



**Universidad
Nacional
Villa María**

Biblioteca Central "Vicerrector Ricardo A. Podestá"
Repositorio Institucional

Estudio de viabilidad para la instalación de alumbrado público alimentado con energía solar en la Plaza Mitre, Villa Dolores

Año
2025

Autora
Varga, Tamara Fernanda

Director de tesis
Pierantonelli, Mario

Este documento está disponible para su consulta y descarga en el portal on line de la Biblioteca Central "Vicerrector Ricardo Alberto Podestá", en el Repositorio Institucional de la **Universidad Nacional de Villa María**.

CITA SUGERIDA

Varga, T. F. (2025). *Estudio de viabilidad para la instalación de alumbrado público alimentado con energía solar en la Plaza Mitre, Villa Dolores*. [Trabajo final de grado, Universidad Nacional Villa María]. Repositorio Institucional de la Universidad Nacional Villa María. http://biblio.unvm.edu.ar/opac_css/index.php?lvl=notice_display&id=48738



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional

Universidad Nacional de Villa María

Instituto A. P. Ciencias Básicas y Aplicadas

**Trabajo Final de Grado para optar al título de
Licenciada en Ambiente y energías renovables**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA
INSTALACIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO
ALIMENTADO CON ENERGÍA SOLAR EN LA
PLAZA MITRE, VILLA DOLORES**

AUTORA

Tamara Fernanda Varga

Villa Dolores – Córdoba

Junio 2025

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA INSTALACIÓN DE ALUMBRADO
PÚBLICO ALIMENTADO CON ENERGÍA SOLAR EN LA PLAZA MITRE,
VILLA DOLORES**

Universidad Nacional de Villa María

Instituto A. P. Ciencias Básicas y Aplicadas

Título del Trabajo Final de Grado: Estudio de viabilidad para la instalación de alumbrado público alimentado con energía solar en la Plaza Mitre, Villa Dolores.

Autora: Tamara Fernanda Varga.

Director: Mario Pierantonelli.

Aprobado y corregido de acuerdo con las sugerencias del Tribunal evaluador (Art. N°15, Res. N° 48/2000 del Consejo Superior)

..... Nombre y apellido 4 Firma
..... Nombre y apellido 4 Firma
..... Nombre y apellido 4 Firma
..... Nombre y apellido 4 Firma

Aprobado y corregido de acuerdo con las sugerencias del Asesor (Art. N° 2, Res. 77/2006 del Consejo Directivo IAP Ciencias Básicas y Aplicadas) 4

..... Nombre y apellido 4 Firma
------------------------------	----------------

**Universidad Nacional de Villa María
Instituto A. P. Ciencias Básicas y Aplicadas**

**Trabajo Final de Grado para optar al título de
Licenciada en Ambiente y energías renovables**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA LA
INSTALACIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO
ALIMENTADO CON ENERGÍA SOLAR EN LA
PLAZA MITRE, VILLA DOLORES**

AUTORA

Tamara Fernanda Varga

DIRECTOR

Mario Pierantonelli

Villa Dolores – Córdoba

Junio 2025

DEDICATORIA

A mi papá, mi mamá y mis hermanos por el apoyo constante.

A Eliana Toledo, mi amiga de la secundaria, con quien leímos juntas Memoria Verde de Antonio Brailovsky y gracias a ese libro decidimos el rumbo de nuestras carreras.

AGRADECIMIENTOS

A mis compañeras Belén Pérez y Belén Birriel, por el acompañamiento durante toda la carrera, por sus consejos y por la hermosa amistad que formamos,

A mi director el ing. Mario Pierantonelli,

Al ing. Mario Frescotti,

Al Lic. Martín Atienza,

A Eduardo Martínez por prestarme el GPS,

Al ing. Nicolás Benedetto,

A los profesores de la Licenciatura en Ambiente y Energías Renovables,

A mis compañeros de carrera,

Al Centro Regional de Educación Superior CRES Villa Dolores,

A la Asociación Argentina de Luminotecnia, especialmente al Ing. Allegue.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1	ANTECEDENTES	1
1.2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
2.	REVISIÓN BIBLIOGRAFICA.....	4
2.1	ESPACIOS VERDES URBANOS	4
2.2	ALUMBRADO PÚBLICO	4
2.3	RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO DE ALUMBRADO URBANO	5
2.4	ENERGÍA SOLAR.....	8
2.5	MARCO NORMATIVO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES	10
2.6	CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A RED..13	
2.6.1	PANELES FOTOVOLTAICOS	13
2.6.2	INVERSOR	15
2.6.3	ESTRUCTURA SOPORTE	17
2.6.4	PROTECCIONES.....	18
2.6.5	CABLES DE INTERCONEXIÓN	19
2.6.6	TABLEROS	21
2.6.7	MEDIDOR BIDIRECCIONAL.....	21
2.7	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	22
2.8	EVALUACIÓN AMBIENTAL	22
3.	OBJETIVOS	25
3.1	OBJETIVO GENERAL.....	25
3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	25
4.	MATERIALES Y MÉTODOS.....	26
4.1	ESTUDIO LUMÍNICO	26
4.2	CONSUMO ENERGÉTICO	29
4.3	DISEÑO DE GENERADOR FOTOVOLTAICO	29
4.4	ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO	37
4.5	ESTUDIO AMBIENTAL	38
5.	RESULTADOS:	40
5.1	CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	40

5.2 ESTUDIO LUMÍNICO	40
5.3 PERFIL DE CONSUMO ELÉCTRICO.....	44
5.4 ESTUDIO TÉCNICO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	45
5.5 ESTUDIO ECONÓMICO	59
5.6 ESTUDIO AMBIENTAL	64
6. CONCLUSIÓN	71
7. CONSIDERACIONES FINALES.....	73
8. BIBLIOGRAFÍA	74

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	Niveles de iluminancia recomendados por normas CIE	28
TABLA 2.	Modo de instalación de cables en distintos tipos de canalizaciones	34
TABLA 3.	Valores típicos de pérdidas	36
TABLA 4.	Características lumínicas y eléctricas del alumbrado público de la Plaza Mitre	40
TABLA 5.	Sectorización de la grilla de medición	42
TABLA 6.	Resumen de los niveles de iluminancia medidos y comparación con la norma CIE	42
TABLA 7.	Perfil de consumo.....	45
TABLA 8.	Recurso solar	46
TABLA 9.	Cálculo de la potencia pico.....	47
TABLA 10.	Irradiancia media mensual.....	58
TABLA 11.	Producción mensual de energía	59
TABLA 12.	Performance ratio, producción energética anual y energía específica.....	59
TABLA 13.	CAPEX	61
TABLA 14.	OPEX	Error! Bookmark not defined.
TABLA 15.	Datos para el cálculo del período de retorno	62
TABLA 16.	Flujo de caja.....	63
TABLA 17.	Etapas del proyecto y actividades.....	69

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.	Geometría del montaje de los paneles	32
FIGURA 2.	Ubicación de los puntos luminosos.....	41
FIGURA 3.	Promedio de horas de luz diurna	44
FIGURA 4.	Gráfico de consumo mensual.....	45
FIGURA 5.	Disco de irradiación solar	46
FIGURA 6.	Ficha técnica del módulo.....	48
FIGURA 7.	Ubicación del Parque Industrial y Tecnológico de la ciudad de Villa Dolores.....	50
FIGURA 8.	Terreno seleccionado para el proyecto.....	50
FIGURA 9.	Red de distribución de energía eléctrica que se dispone en el sitio	50
FIGURA 10.	Ficha técnica del inversor.....	51
FIGURA 11.	Representación de las estructuras con módulos	54
FIGURA 12.	Representación de la planta fotovoltaica	54
FIGURA 13.	Flujo de caja acumulado.....	63

ABREVIATURAS

a. Distancia de la arista inferior de un panel a la arista superior del otro
 AADL. Asociación Argentina de Luminotecnia
 AC. Corriente alterna
 AFIP. Administración Federal de Ingresos Públicos
 AM. Air Mass
 b. Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal
 BANCOR. Banco de la Provincia de Córdoba
 BT. Baja tensión
 CAMMESA. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
 CAPEX. Gasto de capital
 CEM. Condiciones estándar de medida
 CEMDO Ltda. Cooperativa Eléctrica Mixta del Oeste y Otros Servicios Limitada
 CIE. Comisión Internacional de Iluminación
 CO². Dióxido de Carbono
 CON. Condiciones nominales de operación
 DC. Corriente continua
 d_{min}. Distancia mínima
 Ec. Consumo energético
 EH min. Iluminancia horizontal mínima
 EHave. Iluminancia horizontal promedio
 EIA. Evaluación de impacto ambiental
 Ep. Energía producida
 EPEC. Empresa Provincial de Energía de Córdoba
 ERSEP. Ente Regulador de Servicios Públicos
 ESC min. Iluminancia semicilíndrica mínima
 EsIA. Estudio de impacto ambiental
 EV min. Iluminancia vertical mínima
 FF. Factor de forma
 FODIS. Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables
 FV. Fotovoltaico
 GIS. Sistema de información geográfica
 GPS. Sistema de posicionamiento global
 h. Altura
 IAS. Instituto Argentino de Siderurgia
 IEC. International Electrotechnical Commission
 Impp. Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia
 IP. Ingress Protection
 IPH. Irradiancia en el plano horizontal
 IRAM. Instituto Argentino de Racionalización de Materiales
 ISC. Corriente de cortocircuito
 I-V. Intensidad-Voltaje
 kW. Kilo vatio o Kilo Watt
 kWh/año. Kilovatios hora por año
 L. Longitud
 mA. mili Amper
 MPP. Punto de máxima potencia
 MPPT. Seguidor de punto de máxima potencia
 MW. Megavatio o Mega Watt
 N. Horas diarias medias
 NASA. Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio
 NOCT. nominal operating cell temperature
 OPEX. Gasto operativo

PP. Potencia pico
PR. Performance ratio
Ptemp. Pérdidas por temperatura
RD. Real decreto
RENUGER. Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables
RG. Resolución general
RIC. Norma Eléctrica Chilena
S. Sección
SGE. Secretaría General de Energía
SSERyEE. Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética
STC. Standar Test Condition
T. Temperatura
TC. Temperatura de trabajo de las celdas fotovoltaicas
THD. Distorsión armónica total
TONC. Temperatura de operación nominal de la célula
UV. Ultravioleta
VDE. Federación Alemana de Industrias Electrotécnicas, Electrónicas y de Tecnología de la Información
Vmpp. Voltaje en el punto de máxima potencia
VOC. Tensión a circuito abierto
W. Watt o Vatio
W/m². Watt sobre metro cuadrado
 β . Grado de inclinación del panel respecto de la horizontal
 ΔT . Variación de tensión
 θ . Ángulo de la sombra respecto a la horizontal
 ρ . Resistividad
G. Irradiancia media
HPS. Horas pico solar, Horas pico solar
PP. Potencia pico
TONC. Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico
Tamb. Temperatura ambiente
ni. Cantidad de días del mes en análisis

RESUMEN

El costo generado por el alumbrado público puede suponer un gasto significativo para las ciudades, por lo que se busca maximizar la eficiencia y recurrir a fuentes de energía alternativas, como la energía solar.

En este trabajo se evalúa la generación de energía solar fotovoltaica inyectada a la red en un lugar distinto al lugar de consumo, este sistema se denomina generación distribuida comunitaria, contemplando la viabilidad técnica, económico-financiera y ambiental.

Se realizó un estudio lumínico y perfil de consumo para luego proponer mejoras en pos de la eficiencia energética. Se evaluó el recurso solar y diseñó una planta de generación eléctrica calculando cada componente del sistema, a partir de la producción de energía estimada se realiza un balance económico haciendo una proyección del flujo de fondos, estimando inversión inicial, e ingresos por inyección de energía a la red, la viabilidad se determinó de acuerdo con el periodo de retorno de la inversión.

Finalmente se realizó la evaluación ambiental mediante la estructura de un aviso de proyecto que correspondería según la dimensión del proyecto propuesto, que contempla un análisis de la necesidad de la realización de la obra propuesta, una descripción sucinta de los impactos ambientales que la misma pudieren llegar a generar en cada etapa.

Palabras clave: Alumbrado público, Energía solar, generación distribuida, aviso de proyecto, eficiencia energética.

ABSTRACT

The cost generated by public lighting can represent a significant expense for cities, which is why they seek to maximize efficiency and resort to alternative energy sources, such as solar energy.

In this work, the generation of photovoltaic solar energy injected into the grid in a place other than the place of consumption is evaluated, this system is called community distributed generation, considering technical, economic-financial and environmental feasibility.

A lighting study and consumption profile was carried out to then propose improvements in pursuit of energy efficiency. The solar resource was evaluated, and an electrical generation plant was designed, calculating each component of the system from the estimated energy production, an economic balance was made, making a projection of the flow of funds, estimating initial investment, and income from energy injection to the network, viability was determined according to the return on investment period.

Finally, the environmental evaluation was carried out through the structure of a project notice that would correspond according to the size of the proposed project, which includes an analysis of the need to carry out the proposed work, a succinct description of the environmental impacts that it could have. to generate at each stage.

Keywords: Street lighting, Solar energy, distributed generation, project notice, energy efficiency.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

En los últimos años el modelo de desarrollo económico del país ha mostrado un aumento del consumo de energía eléctrica, tendencia que, sin dudas se mantendrá (Devalis, 2013). Teniendo en cuenta que la principal fuente de energía para la generación de electricidad en Argentina son las centrales térmicas, hidroeléctricas y nuclear, las cuales generan importantes impactos ambientales, se ha considerado diversificar la matriz energética aumentando la participación de las energías renovables, como la eólica y la solar. De este modo también se busca reducir la dependencia de recursos no renovables (Minsky et al. 2011).

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el llamado efecto fotovoltaico. Esta transformación se lleva a cabo mediante células solares que están fabricadas con materiales semiconductores como el silicio que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar (Madrid Solar, 2006).

La electricidad que se obtiene de este modo puede usarse directamente o almacenarse en acumuladores para su utilización durante las horas nocturnas. La electricidad fotovoltaica generada también puede inyectarse en la red general, es decir, el sistema de distribución eléctrica que transporta la energía desde las plantas generadoras hasta los consumidores finales (Minsky et al., 2011, p. 72).

Una aplicación específica de la tecnología fotovoltaica es su uso para el alumbrado público, como el alumbrado de calles, semáforos, boyas marinas, iluminación para peatones o iluminación en aeropuertos. La particularidad de estas instalaciones radica en que durante el día se genera y almacena la energía, mientras que por la noche se consume, a diferencia de otro tipo de instalaciones, en las que se puede generar, almacenar y consumir al mismo tiempo (Sierra Garriga, 1996). Este tipo de sistema por lo general suelen ser aislados de la red y necesitan bancos de batería para almacenar la energía generada para su uso posterior (Testa y Gomel, 2016,9).

La incorporación de equipos fotovoltaicos en viviendas o edificios que ya contaban con conexión eléctrica convencional se encuentra en fuerte crecimiento. A este tipo de instalaciones se las denomina generación distribuida de energía eléctrica, ya que la energía es generada mediante fuentes renovables en el punto de consumo por los mismos usuarios que están conectados a la red eléctrica de distribución (Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 2019).

Asimismo, existen otras instalaciones conectadas a la red en forma de centrales eléctricas que, así como lo hace las convencionales, generan energía eléctrica en forma concentrada en un determinado lugar (Minsky et al. 2011, 73).

La generación distribuida comunitaria que es una etapa superior a la generación distribuida y que permite que muchos usuarios que por diferentes razones no pueden colocar paneles solares en el lugar donde

viven, como aquellos que habitan en departamento, o casa alquilada, o lo que fuere, puede agruparse y poner un parque generador en un lugar distinto al que reside y que eso sea también considerado como generación distribuida. Lo único es que inyectan energía en un lugar distinto al que habitan o consumen. En la factura del servicio de energía de cada usuario, se restará el crédito en pesos que generó su energía (Dal Blanco, 2023; Prensa-CBA, 2021).

Situación actual de la generación distribuida en Argentina: En el reporte de la Secretaría de Energía, correspondiente al mes de julio de 2023, se registraron 1.335 usuarios-generadores en el país. De ellos, 671 se encuentran en Córdoba, posicionándola como la provincia con mayor cantidad de usuarios que han adoptado este modelo energético. En segundo lugar, aparece Buenos Aires con 368 usuarios, seguida por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA), con 94. Además, según el mismo registro, Córdoba cuenta con otros 117 trámites en curso para sumar nuevos generadores.

Antecedente: el caso de La Rancherita En la localidad de La Rancherita, provincia de Córdoba, desde el año 2013 se genera energía eléctrica a través de una planta solar que abastece el 20% del consumo del alumbrado público. La energía generada es inyectada a la red para evitar el uso de baterías. Este proyecto fue resultado de un acuerdo entre las autoridades comunales, la Cooperativa de Obras y otros Servicios Públicos La Rancherita, la Secretaría de Energía de la provincia, la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) y la comunidad, a través de una asamblea comunal (Fulchieri, 2014).

La Planta de Colección Solar cuenta con una potencia instalada de 2090Wp y demandó una inversión de 70 mil pesos. La mitad del costo se afrontó con un crédito solicitado por la Comuna, mientras que el resto provino de un subsidio provincial (Colsecur Noticias, 2013). Este antecedente es un claro ejemplo de cómo la participación comunitaria y el apoyo institucional pueden impulsar el desarrollo de energías renovables a nivel local.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los costos generados por el alumbrado público pueden suponer un gasto significativo para las ciudades, por lo que se ha buscado maximizar la eficiencia y recurrir a fuentes de energías alternativas, como la energía solar, la cual demostró ser útil en comunidades rurales aisladas del sistema de distribución eléctrica, pero la pregunta es en este caso ¿Es viable implementar un sistema de alumbrado público alimentado con energía solar en una ciudad que cuenta con una red de tendido eléctrico? La respuesta a este interrogante puede ser la generación distribuida ya que el sistema conectado es más simple que el aislado, porque requiere menos componentes. Además, cuenta con la ventaja de no precisar dimensionamiento del mismo acorde al consumo, puesto que toda la energía producida es aprovechada sea porque el usuario consume o vuelca todo lo generado a la red de distribución, o bien aquel sobrante que no consume el usuario, lo vuelca a la red (Testa y Gomei. 2016, 22).

La Plaza Mitre, ubicada en el centro de Villa Dolores, en el departamento San Javier, se encuentra delimitada por las calles presidente Juan Domingo Perón, Belgrano, Domingo Faustino Sarmiento y Felipe Erdman. Sus coordenadas geográficas son $31^{\circ}56'42''$ S y $65^{\circ}11'25''$ O.

El alumbrado público de la plaza, al igual que el del resto de la ciudad, es provisto por la Cooperativa Eléctrica Mixta del Oeste y Otros Servicios Limitada (CEMDO Ltda). Sin embargo, la municipalidad de Villa Dolores ha planteado la necesidad de reducir los costos energéticos mediante la implementación de un sistema de alumbrado más eficiente. Como parte de esta iniciativa, se busca el autoabastecimiento de energía eléctrica a través de fuentes solares, aprovechando la radiación solar promedio anual de 5,19 kWh/m²/día que recibe la localidad.

Para evaluar la viabilidad de esta propuesta, se llevará a cabo un estudio centrado exclusivamente en la Plaza Mitre, con la posibilidad de extender el modelo a toda la ciudad en el futuro.

2. REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

2.1 ESPACIOS VERDES URBANOS

IEP (2016) y Lataillade (2013) Definen al espacio urbano como un marco de referencia cultural y ambiental que sirve como soporte para las diversas actividades necesarias en la vida de una ciudad, en este ámbito el hombre se desarrolla y se vincula con otros conformando parte de su idiosincrasia.

En particular, las áreas verdes urbanas pueden concebirse desde un punto de vista social y desde un punto de vista ambiental. Como equipamiento social son un soporte de esparcimiento y recreación, desde la antigüedad se ha hablado de la necesidad psicológica de los habitantes de la ciudad por acercarse a la naturaleza, siendo conocidos los efectos terapéuticos como la disminución de la tensión, la fatiga y otros aspectos (Gómez Lopera, 2005), además constituyen un espacio privilegiado en la reproducción cultural y el reforzamiento de la identidad en barrios, colonias y pueblos. Como elemento ambiental, los espacios verdes contribuyen a regular el clima urbano, absorben los contaminantes, amortiguan el ruido, permiten la captación de agua de lluvia para recargar los mantos acuíferos, pero sobre todo generan equilibrios ambientales en suelo, agua y aire, fundamentales para los entornos urbanos (PAOT, 2003).

2.2 ALUMBRADO PÚBLICO

Las instalaciones de alumbrado público son parte sustancial del paisaje urbano actual (Hurtado González, 2015) ya que las personas que habitan en las grandes ciudades se han convertido en luz-dependientes (Lataillade, 2013).

Desde el punto de vista técnico el alumbrado público es un servicio que comprende a todas las instalaciones o sistemas de alumbrado cuyo objetivo es crear las condiciones de visión adecuadas en los espacios urbanos (Lataillade, 2013), los cuales pueden ser de dominio público o privado, tales como autopistas, carreteras, calles, plazas, parques, jardines, paseos elevados o subterráneos para personas o vehículos (Hurtado Gonzales, 2015), a esta definición se la puede ampliar agregando la definición de alumbrado exterior municipal de Radocha y Baumgartner la cual también incluye el alumbrado de edificios, lugares de interés, paseos, bici sendas , instalaciones deportivas y demás.

Hurtado González (2015) diferencia los conceptos de alumbrado exterior y alumbrado vial ambiental definiendo a este último cómo el que se ejecuta generalmente sobre soportes de baja altura (3 - 5 m) en áreas urbanas para la iluminación de vías peatonales, comerciales, aceras, parques y jardines, centros históricos, vías de velocidad limitada, etc.

Autores como Caminos (2011), Fotios et al. (2014), Deco (2011), Gagliardi (2006), Hurtado González (2015), Lataillade (2013), Sandoval (2006) y Scheréder Socelec (2013) coinciden en que el alumbrado público y más específicamente la iluminación peatonal es de gran importancia debido a que permite a los peatones detectar obstáculos en el camino, reconocer a otros peatones y ser conscientes de los movimientos de los transeúntes que estén cerca, brinda sensación de seguridad y confort, desalienta el vandalismo y protege contra el delito, facilita el movimiento y la orientación, crea sentimiento de ubicación

y pertenencia, define en gran medida la calidad, mejorando la apariencia nocturna del ambiente, sobre todo permite mantener las actividades humanas durante la noche, facilitando la vida en general de los habitantes durante las horas de oscuridad.

La prestación del servicio de alumbrado público presenta dificultades especialmente cuando se encuentra en manos de los municipios debido a la fuerte vinculación con los factores de decisión política y a la carencia de planteles técnicos adecuados (Deco 2011; Gagliardi 2006) estas dificultades o fallas tienen su origen en errores de diseño, obsolescencia de las tecnologías utilizadas, la baja calidad de los componentes y en las inadecuadas o inexistentes políticas de mantenimiento (Preciado Olvera, 2017).

La exposición constante del alumbrado urbano a factores ambientales determina una pérdida de eficiencia por desgaste de sus elementos, si a esta problemática se le suma la falta de mantenimiento y actualización de las tecnologías empleadas (Deco, 2011), se obtiene como consecuencia un parque de elementos y componentes de instalación que están sobrepasados de su vida útil (Hurtado González, 2015). Por consiguiente, se genera un efecto contraproducente sobre la seguridad y la imagen de una ciudad, se corre el riesgo además de un aumento en la tasa de accidentes nocturnos y se incurre en costos energéticos indirectos adicionales (Gagliardi, 2006).

Preciado Olvera (2017) en su trabajo llega a la conclusión de que una instalación con sobredimensionamiento no puede ser considerado como eficiente. El sobredimensionamiento trae consigo problemas de contaminación lumínica y efecto multiplicativo en el consumo de energía (innecesaria) ya que las instalaciones vecinas tienden a igualarlo (Caminos 2011).

2.3 RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO DE ALUMBRADO URBANO

Existen varios trabajos que despliegan recomendaciones y guías de criterios para iluminar de forma eficiente y segura la vía pública y los paseos peatonales.

Deco (2011) recomienda que, al momento de planificar el alumbrado, se tenga en cuenta la clasificación de las zonas urbanas y vías de tránsito, considerando, la velocidad de tránsito, las características urbanísticas de la calle en cuestión, prestando atención a los elementos presentes sobre la vereda y al entorno urbano.

La clasificación de la zona permitirá determinar el nivel de iluminación adecuado de acuerdo a la norma IRAM AADL J 2022-2 (alumbrado público. Vías de tránsito. Clasificación y niveles de iluminación) esta norma aporta valores de referencia en cuanto a vías de tránsito motorizado, pero no hace referencia acerca del tránsito peatonal, por lo que se puede complementar con la CIE 115/1995 (*Recommendations for the lighting of roads motor and pedestrian traffic*) y con la 136/2000 (*Guide to the lighting of urban areas*).

Una vez determinado el nivel de iluminación se puede trabajar sobre el color de luz, tipología o disposición de la luminaria y diseño, para estos parámetros se debe tener en cuenta el entorno a iluminar (Deco, 2011).

Según IEP de Iluminaciones S.A., la clasificación de las zonas del espacio urbano permite determinar ciertas consideraciones para la iluminación de áreas peatonales. En estos espacios, la iluminación debe contar con una temperatura de color diferente a la de las luces utilizadas en la calzada con tráfico vehicular, con el fin de mejorar la visibilidad y seguridad de los peatones.

La luz blanca, combinada con una distribución de luz asimétrica y ópticas tipo vial-frontal, es la opción más adecuada, ya que ofrece una solución eficaz para la iluminación de áreas peatonales. En los cruces de peatones, es fundamental generar un contraste visible entre el peatón y la superficie de la carretera para reforzar su presencia y evitar accidentes.

Además, las luminarias destinadas a iluminar pasos peatonales deben contar con un alto nivel de hermeticidad para garantizar su rendimiento durante toda la vida útil de la instalación. Su altura óptima es de 5 a 6 metros, con una separación de aproximadamente 1 metro respecto a la vía. La distancia entre luminarias dependerá del tipo de producto seleccionado, pero suele oscilar entre 15 y 20 metros (IEP, 2016)

Para iluminar espacios verdes, desde la perspectiva del paisajismo, Ballester et al. (2006), recomienda dosificar los puntos que conviene iluminar, haciéndolo de manera que la luz ayude a dar viveza a los colores naturales y genere matices. Recordando que no todas las partes de un parque poseen el mismo valor estético, ni la misma utilidad, ni requieren la misma seguridad.

La iluminación de un parque no debe alcanzar los niveles recomendados para interiores. El alumbrado general o de fondo deberá conllevar una iluminación mínima de 5 lux, en general se recomienda 20 lux como valor mínimo aconsejable para todas las zonas donde circulan personas, debiendo incrementarse a 100 lux en los puntos importantes de confluencia de la red viaria del parque. Los fondos decorativos y puntos compositivamente interesantes requieren una iluminación 10 veces más intensa que la de fondo, siendo suficiente 30 lux en la mayoría de los casos (Ballester et al, 2006).

Otro aspecto clave es la auditoría y el relevamiento de la situación actual. Se recomienda que este proceso sea acotado, de fácil actualización y que proporcione datos precisos para la formulación de políticas de mantenimiento, así como para la identificación de necesidades de remodelación y obras. De este modo, se busca garantizar una relación costo-beneficio favorable (Deco, 2011).

El ente regulador de servicios públicos de la provincia de Salta (2008) también ofrece una guía de datos que deben levantarse en el relevamiento de las instalaciones, como la cantidad luminarias y lámparas, el valor unitario estimado, la potencia eléctrica, la vida útil estimada y las características técnicas de las lámparas y/o luminarias a reemplazar, el consumo calculado en base hora promedio semestral, para el último año y el costo unitario del cargo tarifario variable.

Además es bueno incluir comentarios y observaciones sobre la posible problemática existente en el lugar, como ser bajos niveles de iluminación en distintas áreas, falta de sensores de luz, superposición de artefactos, tipo de brazo utilizado (si la luminaria se encuentra por encima de la copa del arbolado público),

si se encuentra conectado a un sistema con medidor de energía etc., como también datos históricos de facturación eléctrica, anotar la demanda eléctrica máxima, consumo eléctrico, factor de potencia y monto de facturación incluyendo ajustes e impuestos y periodo al que corresponde la factura (Ente regulador de servicios públicos de la provincia de Salta, 2008).

El punto que Deco (2011) resalta como más importante de esta guía es el programa de mantenimiento, al proyectar una obra, se deben contemplar los costos de mantenimiento. Un mantenimiento adecuado debe conservar la eficiencia lumínica, eléctrica y la satisfacción ciudadana. Para Lataillade (2013) la eficiencia se alcanza contemplando el diseño y la tecnología aplicada, costo inicial, costo operativo, y costo de mantenimiento (como mínimo durante los primeros 10 años).

Las luminarias deben situarse en lugares fácilmente accesibles para los vehículos e instrumentos necesarios para su mantenimiento, reparación y reposición de lámparas, previendo las necesidades para realizar estas operaciones como es la altura de trabajo y la resistencia del suelo a ellos (Ballester et al. 2006).

Deben utilizarse componentes de primera calidad, artefactos con nuevas tecnologías y de muy bajo mantenimiento, con equipos auxiliares de alta confiabilidad, con columnas, tableros, cables e insumos específicos para cada aplicación normados y de muy alto rendimiento.

Luminarias con protección IP 65, IP 66 disminuyen el costo de mantenimiento por menos frecuencia de limpieza, reducen la contaminación sobre los cobertores, protegen y garantizan la vida útil de la lámpara y del espejo, y mantienen la fotometría con la que fue originalmente proyectada la obra a iluminar, conservando los valores de iluminancia media y uniformidad para los que se diseñó dicha instalación.

Hoy la fotometría depende del espejo enterizo (óptica) y ya no del vidrio prismado, las tulipas son de vidrio plano o poli curvo, habiendo luminarias que alcanzan un rendimiento del 80% (Lataillade, 2013).

Radocha y Baumgartner (2009) describen diversas tecnologías y medidas para mejorar la eficiencia energética en el alumbrado público. Entre ellas, destacan la reducción de las horas de funcionamiento, asegurando que las luces operen únicamente cuando sean necesarias y cuando la cantidad de luz diurna sea insuficiente. Para ello, recomiendan el uso de sistemas de conmutación fotoeléctrica, que permiten gestionar el encendido y apagado de las luminarias de manera automática.

Otra estrategia es optimizar la potencia y/o el número de farolas en funcionamiento, sustituyendo las fuentes luminosas ineficientes por opciones más eficientes. También proponen el reemplazo de luminarias por unidades que dirijan la luz hacia donde realmente se necesita, con diseños que faciliten el cambio de lámpara y cuenten con un buen nivel de sellado para evitar la acumulación de suciedad e insectos.

Además, los sistemas de control digital permiten gestionar cada luminaria de manera independiente, proporcionando información en línea sobre su estado y el de sus componentes, lo que incluye la detección

detallada de fallas. Esto contribuye a una gestión más eficiente y a la optimización del mantenimiento del alumbrado público.

Realizar mantenimiento de todas las instalaciones de alumbrado para que estas alcancen un rendimiento máximo. Tener en cuenta que las lámparas fallan a unos intervalos razonablemente predecible, hecho que permite planificar la sustitución de todas las lámparas a intervalos programados. Otra manera de reducir los costos es limitar el número de tipos de aparatos y lámparas, de modo que se puedan obtener mejores condiciones de compra, además de facilitar la tarea de almacenamiento.

Continuando con las recomendaciones para ahorrar energía en iluminación de vías públicas, Caminos (2011) enumera tres acciones a tener en cuenta:

- Prohibir fuentes obsoletas (lámparas incandescentes y de luz mixta) en el alumbrado público, pues son lámparas de muy baja eficiencia y de corta vida útil.
- Producir la repotenciación, incentivando el reemplazo de lámparas que mantengan el mismo nivel de iluminación, pero cuya potencia sea menor y vida útil superior.
- Incentivar el uso de sistemas de doble potencia, existen balastos en el mercado que reducen la potencia una vez pasada la hora pico del tráfico.

Tanides (2006) explica que la iluminación es un uso final de la energía, específicamente energía eléctrica, y es uno de los primeros ámbitos donde se han aplicado medidas de eficiencia energética.

Como se ha visto anteriormente, existen alternativas tecnológicamente eficientes para los artefactos de uso final (lámparas, luminarias, etc.), pero también otras estrategias que pueden mejorar la eficiencia en distintos componentes del sistema de conversión energética. Entre ellas, se destacan los elementos asociados, como los balastos, y los sistemas de control, que optimizan el consumo energético.

El resto de los elementos de la cadena energética también pueden ser optimizados. Por ejemplo, una central generadora puede mejorar su eficiencia, y es posible reducir las pérdidas por transmisión y distribución de energía eléctrica. Además, cambiar la fuente energética puede generar ahorros significativos y aportar beneficios económicos y ambientales (Tanides, 2006, citado en Camporeale y Dutt, *Manual de iluminación eficiente*, edUTecNe, Buenos Aires).

2.4 ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía abundante, no contaminante y se encuentra disponible en mayor o menor medida en cualquier parte del planeta (Plá et al. 2018). La energía solar, emblema de las energías renovables se obtiene por captación de la radiación solar para almacenar calor, energía solar térmica, o para generar electricidad, energía solar fotovoltaica (Carrillo Coll, 2009).

Un sistema solar fotovoltaico consiste en un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos, cuyo principal componente es el módulo fotovoltaico, a su vez compuesto por células fotovoltaicas capaces de transformar la energía luminosa en energía eléctrica (Perpiñán Lamingueiro 2012; Sardinero 2009).

La luz solar está compuesta por fotones, cuando estos inciden sobre una célula fotovoltaica, la energía del fotón se transfiere a un electrón de la célula, dándole la energía necesaria para escapar de su posición normal asociada con un átomo y pasa a formar parte de una corriente en un circuito eléctrico (Carrillo Coll, 2009).

Las celdas se conectan en configuraciones en serie y paralelo para generar suficiente potencia para las aplicaciones que lo requieran. Las celdas se conectan formando módulos y los módulos se agrupan formando arreglos o paneles (Geli y Sivoli s.f.). Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico y a continuación se asocian los ramales de células en serie en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado (Sardinero 2009; Gonzales, Jiménez y Laguna, 2003).

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o poli-cristalino. Las células solares de silicio mono-cristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares siendo éste de entre el 17% y el 23%. Debido a su alto coste, está empezando a utilizarse de forma masiva el silicio poli-cristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macro-cristalinas de silicio además su rendimiento es bastante próximo al de las células mono-cristalinas, en torno al 15% y 17%.

La tecnología de película delgada, tiene la eficiencia más baja, los paneles de película delgada que están disponibles comercialmente generalmente tienen una eficiencia en el rango del 10-13% (Cambio Energético, 2021).

Según el tipo de instalación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones fotovoltaicas aisladas de red.

Un sistema fotovoltaico aislado de la red o autónomo produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo.

Los sistemas conectados a red producen energía eléctrica para ser inyectada a la red convencional, La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en el lugar, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red (Perpiñán Lamingueiro, 2012).

Están formados por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes (Sardinero, 2009).

Los módulos fotovoltaicos pueden instalarse en edificaciones de todo tipo sin necesidad de espacio adicional, pudiéndose integrar encima de superficies construidas o incluso ejercer la función de elemento de construcción. Los techos planos de las edificaciones presentan un gran potencial para que los módulos fotovoltaicos sean instalados y posicionados correctamente para obtener su máxima producción de energía (Bayod- Rújula et al. 2011, citado en Parellada y Gonzales 2014).

Estos sistemas son relativamente de baja potencia, están distribuidos geográficamente, conectados a la red de distribución eléctrica (no necesitan de baterías) y producen la energía en los mismos puntos en los que se la consume, reduciendo por lo tanto, las pérdidas eléctricas en las redes eléctricas y las emisiones de CO² asociadas. Esta nueva manera de gestionar la energía es llamada generación distribuida (Eckermann et.al. 2001, citado en Parellada y Gonzales 2014) y está siendo adoptada en muchos lugares del mundo.

2.5 MARCO NORMATIVO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DISTRIBUIDA A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES

En Argentina, la generación distribuida se encuentra regulada por la ley N° 27.424/2017 , régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, y conforma el siguiente paso dentro del plan de transición hacia una matriz de generación eléctrica con mayor presencia de energías limpias, luego de la Ley 25.019 titulada "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar del año 1998 y de la ley nacional N° 27.191/2015 que busca fomentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, establece de manera específica el período y las metas que deben alcanzarse en términos de la incidencia de estas energías en la matriz eléctrica establecer un marco sólido para el fomento a la inversión y uso de las energías renovables a gran escala (es decir, en el mercado mayorista) (Einstein y Cano, 2018; Cano, 2019; Navntoft et al. 2019).

Con la Ley 27.424 se otorga el derecho a los usuarios de la distribuidora a generar su propia energía a través de fuentes renovables con destino al autoconsumo y de existir excedentes, inyectarlos en la red eléctrica y recibir una remuneración por dicha inyección. Navntoft et al. (2019) resume la ley de la siguiente manera:

En el cuerpo de la ley se incluye la definición del Balance Neto de Facturación o "Net Billing" como el esquema de facturación a aplicar, la creación del Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS), un fidecomiso de administración financiera para otorgar beneficios promocionales a

la demanda y la invitación a las provincias a adherir al régimen, entre otros. Luego, a principios de 2018 la ley fue reglamentada por el decreto 986, en donde se plantea como objetivo la incorporación de 1.000 MW de potencia de generación distribuida instalada para el año 2030. Además, se designa como Autoridad de Aplicación, a la Secretaría de Gobierno de Energía (SGE).

A fines del 2018, se emite la Resolución 314 de la Secretaría General de Energía (SGE). La misma crea el RENUGER, que es el Registro Nacional de Usuarios-Generadores de energías renovables. Categoriza a los Usuarios-Generadores en pequeños (hasta 3kW), medianos (hasta 300 kW) y grandes (hasta 2MW). En dicha resolución se establece el Procedimiento de Conexión de Usuario-Generador y las normas básicas del contrato entre las partes. También establece que los Distribuidores deben declarar en forma mensual la energía inyectada por todos sus usuarios-generadores a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

A principios del 2019, se emitió la Disposición 28 de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (SSERyEE), luego modificada por la Disposición 97, publicada en agosto del mismo año. Con esta disposición y su complementaria quedó implementado el Régimen Nacional de Generación Distribuida. En la misma se establecen los Requisitos Técnicos para la conexión de los equipos de Generación distribuida de cualquier fuente de energía renovable. Se definen los requerimientos para las protecciones eléctricas y se requieren certificados de calidad de los equipos a conectar. También se establece el procedimiento a seguir para realizar el trámite de conexión de usuario-generador en la Plataforma Digital de Acceso Público, herramienta creada específicamente para este fin. Por último, se describe la forma de Inscripción de los Distribuidores e Instaladores en dicha plataforma.

La Ley 27.424 establece un régimen de beneficios promocionales, entre ellos un Certificado de Crédito Fiscal, también crea el FODIS con el objeto de otorgar préstamos, incentivos, garantías, realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

Con motivo de instrumentar uno de estos beneficios es que se emite la disposición N° 48 de la SSERyEE en abril de 2019. La misma dispone que la SSERyEE y la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) estarán a cargo de la instrumentación y aplicación de los Certificados de Crédito Fiscal bajo la modalidad de Bono Electrónico, los cuales podrán ser aplicados al pago de impuestos nacionales.

En julio de 2019 se emite la Disposición N° 83, en la cual se instrumenta el procedimiento, los montos y las condiciones para la obtención del Certificado de Crédito Fiscal para usuarios-generadores. En este documento se detalla la vigencia de 5 años para el certificado una vez otorgado y el monto del beneficio por unidad de potencia generada o de acople a la red (la que sea menor) y será aplicada para reservas de potencia realizadas hasta el 31 de diciembre de 2020.

La Provincia de Córdoba adhiere a esta ley a través de la ley provincial 10.604 del año 2018, y regula sobre un régimen propio de beneficios fiscales, exime del Impuesto sobre los Ingresos Brutos, a los ingresos

provenientes del desarrollo de la actividad de inyección de energía eléctrica distribuida, generada a partir de fuentes renovables de energía a los pequeños usuarios generadores y reduce el impuesto para los grandes usuarios.

También invita a Municipios a la adhesión a la normativa nacional con incorporación de beneficios fiscales. Además, estableció un fuerte impulso financiero con créditos subsidiados del banco provincial BANCOR (Sánchez, 2019).

En año 2021 se aprueban las condiciones técnicas, económicas y administrativas para la generación distribuida comunitaria de energía renovable integrada a la red eléctrica pública en la provincia de Córdoba, mediante la resolución 01/2021.

La generación distribuida comunitaria es la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, a través de un sistema de generación dentro del área de concesión de una distribuidora, el autoconsumo de la energía renovable generada, la inyección de excedentes a la red pública de distribución y la cesión de créditos que provienen de esa inyección a los usuarios cesionarios, según especificaciones técnicas, económicas y administrativas.

Para este sistema se emplea tanto un medidor bidireccional como un medidor de generación, instalado a la salida del equipo de acople.

En el manual de introducción a la generación distribuida de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, se explica el esquema de facturación y remuneración implementado en Argentina, definiendo los conceptos de precio mayorista de energía, valor agregado de distribución y la tarifa de servicio de red que es la suma de los dos anteriores más impuestos.

En el modelo de Balance Neto de Facturación, el usuario-generador vende su energía excedente al valor completo del costo evitado, es decir, a un precio equivalente al valor de la energía y del transporte en el mercado eléctrico mayorista.

El precio de la energía inyectada es diferente del precio que los usuarios eléctricos pagan por su demanda, ya que este último incluye el costo asociado al servicio de distribución más impuestos (Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 2019).

La facturación que la distribuidora emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario generador comunitario, refleja tanto el volumen de la energía demandada como el volumen de energía inyectada y los precios correspondiente a cada uno por kilowatt-hora. El valor a pagar por el usuario generador comunitario es el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y de la energía inyectada por el sistema de generación renovable antes de impuestos (Resolución 01/2021)

Los cuadros tarifarios aplicados por la EPEC, como así también su consecuente traslado a los cuadros tarifarios de las Cooperativas Concesionarias del Servicio Eléctrico del Territorio Provincial, son regulados

y aprobados por el Ente regulador de Servicios Públicos (ERSEP) mediante resoluciones cumplimentando con los requisitos exigidos por la Ley Nacional N° 27424, la Ley Provincial N° 10604 y reglamentación asociada (ERSEP, 2019).

2.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN A RED

Esencialmente, un sistema conectado a red posee los siguientes componentes:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor de red
- Estructura soporte
- Protecciones
- Cables de interconexión
- Medidor bidireccional y medidor de generación

2.6.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico se pueden mostrar mediante su curva “voltaje-corriente”, ésta curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}), tensión a circuito abierto (VOC) y corriente de cortocircuito (ISC) de un panel. Debido a que la curva característica de los módulos cambia con las condiciones ambientales, se definen una serie de condiciones de operación para poder contrastar los valores de distintos fabricantes (Fernández Ferichola, 2009 y Sardinero, 2009).

Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC): Son de uso más generalizado y universal, y vienen definidas por: Irradiancia = $1000W/m^2$, Distribución espectral = AM 1.5G, Incidencia Normal, Temperatura de la célula $25^{\circ}C$. Sin embargo, la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones. Es por esto que se definen, además, otras condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista.

Condiciones Nominales de Operación (CON): Irradiancia = $800W/m^2$, Velocidad del viento 1 m/s, Temperatura de la célula – Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC o NOCT) Temperatura ambiente = $20^{\circ}C$. El valor de TONC también viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos (Fernández Ferichola, 2009).

De manera general los parámetros significativos son definidos por Sardinero (2009), Fernández Ferichola (2009) y Salcedo et.al. (2012) de la siguiente manera:

Corriente de cortocircuito (ISC): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.

Tensión de circuito abierto (VOC): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.

Punto de máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.

Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mpp}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.

Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada en la fabricación del panel.

La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

Coeficiente de temperatura VOC: es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.

Coeficiente de temperatura ISC: es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura (Sardinero, 2009).

La temperatura de las celdas y las cargas eléctricas afectan el comportamiento de la curva I-V. De este conocimiento depende el buen diseño, instalación y evaluación de sistemas fotovoltaicos y sus diferentes aplicaciones (López y Puentes, 2014).

Los módulos o paneles fotovoltaicos deberán contar con certificación de la norma IEC 61730-1/2 (normas de construcción y seguridad). Según su tipo, dichos módulos deberán contar además con certificación de alguna de las siguientes normas:

Módulos de silicio cristalino: IRAM 210013-17 (exceptuado el ensayo de torsión IRAM 210013-5); IEC 61215-1/2:2016; IEC 61215:2015.

Módulos de tipo película delgada: IEC 61215-1/2:2016; IEC 61646:2008 (Disposición 28/2019).

2.6.2 INVERSOR

El inversor sirve para convertir la corriente continua provista por las celdas en corriente alterna. Finalmente, es llevada a la tensión deseada de salida empleando un transformador para ser enviada a la red (Geli y Sivoli).

Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red van conectados directamente al generador fotovoltaico y tienen que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica con potencias que van desde 1kW hasta centenas de kW. Es necesario que dispongan de seguidor del punto de máxima potencia (MPPT). Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red (Oliva y Herraz).

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye conforme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor (Sardinero, 2009).

Heguis et.al. (2019) y Estebarez Palomino (2012) describen los principales parámetros a tener en cuenta en un inversor:

Tensión nominal (V): Tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.

Potencia nominal (VA): Potencia que suministra el inversor de forma continuada.

Potencia activa (W): Potencia real que suministra el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.

Capacidad de sobrecarga: Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.

Factor de potencia: Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.

Eficiencia o rendimiento: Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor. El rendimiento es un indicador de las pérdidas que se producen en el inversor. Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debido a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. El rendimiento de un inversor disminuye cuando trabaja con baja potencia de carga (Oliva y Herraz).

Autoconsumo: Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.

Armónicos: Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.

Distorsión armónica: La distorsión armónica total o THD es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.

Ampliando estos parámetros Perpiñan Lamingueiro (2012) describe la información que se puede obtener de la ficha técnica proporcionada por el fabricante:

Potencia nominal y máxima, siendo ésta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo (indicado por el fabricante). Oliva y Herraz indican que la potencia nominal debe estar entre el 80% y el 90% de la potencia del generador fotovoltaico. La potencia nominal de los generadores fotovoltaicos está calculada en condiciones CEM que rara vez se dan en condiciones normales. Si se calculase el inversor para el 100% de esta potencia nominal, la mayoría del tiempo el inversor estaría trabajando en condiciones de baja potencia de salida y con bajo rendimiento.

Si se produce una situación de alta irradiancia y la potencia del generador sobrepasa a la del inversor, su seguidor MPPT se situará fuera del punto de máxima potencia (MPP) para proteger al inversor, sin dejar de producir energía. La pérdida de energía que se produce con este hecho es mínima comparada con la ventaja de trabajar la mayor parte del tiempo con un rendimiento alto del inversor.

Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP): es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, el inversor fija en el generador fotovoltaico la tensión correspondiente al valor límite de la ventana. Por tanto, configurar un generador de forma que el MPP recaiga fuera de esta ventana con cierta frecuencia no tiene consecuencias perniciosas para el inversor, pero ocasiona pérdidas energéticas variables según la frecuencia de este hecho (Perpiñan Lamingueiro, 2012).

Tensión máxima de entrada: es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería. A diferencia de la ventana de tensiones anterior, sobrepasar esta tensión tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor.

Tensión nominal de salida: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor.

Eficiencia máxima: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.

Umbral de arranque: según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador (W/m^2) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal. La conexión trifásica puede realizarse con un único inversor o con la conexión en paralelo de tres inversores monofásicos. Los inversores disponibles en el mercado tienen una potencia nominal aproximada de 10 kW si son monofásicos, y de 100 kW, 500 kW o 1 MW si son trifásicos. En centrales pequeñas de hasta 6 kW con conexión monofásica a la red de baja tensión BT se instala normalmente un único inversor, mientras que en aquellas con potencia superior a 6 kW con conexión trifásica a la red de BT o de Media tensión (MT) se instala normalmente más de un inversor (Heguis et. al. 2019).

En función del tipo de conexionado por lo general se utilizan tres configuraciones de inversor, según Heguis et.al. (2019), Estebaraz Palomino (2012) y Perpiñan Lamingueiro (2012), aunque Oliva y Herraz describen cuatro tipos:

Inversores centrales: la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor, generalmente trifásico y de alta potencia.

Inversores modulares: También denominados sting inverters, tienen potencias que oscilan entre 1 y 5 kW, y, generalmente, son monofásicos.

Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o módulos AC: el inversor está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo FV.

Inversor multi-cadena: Son Inversores que permiten la conexión de varias ramas de módulos, cada una con su seguidor MPP, aunque disponen de una única etapa inversora. Se fabrican para potencias en el rango de 3 a 10 kW. Son una solución económica que se utilizan para instalaciones en las que hay ramas de módulos con diferentes condiciones de trabajo. La mayoría de éste tipo de inversores dispone de conexión para dos o tres ramas con su propio seguidor MPP (Oliva y Herraz).

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 (Disposición 28/2019).

2.6.3 ESTRUCTURA SOPORTE

Los módulos fotovoltaicos siempre tienen que estar orientados hacia el norte (para instalaciones en el hemisferio sur). La estructura de los paneles fotovoltaicos además de ser el soporte mecánico de los mismos, cumple la importante misión de fijar la inclinación de los paneles y se puede determinar el ángulo perfecto de acuerdo con su ubicación (latitud) (Energética, 2011).

El ángulo de inclinación

Lo ideal, sin proponer sistema de seguimiento solar, con su complejidad, mantenimiento y costo, es ajustar dos veces al año la inclinación de los paneles, una en verano y otra en invierno (Energética, 2011).

Sin embargo, muchas veces se prefiere el uso de estructuras fijas, habitualmente se sugiere inclinar el plano respecto a la horizontal un ángulo igual a diez grados más que la latitud del sitio de instalación (Righini y Gallegos, 2011).

2.6.4 PROTECCIONES

Las protecciones que se utilizan para sistemas fotovoltaicos con conexión a red deben cumplir con lo establecido en el decreto 28/2019 del Ministerio de Hacienda, Subsecretaría de mercado eléctrico, contando con los elementos de maniobra y protección establecidos en el capítulo 2 del decreto.

Navntoft et.al. 2019 describe las protecciones que se utilizan para sistemas de generación distribuida en base al diagrama unifilar expuesto en el decreto 28/2019 expresando que debe existir un seccionamiento entre los paneles fotovoltaicos y el inversor el cual puede ser base porta fusible seccionable, interruptor termomagnético de corriente continua DC o 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.

Luego de las protecciones mencionadas que permiten separar los paneles del inversor, es necesario proteger a la instalación contra las sobretensiones y descargas atmosféricas, es decir, contra las sobretensiones que pueden generar los rayos de una tormenta. Dependiendo las condiciones de la instalación, existen varios dispositivos de protección:

Tipo 1: Son protecciones contra descargas atmosféricas directas, por ejemplo, a través de pararrayos o líneas eléctricas aéreas. Son capaces de absorber grandes cantidades de energía y generalmente consisten de descargadores gaseosos o varistores de potencia.

Tipo 2: Son protecciones contra descargas atmosféricas indirectas, por ejemplo, sobretensiones inducidas por rayos impactando en los alrededores de un edificio o por operaciones sobre la red eléctrica. Pueden absorber menores cantidades de energía y están compuestos mayormente por varistores.

Tipo 1+2: Son combinaciones de los dos tipos mencionados anteriormente, y por lo tanto ofrecen protección tanto contra descargas directas como indirectas. Se utilizan para proteger dispositivos electrónicos muy sensibles, como equipos de comunicaciones.

Entre el inversor y la red se necesita contar con tres protecciones, interruptor termomagnético, interruptor diferencial de 30mA como mínimo y descargador de sobretensiones.

En los casos en que los equipos de acople a la red no tengan incorporados dispositivos de protección contra descargas atmosféricas se deberán instalar dispositivos de protección en forma externa, de acuerdo

con la norma IRAM 2184, partes 4 Y 11. Dichas protecciones se deben instalar tanto del lado de corriente continua como de corriente alterna, y próximas al equipo de acople a la red (Disposición 28/2019).

Interruptor general es el primer interruptor conectado inmediatamente a continuación del medidor bidireccional dentro del domicilio del usuario-generador. Para el caso de usuarios con suministro en media tensión, tanto los equipos de generación distribuida como los elementos de protección mínimos establecidos deberán ser instalados en circuitos de baja tensión (Disposición 28/2019).

La puesta a tierra de los equipos de generación distribuida debe ser realizada de tal manera que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de distribución, asegurando que no se le transfieran defectos a esta última.

Las masas de los equipos de generación distribuida y sus estructuras de soporte deben estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la red de distribución. Asimismo, deben cumplir con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad vigentes que sean de aplicación (Disposición 28/2019).

El tablero de protección debe estar ubicado cerca del punto de conexión y contar con un dispositivo de protección contra cortocircuitos y sobrecargas.

2.6.5 CABLES DE INTERCONEXIÓN

Los cables, los conectores y las uniones que se utilicen entre el equipo de generación y el equipo de acople a la red y se encuentren a la intemperie deben tener doble aislación y cubierta externa resistente a la radiación UV, al ozono y a la intemperie (Disposición 28/2019).

Para un óptimo funcionamiento del sistema de generación fotovoltaica, es recomendable que las caídas de tensión en los cables de DC y AC no superen el 1,5% de las tensiones nominales de continua y alterna respectivamente. Esto implica que será necesario estimar la sección del cable en función de la tensión que se pretende obtener y la distancia del cable a utilizar (Novntoft et.al. 2019).

En una instalación fotovoltaica se distinguen varias zonas diferenciadas en lo que al cableado se refiere: cable entre los paneles de una misma rama, el que va desde cada una de las ramas hasta los distintos inversores y el que va desde los inversores hasta el punto de conexión con la red eléctrica. En todos los puntos en los que sea necesario un cambio de sección de cable o se unan varios cables distintos irá situada una caja adaptadora o una caja de protecciones (Heguis et.al. 2019).

Los conductores del lado de corriente continua de la planta deben de tener aislamiento doble o reforzado (Clase II) para minimizar el riesgo de defecto a tierra y de cortocircuito (IEC 60364-712). Los cables del lado DC se dividen en cables solares (o cables de cadena), que conectan los módulos y la cadena del cuadro de distribución del primer sub-campo o directamente el inversor; y cables no solares, que se utilizan en el lado de carga del primer cuadro de distribución.

Los cables que conectan los módulos se fijan por la parte posterior de los propios módulos, donde la temperatura puede alcanzar de 70 a 80 °C. Por esa razón, estos cables deben ser capaces de soportar temperaturas elevadas y rayos ultravioleta cuando se instalan a la vista. Por lo tanto, se utilizan cables especiales, por lo general cables unipolares con envoltura de goma y con aislamiento, tensión nominal de 0,6/1 kV, una temperatura máxima de funcionamiento no inferior a 90 °C y alta resistencia a la radiación UV.

Los cables no solares del lado de carga del primer cuadro de distribución se encuentran a una temperatura ambiente que no supera los 30° a 40 °C, ya que están alejados de los módulos. Estos cables no pueden soportar la radiación UV, por lo que para uso exterior deben protegerse de la radiación solar, además de por su envoltura, mediante conductos o canalizaciones.

Para los cables instalados en el lado CA aguas abajo del inversor es aplicable lo mencionado para cables no solares dispuestos en el lado DC (Heguis et.al. 2019).

Según normas IRAM "Deberán utilizarse las cañerías y accesorios mencionados en la sub-clausula 771.12.3.2 con los mismos requisitos. Podrán utilizarse además las cañerías y accesorios de acero liviano según la Norma IRAM-IAS U 500 2224.

Las cajas deberán responder a las normas IRAM 62005 o IRAM 62224.

Las cañerías y accesorios deberán ser también de material aislante, no propagantes de la llama, cumpliendo como mínima los requisitos de las normas IEC 61386-1 e IEC 61386-21 para las cañerías rígidas, IEC 61386-22 para las cañerías curvables y transversalmente autorrecuperables e IEC 61386- 23 para las cañerías flexibles y de las prescripciones de instalación conforme a la subclausula 771.12.11.

La norma RIC 04 del Ministerio de Energía de Chile (2020) establece requisitos de seguridad para conductores y canalizaciones en instalaciones de energía eléctrica.

En canalizaciones a la intemperie o en recintos de ambiente húmedo, los sistemas de bandejas deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Asegurar la impermeabilidad adecuada según el recinto en que se instalen.
- Tener una pendiente del 0,25% hacia puntos intermedios del tramo del sistema, donde se realizarán perforaciones pequeñas para facilitar el escurrimiento de condensaciones.
- Contar con protección anticorrosiva en caso de ser metálicas.

Las canalizaciones subterráneas son aquellas en las que los ductos van enterrados directamente en el suelo.

Al realizar un proyecto de canalización subterránea, deberá efectuarse un estudio cuidadoso de las condiciones del terreno y las instalaciones. En función de estos factores, se determinará el tipo de

canalización a emplear y sus características de construcción. Entre las condiciones del terreno que afectan a las canalizaciones subterráneas se encuentran la presencia de napas freáticas superficiales, el nivel de precipitaciones pluviales en la zona, la estabilidad del suelo y su composición química, entre otros.

No se permite el tendido de conductores directamente en tierra, salvo en instalaciones industriales donde se cuente con personal calificado de forma permanente.

Para este tipo de instalaciones se recomienda:

a) Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá a una profundidad mínima de 1m respecto de la superficie del terreno.

b) La profundidad de instalación deberá aumentarse en los casos de cruces y paralelismos señalados.

c) Para proteger los cables frente a excavaciones, éstos deberán tener una protección mecánica mediante la utilización de ladrillos o cubiertas y a una distancia entre 0.20 y 0.30 m por encima del cable deberán instalarse una cinta de señalización que advierta la existencia de los cables eléctricos.

Se acepta también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

d) En canalizaciones con pendiente, la instalación debe hacerse de tal manera que no ocurran efectos de aluvión, que socave el terreno o los rellenos de arena.

e) Las uniones y derivaciones de los conductores tendidos directamente en tierra se harán en cámaras, mediante mufas o cajas de conexiones aprobadas, usando para ello los sistemas de uniones aprobados.

2.6.6 TABLEROS

Las dimensiones de las cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión (Heguis et.al. 2019).

2.6.7 MEDIDOR BIDIRECCIONAL

El medidor bidireccional puede registrar tanto el flujo de energía entrante, como saliente. El flujo entrante se refiere al consumo de energía de la red por parte del usuario-generador. En cambio, el flujo saliente es la inyección de energía, que produce el usuario-generador, a la red. Los medidores bidireccionales, poseen dos integradores que miden estos flujos de energía y verifican la diferencia entre ambos. O sea, registran la diferencia entre lo que se inyecta y lo que se consume (EPEC, 2019).

Finalizada la instalación de los equipos de generación distribuida de tecnología solar fotovoltaica, se deberán verificar las condiciones para la conexión y a su vez llevar a cabo el siguiente procedimiento de puesta en marcha, según lo establecido en la normativa técnica de la ley 27.424:

- 1°. Realizar la prueba de desconexión.
- 2°. Verificar el tiempo de reconexión.
- 3°. Comprobar la vinculación eléctrica de soportes, marcos, carcasas y demás elementos que correspondan, al sistema de puesta a tierra.
- 4°. Controlar los ajustes de todas las protecciones instaladas.
- 5°. Sellar, precintar, o si el equipo lo permitiera, proteger mediante contraseña o elemento de seguridad, la protección generador-red central o integrada, según corresponda.

2.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

Existen diferentes métodos para realizar la valoración económica de un proyecto de inversión, para la etapa de pre factibilidad, a partir de la producción de energía estimada se realiza un balance económico haciendo una proyección del flujo de fondos, estimando ingresos, inversión inicial, y costos de operación y mantenimiento (UTN-BA, 2023), Trincavelli (2017) agrega también los costos regulatorios.

Los costos de inversión o instalación, también denominados CAPEX (Capital Expenditures por sus siglas en inglés), significa inversión en bienes de capital, corresponden a los costos en que se incurre por la construcción de las obras civiles, la compra e instalación de equipos eléctricos y mecánicos, la adquisición de predios y la ejecución de estudios y diseños técnicos, económicos y ambientales.

Costos de operación y mantenimiento, es el gasto operativo (OPEX), corresponden a los costos en los que incurre el proyecto durante su vida operativa para la operación de la planta y el mantenimiento de la misma.

Ingresos proyectados, es la estimación de los ingresos anuales esperados en base a una producción de una tarifa eléctrica determinada.

Flujo de caja libre o free cash flow, refleja las entradas y salidas de caja del negocio, sin tener en cuenta los costos de la estructura financiera, que aporta información sobre la rentabilidad del proyecto.

Periodo de recupero de la inversión o Pay Back period, es un indicador que ilustra el tiempo necesario para recuperar la inversión a través de los ingresos generados por la misma (Luluaga, 2019). Es un indicador de riesgo, ya que cuanto más tarda en recuperarse la inversión, mayor será la incertidumbre y afectará a la rentabilidad del mismo (Gómez Navarro, 2016).

2.8 EVALUACIÓN AMBIENTAL

Espinosa (2022) enumera los propósitos de la evaluación de impacto ambiental EIA:

-Asegurar que los recursos de un proyecto en particular sean utilizados de la manera más eficaz y eficiente posible.

_ Favorecer la interacción entre actores a través de un enfoque común que acerque agendas divergentes y desarrolle el sentido real del propósito y finalidad de la EIA.

_ Desarrollar una base sólida de conocimiento para obtener la cantidad y tipo de información adecuada y necesaria para tomar una decisión, incluyendo un conocimiento institucional multidimensional que aproveche las ventajas y oportunidades que presentan los temas ambientales.

_ Conducir al desarrollo de habilidades para llegar a un consenso y a la resolución de conflictos, donde muchos problemas ambientales pueden ser abordados de mejor manera cuando se entienden todos los ángulos del problema y se conduce a una solución razonable y práctica.

_ Buscar la prevención y alivio de problemas relacionados con la degradación ambiental, que demandan el uso de recursos gubernamentales.

_ Aplicar de manera eficaz y eficiente las exigencias ambientales establecidas por los propios países.

La EIA no consigue el desarrollo sostenible “per se” pero puede ayudar tempranamente para guiar a los responsables de la toma de decisiones en esa dirección. Incorpora los costos de las medidas de protección ambiental, pone a su disposición alternativas creativas y eficientes, y compatibiliza las acciones con los requisitos y exigencias (Espinosa, 2022).

La Ley Provincial N° 10.208/14 define como Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) al procedimiento técnico-administrativo realizado por la Autoridad de Aplicación, basado en el Estudio de Impacto Ambiental, dictamen técnico, estudios técnicos recabados y las opiniones y ponencias surgidas de las audiencias públicas u otros mecanismos de participación ciudadana implementados, que tiene por objetivo la identificación, predicción e interpretación de los impactos ambientales que determinadas políticas y/o proyectos públicos o privados pueden causar en la salud del hombre y/o en el ambiente, así como la prevención, corrección y valoración de los mismos, con el fin de aprobar o rechazar el Estudio de Impacto Ambiental.

Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) es el estudio técnico único de carácter interdisciplinario que, incorporado en el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental, tiene por objeto predecir, identificar, valorar y corregir las consecuencias o efectos ambientales que determinadas acciones o proyectos pueden causar sobre la calidad de vida del hombre y el ambiente en general. (Ley Provincial N° 10.208/14).

Aviso de Proyecto: Se denomina Aviso de Proyecto a un documento, que contiene un análisis de la necesidad de la realización de la obra propuesta, una descripción sucinta de los impactos ambientales que la misma pudieren llegar a generar, las autorizaciones de uso del suelo, etc.

El sector de las energías renovables se encuentra en desarrollo, lo que constituye una gran oportunidad para incorporar buenas prácticas ambientales desde etapas tempranas del diseño de los proyectos y la elaboración de los estudios de impacto ambiental.

Los primeros proyectos instalados han permitido generar información técnica acerca de los impactos ambientales específicos y la sensibilidad de los ecosistemas donde suelen instalarse estos proyectos en nuestro país (SAyDS, 2019).

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la viabilidad de instalación de alumbrado público alimentando con energía solar en la Plaza Mitre, Villa Dolores.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la eficiencia del sistema de alumbrado público existente en la plaza Mitre y proponer mejoras.
- Diseñar un sistema de generación fotovoltaica con conexión a la red que cubra el consumo energético de iluminación de la plaza.
- Realizar análisis técnico, económico-financiero y ambiental para determinar la viabilidad del proyecto.

4. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1 ESTUDIO LUMÍNICO

Teniendo en cuenta las recomendaciones de los autores mencionados en la revisión bibliográfica, este trabajo se inició con la caracterización del área de estudio según su funcionalidad e importancia. Para ello, se consideraron parámetros como la clasificación de la zona urbana (residencial, comercial, ruta, parque, túneles, etc.), las vías de tránsito (peatonal, motorizado, mixto) y las características urbanísticas de las calles. Con base en esta clasificación, se determinó el nivel de iluminación más adecuado, conforme a las normas.

Para el relevamiento de luminarias se emplearon dos métodos, por un lado, se solicitó información a la cooperativa CEMDO Ltda. Y por otro se tomaron datos en la plaza Mitre mediante el uso de planillas, GPS y luxómetro, este se realizó en dos momentos, uno durante el día y otro durante la madrugada.

La información que se solicitó a la cooperativa fueron las características lumínicas y eléctricas de la instalación, la cual fue proporcionada en las fichas técnicas de las lámparas y luminarias, de las cuales se obtuvo marca, modelo y grado de protección de las luminarias; y de cada lámpara, la potencia consumida, el tipo de lámpara, temperatura de color, índice de reproducción cromática, vida útil, lúmenes y eficacia luminosa.

Durante el relevamiento diurno, se realizó un conteo y numeración de las luminarias, se tomó la ubicación de los puntos de luz con un GPS, se observó el área que ilumina (calle o plaza), de los elementos de sostén se anotó el número de luminarias por soporte y cantidad de lámparas en cada luminaria, así también la geometría de la instalación tomándose datos de la altura de montaje, longitud del brazo, ancho de los senderos y distancia entre los puntos de luz.

En el relevamiento nocturno, se observó la disposición de las luminarias respecto al arbolado, cantidad de lámparas apagadas, niveles de iluminancia horizontal, vertical y semicilíndrica, y la presencia de sombras sobre los senderos.

Herramientas utilizadas:

GPS - Sistema de Posicionamiento Global: Es un dispositivo que recibe señales de satélites que orbitan la Tierra. A medida que recopila estas señales, el GPS puede calcular su ubicación exacta en el planeta, registrándola en forma de coordenadas que indican latitud y longitud.

Este dispositivo permite registrar puntos (*waypoints*) o trazos (*tracks*) para crear mapas o almacenar coordenadas de un lugar. La información recopilada puede guardarse en la memoria con un nombre o identificación específica (LearnOSM, 2015).

Para relevar la ubicación de los puntos de luz, se utilizó la función *guardar waypoint* del GPS Garmin eTREX.

Luxómetro: Instrumento de medición que cuantifica la iluminancia en lux. Contiene una célula fotoeléctrica que capta la luz y la convierte en impulsos eléctricos, los cuales son interpretados y representados en un display con la correspondiente escala de luxes.

El luxómetro utilizado fue el UNI-T UT381, un medidor digital de alta precisión con procesamiento de datos mediante un microprocesador de 8 bits. Este dispositivo puede medir iluminancia en un rango de 0 a 20.000 lux.

Flexómetro: Instrumento utilizado para medir distancias. Su principal característica es la incorporación de una cinta métrica metálica flexible que se desenrolla y, al enrollarse, se mantiene dentro de un estuche o carcasa. También cuenta con un dispositivo de freno o seguro que permite fijar la cinta en una posición determinada durante su uso.

Microsoft Excel: Hoja de cálculo desarrollada por Microsoft, permite trabajar con datos numéricos. Todas las planillas de relevamiento y de organización de datos fueron confeccionadas con el programa Excel 2013.

Google Earth Pro: programa informático que permite al usuario navegar en 3D por un globo terráqueo virtual a través de fotografía satelital. Ofrece funciones tales como:

- Mediciones avanzadas que permiten medir terrenos, aparcamientos o polígonos.
- Una mayor calidad de las imágenes en las capturas de pantalla, con una resolución de hasta 4800 x 3200 píxeles.
- Información GIS avanzada (Sistema de Información Geográfica)
- Importación de hojas de cálculo.

Medición de la iluminancia:

Con el objeto de comparar los niveles de iluminancia existentes en la plaza Mitre con los niveles recomendados se midió la iluminancia en la Plaza Mitre, dicha actividad se llevó a cabo en horas de la madrugada momento en que había menos luces externas provenientes de vehículos y de locales comerciales de alrededor (Ministerio de Industria, Energía y Turismo de España, 2013).

Norma	Cie 115-2010				Cie 136-2000			
	EH ave	EH min	ESC	EV	EH ave	EH min	ESC	EV
Zona céntrica o de alto prestigio	15 lux	3 lux	3 lux	5 lux	10 lux	5 lux	3 lux	

Parques	5 lux	1 lux	1 lux	1.5 lux	5 lux	2 lux	2 lux	
---------	-------	-------	-------	---------	-------	-------	-------	--

TABLA 1. Niveles de iluminancia recomendados por normas CIE

EHave. Iluminancia horizontal promedio: Media aritmética de las iluminancias medidas en los puntos de la grilla a nivel del suelo.

EH min. Iluminancia horizontal mínima: Valor más pequeño de la iluminancia puntual tomado a nivel del suelo.

ESC min. Iluminancia semicilíndrica mínima: La iluminancia semicilíndrica es la que se obtiene sobre un semicilindro vertical, cuyo radio es muy pequeño (que tiende a cero) y se suele utilizar para definir el modelado de objetos, en especial de las caras humanas.

La medición se realizó a través de la técnica tradicional, se midió la iluminancia vertical a 1,5 m de altura respecto al nivel del suelo y se giró el luxómetro hacia un lado (-90°) y otro (+90°) tomando de este modo tres mediciones de la iluminancia, se promedió esos valores y de ese modo se obtuvo la iluminancia semicilíndrica en cada punto. Se toma el valor más pequeño calculado (H. Allegue (Miembro de la Asociación Argentina de Luminotecnia (AADL)), comunicación personal, 4 de abril de 2018).

EV min Iluminancia vertical mínima: Valor más pequeño de la iluminancia tomado a 1,5 metros.

Grilla de medición:

Para las veredas se tomaron 10 puntos longitudinales en dirección de circulación (se tuvo en cuenta el sentido de circulación de la calle adyacente), midiendo en el sector que se ve más desfavorable (Deco, 2011), en este caso, a $\frac{1}{4}$ del borde interno de la vereda.

En los senderos internos, la disposición de las luminarias varía según cada recorrido y no es uniforme. Por esta razón, la confección de la grilla de medición se realizó tomando como referencia los puntos de luz más cercanos al sendero. Entre estos, se marcaron 10 puntos longitudinales distribuidos a lo largo del centro del camino. La medición se llevó a cabo desde el inicio del sendero, ubicado en el lado externo de la plaza, avanzando hacia su centro, siguiendo la dirección que aparenta ser más desfavorable y dando la espalda a la zona con mayor iluminación.

Para la zona central se toman las recomendaciones para medida de iluminancia en glorietas, la grilla parte de 8 radios que tienen su origen en el centro de la fuente y se toma como referencia las líneas centrales de los 8 senderos internos (denominados según los puntos cardinales donde se ubican) ya que su origen angular puede ser independiente de la implantación de las luminarias. Sobre cada radio se establecieron 3 puntos de medición (Ministerio de Industria, Energía y Turismo de España, 2013).

Ubicación de luminarias respecto al arbolado:

Para evaluar la interacción entre el arbolado y la iluminación de los senderos, se analizó la posición de las luminarias en relación con la copa de los árboles. Se registró si los artefactos estaban sobre, en medio o debajo del follaje, considerando su impacto en la distribución de la luz (Deco, 2011).

Relevamiento de sombras:

Para evaluar el impacto de las sombras en la vereda, se registró su presencia a partir de observaciones directas sobre el suelo. Se consideraron relevantes aquellas que cubrían más del 30% del área entre dos puntos consecutivos de medición (Deco, 2011).

4.2 CONSUMO ENERGÉTICO

Se realizó el perfil de consumo considerando la potencia instalada del sistema de iluminación en la plaza, obtenida a partir del relevamiento de datos. Para calcular el tiempo de funcionamiento del alumbrado, se utilizó el promedio de horas de luz diurna (Daylight Hours), información que se obtuvo de la página de la NASA <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.

La cantidad de horas de oscuridad se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Horas de oscuridad} = 24\text{horas} - \text{horas de luz diurna}$$

El consumo energético se calculó aplicando la fórmula:

$$\text{Consumo} = \text{Potencia} \times \text{Tiempo de uso}$$

4.3 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Tal como se mencionó en el estudio bibliográfico, cambiar la fuente energética puede generar ahorros significativos y aportar beneficios económicos y ambientales. En función de esto, se definió el objetivo del proyecto y la ubicación de la planta fotovoltaica.

Para ello, se investigó la información disponible sobre el recurso solar. Como base de datos, se utilizó la Guía del Recurso Solar, 1ª edición revisada de la Secretaría de Gobierno de Energía (2019).

A partir de esta guía, se obtuvieron los siguientes datos:

- Anexo III: Discos de irradiación solar, utilizados para determinar la orientación e inclinación óptima en la provincia de Córdoba.
- Anexo I: Datos medio mensuales de irradiación global diaria en el plano horizontal, expresados en kWh/m².
- Anexo II: Factores de corrección para multiplicar la irradiación solar en el plano horizontal según la orientación e inclinación de interés, permitiendo calcular la irradiación solar en el plano inclinado, que se traduce en horas solar pico para cada mes. Estos datos fueron organizados en una tabla de Excel.

- Anexo V: Temperaturas medias mensuales, utilizadas para evaluar el impacto térmico en el rendimiento del sistema fotovoltaico.

Para determinar la potencia pico PP que se debe instalar para cubrir la demanda energética se utilizó la siguiente fórmula despejando la PP(STC):

$$Ep(mes) = PP(STC) \cdot HPS (STC) \cdot PR \cdot ni = [kWh/mes]$$

Donde:

$Ep(mes)$ = Energía producida por mes.

$HPS (STC)$ = Horas pico solar media por mes [h/día]

$PP(STC)$ = Potencia pico de la suma de todos los paneles [kWp]

PR = Rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio" para esta instancia de cálculo preliminar se utilizará un valor de 0,8 para todos los meses.

ni = cantidad de días del mes en análisis

Para determinar la energía que se debe generar en un año, se buscó ajustar la producción anual para que coincidiera con el consumo anual, garantizando un equilibrio energético. El objetivo fue garantizar que la energía producida (Ep) cubriera el consumo energético anual (Ec).

Para ello, se confeccionó una tabla en Excel donde se realizaron los cálculos. Se utilizó la herramienta Buscar Objetivo, estableciendo la celda correspondiente a la energía anual producida (Ep) con el valor de consumo energético anual (Ec). A través de este método, se ajustó la potencia pico hasta alcanzar la equivalencia entre la producción y el consumo anual.

Se seleccionó un módulo fotovoltaico disponible en el mercado y que cumpla con las exigencias legales de certificación.

Para determinar la cantidad de módulos que se necesitarían se utilizó la fórmula:

$$\text{Cantidad de módulos } fv = \frac{\text{Potencia instalada del parque}}{\text{Potencia pico del modulo}(stc)}$$

La superficie que se necesita para instalar los módulos se obtuvo extrayendo las medidas de los mismos de la ficha técnica y se multiplicó por la cantidad de módulos y por un coeficiente de 1.8, este cálculo preliminar de superficie de ocupación se realizó para buscar un sitio adecuado para instalar el sistema.

Otro aspecto considerado, además de la superficie y el recurso solar, fue la red de distribución eléctrica disponible en el sitio, con la cual se realizará la conexión de generación distribuida. La información sobre esta red se obtuvo a través del Visor SIG de la Secretaría de Energía, disponible en su página oficial ([Visor](#)

[SIG - Secretaría de Energía](#)), específicamente en las pestañas "Energía", "Eléctrica" y "Provincia de Córdoba".

Se buscó un inversor que tenga la potencia que se calculó previamente, pero como no se halló uno con esa característica disponible se seleccionó un inversor que tiene la mitad de la potencia requerida con la intención de utilizar dos de estos inversores y se realizó el cálculo de la cantidad de módulos que se conectarán a cada inversor.

Contemplando el rango de potencias de entrada al inversor se calculó el número máximo de módulos que admite el inversor con las siguientes fórmulas:

$$\text{Mínima potencia de entrada al inversor} = \frac{\text{Potencia nominal de salida}}{\text{Eficiencia inversor}}$$

$$\text{Máxima potencia de entrada al inversor} = P_{\text{max}} \cdot CD$$

$$N^{\circ} \text{max. Módulos permitidos} = \frac{\text{Potencia permitida por el inversor}}{\text{Potencia del módulo}}$$

Se determinó la configuración serie-paralelo de los módulos teniendo en cuenta el rango de tensión MPPT del inversor, número de rastreadores MPPT, número de cadenas de entrada por rastreador, potencia unitaria del módulo, la tensión en el punto de máxima potencia del módulo.

Se delimitó la cantidad mínima (min.) y máxima (max.) de módulos en serie que puede tener el arreglo:

$$N^{\circ} \text{min. en serie} = \frac{V_{\text{minMPPT}}}{V_{\text{max módulo}}}$$

$$N^{\circ} \text{max. en serie} = \frac{V_{\text{maxMPPT}}}{V_{\text{max módulo}}}$$

De acuerdo a la cantidad de entradas por seguidor MPPT del inversor se determinó la cantidad de módulos en paralelo y se calculó la cantidad de módulos que se conectarán por cadena despejando la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{modulos en paralelo} = \frac{P_{\text{max. Inyectada}}}{N^{\circ} \text{serie} \times P_{\text{módulo}}}$$

Con el arreglo ya definido se calculó la potencia pico de la planta y la potencia de acople o potencia nominal en corriente alterna para obtener el ratio DC/AC o relación de sobrecarga que se calculó dividiendo la potencia pico entre la potencia de acople.

Se realizó la prueba para verificar que este arreglo sea apropiado para el inversor, el arreglo fotovoltaico debe cumplir con las siguientes restricciones:

Rango de tensión de entrada MPP -V_{mp}: La tensión de entrada al inversor de cada rama de módulos en serie debe encontrarse en ese rango.

$$V_{minMPP} < V_{mp \text{ módulo}} \times N^{\circ} \text{ módulos serie} < V_{maxMPP}$$

Tensión máxima en circuito abierto - Voc: La tensión máxima de entrada al inversor de cada rama en serie no debe superar ese valor.

$$V_{oc} (a \text{ temp mínima histórica}) \times n^{\circ} \text{ módulos en serie} < V_{oc \text{ máx inversor}}$$

Dónde:

$$V_{oc \text{ módulo}} (temp \text{ mínima}) = V_{oc} [1 - (\beta (25 - T))]$$

Corriente máxima en corto circuito - Isc: La corriente de entrada al inversor del número de ramas en paralelo no debe superar ese valor. Hay una corriente máxima para cada entrada.

$$I_{sc \text{ módulo}} \times N^{\circ} \text{ ramas en paralelo} < I_{sc \text{ máx inversor}}$$

Luego se definió el montaje de los paneles en el terreno, la distancia entre paneles se estableció de tal forma que no proyecten sombra sobre el siguiente grupo de módulos, como lo indica la imagen.

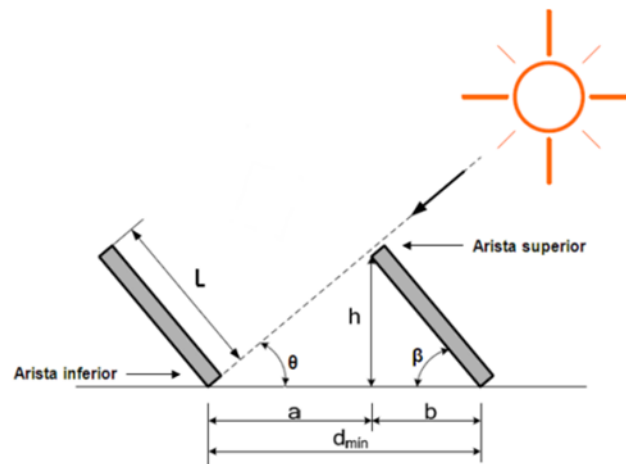


FIGURA 1. Geometría del montaje de los paneles

d_{min} : Distancia mínima entre aristas de paneles para evitar sombras (en metros)

$$d_{min} = a + b$$

L : Longitud del panel (columna de módulos en paralelo) (en metros)

h : Altura solar al mediodía (metros)

β : Grado de inclinación del panel respecto a la horizontal (grados)

θ : Ángulo de la sombra respecto a la horizontal (grados)

a: Distancia de la arista inferior de un panel a la arista superior del otro (metros)

$$a = \frac{h}{\tan \theta}$$

b: Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal (metros)

$$b = \cos \beta \cdot L$$

El ángulo de la sombra respecto de la horizontal (θ) se calculó empleando el criterio del solsticio de invierno puesto que es el más desfavorable del año ya que el sol está en su posición más baja en el horizonte:

$$\theta = (90^\circ - \text{latitud}) - 23.5$$

En el programa de diseño Sketchup se graficó como quedaría la planta fotovoltaica, este programa permite hacer un análisis de sombras lo que permitió definir la distancias entre la sala eléctrica y las mesas de paneles sin tener que hacer cálculos.

La distancia entre los módulos e inversores se redujo al máximo para evitar canalizaciones extensas en el lado de corriente continua.

Una vez definida las distancias entre los elementos del sistema, se procedió a la elección del cableado, se calculó la sección utilizando la fórmula de caída de tensión, teniendo en cuenta que esta no supere el 1.5% de las tensiones nominales de continua y alterna respectivamente. En la mayoría de normativas se exige que los cables soporten en la parte de continua hasta un 25% de la corriente de cortocircuito.

$$\Delta T(CC) = \frac{2 \cdot I \cdot \rho \cdot L}{S}$$

$$\Delta T(CA) = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot \rho \cdot L}{S}$$

ΔT = Caída de tensión

$$\Delta T = 0.015 \cdot (N^\circ \text{ de paneles en serie} \cdot V_{oc})$$

I= Intensidad de corriente

ρ = Resistividad del cobre a 90°C

L= Longitud del cable

S= Sección del cable

Elección de la canalización de conductores:

Se diseñó la canalización de los conductores teniendo en cuenta recomendaciones de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) para instalaciones a la intemperie, norma 90364.

La tabla que se utilizó para elegir el método de canalización con su definición se extrajo del Pliego Técnico Normativo chileno RIC N° 04 (página 21), esta clasificación es igual para la norma de la AEA y se consigue de forma gratuita.

Método de instalación A1:	Hasta tres conductores monopolares con carga, instalados en ductos embutidos en paredes.
Método de instalación A2:	Cables multiconductores (3 conductores con carga) instalados en ductos embutidos en paredes.
Método de instalación B1:	Hasta tres conductores monopolares instalados en ductos o en bandejas adosadas a paredes.
Método de instalación B2:	Cables multiconductores (3 conductores con carga) instalados en ductos o en bandejas adosadas a paredes.
Método de instalación D1:	Cables monoconductores o multiconductores (3 conductores con carga) instalados en ductos enterrados.
Método de instalación D2:	Cables con cubierta, monoconductores o multiconductores (3 conductores con carga) instalados directamente enterrados.
Método de instalación E:	Cables multiconductores (3 conductores con carga) instalados libremente al aire, en escalerillas porta conductores o en canastillos porta conductores o en bandejas perforadas.
Método de instalación F:	Cables monoconductores (3 conductores con carga), en contacto y en disposición plana, instalados libremente al aire, en escalerillas porta conductores o en canastillos porta conductores o en bandejas perforadas. Para instalaciones enterradas se considera una profundidad de 0,7 metros y una resistividad térmica del suelo de 1 K*m/W.

TABLA 2. Modo de instalación de cables en distintos tipos de canalizaciones

Las protecciones eléctricas que se necesitan en una instalación fotovoltaica fueron seleccionadas según lo recomendado en el Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. En este análisis, solo se calculó la cantidad de protecciones, sin determinar su calibre. Además, se consideraron los requisitos expresados en el manual de instalación del inversor.

Una vez definidos todos los componentes de la instalación se calculó la energía anual generada, para lo que fue necesario calcular primero la irradiancia media mensual y las pérdidas de energía del sistema para luego calcular el performance ratio.

El Performance Ratio (PR), es una relación entre la energía efectivamente producida con respecto a la energía que se produciría si el sistema funcionara continuamente a su eficiencia STC (1000 W/m², 25°C). El PR está definido en la norma IEC EN 61724.

El PR incluye:

Pérdidas ópticas (sombreados, modificador del ángulo de incidencia, suciedad)

Pérdidas del arreglo de módulos (conversión fotovoltaica, envejecimiento, calidad del módulo, desajuste, cableado de DC, etc.)

Pérdidas del sistema (eficiencia del inversor, cableado de CA, etc.)

El performance ratio toma valores entre 0 y 1 y se expresa de la siguiente manera:

$$PR = (1 - A - Ptemp) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F$$

Dónde:

$$A = A1 + A2 + A3 + A4$$

A1= Pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos

A2= Pérdidas por efecto del polvo y suciedad sobre los módulos solares

A3= Pérdidas por reflectancia angular y espectral

A4= Pérdidas por sombras

B= $(1 - Lcab_CC)$ -> Donde **Lcab_CC** Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua

C= $(1 - Lcab_CA)$ -> Donde **Lcab_CA** Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna

D= $(1 - Ldisp)$ -> Dónde **Ldisp** Pérdidas por disponibilidad

E= Rendimiento en el Inversor (rendimiento europeo)

F= $(1 - LMPPT)$ -> Dónde **LMPPT** Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador

Algunos valores típicos de pérdidas:

A1	Pérdidas por dispersión de los parámetros entre los módulos	0,015
A2	Pérdidas por efecto del polvo y suciedad sobre los módulos solares	0,020
A3	Pérdidas por reflectancia angular y espectral	0,020
A4	Pérdidas por sombras	0,040
A		0,095
L _{cab-cc}	Pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua	0,015
L _{cab-ca}	Pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna	0,020
L _{disp}	Pérdidas por disponibilidad	0,020
L _{MPPT}	Pérdidas seguimiento del punto de máxima potencia del generador	0,015
B		0,985
C		0,980
D		0,980
E		0,980
F		0,985

TABLA 3. Valores típicos de pérdidas

Las pérdidas medias mensuales debidas al efecto de la temperatura ($P_{temp.}$) sobre las celdas fotovoltaicas, se calculan según la siguiente expresión:

$$P_{temp} = |\alpha|(TC - 25^{\circ}C)$$

Siendo TC La temperatura de trabajo de las celdas fotovoltaicas:

$$TC = T_{amb} + (TONC - 20^{\circ}C) \cdot \left[\frac{G}{800}\right]$$

Dónde:

T_{amb} = Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)

$TONC$ = Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico (Fabricante)

G = Irradiancia media en W/m^2

$$G = \frac{IPH}{N}$$

Dónde

IPH: Irradiancia en el plano horizontal.

N: Horas diarias medias (este dato se obtuvo de la NASA <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>).

En una tabla de Excel se calculó el PR y la energía mensual producida con la misma fórmula utilizada para calcular la potencia pico pero esta vez con la potencia pico y el performance ratio bien definidos.

$$Ep(mes) = PP(STC) \cdot HPS (STC) \cdot PR \cdot ni = [kWh/mes]$$

Donde:

$Ep(mes)$ = Energía producida por mes.

$HPS (STC)$ = Horas pico solar media por mes [h/día]

$PP(STC)$ = Potencia pico de la suma de todos los paneles [kWp]

PR = Rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio"

ni = cantidad de días del mes en análisis

Sumando la energía mensual se obtuvo la energía anual producida en kWh/año y la energía específica esta última es el cociente entre la energía anual producida y la potencia pico.

4.4 ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO

Luego se comenzó el estudio de factibilidad económica donde a partir de la producción de energía estimada se realizó un balance económico, estimando ingresos, inversión inicial y costos de operación y mantenimiento.

A partir de estos datos preliminares, se obtuvieron resultados como el costo de inversión por Wp y el plazo de recuperación de la inversión.

Los gastos de capital CAPEX, son la inversión inicial requerida para construir un activo generador, es decir, el costo de invertir en una planta de energía sin tener en cuenta los costos financieros (tasas de interés) o la estructura de financiamiento.

Para el cálculo de costos se buscaron los precios en internet y se pasó a dólares, se multiplicó por la cantidad necesaria de cada concepto y se hizo la suma total, para el cálculo del CAPEX unitario se dividió la inversión total en la potencia instalada.

El tipo de cambio a dólar que se utilizó fue \$1200.

Para calcular el plazo de recupero de la inversión inicial en el parque fotovoltaico, se realizó un análisis de flujo de fondos, en el que se utilizaron los siguientes datos:

- Tarifa: Tarifas para Generación Distribuida aplicables por las Cooperativas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Córdoba, RG 41 ERSEP. Se pasó el valor de la tarifa a dólares (tasa de cambio \$1200), se consideró que esta tarifa será fija a lo largo de la vida útil del parque.

- Duración del proyecto, teniendo en cuenta la vida útil de los módulos.
- Costos: El CAPEX se tiene en cuenta como inversión inicial.
- Potencia instalada y generación anual de energía.
- Degradación del sistema: Si bien la degradación de los módulos es un factor a considerar en el análisis, en este caso no se incorporó este parámetro en la evaluación.

$$\text{Payback} = \text{Último período con Flujo acumulado negativo} + \frac{\text{Valor Absoluto Último Flujo acumulado negativo}}{\text{Valor del Flujo de caja del siguiente período}}$$

El año cero es el año de instalación de la planta por lo que solo se considera la inversión inicial, la cual se obtiene de multiplicar el CAPEX unitario por la potencia pico.

Los ingresos anuales del parque se calcularon multiplicando la energía generada por la tarifa vigente. En un análisis detallado, sería necesario considerar la degradación de los módulos, ya que con el paso de los años la producción energética disminuye. Sin embargo, para este cálculo preliminar, dicho factor no se tomó en cuenta.

El flujo de caja se calculó:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Costos}$$

El flujo de caja acumulado es la suma entre el flujo de caja de ese año más el flujo de caja acumulado del año anterior.

Finalmente se realizó una comparación de las tarifas de consumo y de inyección de energía. Se consideró ambas tarifas como precios fijos durante las 24hs.

La tarifa de consumo se obtuvo de una Factura de la cooperativa CEMDO Ltda. De la cual se dividió el importe del subtotal de consumo de energía por el consumo energético de ese mes. Y como ya se mencionó anteriormente la tarifa de inyección de energía se obtuvo de la resolución general n°41 de ERSEP.

4.5 ESTUDIO AMBIENTAL

Según el Decreto 2131/00, reglamentario del Capítulo IX de la Ley del Ambiente N°7343/85, el proceso de administración ambiental requiere la presentación de un Aviso de Proyecto para determinadas instalaciones, incluyendo aquellas destinadas a la generación y transformación de energía eléctrica menores de 100 MW.

Para la elaboración de este aviso, se tomaron como referencia los criterios establecidos en la Guía del Anexo III del decreto. Asimismo, en el Anexo II, se especifican los proyectos obligatoriamente sujetos a Aviso de Proyecto y aquellos que, bajo ciertas condiciones, requieren la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental.

Se definieron aspectos clave como los objetivos del proyecto, localización, área de influencia, consumo energético, relación con planes estatales y privados, entre otros. Además, se llevó a cabo una visita de

campo al Parque Industrial y Tecnológico para identificar especies vegetales y animales, evaluar condiciones del terreno y realizar registros fotográficos.

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN:

5.1 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Villa Dolores es una ciudad de la provincia de Córdoba, cuenta con 33.346 habitantes y es el principal centro urbano del departamento San Javier. Este trabajo se limita a dos puntos importantes de esta ciudad, La Plaza Mitre y el Parque Industrial y Tecnológico.

La Plaza Mitre de Villa Dolores, provincia de Córdoba, se localiza entre las calles presidente Juan Domingo Perón, Belgrano, Domingo Faustino Sarmiento y Felipe Herdman; En las coordenadas geográficas - 31.98113517301143 latitud sur, -65.24207763324286 longitud oeste.

Cuenta con alumbrado público que al igual que al resto de la ciudad lo provee la Cooperativa CEMDO Ltda. Este fue renovado en el año 2016, cuando se reemplazaron las lámparas de sodio de alta presión por luminaria led, estas cuentan con un sistema de encendido por fotocélula y con un plan de mantenimiento a realizarse cada 10 años.

La Plaza Mitre es un importante espacio verde ubicado en el centro de la ciudad, sus senderos son de uso peatonal, por lo que los criterios de iluminación adecuados pueden variar entre los de zona céntrica o de alto prestigio y los establecidos para parques y plazas. Las calles que la circundan son de una dirección de desplazamiento y poseen áreas de estacionamiento con alto nivel de actividad.

5.2 ESTUDIO LUMÍNICO

Clasificación puntos luminosos	Cantidad por soporte	Marca y Modelo	Altura (m)	Montaje	Grado de protección	Número de lámparas	Tipo	Potencia consumida (W)	Temperatura de color (K)	Índice de reproducción cromática	Vida útil (hs)	Lúmenes cada luminaria (Lm)	Eficacia luminaria completa (Lm/W)	Potencia consumida total punto luminoso (W)	Potencia consumida total clasificación (W)	área que ilumina
del 1 al 8	2	LED 100C	3	Horizontal	IP66	2	Led	100	6000	>80	50000	>10000	110 ± 5%			Plaza
		LED 200C	8,7	Horizontal	IP66	4	Led	200	6000	>80	50000	>20000	110 ± 5%	300	2400	Calle
del 9 al 22	3	LED 100C	8	Horizontal	IP66	2	Led	100	6000	>80	50000	>10000	110 ± 5%	300	4200	Plaza
del 23 al 27	2	LED 100C	8	Horizontal	IP66	2	Led	100	6000	>80	50000	>10000	110 ± 5%	200	1000	Plaza
del 28 al 32	2	globo con difusor opal	3			2	fluorescente compacta	85	6400		8000	5000	58,8	170	850	Plaza
del 33 al 36	1	Reflector Ticar &Lucciola			IP55	1	sodio alta presión	150	2000		32000	17500	116,7	150	600	Plaza
Potencia consumida total Plaza Mitre=															9050	

TABLA 4. Características lumínicas y eléctricas del alumbrado público de la Plaza Mitre

Los puntos luminosos fueron clasificados con colores según el tipo de lámparas y luminarias, de este modo existen lámparas led que están dispuestas en soportes con luminarias doble o triple, señaladas en la segunda columna con los números 2 o 3, igualmente los globos difusores con lámparas fluorescentes compactas contienen 2 luminarias por cada soporte y finalmente los reflectores están dispuestos individualmente.

El número de lámparas se refiere a la cantidad de lámparas incluidas en cada luminaria, entonces en los puntos luminosos clasificados con el color amarillo existen dos luminarias, una que ilumina hacia la plaza y la otra que se dirige hacia la calle como lo señala la última columna de la tabla; las luminarias led que

iluminan la plaza contienen 2 lámparas y las que dan a la calle contienen 4 lámparas, los puntos luminosos que contienen globos difusores opal tienen 2 lámparas una por cada globo y cada reflector contiene una lámpara de sodio de alta presión.

Un dato muy relevante de esta tabla es la potencia consumida por cada lámpara y remarcado en rojo la potencia total que requiere el alumbrado actual de la Plaza. En la tabla se muestra el consumo energético mensual.

Representación cartográfica de los puntos luminosos:

Los puntos luminosos relevados con el GPS fueron georreferenciados en un mapa, donde se asignó una clasificación por color. Esta categorización se estableció en función de la tabla de características lumínicas y técnicas del alumbrado público, permitiendo visualizar de manera diferenciada cada tipo de iluminación según sus propiedades.

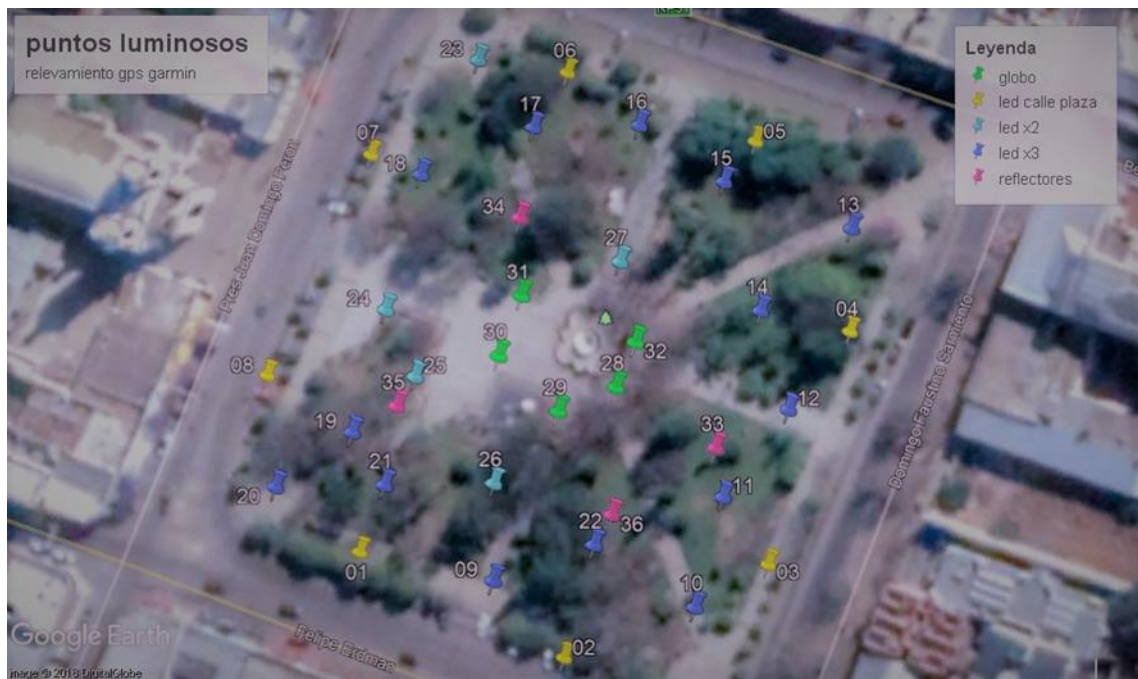


FIGURA 2. Ubicación de los puntos luminosos

Nivel de iluminancia:

La grilla de medición se compone de zonas (vereda, senderos y centro) y trayectos (los puntos donde se tomaron las mediciones entre 2 puntos luminosos consecutivos).

Zona	Trayectos
vereda	1-9; 9-2; 2-10; 10-3; 3-11; 11-12; 12-4; 4-13; 13-5; 5-15; 15-16; 16-6; 6-23; 23-7; 7-24; 24-8; 8-20; 20-1
Senderos	9-26 20-21; 21-25 24-30 23-31 16-27 13-32 12-32 10-28
centro	De cada sendero hasta la fuente

TABLA 5. Sectorización de la grilla de medición

En los senderos, a medición se llevó a cabo desde el inicio del sendero, ubicado en el lado externo de la plaza, avanzando hacia su centro, siguiendo la dirección que aparenta ser más desfavorable y dando la espalda a la zona con mayor iluminación. Con la medición resultó que el lado externo es el más desfavorable ya que el centro de la plaza resultó tener exceso de iluminación. La medición debió tomarse desde el centro dirigiéndonos hacia fuera de la plaza.

Parámetro	Zona	VALOR MEDIDO (lux)	CIE 115-2010 (lux)	CIE 136-2000 (lux)	Análisis
Iluminancia horizontal promedio	Vereda	63,58	Entre 5-15	Entre 5-10	Excesivo
	Senderos	26,34			
	Centro	15,97			
Iluminancia horizontal mínima	Vereda	0,5	Entre 1-3	Entre 2-5	insuficiente
	Senderos	0,1			insuficiente
	Centro	9,28			Excesivo
Iluminancia vertical mínima	Vereda	0,35	Entre 1,5-5		insuficiente
	Senderos	0,2			insuficiente
	Centro	5,85			Excesivo
Iluminancia semicilíndrica mínima	Vereda	0,37	Entre 1-3	Entre 2-3	insuficiente
	Senderos	0,17			insuficiente
	Centro	5,5			Excesivo

TABLA 6. Resumen de los niveles de iluminancia medidos y comparación con la norma CIE

En la Tabla 6 se resumen los niveles de iluminancia medidos en cada sector de la plaza y se comparan con los valores recomendados en las normas CIE 115-2010 y CIE 136-2000.

Los resultados muestran que la iluminancia horizontal promedio (medida a nivel del suelo) es excesiva en toda la plaza. Sin embargo, la iluminancia horizontal mínima es insuficiente en las veredas y senderos, mientras que en el centro de la plaza resulta excesiva. Esta variación se debe a la presencia de sombras y a la ubicación de luminarias por encima o en medio de la copa de los árboles en algunos de los puntos de medición.

Asimismo, la iluminancia vertical y semicilíndrica (medidas a una altura de 1,5 metros) resultaron insuficientes en las veredas y senderos, pero excesivas en el centro de la plaza, lo que evidencia una distribución desigual de la iluminación en el área evaluada.

Sombras y conflicto con el arbolado:

Se determinó la posición de cada luminaria respecto a los árboles más cercanos, en las veredas cada punto luminoso contiene dos luminarias a distintas alturas, 3 metros las que alumbran hacia la vereda y 8,7 metros las que dan hacia la calle o zona de estacionamientos, en este sector los árboles son siempreverde (*Myoporum laetum*) de baja estatura cuyas copas miden a partir de 2 hasta 5 metros aproximadamente, se observó que las luminarias que se encuentran a 3 metros el 50% está en medio de la copa de los árboles, 37,5% bajo la copa y 12,5% sobre la copa; Mientras que las lámparas que alumbran hacia la calle se encuentran sobre la copa de los árboles pero no se ven afectado por este debido a la longitud del brazo que las sostienen.

En este mismo sector se observó que de los 18 trayectos de medición 8 tienen porcentaje de sombra mayor a 30%, 3 igual a 30% y 7 menor a 30%.

En los senderos y centro de la plaza hay mayor diversidad de árboles, en los senderos la mayoría de la luminaria está a una altura de 8 metros, algunas a 3 metros y 2 que están a 1 metro sobre el nivel del suelo, por lo que el 55,5% de la luminaria está en medio de la copa de los árboles, 38,8% por debajo y 5,5% sobre la copa.

Respecto al porcentaje de sombras en los senderos de 9 trayectos de medición 7 tienen porcentajes de sombra mayor al 30%.

En el centro de la plaza hay menor cantidad de árboles, las luminarias están a 3 metros de altura encontrándose todas por debajo de la copa de los árboles, el porcentaje de sombras es 0% en casi todo el sector excepto en el sector este y noreste que tienen un porcentaje de 33,3 % de sombra.

El análisis de la interacción entre luminarias y arbolado evidencia conflictos en las veredas, donde la disposición de las luces genera sombras que afectan la iluminancia vertical y semicilíndrica, reduciendo la visibilidad en ciertos puntos. En los senderos, aunque la ubicación de las luminarias varía, la presencia de sombras sigue afectando la distribución luminosa, debido principalmente a las copas y ramas de los árboles.

En general, la iluminancia horizontal promedio resulta excesiva en las veredas y senderos, mientras que en el centro de la plaza el valor apenas supera el nivel recomendado.

5.3 PERFIL DE CONSUMO ELÉCTRICO

```
-BEGIN HEADER-
NASA/POWER CERES/MERRA2 Native Resolution Climatology Climatologies
20-year Meteorological and Solar Monthly & Annual Climatologies (January 2001 - December 2020)
Location: Latitude -31.9813 Longitude -65.2421
Elevation from MERRA-2: Average for 0.5 x 0.625 degree lat/lon region = 1151.48 meters
The value for missing source data that cannot be computed or is outside of the sources availability range: -999
Parameter(s):
SG_DAY_HOURS SRB V4/CERES SYN1deg Solar Geometry Day Hours (Hours)
-END HEADER-
PARAMETER JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV DEC ANN
SG_DAY_HOURS 13.83 13.05 12.15 11.18 10.36 9.94 10.13 10.82 11.74 12.71 13.58 14.04 -999.0
```

FIGURA 3. Promedio de horas de luz diurna

Mes	Días	Horas oscur	Potencia[W]	Consumo [Wh]	Consumo[kWh]
enero	31	10,2	9050	2853193,5	2853,2
febrero	28	11,0	9050	2774730	2774,7
marzo	31	11,9	9050	3324517,5	3324,5
abril	30	12,8	9050	3480630	3480,6
mayo	31	13,6	9050	3815480	3815,5
junio	30	14,1	9050	3828150	3828,2
julio	31	13,9	9050	3899645	3899,6
agosto	31	13,2	9050	3697649	3697,6
septiembre	30	12,2	9050	3312300	3312,3
octubre	31	11,3	9050	3167409,5	3167,4
noviembre	30	10,4	9050	2823600	2823,6
diciembre	31	9,9	9050	2777445	2777,4
anual				39754749,5	39754,7

TABLA 7. Perfil de consumo

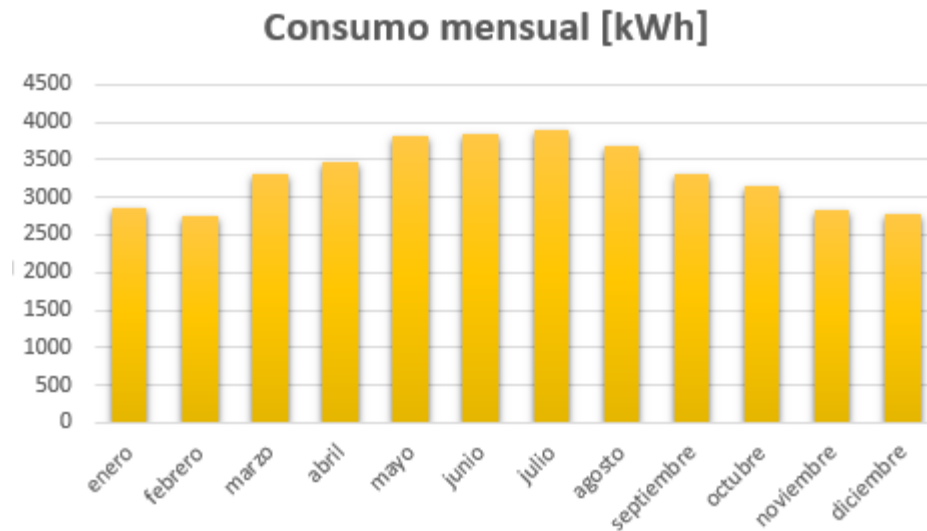


FIGURA 4. Gráfico de consumo mensual

Se pudo concluir que el mes con mayor consumo es el mes de julio y que el consumo anual es de 39754.7kWh.

5.4 ESTUDIO TÉCNICO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Prediseño del generador de energía fotovoltaico:

-Definición del requerimiento: Ahorro de costos de energía eléctrica, con un sistema de generación de energía solar fotovoltaico conectado a la red que produzca anualmente la cantidad de energía que consume el alumbrado de la plaza en un año.

-Determinación de la localización: Villa Dolores, provincia de Córdoba.

Coordenadas: -31.9812671554102, -65.24208299346938

-Determinación del recurso solar:

La orientación óptima para la provincia de Córdoba es hacia el norte, es decir acimut 0° y la inclinación 30°

CÓRDOBA

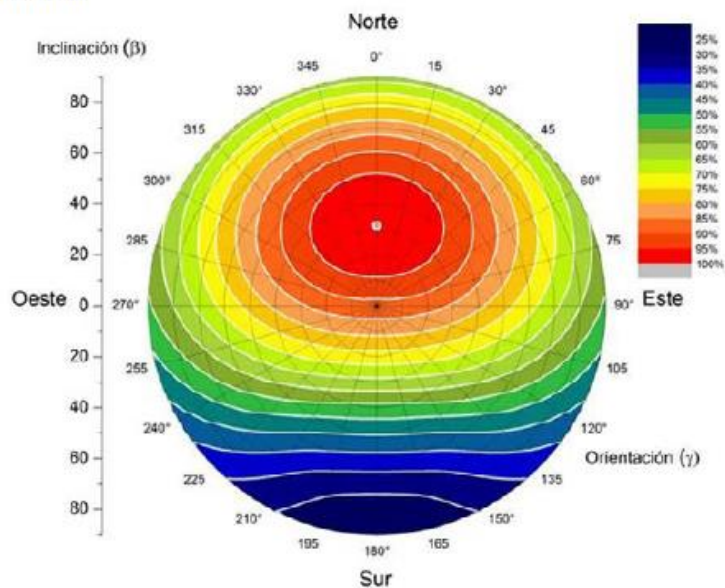


FIGURA 5. Disco de irradiación solar

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
IPH [kWh/m ²]	6	5	4	3,5	3	2	2,5	3,5	4	5	6	6
R	0,91	0,97	1,05	1,18	1,37	1,42	1,38	1,24	1,1	0,99	0,93	0,9
IPI [kWh/m ²] o HSP	5,46	4,85	4,2	4,13	4,11	2,84	3,45	4,34	4,4	4,95	5,58	5,4
Temperatura media [°C]	25	23,8	21,4	17,8	14	10,4	10,3	13,2	15,4	20,4	22,8	24,7

TABLA 8. Recurso solar

Dónde:

IPH: Irradiación en el plano horizontal.

R: Tabla de transposición.

IPI: Irradiación en el plano inclinado a 30° con acimut 0°.

HSP: Hora solar pico.

Potencia pico:

Pp(stc)kWp	30,4				
	Días	Mes	HSP	PR	Ep[kWh/mes]
	31	Enero	5,46	0,8	4115,0
	28	Febrero	4,85	0,8	3301,5
	31	Marzo	4,2	0,8	3165,4
	30	Abril	4,13	0,8	3012,2
	31	Mayo	4,11	0,8	3097,6
	30	Junio	2,84	0,8	2113,0
	31	Julio	3,45	0,8	2600,1
	31	Agosto	4,34	0,8	3270,9
	30	Septiembre	4,4	0,8	3209,1
	31	Octubre	4,95	0,8	3730,6
	30	Noviembre	5,58	0,8	4069,8
	31	Diciembre	5,4	0,8	4069,8
				EP[kWh/año]	39755,0
	Ec	39755			
	Cobertura	1			
	Ep	39755			

TABLA 9. Cálculo de la potencia pico

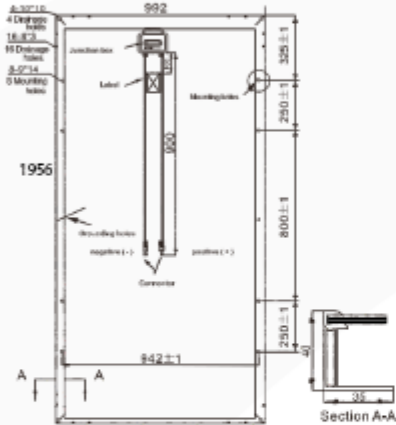
Para que la energía producida anualmente sea igual a la energía consumida en un año por la plaza, la potencia pico del parque fotovoltaico debe ser de 30.4kWp.

-Selección de módulos fotovoltaicos:

Se eligió el Módulo poli-cristalino Luxen LNSF 330P.

POLY	STC	LNSF-315P	LNSF-320P	LNSF-325P	LNSF-330P
Maximum Power (P _{max})		315W	320W	325W	330W
Open Circuit Voltage (V _{oc})		45.5V	45.5V	45.7V	45.7V
Short Circuit Current (I _{sc})		9.17A	9.32A	9.39A	9.47A
Voltage at Maximum Power (V _{mp})		36.7V	36.7V	36.9V	37.1V
Current at Maximum Power (I _{mp})		8.58A	8.72A	8.81A	8.89A
Module Efficiency (%)		16.23%	16.49%	16.75%	17.01%

STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25°C, AM=1.5;
 Best in Class AAA solar simulator(IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%



Mechanical Characteristics	
Solar Cell	156x156mm(6 inches)
No. of Cells	72(6x12)
Dimensions	1956x992x40mm
Weight	23.0kgs
Front	Glass 3.2mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP65/IP67 rated (3 by pass diodes)
Output Cables	4.0mm ² , symmetrical length (-)900mm and (+)900mm
Connectors	MC4 compatible
Mechanical load test	5400Pa

Operating Module Temperature	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 600V DC (UL)
Maximum Series Fuse Rating	15A
Power Tolerance	0/+5W
Temperature Characteristics	
Nominal Operating Cell Temperature (Noct)	45±2°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.42%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.05%/°C

Packing Configuration		
Container	20'GP	40'GP
Pieces per pallet	26	26
Pallets per container	10	22
Pieces per container	260	572

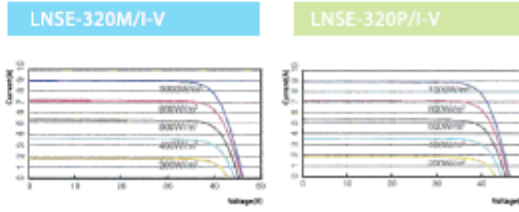


FIGURA 6. Ficha técnica del módulo

$$\text{Cantidad de módulos } fv = \frac{30400W_p}{330W_p} = 92.1 \rightarrow 92 \text{ módulos}$$

-Superficie de ocupación:

$$\text{Superficie de cada módulo} = 1.956m \times 0.992m = 1.94m^2$$

$$\text{Superficie de paneles} = 92 \text{ módulos} \times 1.94m^2 = 178.48m^2$$

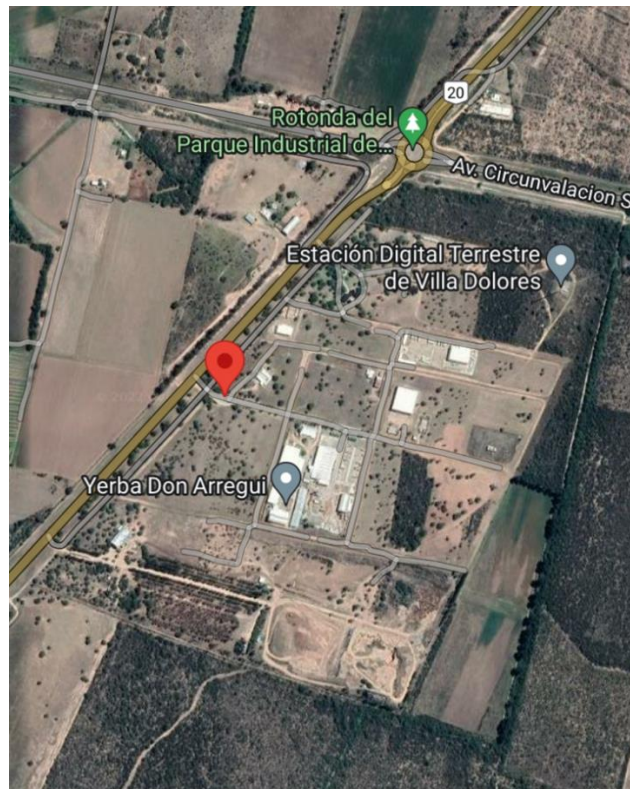
$$\text{Superficie de terreno ocupada} = 178.48m^2 \times 1.8 = 321.3m^2$$

Diseño:

Se procedió a buscar un sitio adecuado para el emplazamiento del sistema fotovoltaico y debido a que en la misma Plaza Mitre no hay espacio suficiente y que hay demasiadas sombras se propone que la producción de energía sea en el Parque Industrial y Tecnológico de la ciudad de Villa Dolores, ubicado en las coordenadas geográficas 31°58'52" S, 65°14'31" O.

Dicho Parque es de propiedad de la municipalidad, cuenta con espacio suficiente, además de una buena infraestructura para el desarrollo de proyectos, se encuentra a 7km de la ciudad, cuenta como alumbrado público, agua potable, internet, mantenimiento de áreas comunes, seguridad privada, cerco perimetral y control de accesos.

Se dispone en el sitio la red de distribución de media tensión de 33Kv.



SDT Series

Doble MPPT, Trifásico



Ficha Técnica	GW4000-DT	GW5000-DT	GW6000-DT	GW8000-DT	GW10KN-DT	GW12KN-DT	GW15KN-DT
Datos de entrada de cadena FV							
Potencia máx. entrada CD (W)	5200	6500	7800	9600	12000	16800	19500
Tensión máx. entrada CD (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Rango de tensión MPPT (V)	200-800	200-800	200-800	200-850	200-850	200-850	200-850
Tensión de arranque (V)	180	180	180	180	180	180	180
Tensión MPPT para carga completa (V)	195-800	240-800	285-800	380-850	480-850	380-850	480-850
Tensión nominal entrada CD (V)	620	620	620	620	620	620	620
Corriente máx. entrada (A)	11/11	11/11	11/11	11/11	11/11	22/11	22/11
Corriente máx. de cortocircuito (A)	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8	13.8/13.8	27.6/13.8	27.6/13.8
No. de rastreadores MPPT	2	2	2	2	2	2	2
No. de cadenas de entrada por rastreador	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	2/1	2/1
Datos de salida CA							
Potencia nominal de salida (W)	4000 ^{s1}	5000 ^{s1}	6000 ^{s1}	8000 ^{s1}	10000 ^{s1}	12000	15000
Potencia máx. aparente de salida (VA)	4000	5000	6000	8000	10000	14000	16500
Tensión nominal de salida (V)	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE	400, 3L/N/PE
Frecuencia nominal de salida (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Corriente máx. de salida (A)	8.5	8.5	10	12.1	15.2	21.5	24
Factor de potencia de salida	~1 (Ajustable desde 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo)						
THDi de salida (salida nominal)	<2%	<2%	<2%	<2%	<2%	<2%	<2%
Eficiencia							
Eficiencia máx.	98,0%	98,0%	98,0%	98,3%	98,3%	98,3%	98,3%
Euro eficiencia	>97,5%	>97,5%	>97,5%	>98,0%	>98,0%	>98,0%	>98,0%

FIGURA 10. Ficha técnica del inversor

Cálculo de la cantidad de módulos que se conectarán a cada inversor:

Para cada inversor Goodwe GN 15 KN-DT, se establecen los siguientes límites de potencia de entrada:

$$P_{min \text{ entrada al inversor}} = \frac{15000W}{0.983} = 15259W$$

$$P_{max \text{ entrada al inversor}} = 19500W$$

Entonces la potencia debe estar entre 15259 W y 19500W, se eligió 17000W. A continuación se calculó la cantidad máxima de módulos por cada inversor, dividiendo la potencia seleccionada entre la potencia nominal de cada módulo Luxen Solar LN SF 330P.

$$N^{\circ} \text{max. Módulos permitidos por inversor} = \frac{17000W}{330W} = 51.5 \text{ módulos}$$

Cada inversor puede admitir hasta 51 módulos en su configuración. Para determinar el número de módulos que se pueden conectar en serie, se consideran los valores de tensión de entrada del inversor:

$$N^{\circ}min. en serie = \frac{200V}{37.1V} = 5.39 \text{ módulos}$$

$$N^{\circ}max. en serie = \frac{850V}{37.1V} = 22.9 \text{ módulos}$$

Se determina que la cantidad de módulos en serie debe estar entre 6 y 22. Para definir su distribución, se tuvo en cuenta que el inversor cuenta con 2 rastreadores MPPT: uno con 2 entradas y otro con una sola entrada. Con esta configuración, se calculó cuántos módulos se colocarían en cada conjunto, disponiendo 3 arreglos en paralelo para cubrir la potencia requerida.

$$N^{\circ}modulos en paralelo = \frac{17000W}{N^{\circ}serie \times 330W} = 3 \text{ módulos en paralelo}$$

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} = \frac{17000W}{3 \times 330W} = 17.1 \sim 17 \text{ módulos en serie}$$

En el prediseño, para ajustar la potencia generada a la potencia consumida, se calcularon 92 módulos en total. Si se distribuyen entre los 2 inversores, con 3 cadenas en cada uno, se deberían colocar 15 módulos en serie por cadena. Sin embargo, al verificar la potencia de entrada al inversor, se observó que quedaba por debajo del rango requerido, por lo que se decidió aumentar a 16 módulos en serie.

La potencia pico de la planta con este arreglo es:

$$Pp(stc) = (330Wp \times 3 \times 16) \times 2 = 31680Wp$$

La potencia nominal en corriente alterna:

$$PnominalCA = 15000W \times 2 = 30000W$$

-Ratio DC/AC resulta:

$$\frac{31680Wp}{30000W} = 1.06$$

Verificación del arreglo fotovoltaico:

Rango de tensión de entrada MPP-vmpp:

$$200v < 37.1v \times 16 < 850v$$

$$200v < 593.6v < 850v$$

Tensión máxima en circuito abierto-voc

$$VOC \text{ módulo } (-10^{\circ}C) = 45.7v[1 - (-0.0032 \frac{1}{^{\circ}C}(25 - (-10^{\circ}C)))]$$

$$VOC \text{ módulo } (temp \text{ mínima } (-10^{\circ}C)) = 50.81v$$

$$50.81v \times 16 = 812.96v$$

$$812.96v < 1000v$$

La corriente máxima en cortocircuito debe ser menor a 27,6A en el MPPT doble y 13,8A en el simple.

$$9.47A \times 2 \text{ cadenas de entrada por rastreador} = 18.94A$$

$$9.47A < 13.8A$$

$$18.94A < 27.6A$$

Método de montaje:

Se consiguió presupuesto para una estructura inclinada fabricada con perfil C galvanizado para enterrar a piso, sobre esta mesa se monta otra estructura de aluminio en la que se instalarán los módulos, se emplearán 2 estructuras iguales por lo que se procedió a calcular la distancia entre estas y la superficie que se necesitará.

Los módulos se dispondrán de forma vertical en 3 filas de 16 módulos por cada estructura.

L: 6m

h: 3.5m

β : 30°

θ : 34.5

$$\theta = (90^\circ - 32^\circ) - 23.5$$

$$a = \frac{3.5m}{\tan(34.5)} = 5m$$

$$b = \cos(30^\circ) \cdot 6m = 5.19m$$

$$d_{min} = 5m + 5.19m = 10.19m$$

La distancia entre las dos mesas será de 10,20m es una buena distancia para realizar las tareas de instalación operación y mantenimiento y en la que la mesa de módulos de adelante no proyectarán sombra sobre la de atrás.

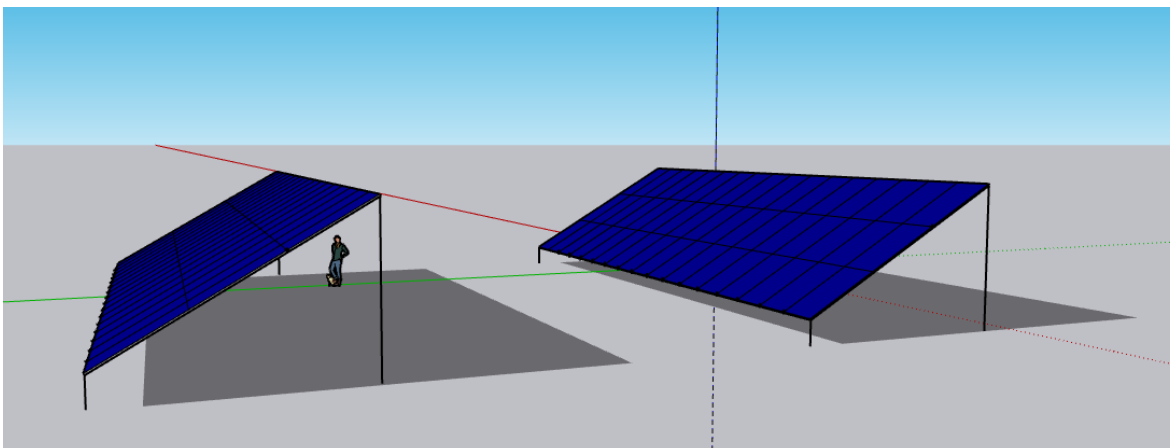


FIGURA 11. Representación de las estructuras con módulos

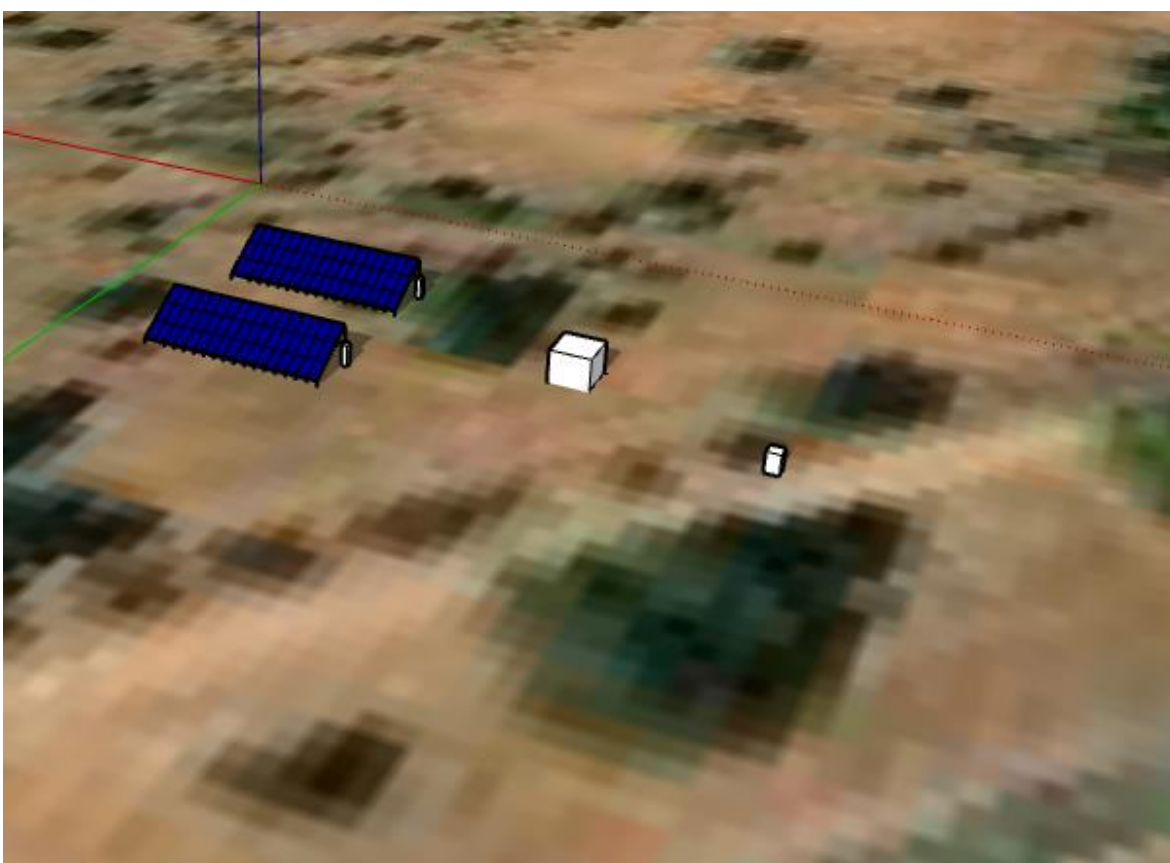


FIGURA 12. Representación de la planta fotovoltaica

La superficie total ocupada por el proyecto son 1229.6m^2 . Ya que se dejaría un pasillo de 5m delante de la primera mesa para evitar sombras y realizar tareas de mantenimiento, y 3 metros por detrás del soporte posterior de la segunda mesa para realizar tareas de mantenimiento. Ente los paneles y el shelter sala

eléctrica la distancia sería de 18m y entre este y el medidor son 15m. Teniendo un frente de 53m y 23.2m de largo.

Layout eléctrico

En corriente continua:

Los tableros de protecciones y casillas de inversores se localizarán detrás y a la izquierda de cada grupo de módulos, siendo la mayor longitud de cable 16 metros (desde la caja de conexiones del módulo más lejano), esta distancia se utilizó para calcular la sección de cable.

$$V_{OC}=45.7V$$

$$I_{sc}=9.47A$$

ρ del cobre a 90°C= 0.023 Ω mm²/m

Distancia de cables en corriente continua (módulos-tablero cc- inversor) =

$$L = (16 \times 0.996m) + 3m = 18.9m \sim 20m$$

$$\Delta T = 0.015 \times (16 \times 45.7V) = 10.97V$$

$$\text{Sección de cable en CC (módulos - inversor)} = \frac{2 \times (9.47A \times 1.25) \times 0.023\Omega\text{mm}^2/\text{m} \times 20m}{10.97V} = 0.99\text{mm}^2$$

La sección mínima será de 0.99 mm². De todas maneras, desde el punto de vista comercial y técnico, nunca será menor a los 4 mm² de sección que traen los módulos.

Longitud de cables $L = 20m \times 6 = 120m$

Para este tramo se utilizará cable fotovoltaico unipolar de 4mm² de cobre estañado con aislación XLPE, 120m en color negro para el negativo y 120m en color rojo para el positivo y cable PE verde y amarillo de 4mm² para la puesta a tierra.

Del lado de corriente alterna se divide en 2 partes, en el primer tramo los cables salen de cada inversor hasta la sala eléctrica donde se unen en un juego de barras y de ahí hasta el transformador y medidor.

La distancia de cables en corriente alterna (inversor-tablero de barras) = 18m

$$\Delta T = 0.0075 \times 400V = 3V$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 24A \cdot 0.023\Omega\text{mm}^2/\text{m} \cdot 18m}{3V} = 5.74\text{mm}^2$$

En este primer tramo de corriente alterna se utilizará cable subterráneo trifásico 4x6mm² IRAM 2178, de cobre, aislamiento XLPE, 1,1 kv.

El segundo tramo tiene 15m y al unirse los cables en paralelo se suman las intensidades de corriente.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 48A \cdot 0.023\Omega mm^2/m \cdot 15m}{3V} = 9.56mm^2$$

En el segundo tramo de corriente alterna se utilizará cable subterráneo trifásico 4x10mm² IRAM 2178, de cobre, aislamiento XLPE, 1,1 kv.

Canalización:

Para canalizar los conductores desde los módulos hasta la caja de protecciones se utilizarán bandejas perforadas de acero galvanizado en caliente, al ser una instalación al aire libre debe tener alta resistencia interna y externa a la corrosión, este método de canalización se clasifica con la letra F.

Existen bandejas de 50mm, 100mm, 200mm, y de mayor sección transversal, se decidió utilizar bandejas perforadas de una sección de 50mm, teniendo en cuenta que los conductores no deben ocupar más del 40% de la sección, teniendo en cuenta el recubrimiento del conductor, la sección externa de los cables es de 6.6mm², por lo que los cables activos ocuparan 19.8mm.

Se sujetará a la estructura con una pendiente de 0.25% hacia un punto de escurrimiento que se encontrará a la derecha de la estructura (del lado contrario al que se encuentra el tablero de protecciones), cada bandeja debe medir 16m, la distancia de los puntos de sujeción será de 1.5m y se hará con soporte simple atornillado a una altura mínima de 2 metros del suelo.

Los conductores dentro de las bandejas deben sujetarse a esta de tal forma que conserven su ordenamiento y posición a lo largo de todo el recorrido.

También se utilizará una curva plana de 90°, un eslabón articulado y una acometida a tablero.

Serán necesarias 11 bandejas perforadas de 100mm x 50mm x 3m, por cada estructura, 22 en total; con sus respectivas tapas de 50mm, curvas de 90° de 50mm, tapas de curva de 90°, eslabones de curva articulada, acometidas a tableros, soportes simples y tornillos.

Del lado de corriente alterna se eligió el método de canalización subterránea, clasificado como D2, cables con cubierta, mono-conductores o multi-conductores instalados directamente enterrados a una profundidad de 1m. Estarán protegidos mecánicamente por ladrillos que se dispondrán 0,30m por encima de los cables y una cinta de señalización.

En el interior de la sala eléctrica se dispondrán en tuberías a la vista sujeta a la pared.

Protecciones para la parte de corriente continua:

Junto a cada mesa de módulos estará el gabinete en el que se colocará el tablero de protecciones de corriente continua, el inversor y el tablero de protecciones de corriente alterna.

El tablero que protegerá el tramo entre los módulos y el inversor contendrá 6 portafusibles con sus respectivos fusibles solar gPV, 3 descargadores de sobretensiones atmosféricas (SPD), 1 bornera para conductores de puesta a tierra.

Puesta a tierra (PAT) del lado de corriente continua:

Los conductores de protección PE deben ser del mismo material que los conductores activos, e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos. Serán de cobre estañado con una sección de 4mm² color verde y amarillo.

Se pondrán a tierra todas las partes metálicas de la instalación, los módulos fotovoltaicos disponen en el marco un orificio señalado para PAT, el conductor de protección a tierra se colocará en ese orificio por medio de un terminal redondo ojillo M4 para cable de 4mm² atornillado, esto permitirá quitar un módulo para mantenimiento o reemplazo sin tener que interrumpir la protección del resto.

El conductor de protección a tierra de los módulos se conectará a un punto de la estructura de soporte y esta a la bornera para conductores PAT que se encuentra en el tablero, el tablero a su vez también cuenta con un orificio señalado para PAT y su conductor de protección irá del mismo modo a la misma bornera.

De los tipos de red de distribución de puesta a tierra compatibles con el inversor, se utilizará la conexión TN-S, es decir, el neutro del sistema se conecta directamente a la instalación de tierra y las masas se conectan al conductor de neutro mediante un conductor de protección.

Protecciones para el lado de corriente alterna:

Se dispondrá un tablero de protecciones contiguo al inversor, en el mismo gabinete el cual contendrá un interruptor diferencial de 30 mA trifásico y una protección termo magnética trifásica curva C.

En la sala de control se colocará un tablero de distribución en el que se unirán los cables de ambos inversores para dirigirse al transformador, entre este tablero y el transformador se dispondrá un interruptor general, otro interruptor termo magnético e interruptor diferencial.

Del lado de corriente alterna también se colocará protección contra descargas atmosféricas (SPD) y su respectiva puesta a tierra.

Resumen de elementos necesarios para la planta de generación de energía:

- 96 módulos policristalino Luxen LNSF 330P.
- 2 Inversores Goodwe GN 15 KN-DT.
- 2 estructuras fijas, inclinadas 30° fabricadas con perfil C galvanizado para enterrar a piso de 18 metros de largo por 6 metros de ancho.

- 2 gabinetes estancos para montaje en suelo en exterior de 2m de alto x 1.20m de ancho x 0.50m de profundidad.
- 1 refugio sala eléctrica y de control.
- Cable fotovoltaico unipolar de 4mm² de cobre estañado con aislación XLPE, 120m en color negro para el negativo y 120m en color rojo para el positivo y cable PE verde y amarillo de 4mm² para la puesta a tierra.
- Cable subterráneo trifásico 4x6mm² IRAM 2178, de cobre, aislamiento XLPE, 1,1 kv.
- Cable subterráneo trifásico 4x10mm² IRAM 2178, de cobre, aislamiento XLPE, 1,1 kv.
- Barra de distribución trifásica.
- Tablero de distribución y protecciones.
- 11 bandejas perforadas de 100mm x 50mm x 3m, por cada estructura, 22 en total; con sus respectivas tapas de 50mm, curvas de 90° de 50mm, tapas de curva de 90°, eslabones de curva articulada, acometidas a tableros, soportes simples y tornillos.
- Protecciones (Fusibles, porta fusibles, disyuntores, interruptores termo magnéticos, SPDs y jabalinas).
- Transformador
- Sistema de control y SCADA.
- Medidor bidireccional y medidor de generación.

Generación anual de energía:

Performance ratio:

Se calculó la irradiancia media (G)

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
N: Horas del día	13,71	12,99	12,14	11,23	10,46	10,07	10,25	10,9	11,76	12,67	13,48	13,91
G: Irradiancia media (W/m ²)	437,64	384,91	329,49	311,67	286,81	198,61	243,90	321,10	340,14	394,63	445,10	431,34

TABLA 10. Irradiancia media mensual

Y se calculó la generación mensual y anual de energía

α Coeficiente de temperatura Pmax	0,0042										
NOCT °C	45										
Potencia pico kWp	31,68										
Días	Mes	T amb [°C]	NOCT	α (1/°C)	G	Tc	Pérdidas por temperatura	PR	HSP	Energía producida [kWh/mes]	
31	Enero	25	45	0,0042	437,64	38,68	0,057	0,91	5,46	4891,7	
28	Febrero	23,8	45	0,0042	384,91	35,83	0,045	0,91	4,85	3929,7	
31	Marzo	21,4	45	0,0042	384,48	33,42	0,035	0,91	4,20	3771,6	
30	Abril	17,8	45	0,0042	311,66	27,54	0,011	0,92	4,13	3598,5	
31	Mayo	14	45	0,0042	286,80	22,96	-0,009	0,92	4,11	3707,9	
30	Junio	10,4	45	0,0042	198,60	16,61	-0,035	0,92	2,84	2486,4	
31	Julio	10,3	45	0,0042	243,90	17,92	-0,030	0,92	3,45	3119,4	
31	Agosto	13,2	45	0,0042	321,10	23,23	-0,007	0,92	4,34	3914,9	
30	Septiembre	15,4	45	0,0042	340,13	26,03	0,004	0,92	4,40	3836,3	
31	Octubre	20,4	45	0,0042	394,63	32,73	0,032	0,91	4,95	4446,5	
30	Noviembre	22,8	45	0,0042	445,10	36,71	0,049	0,91	5,58	4842,2	
31	Diciembre	24,7	45	0,0042	431,34	38,18	0,055	0,91	5,40	4839,0	

TABLA 11. Producción mensual de energía

PR medio anual	0,92
EP [MWh/año]	47,4
E específica (kWh/kWp)	1495,7

TABLA 12. Performance ratio, producción energética anual y energía específica

5.5 ESTUDIO ECONÓMICO

Presupuesto: Monto estimado de la inversión inicial

Concepto	Precio unitario en USD	Cantidad	Precio en USD
Módulo Luxen 330W P	168,78	96	16202,88
Inversor	3310	2	6620
Estructura para enterrar en piso	5780 +IVA	2	11560
Cable fotovoltaico unipolar de 4mm ² de cobre estañado con aislación XLPE, color negro. Rollo x250m	665	1	665
Cable fotovoltaico unipolar de 4mm ² de cobre estañado con aislación XLPE, color rojo. Rollo x250m	665	1	665
Cable fotovoltaico unipolar de 4mm ² de cobre estañado con aislación XLPE, color verde-amarillo x250m	665	1	665
Cable Subterráneo 4x6mm X 30 Metros Fonseca Iram 2178/04	175,7	1	175,7
Cable Subterráneo Fonseca 4x10 Mm X 20 Metros Iram 2178/04	188,7	1	188,7
Bandejas perforadas de 100mm x 50mm x 3m	12,6	22	277,2
Tapas para bandejas perforadas de 100mm x 50mm x 3m	12,4	22	272,8
gabinetes estancos para montaje en suelo en exterior de 2m de alto x 1.20m de ancho x 0.50m de profundidad	680	2	1360
Curvas, eslabones, y demas accesorios	8		8
Protecciones	1380		1380
Shelter sala electrica	3880	1	3880
Otros	1880		1880
Total			45800,28

CAPEX unitario	1,445715909	USD/W
----------------	-------------	-------

TABLA 13. CAPEX

Operación y mantenimiento: Resulta fundamental establecer protocolos claros de operación y mantenimiento para garantizar su adecuado funcionamiento del parque fotovoltaico, capacitando al personal y realizando auditorías frecuentemente.

Cálculo del periodo de retorno

Tarifa (T)	[ARS/kWh]	11,7
Tarifa (T) en [USD/kWh]		0,0098
Duración de proyecto (Años)		25
CAPEX (USD/Wp)		1,45
Potencia (kWp)		31,68
CAPEX (USD)		45800,28
Costo total anual O&M (USD/Año)		300
Energía anual kWh/Año		47384,21
Degradación anual		0

TABLA 14. Datos para el cálculo del período de retorno

PERIODO	INVERSIÓN	ENERGÍA (kWh/año)	INGRESOS (T x E)	COSTOS O&M	FLUJO DE CAJA	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0	-45800,28					-45800,28
1		47384,21	464,37	300	164,37	-45635,91
2		47384,21	464,37	300	164,37	-45471,55
3		47384,21	464,37	300	164,37	-45307,18
4		47384,21	464,37	300	164,37	-45142,82
5		47384,21	464,37	300	164,37	-44978,45
6		47384,21	464,37	300	164,37	-44814,09
7		47384,21	464,37	300	164,37	-44649,72
8		47384,21	464,37	300	164,37	-44485,36
9		47384,21	464,37	300	164,37	-44320,99
10		47384,21	464,37	300	164,37	-44156,63
11		47384,21	464,37	300	164,37	-43992,26
12		47384,21	464,37	300	164,37	-43827,90
13		47384,21	464,37	300	164,37	-43663,53
14		47384,21	464,37	300	164,37	-43499,17
15		47384,21	464,37	300	164,37	-43334,80
16		47384,21	464,37	300	164,37	-43170,44
17		47384,21	464,37	300	164,37	-43006,07
18		47384,21	464,37	300	164,37	-42841,71
19		47384,21	464,37	300	164,37	-42677,34
20		47384,21	464,37	300	164,37	-42512,98
21		47384,21	464,37	300	164,37	-42348,61
22		47384,21	464,37	300	164,37	-42184,25
23		47384,21	464,37	300	164,37	-42019,88
24		47384,21	464,37	300	164,37	-41855,51
25		47384,21	464,37	300	164,37	-41691,15

TABLA 15. Flujo de caja

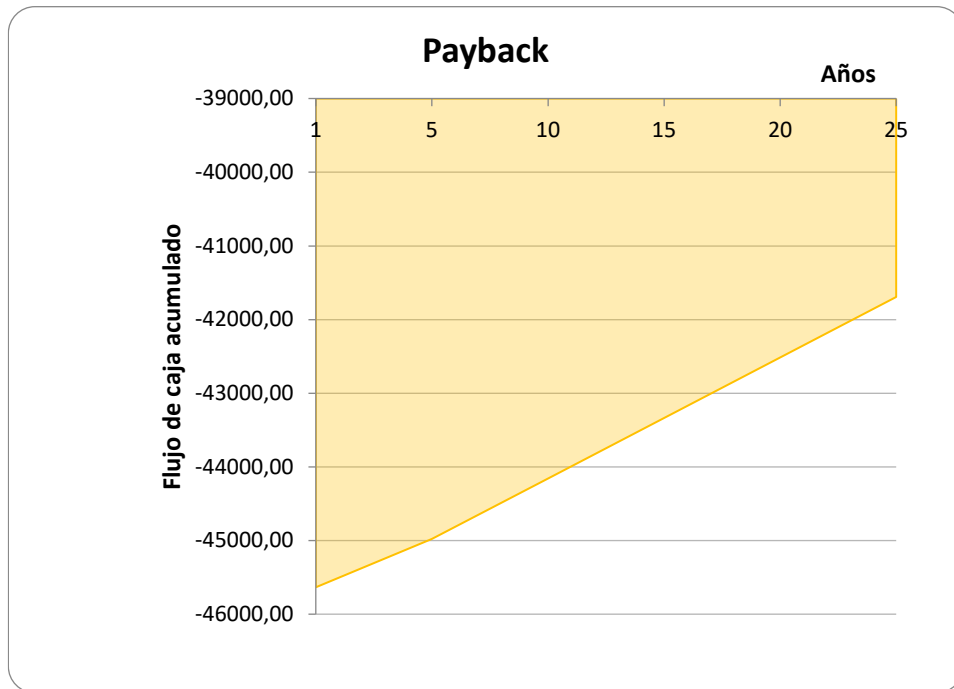


FIGURA 13. Flujo de caja acumulado

Flujo de caja acumulado

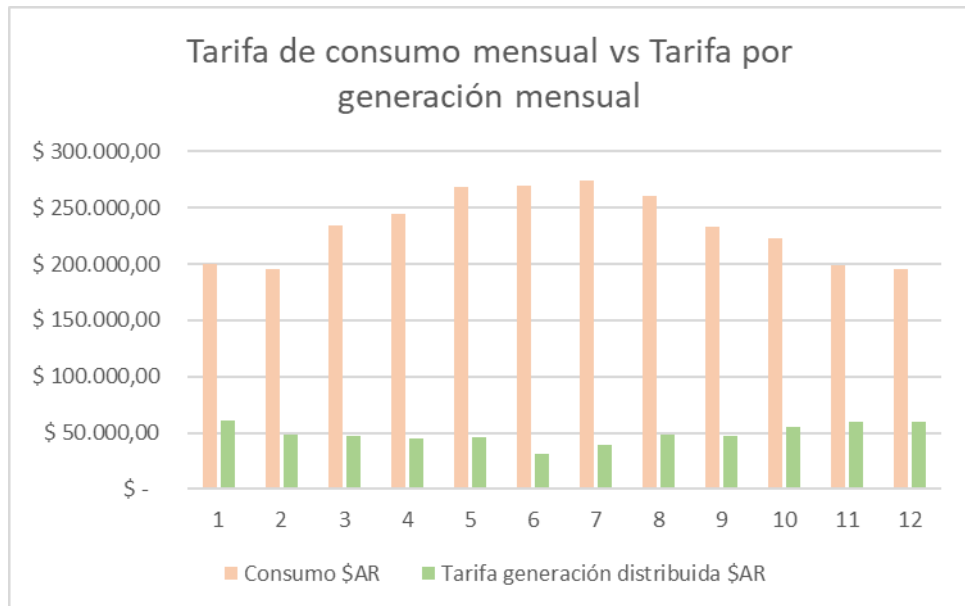
De este análisis resultó que el flujo de caja acumulado es negativo durante toda la vida del proyecto, es decir la inversión no se recuperaría en los 25 años.

Se realizó una comparación de consumo energético contra energía generada y se aplicó la tarifa correspondiente a cada uno, la tarifa por el consumo es de \$72.41 contra \$11.70 que es la remuneración por entregar energía a la red.

TABLA 16. Comparación de consumos y generación energética y de tarifas

Mes	Consumo[kWh]	Energía producida [kWh/mes]	Mes	Consumo \$AR	Tarifa generación distribuida \$AR
Enero	2853,1935	4891,723738	Enero	\$ 206.599,74	\$ 57.233,17
Febrero	2774,73	3929,666759	Febrero	\$ 200.918,20	\$ 45.977,10
Marzo	3324,5175	3771,64786	Marzo	\$ 240.728,31	\$ 44.128,28
Abril	3480,63	3598,483437	Abril	\$ 252.032,42	\$ 42.102,26
Mayo	3815,48	3707,903266	Mayo	\$ 276.278,91	\$ 43.382,47
Junio	3828,15	2486,446134	Junio	\$ 277.196,34	\$ 29.091,42
Julio	3899,645	3119,386099	Julio	\$ 282.373,29	\$ 36.496,82
Agosto	3697,649	3914,932479	Agosto	\$ 267.746,76	\$ 45.804,71
Septiembre	3312,3	3836,291694	Septiembre	\$ 239.843,64	\$ 44.884,61
Octubre	3167,4095	4446,49992	Octubre	\$ 229.352,12	\$ 52.024,05
Noviembre	2823,6	4842,190192	Noviembre	\$ 204.456,88	\$ 56.653,63
Diciembre	2777,445	4839,034852	Diciembre	\$ 201.114,79	\$ 56.616,71
Anual	39754,7495	47384,20643	Anual	\$ 2.878.641,41	\$ 554.395,22

FIGURA 14. Comparación de tarifas



5.6 ESTUDIO AMBIENTAL

Aviso de proyecto

Objetivos y beneficios socioeconómicos:

- Generar un ahorro de costos en energía eléctrica del alumbrado público de Villa Dolores.

Para lo que se plantea el estudio de una pequeña porción de este, eligiéndose la Plaza Mitre como lugar de investigación.

Se realizó un estudio lumínico y energético y se planteó dos soluciones complementarias entre sí, mejorar la eficiencia del alumbrado y generar energía eléctrica para inyectar a la red de distribución.

Las soluciones propuestas son generar energía eléctrica a partir de la energía solar y mejorar la eficiencia del alumbrado a partir de un plan de poda del arbolado urbano y un sistema de tele-gestión, estos dos últimos se desarrollan brevemente ya que para el presente trabajo se pretende hacer más énfasis en el aprovechamiento del recurso solar para generar energía eléctrica.

Localización:

El proyecto se plantea en la Localidad de Villa Dolores, provincia de Córdoba, puntualmente en el Parque industrial y tecnológico.

Ecorregión

El proyecto está situado en la ecorregión del Chaco Seco que comprende una vasta planicie que presenta una suave pendiente hacia el Este y se extiende sobre la mitad occidental de Formosa y Chaco, la mitad oriental de Salta, casi todo Santiago del Estero, Norte de Santa Fe y Córdoba, y sectores de Jujuy, Catamarca, La Rioja y San Luis. La llanura presenta ocasionales interrupciones serranas, localizadas principalmente en el Sur.

El tipo de vegetación característica es el bosque xerófilo, cuyos árboles son bajos y ralos, quebrachos, chañar, algarrobo, espinillos, piquillín, cactáceas, duraznillo, poleo, peperina, palo amarillo, palmera caranday, etc. También se encuentran pastizales. El recurso vegetal varía según las subregiones, de la vegetación original existen solo vestigios; en áreas poco alteradas se observa un estrato arbóreo xerófilo compuesto fundamentalmente por *Aspidosperma* quebracho blanco (quebracho blanco) y *Prosopis* spp. (Algarrobos), un estrato arbustivo alto y relativamente ralo dominado por leguminosas, principalmente los géneros *Mimoziganthus*, *Prosopis*, *Acacia* y zigofiláceas (predominio de *Larrea*) y un estrato herbáceo compuesto por gramíneas megatérmicas como *Trichloris*, *Setaria* y *Digitaria*.

La fauna característica de esta zona es en cuanto a los mamíferos, vizcachas, liebres, cuis, gatos monteses, quirquinchos. Reptiles: iguanas coloradas, chelcos, lagartijas, víboras, lagarto overo, etc. Aves como Perdices (Montaraza, Silvadora), Bigua, Garzas, Aguiluchos, teros, loros, tizeretas, atajacaminos, etc.

En el borde occidental y sur de las sierras de Córdoba hay áreas de relieve más suavizado, que presentan valles con relleno sedimentario de origen coluvial y aluvial, pocas pendientes, suelos profundos y bien desarrollados, con alto contenido de materia orgánica y alta disponibilidad hídrica por su ubicación en el relieve.

Esta región tiene un clima estepario con invierno seco (Koeppen, 1931) y de pradera baja (Thornthwaite y Hare, 1955). Su régimen térmico se caracteriza por temperaturas máximas absolutas de unos 42°C y mínimas absolutas de -6°C. Las heladas ocurren entre abril y septiembre, pero su frecuencia es la menor

para toda la provincia. La precipitación anual, que está alrededor de los 480 mm según las series históricas, se concentra en los meses de octubre a marzo. La evapotranspiración potencial es muy elevada durante todo el año, lo cual genera deficiencias hídricas considerables.

Paisajísticamente en el lugar donde se emplazaría el proyecto fotovoltaico se observó la presencia algunas especies arbóreas como algarrobos (*Prosopis alba* y *Prosopis nigra*) y Brea (*Cercidium praecox*) de aproximadamente 4 metros de altura y pasto, durante la visita al lugar se pudo divisar algunas aves como loros, aguiluchos y teros. Entre el parque industrial y la ruta hay un camino de tierra y una cortina vegetal de álamos de aproximadamente 4m de alto. El suelo es parejo, con una leve inclinación hacia el oeste.

Hacia el oeste se encuentra la ruta nacional n°20 y del otro lado de la ruta campos ganaderos, hacia el norte y este, en el mismo parque, hay establecimientos industriales y hacia el sur se encuentra el vertedero municipal.

Área de influencia:

El área de influencia directa está constituida por la superficie ocupada por el proyecto que se verá afectada por la nueva actividad y presencia de nuevos elementos en el paisaje, así como también por los impactos que se describen a continuación:

En la etapa de construcción, la preparación del terreno implicaría movimiento de tierra generando polvo en suspensión, también se eliminaría la vegetación que se encuentra en la superficie que se ocupará. También se generaría ruido en esta etapa y en las actividades de montaje.

Durante las tareas de mantenimiento se generaría ruido cuando se haga corte de pasto.

El área de influencia indirecta sería la localidad de Villa Dolores, la cual se vería afectada positivamente por la implementación de una fuente de energía renovable en auge, diversificación de la matriz energética, implementación de mano de obra temporal y permanente.

Superficie del terreno y superficie cubierta:

El área que abarcaría la planta fotovoltaica en total es de 1229.6m² y la superficie ocupada por módulos es 178.5m².

Inversión:

La inversión total por realizar se calcula en 45800.28 USD.

Magnitud del proyecto:

- 96 módulos fotovoltaicos policristalinos de 330Wp,
- 2 estructuras para enterrar de acero galvanizado y aluminio,
- 2 inversores de 15kW,

- Conductores de cobre aislados con aislación XLPE,
- 2 gabinetes para montaje en exterior
- 1 Shelter sala eléctrica de acero galvanizado con aislación térmica ignífuga de lana de roca basáltica y mineral de coque.
- 1 Transformador
- 2 medidores

Generaría 47.4MWh por año aproximadamente para ser inyectada a la red de distribución de la Cooperativa CEMDO Ltda. La capacidad de potencia instalada es de 31680Wp en corriente continua y 30000W de corriente alterna.

Etapas del proyecto y actividades:

Etapa 1	Desarrollo	Elección del sitio	Según la superficie requerida
			Propiedad inmobiliaria
			Sombras
			Información del recurso solar
		Diseño preliminar	Elección de módulos, inversores
			Inclinación y orientación
			Definir tipo de estructura
		Estudios básicos	Cálculo de producción de energía
			Estudios técnicos-energéticos
			Estudios de impacto ambiental
Financiamiento	Estudios del suelo		
	Análisis económicos		
Permisos	Búsqueda de financiamiento		
	Formulario 1A : Solicitud de Reserva de Potencia		
	Formulario 1B : Respuesta del Distribuidor a Solicitud de Reserva de Potencia (vigencia de 1 año)		
	Formulario 2A : Solicitud de Medidor Bidireccional		
Etapa 2	Construcción	Preparación del terreno	Movimiento de tierra para emparejar y eliminar vegetación
			Desagües
		Montaje de estructuras y gabinetes	
		Montaje de shelter	
Canalizaciones para cableado			
	Montaje de transformador		
Montaje de módulos e inversores			
	Cableado		
Control de calidad de la obra	Correcta conexión de cables y protecciones		
	Verificación de la puesta a tierra de todas las partes que correspondan		
	Prueba de desconexión		
	Verificación del tiempo de reconexión		
Conexión a red	Verificación de aislación eléctrica, y estanqueidad en donde corresponda		
Etapa 3	Operación	Automatización del monitoreo (SCADA)	
		Tableros de control de performance	
		Manuales, reportes	
Etapa 4	Mantenimiento	Mantenimiento preventivo	Limpieza de los módulos
			Verificación de conexión de los módulos
			Control de cajas conectoras (verificar humedad, polvo estado de componentes)
			Puntos calientes (cámara termo grafica)
			Verificación de funcionamiento de inversores
			Limpieza de toma de aire y tapas de manija del inversor con aspiradora
			Limpieza de rejillas de ventiladores del inversor con cepillo suave
			Limpieza de disipador de calor con una toalla
			Verificar funcionamiento de interruptores y protecciones
			Limpieza en tableros
			Ajuste de conexiones
			metálicas y erosión de las fundaciones
		Limpieza y orden en shelter	
Control de vegetación			
Verificación de estado de cercos			
Mantenimiento correctivo			
Mantenimiento predictivo	Elaboración de plan de mantenimiento		
Etapa 5	Cierre o renovación de CAPEX	Desmantelamiento	Desconexión de la red
			Desconexión de cableado
			Desmontaje de componentes
		Plan de disposición de residuos	Clasificación de residuos y destino que se le dará (reciclaje, reutilización, tratamiento de residuos peligrosos)
Renovación del proyecto (si corresponde)	Vuelve a comenzar actividades desde etapa 1		
Remediación del sitio	Reforestación		

TABLA 17. Etapas del proyecto y actividades

Consumo de energía:

Se consumirá energía de la red de distribución de la Cooperativa CEMDO Ltda. Para la utilización de herramientas y computadoras.

Consumo de combustible

Se requerirá combustible para las tareas de preparación de terreno, y traslado de componentes del sistema y de mano de obra.

Consumo de agua:

Se utilizará para consumo de operarios agua potable envasada en dispenser y agua corriente para limpieza de paneles y shelter según plan de mantenimiento.

Cantidad de personal:

Para las tareas de montaje y desmantelado se ocuparán 6 operarios de manera temporal y las tareas de operación y mantenimiento lo realizará un empleado municipal de manera mensual o semanal si así se requiere este se encargará del mantenimiento preventivo.

Vida útil:

La vida útil del proyecto es de 25 años.

Proyectos asociados:

Mejora del alumbrado público de la Plaza Mitre, con plan de poda y sistema inteligente de alumbrado.

Relación con planes estatales:

Régimen nacional de fomento a la generación distribuida de energías renovables.

Programa Provincial de Energía Eficiente, Resolución n° 036 del 10 de septiembre de 2012.

Ensayos y estudios realizados:

- Consumo eléctrico.
- Estudio del clima principalmente recurso solar, temperatura, viento, precipitaciones.
- Análisis químico, mecánico y resistencia eléctrica del suelo.

Residuos:

Durante la etapa de construcción se generaría la mayor cantidad de residuos, en las actividades de preparación del terreno los residuos serán restos vegetales, en las tareas de montaje se desecharían plásticos, cartones, papeles, restos de cables, y los generados por el personal de trabajo.

Estos residuos serán trasladados a la planta municipal de reciclado.

La única emisión a la atmósfera que se generaría es polvo levantado durante la preparación de terreno.

Los efluentes líquidos serán los generados en el baño utilizado por los operarios, los cuales serán tratados en pozo negro.

Para la etapa de desmantelamiento se hará una clasificación de residuos y los que sean asimilables a residuos sólidos urbanos que puedan ser reciclados en la planta municipal de reciclaje serán trasladados a ese lugar.

Los residuos estarían compuestos mayormente de metales, plásticos y vidrio.

El transformador se puede reacondicionar para extender su vida útil.

Organismos implicados:

Municipalidad de Villa Dolores y Cooperativa CEMDO Ltda.

6. CONCLUSIONES

La Plaza Mitre consume anualmente 39754.7kWh/año, siendo el mes de julio el que presenta mayor consumo.

En cuanto al estudio lumínico la iluminancia horizontal promedio es excesiva en toda la plaza, sin embargo, la iluminancia horizontal mínima es insuficiente en las veredas y senderos, pero es excesiva en el centro de la plaza, del mismo modo la iluminancia vertical y semicilíndrica resultó ser insuficiente en las veredas y senderos, pero excesiva en el centro de la plaza. Esto se da por la presencia de sombras de las ramas de los árboles y luminarias ubicadas por encima o en medio de la copa de los árboles.

Para mejorar la iluminación y garantizar mayor seguridad en el área, se propone poda selectiva del arbolado, de acuerdo a un plan que determine la frecuencia y la mejora de la iluminancia en sus objetivos, a fin de optimizar la iluminancia vertical y semicilíndrica, favoreciendo el reconocimiento facial y la percepción visual.

Además, se plantea la implementación de un sistema inteligente de alumbrado, como el Owllet de Schröder Socelec, que permite la tele gestión del alumbrado mediante sensores. Estos dispositivos ajustan la iluminación en función de los niveles de luz natural, el movimiento y la velocidad de desplazamiento, proporcionando luz únicamente cuando es necesaria. Esta tecnología contribuye a la reducción del consumo energético y a la optimización de los costos operacionales.

Se diseñó un sistema de generación de energía solar fotovoltaica con una potencia pico de 31680Wp que ocuparía una superficie total de 1229.6m², empleando 96 módulos policristalinos de 330Wp y 2 inversores de 15000W de potencia nominal de salida.

Este sistema tendría un CAPEX de \$45800.28 USD.

Al realizar el análisis financiero del proyecto se determinó que el pay back es superior al tiempo de vida útil del proyecto, por lo tanto, el proyecto no es viable desde el punto de vista financiero. El pay back podría reducirse si se reduce el CAPEX o se produce un aumento de la tarifa en beneficio del usuario-generador.

Como en este sistema la energía se genera durante el día y el consumo se produce en la noche, no se puede sacar beneficio de la generación para disminuir el consumo de energía de la red; proyectos con consumo energético en horas de sol, es decir mientras se genera energía, amortizan la inversión en menos tiempo. La falta de simultaneidad entre el consumo y la generación energética podría contemplarse en

futuras modificaciones de la ley de generación distribuida para que proyectos como este se vuelvan rentables.

El valor que el municipio paga por el consumo energético del alumbrado es mucho mayor a la retribución por generar energía e inyectarla a la red.

El estudio ambiental arroja resultados positivos ya que se valúa poco impacto ambiental que puede ser sencillamente gestionado.

A partir de los resultados se aprecia que el proyecto no es viable ya que no cumple con el requerimiento de reducir los costos generados por el alumbrado público empleando un sistema de generación fotovoltaico.

7. CONSIDERACIONES FINALES

Si bien los resultados indican que el esquema de generación distribuida, en su forma actual, no logra reducir los costos energéticos del municipio, el estudio sienta una base sólida para continuar explorando alternativas de integración energética sostenible.

Más allá del desempeño financiero, este proyecto demuestra la importancia de optimizar la gestión de alumbrado público mediante tecnologías de eficiencia energética y modelos de producción renovable. La propuesta de un sistema inteligente de iluminación, así como la poda selectiva del arbolado, son acciones que pueden mejorar la seguridad, reducir el consumo y optimizar la distribución de luz en espacios urbanos.

La revisión bibliográfica señala que la gestión del alumbrado público por parte de los municipios enfrenta desafíos relacionados con decisiones políticas, la falta de personal técnico especializado y deficiencias en el mantenimiento. Estos mismos obstáculos podrían afectar la implementación de un sistema fotovoltaico, comprometiendo su eficiencia y sostenibilidad a largo plazo. Por ello, resulta fundamental establecer protocolos claros de operación y mantenimiento, así como garantizar la capacitación y estabilidad laboral del personal encargado. La incorporación de profesionales idóneos y la aplicación de estrategias de mantenimiento adecuadas son factores clave para asegurar el éxito y la continuidad de estos proyectos.

Finalmente se resalta la necesidad de ajustes normativos y tarifarios que permitan una mejor valorización de la energía generada por sistemas fotovoltaicos en ciudades con red eléctrica. La falta de simultaneidad entre generación y consumo sigue siendo un desafío, pero futuras modificaciones en el marco legal de generación distribuida podrían mejorar la rentabilidad de proyectos como este.

8. BIBLIOGRAFÍA

- 2013. En la Rancherita, la cooperativa inyecta energía solar a la red eléctrica. Colsecor noticias. miércoles 29 de mayo de 2013. (disponible en <http://colsecornoticias.com.ar/index.php/nm-archivado/5211-en-la-rancherita-la-cooperativa-inyecta-energia-solar-a-la-red-electrica>)
- APARICIO, M.P. 2010. Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. Marcombo.
- BALLESTE, OLMOS, ANGUÍS. 2006. Iluminación artificial de las zonas verdes, hoja de divulgación número 2121HD, Universidad Politécnica de Valencia.
- BALMASEDA, J. 2011. El mundo de la noche ha sido mayoritariamente ignorado hasta ahora. Física y Sociedad, junio de 2011, 21, pp. 16-19.
- BARBA, M. 2008. Contaminación lumínica. CONAMA 9.
- BELLATO R. 2017. Los hogares podrían vender energía a la red desde principios de 2018. Econojournal. (Disponible en <http://econojournal.com.ar/2017/04/los-hogares-podrian-vender-energia-a-la-red-desde-principios-de-2018/>. consultado el 17 de mayo de 2017)
- CALABUIG, J. & ALMELA, J. 2008, 'Impactos de la contaminación lumínica sobre la naturaleza y la biodiversidad', en M. Barba, Contaminación lumínica, 9, CONAMA, pp. 23-27.
- CALABUIG, J, ALMELA, J Y ALFARO, G. 2011. La gestión de la contaminación lumínica y su impacto sobre la biodiversidad. Física y Sociedad, junio de 2011, 21, pp. 12-14.
- CAMBIO ENERGÉTICO. 2021. Tipos de paneles solares: ¿cual me conviene para mi instalación? (Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/tipos-de-paneles-solares-fotovoltaicos/>. Consultado el 12 de noviembre de 2021)
- CAMINOS J.A. 2011. Criterios de diseño en iluminación y color. EdUTecNe. Santa Fe.
- CANO M. 2019. Desarrollo de Energías Renovables en Argentina. KPMG Argentina. julio de 2019.
- CARDINALI, D, CATALÁ, J, BARCELÓ, E. 1994. Introducción a la cronobiología: Fisiología de los ritmos biológicos. Cantabria.
- CARRILLO COLL E. 2009. Instalación solar fotovoltaica conectada a red. Universidad politécnica de Catalunya.
- CASTEJÓN, A; SANTAMARÍA G. 2010. Instalaciones solares fotovoltaicas. Editex S.A. Madrid.
- CENSOLAR. 2009. La energía solar, Aplicaciones prácticas. 5ta ed. Progensa. España.
- CHEPESIUK, R 2010. Extrañando la oscuridad, los efectos de la contaminación lumínica sobre la salud. Salud pública México. vol. 52, n°5. (Disponible en http://www.scielosp.org/scielo.php?pid=S0036-36342010000500015&script=sci_arttext&lng=es. Consultado el 21 de octubre de 2017)
- COLOMBO, E, O' DONELL, B & KIRSCHBAUM, C. 2006. Iluminación eficaz, calidad y factor humano. En Camporeale P y Dutt G, Manual de iluminación eficiente. EdUTecNe. Buenos Aires.

- COMITÉ ARGENTINO DEL CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA. 2016. Propuesta para la regulación federal del mercado Argentino de generación renovable distribuida. CACME. Argentina.
- DAL BLANCO G. 2023. Energías Renovables: Córdoba, a la vanguardia de la generación distribuida. Energías renovables.com.ar. (Disponible en <https://energiasrenovables.com.ar/2023/09/17/energias-renovables-cordoba-a-la-vanguardia-de-la-generacion-distribuida/>. Consultado el 20 de noviembre de 2023)
- DECO F. 2011. Recomendaciones para un plan director o regulador municipal del alumbrado urbano, primera edición, Asociación Argentina de Luminotecnia AADL, Buenos Aires.
- DEVALIS, S.A. 2013. Matriz de recursos energéticos de la Provincia de Córdoba. 1°ed., Ed. Copiar, Córdoba.
- DOLSA, A & ALBARRÁN, T 1998. La problemática de la contaminación lumínica en la conservación de la biodiversidad. Departamento de medio ambiente de Catalunya. (Disponible en <http://www.papallones.net/arxius/Biodiver-es.pdf>. Consultado el 20 de octubre de 2017)
- EISENSTEIN A. y CANO M. 2018. Impacto potencial de la nueva ley de generación distribuida en argentina a partir de fuentes renovables. KPMG Argentina. (Disponible en [Impacto potencial de la nueva ley de generación distribuida en argentina a partir de fuentes renovables \(kpmg.com\)](#)).
- EPEC. 2019. El futuro de la energía eléctrica: la generación distribuida. (disponible en <https://www.epec.com.ar/comunidad-epec/articulo/28>. Consultado el 6 de julio de 2018)
- ERSEP. 2019. Resolución general n°48.Córdoba.
- ERSEP SALTA. 2008. Guía de recomendaciones para el diseño y la optimización del uso de sistemas de alumbrado público, Programa de uso racional y eficiente de la energía. Resolución ente regulador n° 493/08 anexo I.
- ESPINOSA G. 2022. Gestión y Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental. Banco Interamericano De Desarrollo – BID, Centro De Estudios Para El Desarrollo – CED, Chile.
- ESTEBARAZ PALOMINO A. 2012. Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaicos de conexión a red. Universidad Carlos III. Madrid.
- FERNANDEZ FERICHOLA J. 2009. Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil. Universidad Carlos III de Madrid.
- FOTIOS, S, GOODMAN T. VÖTIOS, S. 2014. El efecto de la distribución de potencia espectral en la iluminación para áreas urbanas y peatonales. CIE 206:2014 ISBN 978-3-902842-33-6.
- FULCHIERI B. 2014. De cara al sol La Rancherita, Córdoba. Revista Acción edición n° 1154.
- GAGLIARDI, H.I. 2006. Determinación de la iluminación media y depreciación de instalaciones de alumbrado urbano mediante registro móvil de datos. Magister en luminotecnia. universidad nacional de Tucumán, Tucumán.
- GARRIGA SIERRA. 1996. Energía solar fotovoltaica aplicada al alumbrado. (Disponible en <http://www.biblioteca.org.ar/libros/211437.pdf>. Consultado el 26 setiembre 2016).

- GELI E. A. Y SIVOLI J.I. Estudio de alternativas para el diseño de un parque solar: Sistemas fotovoltaico y de concentración solar. Selección de la tecnología y diseño del parque. 72.99 – Trabajo Profesional de Ingeniería Industrial. Universidad de Buenos Aires Facultad de Ingeniería.
- GÓMEZ LOPERA, F. 2005. Las zonas verdes como factor de calidad de vida en las ciudades. CT_144_417, Ciudad y territorio estudios territoriales, Valencia.
- GÓMEZ NAVARRO L. 2016. Estudio de pre factibilidad de un sistema solar fotovoltaico con conexión a red de 70 kW: Análisis de caso en Valledupar, Colombia. Centro de estudios de la actividad regulatoria energética. Colombia.
- GÓMEZ, F, SANHUEZA, P & CASTRO J. 2010. Guía práctica de iluminación exterior. Tenerife-Antofagasta.
- GONZALES R.G., JIMÉNEZ H.R. Y LAGUNA J. M. 2003. Sistemas fotovoltaicos. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Boletín IIE, octubre – diciembre del 2003. México.
- GRUPO NAP. 2002. Energía solar fotovoltaica. Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, Madrid.
- GUBINELLI G. 2017. Cómo piensa el ministerio regular la generación distribuida con renovables. Energía Estratégica. (Disponible en <http://www.energiaestrategica.com/piensa-ministerio-regular-este-ano-la-generacion-distribuida-energias-renovables/>. Consultado el 17 de mayo de 2017).
- GUBINELLI G. 2017. El borrador del proyecto de ley que regulará generación distribuida mediante renovables. Energía Estratégica. (Disponible en <http://www.energiaestrategica.com/los-detalles-del-proyecto-ley-regulara-la-generacion-distribuida-energias-renovables/>. Consultado el 19 de mayo de 2017)
- GUBINELLI G. 2017. El congreso se prepara para tratar proyecto de ley de generación distribuida con renovables. Energía Estratégica. (Disponible en <http://www.energiaestrategica.com/congreso-se-prepara-tratar-proyecto-ley-generacion-distribuida-energias-renovables/>. Consultado el 17 de mayo de 2017).
- HEGUIS B. GIMÉNEZ M. y PANE F. 2019. Generación Solar Distribuida en edificios de oficina. Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Avellaneda.
- HERRAZ DORREMOCHEA, C. 2002, El impacto ambiental de la iluminación nocturna artificial. España. (Disponible en <http://www.celfosc.org/biblio/general/gorosti17.pdf>. Consultado el 21 de octubre de 2017).
- HURTADO GONZÁLEZ, A. 2015. Influencia del alumbrado público sobre la seguridad y la conducta. Doctorado en ingeniería civil. Universidad de Granada, Granada.
- IEP DE ILUMINACIÓN SA. 2016. Iluminación de bici sendas y paseos peatonales. Luminotecnia. 132 mayo-junio 2016.
- INTI. 2013. Una política para la generación distribuida de energía renovable. (Disponible en <http://www.inti.gob.ar/e-renova/erTO/er49.php>. Consultado el 8 de mayo de 2017)

- LAMA, A, OTÁLORA, B, MARTÍNEZ, A, CARRIÓN, A, TUDELA, E & PÉREZ, J. 2011. El lado oscuro de la luz: Efectos de la contaminación lumínica sobre la salud humana. Física y Sociedad. 21, pp.20-22.
- LATAILLADE. 2013. Eficiencia en la iluminación pública. Luminotecnia. 120 noviembre-diciembre 2013.
- LATORRE, B & GARCÍA SOLÁ, H. Contaminación lumínica. Facultad de Ingeniería UNNE-Argentina.
- LEARN OSM. 2015. Relevamiento mediante GPS. (Disponible en <http://learnosm.org/es/mobile-mapping/using-gps>. Consultado el 25 de abril de 2019)
- LOPEZ R.H., PUENTES L.R. 2014. Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área de estacionamiento de la Universidad Tecnológica de Salamanca. Maestría en energías renovables. CIMAV. Chihuahua.
- LOS VERDES. 2014. Generación Eléctrica Distribuida en Argentina, energía limpia desde los propios usuarios. Primera edición. Los Verdes (Foro de Ecología Política). Buenos Aires.
- LULUAGA F.2019. Análisis financiero proyectos de energía solar. Universidad Nacional de Cuyo. Mendoza.
- MADRID SOLAR. 2006. Guía de la energía solar. Madrid. (Disponible en <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-de-la-energia-solar-fenercom.pdf>. Consultado el 26 setiembre 2016)
- MANCINI E. 2020. Planta energía solar fotovoltaica de 2MW Olavarria. Universidad Nacional del centro de la provincia de Buenos Aires.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013). Guía Técnica de Aplicación EA-07: Mediciones luminotécnicas en instalaciones de alumbrado exterior. España.
- MINSKY R.C, VALLINA M.N, DEAMBROSSI J, OLID C Y PORTICELLA N. 2011. Desarrollo científico y tecnológico de las energías alternativas. CAT.OPP/CAG/2011-06. Área de Desarrollo científico y tecnológico del observatorio de políticas públicas del cuerpo de administradores gubernamentales de la jefatura de gabinete de ministros. Argentina.
- NAVNTOFT C., BIURRÚN N., CRISTÓFALO M. P., GONZALES M., MARÍNCOLA L, RAGGIO D. 2019. Introducción a la generación distribuida. 1a ed. revisada. Secretaría de Gobierno de Energía. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- NÚÑEZ, G. 2007. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Universidad Interamericana. Puerto Rico.
- OLIVA A., HERRAZ D. Instalaciones solares fotovoltaicas. Editex. Madrid.
- OSORIO GODOY, M. 2016. El lado oscuro de la luz. Licenciatura en diseño, Universidad de Palermo, Argentina.
- PAOT. 2003. Manejo y conservación de áreas verdes. Informe anual Procuraduría Ambiental y del Ordenamiento Territorial del D.F, México.

- PARELLADA A y GONZALES J. 2014. Valoración energética y ambiental de sistemas fotovoltaicos instalados en edificaciones urbanas de San Miguel de Tucumán y conectados a la red de distribución eléctrica. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* Vol. 19, pp. 08.157-08.167, 2015.
- PÉREZ J. & LAMA A. 2008. Efectos de la contaminación lumínica sobre la salud humana. En M. Barba, *Contaminación lumínica*, 9, CONAMA, pp. 28-34.
- PERPIÑAN LAMINGUEIRO, O. 2012. *Energía solar fotovoltaica*. 4ta ed. Creative Commons, España.
- PRECIADO OLVERA, O. 2017. *Eficiencia energética en sistemas de iluminación urbana*. Universidad Nacional de Tucumán.
- PRENSA-CBA. 2021. Córdoba da impulso a la generación participativa de energía renovable. *Noticias Gobierno de Córdoba*. (Disponible en <https://prensa.cba.gov.ar/informacion-general/cordoba-impulsa-la-generacion-participativa-de-energia-renovable/>. consultado el 20 de noviembre de 2023)
- PRESA, V. & PICICELLI, R. 2014. Legislación Argentina sobre polución lumínica. *Ciencia y Tecnología*, 14, ISSN 1850-0870, pp. 265-276. (Disponible en http://www.palermo.edu/ingenieria/pdf2014/14/CyT_14_17.pdf. Consultado el 01 de septiembre de 2017).
- PUJO, F. 2005. ¿Qué fue del cielo estrellado?. *Ambienta*, pp. 29-33. (Disponible en [http://www.mapama.gob.es/ministerio/pags/biblioteca/revistas/pdf AM%5CAM_2005_42_29_33.pdf](http://www.mapama.gob.es/ministerio/pags/biblioteca/revistas/pdf_AM%5CAM_2005_42_29_33.pdf). Consultado el 01 de septiembre de 2017).
- RADOCHA, M., & BAUMGARTNER, B. (2009). Eficiencia energética en el alumbrado público y en las infraestructuras de transporte. *Equipamiento y servicios municipales*, 144, Julio-Agosto.
- *RAE*. 2001. *Diccionario de la lengua española*. 22 edición.
- RIGHINI R. Y GALLEGOS H. 2011. Mapa de energía solar colectada anualmente por un plano inclinado. Un ángulo óptimo en la República Argentina. Universidad Nacional de Lujan.
- SALCEDO F., CARMONA C., CASELIN J. 2012. Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red para uso en luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatenco. *Ingeniería eléctrica*, Instituto Politécnico Nacional, México.
- SANCHEZ G. 2019. Así es la situación del marco regulatorio de la generación distribuida de las energías renovables, provincia por provincia. FEDECOBA. (disponible en <http://fedecoba.com.ar/blogdeprensa/2019/09/12/asi-es-la-situacion-del-marco-regulatorio-de-la-generacion-distribuida-de-las-energias-renovables-provincia-por-provincia/>. Consultado el 25 de junio de 2019).
- SANDOVAL, J. 2006. Iluminación de espacios exteriores privados. Citado en Camporeale, P. & Dutt, G, *manual de iluminación eficiente*. EdUTecNe. Buenos Aires.

- SARDINERO, B.I. 2009. Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial. Universidad Carlos III De Madrid Escuela Politécnica Superior Departamento De Ingeniería Eléctrica.
- SAyDS - Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable. 2019. Guía para la evaluación de los impactos ambientales de proyectos de energías renovables. Buenos Aires, Argentina.
- SCHRÉDER SOCELEC. 2013. Alumbrado de parques y jardines. Base paisajismo. (Disponible en <http://basepaisajismo.blogspot.com.ar/2013/11/alumbrado-de-parques-y-jardines.html>. Consultado 24 de junio de 2017).
- SCHRÉDER SOCELEC. 2013. Schröder-Socelec: Sistema de telegestión Owlet, (disponible en <https://material-electrico.cdcomunicacion.es/productos/5978/schreder-socelec-sistema-de-telegestion-owlet>. Consultado el 02 de noviembre de 2022)
- SOBRERO. 2009. Análisis de viabilidad: La cenicienta en los proyectos de inversión. FCE UNL.
- SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA. 2019. Introducción a la generación distribuida. 1a ed revisada. Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- TANIDES C. 2006. Introducción al uso eficiente de la energía en la iluminación. Citado en Camporeale P y Dutt G, Manual de iluminación eficiente. edUTecNe, Buenos Aires.
- TELAM. 2017. Buscan dar un nuevo impulso a la generación eléctrica en base a fuentes renovables. (Disponible en <http://www.telam.com.ar/notas/201704/185405-energia-fuentes-renovables-generacion-distribuida-congreso.html>. Consultado el 18 de mayo de 2017).
- TESTA M.E. & GOMEL D. 2016. Generación eléctrica distribuida en argentina, energía limpia desde los usuarios. Creative Commons. Los Verdes (Foro de Ecología Política), Buenos Aires.
- TRINCAVELLI S. 2017. La Generación Eléctrica Solar Fotovoltaica en Argentina. ¿Bajo qué condiciones financieras sería rentable? Universidad Torcuato Di Tella. Buenos Aires.
- UTN-BA. 2023. Módulo 2: Factibilidad técnica y económica. Unidad 2: Pre-factibilidad económica. Curso de experto en diseño de plantas solares fotovoltaicas. Buenos Aires.
- YUBA SOLAR. 2016. El inversor con o sin transformador. (Disponible en [:http://www.yubasolar.net/2016/01/el-inversor-con-o-sin-transformador.html](http://www.yubasolar.net/2016/01/el-inversor-con-o-sin-transformador.html). Consultado el 10 de enero de 2023).

9. ANEXOS



FIGURA 15. Luminaria led que alumbra hacia la plaza y hacia la calle.



FIGURA 16. Luminaria led en soporte triple.



FIGURA 17. Reflector con lámpara de sodio de alta presión.



FIGURA 18. Luminaria globo con difusor opal con lámparas fluorescentes compacta.

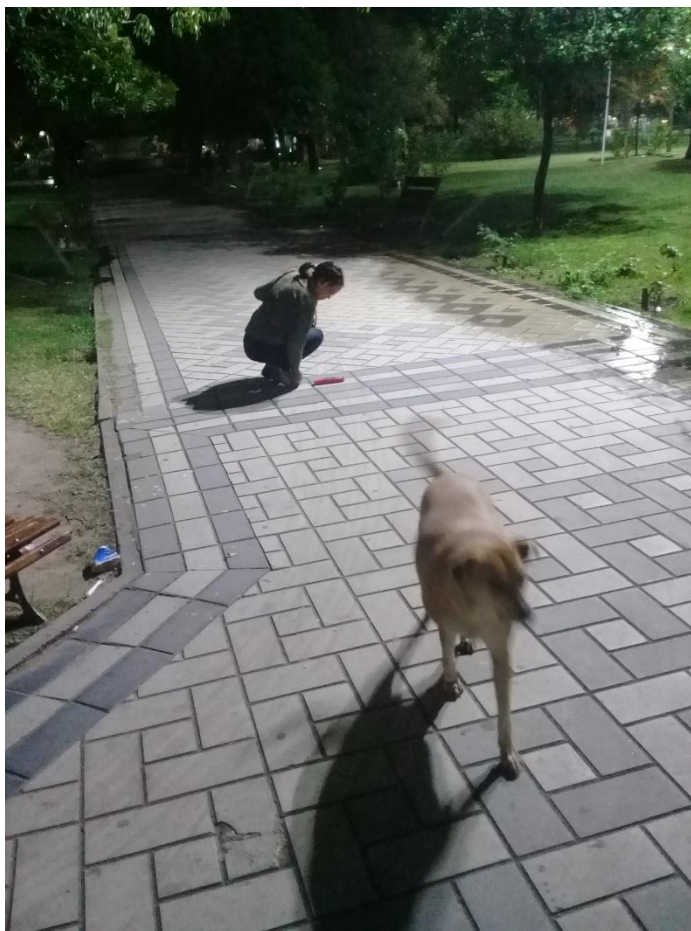


TABLA 18. Parte de la tabla de relevamiento de iluminancia y sombras.

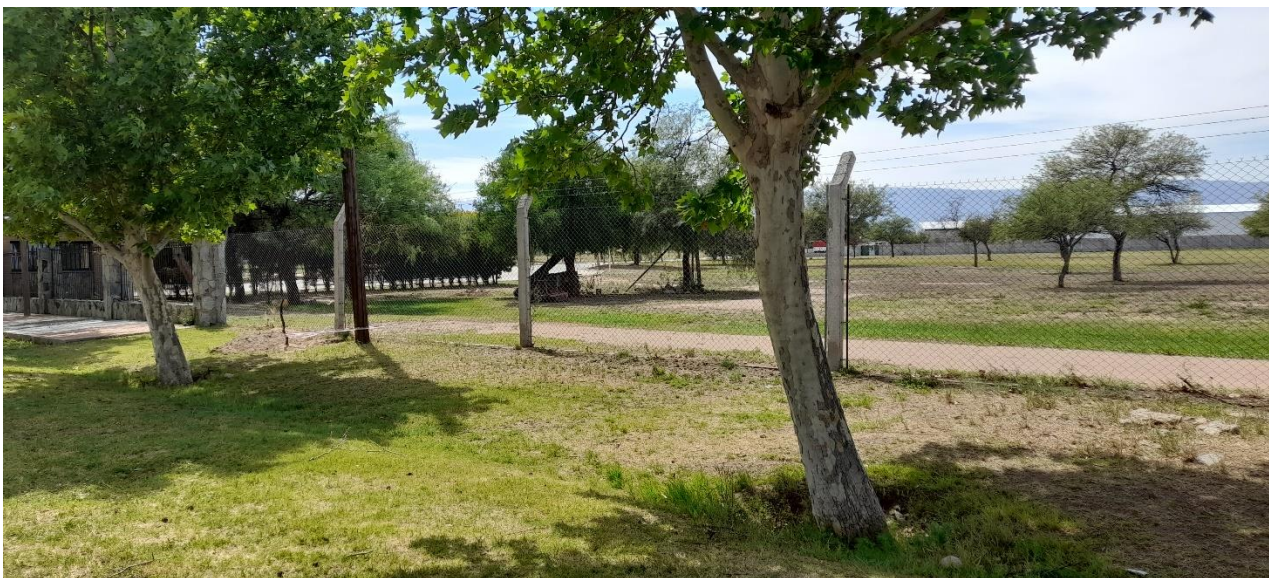


FIGURA 20. Fotografía del terreno seleccionado para el proyecto en el Parque Industrial y Tecnológico Villa Dolores.



FIGURA 21. Vegetación presente en el terreno del Parque industrial.

