentran beneficiados por la ley N° 27.191, lo que implicaría que no podrán acceder a los beneficios promocionales, ni a las tarifas preferenciales de inyección a la red. Se destaca la denominación de “usuario-generador” a aquellos consumidores que pasarían a ser generadores a escala domiciliar a través de fuentes renovables, dándole la posibilidad del excedente de energía no consumida pueda ser vendida a las grandes distribuidoras. Por lo tanto, se reconocen los derechos de poder instalar equipamiento para la generación de energía eléctrica por medio de

fuentes renovables siempre y cuando cuente con la autorización requerida en el artículo N°4 y no exceda la potencia contratada.

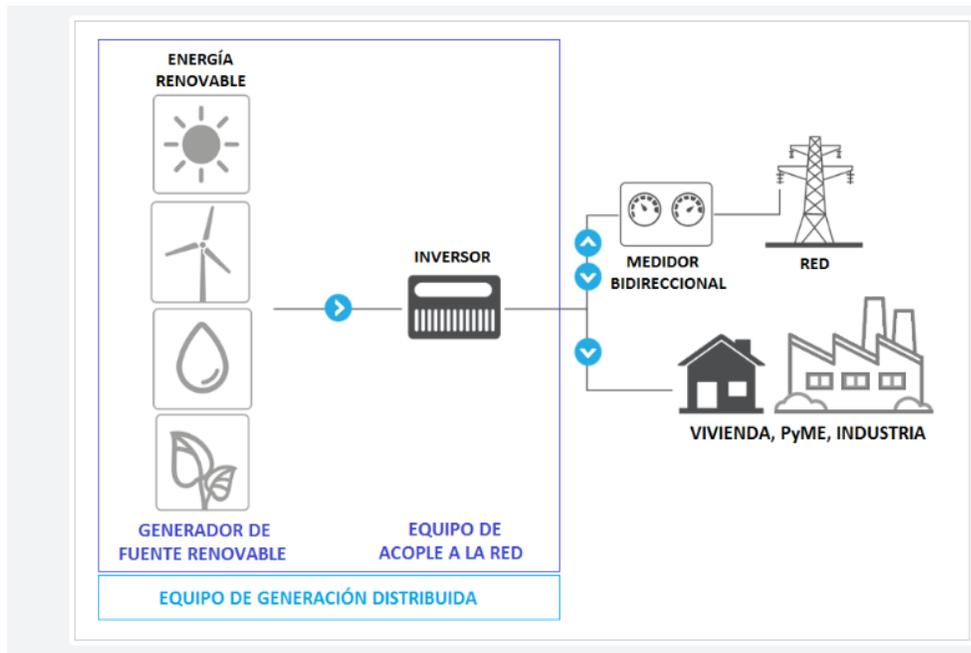


Figura 13: Generación distribuida. Fuente: Edesur S.A.

En adición, cabe destacar que en el artículo N°2 se declara “*de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, todo ello bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.*” (Boletín oficial de la República Argentina, 2017). Este Artículo da un incentivo más a este tipo de generación estableciendo el derecho, ya mencionado, de tener la posibilidad de tener paneles solares en sus propios domicilios. No es de menor importancia tener en cuenta que dichas modificaciones abren un mercado que genera empleos, debido a que los grandes generadores de energía por medios

renovables, una vez puesta en marcha sus instalaciones, requieren poco mantenimiento. Este tipo de políticas producen un gran movimiento de nuevos empleos referidos a la proyección, venta, instalación, mantenimiento, etc.

Con respecto a las tarifas de incentivo, el Artículo N°12 establece el modelo de balance neto de facturación, será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos.

El usuario-generador recibirá una tarifa por cada kWh inyectado a la red de distribución producto del excedente. El precio de la tarifa de inyección será establecido por reglamentación y deberá ser reflejado en la facturación mensual. El mismo corresponde al precio al cual el distribuidor compra la energía eléctrica al mercado mayorista, compuesto por la suma del Precio Estabilizado de la Energía (PEE) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET).

El cuadro tarifario vigente según la Resolución 408/2021 al tipo de cambio utilizado de referencia (\$106=1USD) es el siguiente (ver Tabla III) para la clasificación T3 de la distribuidora EDESUR SA para potencia contratadas mayores a 300kW media tensión.

TABLA III: Cuadro tarifario por inyectar energía a la red.

Inyección franja Punta	Inyección franja Resto	Inyección franja Valle Nocturno
USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
\$ 0,031	\$ 0,030	\$ 0,028

Fuente: Edesur S.A.

Con respecto a los beneficios promocionales de la correspondiente ley, el artículo N°18 establece que la autoridad de aplicación, regulada por la Secretaria de energía y la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Hacienda, en el ámbito de sus respectivas competencias, podrá instrumentar un beneficio promocional en forma de certificado de crédito fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor un valor establecido en la Disposición 83/2019.

“El monto de este beneficio será equivalente a quince pesos por unidad de potencia expresada en vatios (15 \$Arg/W), para aquellos Usuarios-Generadores que hayan instalado un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en los términos

establecidos en la ley 27.424 y su reglamentación complementaria. Este monto será otorgado hasta un máximo de un millón de pesos (\$ 1.000.000). El monto total del Certificado de Crédito Fiscal será calculado en función de la Potencia de Generación o la Potencia de Acople a la Red, la que resultare menor entre ambas, de acuerdo con lo que acredite el Certificado de Usuario-Generador, no pudiendo superar en ningún caso el monto de la reserva de cupo realizada mediante trámite de Solicitud de Certificado de Crédito Fiscal - Generación Distribuida.” (Boletín oficial de la República Argentina, 2017).

Dicho certificado será otorgado por única vez para cada Usuario-Generador y no podrá ser beneficiados aquellos Usuarios-Generadores que se encuentren en algunas de las situaciones mencionadas en el artículo 31 de la ley 27.424.

Cabe destacar que el certificado de crédito fiscal será aplicado al pago de impuestos nacionales, por la totalidad de los montos a abonar en concepto de impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, impuesto al valor agregado, impuestos internos, con excepción de aquellos gravámenes con destino a la seguridad social, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos, por un valor a establecer a través de la reglamentación de la presente. El certificado de crédito fiscal no podrá aplicarse al pago de deudas anteriores a la fecha de emisión del mismo.

No obstante, como fue mencionado anteriormente la provincia de Buenos Aires adhiere a la Ley N° 27.191 a través de la ley provincial N° 14.838, pero no adhiere hasta el día de la fecha (agosto/2021) a la ley N°27.424 a través del senado, si en cámara de diputados. Indistintamente, el prestador del servicio EDESUR SA se rige por la ley nacional. Análogamente, por estar ubicado en la provincia de Buenos Aires el proyecto en cuestión, no tiene la posibilidad de acceder al beneficio de \$1.000.000 (pesos argentino) en crédito fiscal o beneficio fiscal alguno, pero sí de poder generar energía por sus propios medios y en el caso de generar un excedente, inyectarlo a la red al valor que adquiere la energía el prestador del servicio, solicitando a este el medidor bidireccional correspondiente.

4. Estudio técnico

4.1. Energía Solar

Se define a este tipo de energía como aquella que es generada mediante el aprovechamiento de la radiación emitida por el sol transformándola en energía eléctrica o térmica.

Como fue mencionado en el alcance del proyecto, se hará foco en la energía solar, puntualmente en la utilización de paneles solares fotovoltaicos. Adicionalmente, se analizará la utilización termotanques solares.

4.2. Paneles solares fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos o módulos solares, están formados por numerosas celdas que captan la radiación solar y la transforman en energía eléctrica a partir del efecto fotovoltaico. Estas celdas se encuentran encapsuladas entre materiales protectores para salvaguardarlas de la intemperie y están conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado y al mismo tiempo que se conectan entre sí una determinada cantidad de series como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

Usualmente se denomina “String” a una cadena de paneles interconectados entre sí en serie, los cuales generarán la tensión necesaria para que un inversor transforme la corriente continua en alterna. En adición, se suele denominar “Array” al conjunto de paneles conectados en serie/paralelo entre sí (ver Fig. 14).

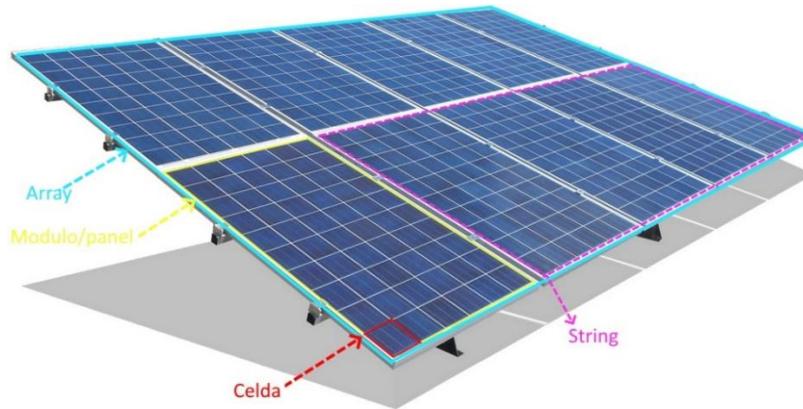


Figura 14: Señalización de array, string, modulo y celda. Fuente: www.freepng.es.

El efecto fotovoltaico se produce a partir del movimiento de electrones entre capas de cada célula al incidir un fotón en una de las capas produciendo una corriente eléctrica. En las células de silicio, elemento semiconductor que se encuentra en abundancia en la arena, se debe generar una capa dopada con fósforo para obtener material de carga negativa (capa negativa) y por otro lado se dopará con boro para obtener material de carga positiva (capa positiva). Ambas capas se mantendrán neutras mediante una fina junta.

La luz solar está compuesta por fotones, y al impactar esta sobre la célula solar con la energía suficiente para provocar que los electrones de la capa negativa la absorban y se conviertan en conductores, generará un campo eléctrico.

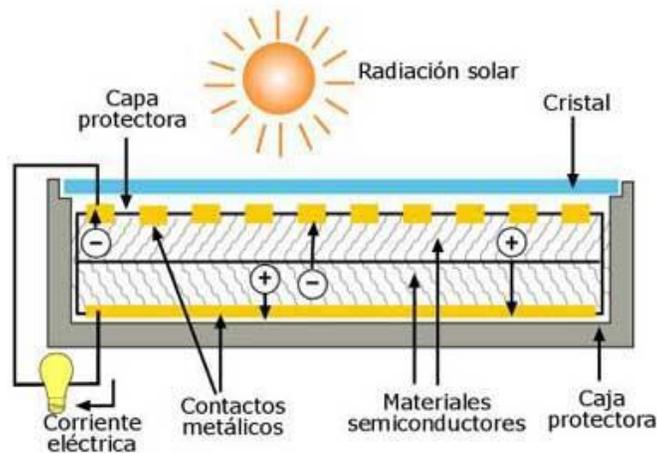


Figura 15: Efecto fotovoltaico. Fuente: Fundación Energizar.

Existen distintos grupos de células solares. Las de mayor importancia son aquellas construidas de silicio monocristalino y policristalino.

En menor medida se pueden encontrar celdas construidas de arseniuro de galio, que si bien es más eficaz que el silicio, tiene un costo aun mayor que no justifica su utilización para la producción de las celdas y aquellas fabricadas por silicio amorfo, las cuales no se utilizan para la fabricación de paneles solares, si no para relojes y calculadoras debido a su baja eficiencia y costo.

Las células solares de silicio monocristalino se producen a partir de un único cristal de silicio previamente fundido, su rendimiento es mayor al de todos los tipos de células solares, entre un 16% y un 20%, pero a su vez son las más costosas.

Las células solares de silicio policristalino están formadas por un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio y tienen un rendimiento aproximado a las anteriores, alcanzando valores cercanos al 18%, mientras que su costo es mucho menor. Actualmente son las más utilizadas en el mercado mundial debido a su relación costo-calidad.



Figura 16: De izquierda a derecha, panel con celdas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo respectivamente. Fuente: Subsecretaria de energías renovables y eficiencia energética, República Argentina.

Al momento de la selección del panel solares fotovoltaico en sí, se deberá tener en cuenta distintos puntos que diferenciarán entre un modelo y otro, pero primordialmente, se realizará la elección de los paneles por su potencia máxima a generar, también conocida como “Potencia

pico”. Se denomina así a la máxima potencia de salida, que produce un panel fotovoltaico en las condiciones diarias establecidas por los fabricantes.

Esta información es detallada en la hoja de datos de cada fabricante. No obstante, esto no significa que sea la máxima potencia entregada por un panel, ya que puede ser superada, pero es la utilizada para el dimensionamiento debido a que es la asegurada a un día promedio (en condiciones establecidas).

4.2.1. Sistemas solares fotovoltaico

Según el tipo de instalación, principalmente, se puede diferenciar entre dos tipos de sistemas, denominados Off-Grid y On-Grid (ver Fig. 17).

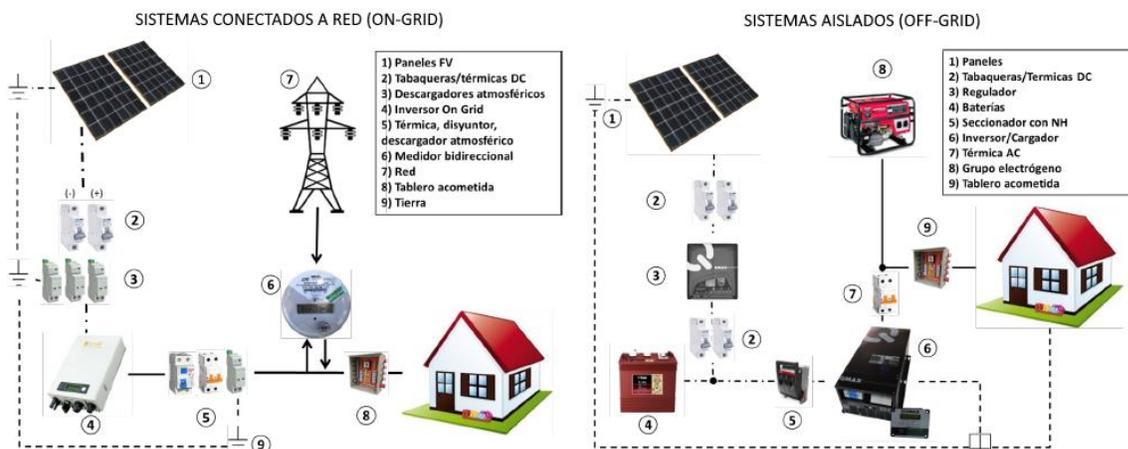


Figura 17: Descripción grafica de sistema On-Grid y Off-Grid. Fuente: Subsecretaria de energías renovables y eficiencia energética, República Argentina.

El sistema Off-Grid (también denominado Sistema Aislado / Autónomo) funciona aislado de la red eléctrica, lo cual permite abastecer de energía a quienes no estén conectados a la misma. Dicho sistema debe utilizar baterías para el almacenamiento de energía y post utilización por la noche. Este tipo de sistema es utilizado en edificaciones aisladas o lejanas a la red eléctrica, por ejemplo, proyectos rurales o mineros.

El sistema On-Grid (Sistema Conectado a la Red), funciona conectado a la red eléctrica, por lo que durante las horas de sol, el usuario consume energía obtenida a través de los paneles

solares y por la noche a través de la red eléctrica. En este tipo de sistemas no se utiliza baterías para el almacenamiento de energía.

En el proyecto en análisis se realizará foco en el sistema On-Grid, debido a:

- Como fue analizado anteriormente, el mayor porcentaje de consumo y costos de facturación, se produce en la franja horaria de facturación denominada “Restante” (de 5 a 18hs), la cual coincide con las horas de luz solar durante la mayor parte del año.
- El predio cuenta con la instalación a la red eléctrica correspondiente.
- Se analizará la posibilidad de inyectar energía a la red y obtener un beneficio extraordinario.
- Evitar el uso de baterías para almacenamiento de energía, ya que las misma incrementan en gran medida el presupuesto por sus costos de adquisición, su corta vida útil y necesidad de utilizar espacio del predio para su correcto almacenamiento.

Un sistema On-Grid, para la generación de energía requiere como mínimo los siguientes componentes:

- Paneles Solares: se diferencia principalmente entre la potencia que pueden generar y por su eficiencia.
- Inversor: serán los encargados de convertir la energía generada por los paneles de corriente continua a corriente alterna a 220V de valor eficaz y 50HZ de frecuencia.
- Cableado: tanto para conectar los paneles entre sí, como para realizar las interconexiones del sistema, se deben analizar los distintos tipos de cables más adecuados.
- Sistema de medición: existen distintas tecnologías disponibles para controlar las instalaciones y sus desempeños. En su mayoría vienen integrados a los inversores solares.
- Estructura de soporte: será la encargada de darle el ángulo y la orientación a los paneles, como también de fijarla ante las distintas condiciones meteorológicas.

4.3. Termotanque solar

Se denomina termotanque solar al dispositivo que permite calentar agua gracias a la energía proveniente del sol. Este transforma la energía electromagnética emitida por el sol en energía térmica, que luego es utilizada para calentar líquidos, suplantando las tecnologías habituales (Termotanques a gas / eléctricos).

Los termotanques solares permiten calentar agua y almacenarla en sitios donde no se puede acceder con otro tipo de tecnología, por falta de suministros convencionales, como electricidad o gas. También permiten ser anexados a un sistema de calentamiento de agua preexistente, de forma de disminuir el consumo energético del mismo sin desmontar la instalación original.

Es una forma de generación económica ya que utiliza una energía renovable, energía solar, para su calentamiento, disminuyendo o anulando el costo de suministro de otro tipo de energía. También es económico del punto de vista del mantenimiento del dispositivo, ya que consta con una estructura simple.

Es una forma de generación ecológica, ya que se evita el uso de recursos contaminantes, como el gas, o cuyo origen pudiera haber intervenido recursos contaminantes, como la energía eléctrica.

En la Argentina el gas natural es el principal componente de la matriz energética, proporcionando más del 50% de la energía primaria al país. El 30% del gas natural es enviado a los usuarios residenciales y comerciales, los cuales lo usan para el calentamiento de agua, siendo este el segundo consumo de energía más importante, representando 33% del total. Es decir, un 10% de la energía consumida en el país se dedica al calentamiento de agua sanitaria.

No obstante, el consumo de gas ha crecido un 3,3% anual en la última década, y la producción local ha disminuido, generando mayor dependencia de las importaciones.

4.3.1. Tipos de termotanques solares

Los termotanques solares principalmente se diferencian, según su colector de captación. Actualmente se puede encontrar de tres tipos en mayor medida:

- Termotanque Placa Plana.
- Termotanque de tubos de vacío - atmosférico
- Termotanque Heat Pipe - presurizado.

4.3.1.1. Termotanque placa plana - Principio de funcionamiento

La radiación solar puede provocar el calentamiento de fluidos tanto líquidos como gaseosos. En el colector solar, el agua circula a través de una parrilla de caños pintados de color negro (ver Fig.18), los cuales absorben la energía solar y calientan el agua en su interior. La circulación del agua en su interior suele producirse por el efecto llamado “Circulación natural” o “Termosifón”, en el cual los fluidos al ser calentados se dilatan, disminuyen su densidad y ascienden respecto del fluido más frío. Por lo tanto, el líquido calentado en la parrilla asciende hacia el tanque de almacenamiento y el líquido frío desciende hacia la parrilla para su posterior calentamiento.

Estos paneles poseen una tapa transparente sobre la parrilla de caños, que ayuda a la generación de efecto invernadero, para que la radiación solar atraviese la misma, pero no pueda salir, manteniendo aún más la temperatura alrededor de la parrilla.

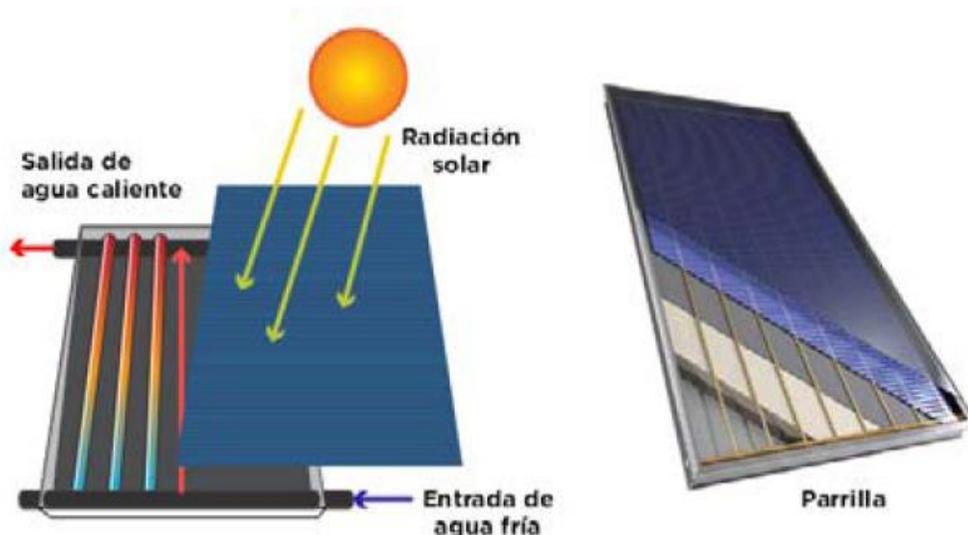


Figura 18: Descripción grafica termotanque solar tipo parrilla. Fuente: Subsecretaria de energías renovables y eficiencia energética, República Argentina.

Componentes termotanque placa plana

Los termotanques solares del tipo placa plana están integrados por tres partes principales, el tanque de almacenamiento, encargado de almacenar el agua caliente y mantener su temperatura, su estructura de soporte y finalmente, el colector, encargado de recibir la radiación solar y calentar el agua que circula dentro de él. Los elementos que componen el colector son:

- Placa de Absorción: absorbe la radiación solar y la transforma en energía térmica para luego ser transferida al agua
- Cubierta: lámina transparente ubicada sobre la parrilla de caños, que provoca efecto invernadero dentro del colector, aumentando la temperatura en el mismo.
- Conductos: caños por donde circula el agua que es calentada, hacia el tanque de almacenamiento.
- Aislante Térmico: elementos aislantes para reducir la disipación del calor en el colector.
- Caja: estructura que soporta los demás elementos y protege al colector de componentes como polvo, humedad, que puedan afectar la eficiencia del mismo.
- Juntas y Selladores: para asegurar hermeticidad del conjunto.
- Tanque de Almacenamiento: Recipiente aislado que se usa para almacenar el agua caliente para su posterior uso.

4.3.1.2. Termotanque de tubos de vacío – atmosférico

Este tipo de termotanques tiene un funcionamiento similar a los de placa plana, el agua ingresa por gravedad y se acumula en el colector, el cual en este caso está compuesto por tubos de vacío que absorben el calor del sol y transfieren al agua que está en su interior. La misma debido al efecto “Termosifón” se desplaza entre el colector y el tanque acumulador.

El colector este compuesto por un número determinado de tubos de vacío que dependerá del tanque de acumulación, estos mismos están integrados por dos tubos concéntricos de vidrio, entre los cuales se habría generado un vacío previo con el fin de reducir las pérdidas convectivas. El tubo interno esta recubierto por una sustancia, usualmente nitrato de aluminio, que le permite

actuar como un cuerpo opaco absorbiendo el calor captado. En adición el tubo externo es transparente.

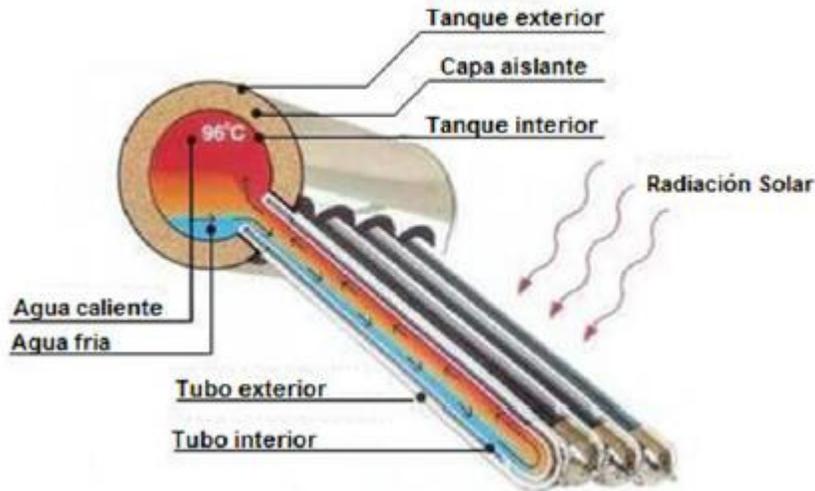


Figura 19: Descripción gráfica termotanque solar de tubos de vacío. Fuente: Manual Instalación Termotanques Solartec v1.5.

Su forma cilíndrica permite que la incidencia de los rayos solares sea siempre perpendicular a estos, lo que genera un rendimiento por m^2 un 20% superior a los colectores de placa plana, captando energía aun en días nublados con radiación solar difusa. En adición, este tipo de termotanque suelen tener un precio de mercado un 52% menor al tipo placa plana.

4.3.1.3. Termotanque Heat Pipe - Presurizado

El colector del termotanque Heat Pipe tiene tubos de vacío, fabricados en vidrio, que absorben la radiación solar transformándola en calor. Dentro de estos tubos hay una varilla de cobre (heat pipe). En su interior tiene una mezcla de agua y polipropilenglicol, el cual es un tipo de alcohol.

Al calentarse la varilla, la misma sube por diferencia de densidad, provocando la circulación natural del fluido en la que se encuentra y entra en el tanque de agua. Una vez dentro del tanque, se transfiere el calor de la varilla al agua depositada en él, lo que provoca el calentamiento del agua. La principal ventaja de estos tipos de termotanques es que el fluido

destinado para el consumo no se mezcla con el fluido contenido en los tubos. Por ese motivo, este tipo de sistemas se ven menos afectados, por ejemplo, por aguas con altos contenidos de dureza, disminuyendo su mantenimiento y costo de operación.

La tecnología Heat Pipe permite usar circuitos de agua presurizada y su instalación en zonas donde la temperatura del ambiente puede ser inferior a los 0°C, ya que evita que se congele el agua en los colectores obstruyendo su circulación, como en los tipos placa plana y tubo de vacío. No obstante, este tipo de termotanques suelen ser un 13% más costosos que los de tipos placa plana.

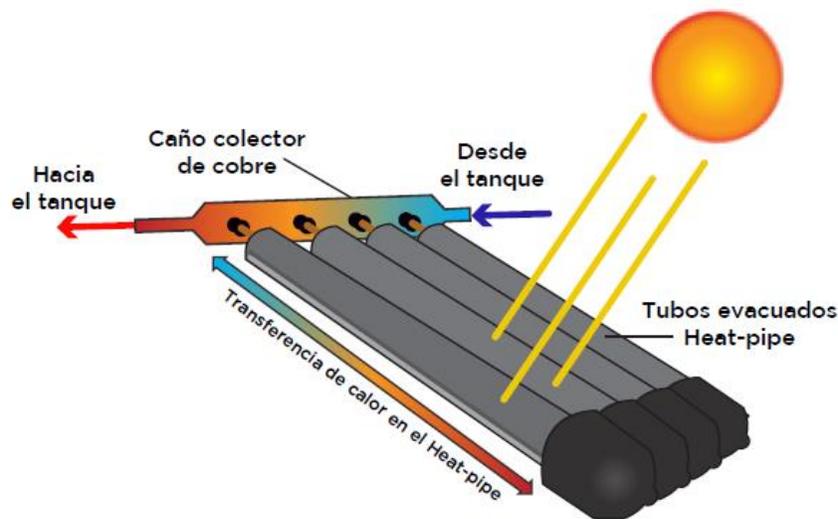


Figura 20: Descripción grafica termotanque solar Heat Pipe. Fuente: Subsecretaria de energías renovables y eficiencia energética, República Argentina.

4.3.1.4. Componentes adicionales a los termotanques solares

- Calentador Eléctrico: Opcionalmente, se pueden incorporar un calentador eléctrico que se activa cuando la temperatura del agua dentro del tanque desciende por debajo de 50 grados centígrados, y se apaga cuando esta llega a los 70 grados centígrados. El mismo suele tener una potencia de 1.5KW.
- Tanque Regulador de presión: Es un recipiente de menor tamaño que va ubicado sobre el tanque de almacenamiento. El mismo resulta obligatorio cuando la

diferencia de altura entre el nivel del tanque de reserva y la parte superior del tanque de almacenamiento es mayor a 2 metros o la presión de entrada de agua es mayor a 0,25 kg/cm². Su función es proteger al tanque de almacenamiento de presiones excesivas que puedan dañarlo. Cuando el tanque de almacenamiento está lleno, el flotante en su interior acciona una válvula que permite el ingreso de agua al tanque pequeño.

4.4. Aprovechamiento solar

Para realizar un correcto dimensionamiento del proyecto se debe estimar el aprovechamiento solar, tanto térmico como fotovoltaico. Más precisamente en el plano y ubicación.

Se comenzará con tres puntos clave, que son: la irradiancia solar, irradiación solar y la heliofanía solar.

La irradiancia solar es la magnitud que describe la potencia incidente por unidad de superficie de onda electromagnética, suele representarse en kW/m² y depende básicamente de 4 factores:

- Estaciones del año
- Claridad de la atmosfera.
- Situación geográfica
- Ángulo de incidencia

La irradiación solar es la cantidad de radiación que recibe en un determinado tiempo, por ejemplo [(kWh/m²) /día].

La heliofonía solar, o también conocida como duración de brillo solar, representa la duración de horas de sol. Mediante un heliofanógrafo, se registra el tiempo que recibe la radiación solar directa el mismo. El mismo interrumpe el registro al detectar radiación solar difusa por la aparición de nubes.

A fines de la década del '70, se creó el Atlas Solar de la República Argentina, donde se publican los datos mensuales de heliofanía efectiva (horas de brillo solar) y la irradiación solar.

Cabe destacar que la valorización de la irradiación solar diaria es la recibida sobre un plano horizontal, con la implicación que esto conlleva (ver Fig. 21).

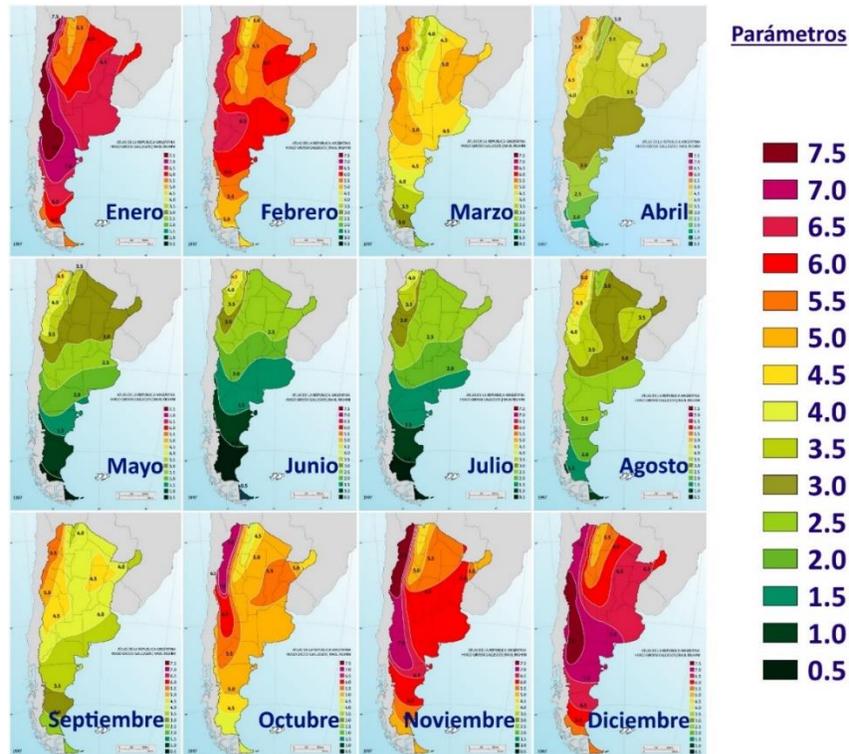


Figura 21: Distribución espacial promedio de la irradiación global diaria (kWh/m²). Fuente: Atlas Solar de la República Argentina.

Realizando un análisis a nivel país, sobre el Atlas Solar de la República Argentina, se observa que tanto en invierno como en verano las mejores condiciones necesarias para la utilización de energías solares se encuentran en la región Noroeste de la República Argentina. Allí se obtienen los valores máximos para irradiación (ver Fig. 22), como para heliofonía (ver Fig. 23) .

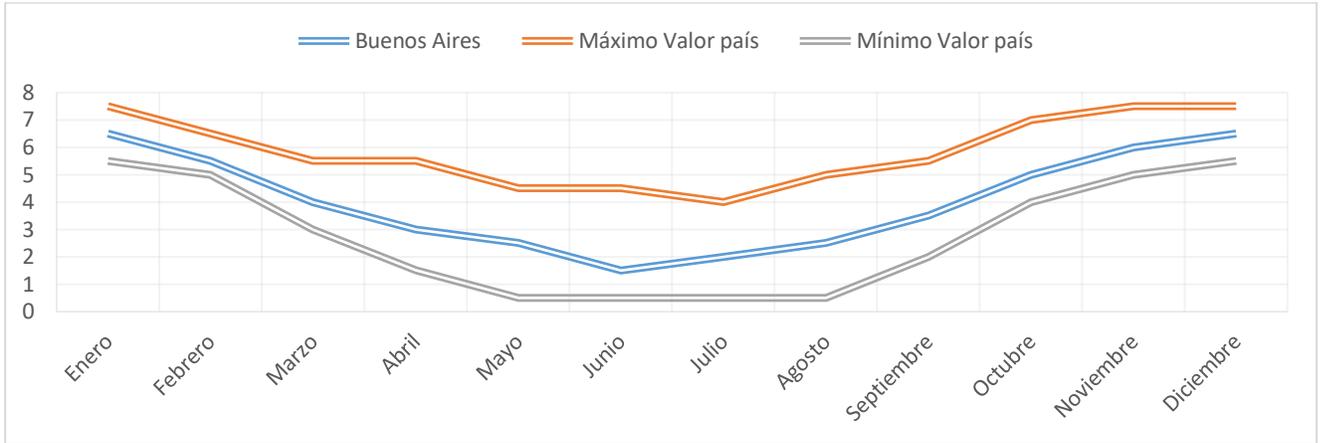


Figura 22: Irradiación promedio solar global diaria (kWh/m2). Fuente: Atlas Solar de la República Argentina.

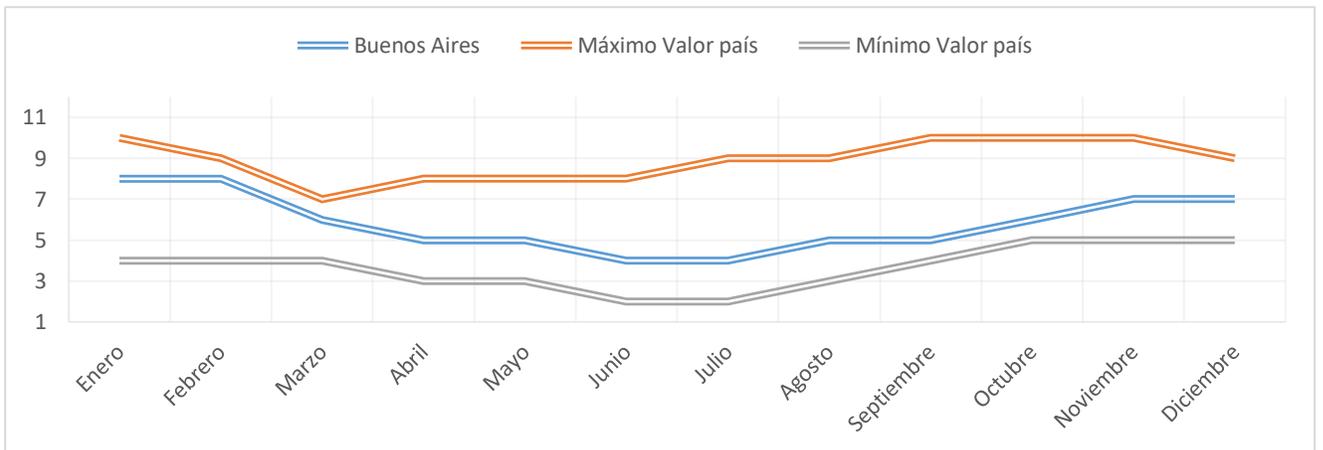


Figura 23: Heliofonia efectiva diaria (en horas). Fuente: Atlas Solar de la República Argentina.

La ubicación en análisis, noreste de la provincia de Buenos Aires, lleva a establecer que, si bien no alcanza los niveles máximos mencionados anteriormente, se establecen niveles que superan a los valores promedios, teniendo en cuenta que los valores máximos del país son similares a los máximos a nivel mundial.

4.5.Orientación e Inclinación

Para obtener un máximo aprovechamiento de la energía solar sobre los paneles, estos deben tener una orientación e inclinación específica. En el siguiente apartado se tratarán los puntos a tener en cuenta para obtener la mayor radiación solar.

Se denomina azimut solar al ángulo con su punto inicial (0°) en el Norte donde encontraremos la proyección vertical del sol (ver Fig. 24), sobre el eje horizontal. Cuando el azimut es igual a 0° es donde obtendremos la máxima radiación solar diaria.

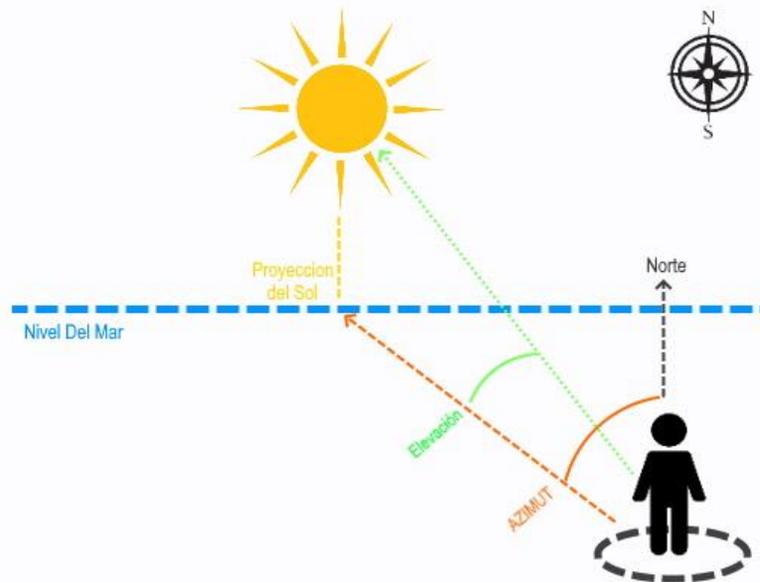


Figura 24: Descripción grafica del azimut y elevación solar. Fuente: Elaboración propia.

En adición, se denomina “inclinación” o “elevación solar” al ángulo que forma con respecto al nivel de mar, también denominado eje horizontal. Debido a que varía a través del día, se alcanza el mayor valor al mediodía. Cabe destacar que, para temporadas de invierno, es donde obtendremos los valores anuales más bajos y durante el verano los valores más altos. Esto produce que, en invierno, los rayos del sol sean en mayor medida paralelos al horizonte y generen mayor proyección de sombras entre objetos, respecto del verano.

Se tomará como base la premisa de que los paneles fotovoltaicos y los termotanques, serán instalados de forma fija y sin posibilidad de movimiento a través del tiempo, debido a que los

costos de mantenimiento se verían incrementados (implica un costo extra trimestral por el ajuste de los mismos). Se debe buscar la ubicación y orientación dentro del predio que otorgue el mayor rendimiento.

Para el análisis de la inclinación de los paneles se tomarán las bases anexadas (ver anexo C) por los informes presentados por la Presidencia de la Nación, en los cuales se puede ver un factor de proporcionalidad promedio que permite estimar la irradiación solar en el plano inclinado a partir de la irradiación en plano horizontal obtenido de las tablas adjuntadas.

Las tablas cuentan con valores que representan el cociente entre la irradiación en el plano inclinado y la irradiación en el plano horizontal, multiplicando dichos coeficientes por la irradiación media mensual en el plano horizontal, para cada ubicación geográfica, orientación e inclinación, se puede obtener los valores buscado para la inclinación y orientación deseada. Otra forma sencilla de observar esto, es mediante los discos de irradiación solar, donde se puede observar, con que inclinación y orientación obtendremos mayor irradiación (ver Fig. 25).

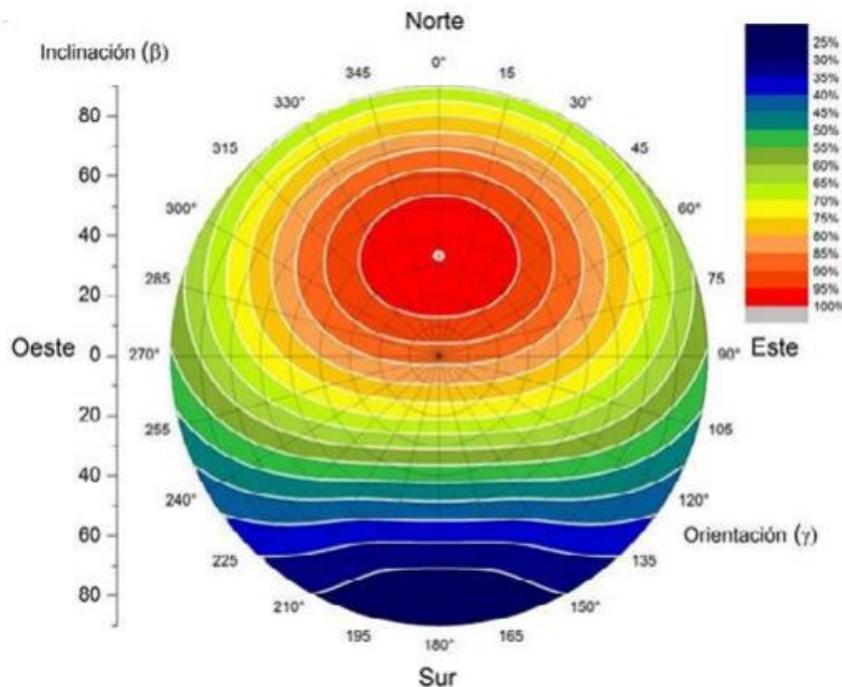


Figura 25: Discos de irradiación solar. Fuente: Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética, República Argentina.

No obstante, para hacer un análisis mensual mediante la información provista, se determina, por ejemplo, que si se orienta un panel solar al norte exacto (acimut 0°) con una inclinación de 35° obtendremos una radiación solar representada en la tabla IV.

TABLA IV: Irradiación solar resultante (en kWh/m²) para Buenos Aires respecto al Acimut 0° y inclinación de los paneles iguala 35°.

Irradiación Solar	Buenos Aires	Factor de proporcionalidad promedio mes	Irradiación solar resultante [kWh/m ²]
Enero	6,5	0,9	5,85
Febrero	5,5	0,97	5,335
Marzo	4	1,07	4,28
Abril	3	1,24	3,72
Mayo	2,5	1,43	3,575
Junio	1,5	1,54	2,31
Julio	2	1,48	2,96
Agosto	2,5	1,3	3,25
Septiembre	3,5	1,12	3,92
Octubre	5	0,99	4,95
Noviembre	6	0,92	5,52
Diciembre	6,5	1,15	7,475

Fuente: Elaboración propia a partir de tablas del anexo C.

En adición, se concluye mediante las tablas anexadas, que en el caso de acimut igual a 0° los paneles con una inclinación más cercana a los 80° obtienen un mayor rendimiento en las épocas invernales donde la inclinación solar es menor que en los meses de verano, que por lo contrario, los paneles con inclinación más cercana a los 0° obtienen mayor rendimiento.

4.5.1. Sombras entre paneles solares

En este apartado se tratará la importancia de las sombras, en particular, las generadas por los propios paneles solares fotovoltaicos. Suponiendo que por las limitaciones de capacidad se debe colocar varias filas de paneles se debe tener en cuenta la separación de estas, debido a la sombra que comenzará a producir la parte superior de un panel delantero y se verá proyectada en la parte

inferior del panel trasero. El objetivo del punto es obtener el menor porcentaje de sombra y reducir el desaprovechamiento del panel.

Para esto debemos de calcular la distancia mínima entre paneles. Los cálculos se harán considerando las peores condiciones de inclinación solar que son alcanzadas en el mes de Junio (inclinación solar 33° con respecto al horizonte).

Una herramienta que presenta ventajas para el análisis de sombras, es el ábaco de asolamiento (ver Fig. 26). La curva superior representa la trayectoria aparente del sol para el solsticio de verano, y la curva inferior representa la del solsticio de invierno. Entre ambas curvas, figuran las trayectorias de otros momentos del año entre ambos solsticios.

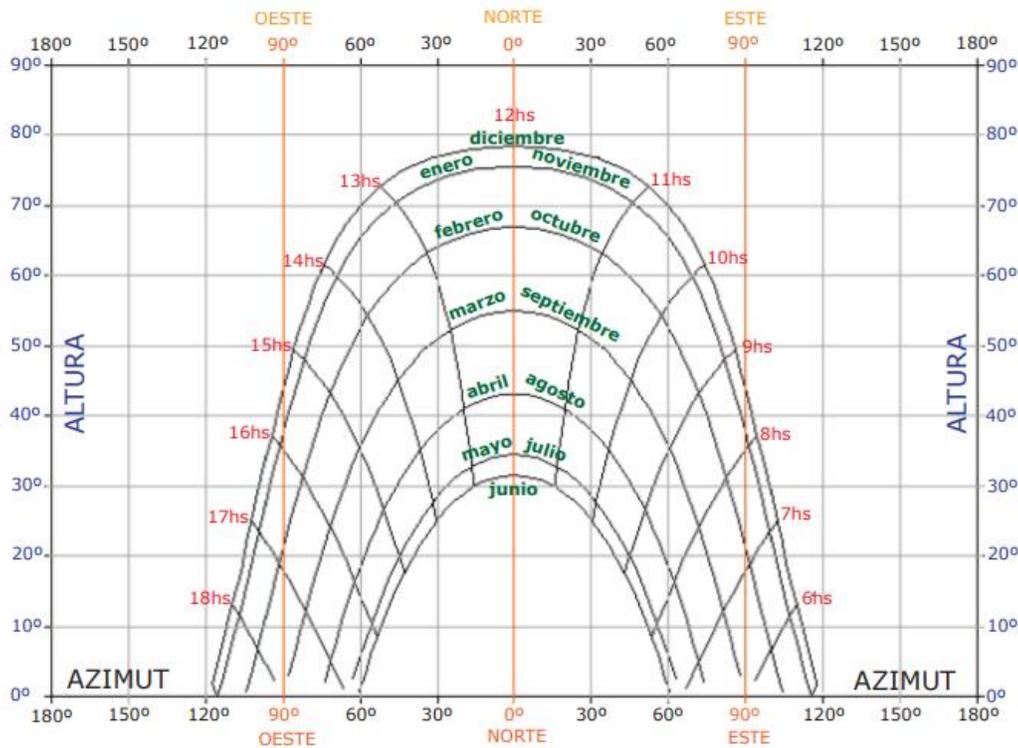


Figura 26: Ábaco de asolamiento. Fuente: Subsecretaria de Energías Renovables y Eficiencia Energética, República Argentina.

Se procede al cálculo de la distancia entre paneles, denominada X_{min} (ver Fig. 27). Los datos de mayor importancia son la inclinación solar con la cual queremos trabajar, la altura de cada

panel y finalmente, el ángulo de inclinación de los mismos. Con estos tres datos a través de una sencilla ecuación (1) se establece la proyección de las sombras y la distancia mínima entre paneles.

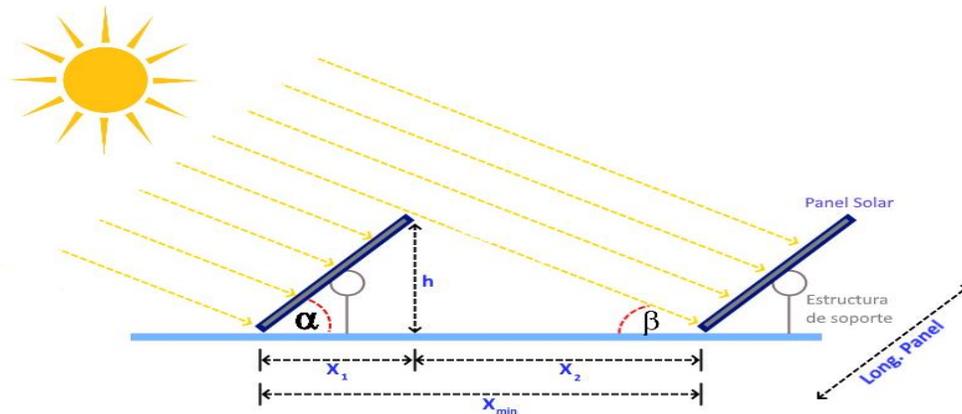


Figura 27: Representación de las variables utilizadas en la ecuación 1. Fuente: elaboración propia.

$$X_{min} = L \times \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} \right) \tag{1}$$

Realizando el análisis de la elevación de sol (desde el amanecer hasta la máxima elevación diaria), frente a las distintas inclinaciones de los paneles solares, podremos observar su inferencia en la separación entre filas de los módulos. Esto se representa en la tabla V, para un panel solar modelo de 1,98m de longitud.

TABLA V: Distancia entre paneles (X_{min}) para diferentes condiciones.

Inclinación panel [°]	Elevación sol [°]	Xmin [m]	Inclinación panel [°]	Elevación sol [°]	Xmin [m]	Inclinación panel [°]	Elevación sol [°]	Xmin [m]
10	10	3,90	15	10	4,82	20	10	5,70
10	15	3,23	15	15	3,83	20	15	4,39
10	20	2,89	15	20	3,32	20	20	3,72
10	30	2,55	15	30	2,80	20	30	3,03
10	40	2,36	15	40	2,52	20	40	2,67
10	50	2,24	15	50	2,34	20	50	2,43
10	60	2,15	15	60	2,21	20	60	2,25
10	70	2,08	15	70	2,10	20	70	2,11
10	80	2,01	15	80	2,00	20	80	1,98

Fuente: Elaboración propia.

Se concluye que mientras mayor sea la inclinación de los paneles y menor sea la elevación del sol, se deberá tener una mayor distancia entre filas.

El dimensionamiento según las premisas de distancia de filas e inclinación de paneles se suele utilizar en ubicaciones donde el factor limitante no es el terreno, por ejemplo, proyectos de abastecimiento de energías en grandes superficies de generación. En el proyecto en análisis, este sí es un factor limitante, por lo que se debe ser prioritario a la hora de equiparar entre la elección de obtener el máximo rendimiento por panel y la cantidad de paneles que deseamos instalar.

Se deduce, respecto al análisis de las tablas VI de irradiación solar que, para la máxima generación anual, la inclinación ideal de los módulos es entre 30° - 45° y con orientación al norte (azimut 0°). Pero al inclinarlos, también se debe extender las distancias de separación, evitando la proyección de sombras entre sí. Este factor aumenta el espacio necesario entre los paneles, (en promedio la distancia entre paneles aumenta un 30% con este ángulo de inclinación), reduce la cantidad de paneles a instalar por unidad de superficie y encarece la perfilesía fotovoltaica.

TABLA VI: Diferencia entre la irradiación solar resultante para beta igual a 35° y a 10° .

Mes	Irradiación Solar Buenos Aires	azimut= 0° beta= 35°		azimut= 0° beta= 10°	
		Factor de proporcionalidad promedio mes	Irradiación solar resultante [kWh/m ²]	Factor de proporcionalidad promedio mes	Irradiación solar resultante [kWh/m ²]
Enero	6,5	0,9	5,85	0,99	6,435
Febrero	5,5	0,97	5,335	1,01	5,555
Marzo	4	1,07	4,28	1,04	4,16
Abril	3	1,24	3,72	1,1	3,3
Mayo	2,5	1,43	3,575	1,15	2,875
Junio	1,5	1,54	2,31	1,19	1,785
Julio	2	1,48	2,96	1,17	2,34
Agosto	2,5	1,3	3,25	1,11	2,775
Septiembre	3,5	1,12	3,92	1,06	3,71
Octubre	5	0,99	4,95	1,02	5,1
Noviembre	6	0,92	5,52	1	6
Diciembre	6,5	0,89	5,78	0,99	6,435
Promedio	4,04	1,15	4,29	1,07	4,21

Fuente: Elaboración propia.

Utilizando el criterio de maximizar la producción anual de energía con paneles solares fotovoltaicos, una solución factible es la de “acostar” los paneles en el techo compensando la inclinación y orientación no-ideal (misma orientación que la superficie a analizar) con una mayor densidad de potencia (kWp/m²) producida en los meses de mayor irradiación solar (desde octubre hasta marzo), por otro lado, este tipo de instalación tienen mayor resistencia a los fuertes vientos.

Como fue mencionado el azimut óptimo es igual a 0°. Realizando la comparación con un azimut igual a +/-45°, se obtiene una diferencia que se podría considerar despreciable de 1,37% respecto al promedio (ver Tabla VII). La mayor diferencia se da en los meses de abril a septiembre donde el sol se encuentra con menor elevación.

TABLA VII: Diferencia entre la irradiación solar resultante para azimut igual a 0° y azimut igual a +/-45°.

Mes	Irradiación Solar Buenos Aires	Azimut=0° Beta=10°		Azimut=+-45° Beta=10°	
		Factor de proporcionalidad promedio mes	Irradiación solar resultante [kWh/m ²]	Factor de proporcionalidad promedio mes	Irradiación solar resultante [kWh/m ²]
Enero	6,5	0,99	6,435	0,99	6,435
Febrero	5,5	1,01	5,555	1,01	5,555
Marzo	4	1,04	4,16	1,03	4,12
Abril	3	1,1	3,3	1,06	3,18
Mayo	2,5	1,15	2,875	1,1	2,75
Junio	1,5	1,19	1,785	1,13	1,695
Julio	2	1,17	2,34	1,11	2,22
Agosto	2,5	1,11	2,775	1,08	2,7
Septiembre	3,5	1,06	3,71	1,04	3,64
Octubre	5	1,02	5,1	1,01	5,05
Noviembre	6	1	6	1	6
Diciembre	6,5	0,99	6,435	0,99	6,435
Promedio	4,04	1,07	4,21	1,05	4,15
Variación:					-1,37%

Fuente: Elaboración propia.

4.5.2. Efecto de las sombras parciales sobre los paneles fotovoltaicos

Tanto al hablar de un String, módulos solares o celdas individuales, cuando se trabaja en con el sistema en serie, si una de las celdas en algún instante se encuentra incapacitada para generar energía, ya sea por falla interna o sin acceso a la luz solar (denomina sombreado), el mismo puede transformarse en carga, por lo que las potencias generadas del resto disiparían en él.

En el sistema en paralelo, la corriente debe circular en sentido a las cargas. Al producirse estos defectos, la corriente se dirige a estas celdas.

La utilización de los diodos bypass en estos sistemas, tiene el objetivo de contrarrestar este efecto y evitar la circulación de corriente por las celdas afectadas evitando el sobre calentamiento de las mismas.

La cantidad de diodos que lleva un módulo solar estará establecida en la hoja de datos del mismo.

4.6. Dimensionamiento paneles solares fotovoltaicos

Se define como factores limitantes del proyecto, a la potencia total generada por los paneles solares y el espacio disponible para la instalación. Se tomará como premisa la instalación de los paneles sobre estructuras ya construidas, ejemplo, techos, cobertizos y tinglados. Respecto a otros factores limitantes, como la inversión a destinar para dicho proyecto no se tendrá en cuenta. No obstante, se tiene en cuenta que a mayor inversión afecta directamente al análisis económico y financiero.

En adición, no se evaluará la construcción de nuevas estructuras debido a que elevaría el costo del proyecto y demandaría espacio destinado a futuras ampliaciones.

4.6.1. Factores a tener en cuenta para el dimensionamiento

- Potencia a instalar.
- Paneles solares fotovoltaicos (tipo, cantidad, potencia pico y tamaño).
- Superficie disponible.
- Inversores de corriente.

- Conexiones (cableado).
- Protecciones eléctricas.

4.6.2. Potencia a instalar

La potencia a instalar se encuentra relacionada con distintos factores:

- La potencia convenida con el distribuidor EDESUR SA, según establece la Ley N° 27.424. La misma no permite que la energía a generar sea mayor a la energía contratada (potencia convenida) al distribuidor. Se establece un limitante de 349KW/mes.
- El porcentaje de energía que establece la Ley N° 27.191 que deben ser cubierto por energías renovables para el año 2025 (20% del consumo anual). De cumplir con el objetivo, el límite inferior será de 224.751 kWh/año. Dependiendo la potencia a instalar, se obtiene un valor puntual de generación de energía.
- La superficie disponible para la instalación de paneles solares. Esto será analizado posteriormente.
- Otro valor de referencia posible es la potencia adquirida fuera de hora punta, teniendo en cuenta que es la máxima potencia registrada desde las 23hs hasta las 18hs. Promedio anual 2019/18: 304KW/mes.

Estos valores serán tomados de referencia para encontrar el punto de equilibrio, entre superficie, potencia a instalar y dimensión del proyecto.

4.6.3. Tipo de paneles solares fotovoltaicos

Es elocuente tener en cuenta algunos parámetros eléctricos fundamentales a la hora de seleccionar los paneles fotovoltaicos. Los siguientes parámetros son proporcionados por los fabricantes en las hojas de datos de los paneles fotovoltaicos:

- Potencia máxima - Pmax (Wp): se refiere a la potencia máxima que podrá alcanzar un panel solar fotovoltaico en condiciones estandarizadas. Frecuentemente también

se encuentra detalladas la tensión máxima de potencia (V_{mpp}) y la corriente de potencia máxima (I_{mpp}).

- Tensión a circuito abierto - V_{oc} (V): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están desconectados.
- Corriente a cortocircuito - I_{sc} (A): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y sus bornes están conectados entre sí.
- Eficiencia del módulo (%): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente (2).

$$\eta = \frac{P_{max}}{Irradiación\ Solar \times Sup.Panel} \quad (2)$$

Se debe considerar que estos parámetros no son constantes, y son determinados en condiciones de funcionamiento estandarizadas las cuales se suelen detallar en dos apartados distintos denominados STC y NOCT.

STC (Standard Test Conditions):

- Irradiación: 1.000 W/m²
- Altura al nivel del mar
- Temperatura de célula: 25° C

NOCT (Normal Operating Cell Temperature):

- Irradiación: 800 W/m²
- Altura al nivel del mar
- Temperatura de célula: 20° C

De encontrarse fuera de estas condiciones estandarizadas, los paneles fotovoltaicos tendrán otro rendimiento. Por tal motivo es importante conocer los coeficientes de temperatura para V_{oc} y I_{sc} . Con los mismos se puede representar el comportamiento de los paneles ante distintas variaciones de temperatura con respecto a las estandarizadas.

La intensidad de cortocircuito aumenta, cuando aumenta la temperatura y disminuye, cuando disminuye la temperatura. A su vez, la tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.

La selección de los paneles solares a utilizar estará orientada en la disponibilidad de mercado argentino, en cuanto a la potencia a generar y el material del que este compuesto. Debido a que en este proyecto no se pondrá en análisis la importación de los mismos, sino trabajar con proveedores locales.

Material de las celdas

Si bien los paneles solares del tipo monocristalino tienen mayor eficiencia que los del tipo policristalino, para la alta demanda de paneles que tendrá el proyecto en cuestión no se encuentran proveedores que los ofrezcan como alternativa en el mercado argentino. Estos son utilizados para proyectos hogareños/urbanos donde la producción de energía no es a gran escala, los espacios disponibles para su instalación son reducidos y donde se busca el mayor rendimiento por metro cuadrado, aunque este implique un mayor costo. En adición a este último punto, existen modelos del tipo policristalino que logran tener una eficiencia cercana al 17%, los cuales los ponen en niveles similares de los monocristalinos. Por lo que se priorizará la selección del tipo policristalino, debido a la relación entre costo, disponibilidad y eficiencia.

Potencia del módulo

Como fue mencionado anteriormente, la potencia máxima a generar por cada panel está establecida en la hoja de datos correspondientes a los mismos, la cual es conocida como Potencia pico. Existen una amplia variedad de paneles policristalinos, los modelos más usuales van de entre los 5Wp y los 345Wp. No obstante, las potencias mayores a los 330Wp no son frecuentes en nuestro país debido a que tienen un costo mayor por potencia instalada y la diferencia de rendimiento con respecto a los monocristalinos es mínima.

Se enfocará en obtener el mayor rendimiento por metro cuadrado con el objetivo de alcanzar la máxima producción posible de energía dentro de los factores limitantes ya mencionados. Para esto se seleccionará paneles con potencia pico de 330W, la cual es la máxima potencia a obtener frecuentemente en los paneles del tipo policristalinos.

Se utilizará de referencia el modelo AS-6P de 330Wp Policristalino de la marca AmeriSolar, dada su máxima eficiencia respecto a modelos de igual potencia pico. Se destacan las siguientes características en condiciones S.T.C.:

- Potencia nominal (Pmax): 330W
- Tensión de circuito abierto (Voc): 45,9V
- Corriente de cortocircuito (Isc): 9,26A
- Eficiencia del módulo: 17,01%
- Tamaño: 1956x992x50mm
- Peso: 23kg

En el anexo C, se puede observar la hoja de datos completa del módulo solar utilizado de referencia.

En adición, la marca Amerisolar garantiza una generación de energía por 30 años. No obstante, los paneles solares fotovoltaicos tienen una degradación anual, por lo que la generación al año 30 según informa Amerisolar es del 80,6%.

Corrección por temperatura

La relación entre la potencia pico del panel fotovoltaico en condiciones estandarizadas y su corrección por temperatura, utilizando el máximo valor anual de la región (45°C), nos devuelve una diferencia del 8%, estando dentro de los valores aceptables (3).

$$Wp(T) = Wp \left(1 - \Delta T \times \frac{Cd}{100} \right) \quad (3)$$

$$Wp(T) = 330W \left(1 - 20^{\circ}C \times \frac{0,41\%/^{\circ}C}{100} \right) = 302,9Wp$$

- T: temperatura de trabajo del panel [°C].
- T-STC: temperatura en condiciones de funcionamiento estandarizadas[°C].
- ΔT: Diferencia de temperatura [°C].
- Cd: Valor porcentual del coeficiente de degradación [%/°C].

Cantidad de Paneles Solares

La cantidad máxima de paneles solares (4) que se puede disponer podrá ser dada por el cociente entre la potencia máxima a instalar en el proyecto (P_{max_1}) y la potencia máxima de cada uno de los paneles a generar (P_{max_2}).

$$\text{Cantidad maxima de paneles solares} = \frac{P_{max_1}}{P_{max_2}} \quad (4)$$

Para el estudio se analizará como potencia máxima dos opciones distintas, la potencia convenida (5) y la potencia adquirida promedio anual (6).

$$C. M. 1 = \frac{P_{max_1}}{P_{max_2}} = \frac{349.000W}{330W} = 1.058 \text{Paneles} \quad (5)$$

$$C. M. 1 = \frac{P_{max_1}}{P_{max_2}} = \frac{303.000W}{330W} = 919 \text{Paneles} \quad (6)$$

A su vez se deberá comprobar si se cuenta con la disponibilidad de superficie para la instalación de las opciones.

4.6.4. Superficie disponible para la ubicación de paneles solares fotovoltaicos

En dicho apartado se analizará las superficies disponibles y la posible distribución de los paneles solares fotovoltaicos. La selección de las estructuras para la instalación de los paneles solares está basada en aprovechar la superficie de los techos de las estructuras más altas del predio, que tengan mayor tiempo de luz solar (evitando proyección de sombras) y su superficie no esté en uso. Por este motivo es que se realiza la selección de cinco posibilidades distintas:

- 1- Techo del almacén automatizado.
- 2- Techo Nave II
- 3- Techo Galería Externa

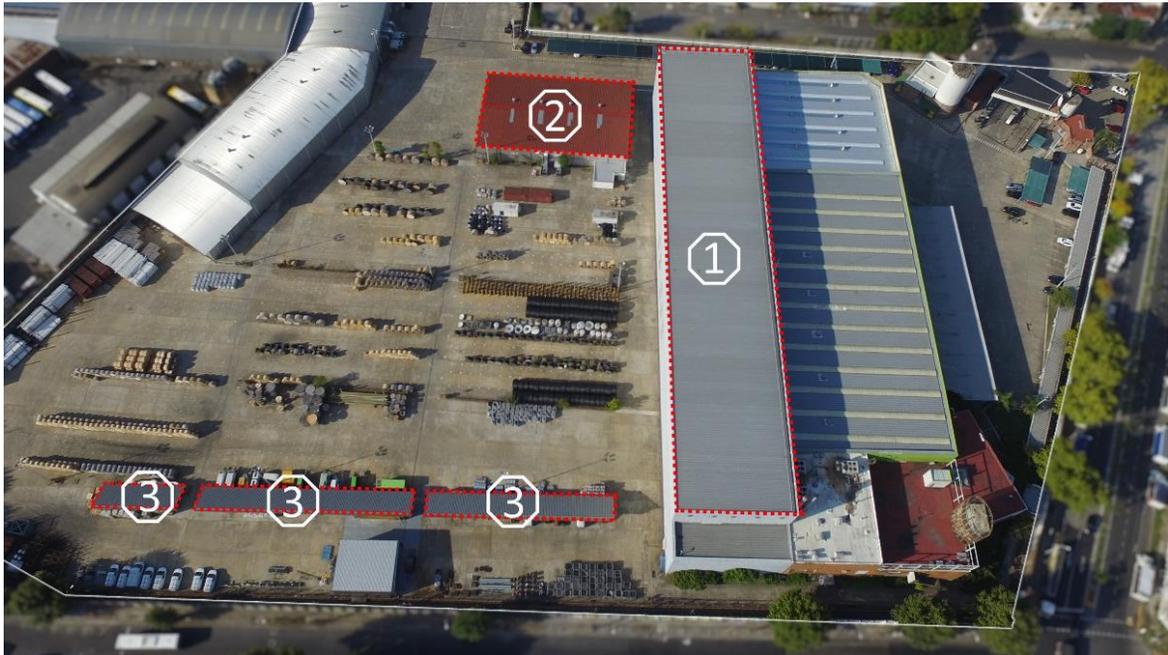


Figura 28: Vista aérea del predio con identificación numérica de las áreas analizadas.

Se descartan las edificaciones sobre los extremos del predio, medianera de por medio con los predios lindantes. El objetivo es prevenir efectos de las sombras en el caso que realicen futuras modificaciones en los terrenos lindantes, y prolongar la factibilidad a largo plazo de la instalación, paneles solares cuya vida útil es mayor a 25 años.

El análisis será llevado a cabo tomando como referencia un panel solar estándar de 330WPico de 1,95m de alto por 0,99m de ancho. Se aproximará su altura a 2m y su ancho a 1m, para considerar una separación entre si mínima.

Análisis sobre la superficie / Descripción de las disposiciones

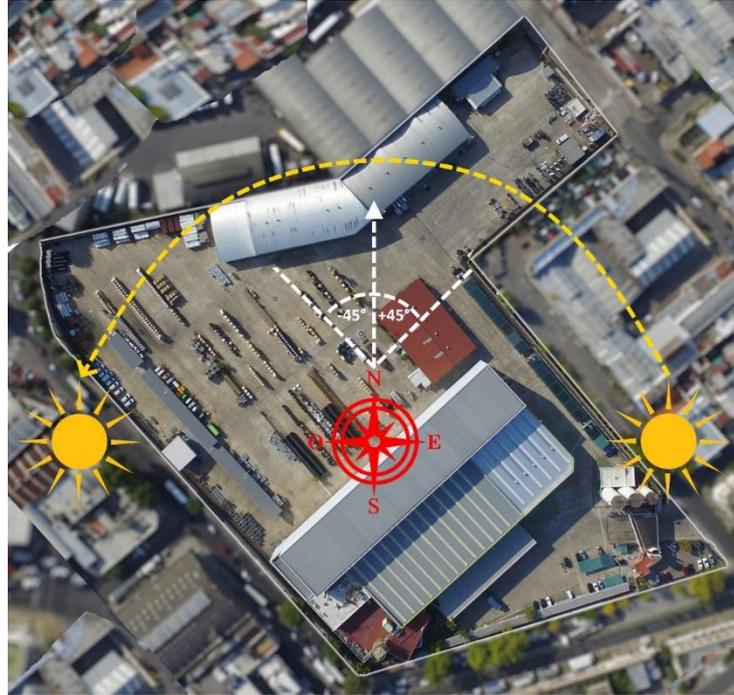


Figura 29: Referencia de azimut 0° (punto norte), amanecer y ocaso del predio en análisis.

Espacio N°1: Techo almacén automatizado

El edificio presenta una estructura metálica con techo de chapa galvanizada. La superficie disponible cuenta con 118,7m de largo por 22,8m de ancho.

Debido a que el edificio cuenta con una altura aproximada de 18 metros y la falta de protección de los extremos, se debe considerar un distanciamiento de la instalación (como área de seguridad) de los bordes de esta, 2m a lo largo y 1,5m lo ancho. Análogamente, se considera 0,6m de espacio cada aproximadamente 57m lineales de filas paneles, con el objetivo de facilitar la circulación de los técnicos en caso de mantenimiento (camino de servicio).

La superficie disponible presenta una inclinación despreciable, con el objetivo del desagote de agua de lluvia. Por lo tanto, los paneles solares fotovoltaicos se colocarán con una inclinación de 15° respecto a la horizontal que, como fue explicado anteriormente, está basada en la fuerte

resistencia que ofrece a vientos y a que se alcanzan valores superadores de irradiación solar en los meses de verano. En adición, minimiza las distancias entre filas con relación a las sombras.

La orientación de los paneles solares será lineal con la edificación (aproximadamente azimut 312°) y a su vez serán colocados de forma vertical al frente largo del edificio, con el fin de utilizar rieles a lo largo del edificio y reducir las perforaciones, evitando problemáticas de filtraciones, como también reduciendo los costos generados por estructuras de soportes.

Esta opción permite la instalación de los paneles solares fotovoltaicos en 5 líneas simples, cada una con 115 módulos, obteniendo un total de 575 paneles solares fotovoltaicos, entre el inicio de cada fila habrá una distancia de 4m con el objetivo de optimizar la captación solar en todos los meses del año y reducir los efectos de las sombras.

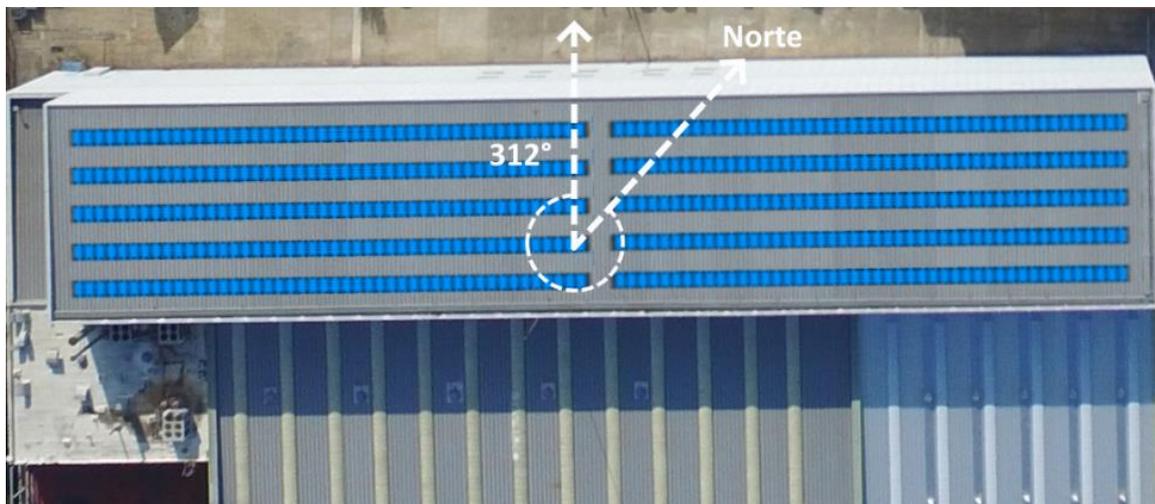


Figura 30: Representación de la disposición de los paneles solares.

Espacio N°2: Techo nave II

El edificio presenta una estructura metálica con techo de chapa galvanizada. La superficie disponible para la instalación de paneles solares cuenta con 24 m de largo y 39 m de ancho. La misma se encuentra dividida en dos partes iguales de 12 m con una inclinación de 10 grados con frentes opuestos (techos a dos aguas) a lo ancho, la orientación de la nave es aproximadamente, azimut 48° para el frente noreste y azimut 227° para el frente Suroeste.

La superficie con orientación Suroeste no es factible su utilización debido a que para aprovechar la misma se debe colocar una estructura que compense la pérdida de irradiación por la orientación ya que hasta que el sol se sitúe en su máxima elevación tendremos sombra, lo que genera un costo extra debido a la propia estructura y al mantenimiento que conllevaría la instalación por la oposición a los vientos y su desgaste estructural. En adición, cuenta con 4 extractores eólicos de 60 cm diámetros y en uno de sus laterales una torre de iluminación de aproximadamente 12 metros de altura que genera sombras a lo largo del día (por sobre todo en las temporadas otoño-invierno).

Con respecto a la utilización de la superficie con orientación Noreste, la misma tiene instalados en su superficie 4 extractores eólicos de 60cm de diámetro, sin embargo, por su orientación recibe luz solar la mayor parte del día permite utilizar la misma.

Para esto es conveniente colocar rieles paralelos al frente largo del edificio y con la misma orientación de la nave. A su vez los paneles solares se deberán situar de forma vertical al frente más largo de la nave, dado que de esta manera se reduce costos de soportes de los rieles. Además, el uso de rieles longitudinales reduce las perforaciones sobre el techo y así minimizando posibles problemas de filtraciones.

La inclinación de los paneles solares será la misma a la superficie a instalar debido a que se alcanzan valores aceptables de captación de irradiación solar para el promedio anual y este tipo de inclinación ofrece fuerte resistencia a los vientos.

Esta opción ofrece colocar 4 filas en total, 46 paneles solares para las filas lineales a los extractores eólicos y 70 paneles solares para las filas libres, sin separación considerable entre sí, dando un total de 116 paneles solares.

Esta disposición no tiene problemática de las sombras entre módulos solares, pero si las sombras que proyectan los extractores eólicos, las torres de iluminación cercanas y el edificio lindante donde también se analiza la colocación de paneles solares. Esto será tomado en cuenta al realizar la simulación de la generación de energía solar.

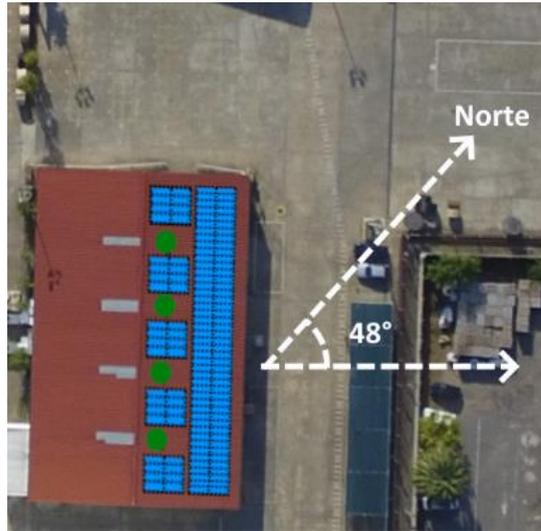


Figura 31: Representación de la disposición de los paneles solares.

Espacio N°3: Techo galería externa

La estructura presenta una edificación típica metálica con techo de chapa galvanizada. La misma tiene una inclinación de 30° hacia el noreste, azimut 48° .

Esta superficie se encuentra dividida en 3 secciones de 17m, 44m y 39m respectivamente, con un ancho de 5 metros. Cada sección cuenta con una torre de iluminación instalada sobre su lateral con orientación norte.

La instalación de los paneles se realizará dejando 50cm de distancia con respecto a los bordes de las estructuras y se colocaran 2 filas de paneles sin separación entre sí, de forma vertical al frente largo de la estructura, con el objetivo de maximizar la superficie. Las filas serán de 32, 88 y 78 paneles fotovoltaicos respectivamente, dando una totalidad de 198 paneles fotovoltaicos para la sección.

Los paneles fotovoltaicos tendrán la misma inclinación del techo en estudio y una orientación azimut 48° (Noreste). Como fue mencionado anteriormente, con el objetivo de reducir costos de estructuras de fijación y alcanzar valores aceptables de captación de irradiación solar.



Figura 32: Representación de la disposición de los paneles solares.

4.6.5. Definición de potencia a instalar

El análisis por superficie individual devuelve como resultado una posibilidad de instalar 889 paneles solares fotovoltaicos en total. Al multiplicar esta cantidad por la potencia pico de cada panel solar obtenemos una potencia total a generar de 293,4 kWpico.

No obstante, la única alternativa que no presenta rendimientos decrecientes por sombras es la superficie del almacén automatizado, la cual, por su gran altura y amplitud, presenta condiciones óptimas.

Se evaluará el rendimiento de la potencia a instalar mediante el uso del Software Helioscope, el cual integra un algoritmo de cálculo de las componentes de irradiación recibidas sobre el plano inclinado y orientado, procediendo a la simulación del cálculo de rendimiento energético mediante el mismo. Dicho simulador estima la generación anual con el histórico de condiciones climáticas de las coordenadas establecidas y es utilizado por muchos de los proveedores de paneles solares fotovoltaicos. Esto no asegura que sea la generación real del sistema, ya que las condiciones climáticas son variantes, no obstante, permite estimar un rendimiento de forma sencilla y ágil.

Se empleará únicamente el software Helioscope hasta poder definir la potencia a instalar y, en consecuencia, definir el resto de los componentes de un sistema solar fotovoltaico. Luego, al

conocer los distintos parámetros se calcularán por otros métodos la energía producida por el sistema en cuestión.

Se procederá a la simulación de cada una de las superficies analizadas, para luego realizar la simulación de tres modelos distintos, evaluando el rendimiento energético sujeto a la potencia instalada. En una primera instancia se evaluará la alternativa de utilizar la superficie N°1 únicamente, luego la opción de instalar la superficie N°1 y N°2 en conjunto. Finalmente se evaluará la utilización de todas las superficies disponibles.

Se obtuvieron los siguientes resultados:

Modelo I:

- Superficie: N°1 - Almacén automatizado
- Potencia instalada: 189,8kWp
- Cantidad de paneles solares fotovoltaicos: 575
- Generación de energía estimada (software Helioscope): 285.5 MWh
- kWh / kWp: 1.504,6

Modelo II:

- Superficies: Combinación N°1 Almacén automatizado y N°2 Nave II
- Potencia instalada: 228,1 kWp
- Cantidad de paneles solares fotovoltaicos: 691
- Generación de energía estimada (software Helioscope): 330,7 MWh
- kWh / kWp: 1.450,2

Modelo III:

- Superficies: Combinación N°1 Almacén automatizado, N°2 Nave II y N°3 Techo galería externas
- Potencia instalada: 293,4 kWp
- Cantidad de paneles solares fotovoltaicos: 889
- Generación de energía estimada (software Helioscope): 215,2 MWh
- kWh / kWp: 1.415,3

En el anexo (ver Anexo C) queda disponible el detalle devuelto por el software Helioscope para cada una de las superficies analizadas individualmente.

Como se puede apreciar, a mayor cantidad de paneles solares, y en consecuencia, potencia instalada, se obtiene una mayor generación de energía eléctrica. Sin embargo, el incremento en cuanto a la generación de energía no es lineal a la potencia instalada. Factores como la orientación, sombras y ubicación, afectan el rendimiento de los mismos. Un parámetro relevante para diferenciar el rendimiento de los proyectos es conocer por cada una de las opciones la capacidad de generar energía (medida en kWh) por cada kWp de potencia pico instalada. Mediante el mismo, se puede apreciar que el modelo I en contraposición al modelo III, tiene una caída de generación de aproximadamente 7%. Al comparar el modelo I con el modelo II, la brecha se reduce en un 3%. En el siguiente grafico (ver Fig. 33) se puede observar como el rendimiento de las superficies N°2 y N°3 es considerablemente menor al de la superficie N°1. Por lo que al combinarlas producen la caída del rendimiento mencionado anteriormente.

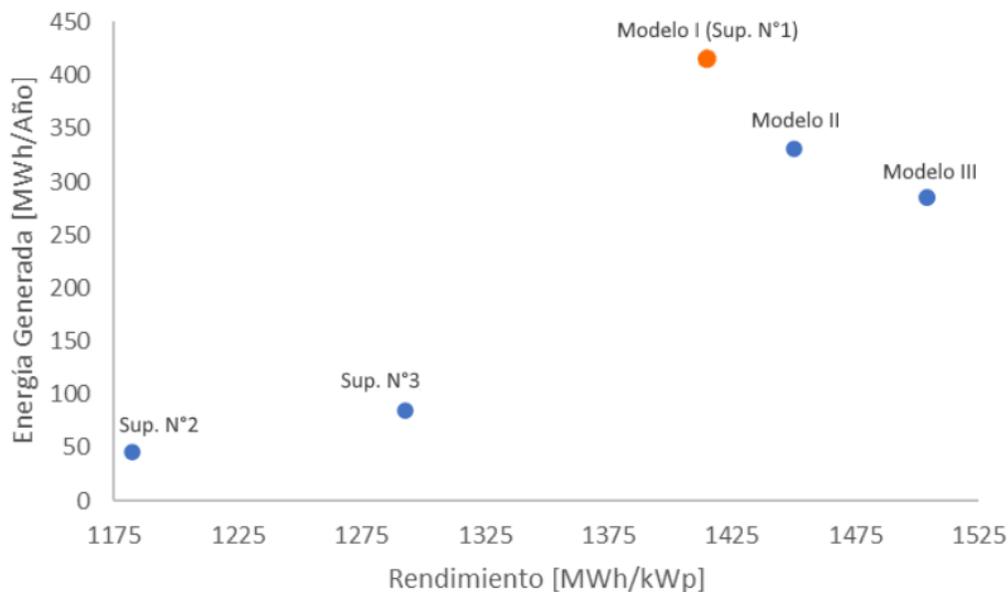


Figura 33: Diagrama de dispersión para las distintas alternativas respecto al rendimiento y la energía anual generada.

En conclusión, se entiende que, para proyectos de generación de energía eléctrica a través de paneles solares fotovoltaicos, se puede maximizar la generación de energía al saturar la capacidad de superficie del predio y potencia instalada, sin embargo, no se alcanzaría los valores máximos de rendimiento, como también incrementa los costos del proyecto. En virtud de esto, se decide limitar la implementación al modelo I únicamente (superficie del almacén automatizado), debido a que obtiene valores de generación de energía aceptables y satisfactorios para los mismos (representa en promedio el 26% de la energía demandada a la red), priorizando la ubicación de mayor rendimiento (MWH/kW) y maximizando el capital invertido. Análogamente, se determina la factibilidad técnica del proyecto y de los demás modelos propuestos, como alternativas de ampliación futura de la instalación.

Se determina, en base al análisis realizado, la instalación de 575 paneles solares, considerando que dichos valores son válidos para poder continuar con el dimensionamiento del sistema de generación de energía y realizar una evaluación económica -financiera correcta.

No obstante, los valores generación serán confirmados posteriormente con la selección del resto de los componentes del sistema.

4.6.6. Inversores de corriente

Los inversores de conexión a red deberán estar certificados bajo la norma IRAM 210013-21 (requisitos generales de los inversores), o en su defecto contar con certificación de las normas IEC 62109-2 (seguridad de inversores), IEC 62116 o VDE 0126-1-1 (Protección anti-isla) y cumplir con alguno de los códigos de red internacionales contenidos en las normas: VDE-AR-N 4105 o RD1699.

Dada la magnitud del proyecto no existe actualmente un único inversor que soporte la potencia a instalar. Actualmente, en el mercado argentino se encuentra disponible una gran variedad de inversores que van de valores de potencia menores a 1kW del tipo hogareños hasta los 50kW (existen de mayor potencia, pero son poco frecuentes en nuestro país). Por lo que se seleccionara de referencia el modelo GW-50k-MT trifásico de la marca Goodwe el cumple con las certificaciones exigidas y cumple con los requisitos del proyecto.

El Modelo GW50K-MT con 50 KW de potencia nominal, cuenta con 4 sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracking- MPPT), maximizando así la potencia disponible en el generador fotovoltaico para inyectarla a la red eléctrica en todo momento y posibilitando la conformación de un arreglo fotovoltaico óptimo. Permite crear entre 2 y 3 cadenas de módulos fotovoltaicos (strings) por cada MPPT.

Los inversores disponen de las señalizaciones necesarias para asegurar su adecuada supervisión y manejo, así como de los controles automáticos para su correcta operación. Los inversores empleados evitan que se puedan poner en contacto los conductores de corriente alterna con los de continua, cumpliendo con función equivalente a aislamiento galvánico.

Se detallan las principales características técnicas y parámetros de los inversores seleccionados:

- Potencia máxima: 65.000W
- Tensión máxima de entrada del inversor (V_{max}): 1.000V
- Cantidad de MPPT: 4
- Corriente máxima de entrada del inversor (por MPPT): 30/30/20/20
- Número de entradas string por MPPT: 3/3/2/2
- eficiencia de la potencia de salida nominal: 98%
- garantía de operación: entre -25°C y 60°C de temperatura y entre 0% - 100% de humedad.
- Grado de operación: IP65
- Función Low Start-up Voltage: el inversor produce energía aun con niveles de radiación muy bajos (principio y fin de curvas de irradiación), maximizando la cantidad de energía neta generada.
- Sistema de monitoreo de energía inteligente vía web (sistema SEMS).

En el anexo C se encuentra disponible la hoja de datos completa del inversor solar.

Con la información establecida de los paneles solares fotovoltaicos y de los inversores, es posible determinar el número máximo de paneles en serie por string (Ns) (7) y el número máximo

de string en paralelos por cada inversor (N_p). Respecto al factor de seguridad, se sobredimensiona un 10% la V_{oc} y I_{sc} de los módulos, con el fin de proteger la instalación.

$$N_s = \frac{V_{max}}{F.S. \times V_{oc}} = \frac{1.000V}{1,1 \times 45,90V} = 19,81 \cong 19 \quad (7)$$

- V_{max} : tensión máxima de entrada del inversor.
- V_{oc} : tensión de circuito abierto de cada módulo.
- F.S.: factor de seguridad.

Luego se verifica la tensión máxima con la cantidad de módulos definida anteriormente (8).

$$V_{max} = 19 \times 1,1 \times 45,9V = 959,3V \quad (8)$$

Se realiza el redondeo inferior, lo que asegura una protección del 14% (10% del sobredimensionamiento inicial y 4% respecto al total 1000V).

Respecto a la cantidad de String en paralelo, el inversor a utilizar presenta 4 entradas MPPT con variación de I_{max} entre las mismas de 30A (9) y 20A (10).

$$N_{p1} = \frac{I_{max}}{F.S. \times I_{sc}} = \frac{30A}{1,1 \times 9,26A} = 2,95 \cong 3 \quad (9)$$

$$N_{p2} = \frac{I_{max}}{1,1 \times I_{sc}} = \frac{20A}{1,1 \times 9,26A} = 1,96 \cong 2 \quad (10)$$

- I_{max} : corriente máxima de entrada del inversor.
- I_{sc} : corriente de cortocircuito de cada módulo.
- F.S.: factor de seguridad.

Se verifica la corriente máxima de entrada del inversor según la N_{p1} (11) y N_{p2} (12)

$$I_{max} = 3 \times 1,1 \times 9,26A = 30,5 A \quad (11)$$

$$I_{max} = 2 \times 1,1 \times 9,26A = 20,4A \quad (12)$$

Respecto a los parámetros con referencia a la corriente, se realiza el redondeo superior, ya que la diferencia es menor al 2%, lo que consideremos valores aceptables. No obstante, la hoja de datos del inversor establece valores máxima corriente de cortocircuito de 38/38/25/25A según cada MPPT, por lo que respalda la decisión.

Finalmente, se calcula la cantidad de módulos solares (paneles solares fotovoltaicos) por cada inversor (13).

$$Cant. \text{modulos por inversor} = 19mod. \times 3(Np) \times 2 + 19mod. \times 2(Np) \times 2 \quad (13)$$

$$Cant. \text{modulos por inversor} = 190mod.$$

Teniendo en cuenta que cada módulo fotovoltaico tiene una potencia pico de 330W, se consigue un valor de 62.700W de potencia pico en cada inversor, quedando por debajo del límite superior que figura en la hoja de datos del modelo GW-50K-MT.

Como se estableció previamente, el proyecto en total cuenta con 575 paneles solares fotovoltaicos. Por lo que de esta manera será necesario instalar 4 inversores GW-50k-MT, que permiten distribuir la cantidad de paneles solares totales por inversor. En adición, aumenta el factor de seguridad, permite la posibilidad de realizar una ampliación a futuro y reemplazo de MPPT entre los inversores por falla técnica.

- Cantidad de inversores GW-50K-MT Goodwe: 4
- Cantidad de paneles por string: 19
- Cantidad de string por MTTP: 2/2/2/2
- Cantidad de paneles por inversor: 144
- Verificación de potencia máxima por inversor: 47,52KW

Se descarta la posibilidad de utilizar inversores de menor potencia, ya que el inmediato inferior de la misma marca GW-25k-DT, requiere que se duplique la cantidad de inversores, aumenta los costos de adquisición e instalación, limita el factor de seguridad y no permite la posibilidad de intercambio de string ante fallas en el MPPT. El costo por unidad de potencia de los inversores de corriente disminuye conforme aumenta la potencia unitaria del equipo.

- Inversor de 25 kW trifásico: 0,35 USD/W
- Inversor de 50 kW trifásico: 0,17 USD/W

4.6.7. Cableado

Para el óptimo funcionamiento del sistema de generación de energía con paneles fotovoltaicos, se recomienda que la caída de tensión en los cables, tanto de corriente continua y alterna, no superen el 1,5% de las tensiones nominales de continua y alterna respectivamente. No obstante, este apartado estará discriminado en dos tramos:

- Desde los paneles fotovoltaicos hasta el inversor.
- Desde el inversor hasta el tablero general.

Para el correcto dimensionamiento de los cables se usa la correspondiente ecuación (14).

$$S = \frac{2 \times I \times \rho \times L}{\Delta T} \quad (14)$$

- S: sección del cable [mm²].
- ΔT : caída de tensión [V].
- I: intensidad de corriente que circulará por el cable [A] .
- P: resistividad del cable en [Ω mm²/m].
- L: longitud del cable [m].

Cabe destacar que, para seguridad de la instalación de sistemas de generación fotovoltaica, se utilizan conectores estancos. Los más utilizados son del tipo MC4, que protegen contra el agua, la humedad y también contra desconexiones accidentales. Además, simplifican las correctas conexiones intermedias. Dichos conectores solo permiten diámetros de cables de 4mm² o 6mm².

Características MC4:

- Protección grado IP67.
- 30 A corriente nominal.
- 1 kV de tensión nominal (6 kV de ensayo).
- 1 Ω de resistencia.
- -40 a 125°C rango de temperatura operativa.
- Contactor en cobre-zincado.
- Aislante termoplástico PPO.
- Certificación TUV y UL.



Figura 34: Superior: Izquierda, conectores MC4 macho y hembra armados para su uso. Derecha: despiece de conectores MC4 hembra (superior) y macho (inferior). Inferior: Accesorios para conectar serie o paralelo de varias filas o strings, También conocidos como splitters. Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética – Presidencia de la Nación.

En los sistemas fotovoltaicos, debido a los requerimientos del entorno, se utilizan cables denominados solares o fotovoltaicos, que cuentan con características como:

- Cobre estañado clase 5. Resistividad $0,01795 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$
- -40° a 90°C rango de temperatura ambiente operativo.
- 120°C temperatura máxima operativa.
- 1,8 kV CC tensión máxima.
- Resistente a rayos UV y exposición a la intemperie.
- Certificado IEC 60228 y TUV 2PFG 1169/08.2007

4.6.7.1. Tramo desde los paneles hasta el inversor

Como se observa en la hoja de datos de los paneles Amerisolar AS-6P (ver anexo C), cada panel dispone de un tramo de cable para su polo positivo, como para el negativo, ambos extremos cuentan con conectores del tipo MC4 con longitud de 1m. Estos se unen entre sí para formar los strings en serie o según se requiera, mediante contactores denominados splitters, en paralelo.

Dada la superficie de instalación, se puede estimar, que la distancia máxima entre el inicio/fin de un conjunto de paneles (array) y el inversor no superará los 45 metros.

Como fue mencionado, cada conjunto de paneles se conecta con cada inversor de forma individual por cada entrada MPPT, por lo que se obtienen los siguientes parámetros (15).

$$S = \frac{2 \times I \times \rho \times L}{\Delta T} = \frac{2 \times 20,4A \times 0,01795 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \times 45m}{(959,3V \times 1,5\%)} = 2,29 \text{ mm}^2 \quad (15)$$

Debido a que los conectores MC4 no admiten secciones inferiores a 4 mm^2 , se debe utilizar este diámetro como el mínimo para los tramos a utilizar desde los paneles a los inversores. Al incrementar la sección de los cables, permite distanciar los paneles de los inversores hasta 70 m, sin modificar la caída de tensión establecida (menor a 1,5%). Esto permitirá reducir las distancias del tramo correspondiente desde el inversor hasta el tablero general.

En adición, se utilizarán cables unipolares de color rojo para el positivo y negro para el negativo.

4.6.7.2. Tramo desde los inversores hasta el tablero general

De la salida de cada inversor se obtendrá una potencia máxima de 50kW, con una tensión de salida de 380V, lo que establece una corriente total máxima de 131,58A. Al ser corriente trifásica, por cada fase tenemos una corriente máxima de 43,86 A. Considerando una caída de tensión menor a 3% mediante la ecuación utilizada anteriormente, lograremos obtener la mínima sección del cable que se deberá utilizar (16).

$$S = \frac{2 \times I \times \rho \times L}{\Delta T} = \frac{2 \times 43,86 \text{ A} \times 0,01795 \frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \times 110m}{(380V \times 3\%)} = 15,6 \text{ mm}^2 \quad (16)$$

La conexión entre los inversores y el tablero general, se realizan próximas a este último. Con el objetivo de tener los interruptores cercanos al mismo, ante cualquier necesidad de desconexión.

4.6.8. Protecciones

La normativa reglamentaria según la Ley N°27.424 de generación distribuida, cuyo esquema unifilar se muestra a continuación (ver Fig. 35) establece que debe haber protecciones determinadas entre el tramo correspondientes a los paneles y el inversor, como también en el tramo de conexión inversor-tablero general.

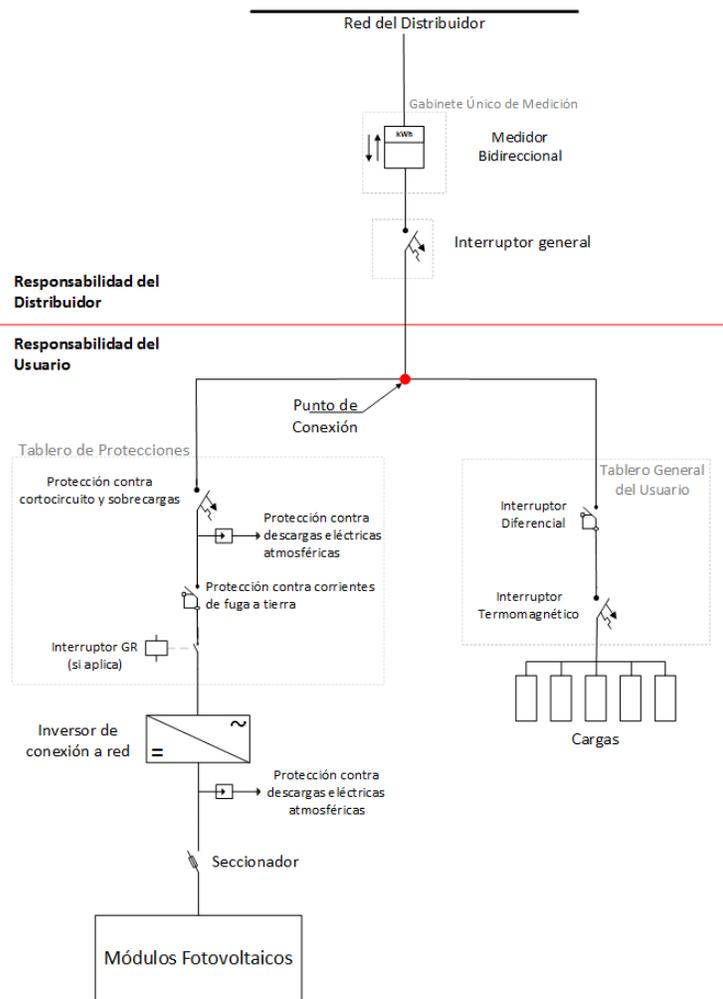


Figura 35: Diagrama unifilar eléctrico de referencia. Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética - Disposición 97/2019.

4.6.8.1. Protecciones paneles fotovoltaicos – inversor

La normativa exige la existencia de por lo menos un seccionamiento, del tipo:

- Base portafusible seccionable.
- Interruptor termomagnético de DC
- Interruptor termomagnético de AC especificado para trabajar en DC según el fabricante.

En todos los casos, las protecciones deben poder seccionar tanto sobre el positivo como sobre el negativo.

Cabe destacar que el inversor GW-50K-MT de la marca Goodwe que se utilizará, contiene fusible DC y seccionador DC incorporado, por lo que no requiere de una incluir otro. Esto evitara hacer conexiones con otra protección y exponer la misma a las condiciones medioambientales.

4.6.8.2. Protecciones inversor – tablero general - Red

Se establece por la normativa actual, se debe contar con tres tipo de protecciones, para la sección en análisis:

- Interruptor termomagnético
- Interruptor diferencial
- Descargador de sobretensiones

La corriente máxima de los inversores es de 43,86 A por cada fase, por lo que se seleccionan interruptores diferenciales de 80 A, debido a que es el inmediato superior de la marca Schneider Electric e interruptores termomagnético de 50 A.

Sobre los descargadores de sobretensiones, se establece el modelo Quick PRD 40r (20kA) de la marca Schneider Electric debido a que la provincia de Buenos Aires tiene un nivel de riesgo medio y el edificio en cuestión cuenta con pararrayos. Adicionalmente, se debe agregar un segundo limitador de sobretensiones (8kA) en el tablero con el fin de obtener una óptima protección, debido a que la distancia entre los mismos supera los 30m. Ambos se conectan en paralelo al primer interruptor.

Es obligatorio, en cuanto a la puesta a tierra, que los marcos de los paneles fotovoltaicos, los inversores y los descargadores de sobretensión, tengan en común la conexión a tierra.

A continuación, se muestra el diagrama eléctrico de referencia (ver Fig. 36).

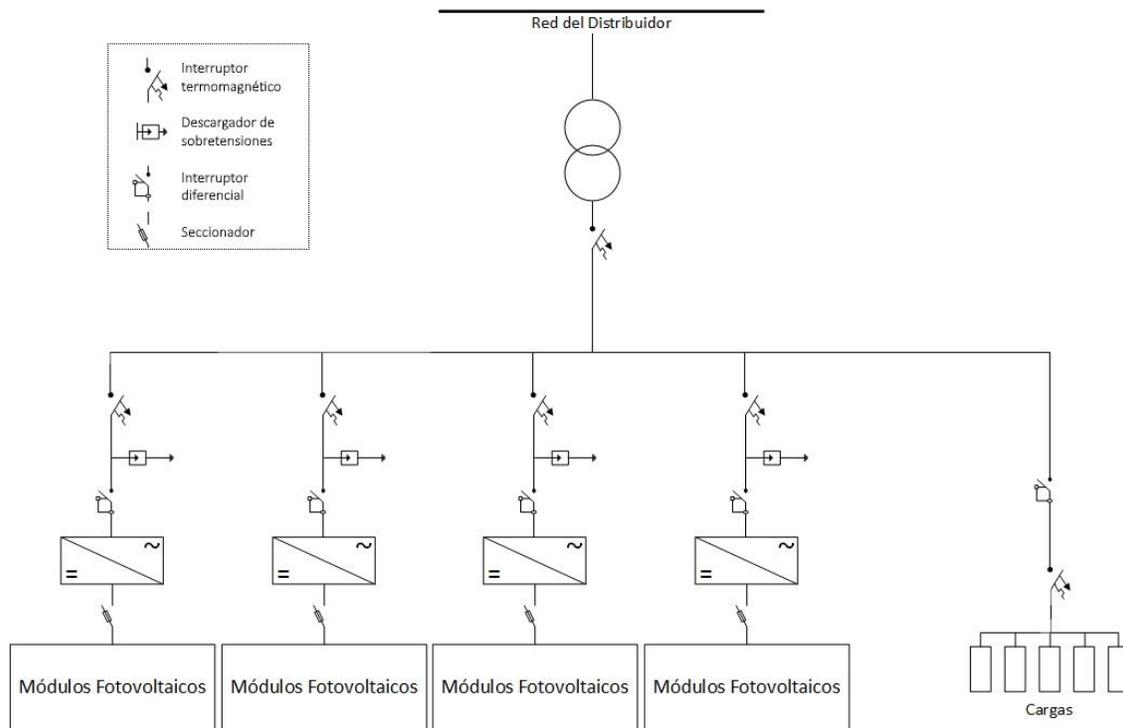


Figura 36: Diagrama eléctrico de referencia.

4.6.9. Estimación de pérdidas

Las pérdidas en los sistemas solares del tipo Off-Grid, se producen principalmente en las baterías y reguladores, llegando a ser hasta un 30%. Al utilizar en el proyecto un sistema On-Grid, y sin estos elementos, podemos obtener un mayor rendimiento, el cual únicamente está relacionado con la eficiencia de los inversores y pérdidas por temperatura, suciedad, dispersión de parámetros y cableado.

- η_{inv} : Eficiencia del inversor (98,3% GW50K-MT)
- η_x : Eficiencia debida a otras pérdidas (valor de referencia 95%):
 - Temperatura.

- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Cableado.

$$\eta_{Total} = \eta_{inv} \times \eta_x = 0,983 \times 0,95 = 93,3 \% \quad (17)$$

4.6.10. Estructuras de montaje

Básicamente, la estructura de montaje es aquella encargada de darle la orientación e inclinación a los paneles solares. Además, es responsable de darle estabilidad, como también de ofrecer resistencia ante las condiciones climáticas diarias. Usualmente suelen estar construidas en aluminio anodizado, este permite principalmente reducir el peso de la perflería.

Entre los componentes principales para la fijación de los paneles solares, podemos encontrar:

- Riel de anclaje.
- Conectores de rieles.
- Grampas inter - paneles.
- Grampas panel de cabecera.
- Anclajes a techo.

Las estructuras de montaje para dicho proyecto deberán considerar las características ya establecidas en los puntos previos.

4.6.11. Estimación de energía generada

Como fue mencionado anteriormente de la Guía del Recurso Solar (también denominado Atlas Solar - ver anexo C) se pueden obtener la irradiación diaria en el plano horizontal y su factor de proporcionalidad para un plano inclinado específico.

Si se considera que la irradiancia del sol durante el día es de 1 kW/m², el cual es el valor de irradiación que aseguran la potencia pico de los paneles en condiciones estandarizadas, podremos obtener las horas solares pico (cantidad de horas que se asegura la potencia pico de los paneles fotovoltaicos).

Finalmente, mediante la cantidad de días del mes, la potencia de los inversores y la eficiencia del sistema se puede estimar la generación de energía anual (18). Previamente, se descompone mensualmente la generación de energía (ver Tabla VIII)

$$E.A.G. = \sum_{i=12}^i E.M.G. = \sum_{i=12}^i \frac{IPI_i}{ID} \times P_{inv} \times \eta_{Total} \times Nd_i \quad (18)$$

- E.A.G.: Estimación Anual de generación.
- E.M.G.: Estimación Mensual de Generación
- IPI: Irradiación en el Plano Inclinado (Azimut=45°; inclinación 15°)
- ID: Irradiación diaria necesaria: 1kW/m2
- Pinv: Potencia máxima de los inversores
- Nd: Cantidad de día
- η_{total} : Rendimiento del sistema

TABLA VIII: Estimación mensual de generación de energía.

Mes	Irradiación Solar promedio por día. [kWh/m2]	azimut=+-45° beta=15°		Irradiación diaria [kW/m2]	Horas Solares Pico [H]	Cantidad de Días del mes	Potencia inversor [kW]	EMG [KWH]
		Factor de proporcionalidad promedio mes	Irradiación Plano Inclinado [kWh/m2]/Día					
Enero	6,5	0,99	6,435	1	6	31	178	35.410
Febrero	5,5	1,01	5,555	1	6	28	178	27.609
Marzo	4	1,04	4,16	1	4	31	178	22.891
Abril	3	1,09	3,27	1	3	30	178	17.413
Mayo	2,5	1,15	2,875	1	3	31	178	15.820
Junio	1,5	1,18	1,77	1	2	30	178	9.426
Julio	2	1,17	2,34	1	2	31	178	12.876
Agosto	2,5	1,11	2,775	1	3	31	178	15.270
Septiembre	3,5	1,05	3,675	1	4	30	178	19.570
Octubre	5	1,01	5,05	1	5	31	178	27.789
Noviembre	6	0,99	5,94	1	6	30	178	31.632
Diciembre	6,5	0,98	6,37	1	6	31	178	35.052
						365		270.758

Fuente: Elaboración propia.

Mediante esta estimación anual el sistema generaría 270.758kWh. Esto representa el 25% de la energía total demandada durante el año 2019 (1.087.611,39kWh) y a un 38% de la energía total demandada en la franja de facturación denominada “restante” resultante entre las 5 -18hs.

Para realizar una validación de la generación anual se procedió a la carga de datos en el simulador Heliscope, el cual estimo una generación anual de 286.345kWh, lo cual es una diferencia del 5,7% que se podría considerar despreciable y dentro del rango de aceptación.

Como fue mencionado anteriormente, la generación de energía a través de paneles solares fotovoltaicos se produce en las horas de sol, para realizar un análisis correcto de si existe un excedente de generación que pueda ser inyectado a la red, se debe extrapolar los datos a la generación y demanda por hora unitariamente, teniendo en cuenta los distintos meses del año. Para esto se utilizó la facturación del periodo 2018-2019, en la misma se puede observar un consumo total promedio de energía es de 1.123.766 kWh/año. Por medio de la utilización de índices de ponderación para los consumos mensuales, se hizo la distribución de la demanda por mes. Finalmente, se utilizó la facturación del año 2019 para realizar una distribución de la energía demandada entre las tres franjas horarias (ver Fig. 37).

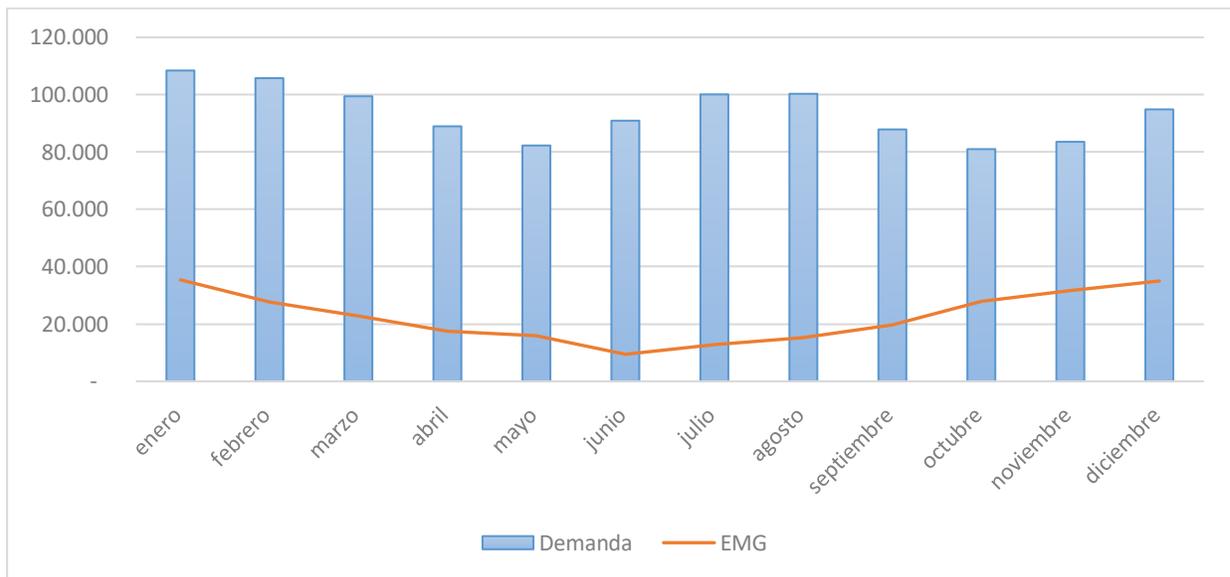


Figura 37: Demanda de energía promedio (en kWh) en contraposición con la energía mensual generada (en kWh) por los paneles solares fotovoltaicos.

En cuanto al análisis de inyección de energía a la red eléctrica, se contrapuso la demanda energía estimada y la generación de energía estimada por año teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los Domingos y feriados, se considerarán días “no laborables”. Se establecerán en promedio cinco días no laborables por mes, el resto se establecen días laborables.
- En los días “no laborables”, el consumo por hora en la franja restante será en promedio anual un 29% menor al de un día laboral, basándose en la caída entre franjas horarias.
- Se considera un error del 5% por condiciones climatológicas en los días de excedente de generación de energía.

Considerando la demanda de energía por hora en días laborales/no laborales y la generación de energía por hora que producen los paneles solares fotovoltaicos, obtendremos para algunos casos un excedente, el cual es multiplicado por las horas de sol en cada mes y por la cantidad de días laborales/no laborales (ver Fig. 38).

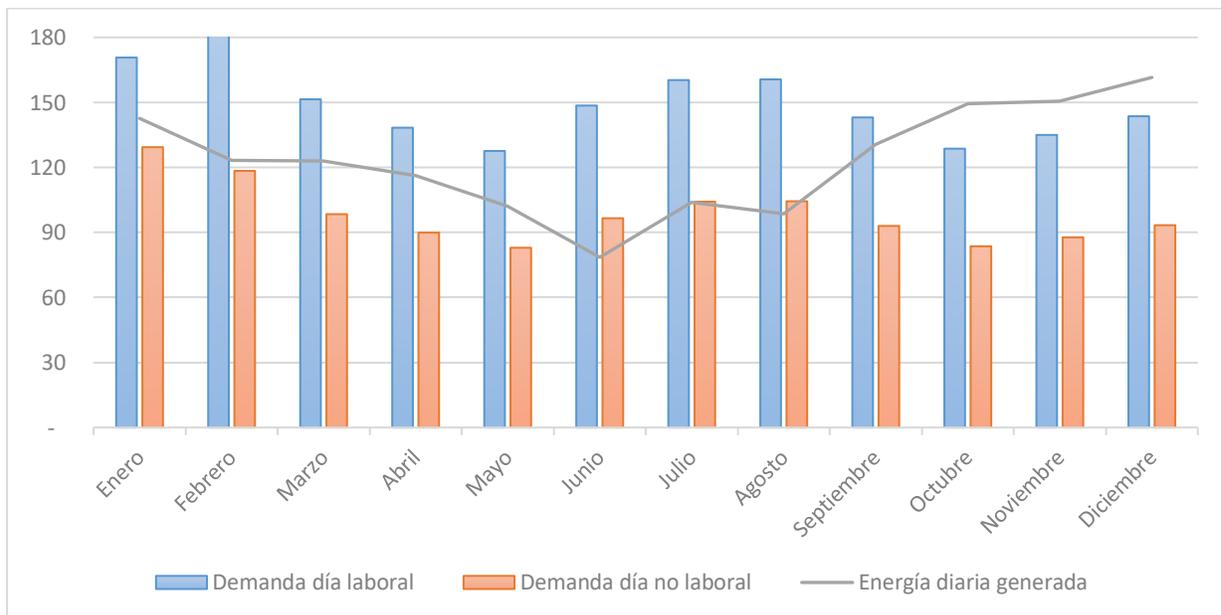


Figura 38: Comparativa durante horas de generación de energía (en kWh).

El análisis en cuestión devuelve que aproximadamente el 7% (18.358kWh) de la energía generada por los paneles solares es inyectada nuevamente a la red (ver detalle anexo C). Análogamente, se considera que el 2% de la energía demandada a la red (demanda anual de energía estimada) se lograría inyectar a la red.

4.7. Dimensionamiento de termotanques solares

El objetivo de los termotanques solares para instalaciones que cuentan con el suministro de gas y un termotanque previamente instalado, será evitar el uso del mismo en las temporadas cálidas y de reducir su consumo, en las temporadas invernales.

Actualmente el predio en análisis cuenta con un único termotanque a gas instalado:

- Marca: Rheem. Modelo: RHCTP300N.
- Capacidad: 300 litros.
- Tipo: alta recuperación - 1800L/hs $\Delta T=20^{\circ}\text{C}$.
- Consumo: 50.000KCal/hora. – 5,29m³/h

El mismo se mantendrá, logrando un sistema híbrido Solar-Gas, con la intención de hacer una instalación tipo “bypass” (ver Fig. 39) del sistema de gas en los meses cálidos del año y así evitar su consumo. El punto de consumo corresponde a 2 vestuarios contiguos, con 5 duchas cada uno.

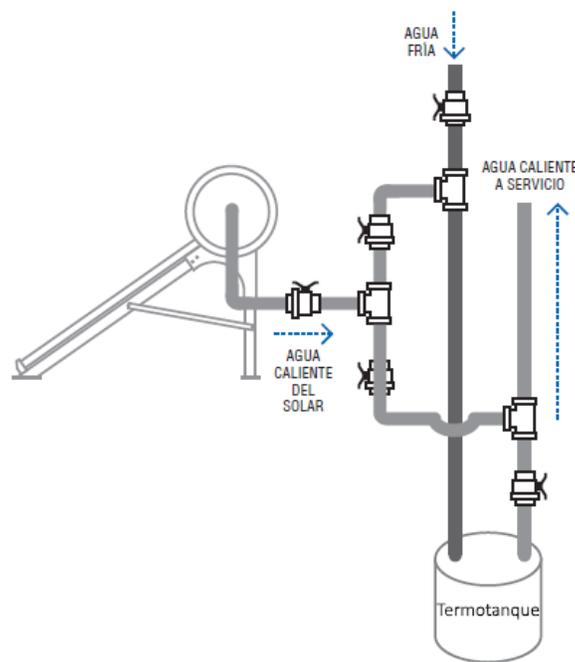


Figura 39: Ejemplo de instalación Bypass. Fuente: Manual Instalación Termotanques Solartec-V1.5.

Como fue analizado anteriormente, todos los tipos examinados de termotanques solares son aptos para la solución buscada. No obstante, se seleccionará un equipo prefabricado con la tecnología de tubos de vacío (no presurizado) debido a:

- Mayor eficiencia que los de tipo placa plana.
- Será instalado en una ubicación donde en promedio suele haber temperaturas superiores a los 0°C.
- Su costo es hasta un 52% inferior al resto.

Un accesorio que se suele ofrecer con estos equipos es el kit eléctrico/resistencia, el cual no será necesario debido a que en este caso ya hay un sistema de calefacción preexistente (Termotanque a Gas).

Se utilizará de referencia para el análisis el modelo SW-300P de la marca Enertik, entre sus características destacadas se encuentran las siguientes:

- Sistema: Tubo de vacío - No presurizado.
- Estructura de soporte / espesor (mm): Acero Galvanizado / 1.5
- Dimensiones (mm): 2270 x 1700 x 1530
- Ángulo de inclinación: 45°
- Vida útil máxima: 15 años.
- Especificaciones de temperatura
 - Temperatura promedio en verano: 70°C ~ 85°C
 - Temperatura promedio en invierno: 45°C ~ 55°C
 - Preservación del calor en tanque: 60 ~ 72h
- Peso sin líquido: 121kg

Se utilizará como referencia la información provista por el Manual de Dimensionamiento de Sistemas Solares Térmicos Compactos para ACS (Agua caliente sanitaria) expendida por el Ministerio de Hacienda, para el consumo en litros de agua caliente por día (ver Fig. 40).

Se considera el consumo referente a vestuario para estimar el consumo de agua caliente. El mismo es de 20 litros de agua caliente por uso. En adición, se considera que una persona para bañarse utiliza una temperatura de entre 45-50°C.

TIPO DE USUARIA	CONSUMO (LITROS POR DÍA)	UNIDAD
Viviendas unifamiliares	50	Por persona
Viviendas multifamiliares	30	Por persona
Hospitales y clínicas	50	Por cama
Hoteles (4 estrellas)	70	Por cama
Hoteles (3 estrellas)	55	Por cama
Hoteles (2 estrellas)	40	Por cama
Hoteles (1 estrellas)	40	Por cama
Hostales	40	Por cama
Campings	80	Por lugar para carpa
Residencia (ancianos, estudiantes, etc.)	50	Por persona
Vestuarios / duchas familiares	20	Por servicio
Cuarteles	20	Por persona
Gimnasios	30	Por persona
Lavandería	3	Por kg de ropa
Restaurantes y Bares	5	Por comida
Cafetería	1	Por café

Figura 40: Consumos unitarios de referencia. Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Se propone una instalación con 2 termotanques solares prefabricados tipo tubo de vacío, de 300 litros de volumen cada uno. Con objetivo de cubrir la demanda máxima de agua caliente, 10 duchas en simultáneo. Según las estimaciones de consumo provistas, 2 termotanques de 300 litros pueden proveer 30 sesiones individuales de 20 litros, es decir, 3 turnos consecutivos por vestuario a la máxima capacidad, excediendo las necesidades actuales de la empresa y previendo futuros incrementos de consumo.

Respecto al consumo del termotanque a gas, se compone de:

- Consumo de gas del piloto.
- Consumo de gas necesario para calentar el agua que ingresa al termotanque.
- Consumo de gas para mantener el agua caliente.

Según la información extraída del sitio web de ENARGAS, el consumo diario de gas del piloto es de 0,6m en promedio³.

Respecto al consumo medio, sin considerar perdidas por transferencias, para calentar 300 litros de agua a 17°C (temperatura del agua de la red) a la temperatura de confort de 50°C es de 1,04m³/hora. Considerando que el termotanque solar en las temporadas más frías de invierno, según la ficha técnica del termotanque entrega una temperatura mínima de 45°C, por lo que el consumo

medio de gas necesario para alcanzar la temperatura de confort es de 0,31 m³/hora, un 70% menos de consumo. Lo que extrapolará al consumo mensual necesario para calentar el agua que ingresa al termotanque y para mantener el agua caliente. Cabe destacar que los termotanques solares dado el tipo de protección solo pierden 3°C cada 24hs de tener oscuridad total y que estos, permiten captar la radiación solar difusa, aun en días nublados.

Teniendo en cuenta los puntos mencionados y considerando un sistema de conexión del tipo by-pass, podremos establecer que durante los meses que se alcanzan valores altos de irradiación solar (mayor a 4kWh/m²) y las temperaturas promedio son mayores a 22°C, en dicho periodo establecemos que la demanda de agua caliente será abastecida únicamente por el termotanque solar, posibilitando el apagado del Termotanque a gas.

Por lo que la estimación de consumo de gas (en m³) por mes con un sistema híbrido Solar-Gas, quedaría definida en la Tabla IX.

TABLA IX: Estimación del consumo de gas al implementar un sistema híbrido solar-gas.

Mes	Consumo piloto (m3)	Consumo S/piloto (m3)	Consumo total gas (m3)
Enero	-	-	-
Febrero	-	-	-
Marzo	-	-	-
Abril	18	63,6	81,6
Mayo	18,6	61,02	79,62
Junio	18	97,2	115,2
Julio	18,6	101,22	119,82
Agosto	18,6	88,02	106,62
Septiembre	18	64,2	82,2
Octubre	-	-	-
Noviembre	-	-	-
Diciembre	-	-	-
Total	109,8	475,26	585,06

Fuente: Elaboración propia.

Respecto al consumo anual registrado durante el año 2019 de 2.813m³ de gas, se lograría un ahorro del 79% en total mediante el uso del termotanque solar. (Bajo el supuesto de que al cerrar la llave de paso de gas, no existe consumo del mismo.)

Ubicación - Disposición

Los termotanques solares serán ubicados en la terraza del edificio principal, aproximadamente 2m por debajo del tanque de agua, y 2m por encima de la ubicación del termotanque a gas, que se encuentra en el ambiente inmediatamente inferior.

Considerando el manual de instalación del termotanque solar utilizado de referencia, debido a la diferencia de altura del tanque de agua y del termotanque solar, se debe colocar un tanque de prellenado modelo SW-5L de la marca Enertik. Este evita sobrepresiones que puedan dañar el sistema. En adición, evita el uso de tubo de venteo de mayor longitud.



Figura 41: Ubicación factible para la colocación de un sistema híbrido solar-gas.

La ubicación permite colocar los termotanques con orientación norte, Azimut 0° y con una inclinación de 45° (la inclinación viene establecida de fábrica). A su vez, se colocarán sujetos al suelo y de forma paralela, sin separación entre sí, con el objetivo de evitar que se produzcan sombras entre sí o respecto a estructuras aledañas.

Seguridad

Los termostatos solares en temporadas de verano, pueden calentar agua a temperaturas superiores a los 90°C, lo que podría ser peligroso al estar conectado mediante un sistema de Bypass. Por esto es que se debe conectar una válvula mezcladora de 3 vías, para evitar temperaturas mayores a 60°.

4.8.Migración tecnología de iluminación LED (reemplazo de iluminación actual)

Según fue analizado en el relevamiento de consumos, la mayor demanda de electricidad corresponde a la climatización y a la iluminación. Con el objetivo de reducir el consumo eléctrico y maximizar el uso de las energías renovables, se propone cambiar los artefactos lumínicos que utilizan tecnologías distintas a LED.

Actualmente, el predio en análisis cuenta con:

- 209 unidades de plafones parabólicos dobles de 120x30cm con capacidad de 2 tubos fluorescentes de 36W (72W de potencia por artefacto).
- 506 unidades de plafones parabólicos triples de 60x60cm con capacidad de 3 tubos fluorescentes (compactos) de 36W (108W de potencia por artefacto).
- 60 unidades de reflectores mercurio halogenado para exterior (400W de potencia por artefacto)

Se propone el reemplazo directo, que cumpla con las mismas dimensiones del artefacto para reducir los costos de instalación y que mantenga las condiciones lumínicas que se deben cumplir para los distintos sectores de trabajo.

Reemplazo LED:

- Panel LED 60 x 60 cm (potencia total 48W) marca MachLED o similar.
- Panel LED 120 x 30 cm (potencia total 48W) marca MachLED o similar.
- Reflector LED 40 x 37 cm (potencia total 160W) marca MachLED o similar.

Características básicas paneles LED:

- Rendimiento lumínico: 90Lm/w

- Vida útil estimada: 25.000 Hs

Características básicas reflector LED:

- Rendimiento lumínico: 130Lm/w
- Vida útil estimada: 50.000 Hs

Se asume que la utilización actual de la iluminación de interior solo se produce durante la jornada laboral, se establece un tiempo de uso promedio de 11hs, a excepción de los días no laborales. Respecto a la utilización de luz para exterior, se establece un tiempo de uso promedio de 12hs, la cual no se diferencia entre día laborables y no laborables.

Por lo tanto, con la utilización de iluminación LED se logra una reducción del consumo energético promedio de 47% frente a la iluminación convencional actual (Ver Tabla X).

TABLA X: Comparación entre luminarias actuales y luminarias propuestas.

Artefacto	Cantidad [Un.]	Potencia [W]	Tiempo de uso [Hs]	Energía [kWh]	Consumo diario [kWh]	Ahorro energético
Artefacto triple tubo fluorescente	209	108	11	248	937	-47%
Artefacto doble tubo fluorescente	506	72	11	401		
Reflector mercurio halogenado	60	400	12	288		
Panel LED 60 x 60 cm	209	48	11	110	493	
Panel LED 130 x 30 cm	506	48	11	267		
Reflector LED - Alta potencia.	60	160	12	115		

Fuente: Elaboración propia.

Se hace una distinción entre los días laborables del año (305 días) y los días no laborables (60 días), según corresponda, logrando un ahorro energético de 145.887 kWh/año. Esto es un 13% de ahorro frente al consumo anual promedio.

En adición a este último punto, la utilización de tecnologías que reduzcan el consumo de energía de la red eléctrica aumenta la proporción de energía que podría inyectarse a la red en un 72% (inyección a la red calculada: 31.565kWh) mediante la utilización de energías renovables, como los paneles solares fotovoltaicos. En adición, aumenta la proporción de energía renovable frente al consumo. Como se puede observar (ver Fig. 42), la energía diaria generada (en kWh) es

aquella que generan los paneles fotovoltaicos durante una hora promedio. Al reducir el consumo de energía por hora en los días laborables y no laborables (franja Restante 8-18hs), se denota una mayor inyección energía a la red eléctrica que si no se reemplazara la iluminación actual por LED.

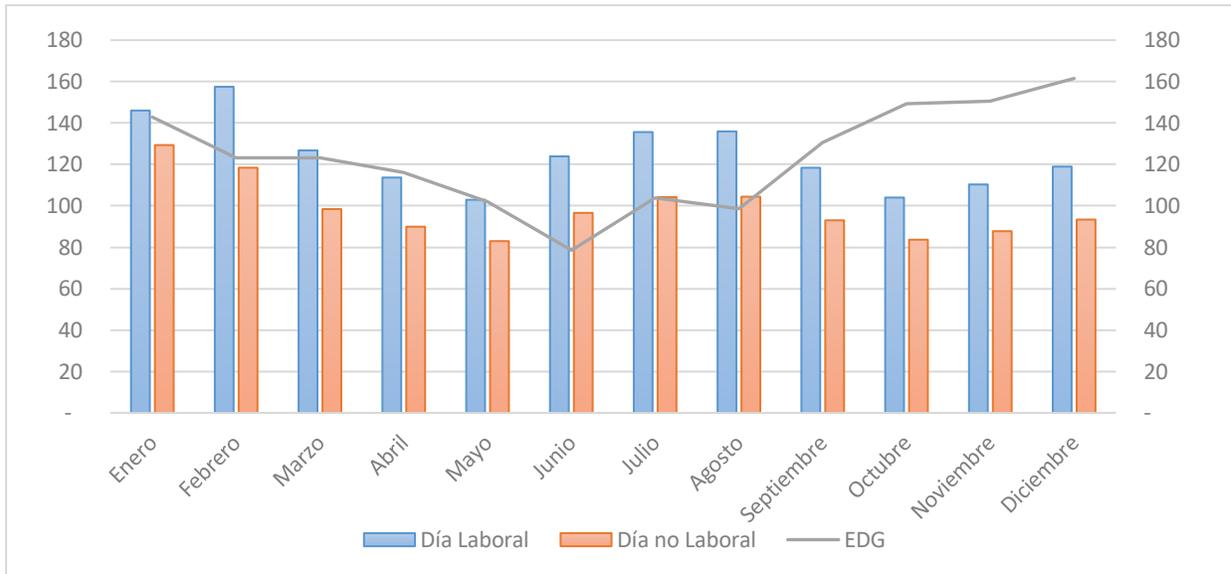


Figura 42: Diferencia entre la energía demandada a la red (día laboral-día no laboral) en contraposición a la energía diaria generada por los paneles solares. Cuando la curva EDG supera a las columnas de demanda, existe la posibilidad de inyectar energía a la red.

4.9. Grupo electrógeno

De los objetivos planteados al comienzo de dicho proyecto, se establece la necesidad de analizar la dependencia del grupo electrógeno con el cual cuenta la empresa para abastecer la demanda de energía en casos de cortes de suministro y el uso de los paneles solares fotovoltaicos.

Actualmente el predio en cuestión, para los casos de corte de energía eléctrica de la red, cuenta con un grupo electrógeno del tipo Diesel, modelo 880DFJD (N°serie:C980702723) de la marca “Cummins Power Generation”, el cual tiene una potencia primaria de 800 kW para su versión de 50Hz y una potencia en standby de 880kW. Su consumo a carga máxima es de 194,5l/hr y a 1/4 de carga de 57,5l/hr, según se detalla en la hoja de datos del modelo.

El mismo cuenta con un tanque interno de reserva de combustible de 600L y uno externo de refuerzo de 1000L.

Como fue analizado en los puntos anteriores, el promedio por hora de consumo de energía de la red en horario laboral es de 149kWh. En los casos en los cuales sucede un corte de energía de la red eléctrica, esta demanda es abastecida por el grupo electrógeno en cuestión, el cual tiene un consumo de 42,9L/h en promedio para cubrir dicha demanda.

Los registros anuales obtenidos del periodo 2015-2020, registran en promedio 8 cortes anuales en días laborales, de los cuales el 95% tuvieron una duración menor a 3 horas.

Como se puede observar (ver Fig. 43), donde se representa la acumulación de horas al año de cortes de energía eléctrica, se obtiene que el tiempo aproximado de uso anual del grupo electrógeno fue menor a 24 hs (sin contar uso por mantenimiento), lo que implica un consumo de combustible anual en promedio de 1030L (es necesario 42,9l/h para generar el promedio de demanda de energía 149,2kWh).

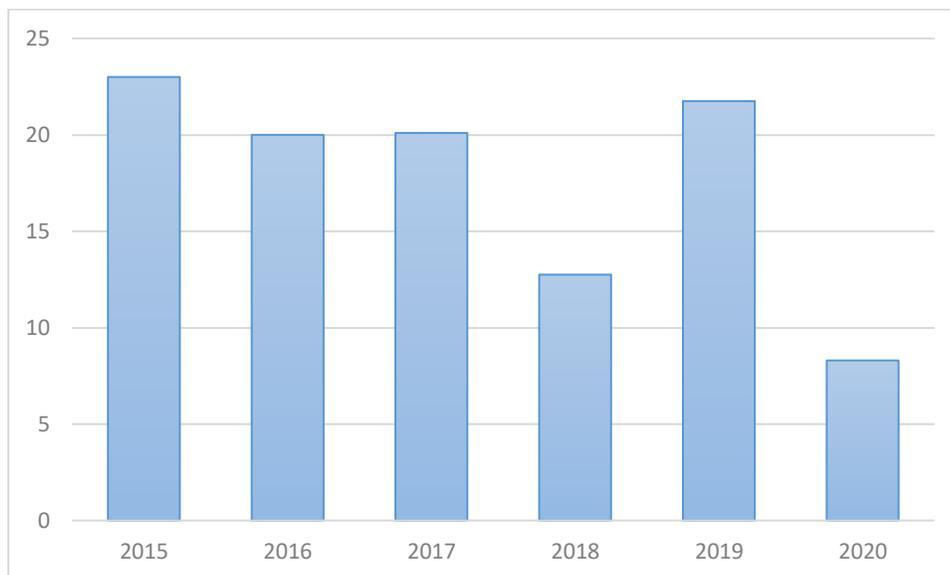


Figura 43: Duración acumulada de cortes de servicio de energía por año (en horas).

Como fue analizado anteriormente, el uso de paneles solares fotovoltaicos permitirá cubrir la demanda de energía eléctrica en una proporción del 84% en promedio durante las horas donde se cumplen las condiciones necesarias de generación de energía solar. En el caso particular, en el cual se produzca, en simultáneo, un corte de luz durante estas horas óptimas de sol, se podrá limitar el uso del generador al mínimo y/o se podría establecer medidas restrictivas para reducir la

demanda de energía del predio y abastecerse únicamente con energía solar. Ejemplo, la desconexión del circuito relacionado al área del almacén automatizado, ya que este no requiere estar en funcionamiento permanentemente.

De producirse dichos factores en simultaneo, el grupo electrógeno debería cubrir menos del 16% de la demanda total. Lo que implicaría una reducción en el uso del combustible y sus costos asociados.

Sin embargo, al producirse anualmente una cantidad de cortes de suministro eléctrico tan reducida y aleatoria, es difícil prever que sea en los intervalos donde los paneles solares fotovoltaicos estén en su óptimo funcionamiento y de ser así, no existe un patrón en la ocurrencia de los cortes para asegurarlo con exactitud. Por lo cual se define excluir los ahorros energéticos asociados al grupo electrógeno del análisis económico-financiero. No obstante, se denota los beneficios asociados a la instalación de los paneles solares fotovoltaicos y la reducción de la dependencia al grupo electrógeno en caso de cortes de energía eléctrica.

5. Aspecto e impacto ambiental

5.1. Cambio climático

El cambio climático ha tomado relevancia en las agendas de organismos mundiales como la Organización de las Naciones Unidas (ONU) hace décadas. La amenaza latente de las variaciones persistentes del clima ha llevado a que esto así sea y desde el año 1992 se adoptó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Aumentos de precipitaciones, vientos más intensos, catástrofes naturales más frecuentes y aumento de temperatura son evidencias obvias de la problemática que conllevan.

El cambio climático se ha dado en reiteradas ocasiones de forma natural, pero desde la aparición de procesos industrializados, el ser humano ha incrementado el calentamiento global de la tierra con mayor intensidad.

El calentamiento global se define como *“un aumento en las temperaturas combinadas de la superficie del aire y la superficie del mar promediadas en todo el mundo”* (Allen et al, 2018). Su principal causa está asociada al aumento de las concentraciones atmosféricas de los gases de

efecto invernadero (GEI) por encima de los niveles naturales. Entre los gases más importantes encontramos el dióxido de carbono, metano, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos, óxido nitroso y el hexafluoruro de azufre. Estos se encuentran presentes en la atmosfera y retienen la radiación solar que no es absorbida por superficie terrestre. Si bien es un efecto natural que hace que la temperatura de la tierra en promedio sea adecuada para la subsistencia de los ecosistemas, los procesos de industrialización, la proliferación de actividades mediante la quema de combustibles fósiles, la producción de residuos, la deforestación y la expansión de la ganadería han llevado a incrementar aproximadamente 1°C por encima de los niveles de pre-industrialización en el año 2017. Se estima que, de no realizar acciones para mitigar el cambio climático, se observarán aumentos de calor en las temperaturas oceánicas y terrestres, como también, olas de calor más frecuentes, aumentos de frecuencia e intensidad de precipitaciones y sequías en otras regiones, lo que llevaría a la pérdida de varios ecosistemas actuales.

Gas	Fuente Emisora	Persistencia de las moléculas en la atmósfera (años)
CO₂ DIÓXIDO DE CARBONO	Quema de combustibles fósiles, cambios en el uso del suelo, producción de cemento	Variable
CH₄ METANO	Quema de combustibles fósiles, agricultura, ganadería, manejo de residuos	12±3
N₂O ÓXIDO NITROSO	Quema de combustibles fósiles, agricultura, ganadería, cambios en el uso de la tierra	120
PFC PERFLUOROCARBONOS	Producción de aluminio, solventes y productos contra incendios	2.600-50.000
HFC HIDROFLUOROCARBONOS	Refrigeración y aire acondicionado, productos contra incendios y aerosoles	1,5-264
SF₆ HEXAFLUORURO DE AZUFRE	Aislantes térmicos	3.200

Figura 44: Gases de efecto invernadero y su fuente de emisión principal. Fuente: Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Presidencia de la Nación.

No obstante, el Protocolo de Kioto del año 1997 y el Acuerdo de París del año 2015, entre otros, han llevado a la unidad de los países comprometidos, estableciendo nuevos acuerdos con el objetivo de limitar el calentamiento global. Este último acuerdo, tiene como objetivo mantener “*el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2 °C y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, para reducir considerablemente los riesgos e impactos del cambio climático.*”(Moreira Muzio *et al*, 2019)

Por su parte, Argentina, ha reafirmado su compromiso con el Acuerdo de París, mediante una actualización en diciembre del 2020 de su meta, en la cual se compromete a *“no exceder la emisión neta de 359 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCOe2) en el año 2030, lo que equivale a una disminución total del 19 % de las emisiones, en comparación con el máximo histórico de emisiones alcanzado en el año 2007, y una reducción del 26 % respecto de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) anterior”*. (Cabandié et al, 2020)

Una de las medidas elaborada para cumplir dicha meta, fue la creación de un inventario de gases de efecto invernadero, el cual tiene como objetivo dimensionar los gases emitidos y absorbidos por la atmosfera e identificar su procedencia. De dicho informe se estiman que, de las 364MtCoe2 del año 2016 el 4% corresponden a residuos, el 6% a procesos industriales/ uso de productos, el 37% a la agricultura/ganadería y el 53% a la denominación “energía”, la cual concierne a los GEI que emanan combustibles y las fugas de los mismo. Dentro del sector “energía” se identifica que el 33% corresponde a la producción de electricidad y calor, siendo la actividad con mayor generación de GEI.

5.2. Impacto sobre la emisión de gases de efecto invernadero

Es pertinente de dicho proyecto dimensionar los GEI que se producen a causa de las demandas de energía eléctrica y gas del predio en cuestión, con el fin de establecer la diferencia entre el periodo previo a la implementación de energías renovables y su aplicación. No obstante, conocer la responsabilidad sobre la emisión de GEI.

Para esto se utilizó el Manual de Aplicación de la Huella de Carbono, expedido por el Gobierno de la Provincia de Buenos Aires. El mismo utiliza las normas de referencia: ISO 14064-1:2006, GHG Protocol (Greenhouse Gas Protocol), el método Bilan Carbone y PAS 2050:2011; para determinar las emisiones de GEI basándose en las emisiones de CO2 equivalente (también denominado Huella de Carbono) mediante la siguiente ecuación (19). Se utiliza dicho gas como referencia ya que es el que se encuentra con mayor presencia y tiene el mayor crecimiento, en el caso de querer identificar otro de los GEI, se podrá utilizar los valores de GWP (Global Warming

Potential) establecidos por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

$$\text{Huella de carbono} = (D.A.) \times (F.E.) \quad (19)$$

- Datos de las actividades (DA): Consumo de energía eléctrica (kWh); volumen (m³) de gas consumido.
- Factores de emisión (FE): aquellos que convierten los datos de la actividad primaria (energía eléctrica, combustibles fósiles, etc) en las emisiones de gases de efecto invernadero, traducidas en kg o tn de CO₂ equivalente. Se estima 0,486 KgCO₂eq/kWh y 1,95 KgCO₂eq/m³.

En el anexo D se adjuntan las tablas con los factores de emisión que se utilizaron y los valores Global Warming Potential (GWP).

Considerando que el consumo de energía eléctrica del predio en cuestión es de 1.123.765kWh/año y de gas de 2.813m³/año, previo a la implementación del proyecto de energías renovables y/o reemplazo de luminarias. No obstante, según el informe de enero-2020 emitido por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) sobre la distribución por tecnología/región de la potencia instalada, en promedio 5% de la energía eléctrica demandada en Buenos Aires proviene de energías renovables, por lo que se tendrá en cuenta para el cálculo de la huella de carbono (20).

$$\text{Huella de carbono} = \left(1.123.765 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,95\right) \times 0,486 \frac{\text{KgCO}_2\text{eq}}{\text{kWh}} + 2.813 \frac{\text{m}^3}{\text{año}} \times 1,95 \frac{\text{KgCO}_2\text{eq}}{\text{m}^3}$$

$$\text{Huella de carbono} = 518.842,30 \frac{\text{KgCO}_2\text{eq}}{\text{Año}} + 5.485,35 \frac{\text{KgCO}_2\text{eq}}{\text{Año}}$$

$$\text{Huella de carbono} = 524,32 \frac{\text{TnCO}_2\text{eq}}{\text{Año}} \quad (20)$$

Por lo tanto, se emanan por año 524,32 Tn CO₂ equivalentes a la atmosfera debido a cumplir la necesidad de electricidad y gas natural del predio.

Por lo que utilizando las estimaciones analizadas previamente sobre una generación de 270.758kWh/año mediante la instalación de un sistema de paneles solares fotovoltaicos, un ahorro

de 145.887kWh/año por el reemplazo de las luminarias actuales a tecnología LED y un ahorro de 2.227,94 m³/año de gas por el uso de termotanque solares, se puede calcular el efecto de estas acciones (21).

$$H.C. = \left(270.758 \frac{kWh}{año} + 145.887 \frac{kWh}{año}\right) \times 0,486 \frac{KgCO2eq}{kWh} + 2.227,94 \frac{m^3}{año} \times 1,95 \frac{KgCO2eq}{m^3}$$

$$H.C. = 202.489,47 \frac{KgCO2eq}{Año} + 4344,48 \frac{KgCO2eq}{Año}$$

$$Huella de carbono (H.C.) = 206,83 \frac{TnCO2eq}{Año} \quad (21)$$

Concluyendo que mediante el uso de energías renovables y del reemplazo de luminarias, una reducción del 39,44% de las emisiones de los gases de efecto invernadero a la atmosfera por año, favoreciendo a la reducción del calentamiento global.

6. Estudio económico y financiero

En el presente apartado se realizará el análisis económico y financiero de lo que fue evaluado hasta el momento. Determinando su factibilidad, tanto económicamente, como financiera.

Como fue mencionado anteriormente todos los valores fueron transformados a dólares de Estados Unidos de América al tipo de cambio vigente.

6.1. Análisis económico

Del análisis previo se estima que a partir de la utilización de paneles solares fotovoltaicos se generará un total de 270.758 kWh durante el primer año, lo que representa un 24% de la demanda anual de energía promedio. Sin embargo, el 93% de la energía generada será considerado como ahorro energético y el 7% restante será inyectado a la red con el objetivo de obtener un beneficio extraordinario.

En termino de facturación, en el primer año se obtendrá una reducción de 21,8% (USD17.750) sobre el gasto de facturación, de los cuales USD 17.224 corresponden a autoabastecerse con energía generada por los paneles solares fotovoltaicos y USD526 a las

ganancias obtenidas por inyectar energía a la red. Por lo que se terminará abonando el 78,2% de la factura anual, previo a la instalación de los paneles solares fotovoltaicos (Ver Fig. 45).

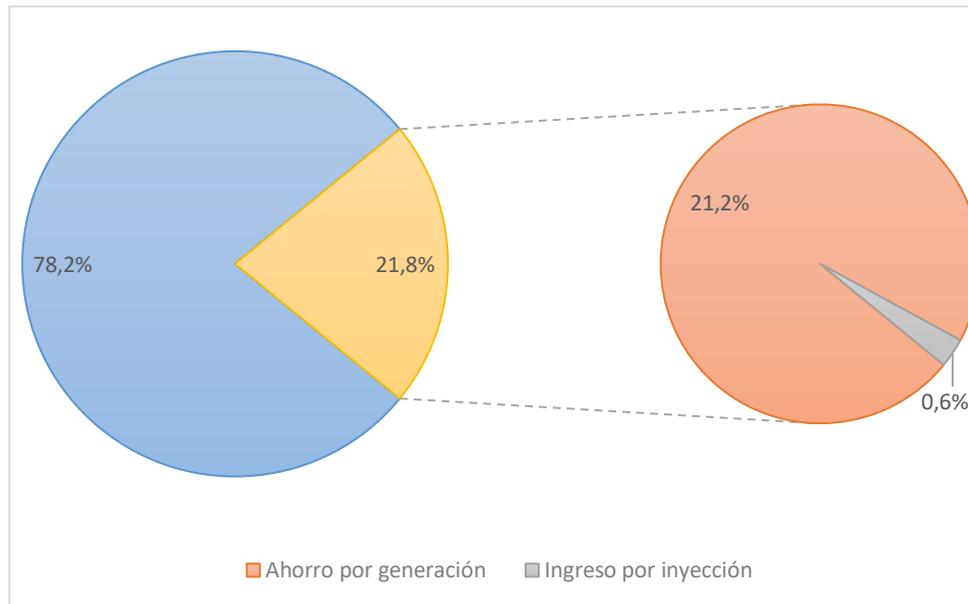


Figura 45: Proporción sobre la facturación anual de ahorro y beneficios por inyección de energía a la red.

Cabe destacar que el beneficio por inyectar energía se basa en el costo al cual el distribuidor compra la energía eléctrica al mercado mayorista, el mismo se encuentra en promedio un 51% por debajo al costo por kWh de consumo (ver Tabla XI).

TABLA XI: Tarifa de inyección de energía a la red – T3 - Media tensión mayor a 300kW potencia contratada.

Cargo	Franja Punta	Franja Resto	Franja Valle Nocturno
	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
Inyección	\$0,0300	\$0,0287	\$0,0273
Consumo	\$0,0604	\$0,0579	\$0,0554

Fuente: Edesur S.A.

Si se considera el reemplazo de las luminarias actuales por tecnología de bajo consumo del tipo LED, se logra una reducción de la demanda de energía anual del 13%. En cuanto a la facturación, se reduce un 11,5% de los costos, lo que representa un ahorro de USD9.347.

Al contemplar ambos escenarios en simultáneo, siendo el primero la utilización de paneles solares fotovoltaicos para generar energía eléctrica y el segundo, el reemplazo de luminarias actuales por tecnología de bajo consumo del tipo LED, la reducción del 13% de la demanda de energía provocada por esta última, aumenta la proporción de energía generada por los paneles solares fotovoltaicos sobre la demanda total a 27,7%, y a su vez permite incrementar el porcentaje de energía que será inyectado a la red del total generado por paneles solares fotovoltaicos, llevándolo a 11,7% dicha proporción.

Esto se ve reflejado en la facturación anual, con una reducción de 32,8% en los costos totales previos a la implementación de la tecnología LED, donde se puede identificar un 49,5% más de ahorro por disminuir el consumo de la red y un 71,9% incremental de ingresos por inyectar energía a la red, respecto a la implementación de únicamente paneles solares fotovoltaicos (ver Fig. 46).

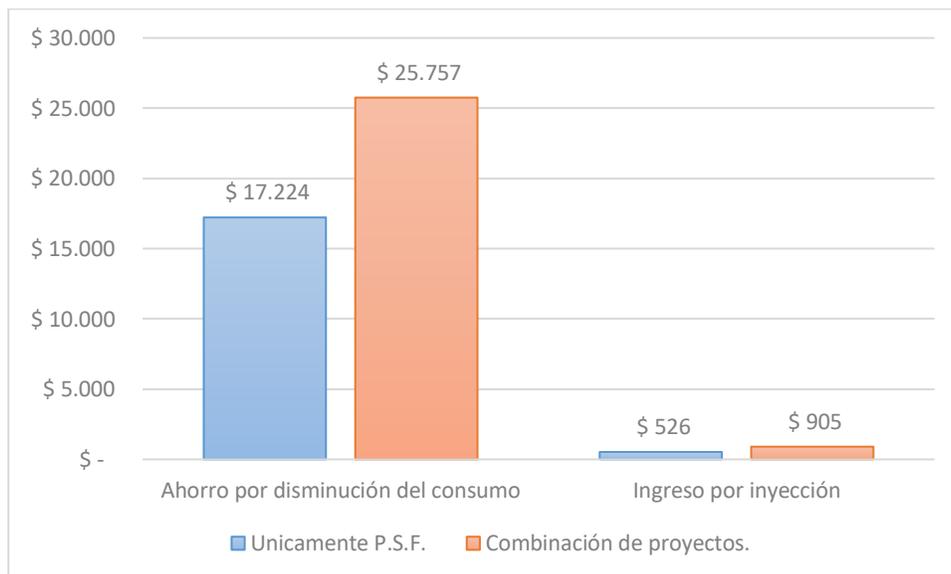


Figura 46: Diferencia entre la combinación de proyectos y la implementación única de paneles solares fotovoltaicos.

Finalmente, si se considera la utilización de termotanques solares, se logra un ahorro del 79% en consumo de m³ de gas anual, lo que se ve reflejado en los costos de facturación en una reducción del 61% mediante el ahorro de USD 218 por año, exclusivamente asociada a la reducción de costo variable (ver Fig. 47).

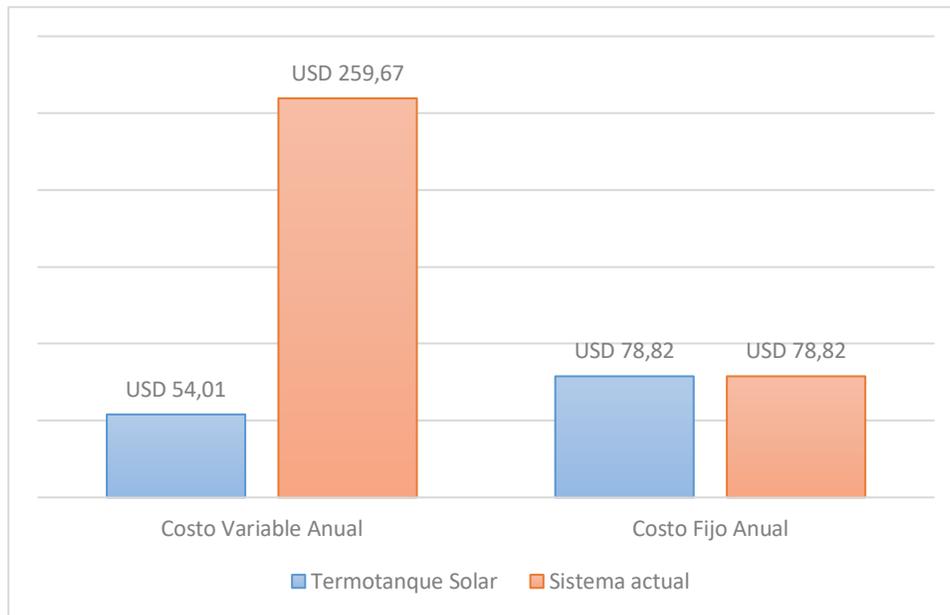


Figura 47: Diferencia en la facturación entre mantener el sistema actual y la implementación de termotanque solares.

El resto de los años proyectados están sujetos a cuestiones técnicas de cada una de las tecnologías, considerando su eficiencia en el tiempo.

6.2.Presupuesto de instalación

Con el fin de realizar el correcto análisis económico y financiero, se procede a la monetización de los componentes detallados en el estudio técnico. A su vez se decide analizar por separado las tres implementaciones: el presupuesto de paneles solares fotovoltaicos, termotanques solares y reemplazo de sistemas de iluminación actual.

A continuación, se representarán los presupuestos solicitados tanto para los materiales especificados durante el desarrollo del proyecto, como para la instalación y puesta en marcha del

sistema. Se utiliza para el análisis el proveedor que se ajustó correctamente al pedido de presupuesto y cuyo análisis fue similar al alcanzado en el análisis previo.

6.2.1. Presupuesto paneles solares fotovoltaicos

Se establece como inversión total: USD 157.438,28 (ver Tabla XII). Como costo adicional, se puede considerar un costo anual de USD500 por mantenimiento de las instalaciones, el cual incluye limpieza de los paneles y revisión/control de las instalaciones, ofrecido por la misma empresa que llevaría a cabo la instalación.

TABLA XII: Presupuesto implementación de paneles solares fotovoltaicos – no incluyen IVA.

N°	Ítem	Cantidad [Un.]	Costo unitario [USD]	Costo Total [USD]
1	Panel Fotovoltaico Amerisolar As-6p de 330Wp	575	\$ 118,00	\$ 67.850,00
2	Inversor trifásico Goodwe de 50Kw con 4 MPPT	4	\$ 4.458,00	\$ 17.832,00
3	Estructura Fotovoltaica	-	\$ 21.932,25	\$ 21.932,25
4	Materiales Eléctricos de instalación	-	\$ 20.277,93	\$ 20.277,93
5	Dirección de obra, ingeniería, Logística, mano de obra y puesta en marcha	-	\$ 29.546,10	\$ 29.546,10
				\$ 157.438,28

Fuente: Empresa Sustentator.

Los paneles solares tienen una garantía de generación de 30 años y de fabricación de 10 años. Los inversores y estructura de montaje poseen una vida útil igual a 30 años.

La vida económica de dicho proyecto es de 30 años tomando como base el promedio de vida física u operativa de los equipos.

6.2.2. Presupuesto termotanque solares

Se establece como inversión total: USD 3.541,17 (ver Tabla XIII). Los termotanques solares no requieren un mantenimiento extraordinario y su vida útil garantizada por el fabricante es de 15 años.

TABLA XIII: Presupuesto implementación de termotanque solares – no incluyen IVA.

N°	Ítem	Cantidad [Un.]	Costo unitario [USD]	Costo Total [USD]
1	Termotanque Solar SWP-300 - marca Enertik	2	\$ 1.116,67	\$ 2.233,34
2	Materiales para la instalación	-	\$ 435,94	\$ 435,94
3	Dirección de obra, ingeniería, Logística, mano de obra y puesta en marcha	-	\$ 871,89	\$ 871,89
				\$ 3.541,17

Fuente: Empresa Enertik Argentina.

6.2.3. Presupuesto reemplazo de tecnología de iluminación a LED

Se establece como inversión total: USD 69.264,27 (ver Tabla XIV). Dicho reemplazo de tecnología no requiere un mantenimiento extraordinario. La vida útil de los paneles LED de 48W en ambas versiones, es de 25.000hs aseguradas y para los reflectores de 160W, es de 50.000 hs aseguradas.

TABLA XIV: Presupuesto implementación de paneles solares fotovoltaicos – no incluyen IVA.

N°	Ítem	Cantidad [Un.]	Costo unitario [USD]	Costo Total [USD]
1	Panel LED 60 x 60 cm - 48W	209	\$ 63,13	\$ 13.194,44
2	Panel LED 130 x 30 cm - 48W	506	\$ 63,13	\$ 31.944,44
3	Reflector LED - 160W	60	\$ 251,52	\$ 15.090,91
4	Dirección de obra; Logística; Mano de obra y puesta en marcha	-	-	\$ 9.034,47
				\$ 69.264,27

Fuente: Empresa MachLED.

6.3. Análisis financiero

Con el objetivo de realizar un correcto análisis financiero, se procederá a generar un flujo de fondo específico para cada una de las inversiones propuestas con su análisis de sensibilidad correspondiente. Las cuales se detallan:

- Proyecto I: Instalación de paneles solares fotovoltaico.
- Proyecto II: Reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED.

- Proyecto III: Instalación de paneles solares fotovoltaicos y reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED.
- Proyecto IV: Instalación termotanque solares.

Debido a que el análisis en cuestión implica realizar una proyección mayor a 5 años y la incertidumbre que presenta realizar dicho análisis en pesos argentino a largo plazo, se utilizará como moneda de referencia el dólar de Estados Unidos de América y se considerará una inflación de 2,4%. La misma resulta del promedio de los últimos 4 años y, a su vez, es la estimación de la Reserva Federal de Estados Unidos de América a futuro.

A fines prácticos de la conformación de los flujos de fondo correspondientes a cada proyecto, se considerará los ahorros en la facturación por la disminución del consumo de la energía eléctrica de la red como ingresos.

No obstante, las conclusiones serán fundamentadas con los principales indicadores financieros:

- VAN (Valor Actual Neto): Valor monetario que resulta de sumar los flujos de fondos descontados a una tasa de descuento, incluyendo los flujos de inversión (22).

$$VAN = -Inversión + \sum_{t=1}^n \frac{Flujo\ de\ fondo_t}{(1+tasa\ de\ descuento)^n} \quad (22)$$

- TIR (Tasa interna de retorno): Tasa de descuento que dado un flujo de fondos y una inversión inicial hacen el VAN igual a 0.
- Payback: Cantidad de periodos requeridos para recuperar el capital de la inversión inicial.

Para esto se estableció mediante el método CAPM (Capital Asset Pricing Model) la tasa de descuento o WACC (en inglés Weighted Average Cost of Capital) (23).

$$WACC = \frac{D}{D+E} \times K_{Deuda} \times (1 - T_c) + \frac{E}{D+E} \times K_{Equity} \quad (23)$$

- D: Deuda Financiera.
- E: Fondos Propios.
- K_{Deuda} : Coste de la deuda impositiva.

- Tc: Tasa impositiva.
- K_{Equity} : Coste de los fondos propios.

$$K_{Equity} = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f] + Riesgo Pais \quad (24)$$

- R_f : Tasa libre de riesgo
 - $R_f = 1.89\%$ - Bonos del Tesoro de Estados Unidos de América.
- β_i : Riesgo que el activo agrega al portafolio de mercado.
 - $\beta_i = 0,66$ – índice relacionado al mercado de las telecomunicaciones. (Ver anexo E)
- $E(R_m)$: Rentabilidad esperada por el mercado.
 - $E(R_m) = 10\%$ - rentabilidad esperada por la empresa para proyectos sin fines comerciales.
- Riesgo País=1530,92 P.B. (15,31%) – se toma como referencia el riesgo país promedio entre enero y agosto 2021.

En dicho proyecto se considerará que la inversión será con capital propio, por la que la deuda financiera es igual a cero. Estableciendo que la tasa de descuento es igual al coste de los fondos propios (25).

$$WACC = K_{Equity} = 22,55\% \quad (25)$$

6.3.1. Sensibilidad

Respecto a la realización de los distintos escenarios posibles de cada uno de los proyectos y la susceptibilidad ante cambio de variables, se tendrá en cuenta las siguientes :

Proyecto I: Instalación de paneles solares fotovoltaico

- Consumo anual de energía promedio del predio: 1.123.766 kWh
- Generación de energía P.S.F.: 270.758 kWh (durante el primer año)
- Pérdida anual de generación: 0,65% respecto a la generación inicial.

- Inyección a la red sin reemplazo de tecnología de iluminación a LED: 18.358 kWh (durante el primer año)
- Mantenimiento anual: USD 500
- Inversión total: USD 157.438,28
- Vida útil proyecto: 30 años

Proyecto II: Reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED

- Consumo anual de energía promedio del predio: 1.123.766 kWh
- Ahorro energético anual: 145.887 kWh/año
- Mantenimiento: no requiere adicional.
- Inversión total: USD 69.264,27
- Vida útil:
 - Reflectores LED: 50.000hs
 - Paneles LED: 25.000hs
- Vida útil proyecto individual: 11 años.

Proyecto III: Instalación de paneles solares fotovoltaicos y reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED

- Consumo anual de energía promedio del predio: 1.123.766 kWh
- Generación de energía: 270.758 kWh (durante el primer año)
- Pérdida anual de generación: 0,65% respecto a la generación inicial.
- Inyección a la red con reemplazo de tecnología de iluminación a LED: 31.565kWh (durante el primer año)
- Mantenimiento anual: USD 500
- Inversión inicial: USD 226.703
- Vida útil proyecto: 30 años

Proyecto IV: Instalación termotanque solares

- Consumo anual de gas promedio: 2.813 m³
- Ahorro de gas anual: 2.228 m³
- Mantenimiento: no requiere específico.
- Inversión total: USD 3.541,17
- Vida útil: 15 años

Consideración en común

- Inflación anual promedio en dólares: 2,4%

6.3.2. Caso base

Respecto al caso base consideramos el cuadro tarifario actual en dólares (ver Tabla XV y Tabla XVI), el cual solo se verá afectado por la inflación de la misma moneda. Este escenario contempla una hipotética actualización del cuadro tarifario en pesos argentinos, que acompañe el tipo de cambio anual y mantenga la tarifa en dólares, solo siendo modificado por lo mencionado previamente.

Respecto a la tasa de referencia (WACC), se utilizará la calculada anteriormente (ecuación 25), respecto al riesgo país promedio 2021.

TABLA XV: Cuadro tarifario Edesur S.A. al tipo de cambio actual.

Tarifa Mensual Electricidad	Fijos		Variables			
	Servicio	Potencia Contratada	Potencia Adquirida	Energía Franja Punta	Energía Franja Restante	Energía Franja Valle Nocturno
	USD	USD/kW	USD/kW	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
Consumo	63,4235	1,8938	0,7316	0,0604	0,0579	0,0554
Inyección	-	-	-	0,0300	0,0287	0,0273

Fuente: Elaboración propia.

TABLA XVI: Cuadro tarifario Metrogas S.A. al tipo de cambio actual.

Tarifa Gas Natural	Cargo Fijo	Cargo Variable
	USD/mes	USD/M3-mes
	6,5681	0,0923

Fuente: Elaboración propia.

6.3.3. Escenario optimista

Para dicho caso, respecto al cálculo de la tasa de descuento, se considera la tasa de 8,5% a la que se endeudan en dólares una empresa argentina del rubro de las telecomunicaciones (Obligaciones negociables) en vez del riesgo país, dando así una tasa de referencia (WACC) de 15,74%.

No obstante, valores similares de riesgo país se observaron para junio 2019 previo a las elecciones del mismo año, por lo que es equivalente a asumir un escenario donde el riesgo país mejore considerablemente respecto al actual.

En adición, como fue mencionado, las tarifas de electricidad y gas estuvieron congeladas por más de 24 meses, por lo que la actualización del cuadro tarifario de electricidad en el año 2021 (Decreto N° 1020/2020), que si bien fue imprescindible para compensar la inflación interanual acumulada en pesos de dicho periodo (aproximadamente 92,2% mayo´19-mayo´21 según IPC 2021 – INDEC.), estuvo condicionado al impacto en el poder adquisitivo de familias, comercios e industrias. Comunicados oficiales del estado argentino hacen mención que de continuar con la Revisión Tarifaria Integral del servicio de distribución eléctrica iniciada en el año 2016 (Resolución ENRE N° 522/2016), el incremento dado en abril del 2021 debería haber sido un 69% mayor al mismo. Dado el tipo de cambio la tarifa en dólares habría aumentado un 157%, en vez del 89%, obteniendo un cuadro tarifario en dólares similar al comienzo del año 2019.

No obstante, de haberse producido dicho incremental, el costo de la energía se mantendría entre los más bajos de la región. Tal como se muestra a continuación (ver Fig.48), el índice denominado “Escenario Actual” representa el cuadro tarifario vigente en dólares y el índice “Escenario Optimista” representa el costo de la energía de haberse realizado el 160% de aumento en el marco de la revisión Tarifario Integral.

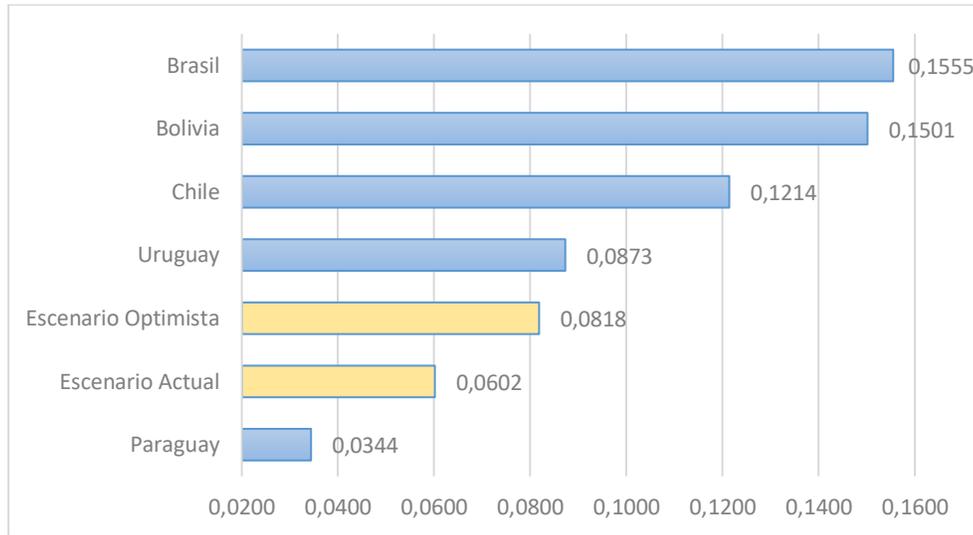


Figura 48: Comparativa del costo de energía (USD/kWh) respecto a países de la región.

Respecto al cuadro tarifario del gas natural, al igual que las tarifas de electricidad, en el marco de la Emergencia Tarifaria establecida por la ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se mantuvieron congeladas desde el año 2019. De continuar con la Revisión Tarifaria Integral iniciada en el año 2016, según informes de ENARGAS, el aumento debería haber sido un 106% mayor al producido en junio del 2021.

Realizando la comparación con los países limítrofes de los cuales se pudo obtener información respecto a los cuadros tarifarios vigentes en categorías de consumo similares, aun considerando el 106% de aumento se mantendría entre los más bajo de la región, encontrándose (ver Fig. 49).

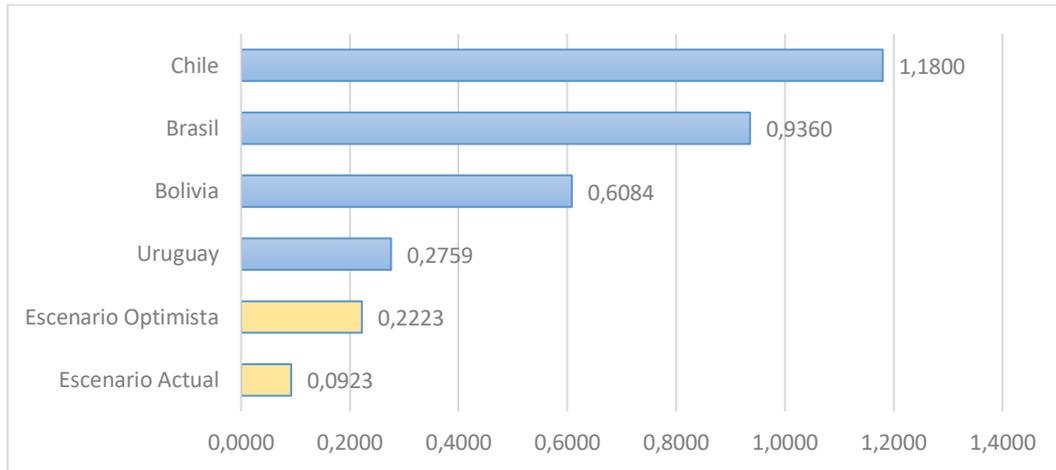


Figura 49: Comparativa del costo de gas natural (USD/m³) respecto a países de la región.

Teniendo en cuenta estas consideraciones y a fines del análisis en cuestión, el incremento de las tarifas tanto de los servicios de electricidad y gas, proyectan escenarios donde la instalación de energías renovables y/o medidas de reducción consumos, tengan una mayor factibilidad de implementación. Por lo que se considerara un incremento del 69% al cuadro tarifario actual en pesos de electricidad al tipo de cambio de referencia (ver Tabla XVII) y del 111% del cuadro tarifario de gas natural vigente en pesos (ver Tabla XVIII), únicamente impactando en el primer año de la proyección y estableciendo el supuesto de modificación a través de los años por inflación en dólares, entendiendo que de continuar con el incremento de tarifas se alcanzarían escenarios con mejores resultados.

TABLA XVII: Cuadro tarifario de energía utilizado de referencia para análisis de sensibilidad.

Caso Optimista.

Tarifa Mensual Electricidad	Fijos		Variables			
	Servicio	Potencia Contratada	Potencia Adquirida	Energía Franja Punta	Energía Franja Restante	Energía Franja Valle Nocturno
	USD	USD/kW	USD/kW	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
Consumo	108,7742	3,2493	1,9022	0,0822	0,0788	0,0753
Inyección	-	-	-	0,0300	0,0287	0,0273

Fuente: Elaboración propia.

TABLA XVIII: Cuadro tarifario de gas natural utilizado de referencia para análisis de sensibilidad. Caso Optimista.

Tarifa Gas Natural	Cargo Fijo	Cargo Variable
	USD/mes	USD/M3- mes
	11,8347	0,2223

Fuente: Elaboración propia.

6.3.4. Escenario Pesimista

Para dicho escenario, se considerará el caso particular de que las tarifas presenten una reducción de costos respecto al cuadro tarifario en dólares, debido a la desactualización de los cuadros tarifarios, congelamiento de tarifas y/o a la devaluación del peso argentino.

La quita de subsidios y los ajustes en los cuadros tarifarios correspondientes al gas y la electricidad que se han dado desde 2016 hasta 2019 como parte de la recomposición de tarifa de estado nacional, nunca compensaron la devaluación del peso argentino. Esto ha generado una reducción del 29% en las tarifas de gas solo durante el año 2019 y del 30% en promedio en las tarifas de electricidad. A su vez, el congelamiento de las tarifas dado entre los años 2019 y 2021 ha provocado que la tarifa en dólares se encuentra entre la más bajas de los últimos años.

Se realizará el correspondiente análisis considerando una reducción de las tarifas en dólares del 29% en promedio para el servicio de gas (ver Tabla XX) y una reducción de tarifas de electricidad del 30% en promedio respecto del cuadro tarifario actual (ver Tabla XIX), impactando en el año 1 del flujo de fondos.

Respecto a la tasa de referencia (WACC), se utilizará la misma que para el caso base de 25,5%.

TABLA XIX: Cuadro tarifario de energía utilizado de referencia para análisis de sensibilidad.

Caso pesimista.

Tarifa Mensual Electricidad	Fijos		Variables			
	Servicio	Potencia Contratada	Potencia Adquirida	Energía Franja Punta	Energía Franja Restante	Energía Franja Valle Nocturno
	USD	USD/kW	USD/kW	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
Consumo	46,7036	1,3945	0,5387	0,0458	0,0440	0,0421
Inyección	-	-	-	0,0221	0,0211	0,0201

Fuente: Elaboración propia.

TABLA XX: Cuadro tarifario de gas natural utilizado de referencia para análisis de sensibilidad.

Caso pesimista.

Tarifa Gas Natural	Cargo Fijo	Cargo Variable
	USD/mes	USD/M3-mes
	4,6887	0,0728

Fuente: Elaboración propia.

6.3.5. Resultados sensibilidad

Flujo de fondo: Proyecto I, instalación de paneles solares fotovoltaico

Respecto a la instalación de un sistema de paneles solares fotovoltaicos, se puede observar que considerando el escenario base y pesimista, el proyecto no es financieramente viable con los cuadros tarifarios y la tasa de referencia pertinentes. La TIR para ambos casos mantiene una amplia brecha respecto a la WACC, por lo que no se obtiene el payback dentro de la vida útil del proyecto. En ambos casos la VAN es negativa.

No obstante, considerando una tasa de referencia menor y una modificación del cuadro tarifario, como lo fue en el escenario optimista, se obtiene una VAN igual a USD 20.337 y un periodo de payback menor a la vida útil del proyecto (ver Tabla XXI).

TABLA XXI: Resumen indicadores.

	Base	Optimista	Pesimista
WACC	22,55%	15,74%	22,55%
VAN	-USD 75.166	USD 20.337	-USD 95.765
Payback	-	16	-
TIR	12,02%	17,69%	8,80%

Fuente: Elaboración propia.

Respecto al flujo acumulado descontado, se puede observar a continuación (ver Fig. 50) la diferencia entre los distintos escenarios. Todos los escenarios parten de la misma inversión, lo que modifica su tendencia principalmente son los ingresos planteados para los distintos casos.

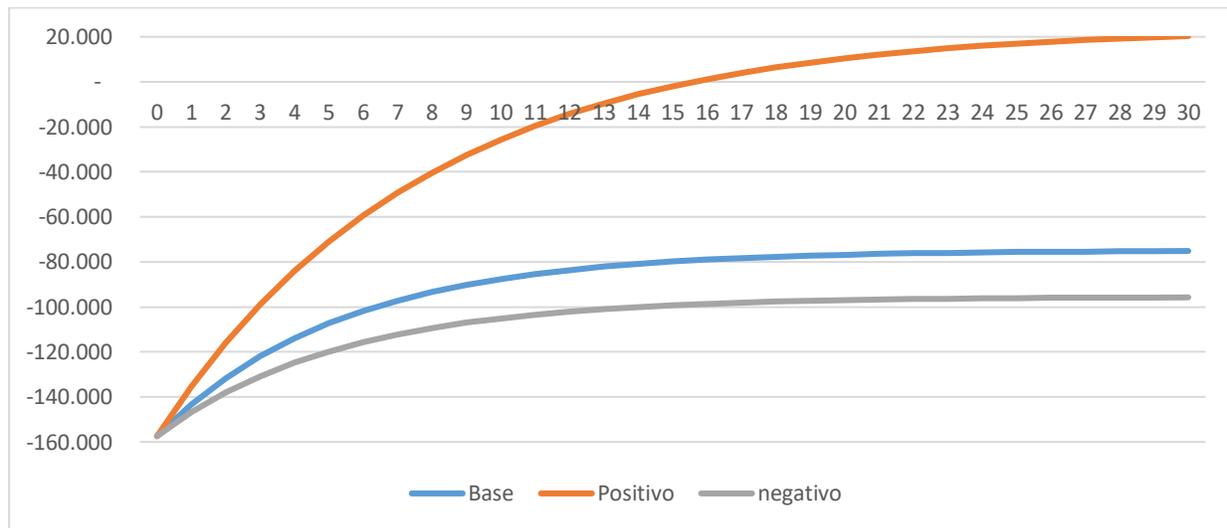


Figura 50: Flujo acumulado descontado (en USD) para los distintos escenarios.

Flujo de fondo: Proyecto II, reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED

Debido a la diferencia entre los periodos de vida útil de cada artefacto de iluminación, se considera una inversión adicional en el periodo 7. En adición, se considera el costo necesario para reemplazar las iluminarias tradicionales como un ingreso, ya que de no instalarse las luminarias LED, se deberían seguir adquiriendo dichas luminarias tradicionales. Es por lo que sobre el flujo de caja (ver Fig. 51), se observa periodos negativos que representan inversiones de luminarias LED

y periodos positivos que se encuentran sobre el promedio, lo que representan momentos de recambio de luminarias tradicionales.

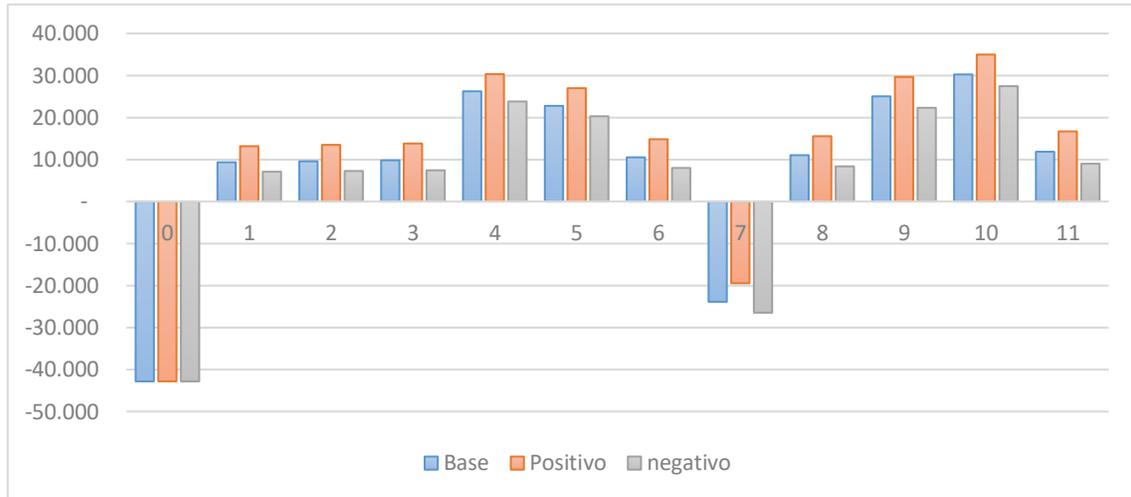


Figura 51: Flujo de caja (en USD) para los distintos escenarios.

Respecto al escenario base, se obtiene un payback al periodo 10 y una VAN positiva, por lo que se considera aceptable su implementación. El escenario optimista, presenta condiciones aún más beneficiosas, un payback 4 años menor al escenario base y una VAN positiva igual USD 40.850, por lo que también se aceptaría su implementación bajo estas consideraciones.

No obstante, el escenario pesimista nos devuelve una VAN negativa y el payback no se encuentra dentro de los periodos de vida útil, por lo que bajo estas condiciones no se debe implementar el proyecto (ver Tabla XXII).

TABLA XXII: Resumen indicadores.

	Base	Optimista	Pesimista
WACC	22,55%	15,74%	22,55%
VAN	USD 5.160	USD 40.850	-USD 4.475
Payback	10	4	-
TIR	25,87%	35,81%	19,57%

Fuente: Elaboración propia.

Respecto al flujo acumulado descontado (ver fig. 52), se observa como las inversiones a lo largo de la vida útil del proyecto, generan una pendiente negativa que impide, principalmente bajo las condiciones del escenario pesimista, obtener una VAN igual o mayor a 0.

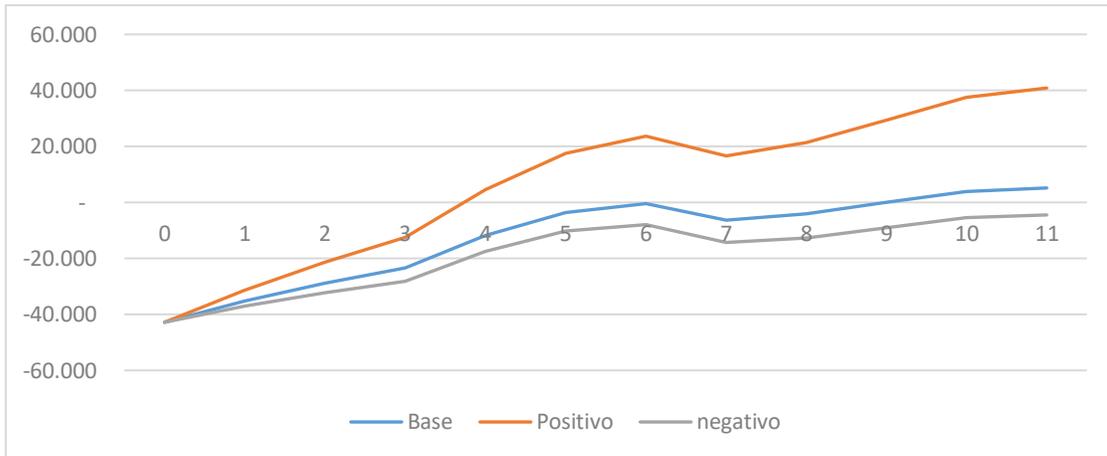


Figura 52: Flujo acumulado descontado (en USD) para los distintos escenarios.

Flujo de fondo: Proyecto III, instalación de paneles solares fotovoltaicos y reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED

Al combinar ambos proyectos, se puede observar claramente en el flujo de caja (ver Fig. 53), como las inversiones del reemplazo de luminarias tradicionales y del tipo LED, generan tendencias negativas.

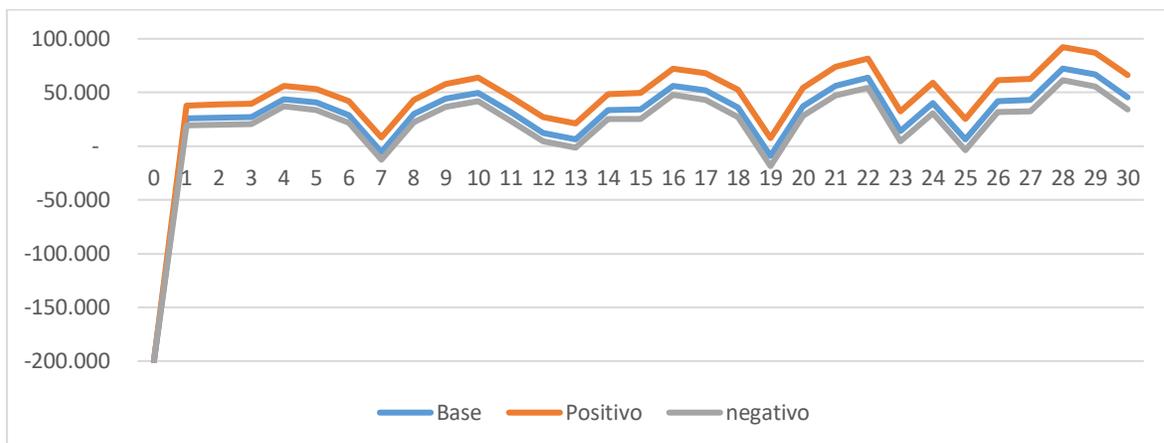


Figura 53: Flujo de caja (en USD) para los distintos escenarios.

Respecto al escenario base y pesimista, se observan indicadores desfavorables para la implementación de la combinación de proyectos. En ambos casos, no se recupera la inversión durante la vida útil de los proyectos. Además, las TIR son menores a la tasa de referencia. Lo que sugiere no implementar dicho proyecto bajo esas condiciones.

No obstante, para el escenario optimista se obtiene un payback de 10 años, una VAN positiva de USD73.078 y una TIR que supera la tasa de referencia. Es por esto que bajo estas condiciones, se recomienda la implementación.

Cabe destacar que la combinación de proyectos favorece los resultados finales de todos los indicadores. Teniendo en cuenta el escenario optimista, se reduce el retorno de la inversión en 6 años y aumenta la VAN en USD52.741. Respecto al escenario base y pesimista sucede lo mismo, pero no se logran modificaciones que favorezcan su implementación (ver Tabla XXIII).

TABLA XXIII: Resumen indicadores.

	Base	Optimista	Pesimista
WACC	22,55%	15,74%	22,55%
VAN	-USD 68.962	USD 73.078	-USD 100.196
Payback	-	10	-
TIR	14,92%	21,26%	11,20%

Fuente: Elaboración propia.

En adición, se observa la diferencia entre los escenarios relacionado al flujo acumulado descontado (ver Fig. 54).

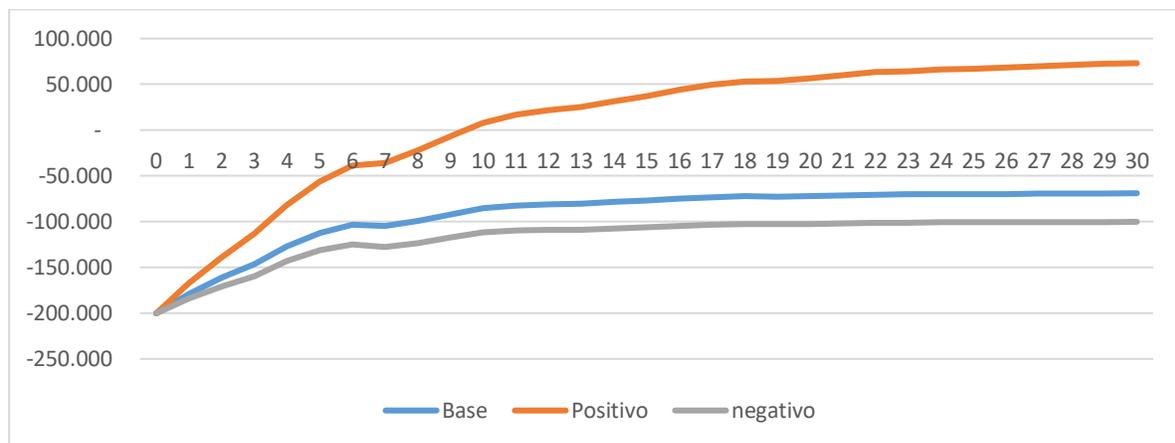


Figura 54: Flujo acumulado descontado (en USD) para los distintos escenarios.

Flujo de fondo: Proyecto IV, instalación termotanque solares

Respectos a los tres escenarios analizados y sus correspondientes indicadores, se concluye que bajo las condiciones establecidas se desaconseja su implementación, dado que obtuvimos resultados negativos para todas las variantes. En ninguno de los casos se logra un retorno de la inversión dentro de la vida útil del proyecto y la TIR se encuentra por debajo de la tasa de referencia utilizada.

No obstante, bajo el escenario optimista podemos observar una VAN levemente negativa, lo que implicaría que de realizar ciertas modificaciones se podría contrarrestar (ver Tabla XXIV).

TABLA XXIV: Resumen indicadores.

	Base	Optimista	Pesimista
WACC	22,55%	15,74%	22,55%
VAN	-USD 2.532	-USD 233	-USD 2.821
Payback	-	-	-
TIR	1,10%	14,42%	-2,78%

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se observa el flujo acumulado descontado durante la vida útil del proyecto para los tres escenarios (ver Fig. 55).

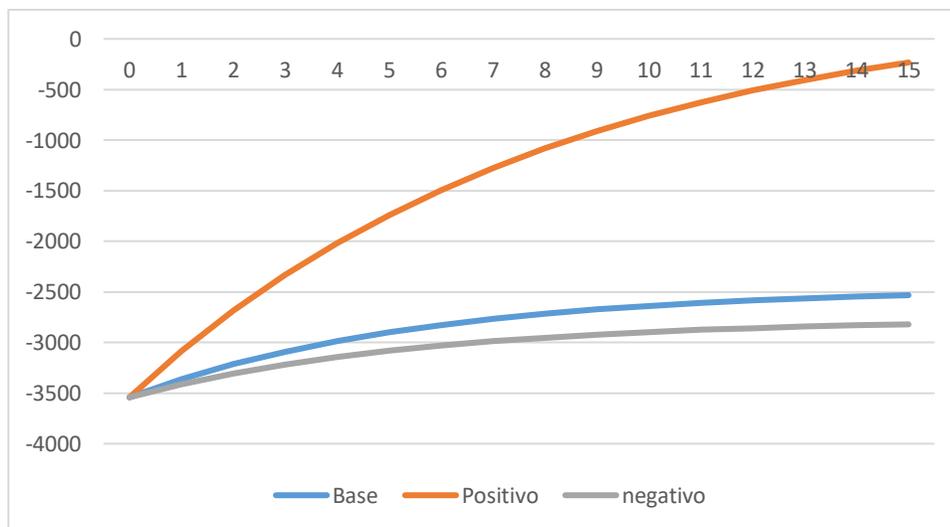


Figura 55: Flujo acumulado descontado (en USD) para los distintos escenarios.

7. Conclusión

Del análisis en cuestión, se confirma la factibilidad técnica de implementar energías renovables, focalizándose en la energía solar, en un almacén logístico ubicado en provincia de Buenos Aires.

La ubicación geográfica, las condiciones ambientales de la región y las opciones de superficies disponibles posibilitan la obtención de valores de irradiación solar satisfactorios para las instalaciones de paneles solares fotovoltaicos y de termotanques solares, evidenciando los beneficios derivado del uso de estas, tales como el ahorro de energía eléctrica y de gas natural, entre otros.

Mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos se alcanzaría la generación en promedio de 270.728 kWh/año considerando una instalación de 190kW de potencia, lo que posibilitaría cubrir aproximadamente el 24% del consumo anual de energía del predio en cuestión. En adición, el uso de termotanque solares permitiría ahorrar 2.228 m³ de gas natural de la red, lo que representaría un 79% ahorro del consumo anual.

Respecto al análisis económico y financiero, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Proyecto I: La utilización de paneles solares fotovoltaicos representaría un ahorro aproximado del 22% de la facturación anual. No obstante, bajo los escenarios propuestos únicamente presento factibilidad financiera para las condiciones establecidas para el escenario positivo, donde supone una tasa de referencia del 15,74% y un aumento de tarifas del 36% frente al cuadro tarifario vigente. La implementación de dicho proyecto tiene un alto grado de relación al costo que se abona por el servicio de electricidad. Del análisis realizado, se ha evidenciado en los últimos años un decrecimiento constante del costo del servicio eléctrico, producto del congelamiento de precios y variaciones frecuentes del tipo de cambio. Lo que produce que mientras se mantengan estas condiciones, sea cada vez más económico abonar el costo de adquisición que invertir en la instalación de dicho sistema. Por lo tanto, no se recomienda la implementación de este proyecto bajo las condiciones analizadas.

- Proyecto II: El reemplazo de las luminarias actuales por bajo consumo del tipo LED genera un ahorro en la facturación del 11% anual. Análogamente, presentó condiciones positivas

en dos de los tres escenarios analizados, obteniendo un retorno de la inversión entre el periodo 4 y 10 del flujo de fondo proyectado. Si bien existe un alto grado de incertidumbre respecto al futuro en cuanto a los cuadros tarifarios, el escenario pesimista devuelve una TIR levemente inferior a la tasa utilizada de referencia, por lo que al considera predominancia de indicadores positivos frente a los distintos análisis, se recomienda su implementación.

- Proyecto III: La propuesta de combinar los proyectos I y II, favorece los distintos indicadores. Sin embargo, no modifica la recomendación de no implementar paneles solares bajo las condiciones establecidas, ya que no genera cambios considerables frente a su implementación individual. Dicha combinación únicamente favorece la inyección de energía a la red, aumentando su proporción de la misma y obteniendo mayores ingresos por esto. Pero como fue analizado previamente, el ingreso por inyección de energía se basa en el costo al cual el distribuidor compra la energía eléctrica al mercado mayorista, el mismo se encuentra en promedio un 51% por debajo al costo por kWh de consumo, por lo que no genera cambios considerables en los distintos escenarios.

- Proyecto IV: La utilización de termotanque solares genera un ahorro del 61% de la facturación anual del servicio de gas natural. No obstante, su implementación no genera resultados positivos para ninguno de los indicadores analizados para los distintos escenarios. Si bien la inversión necesaria es considerablemente menor al resto de los proyectos, el ahorro que se obtiene por dicha implementación en ningún de los casos logra un retorno dentro la vida útil del proyecto. Por lo que no se recomienda la implementación de este proyecto.

Considerando los distintos proyectos y su sensibilidad ante cambio de condiciones, se concluye que la factibilidad económico-financiera de implementar energías renovables está supeditada al costo de los servicios que se plantean sustituir y a la coyuntura del país. Debido a que en el contexto actual las condiciones no son favorables para su implementación. Sí se ha determinado su factibilidad técnica y se recomienda tenerlos presentes para un futuro en el cual cambien estas condiciones previamente analizadas, considerando las demás ventajas y/o repercusiones que otorgan estas implementaciones, del punto de vista técnico, medio ambiental, legal y sobre la responsabilidad social empresaria. En todos los casos, excluyendo el criterio

económico-financiero, ofrecen una situación favorable, ya sea por su contribución a los objetivos medioambientales para el año 2025, como la disminución del uso de energías contaminantes.

8. Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency), [en línea]. [Consulta abril 2021] < <https://www.iea.org> >
- Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), [en línea]. [Consulta mayo 2021] < <https://www.inti.gob.ar/> >
- Edesur SA, [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://www.edesur.com.ar/> >
- Servicio Meteorológico Nacional, [en línea]. [Consulta septiembre 2021] < <https://www.smn.gob.ar/> >
- Meadows, Donella H., et al. Los límites del crecimiento: informe al Club de Roma sobre el predicamento de la humanidad. Fondo de cultura económica, 1972.
- IEA (2021), Rastreador de recuperación sostenible, París, [en línea]. [Consulta Julio 2021] < <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery-tracker> >
- Portal del Estado Argentino, Las energías renovables lograron un crecimiento histórico en 2020, [en línea]. [Consulta febrero 2021] < <https://www.argentina.gob.ar/noticias/las-energias-renovables-lograron-un-crecimiento-historico-en-2020> >
- Portal del Estado Argentino, ¿Qué son las energías renovables?, [en línea]. [Consulta febrero 2021] < <https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/renovables/que-son-las-energias-renovables> >
- Secretaria de Energía, Índice Provincial de Atractivo Renovable (IPAR), [en línea]. [Consulta septiembre 2019] < https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/1er_informe_ipar_marzo_2019.pdf >
- Martínez, Adriana; Porcelli, Adriana; Análisis del marco legislativo argentino sobre el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red pública. [en línea]. [Consulta noviembre 2019] < https://www.upo.es/revistas/index.php/lex_social/article/download/3490/2759 >
- Sabre, Martín; Cordi, Martín; Bornancin, Marianela.; Censo de Energía Solar Térmica 2016. Mapa del sector en Argentina, 1a ed.- San Martín: Instituto Nacional de Tecnología Industrial - INTI, 2016. [Consulta septiembre 2019]

- Sabre, Martín; et al.; Censo Nacional Solar Térmico 2018: informe período 2017, - 1a ed. - General San Martín: Instituto Nacional de Tecnología Industrial - INTI, 2019. [Consulta septiembre 2019]
- Portal del Estado Argentino, Nuevo récord de abastecimiento por renovables, [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.argentina.gob.ar/noticias/nuevo-record-de-abastecimiento-por-renovables> >
- Portal del Estado argentino, Tarifas Electricidad [en línea]. [Consulta agosto 2021] < https://www.argentina.gob.ar/enre/cuadros_tarifarios >
- Servicio Meteorológico Nacional; Estadísticas a largo plazo [en línea]. [Consulta febrero 2021] < <https://www.smn.gob.ar/estadisticas>>
- Portal del Estado argentino, Consumo básico de electrodomésticos [en línea]. [Consulta febrero 2020] < <https://www.argentina.gob.ar/enre/uso-eficiente-y-seguro/consumo-basico-electrodomesticos> >
- Rudnick, Hugh; Evolución de costos ERNC [en línea]. [Consulta febrero 2020] < https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/Contexto_Internacional.html >
- Información Legislativa y Documental [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <http://www.infoleg.gob.ar/> >
- Presidencia de la Nación; Ley N.º 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” [en línea]. [Consulta agosto 2019] < <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/245000-249999/248324/norma.htm> >
- Presidencia de la Nación; Ley N°27.424 "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública"[en línea]. [Consulta agosto 2019] < <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/305000-309999/305179/texact.htm> >
- Medinilla, Martin; El día que Buenos Aires adhiera a la Ley 27.424 la generación distribuida despegará de manera increíble [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.energiaestrategica.com/el-dia-que-buenos-aires-adhiera-a-la-ley-27-424-la-generacion-distribuida-despegara-de-manera-increible/> >

- Asociación Argentina de Energía Eólica; Buenos Aires dio media sanción a la adhesión a la Ley Nacional de Generación Distribuida [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://argentinaeolica.org.ar/novedades/buenos-aires-dio-media-sancion-a-la-adhesion-a-la-ley-nacional-de-generacion-distribuida> >
- Ministerio de Energía y minería; PRECIO MAYORISTA DE LA ENERGIA ELECTRICA, Marco Legal – criterios [en línea]. [Consulta febrero 2020] < https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf >
- Aristarain, Guadalupe (et al.); Reglamentación de la nueva Ley de Energías Renovables. Decreto N.º 531/16. Metas de cumplimientos y nuevas obligaciones. [en línea]. [Consulta febrero 2020] < <https://abogados.com.ar/reglamentacion-de-la-nueva-ley-de-energias-renovables-decreto-no-53116-metas-de-cumplimientos-y-nuevas-obligaciones/18540> >
- Ministerio de Energía y minería; Programa RenovAr [en línea]. [Consulta febrero 2021] < <https://public.tableau.com/app/profile/datosenergia/viz/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina> >
- CAMMESA; Renovables hoy [en línea]. [Consulta junio 2020] <<https://cammesaweb.cammesa.com/generacion-real/> >
- Portal Estado Argentino; Generación Distribuida de Energías Renovables [en línea]. [Consulta marzo 2021] <<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida> >
- ENRE; Resolución 189/2019, Ciudad de Buenos Aires, 18/07/2019 Boletín Oficial de la República Argentina [en línea]. [Consulta febrero 2020] < <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/211949/20190724>>
- Secretaria de Energía; Resolución 408/2021; Ciudad de Buenos Aires, 07/05/2021 Boletín Oficial de la República Argentina [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/244181/20210511> >
- Ministerio de Hacienda Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética; Disposición 83/2019; Ciudad de Buenos Aires, 11/07/2019 Boletín Oficial de la República

- Argentina [en línea]. [Consulta febrero 2020] <
<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/211313/20190712> >
- Portal Estado argentino; Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER); [en línea]. [Consulta julio 2021]
<<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/mater> >
 - Lorenzo, Jose; Rendimiento de placas solares. s [en línea]. [Consulta marzo 2021]
<<https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/rendimiento/> >
 - BioHouse [en línea]. [Consulta agosto 2021] < www.biohouse.com.ar >
 - Sustentator [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://tienda.sustentator.com> >
 - Ramillo, Diego; et al; Paso a paso termotanque solar de agua: construcción de tecnologías apropiadas- 1a ed. – Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Ediciones INTA, 2015. [en línea]. [Consulta enero 2021]
<https://inta.gob.ar/sites/default/files/inta_paso_a_paso_termotanque_solar_de_agua.pdf >
 - Secretaria de Energía; Introducción a la energía solar térmica [en línea]. [Consulta julio 2021]
<
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_introduccion_a_la_energia_solar_termica_final.pdf >
 - Hissuma Materiales [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.hissuma-materiales.com.ar> >
 - E-cologica; Termotanque solares: guía técnica y de cálculo [en línea]. [Consulta agosto 2021]
< http://www.climafer.com.ar/Termotanque%20solar/termotanques_GUIA.pdf >
 - Secretaría de Gobierno de Energía; Sistemas solares térmicos compactos para ACS, - 1a ed. - CABA [en línea]. [Consulta febrero 2020] <
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/sistema_solar_termico_compacto_final.pdf>
 - Caabot, Diego; Con la llama del piloto se gasta el 12% del gas que se consume en los hogares [en línea]. [Consulta enero 2020] <<https://www.lanacion.com.ar/economia/con-la-llama-del-piloto-se-gasta-el-12-del-gas-que-se-consume-en-los-hogares-nid2128044/> >

- INTA; Monitoreo de gases de efecto invernadero desde suelo agrícolas, ganaderos y pastizales [en línea]. [Consulta noviembre 2019] <<http://sepa.inta.gob.ar/mica/radiacion/> >
- Centro de investigación Langley de la NASA; Proyecto Predicción de los recursos energéticos mundiales (Prediction Of Worldwide Energy Resources) [en línea]. [Consulta marzo 2021]<https://power.larc.nasa.gov/> >
- HÉCTOR, Poggi-Varaldo M. Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de combustible como fuentes de energía. México: Tecnológico de Estudios Superiores de Ecatepec, 2009.
- GROSSI GALLEGOS, Hugo; RAÚL, Righini. Atlas de energía solar de la República Argentina. 2000.
- Secretaria de energía; guía del recurso solar [en línea]. [Consulta febrero 2021] <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf >
- Iannelli, Leila; et al; Eficiencia en la cocción. ¿Cuáles son los artefactos de cocción más eficientes en Argentina?, 2020, CABA [en línea]. [Consulta noviembre 2021] <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf/eficiencia-coccion.pdf> >
- Enertik SA [en línea]. [Consulta junio 2021] < <https://enertik.ar/index> >
- Secretaria de Energía; Entendiendo la factura eléctrica [en línea]. [Consulta febrero 2020] <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/como_leer_la_factura_electrica_-_ssayee.pdf >
- Secretaría de Gobierno de Energía; Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica [en línea]. [Consulta marzo 2021] <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_nb2.pdf >
- Romero, Ignacio; et al; herramienta para formato de instalaciones solares fotovoltaicas en CABA [en línea]. [Consulta febrero 2020] <<https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/herramientassfvreportecaba.pdf> >
- Ministerio de Hacienda; Disposición 97/2019 [en línea]. [Consulta febrero 2020] <<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/325000-329999/327224/norma.htm> >

- Enertik; Hoja de dato termotanque solares [en línea]. [Consulta julio 2021] < https://enertik.ar/folleto/sw/ficha_sw.pdf >
- Rheem; Termotanque RHCTP300L [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://www.rheem.com.ar/Termotanques/Grandes-usos-a-gas/RHCTP300L> >
- Powersuite Cummins; hoja de datos grupo electrógeno [en línea]. [Consulta febrero 2020] < https://powersuite.cummins.com/PS5/PS5Content/SiteContent/en/Binary_Asset/pdf/Commercial/Diesel/d-3415.pdf>
- Portal del Estado argentino; Cambio climático: un compromiso frente a la crisis global [en línea]. [Consulta febrero 2020] < <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/accion/segunda-ndc> >
- Ministerio de Agroindustria Provincia de Buenos Aires; Manual aplicación Huella de Carbono 2018[en línea]. [Consulta marzo 2021] < https://www.gba.gob.ar/sites/default/files/agroindustria/docs/Manual_aplicacion_Huella_de_Carbono.pdf >
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2019; Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero: Argentina-2019 [en línea]. [Consulta febrero 2021] < <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf> >
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina 2020[en línea]. [Consulta febrero 2020] < https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/segunda_contribucion_nacional_final_ok.pdf >
- The New York Time; ¿Debería preocuparse por la inflación? Los expertos opinan. [en línea]. [Consulta agosto 2020] < <https://www.nytimes.com/2021/07/17/business/dealbook/inflation-questions-experts.html> >
- Departamento del Tesoro de U.S.(U.S. Department of the Treasury) [en línea]. [Consulta febrero 2020] < <https://home.treasury.gov/> >
- Damodaran, Aswath; Betas por sector 2021 [en línea]. [Consulta febrero 2020] <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html >

- Portal del Estado Argentino; Revisión tarifaria integral del servicio de distribución eléctrica en 2016 [en línea]. [Consulta febrero 2020]
<<https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifas/revision-tarifaria-integral-del-servicio-de-distribucion-electrica> >
- Portal del Estado Argentino; El ENRE adecuó la tarifa de EDESUR y EDENOR [en línea]. [Consulta mayo 2021] < <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-enre-adecuo-la-tarifa-de-edesur-y-edenor> >
- ENARGAS; Informe gráfico, facturas de Gas natural [en línea]. [Consulta julio 2021]
<https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-graficos/pdf/informe_487.pdf
>
- Portal UTE; Cuadro tarifario de energía, Uruguay, 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] < https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Pliego%20Tarifario%20Enero%202021_0.pdf >
- Banco Central del Uruguay [en línea]. [Consulta agosto 2021]
<<https://www.bcu.gub.uy/Paginas/Default.aspx> >
- IMPO; Cuadro tarifario gas, Uruguay 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-originales/136-2003/2> >
- CGE; Cuadro tarifario de energía, Chile, 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.cge.cl/wp-content/uploads/2021/08/Tarifas-Suministro-CGE-Agosto-2021.pdf> >
- Metrogas, Cuadro tarifario de gas, Chile, 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] < http://www.metrogas.cl/tarifas_y_pagos#content-full >
- Banco central de Chile [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.bcentral.cl/web/banco-central> >
- ANDE; Cuadro tarifario de energía, Paraguay, 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.ande.gov.py/docs/tarifas/PLIEGO21.pdf> >
- Banco central de Paraguay [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.bcp.gov.py/webapps/web/cotizacion/monedas> >

- ANEEL; Cuadro tarifario de energía, Brasil, 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas> >
- Banco central de Brasil [en línea]. [Consulta agosto 2021] <<https://www.bcb.gov.br/>>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, cuadro tarifario gas, Bolivia, 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.anh.gob.bo/w2019/contenido.php?s=13> >
- Banco central de Bolivia, [en línea]. [Consulta agosto 2021] <<https://www.bcb.gob.bo/>>
- Autoridad de Fiscalización de electricidad y tecnología Nuclear, Bolivia [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.aetn.gob.bo/web/> >
- COMGAS, cuadro tarifario de gas, Brasil, 2021 [en línea]. [Consulta agosto 2021] <<https://www.comgas.com.br/tarifas/industrial/>>
- Metrogas SA, [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://www.metrogas.com.ar/Paginas/Home.aspx> >
- Fundación Energizar [en línea]. [Consulta enero 2020] < <https://www.energizar.org.ar/inicio/>>
- Helioscope [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://www.helioscope.com/> >
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA), [en línea]. [Consulta mayo 2021] < <https://cammesaweb.cammesa.com/> >
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - PORTAL (CAMMESA), [en línea]. [Consulta agosto 2021] < <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx> >
- Secretaria de Energía, [en línea]. [Consulta julio 2021] < <http://datos.minem.gob.ar/dataset/publicaciones-cammesa> >
- CAMMESA (WEB VIEJA) <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx>
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://www.argentina.gob.ar/enre> >
- Ente nacional regulador del gas (ENARGAS), [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://www.enargas.gob.ar/>>
- Portal Oficial del Estado Argentina, [en línea]. [Consulta julio 2021] < <https://www.argentina.gob.ar/> >

- Banco Nación, [en línea]. [Consulta septiembre 2021] < <https://www.bna.com.ar/Personas> >

9. Anexos

Anexo A: 2.4.5. Análisis de consumo anual.

Tabla XXV: Relevamiento de consumos mensuales (en kWh) durante el periodo (2009-2019).

Relevamiento de consumos mensuales en KWH (2009-2019)											
Mes/Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
enero	116.280	117.000	136.620	106.380	116.460	103.320	105.120	109.980	108.045	103.680	113.400
febrero	101.520	120.240	126.000	122.040	99.540	100.620	90.000	113.940	107.190	111.960	112.860
marzo	105.480	101.520	130.860	115.920	103.860	90.540	98.100	126.000	97.155	82.080	82.440
abril	115.560	67.086	106.740	99.360	84.780	84.060	108.180	92.160	91.350	85.500	79.560
mayo	75.780	65.960	110.700	98.100	99.540	53.460	92.520	88.200	86.895	93.420	73.440
junio	86.580	86.480	124.020	97.200	92.160	73.080	71.100	105.120	95.445	112.320	93.240
julio	118.260	88.520	101.520	74.700	98.100	84.240	98.610	129.240	115.193	131.940	100.980
agosto	103.320	85.220	104.040	89.820	97.200	102.960	121.860	122.760	112.230	103.860	100.440
septiembre	92.160	90.680	103.320	113.040	94.140	77.400	86.340	87.822	86.246	86.040	84.780
octubre	93.420	102.780	85.500	77.760	87.300	73.080	97.740	85.853	80.765	68.940	70.526
noviembre	85.680	99.000	85.500	92.700	76.500	79.740	86.760	86.798	86.705	87.660	85.600
diciembre	97.920	120.780	121.320	114.840	79.740	79.740	84.600	91.142	108.720	92.520	90.346
Promedio	99.330	95.439	111.345	100.155	94.110	83.520	95.078	103.251	97.995	96.660	90.634
Acumulado	1.191.960	1.145.266	1.336.140	1.201.860	1.129.320	1.002.240	1.140.930	1.239.015	1.175.937	1.159.920	1.087.611

Fuente: Elaboración propia.

Anexo A: 2.5. Relevamiento de tecnologías actuales

Tabla XXVI: Relevamiento de consumos de energía (en kWh) por edificio-sector y

Edificio	Sector	Luminarias	Electrodomésticos	Climatización	Bombas	Tomacorriente	Total	
Principal	Laboratorio	1.325	475,2	4.160	13,2	85,184	6.058	6%
Principal	Oficina Dirección	677	478,4	1.936	0	61,952	3.153	3%
Principal	Espacios comunes	2.592	743,1	3.027	3078	0	9.440	9%
Principal	Oficina Transporte	1.536	972,3	4.189	0	642,752	7.340	7%
Principal	Oficina Recepción	1.764	891,8	4.998	0	294,272	7.948	7%
Principal	Oficina expedición	2.595	469,8	-	854,5	38,72	3.958	4%
Principal	Almacén Automatizado	1.287	0	-	4255,9	0	5.543	5%
Principal	Sector Red Móvil	500	0	-	0	0	500	0%
Principal	Sector Terraza	832	262,9	-	2888	0	3.983	4%
Nave 1	Nave I	2.460	705,9	6.552	1192	425,92	11.336	11%
Nave 2	Nave II	3.531	464,4	18.117	791	1587,52	24.491	23%
Nave 3	Nave III	1.280	0	-	0	0	1.280	1%
Nave 4	Nave IV	37	0	-	439,5	0	476	0%
Campa	Campa	13.743	0	1.040	0	0	14.783	14%
Seguridad	Seguridad	1.962	397,1	4.608	427,5	23,232	7.418	7%
Cerco eléctrico		36.119	5.861	48.627	13.940	3.160	107.707	
		34%	5%	45%	13%	3%	100%	

Fuente: Elaboración propia.

Anexo B: 3.2. Ley 27.424 de "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública"

ARTÍCULO 1°.- La presente ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

ARTÍCULO 2°.- Declárase de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, todo ello bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la

equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

ARTÍCULO 3°. - A los efectos de la presente ley, se denomina:

- a) Balance neto de facturación: al sistema que compensa en la facturación los costos de la energía eléctrica demandada con el valor de la energía eléctrica inyectada a la red de distribución conforme el sistema de facturación que establezca la reglamentación;
- b) Energía demandada: a la energía eléctrica efectivamente tomada desde la red de distribución en el punto de suministro del domicilio del usuario-generador;
- c) Energía inyectada: a la energía eléctrica efectivamente entregada a la red de distribución en el punto de suministro del domicilio del usuario-generador, de acuerdo al principio de libre acceso establecido en la ley 24.065, artículo 56, inciso e);
- d) Ente regulador jurisdiccional: al ente regulador, o autoridad de control, encargado de controlar la actividad de los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica en cada jurisdicción;
- e) Equipos de generación distribuida: a los equipamientos y sistemas destinados a la transformación de la energía primaria de fuentes renovables en energía eléctrica para autoconsumo, y que se conectan con la red de distribución a fin de inyectar a dicha red el potencial excedente de energía generada;
- f) Equipo de medición: al sistema de medición de energía eléctrica homologado por la autoridad competente que debe ser instalado a los fines de medir la energía demandada, generada y/o inyectada a la red de distribución por el usuario-generador, siendo dichas mediciones almacenadas independientemente para su posterior lectura;
- g) Fuentes de energías renovables: a las fuentes de energía establecidas en el artículo 2° de la ley 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica;
- h) Generación distribuida: a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio

y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo;

i) Prestador del servicio público de distribución de energía eléctrica o distribuidor: a la figura creada por el artículo 9° de la ley 24.065, Régimen de Energía Eléctrica, responsable de abastecer la demanda eléctrica de usuarios finales en su zona de competencia;

j) Usuario-generador: al usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables en los términos del inciso h) precedente y que reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo en los términos que establece la presente ley y su reglamentación. No están comprendidos los grandes usuarios o autogeneradores del mercado eléctrico mayorista.

Tarifas de Inyección de Generación Distribuida - \$/kwh

<i>Residencial</i>	2.062
<i>General</i>	2.206
<i>T2</i>	2.206
Tarifa 3 - BT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	2.311
Cargo Variable Resto	2.206
Cargo Variable Valle	2.103
Tarifa 3 - MT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	2.197
Cargo Variable Resto	2.097
Cargo Variable Valle	1.998
Tarifa 3 - AT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	2.106
Cargo Variable Resto	2.011
Cargo Variable Valle	1.916
Tarifa 3 - BT >= 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	3.346
Cargo Variable Resto	3.198
Cargo Variable Valle	3.049
Tarifa 3 - MT >= 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	3.18
Cargo Variable Resto	3.039
Cargo Variable Valle	2.898
Tarifa 3 - AT >= 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	3.049
Cargo Variable Resto	2.914
Cargo Variable Valle	2.779

Figura 56: Tarifas de inyección comunicada por Edesur S.A. Fuente: Edesur.

Anexo C: 4.5. Orientación e inclinación

TABLA 1 - $R = R_{\gamma}H$ Latitud = 34°35' Localidad : Observatorio Bs. As. Provincia : Capital_Federal
Acimut = +0°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,01	1,02	1,05	1,08	1,09	1,08	1,06	1,03	1,01	1,00	1,00	1,03
10	0,99	1,01	1,04	1,10	1,15	1,19	1,17	1,11	1,06	1,02	1,00	0,99	1,07
15	0,98	1,01	1,06	1,14	1,22	1,27	1,24	1,17	1,08	1,03	0,99	0,98	1,10
20	0,97	1,01	1,07	1,18	1,29	1,35	1,31	1,21	1,10	1,03	0,98	0,96	1,12
25	0,95	1,00	1,08	1,21	1,34	1,42	1,38	1,25	1,12	1,02	0,96	0,94	1,14
30	0,93	0,99	1,08	1,23	1,39	1,48	1,43	1,28	1,12	1,01	0,94	0,91	1,15
35	0,90	0,97	1,07	1,24	1,43	1,54	1,48	1,30	1,12	0,99	0,92	0,89	1,15
40	0,87	0,94	1,06	1,25	1,46	1,58	1,51	1,32	1,12	0,97	0,89	0,85	1,15
45	0,83	0,91	1,04	1,25	1,48	1,61	1,54	1,33	1,11	0,96	0,86	0,81	1,14
50	0,79	0,88	1,02	1,25	1,49	1,64	1,56	1,33	1,09	0,92	0,81	0,77	1,13
55	0,75	0,84	0,99	1,23	1,50	1,65	1,57	1,32	1,07	0,88	0,77	0,73	1,11
60	0,70	0,80	0,96	1,21	1,49	1,68	1,57	1,31	1,04	0,84	0,73	0,68	1,08
65	0,66	0,75	0,92	1,19	1,48	1,65	1,56	1,28	1,00	0,80	0,68	0,64	1,05
70	0,61	0,70	0,87	1,15	1,45	1,63	1,53	1,25	0,96	0,75	0,63	0,59	1,01
75	0,55	0,65	0,83	1,11	1,42	1,60	1,50	1,22	0,92	0,70	0,58	0,54	0,97
80	0,50	0,60	0,77	1,06	1,38	1,57	1,47	1,17	0,87	0,65	0,52	0,48	0,92
85	0,45	0,54	0,72	1,01	1,33	1,52	1,42	1,12	0,81	0,59	0,47	0,43	0,87
90	0,40	0,49	0,66	0,95	1,27	1,46	1,36	1,06	0,75	0,54	0,42	0,38	0,81

Figura 57: Tablas de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones. Fuente: Presidencia de la Nación.

TABLA 4 - $R = R_{\gamma}H$ Latitud = 34°35' Localidad : Observatorio Bs. As. Provincia : Capital_Federal
Acimut = +45°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,00	1,01	1,03	1,05	1,06	1,06	1,04	1,02	1,00	1,00	1,00	1,02
10	0,99	1,01	1,03	1,06	1,10	1,13	1,11	1,08	1,04	1,01	1,00	0,99	1,05
15	0,99	1,01	1,04	1,09	1,15	1,18	1,17	1,11	1,05	1,01	0,99	0,98	1,06
20	0,97	1,00	1,04	1,11	1,19	1,24	1,21	1,14	1,06	1,01	0,98	0,97	1,08
25	0,96	0,99	1,04	1,13	1,22	1,28	1,25	1,16	1,07	1,00	0,96	0,95	1,08
30	0,94	0,96	1,04	1,14	1,25	1,32	1,28	1,18	1,07	0,99	0,95	0,93	1,09
35	0,91	0,96	1,03	1,15	1,27	1,35	1,30	1,19	1,06	0,98	0,92	0,90	1,09
40	0,89	0,94	1,02	1,14	1,28	1,37	1,32	1,19	1,05	0,96	0,90	0,87	1,08
45	0,86	0,91	1,00	1,14	1,29	1,38	1,33	1,19	1,04	0,93	0,87	0,84	1,06
50	0,82	0,88	0,97	1,12	1,29	1,39	1,33	1,18	1,02	0,90	0,84	0,81	1,05
55	0,79	0,85	0,95	1,11	1,28	1,38	1,33	1,16	0,99	0,87	0,80	0,77	1,02
60	0,75	0,81	0,92	1,08	1,28	1,37	1,31	1,14	0,97	0,84	0,76	0,73	1,00
65	0,71	0,78	0,88	1,05	1,24	1,35	1,29	1,11	0,93	0,80	0,73	0,69	0,96
70	0,67	0,73	0,84	1,02	1,21	1,33	1,26	1,08	0,80	0,76	0,68	0,65	0,93
75	0,63	0,69	0,80	0,96	1,17	1,29	1,23	1,04	0,85	0,72	0,64	0,61	0,89
80	0,58	0,65	0,76	0,93	1,13	1,25	1,19	1,00	0,81	0,68	0,60	0,57	0,85
85	0,54	0,61	0,71	0,88	1,08	1,20	1,14	0,95	0,76	0,63	0,56	0,53	0,80
90	0,50	0,56	0,66	0,83	1,03	1,15	1,08	0,90	0,71	0,59	0,52	0,49	0,75

Figura 58: Tablas de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones. Fuente: Presidencia de la Nación.

Anexo C: 4.6.Dimensionamiento paneles solares fotovoltaicos

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC	
Nominal Power (P_{max})	330W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	45.9V
Short Circuit Current (I_{sc})	9.26A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	37.3V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.85A
Module Efficiency (%)	17.01
Operating Temperature	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)
Maximum Series Fuse Rating	15A

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT	
Nominal Power (P_{max})	243W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	42.3V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.50A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	34.0V
Current at Nominal Power (I_{mp})	7.15A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	23kg (50.7lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

PACKAGING	
Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210pcs
Module quantity per 40' container	462pcs(GP)/506pcs(HQ)

Figura 59: Resumen hoja de datos paneles solar fotovoltaicos AS-6P de 330Wp – Amerisolar.

Fuente: Amerisolar.

Anexo C: 4.6.5. Definición de potencia a instalar

Module DC Nameplate	189.8 kW
Inverter AC Nameplate	168.4 kW Load Ratio: 1.13
Annual Production	285.5 MWh
Performance Ratio	83.1%
kWh/kWp	1,504.6

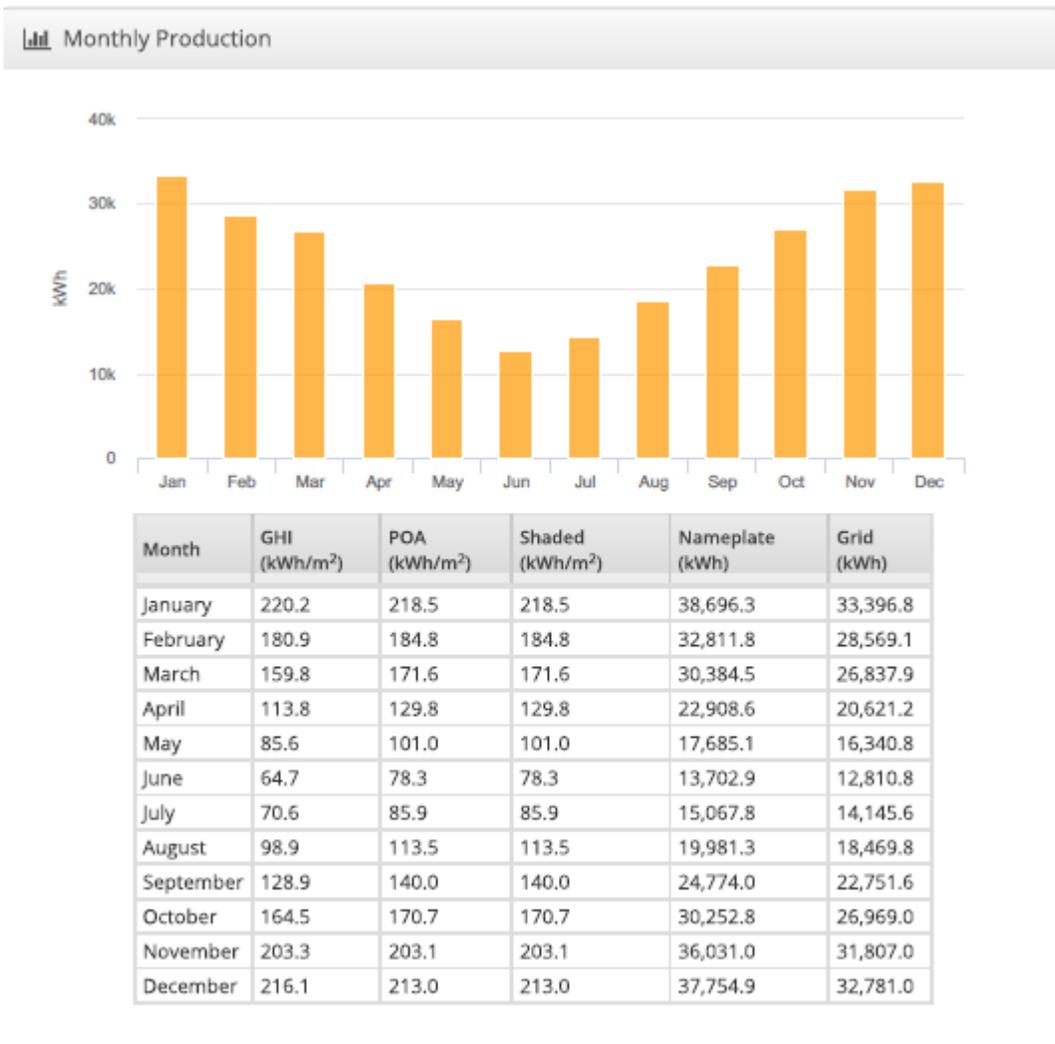
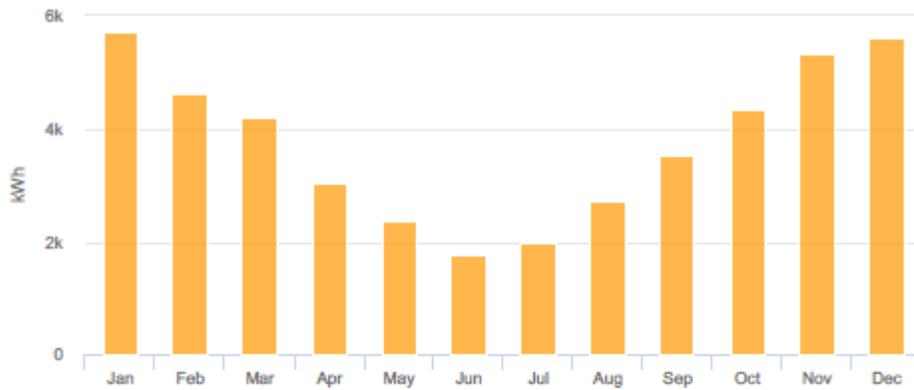


Figura 60: Informe simulación software Helioscope – Superficie N°1.

Module DC Nameplate	38.3 kW
Inverter AC Nameplate	48.1 kW Load Ratio: 0.80
Annual Production	45.28 MWh
Performance Ratio	70.3%
kWh/kWp	1,182.8

Monthly Production



Month	GHI (kWh/m ²)	POA (kWh/m ²)	Shaded (kWh/m ²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	220.2	216.8	201.3	7,198.2	5,702.9
February	180.9	177.8	164.5	5,877.1	4,649.4
March	159.8	157.4	146.3	5,216.5	4,191.0
April	113.8	112.2	104.8	3,711.7	3,032.1
May	85.6	84.8	81.2	2,850.1	2,373.0
June	64.7	64.1	61.7	2,157.6	1,799.8
July	70.6	69.7	66.5	2,330.1	1,977.5
August	98.9	97.7	92.4	3,265.7	2,724.3
September	128.9	126.9	118.2	4,203.5	3,529.6
October	164.5	161.7	149.3	5,335.9	4,354.4
November	203.3	199.7	185.3	6,624.4	5,342.9
December	216.1	212.8	197.9	7,070.6	5,601.2

Figura 61: Informe simulación software Helioscope – Superficie N°2.

Module DC Nameplate	65.3 kW
Inverter AC Nameplate	72.2 kW Load Ratio: 0.91
Annual Production	84.46 MWh
Performance Ratio	75.9%
kWh/kWp	1,292.7

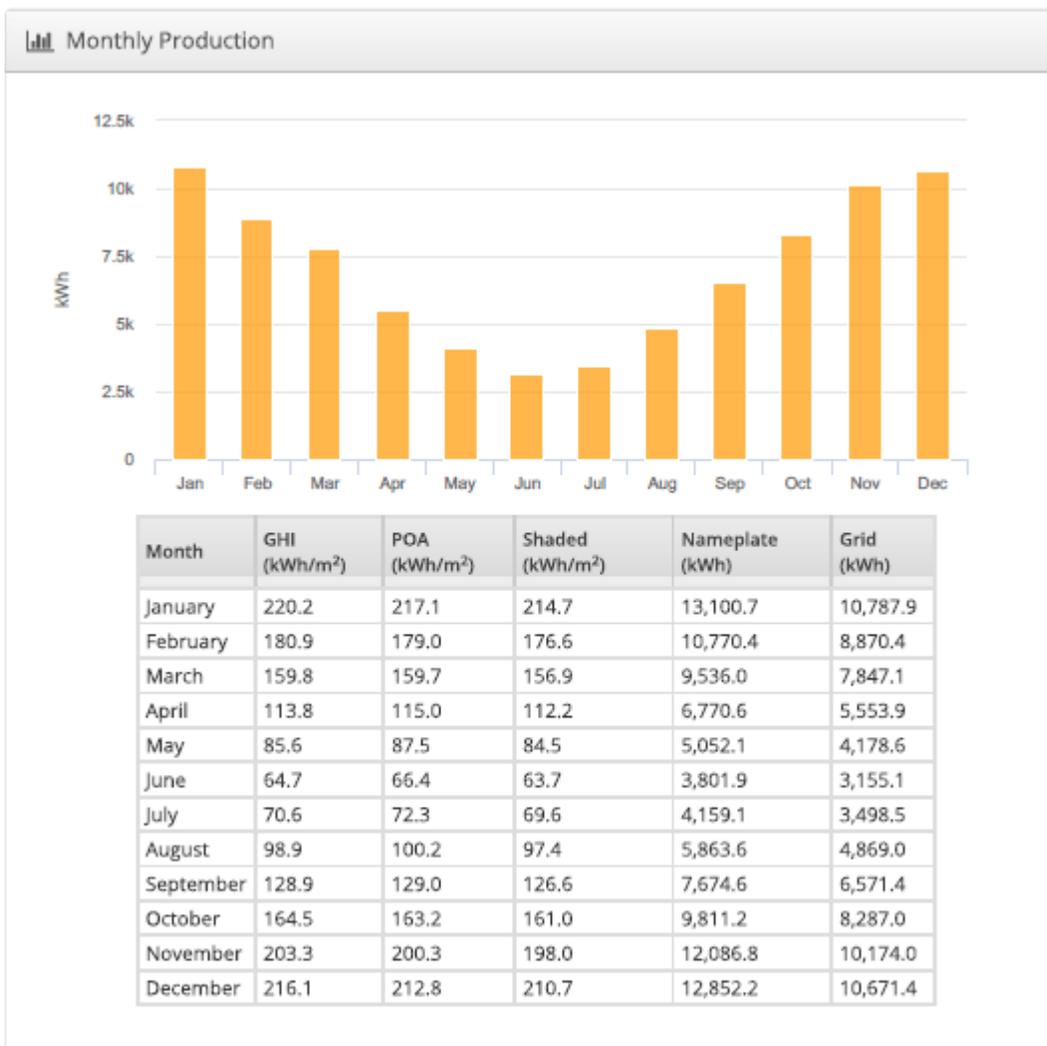


Figura 62: Informe simulación software Helioscope – Superficie N°3.

Anexo C: 4.6.6. Inversores de corriente

Technical Data		GW50K-MT		AC Output Data	
DC Input Data				AC Output Data	
Max. PV Power (W)	65000	Nominal Output Power (W)	50000	Max. Output Power (W)	55000:57500 @415Vac
Max. DC Input Voltage (V)	1000	Max. Output Apparent Power (VA)	55000:57500 @415Vac	Nominal Output Voltage (V)	
MPPT Range (V)	200~850	Nominal Output Frequency (Hz)	50/60	Max. Output Current (A)	80
Starting Voltage (V)	200	Output Power Factor		Output THDi (@Nominal Output)	<3%
Nominal DC Input Voltage (V)	620	Efficiency			
Max. Input Current (A)	30/30/20/20	Max. Efficiency	98.7%	European Efficiency	98.3%
Max. Short Current (A)	38/38/25/25				
No. of MPP Trackers	4				
No. of Input Strings per Tracker	3/3/2/2				

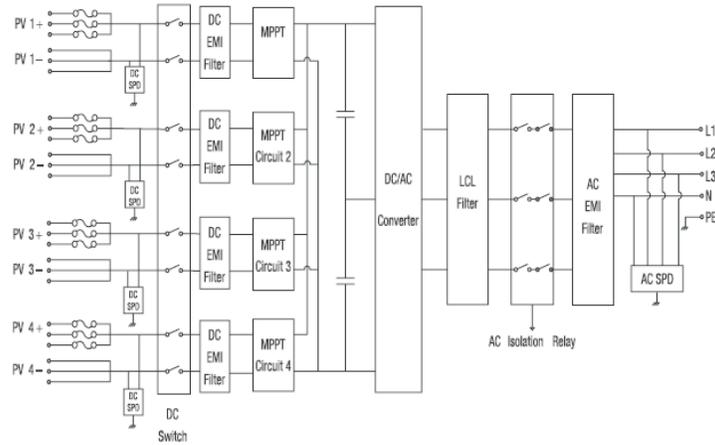


Figura 63: Resumen hoja de dato inversor GW-50k-MT trifásico de la marca Goodwe. Fuente: Goodwe.

Anexo C: 4.6.10. Estimación de energía generada

Tabla XXVII: Estimación de inyección de energía a la red.

Mes	Demanda Energía por hora		Generacion por hora		Excedente energía diario		Heliofanía solar	Cant. Dia del mes	Excedente mensual
	Franja "Restante" (05-18hs) Día laboral	Franja "Restante" (05-18hs) Día no laboral	Energia Diaria generada	Dia laboral	Dia No laboral				
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	Hs	Días	kWh	
Enero	171	129	143	-	13	8	31	537	
Febrero	182	118	123	-	5	8	28	194	
Marzo	151	98	123	-	25	6	31	739	
Abril	138	90	116	-	26	5	30	654	
Mayo	128	83	102	-	19	5	31	478	
Junio	149	97	79	-	-	4	30	-	
Julio	160	104	104	-	-	4	31	-	
Agosto	161	104	99	-	-	5	31	-	
Septiembre	143	93	130	-	37	5	30	937	
Octubre	129	84	149	21	66	6	31	5.205	
Noviembre	135	88	151	16	63	7	30	4.936	
Diciembre	144	93	162	18	68	7	31	5.644	
								19.325	
								-5% error 18.358	

Fuente: Elaboración propia.

Anexo D: 5.2. Impacto sobre la emisión de gases de efecto invernadero

Fuente energética	Factor de emisión	Unidad	Fuente bibliográfica
Energía eléctrica	0,486	KgCO ₂ eq /KWh	Ministerio de Energía y Minería de la Nación. http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2311 (versión 2015 del 02/11/2016)
Nafta	2,37	KgCO ₂ eq/litro	En base a la Metodología del IPCC 2006. La Huella de Carbono del Argentino Promedio; Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, 2008
Gasoil	2,77	KgCO ₂ eq/litro	
Gas natural	1,95	KgCO ₂ eq/m ³	

Figura 64: Factores de emisión utilizado de referencia. Fuente: Ministerio de Agroindustria de la Provincia de Buenos Aires.

Gas	Potencial de Calentamiento Global (PCG) Horizonte de tiempo: 100 años
CO₂ DIÓXIDO DE CARBONO	1
CH₄ METANO	21
N₂O ÓXIDO NITROSO	310
PFC PERFLUOROCARBONOS	6.500-9.200
HFC HIDROFLUOROCARBONOS	140-11.700
SF₆ HEXAFLUORURO DE AZUFRE	23.900

Figura 65: Global Warming Potential. Fuente: Inventario de gases de efecto invernadero. Presidencia de la Nación.

Anexo E: 6.3. Análisis financiero

Tabla XXIII: Resumen de rentabilidad esperada por el mercado.

Industry Name	Beta
Advertising	1,08
Aerospace/Defense	1,07
Diversified	1,02
Drugs (Biotechnology)	0,89
Drugs (Pharmaceutical)	0,91
Education	1,15
Electrical Equipment	1,06
Electronics (Consumer & Office)	0,96
Electronics (General)	0,89
Engineering/Construction	1,06
Entertainment	0,88
Telecom. Services	0,66

Fuente: Aswath Damodaran.

Anexo E: Extracto de comunicación “El ENRE adecuó la tarifa de EDESUR y EDENOR” – Fuente: Portal del Estado Argentino

A través de las Resoluciones ENRE N° 106 y 107/2021, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) definió un incremento para el corriente año del 9% de la tarifa promedio de los usuarios de EDENOR y EDESUR, que regirá a partir del 1° de mayo.

La adecuación se dispone en el contexto de la negociación del Régimen de Transición Tarifaria, en el marco de lo establecido por el Decreto N° 1020/2020, para alcanzar una solución de coyuntura que garantice la continuidad, accesibilidad y normal prestación de este servicio público esencial.

De continuar vigentes los ajustes previstos en la RTI de 2017, así como la política de quita de subsidios al precio de la energía que implementó el gobierno de Cambiemos, las tarifas del servicio de electricidad en el AMBA serían hoy, en promedio, un 160% más elevadas.

Desde diciembre de 2019, el gobierno del Frente de Todos ha priorizado la necesidad de morigerar el impacto tarifario sobre el poder adquisitivo de familias, comercios e industrias, en el

contexto de emergencia económica, sanitaria y energética declarada por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva; y más aún bajo la emergencia sanitaria que atraviesa la Argentina en el marco de la pandemia por el virus SARS-COV 2.

Anexo E: extracto “informe factura de gas natural” – sitio web ENARGAS informes mensuales.

La Resolución 521/19 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) congeló las tarifas a partir de octubre 2019 hasta el 1° de enero 2020. Luego de las modificaciones establecidas por las Resoluciones 751/19 y 791/19 de la ex SGE, el congelamiento se extendería hasta el 1° de febrero 2020, contemplando como compensación a las empresas prestadoras la adecuación de las inversiones obligatorias a su cargo, fijadas en el marco la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de 2017. Por este motivo, en octubre de ese mismo año no se realizó el ajuste semestral previsto. A comienzos de 2020, producto de la Emergencia Tarifaria establecida por la ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, el congelamiento se extendió hasta el mes de diciembre de ese año, lo que implicó que tampoco se realizaran los ajustes de abril y octubre 2020.

Por otra parte, mediante el Decreto N° 1020/20, el Poder Ejecutivo Nacional determinó el inicio de la Renegociación de la Revisión Tarifaria Integral vigente y prorrogó el mantenimiento tarifario por un plazo adicional de 90 días corridos, o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del “Régimen Tarifario de Transición”. De no haberse aplicado dicha Emergencia, y de continuar con el mecanismo de ajuste de tarifas previo a la misma, en abril 2021 las facturas promedio habrían alcanzado un 139% de aumento con respecto a las que surgen a partir de los cuadros tarifarios aprobados en abril 2019. Esto determina que la factura promedio residencial podría haberse incrementado en un 2.790% entre enero 2016 y abril 2021.

Anexo E: 5.1. Análisis económico

Tabla XXIX: Energía, potencia e inyección de energía a la red durante el ciclo de vida de los paneles solares fotovoltaicos.

Periodo	cap.Sum.Adquirida T3 [kW]	Energía generada Hrs. Restante [kWh]	Energía inyectada a la red [kWh]
Año 1	2130,074	252399,805	18358,402
Año 2	2116,229	250759,207	18239,072
Año 3	2102,474	249129,272	18120,518
Año 4	2088,807	247509,931	18002,735
Año 5	2075,230	245901,117	17885,717
Año 6	2061,741	244302,760	17769,460
Año 7	2048,340	242714,792	17653,958
Año 8	2035,026	241137,146	17539,207
Año 9	2021,798	239569,754	17425,203
Año 10	2008,656	238012,551	17311,939
Año 11	1995,600	236465,469	17199,411
Año 12	1982,629	234928,444	17087,615
Año 13	1969,742	233401,409	16976,546
Año 14	1956,938	231884,300	16866,198
Año 15	1944,218	230377,052	16756,568
Año 16	1931,581	228879,601	16647,650
Año 17	1919,025	227391,883	16539,440
Año 18	1906,552	225913,836	16431,934
Año 19	1894,159	224445,396	16325,126
Año 20	1881,847	222986,501	16219,013
Año 21	1869,615	221537,089	16113,589
Año 22	1857,463	220097,098	16008,851
Año 23	1845,389	218666,467	15904,794
Año 24	1833,394	217245,135	15801,412
Año 25	1821,477	215833,041	15698,703
Año 26	1809,637	214430,126	15596,662
Año 27	1797,875	213036,331	15495,283
Año 28	1786,189	211651,594	15394,564
Año 29	1774,578	210275,859	15294,499
Año 30	1763,044	208909,066	15195,085

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXX: Consumo promedio de gas natural por año.

Mes	Consumo Gas (m3)	Consumo piloto (m3)	Consumo S/piloto (m3)
Enero	163	18,6	144,4
Febrero	199	16,8	182,2
Marzo	151	18,6	132,4
Abril	230	18	212
Mayo	222	18,6	203,4
Junio	342	18	324
Julio	356	18,6	337,4
Agosto	312	18,6	293,4
Septiembre	232	18	214
Octubre	201	18,6	182,4
Noviembre	195	18	177
Diciembre	210	18,6	191,4
TOTAL	2.813	219	2594

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXI: Facturación promedio mensual de gas natural sin el uso de energías renovables respecto al cuadro tarifario vigente.

Mes	Cargo fijo [USD/mes]	Cargo Variable [USD/m3]	Cargo Variable por servicio [USD/mes]	Factura Total [USD]
Enero	USD 6,57	USD 0,09	USD 0,00	USD 6,57
Febrero	USD 6,57	USD 0,09	USD 0,00	USD 6,57
Marzo	USD 6,57	USD 0,09	USD 0,00	USD 6,57
Abril	USD 6,57	USD 0,09	USD 7,53	USD 14,10
Mayo	USD 6,57	USD 0,09	USD 7,35	USD 13,92
Junio	USD 6,57	USD 0,09	USD 10,63	USD 17,20
Julio	USD 6,57	USD 0,09	USD 11,06	USD 17,63
Agosto	USD 6,57	USD 0,09	USD 9,84	USD 16,41
Septiembre	USD 6,57	USD 0,09	USD 7,59	USD 14,16
Octubre	USD 6,57	USD 0,09	USD 0,00	USD 6,57
Noviembre	USD 6,57	USD 0,09	USD 0,00	USD 6,57
Diciembre	USD 6,57	USD 0,09	USD 0,00	USD 6,57
TOTAL	USD 78,82		USD 54,01	USD 140,79

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXII: Facturación promedio mensual de gas natural mediante el uso de energías renovables respecto al cuadro tarifario vigente.

Mes	Cargo fijo [USD/mes]	Cargo Variable [USD/m3]	Cargo Variable por servicio [USD/mes]	Factura Total [USD]
Enero	USD 6,57	USD 0,09	USD 15,05	USD 21,61
Febrero	USD 6,57	USD 0,09	USD 18,37	USD 24,94
Marzo	USD 6,57	USD 0,09	USD 13,94	USD 20,51
Abril	USD 6,57	USD 0,09	USD 21,23	USD 27,80
Mayo	USD 6,57	USD 0,09	USD 20,49	USD 27,06
Junio	USD 6,57	USD 0,09	USD 31,57	USD 38,14
Julio	USD 6,57	USD 0,09	USD 32,86	USD 39,43
Agosto	USD 6,57	USD 0,09	USD 28,80	USD 35,37
Septiembre	USD 6,57	USD 0,09	USD 21,42	USD 27,98
Octubre	USD 6,57	USD 0,09	USD 18,55	USD 25,12
Noviembre	USD 6,57	USD 0,09	USD 18,00	USD 24,57
Diciembre	USD 6,57	USD 0,09	USD 19,38	USD 25,95
TOTAL	USD 78,82		USD 259,67	USD 358,79

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXIII: Representación de facturación anual (durante la vida útil de los paneles solares) al implementar paneles solares fotovoltaicos (únicamente).

Periodo	Representación Costo Facturación Regular							Ahorro por paneles solares fotovoltaicos							Ganancia inyección		Factura Final	
	cargo fijo T3	Cap. Sum. Conv T3	cap.Sum.Ad quirrida T3	Energía Hrs. Restante	Energía Hrs. Valle No	Energía Hrs Punta	Res. SE NRO. 1866/05	contribución municipal 6,424%	Contribución Provincial 0,001%	Total	cap.Sum.Ad quirrida T3	Energía Hrs. Restante	contribución municipal 6,424%	Contribución Provincial 0,001%	Total	Energía Hrs. Restante		Total
Año 1	\$ 761,08	\$ 7.935,67	\$ 2.591,20	\$ 40.768,92	\$ 12.281,02	\$ 11.938,60	\$ 40,91	\$ 4.902,63	\$ 76,32	\$ 81.296,34	\$ 1.538,37	\$ 14.610,62	\$ 1.038,70	\$ 16,17	\$ 17.223,85	\$ 526,33	\$ 526,33	\$ 63.546,16
Año 2	\$ 779,35	\$ 8.126,12	\$ 2.653,39	\$ 41.747,37	\$ 12.575,76	\$ 12.225,12	\$ 41,89	\$ 5.020,29	\$ 78,15	\$ 83.247,45	\$ 1.538,40	\$ 14.864,02	\$ 1.056,71	\$ 16,46	\$ 17.522,58	\$ 535,46	\$ 535,46	\$ 65.189,41
Año 3	\$ 798,05	\$ 8.321,15	\$ 2.717,07	\$ 42.749,31	\$ 12.877,58	\$ 12.518,53	\$ 42,90	\$ 5.140,78	\$ 80,02	\$ 85.245,39	\$ 1.612,90	\$ 15.121,82	\$ 1.075,04	\$ 16,73	\$ 17.826,49	\$ 531,98	\$ 531,98	\$ 66.886,92
Año 4	\$ 817,21	\$ 8.520,86	\$ 2.782,28	\$ 43.775,29	\$ 13.186,04	\$ 12.818,97	\$ 43,93	\$ 5.264,16	\$ 81,95	\$ 87.291,28	\$ 1.640,87	\$ 15.384,10	\$ 1.093,68	\$ 17,02	\$ 18.135,68	\$ 528,52	\$ 528,52	\$ 68.627,08
Año 5	\$ 836,82	\$ 8.725,36	\$ 2.849,06	\$ 44.825,90	\$ 13.503,12	\$ 13.126,63	\$ 44,98	\$ 5.390,50	\$ 83,91	\$ 89.386,27	\$ 1.669,33	\$ 15.650,92	\$ 1.112,65	\$ 17,32	\$ 18.450,22	\$ 525,09	\$ 525,09	\$ 70.410,97
Año 6	\$ 856,90	\$ 8.934,77	\$ 2.917,43	\$ 45.901,72	\$ 13.827,19	\$ 13.441,66	\$ 46,06	\$ 5.519,87	\$ 85,93	\$ 91.531,54	\$ 1.698,28	\$ 15.922,37	\$ 1.131,95	\$ 17,62	\$ 18.770,22	\$ 521,67	\$ 521,67	\$ 72.239,65
Año 7	\$ 877,47	\$ 9.149,20	\$ 2.987,45	\$ 47.003,36	\$ 14.159,05	\$ 13.764,26	\$ 47,17	\$ 5.652,25	\$ 87,99	\$ 93.728,30	\$ 1.727,74	\$ 16.198,52	\$ 1.151,58	\$ 17,99	\$ 19.095,77	\$ 518,28	\$ 518,28	\$ 74.114,25
Año 8	\$ 898,53	\$ 9.368,78	\$ 3.059,15	\$ 48.131,44	\$ 14.498,86	\$ 14.094,61	\$ 48,30	\$ 5.788,00	\$ 90,10	\$ 95.977,78	\$ 1.757,70	\$ 16.479,47	\$ 1.171,56	\$ 18,24	\$ 19.426,97	\$ 514,91	\$ 514,91	\$ 76.035,90
Año 9	\$ 920,09	\$ 9.593,63	\$ 3.132,57	\$ 49.286,60	\$ 14.846,84	\$ 14.432,88	\$ 49,46	\$ 5.926,92	\$ 92,26	\$ 98.281,25	\$ 1.788,19	\$ 16.765,29	\$ 1.191,88	\$ 18,55	\$ 19.763,91	\$ 511,57	\$ 511,57	\$ 78.005,77
Año 10	\$ 942,17	\$ 9.823,88	\$ 3.207,75	\$ 50.469,48	\$ 15.203,16	\$ 14.779,27	\$ 50,65	\$ 6.069,16	\$ 94,48	\$ 100.640,00	\$ 1.819,20	\$ 17.056,07	\$ 1.212,55	\$ 18,88	\$ 20.106,70	\$ 508,24	\$ 508,24	\$ 80.025,06
Año 11	\$ 964,79	\$ 10.059,66	\$ 3.284,74	\$ 51.680,74	\$ 15.568,04	\$ 15.133,97	\$ 51,86	\$ 6.214,82	\$ 96,74	\$ 103.055,36	\$ 1.850,76	\$ 17.351,89	\$ 1.233,58	\$ 19,20	\$ 20.455,43	\$ 504,94	\$ 504,94	\$ 82.094,99
Año 12	\$ 987,94	\$ 10.301,09	\$ 3.363,57	\$ 52.921,08	\$ 15.941,67	\$ 15.497,18	\$ 53,11	\$ 6.363,98	\$ 99,07	\$ 105.528,68	\$ 1.882,85	\$ 17.652,84	\$ 1.254,97	\$ 19,54	\$ 20.810,20	\$ 501,66	\$ 501,66	\$ 84.216,82
Año 13	\$ 1.011,65	\$ 10.548,31	\$ 3.444,30	\$ 54.191,19	\$ 16.324,27	\$ 15.869,12	\$ 54,38	\$ 6.516,71	\$ 101,44	\$ 108.061,37	\$ 1.915,51	\$ 17.959,01	\$ 1.276,74	\$ 19,87	\$ 21.171,14	\$ 498,40	\$ 498,40	\$ 86.391,84
Año 14	\$ 1.035,93	\$ 10.801,47	\$ 3.526,96	\$ 55.491,78	\$ 16.716,05	\$ 16.249,98	\$ 55,69	\$ 6.673,11	\$ 103,88	\$ 110.654,85	\$ 1.948,73	\$ 18.270,49	\$ 1.298,88	\$ 20,22	\$ 21.538,33	\$ 495,16	\$ 495,16	\$ 88.621,36
Año 15	\$ 1.060,79	\$ 11.060,71	\$ 3.611,61	\$ 56.823,58	\$ 17.117,24	\$ 16.639,97	\$ 57,02	\$ 6.833,27	\$ 106,37	\$ 113.310,56	\$ 1.982,53	\$ 18.587,38	\$ 1.321,41	\$ 20,57	\$ 21.911,89	\$ 491,94	\$ 491,94	\$ 90.906,73
Año 16	\$ 1.086,25	\$ 11.326,17	\$ 3.698,29	\$ 58.187,35	\$ 17.528,05	\$ 17.039,33	\$ 58,39	\$ 6.997,27	\$ 108,92	\$ 116.030,02	\$ 2.016,92	\$ 18.909,76	\$ 1.344,33	\$ 20,93	\$ 22.291,93	\$ 488,74	\$ 488,74	\$ 93.249,35
Año 17	\$ 1.112,32	\$ 11.597,99	\$ 3.787,04	\$ 59.583,84	\$ 17.948,72	\$ 17.448,28	\$ 59,79	\$ 7.165,20	\$ 111,54	\$ 118.814,74	\$ 2.051,90	\$ 19.237,73	\$ 1.367,65	\$ 21,29	\$ 22.678,56	\$ 485,56	\$ 485,56	\$ 95.650,61
Año 18	\$ 1.139,02	\$ 11.876,34	\$ 3.877,93	\$ 61.013,85	\$ 18.379,49	\$ 17.867,04	\$ 61,23	\$ 7.337,17	\$ 114,21	\$ 121.666,29	\$ 2.087,49	\$ 19.571,39	\$ 1.391,37	\$ 21,66	\$ 23.071,90	\$ 482,41	\$ 482,41	\$ 98.111,98
Año 19	\$ 1.166,35	\$ 12.161,38	\$ 3.971,00	\$ 62.478,19	\$ 18.820,60	\$ 18.295,85	\$ 62,70	\$ 7.513,26	\$ 116,96	\$ 124.586,28	\$ 2.123,69	\$ 19.910,83	\$ 1.415,50	\$ 22,03	\$ 23.472,06	\$ 479,27	\$ 479,27	\$ 100.634,95
Año 20	\$ 1.194,35	\$ 12.453,25	\$ 4.066,31	\$ 63.977,66	\$ 19.272,30	\$ 18.734,95	\$ 64,20	\$ 7.693,58	\$ 119,76	\$ 127.576,35	\$ 2.160,53	\$ 20.256,17	\$ 1.440,05	\$ 22,42	\$ 23.879,16	\$ 476,16	\$ 476,16	\$ 103.221,04
Año 21	\$ 1.223,01	\$ 12.752,13	\$ 4.163,90	\$ 65.513,13	\$ 19.734,83	\$ 19.184,58	\$ 65,74	\$ 7.878,22	\$ 122,64	\$ 130.638,18	\$ 2.198,00	\$ 20.607,49	\$ 1.465,02	\$ 22,81	\$ 24.293,32	\$ 473,06	\$ 473,06	\$ 105.871,81
Año 22	\$ 1.252,36	\$ 13.058,18	\$ 4.263,83	\$ 67.085,44	\$ 20.208,47	\$ 19.645,01	\$ 67,32	\$ 8.067,30	\$ 125,58	\$ 133.773,50	\$ 2.236,12	\$ 20.964,90	\$ 1.490,43	\$ 23,20	\$ 24.714,66	\$ 469,99	\$ 469,99	\$ 108.588,85
Año 23	\$ 1.282,42	\$ 13.371,58	\$ 4.366,17	\$ 68.695,49	\$ 20.693,47	\$ 20.116,50	\$ 68,94	\$ 8.260,91	\$ 128,59	\$ 136.984,06	\$ 2.274,90	\$ 21.328,52	\$ 1.516,28	\$ 23,60	\$ 25.143,31	\$ 466,93	\$ 466,93	\$ 111.373,82
Año 24	\$ 1.313,20	\$ 13.692,49	\$ 4.470,95	\$ 70.344,18	\$ 21.190,11	\$ 20.599,29	\$ 70,59	\$ 8.459,18	\$ 131,68	\$ 140.271,68	\$ 2.314,36	\$ 21.698,44	\$ 1.542,58	\$ 24,01	\$ 25.579,40	\$ 463,90	\$ 463,90	\$ 114.228,39
Año 25	\$ 1.344,72	\$ 14.021,11	\$ 4.578,26	\$ 72.032,44	\$ 21.698,68	\$ 21.093,67	\$ 72,28	\$ 8.662,20	\$ 134,84	\$ 143.638,20	\$ 2.354,50	\$ 22.074,78	\$ 1.569,34	\$ 24,43	\$ 26.023,05	\$ 460,88	\$ 460,88	\$ 117.154,28
Año 26	\$ 1.376,99	\$ 14.357,62	\$ 4.688,13	\$ 73.761,22	\$ 22.219,44	\$ 21.599,92	\$ 74,02	\$ 8.870,09	\$ 138,08	\$ 147.085,52	\$ 2.395,34	\$ 22.457,64	\$ 1.596,56	\$ 24,85	\$ 26.474,39	\$ 457,89	\$ 457,89	\$ 120.153,24
Año 27	\$ 1.410,04	\$ 14.702,20	\$ 4.800,65	\$ 75.531,49	\$ 22.752,71	\$ 22.118,32	\$ 75,80	\$ 9.082,97	\$ 141,39	\$ 150.615,57	\$ 2.436,88	\$ 22.847,15	\$ 1.624,25	\$ 25,28	\$ 26.933,56	\$ 454,91	\$ 454,91	\$ 123.227,10
Año 28	\$ 1.443,88	\$ 15.055,06	\$ 4.915,87	\$ 77.344,25	\$ 23.298,78	\$ 22.649,16	\$ 77,61	\$ 9.300,96	\$ 144,78	\$ 154.230,34	\$ 2.479,15	\$ 23.243,41	\$ 1.652,42	\$ 25,72	\$ 27.400,70	\$ 451,95	\$ 451,95	\$ 126.377,70
Año 29	\$ 1.478,53	\$ 15.416,38	\$ 5.033,85	\$ 79.200,51	\$ 23.857,95	\$ 23.192,74	\$ 79,48	\$ 9.524,19	\$ 148,26	\$ 157.931,87	\$ 2.522,14	\$ 23.646,54	\$ 1.681,08	\$ 26,17	\$ 27.875,93	\$ 449,01	\$ 449,01	\$ 129.606,92
Año 30	\$ 1.514,01	\$ 15.786,37	\$ 5.154,66	\$ 81.101,32	\$ 24.430,54	\$ 23.749,37	\$ 81,38	\$ 9.752,77	\$ 151,82	\$ 161.722,24	\$ 2.565,89	\$ 24.056,67	\$ 1.710,23	\$ 26,62	\$ 28.359,41	\$ 446,10	\$ 446,10	\$ 132.916,73

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXIV: Representación de facturación anual (durante vida útil proyecto) al reemplazar las luminarias actuales por bajo consumo.

Periodo	Representación Costo Facturación Regular										Ahorro por reemplazo de luminarias										Ganancia inyección		Factura Final
	cargo fijo T3	Cap. Sum. Conv T3	cap.Sum.Adq uirrida T3	Energía Hrs. Restante	Energía Hrs. Valle No	Energía Hrs. Punta	Res. SE Nro. 1866/05	contribución municipal 6,424%	Contribución Provincial 0,001%	Total	cap.Sum.Adq uirrida T3	Energía Hrs. Restante	Energía Hrs. Valle No	Energía Hrs. Punta	contribución municipal 6,424%	Contribución Provincial 0,001%	Total	Energía Hrs. Restante	Total				
Año 1	\$ 761,08	\$ 7.935,67	\$ 2.591,20	\$ 40.768,92	\$ 12.281,02	\$ 11.938,60	\$ 40,91	\$ 4.902,63	\$ 76,32	\$ 81.296,34	\$ 345,13	\$ 5.098,14	\$ 1.746,08	\$ 1.587,21	\$ 563,68	\$ 8,77	\$ 9.347,01	\$ -	\$ -	\$ 71.949,33			
Año 2	\$ 779,35	\$ 8.126,12	\$ 2.653,39	\$ 41.747,37	\$ 12.575,76	\$ 12.225,12	\$ 41,89	\$ 5.020,29	\$ 78,15	\$ 83.247,45	\$ 351,36	\$ 5.220,49	\$ 1.787,99	\$ 1.625,31	\$ 577,21	\$ 8,99	\$ 9.571,34	\$ -	\$ -	\$ 73.676,11			
Año 3	\$ 798,05	\$ 8.321,15	\$ 2.717,07	\$ 42.749,31	\$ 12.877,58	\$ 12.518,53	\$ 42,90	\$ 5.140,78	\$ 80,02	\$ 85.245,39	\$ 359,80	\$ 5.345,78	\$ 1.830,90	\$ 1.664,31	\$ 591,06	\$ 9,20	\$ 9.801,05	\$ -	\$ -	\$ 75.444,34			
Año 4	\$ 817,21	\$ 8.520,86	\$ 2.782,28	\$ 43.775,29	\$ 13.186,64	\$ 12.818,97	\$ 43,93	\$ 5.264,16	\$ 81,95	\$ 87.291,28	\$ 368,43	\$ 5.474,08	\$ 1.874,84	\$ 1.704,26	\$ 605,24	\$ 9,42	\$ 10.036,28	\$ -	\$ -	\$ 77.225,00			
Año 5	\$ 836,82	\$ 8.725,36	\$ 2.849,06	\$ 44.825,90	\$ 13.503,12	\$ 13.126,63	\$ 44,98	\$ 5.390,50	\$ 83,91	\$ 89.386,27	\$ 377,27	\$ 5.605,46	\$ 1.919,84	\$ 1.745,16	\$ 619,77	\$ 9,65	\$ 10.277,15	\$ -	\$ -	\$ 79.109,12			
Año 6	\$ 856,90	\$ 8.934,77	\$ 2.917,43	\$ 45.901,72	\$ 13.827,19	\$ 13.441,66	\$ 46,06	\$ 5.519,87	\$ 85,93	\$ 91.531,54	\$ 386,33	\$ 5.739,99	\$ 1.965,91	\$ 1.787,04	\$ 634,64	\$ 9,88	\$ 10.523,80	\$ -	\$ -	\$ 81.007,74			
Año 7	\$ 877,47	\$ 9.149,20	\$ 2.987,45	\$ 47.003,36	\$ 14.159,05	\$ 13.764,26	\$ 47,17	\$ 5.652,35	\$ 87,99	\$ 93.728,30	\$ 395,60	\$ 5.877,75	\$ 2.013,10	\$ 1.829,93	\$ 649,88	\$ 10,12	\$ 10.776,37	\$ -	\$ -	\$ 82.951,99			
Año 8	\$ 898,53	\$ 9.368,73	\$ 3.059,15	\$ 48.131,44	\$ 14.498,86	\$ 14.096,61	\$ 48,30	\$ 5.788,00	\$ 90,10	\$ 95.977,78	\$ 405,09	\$ 6.018,83	\$ 2.061,41	\$ 1.873,85	\$ 665,45	\$ 10,36	\$ 11.035,01	\$ -	\$ -	\$ 84.942,77			
Año 9	\$ 920,09	\$ 9.593,63	\$ 3.132,57	\$ 49.286,60	\$ 14.846,94	\$ 14.433,88	\$ 49,46	\$ 5.926,92	\$ 92,26	\$ 98.245,39	\$ 414,82	\$ 6.164,22	\$ 2.108,88	\$ 1.918,82	\$ 681,44	\$ 10,61	\$ 11.299,85	\$ -	\$ -	\$ 86.981,40			
Año 10	\$ 942,17	\$ 9.823,88	\$ 3.207,75	\$ 50.469,48	\$ 15.203,16	\$ 14.779,27	\$ 50,65	\$ 6.069,16	\$ 94,48	\$ 100.640,00	\$ 424,77	\$ 6.311,19	\$ 2.161,55	\$ 1.964,87	\$ 697,80	\$ 10,86	\$ 11.571,04	\$ -	\$ -	\$ 89.068,95			
Año 11	\$ 964,79	\$ 10.059,66	\$ 3.284,74	\$ 51.680,74	\$ 15.568,04	\$ 15.133,97	\$ 51,86	\$ 6.214,82	\$ 96,74	\$ 103.055,36	\$ 434,97	\$ 6.462,66	\$ 2.214,42	\$ 2.012,03	\$ 714,55	\$ 11,12	\$ 11.848,75	\$ -	\$ -	\$ 91.206,61			

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXV: Representación de facturación anual (durante la vida útil de los paneles solares) al implementar paneles solares fotovoltaicos y reemplazar las luminarias actuales por bajo consumo.

Periodo	Representación Costo Facturación Regular										Ahorro por el uso de paneles solares y reemplazo de luminarias										Ganancia inyección		Factura Final
	cargo fijo T3	Cap. Sum. Conv T3	cap.Sum.Adq uirrida T3	Energía Hrs. Restante	Energía Hrs. Valle No	Energía Hrs. Punta	Res. SE Nro. 1866/05	contribución municipal 6,424%	Contribución Provincial 0,001%	Total	cap.Sum.Adq uirrida T3	Energía Hrs. Restante	Energía Hrs. Valle No	Energía Hrs. Punta	contribución municipal 6,424%	Contribución Provincial 0,001%	Total	Energía Hrs. Restante	Total				
Año 1	\$ 761,08	\$ 7.935,67	\$ 2.591,20	\$ 40.768,92	\$ 12.281,02	\$ 11.938,60	\$ 40,91	\$ 4.902,63	\$ 76,32	\$ 81.296,34	\$ 1.901,50	\$ 18.944,29	\$ 1.746,08	\$ 1.587,21	\$ 1.553,26	\$ 24,18	\$ 25.756,53	\$ 904,95	\$ 904,95	\$ 54.634,86			
Año 2	\$ 779,35	\$ 8.126,12	\$ 2.653,39	\$ 41.747,37	\$ 12.575,76	\$ 12.225,12	\$ 41,89	\$ 5.020,29	\$ 78,15	\$ 83.247,45	\$ 1.936,76	\$ 19.306,79	\$ 1.787,99	\$ 1.625,31	\$ 1.583,96	\$ 24,66	\$ 26.265,46	\$ 920,64	\$ 920,64	\$ 56.061,34			
Año 3	\$ 798,05	\$ 8.321,15	\$ 2.717,07	\$ 42.749,31	\$ 12.877,58	\$ 12.518,53	\$ 42,90	\$ 5.140,78	\$ 80,02	\$ 85.245,39	\$ 1.972,69	\$ 19.676,40	\$ 1.830,90	\$ 1.664,31	\$ 1.615,27	\$ 25,14	\$ 26.784,72	\$ 914,66	\$ 914,66	\$ 57.546,01			
Año 4	\$ 817,21	\$ 8.520,86	\$ 2.782,28	\$ 43.775,29	\$ 13.186,64	\$ 12.818,97	\$ 43,93	\$ 5.264,16	\$ 81,95	\$ 87.291,28	\$ 2.009,30	\$ 20.063,25	\$ 1.874,84	\$ 1.704,26	\$ 1.647,22	\$ 26,14	\$ 27.314,51	\$ 908,72	\$ 908,72	\$ 59.068,06			
Año 5	\$ 836,82	\$ 8.725,36	\$ 2.849,06	\$ 44.825,90	\$ 13.503,12	\$ 13.126,63	\$ 44,98	\$ 5.390,50	\$ 83,91	\$ 89.386,27	\$ 2.046,60	\$ 20.437,49	\$ 1.919,84	\$ 1.745,16	\$ 1.679,82	\$ 26,14	\$ 27.855,05	\$ 902,81	\$ 902,81	\$ 60.628,41			
Año 6	\$ 856,90	\$ 8.934,77	\$ 2.917,43	\$ 45.901,72	\$ 13.827,19	\$ 13.441,66	\$ 46,06	\$ 5.519,87	\$ 85,93	\$ 91.531,54	\$ 2.084,61	\$ 20.829,27	\$ 1.965,91	\$ 1.787,04	\$ 1.713,08	\$ 26,67	\$ 28.406,58	\$ 896,94	\$ 896,94	\$ 62.228,03			
Año 7	\$ 877,47	\$ 9.149,20	\$ 2.987,45	\$ 47.003,36	\$ 14.159,05	\$ 13.764,26	\$ 47,17	\$ 5.652,35	\$ 87,99	\$ 93.728,30	\$ 2.123,34	\$ 21.228,73	\$ 2.013,10	\$ 1.829,93	\$ 1.747,01	\$ 27,20	\$ 28.969,31	\$ 891,11	\$ 891,11	\$ 63.867,88			
Año 8	\$ 898,53	\$ 9.368,73	\$ 3.059,15	\$ 48.131,44	\$ 14.498,86	\$ 14.096,61	\$ 48,30	\$ 5.788,00	\$ 90,10	\$ 95.977,78	\$ 2.162,80	\$ 21.636,05	\$ 2.061,41	\$ 1.873,85	\$ 1.781,64	\$ 27,73	\$ 29.543,48	\$ 885,32	\$ 885,32	\$ 65.548,98			
Año 9	\$ 920,09	\$ 9.593,63	\$ 3.132,57	\$ 49.286,60	\$ 14.846,94	\$ 14.433,88	\$ 49,46	\$ 5.926,92	\$ 92,26	\$ 98.245,39	\$ 2.203,01	\$ 22.031,01	\$ 2.018,88	\$ 1.918,82	\$ 1.816,97	\$ 28,28	\$ 30.129,33	\$ 879,56	\$ 879,56	\$ 67.272,35			
Año 10	\$ 942,17	\$ 9.823,88	\$ 3.207,75	\$ 50.469,48	\$ 15.203,16	\$ 14.779,27	\$ 50,65	\$ 6.069,16	\$ 94,48	\$ 100.640,00	\$ 2.243,97	\$ 22.474,85	\$ 2.161,55	\$ 1.964,87	\$ 1.853,02	\$ 28,85	\$ 30.727,10	\$ 873,85	\$ 873,85	\$ 69.039,05			
Año 11	\$ 964,79	\$ 10.059,66	\$ 3.284,74	\$ 51.680,74	\$ 15.568,04	\$ 15.133,97	\$ 51,86	\$ 6.214,82	\$ 96,74	\$ 103.055,36	\$ 2.285,72	\$ 22.906,66	\$ 2.214,42	\$ 2.012,03	\$ 1.889,80	\$ 29,42	\$ 31.337,05	\$ 868,17	\$ 868,17	\$ 70.850,14			
Año 12	\$ 987,94	\$ 10.301,09	\$ 3.363,57	\$ 52.921,08	\$ 15.941,67	\$ 15.497,18	\$ 53,11	\$ 6.363,98	\$ 99,07	\$ 105.528,68	\$ 2.328,26	\$ 23.346,96	\$ 2.266,55	\$ 2.060,32	\$ 1.927,33	\$ 30,00	\$ 31.959,43	\$ 862,52	\$ 862,52	\$ 72.706,73			
Año 13	\$ 1.011,65	\$ 10.548,31	\$ 3.444,30	\$ 54.191,19	\$ 16.324,27	\$ 15.869,12	\$ 54,38	\$ 6.516,71	\$ 101,44	\$ 108.061,37	\$ 2.371,61	\$ 23.795,94	\$ 2.320,94	\$ 2.109,77	\$ 1.965,63	\$ 30,60	\$ 32.594,49	\$ 856,92	\$ 856,92	\$ 74.609,97			
Año 14	\$ 1.035,93	\$ 10.801,47	\$ 3.526,96	\$ 55.491,78	\$ 16.716,05	\$ 16.249,98	\$ 55,69	\$ 6.673,11	\$ 103,88	\$ 110.654,85	\$ 2.415,78	\$ 24.253,76	\$ 2.376,64	\$ 2.160,40	\$ 2.004,71	\$ 31,21	\$ 33.242,50	\$ 851,35	\$ 851,35	\$ 76.560,99			
Año 15	\$ 1.060,79	\$ 11.060,71	\$ 3.611,61	\$ 56.823,58	\$ 17.117,24	\$ 16.639,97	\$ 57,02	\$ 6.833,27	\$ 106,37	\$ 113.310,56	\$ 2.460,78	\$ 24.720,61	\$ 2.433,68	\$ 2.212,25	\$ 2.044,59	\$ 31,83	\$ 33.903,74	\$ 845,81	\$ 845,81	\$ 78.561,01			
Año 16	\$ 1.086,25	\$ 11.326,17	\$ 3.698,29	\$ 58.187,35	\$ 17.528,05	\$ 17.039,33	\$ 58,39	\$ 6.997,27	\$ 108,92	\$ 116.030,02	\$ 2.506,65	\$ 25.196,66	\$ 2.492,09	\$ 2.265,35	\$ 2.085,28	\$ 32,46	\$ 34.578,42	\$ 840,32	\$ 840,32	\$ 80.611,22			
Año 17	\$ 1.112,32	\$ 11.597,99	\$ 3.787,04	\$ 59.583,84	\$ 17.948,72	\$ 17.448,28	\$ 59,79	\$ 7.165,20	\$ 111,54	\$ 118.814,74	\$ 2.553,38	\$ 25.682,10	\$ 2.551,90	\$ 2.319,71	\$ 2.126,80	\$ 33,11	\$ 35.267,01	\$ 834,85	\$ 834,85	\$ 82.712,88			
Año 18	\$ 1.139,02	\$ 11.876,34	\$ 3.877,93	\$ 61.013,85	\$ 18.379,49	\$ 17.867,04	\$ 61,23	\$ 7.337,17	\$ 114,21	\$ 121.666,29	\$ 2.601,00	\$ 26.177,12	\$ 2.613,15	\$ 2.375,39	\$ 2.169,17	\$ 33,77	\$ 35.969,60	\$ 829,43	\$ 829,43	\$ 84.867,26			
Año 19	\$ 1.166,35	\$ 12.161,38	\$ 3.971,00	\$ 62.478,19	\$ 18.820,60	\$ 18.295,85	\$ 62,70	\$ 7.513,26	\$ 116,96	\$ 124.586,28	\$ 2.649,53	\$ 26.681,92	\$ 2.675,86	\$ 2.432,40	\$ 2.212,41	\$ 34,44	\$ 36.686,57	\$ 824,04	\$ 824,04	\$ 87.075,68			
Año 20	\$ 1.194,35	\$ 12.455,35	\$ 4.066,31	\$ 63.977,66	\$ 19.272,30	\$ 18.734,95	\$ 64,20	\$ 7.695,58	\$ 119,76	\$ 127.576,35	\$ 2.698,99	\$ 27.196,70	\$ 2.740,08	\$ 2.490,77	\$ 2.256,53	\$ 35,13	\$ 37.418,20	\$ 818,68	\$ 818,68	\$ 89.399,47			
Año 21	\$ 1.223,01	\$ 12.752,13	\$ 4.163,30	\$ 65.513,13	\$ 19.734,83	\$ 19.184,58	\$ 65,74	\$ 7.878,22	\$ 122,64	\$ 130.638,18	\$ 2.749,38	\$ 27.721,65	\$ 2.805,85	\$ 2.550,55	\$ 2.301,55	\$ 35,83	\$ 38.164,81	\$ 813,38	\$ 813,38	\$ 91.660,01			
Año 22	\$ 1.252,36	\$ 13.058,18	\$ 4.263,33	\$ 67.085,44	\$ 20.203,47	\$ 19.645,01	\$ 67,32	\$ 8.067,30	\$ 125,59	\$ 133.773,50	\$ 2.800,74	\$ 28.256,38	\$ 2.873,19	\$ 2.611,77	\$ 2.347,50	\$ 36,54	\$ 38.925,72	\$ 808,07	\$ 808,07	\$ 94.038,71			
Año 23	\$ 1.282,42	\$ 13.371,58	\$ 4.366,17	\$ 68.695,49	\$ 20.693,47	\$ 20.116,50	\$ 68,94	\$ 8.260,91	\$ 128,59	\$ 136.994,66	\$ 2.853,07	\$ 28.802,91	\$ 2.942,14	\$ 2.674,45	\$ 2.394,39	\$ 37,27	\$ 39.704,24	\$ 802,82	\$ 802,82	\$ 96.477,01			
Año 24	\$ 1.313,20	\$ 13.692,95	\$ 4.470,95	\$ 70.344,18	\$ 21.199,11	\$ 20.599,29	\$ 70,59	\$ 8.469,18	\$ 131,68	\$ 140.271,68	\$ 2.906,60	\$ 29.359,64	\$ 3.012,76	\$ 2.738,64	\$ 2.442,24	\$ 38,02	\$ 40.497,70	\$ 797,60	\$ 797,60	\$ 98.979,39			
Año 25	\$ 1.344,72	\$ 14.021,11	\$ 4.578,26	\$ 72.032,44	\$ 21.698,68	\$ 21.093,67	\$ 72,28	\$ 8.662,20	\$ 134,84	\$ 143.638,20	\$ 2.960,75	\$ 29.927,41	\$ 3.085,06	\$ 2.804,36	\$ 2.491,07	\$ 38,78	\$ 41.307,43	\$ 792,42	\$ 792,42	\$ 101.538,35			
Año 26	\$ 1.376,99	\$ 14.357,62	\$ 4.688,13	\$ 73.761,22	\$ 22.219,44	\$ 21.599,92	\$ 74,02	\$ 8.870,09	\$ 138,08	\$ 147.085,52	\$ 3.016,14	\$ 30.506,42	\$ 3.159,10	\$ 2.871,67	\$ 2.540,91	\$ 39,55	\$ 42.133,79	\$ 787,26	\$ 787,26	\$ 104.164,46			
Año 27	\$ 1.410,04	\$ 14.702,20	\$ 4.800,65	\$ 75.531,49	\$ 22.752,71	\$ 22.118,32	\$ 75,80	\$ 9.082,97	\$ 141,39	\$ 150.615,57	\$ 3.072,58	\$ 31.096,92	\$ 3.234,92	\$ 2.940,59	\$ 2.591,76	\$ 40,35	\$ 42.977,12	\$ 782,15	\$ 782,15	\$ 106.856,30			
Año 28	\$ 1.443,88	\$ 15.055,06	\$ 4.915,87	\$ 77.344,25	\$ 23.298,78	\$ 22.649,16	\$ 77,61	\$ 9.300,96	\$ 144,78	\$ 154.230,94	\$ 3.130,11	\$ 31.699,13	\$ 3.312,56	\$ 3.011,16	\$ 2.643,67	\$ 41,15	\$ 43.837,78	\$ 777,06	\$ 777,06	\$ 109.615,93			
Año 29	\$ 1.478,53	\$ 15.416,38	\$ 5.033,85	\$ 79.200,51	\$ 23.857,95	\$ 23.192,74	\$ 79,48	\$ 9.524,19	\$ 148,26	\$ 157.931,87	\$ 3.188,73	\$ 32.313,30	\$ 3.392,06	\$ 3.083,43	\$ 2.696,64	\$ 41,98	\$ 44.						

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
USD 492	USD 489	USD 486	USD 482	USD 479	USD 476	USD 473	USD 470	USD 467	USD 464	USD 461	USD 458	USD 455	USD 452	USD 449	USD 446
USD 21.912	USD 22.292	USD 22.679	USD 23.072	USD 23.472	USD 23.879	USD 24.293	USD 24.715	USD 25.143	USD 25.579	USD 26.023	USD 26.474	USD 26.934	USD 27.401	USD 27.876	USD 28.359
-USD 697	-USD 714	-USD 731	-USD 748	-USD 766	-USD 785	-USD 803	-USD 823	-USD 842	-USD 863	-USD 883	-USD 905	-USD 926	-USD 949	-USD 971	-USD 995
USD 21.707	USD 22.067	USD 22.433	USD 22.806	USD 23.185	USD 23.571	USD 23.963	USD 24.362	USD 24.768	USD 25.181	USD 25.601	USD 26.028	USD 26.462	USD 26.904	USD 27.354	USD 27.811
USD 1.028	USD 853	USD 707	USD 587	USD 487	USD 404	USD 335	USD 278	USD 231	USD 191	USD 159	USD 132	USD 109	USD 91	USD 75	USD 62
-USD 79.865	-USD 79.012	-USD 78.305	-USD 77.718	-USD 77.231	-USD 76.828	-USD 76.493	-USD 76.215	-USD 75.984	-USD 75.793	-USD 75.634	-USD 75.503	-USD 75.394	-USD 75.303	-USD 75.228	-USD 75.166

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXVII: Flujo de fondo. Instalación de paneles solares fotovoltaico (Proyecto I). Caso optimista.

PROYECTO I - OPTIMISTA															
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión Inicial	-USD 157.438														
Ingresos															
Inyección Energía a la Red		USD 526	USD 535	USD 532	USD 529	USD 525	USD 522	USD 518	USD 515	USD 512	USD 508	USD 505	USD 502	USD 498	USD 495
Ahorro		USD 25.492	USD 25.934	USD 26.384	USD 26.842	USD 27.307	USD 27.781	USD 28.263	USD 28.753	USD 29.252	USD 29.759	USD 30.275	USD 30.800	USD 31.334	USD 31.878
Egresos Fijos															
mantenimiento		-USD 500	-USD 512	-USD 524	-USD 537	-USD 550	-USD 563	-USD 576	-USD 590	-USD 604	-USD 619	-USD 634	-USD 649	-USD 665	-USD 681
Flujo de caja	-USD 157.438	USD 25.538	USD 25.958	USD 26.392	USD 26.833	USD 27.283	USD 27.740	USD 28.204	USD 28.677	USD 29.159	USD 29.648	USD 30.146	USD 30.653	USD 31.168	USD 31.692
Flujo descontado	-USD 157.438	USD 22.048	USD 19.377	USD 17.021	USD 14.951	USD 13.135	USD 11.538	USD 10.136	USD 8.904	USD 7.822	USD 6.872	USD 6.037	USD 5.303	USD 4.659	USD 4.093
Flujo acumulado descontado	-USD 157.438	-USD 135.391	-USD 116.014	-USD 98.993	-USD 84.041	-USD 70.906	-USD 59.368	-USD 49.232	-USD 40.328	-USD 32.506	-USD 25.634	-USD 19.597	-USD 14.294	-USD 9.635	-USD 5.542

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
USD 492	USD 489	USD 486	USD 482	USD 479	USD 476	USD 473	USD 470	USD 467	USD 464	USD 461	USD 458	USD 455	USD 452	USD 449	USD 446
USD 32.431	USD 32.993	USD 33.565	USD 34.148	USD 34.740	USD 35.342	USD 35.955	USD 36.579	USD 37.213	USD 37.859	USD 38.515	USD 39.183	USD 39.863	USD 40.554	USD 41.258	USD 41.973
-USD 697	-USD 714	-USD 731	-USD 748	-USD 766	-USD 785	-USD 803	-USD 823	-USD 842	-USD 863	-USD 883	-USD 905	-USD 926	-USD 949	-USD 971	-USD 995
USD 32.226	USD 32.768	USD 33.320	USD 33.882	USD 34.453	USD 35.034	USD 35.625	USD 36.226	USD 36.838	USD 37.460	USD 38.093	USD 38.737	USD 39.392	USD 40.058	USD 40.735	USD 41.425
USD 3.596	USD 3.159	USD 2.775	USD 2.438	USD 2.142	USD 1.882	USD 1.653	USD 1.453	USD 1.276	USD 1.121	USD 985	USD 866	USD 760	USD 668	USD 587	USD 516
-USD 1.946	USD 1.213	USD 3.989	USD 6.427	USD 8.569	USD 10.451	USD 12.105	USD 13.537	USD 14.834	USD 15.955	USD 16.940	USD 17.806	USD 18.566	USD 19.234	USD 19.821	USD 20.337

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXVIII: Flujo de fondo. Instalación de paneles solares fotovoltaico (Proyecto I). Caso pesimista.

PROYECTO I - PESIMISTA															
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión Inicial	-USD 157.438														
Ingresos															
Inyección Energía a la Red		USD 388	USD 394	USD 392	USD 389	USD 387	USD 384	USD 382	USD 379	USD 377	USD 374	USD 372	USD 369	USD 367	USD 365
Ahorro		USD 12.047	USD 13.273	USD 13.504	USD 13.738	USD 13.976	USD 14.218	USD 14.465	USD 14.716	USD 14.971	USD 15.231	USD 15.495	USD 15.764	USD 16.037	USD 16.315
Egresos Fijos															
mantenimiento		-USD 500	-USD 512	-USD 524	-USD 537	-USD 550	-USD 563	-USD 576	-USD 590	-USD 604	-USD 619	-USD 634	-USD 649	-USD 665	-USD 681
Flujo de caja	-USD 157.438	USD 10.555	USD 8.760	USD 7.265	USD 6.025	USD 4.997	USD 4.145	USD 3.437	USD 2.851	USD 2.365	USD 1.961	USD 1.627	USD 1.344	USD 1.119	USD 928
Flujo acumulado descontado	-USD 157.438	-USD 146.884	-USD 138.124	-USD 130.859	-USD 124.834	-USD 119.837	-USD 115.693	-USD 112.255	-USD 109.404	-USD 107.039	-USD 105.078	-USD 103.451	-USD 102.102	-USD 100.983	-USD 100.054

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
USD 362	USD 360	USD 358	USD 355	USD 353	USD 351	USD 348	USD 346	USD 344	USD 342	USD 339	USD 337	USD 335	USD 333	USD 331	USD 328
USD 16.598	USD 16.886	USD 17.179	USD 17.477	USD 17.780	USD 18.088	USD 18.402	USD 18.721	USD 19.046	USD 19.376	USD 19.712	USD 20.054	USD 20.402	USD 20.756	USD 21.116	USD 21.482
-USD 697	-USD 714	-USD 731	-USD 748	-USD 766	-USD 785	-USD 803	-USD 823	-USD 842	-USD 863	-USD 883	-USD 905	-USD 926	-USD 949	-USD 971	-USD 995
USD 16.264	USD 16.532	USD 16.806	USD 17.084	USD 17.367	USD 17.654	USD 17.947	USD 18.245	USD 18.547	USD 18.855	USD 19.168	USD 19.487	USD 19.811	USD 20.140	USD 20.475	USD 20.816
USD 770	USD 639	USD 530	USD 439	USD 365	USD 302	USD 251	USD 208	USD 173	USD 143	USD 119	USD 99	USD 82	USD 68	USD 56	USD 47
-USD 99.284	-USD 98.646	-USD 98.116	-USD 97.676	-USD 97.312	-USD 97.009	-USD 96.758	-USD 96.550	-USD 96.378	-USD 96.235	-USD 96.116	-USD 96.017	-USD 95.935	-USD 95.868	-USD 95.811	-USD 95.765

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXIX: Flujo de fondo. Reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED (Proyecto II). Caso base.

PROYECTO II- BASE												
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión Inicial	-USD 69.264							-USD 52.042				
Ingresos												
Ahorro de energía de la red		USD 9.347	USD 9.571	USD 9.801	USD 10.036	USD 10.277	USD 10.524	USD 10.776	USD 11.035	USD 11.300	USD 11.571	USD 11.849
ahorro por no invertir en luminaria convencional	USD 26.458	USD 0	USD 0	USD 0	USD 16.204	USD 12.498	USD 0	USD 17.399	USD 0	USD 13.742	USD 18.682	USD 0
Flujo de caja	-USD 42.806	USD 9.347	USD 9.571	USD 9.801	USD 26.240	USD 22.775	USD 10.524	-USD 23.867	USD 11.035	USD 25.042	USD 30.253	USD 11.849
Flujo descontado	-USD 42.806	USD 7.627	USD 6.373	USD 5.325	USD 11.634	USD 8.239	USD 3.107	-USD 5.749	USD 2.169	USD 4.016	USD 3.959	USD 1.265
Flujo acumulado descontado	-USD 42.806	-USD 35.179	-USD 28.806	-USD 23.481	-USD 11.848	-USD 3.608	-USD 502	-USD 6.251	-USD 4.082	-USD 65	USD 3.894	USD 5.160

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXX: Flujo de fondo. Reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED (Proyecto II). Caso optimista.

PROYECTO II- OPTIMISTA												
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión Inicial	-USD 69.264							-USD 52.042				
Ingresos												
Ahorro de energía de la red		USD 13.169	USD 13.485	USD 13.809	USD 14.140	USD 14.480	USD 14.827	USD 15.183	USD 15.547	USD 15.921	USD 16.303	USD 16.694
ahorro por no invertir en luminaria convencional	USD 26.458	USD 0	USD 0	USD 0	USD 16.204	USD 12.498	USD 0	USD 17.399	USD 0	USD 13.742	USD 18.682	USD 0
Flujo de caja	-USD 42.806	USD 13.169	USD 13.485	USD 13.809	USD 30.344	USD 26.978	USD 14.827	-USD 19.460	USD 15.547	USD 29.662	USD 34.984	USD 16.694
Flujo descontado	-USD 42.806	USD 11.378	USD 10.066	USD 8.906	USD 16.908	USD 12.988	USD 6.167	-USD 6.993	USD 4.827	USD 7.957	USD 8.109	USD 3.343
Flujo acumulado descontado	-USD 42.806	-USD 31.428	-USD 21.362	-USD 12.456	USD 4.452	USD 17.440	USD 23.607	USD 16.614	USD 21.441	USD 29.399	USD 37.507	USD 40.850

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXXI: Flujo de fondo. Reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED (Proyecto II). Caso pesimista.

PROYECTO II- PESIMISTA												
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión Inicial	-USD 69.264							-USD 52.042				
Ingresos												
Ahorro de energía de la red		USD 7.093	USD 7.263	USD 7.438	USD 7.616	USD 7.799	USD 7.986	USD 8.178	USD 8.374	USD 8.575	USD 8.781	USD 8.992
ahorro por no invertir en luminaria convencional	USD 26.458	USD 0	USD 0	USD 0	USD 16.204	USD 12.498	USD 0	USD 17.399	USD 0	USD 13.742	USD 18.682	USD 0
Flujo de caja	-USD 42.806	USD 7.093	USD 7.263	USD 7.438	USD 23.820	USD 20.297	USD 7.986	-USD 26.465	USD 8.374	USD 22.317	USD 27.463	USD 8.992
Flujo descontado	-USD 42.806	USD 5.788	USD 4.836	USD 4.041	USD 10.561	USD 7.343	USD 2.358	-USD 6.375	USD 1.646	USD 3.579	USD 3.594	USD 960
Flujo acumulado descontado	-USD 42.806	-USD 37.018	-USD 32.182	-USD 28.141	-USD 17.580	-USD 10.237	-USD 7.880	-USD 14.255	-USD 12.609	-USD 9.029	-USD 5.435	-USD 4.475

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXXII: Flujo de fondo. Instalación de paneles solares fotovoltaicos y reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED (Proyecto III). Caso base.

Proyecto III- BASE															
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión Inicial	-USD 226.703							-USD 52.042					-USD 19.589	-USD 60.000	
Ingresos															
Inyección Energía a la Red		USD 905	USD 921	USD 915	USD 909	USD 903	USD 897	USD 891	USD 885	USD 880	USD 874	USD 868	USD 863	USD 857	USD 851
Ahorro de energía de la red		USD 25.757	USD 26.265	USD 26.785	USD 27.315	USD 27.855	USD 28.407	USD 28.969	USD 29.543	USD 30.129	USD 30.727	USD 31.337	USD 31.959	USD 32.594	USD 33.243
ahorro por no invertir en luminaria convencional	USD 26.458	USD 0	USD 0	USD 0	USD 16.204	USD 12.498	USD 0	USD 17.399	USD 0	USD 13.742	USD 18.682	USD 0	USD 0	USD 33.801	USD 0
Egresos Fijos															
mantenimiento		USD 500	USD 512	USD 524	USD 537	USD 550	USD 563	USD 576	USD 590	USD 604	USD 619	USD 634	USD 649	USD 665	USD 681
Flujo de caja	-USD 200.245	USD 26.161	USD 26.674	USD 27.175	USD 27.666	USD 28.146	USD 28.615	USD 29.073	USD 29.520	USD 29.957	USD 30.384	USD 30.801	USD 31.208	USD 31.605	USD 31.992
Flujo descontado	-USD 200.245	USD 21.348	USD 17.761	USD 14.765	USD 12.459	USD 10.726	USD 8.484	USD 6.291	USD 4.146	USD 2.051	USD 0.004	USD -1.997	USD -4.000	USD -6.000	USD -8.000
Flujo acumulado descontado	-USD 200.245	-USD 178.897	-USD 161.136	-USD 146.371	-USD 126.913	-USD 112.186	-USD 103.702	-USD 99.126	-USD 92.047	-USD 85.547	-USD 82.176	-USD 81.079	-USD 80.611	-USD 80.611	-USD 78.672

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
				-USD 69.175				-USD 25.428		-USD 79.754					
USD 846	USD 840	USD 835	USD 829	USD 824	USD 819	USD 813	USD 808	USD 803	USD 798	USD 792	USD 787	USD 782	USD 777	USD 772	USD 767
USD 33.904	USD 34.578	USD 35.267	USD 35.970	USD 36.687	USD 37.418	USD 38.165	USD 38.927	USD 39.704	USD 40.498	USD 41.307	USD 42.134	USD 42.977	USD 43.838	USD 44.716	USD 45.613
USD 0	USD 21.538	USD 16.613	USD 0	USD 23.127	USD 0	USD 18.266	USD 24.832	USD 0	USD 0	USD 44.929	USD 0	USD 0	USD 28.630	USD 22.082	USD 0
-USD 697	-USD 714	-USD 731	-USD 748	-USD 766	-USD 785	-USD 803	-USD 823	-USD 842	-USD 863	-USD 883	-USD 905	-USD 926	-USD 949	-USD 971	-USD 995
USD 34.053	USD 56.244	USD 51.984	USD 36.051	-USD 9.304	USD 37.452	USD 56.441	USD 63.744	USD 14.236	USD 6.392	USD 42.016	USD 42.833	USD 72.296	USD 66.599	USD 45.385	USD 102
USD 1.612	USD 2.173	USD 1.639	USD 927	-USD 195	USD 642	USD 789	USD 727	USD 132	USD 307	USD 40	USD 212	USD 177	USD 243	USD 183	USD 102
-USD 77.059	-USD 74.886	-USD 73.248	-USD 72.320	-USD 72.516	-USD 71.874	-USD 71.085	-USD 70.358	-USD 70.226	-USD 69.919	-USD 69.879	-USD 69.666	-USD 69.490	-USD 69.246	-USD 69.063	-USD 68.962

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXXIII: Flujo de fondo. Instalación de paneles solares fotovoltaicos y reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED (Proyecto III). Caso optimista.

Proyecto III- OPTIMISTA															
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión Inicial	-USD 226.703							-USD 52.042					-USD 19.589	-USD 60.000	
Ingresos															
Inyección Energía a la Red		USD 905	USD 921	USD 915	USD 909	USD 903	USD 897	USD 891	USD 885	USD 880	USD 874	USD 868	USD 863	USD 857	USD 851
Ahorro de energía de la red		USD 37.553	USD 38.292	USD 39.046	USD 39.815	USD 40.600	USD 41.401	USD 42.217	USD 43.051	USD 43.901	USD 44.768	USD 45.653	USD 46.556	USD 47.477	USD 48.417
ahorro por no invertir en luminaria convencional	USD 26.458	USD 0	USD 0	USD 0	USD 16.204	USD 12.498	USD 0	USD 17.399	USD 0	USD 13.742	USD 18.682	USD 0	USD 0	USD 33.801	USD 0
Egresos Fijos															
mantenimiento		-USD 500	-USD 512	-USD 524	-USD 537	-USD 550	-USD 563	-USD 576	-USD 590	-USD 604	-USD 619	-USD 634	-USD 649	-USD 665	-USD 681
Flujo de caja	-USD 200.245	USD 37.958	USD 38.701	USD 39.437	USD 36.391	USD 53.451	USD 41.735	USD 7.889	USD 43.346	USD 57.918	USD 63.705	USD 45.887	USD 27.180	USD 21.471	USD 48.588
Flujo descontado	-USD 200.245	USD 32.795	USD 28.889	USD 25.434	USD 31.422	USD 25.733	USD 17.359	USD 2.835	USD 13.459	USD 15.537	USD 14.765	USD 9.189	USD 4.703	USD 3.209	USD 6.275
Flujo acumulado descontado	-USD 200.245	-USD 167.449	-USD 138.560	-USD 113.126	-USD 81.704	-USD 55.971	-USD 38.611	-USD 35.776	-USD 22.317	-USD 6.780	USD 7.985	USD 17.174	USD 21.876	USD 25.086	USD 31.361

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
				-USD 69.175				-USD 25.428		-USD 79.754					
USD 846	USD 840	USD 835	USD 829	USD 824	USD 819	USD 813	USD 808	USD 803	USD 798	USD 792	USD 787	USD 782	USD 777	USD 772	USD 767
USD 49.376	USD 50.355	USD 51.353	USD 52.372	USD 53.412	USD 54.472	USD 55.555	USD 56.659	USD 57.786	USD 58.936	USD 60.109	USD 61.307	USD 62.529	USD 63.775	USD 65.048	USD 66.346
USD 0	USD 21.538	USD 16.613	USD 0	USD 23.127	USD 0	USD 18.266	USD 24.832	USD 0	USD 0	USD 44.929	USD 0	USD 0	USD 28.630	USD 22.082	USD 0
-USD 697	-USD 714	-USD 731	-USD 748	-USD 766	-USD 785	-USD 803	-USD 823	-USD 842	-USD 863	-USD 883	-USD 905	-USD 926	-USD 949	-USD 971	-USD 995
USD 49.525	USD 72.020	USD 68.070	USD 52.453	USD 7.421	USD 54.506	USD 73.830	USD 81.476	USD 32.318	USD 58.871	USD 25.194	USD 61.189	USD 62.384	USD 92.233	USD 86.931	USD 66.119
USD 5.526	USD 6.943	USD 5.670	USD 3.775	USD 461	USD 2.928	USD 3.427	USD 3.267	USD 1.120	USD 1.762	USD 652	USD 1.367	USD 1.204	USD 1.538	USD 1.253	USD 823
USD 36.887	USD 43.830	USD 49.500	USD 53.275	USD 53.737	USD 56.665	USD 60.091	USD 63.359	USD 64.478	USD 66.240	USD 66.892	USD 68.259	USD 69.464	USD 71.002	USD 72.255	USD 73.078

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXXIVX: Flujo de fondo. Instalación de paneles solares fotovoltaicos y reemplazo de luminarias actuales a tecnología LED (Proyecto III). Caso pesimista.

Proyecto III- PESIMISTA															
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión Inicial	-USD 226.703							-USD 52.042					-USD 19.589	-USD 60.000	
Ingresos															
Inyección Energía a la Red		USD 666	USD 678	USD 674	USD 669	USD 665	USD 660	USD 656	USD 652	USD 648	USD 643	USD 639	USD 635	USD 631	USD 627
Ahorro de energía de la red		USD 19.522	USD 19.907	USD 20.301	USD 20.703	USD 21.112	USD 21.530	USD 21.957	USD 22.392	USD 22.836	USD 23.290	USD 23.752	USD 24.224	USD 24.705	USD 25.196
ahorro por no invertir en luminaria convencional	USD 26.458	USD 0	USD 0	USD 0	USD 16.204	USD 12.498	USD 0	USD 17.399	USD 0	USD 13.742	USD 18.682	USD 0	USD 0	USD 33.801	USD 0
Egresos Fijos															
mantenimiento		-USD 500	-USD 512	-USD 524	-USD 537	-USD 550	-USD 563	-USD 576	-USD 590	-USD 604	-USD 619	-USD 634	-USD 649	-USD 665	-USD 681
Flujo de caja	-USD 200.245	USD 19.688	USD 20.073	USD 20.450	USD 37.039	USD 33.725	USD 21.628	-USD 12.606	USD 22.454	USD 36.621	USD 41.996	USD 23.757	USD 4.621	-USD 1.527	USD 25.143
Flujo descontado	-USD 200.245	USD 16.065	USD 13.366	USD 11.111	USD 16.421	USD 12.201	USD 6.385	-USD 3.037	USD 4.414	USD 5.874	USD 5.496	USD 2.537	USD 403	-USD 109	USD 1.459
Flujo acumulado descontado	-USD 200.245	-USD 184.179	-USD 170.814	-USD 159.703	-USD 143.282	-USD 131.081	-USD 124.696	-USD 127.733	-USD 123.319	-USD 117.445	-USD 111.949	-USD 109.412	-USD 109.009	-USD 109.118	-USD 107.659

15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
				-USD 69.175				-USD 25.428		-USD 79.754					
USD 623	USD 619	USD 615	USD 611	USD 607	USD 603	USD 599	USD 595	USD 591	USD 587	USD 584	USD 580	USD 576	USD 572	USD 568	USD 565
USD 25.698	USD 26.209	USD 26.731	USD 27.264	USD 27.807	USD 28.362	USD 28.928	USD 29.505	USD 30.095	USD 30.696	USD 31.310	USD 31.937	USD 32.576	USD 33.229	USD 33.894	USD 34.574
USD 0	USD 21.538	USD 16.613	USD 0	USD 23.127	USD 0	USD 18.266	USD 24.832	USD 0	USD 0	USD 44.929	USD 0	USD 0	USD 28.630	USD 22.082	USD 0
-USD 697	-USD 714	-USD 731	-USD 748	-USD 766	-USD 785	-USD 803	-USD 823	-USD 842	-USD 863	-USD 883	-USD 905	-USD 926	-USD 949	-USD 971	-USD 995
USD 25.624	USD 47.653	USD 43.228	USD 27.126	-USD 18.401	USD 28.180	USD 46.989	USD 54.110	USD 4.415	USD 30.421	-USD 3.814	USD 31.612	USD 32.226	USD 61.482	USD 55.574	USD 34.144
USD 1.213	USD 1.841	USD 1.363	USD 698	-USD 386	USD 483	USD 657	USD 617	USD 41	USD 231	-USD 24	USD 160	USD 133	USD 207	USD 153	USD 77
-USD 106.446	-USD 104.605	-USD 103.242	-USD 102.544	-USD 102.930	-USD 102.448	-USD 101.791	-USD 101.174	-USD 101.133	-USD 100.902	-USD 100.925	-USD 100.765	-USD 100.632	-USD 100.425	-USD 100.273	-USD 100.196

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXV: Flujo de fondo. Instalación de termotanques solares (Proyecto IV). Caso base.

Proyecto IV- BASE																
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Inicial	-USD 3.541															
Ingresos																
Ahorro		USD 218	USD 223	USD 229	USD 234	USD 240	USD 245	USD 251	USD 257	USD 264	USD 270	USD 276	USD 283	USD 290	USD 297	USD 304
Flujo de caja	-USD 3.541	USD 218	USD 223	USD 229	USD 234	USD 240	USD 245	USD 251	USD 257	USD 264	USD 270	USD 276	USD 283	USD 290	USD 297	USD 304
Flujo descontado	-USD 3.541	USD 178	USD 149	USD 124	USD 104	USD 87	USD 72	USD 61	USD 51	USD 42	USD 35	USD 30	USD 25	USD 21	USD 17	USD 14
Flujo acumulado descontado	-USD 3.541	-USD 3.363	-USD 3.215	-USD 3.090	-USD 2.987	-USD 2.900	-USD 2.828	-USD 2.767	-USD 2.716	-USD 2.674	-USD 2.639	-USD 2.609	-USD 2.585	-USD 2.564	-USD 2.547	-USD 2.532

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXXVI: Flujo de fondo. Instalación de termotanques solares (Proyecto IV). Caso optimista.

Proyecto IV- OPTIMISTA																
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Inicial	-USD 3.541															
Ingresos																
Ahorro		USD 525	USD 538	USD 550	USD 564	USD 577	USD 591	USD 605	USD 620	USD 635	USD 650	USD 665	USD 681	USD 698	USD 715	USD 732
Flujo de caja	-USD 3.541	USD 525	USD 538	USD 550	USD 564	USD 577	USD 591	USD 605	USD 620	USD 635	USD 650	USD 665	USD 681	USD 698	USD 715	USD 732
Flujo descontado	-USD 3.541	USD 454	USD 401	USD 355	USD 314	USD 278	USD 246	USD 218	USD 192	USD 170	USD 151	USD 133	USD 118	USD 104	USD 92	USD 82
Flujo acumulado descontado	-USD 3.541	-USD 3.088	-USD 2.686	-USD 2.331	-USD 2.017	-USD 1.739	-USD 1.493	-USD 1.276	-USD 1.083	-USD 913	-USD 763	-USD 629	-USD 511	-USD 407	-USD 315	-USD 233

Fuente: Elaboración propia.

Tabla XXXXVII: Flujo de fondo. Instalación de termotanques solares (Proyecto IV). Caso pesimista.

Proyecto IV- PESIMISTA																
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión Inicial	-USD 3.541															
Ingresos																
Ahorro		USD 156	USD 159	USD 163	USD 167	USD 171	USD 175	USD 179	USD 184	USD 188	USD 193	USD 197	USD 202	USD 207	USD 212	USD 217
Flujo de caja	-USD 3.541	USD 156	USD 159	USD 163	USD 167	USD 171	USD 175	USD 179	USD 184	USD 188	USD 193	USD 197	USD 202	USD 207	USD 212	USD 217
Flujo descontado	-USD 3.541	USD 127	USD 106	USD 89	USD 74	USD 62	USD 52	USD 43	USD 36	USD 30	USD 25	USD 21	USD 18	USD 15	USD 12	USD 10
Flujo acumulado descontado	-USD 3.541	-USD 3.414	-USD 3.308	-USD 3.219	-USD 3.145	-USD 3.083	-USD 3.032	-USD 2.988	-USD 2.952	-USD 2.922	-USD 2.897	-USD 2.876	-USD 2.858	-USD 2.844	-USD 2.831	-USD 2.821

Fuente: Elaboración propia.