



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Proyecto Final de Grado

Abril, 2020

Autor: Agustín Ranulfo Cáceres Pompei

Tutores: Mg. Ing. Claudio Dimenna
Dr. Ing. Marcos Funes

Evaluadores: Dr. Ing. Daniel Carrica
Ing. Guillermo Murcia
Ing. Hernán Kunert



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Proyecto Final de Grado

Abril, 2020

Autor: Agustín Ranulfo Cáceres Pompei

Tutores: Mg. Ing. Claudio Dimenna
Dr. Ing. Marcos Funes

Evaluadores: Dr. Ing. Daniel Carrica
Ing. Guillermo Murcia
Ing. Hernán Kunert



INDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	2
2	ESTADO DEL ARTE	3
2.1	ENERGÍAS RENOVABLES	3
2.1.1	GENERACIÓN EÓLICA	3
2.1.2	GENERACIÓN SOLAR	3
2.2	ANTECEDENTES	6
3	OBJETIVOS	8
4	RELEVAMIENTO DEL EDIFICIO	9
5	ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	15
5.1	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PROPUESTA	15
5.2	PANELES	15
5.3	INVERSORES	17
5.4	ESTRUCTURA SOPORTE	18
6	ANÁLISIS DE DISPOSICIÓN ÓPTIMA	20
6.1	ÁREA DEL TECHO	20
6.2	SIMULACIÓN SAM	20
6.2.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y FUENTE DE DATOS CLIMÁTICOS	21
6.2.2	PANELES SOLARES	22
6.2.3	INVERSORES	23
6.2.4	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	24
6.2.5	SOMBREAMIENTO	26
6.2.6	PÉRDIDAS	26
6.3	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	29
7	PROYECTO INCLINACIÓN 33°	33
7.1	SIMULACIÓN SAM	33
7.2	COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN	36



7.2.1	CABLEADO	36
7.3	PUESTA A TIERRA	40
7.4	PROTECCIONES	40
7.4.1	AGUAS ABAJO	40
7.4.2	AGUAS ARRIBA	42
7.4.3	PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS	44
7.5	ESTRUCTURA SOPORTE	44
7.5.1	DESCRIPCIÓN	44
7.5.2	CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA	44
7.5.3	MODELADO COMPUTACIONAL	53
7.5.4	VINCULACIÓN DE LA ESTRUCTURA	64
7.6	ANÁLISIS ECONÓMICO	67
7.6.1	INVERSIÓN INICIAL	67
7.6.2	EVALUACIÓN DEL PROYECTO	69
7.6.3	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	70
8	PROYECTO ALTERNATIVO 0° INCLINACIÓN	75
8.1	DESCRIPCIÓN	75
8.2	ESTRUCTURA METÁLICA	75
8.3	CARGAS	77
8.4	SIMULACIÓN DE GENERACIÓN	79
8.5	CABLEADO	81
8.5.1	LÍNEA DE CONTINUA	81
8.5.2	LÍNEA DE ALTERNA	81
8.6	PUESTA A TIERRA	83
8.7	PROTECCIONES	83
8.7.1	AGUAS ABAJO	83
8.7.2	AGUAS ARRIBA	84
8.7.3	PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS	85
8.8	ANÁLISIS ECONÓMICO	86
8.8.1	INVERSIÓN INICIAL	86
8.8.2	EVALUACIÓN DEL PROYECTO	88
8.8.3	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	90
8.9	ANÁLISIS PARA MISMA CANTIDAD DE PANELES	95
8.9.1	SIMULACIÓN DE GENERACIÓN	95
8.9.2	ANÁLISIS ECONÓMICO	97
9	PROYECTO ALTERNATIVO 90° INCLINACIÓN	104
9.1	DESCRIPCIÓN	104
9.2	ESTRUCTURA METÁLICA	104
9.3	CARGAS	105
9.4	SIMULACIÓN DE GENERACIÓN	107
9.5	CABLEADO	110



9.5.1	LÍNEA DE CONTINUA	110
9.5.2	LÍNEA DE ALTERNA	112
9.6	PUESTA A TIERRA	113
9.7	PROTECCIONES	113
9.7.1	AGUAS ABAJO	113
9.7.2	AGUAS ARRIBA	114
9.7.3	PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS	115
9.8	ANÁLISIS ECONÓMICO	116
9.8.1	INVERSIÓN INICIAL	116
9.8.2	EVALUACIÓN DEL PROYECTO	118
9.8.3	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	119
10	IMPACTO AMBIENTAL	124
10.1	HUELLA DE CARBONO	124
10.2	IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO	127
11	CONCLUSIÓN	129
12	BIBLIOGRAFÍA	132
13	CATÁLOGOS	134



INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 6.1 - Distancia mínima entre filas.	30
Ecuación 6.2 - Distancia d.	32
Ecuación 7.1 – Voltaje máximo MPPT.	34
Ecuación 7.2 – Voltaje mínimo MPPT.....	34
Ecuación 7.3 - Caída de tensión.	38
Ecuación 7.4 - Caída de tensión.	40
Ecuación 7.5 - Condición de protección contra sobrecargas.	42
Ecuación 7.6 - Condición de protección contra cortocircuitos.	44
Ecuación 7.7 - Condición de corrientes para protección.	44
Ecuación 7.8 - Verificación interruptor.	45
Ecuación 7.9 - Verificación por energía.....	45
Ecuación 7.10 - Presión dinámica.	53
Ecuación 7.11 - Fuerza del viento.	55
Ecuación 7.12 - Peso de los paneles.	61
Ecuación 7.13 - Combinación de cargas.	63
Ecuación 7.14 - Esfuerzo máximo admisible.	65
Ecuación 7.15 - Ahorro anual.	73
Ecuación 7.16 - TIR.....	73
Ecuación 8.1 - Condición de protección contra sobrecargas.	87
Ecuación 8.2 – Condición de protección contra cortocircuitos.	87
Ecuación 8.3 - Condición de corrientes para protección.	88
Ecuación 8.4 - Verificación interruptor.	88
Ecuación 8.5 - Verificación por energía.....	88
Ecuación 8.6 - Ahorro anual.	93
Ecuación 8.7 - TIR.....	94
Ecuación 8.8 - Ahorro anual.	103
Ecuación 9.1 - Condición de protección contra sobrecargas.	116
Ecuación 9.2 – Condición de protección contra cortocircuitos.	116
Ecuación 9.3 - Condición de corrientes para protección.	117
Ecuación 9.4 - Verificación interruptor.	117
Ecuación 9.5 - Verificación por energía.....	117
Ecuación 9.6 - Ahorro anual.	122
Ecuación 9.7 – TIR	122
Ecuación 10.1 - Emisiones anuales.	130



INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Elementos de instalación FV para autoconsumo.....	4
Figura 2.2 - Elementos de una instalación FV para inyección a la red.....	5
Figura 2.3 - Instalación FV Jardín UNMdP.....	6
Figura 2.4 - Instalación FI.....	7
Figura 4.1 - Vista superior de la manzana de la Biblioteca.....	10
Figura 4.2 – Planta baja.....	11
Figura 4.3 - Primer piso.....	11
Figura 4.4 - Techo biblioteca.....	12
Figura 4.5 - Entrada al techo.....	13
Figura 4.6 - Ventilucos.....	14
Figura 5.1 - Dimensiones en milímetros.....	16
Figura 5.2 - Solar Lake 10000 TL.....	17
Figura 5.3 - Estructura soporte FI.....	19
Figura 6.1 - Weather Data Hourly MDQ.....	21
Figura 6.2 - Especificaciones del panel ingresadas por el usuario.....	22
Figura 6.3 - Especificaciones del inversor ingresadas por el usuario.....	23
Figura 6.4 - Número de inversores, cantidad de strings y paneles por string.....	24
Figura 6.5 - Eje del panel, orientación, inclinación y ground cover ratio.....	25
Figura 6.6 - Ciclo solar.....	26
Figura 6.7 - Pérdidas.....	28
Figura 6.8 - Generación para cada inclinación.....	30
Figura 6.9 - Distancia d mínima entre strings.....	30
Figura 6.10 - Valor de h.....	31
Figura 6.11 - Vista superior a escala de arreglo de paneles.....	32
Figura 7.1 - Esquema de conexión proyecto 33°.....	34
Figura 7.2 - Generación mensual.....	35
Figura 7.3 - Plano del recinto de los inversores.....	37
Figura 7.4 - Valores de MPPT.....	37
Figura 7.5 - String V_{mp}	38
Figura 7.6 - Cortocircuito aguas abajo.....	41
Figura 7.7 - Vista superior estructura metálica.....	54
Figura 7.8 - Vista lateral estructura metálica.....	55
Figura 7.9 - Vista superior estructura metálica.....	56
Figura 7.10 - Vista lateral estructura metálica.....	57
Figura 7.11 - Peso de los paneles.....	60
Figura 7.12 - Fuerza del viento sobre estructura.....	61
Figura 7.13 - Esfuerzos, vista superior.....	62
Figura 7.14- Esfuerzos, detalle y escala.....	62
Figura 7.15 - Máximo esfuerzo soportado.....	63
Figura 7.16 - Interior biblioteca.....	64
Figura 7.17 - Anclaje mecánico.....	64
Figura 7.18 - Anclaje mecánico realizado en Biblioteca.....	65
Figura 7.19 - Vista superior, chapa, campana y columna.....	66
Figura 7.20 - Vista lateral, campana y columna.....	66
Figura 7.21 - Cuadro tarifario EDEA.....	69
Figura 7.22 - Tiempo de repago, escenario 1.....	72
Figura 7.23 - Tiempo de repago, escenario 2.....	74
Figura 8.1 - Disposición de paneles.....	75
Figura 8.2 - Detalle estructura metálica, vista superior.....	76
Figura 8.3 - Detalle estructura metálica, vista lateral.....	76
Figura 8.4 - Peso de los paneles.....	77
Figura 8.5 - Máximos esfuerzos.....	78
Figura 8.6 - Generación mensual.....	80
Figura 8.7 - Cuadro tarifario EDEA.....	88
Figura 8.8 - Tiempo de repago.....	92
Figura 8.9 - Tiempo de repago, escenario 2.....	94
Figura 8.10 - Generación mensual.....	96



Figura 8.11 - Cuadro tarifario EDEA.	99
Figura 8.12 - Tiempo de repago.	101
Figura 8.13 - Tiempo de repago, escenario 2.	103
Figura 9.1 - Vista Peña, sin Casa Navarro.	104
Figura 9.2 - Estructura metálica, vista desde Peña.	104
Figura 9.3 - Carga distribuida.	105
Figura 9.4 - Máximos esfuerzos.	106
Figura 9.5 - Vista superior, con vegetación.	107
Figura 9.6 - Árbol calle Funes.	108
Figura 9.7 - Producción mensual.	109
Figura 9.8 - Valores de MPPT.	110
Figura 9.9 - String Vmp.	111
Figura 9.10 - Cuadro tarifario EDEA.	118
Figura 9.11 - Tiempo de repago.	121
Figura 9.12 - Tiempo de repago, escenario 2.	123
Figura 10.1 - Distribución por regiones (2011).	124
Figura 10.2 - Distribución de GEI en la Argentina (2014).	125
Figura 10.3 - Evolución.	126
Figura 11.1 - Cuadro tarifario EDEA.	130



INDICE DE TABLAS

Tabla 5.1 - Características de los paneles solares	16
Tabla 5.2 - Características de los inversores.	18
Tabla 6.1 - Generación anual para distintos grados de inclinación.	30
Tabla 7.1 - Simulación proyecto.	35
Tabla 7.2 - Datos de generación anual.	36
Tabla 7.3 - Datos técnicos del conductor.....	37
Tabla 7.4 - Datos del conductor tramo 1.	39
Tabla 7.5 - Datos del conductor tramo 2.	40
Tabla 7.6 - Velocidades básicas del viento en ciudades.	48
Tabla 7.7 - Factor de direccionalidad del viento.	49
Tabla 7.8 - Naturaleza de la ocupación.....	50
Tabla 7.9 - Factor de importancia.....	51
Tabla 7.10 - Coeficientes de exposición para la presión dinámica, Kh y Kz.....	52
Tabla 7.11 - Coeficientes de fuerza.	54
Tabla 7.12 - Materiales.	59
Tabla 7.13 - Costos de los componentes eléctricos.....	70
Tabla 7.14 - Costos de los componentes estructurales.....	71
Tabla 7.15 - Costos de instalación totales en dólares.....	71
Tabla 7.16 - Consumo y potencial generación 2018.	72
Tabla 7.17 - Ahorro en dólares, escenario 1.	74
Tabla 7.18 - Ahorro en dólares, escenario 2.	76
Tabla 7.19- Resumen económico de los distintos escenarios.	77
Tabla 8.1 - Materiales.	80
Tabla 8.2 - Datos de simulación proyecto alternativo.	82
Tabla 8.3 - Generación anual.....	82
Tabla 8.4 - Datos técnicos del conductor.....	84
Tabla 8.5 - Datos técnicos conductor alterna.	84
Tabla 8.6 - Datos del conductor, tramo 2.	86
Tabla 8.7 - Costos de los componentes eléctricos.	90
Tabla 8.8 - Costos de los componentes estructurales.	91
Tabla 8.9 - Costos de instalación totales en dólares.	91
Tabla 8.10 - Consumo 2018.	92
Tabla 8.11 - Ahorro en dólares, escenario 1.	95
Tabla 8.12 - Ahorro en dólares, escenario 2.	97
Tabla 8.13 - Resumen económico de los distintos escenarios.	98
Tabla 8.14 - Generación anual.	99
Tabla 8.15 - Costos de componentes eléctricos.....	101
Tabla 8.16 - Costos de los componentes estructurales.....	101
Tabla 8.17 - Costos de instalación en dólares.	101
Tabla 8.18 - Consumo y potencial generación 2018.	102
Tabla 8.19 - Ahorro en dólares, escenario 1.	104



Tabla 8.20 - Ahorro en dólares, escenario 2.	106
Tabla 8.21 - Resumen económico de los distintos escenarios.	107
Tabla 9.1 - Materiales.	108
Tabla 9.2 - Datos ingresados al software.	112
Tabla 9.3 - Producción anual simulada.	112
Tabla 9.4 - Datos técnicos del conductor.	114
Tabla 9.5 - Datos técnicos conductor alterna.	115
Tabla 9.6 - Costos de los componentes eléctricos.	118
Tabla 9.7 - Costos de los componentes estructurales.	120
Tabla 9.8 - Costos de instalación totales en dólares.	120
Tabla 9.9 - Consumo 2018.	121
Tabla 9.10 - Ahorro en dólares, escenario 1.	123
Tabla 9.11 - Ahorro en dólares, escenario 2.	125
Tabla 9.12 - Resumen económico de los distintos escenarios.	126
Tabla 10.1 - Equivalencia de combustibles fósiles.	130
Tabla 10.2 - Ahorro de combustibles fósiles anual.	132
Tabla 11.1 - Comparación final de datos.	133



RESUMEN

El fin de este trabajo es el desarrollo de un proyecto de generación eléctrica por medio de energía solar que se adapte a la estructura existente del edificio de la Biblioteca de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Esta instalación fotovoltaica abastecerá la demanda con la posibilidad de inyectar a la red el remanente si lo hubiera, por lo cual no se tomará en cuenta la posibilidad del almacenamiento de energía.

Para lograr el proyecto más eficiente posible se partió de la premisa de adaptar a la estructura del techo de la biblioteca la mayor cantidad de paneles solares con la inclinación y orientación que permitan la máxima generación eléctrica. Estos valores se obtuvieron simulando por software todos los ángulos de inclinación posibles, para luego diseñar una estructura metálica que se adapte a la fisionomía del edificio.

Sin embargo, con las sucesivas simulaciones se llegaron a conclusiones nuevas que abrieron el panorama para una segunda posibilidad. Utilizar una inclinación distinta a la óptima con el fin de aumentar la cantidad de paneles instalados y simplificar la estructura soporte.

Finalmente, y con el objetivo de generar un impacto social se desarrolló una tercera alternativa, una variante que sea visible para la comunidad universitaria y la población en su conjunto. Con esas bases y lo asimilado en los dos proyectos anteriores se planteó una disposición en la pared norte, donde se ubica la entrada principal a la biblioteca lo que provocaría un impacto visual y psicológico a todo aquel que entre al edificio.

El diseño es complementado con un análisis económico de los tres proyectos para comprobar su rentabilidad. Así como de impacto ambiental, calculando los recursos naturales que se conservarían en caso de adoptar alguno de ellos.

Finalmente, se los comparó con todas sus características, para poder concluir cuál de los proyectos es más viable.



AGRADECIMIENTOS

A mi papá, la persona que me acompañó desde el día que nací, y hoy que físicamente no está, sus enseñanzas perduran en mí como un sostén.

A Adriana, mi amiga, mi hermana por elección, que siempre me apoyó y me empujó adelante cuando pensé que no tenía más fuerzas.

A mis amigos de toda la vida Noé, Martín, Guillermo, Mercedes e Inas, por alentarme y creer más en mí que yo mismo.

A Mariana, Martín, Chelo y Alan, por estar en los momentos más difíciles y tratarme como su familia.

A los amigos que hice en este largo camino, Julio, Gastón, Christian, Federico, Camila, Marcos, Juan y muchos más con los que compartí horas de estudio e insomnio.

A mis tutores Claudio y Marcos, por acompañarme en este proceso aconsejándome.

A la Universidad pública y gratuita.



1 INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más importantes que enfrenta la humanidad en el Siglo XXI es el calentamiento global. El planeta ha elevado su temperatura considerablemente desde la Revolución Industrial que tuvo comienzo en el Siglo XVIII [1]. Esto se debe a la generación indiscriminada de gases de efecto invernadero. Los cuales surgen de la ganadería, los vehículos con motores a combustión con derivados del petróleo, actividades industriales y por supuesto, la generación eléctrica. Sería imposible eliminar completamente la generación de estos gases debido al estilo de vida que desarrolló el humano, pero es necesario que se tome conciencia de la importancia del daño irreversible que generan y se acompañe con políticas públicas para reducirlos.

La República Argentina no queda exenta de las consecuencias, por lo tanto, debe enfrentar el nuevo escenario ambiental y tecnológico que se avecina. Desde el punto de vista de la generación eléctrica, su demanda se ha incrementado sostenidamente desde hace más de 10 años y aunque se haya aumentado la potencia instalada, no lo suficiente y tampoco en un tipo de generación sostenible.

Hoy en día la matriz de generación de la Argentina está constituida en un 62,35 % de térmica, 22,54 % de hidráulica, 7,19 % de nuclear y un 7,91 % de renovables [2].

Por lo tanto, son necesarias políticas públicas que estimulen el ingreso de energías renovables que aprovechen las características físicas únicas que ofrece la geografía nacional. En función de lo anterior en el año 2006 se sancionó la Ley 26.190, que buscaba lograr que el 8 % de la generación eléctrica nacional sea originada por fuentes renovables para el año 2016. Debido a que el objetivo no fue logrado, se alcanzó una generación renovable del 1 %, el Estado se vio obligado a rever la situación. Con la Ley 27.191 de septiembre del 2015, se pospuso el límite anterior para el 2018, y una meta de 20 % para el 2025. Como se mencionó en el primer párrafo, esta meta tampoco se ha podido cumplir. En pos de diversificar la generación para lograr un aumento apreciable que dé el paso a acoger definitivamente métodos renovables de generación, el Congreso aprobó la Ley 27.424. La presente tuvo por objeto *"Fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias."*[3].

De todos los métodos de generación renovables que existen el día de hoy, el de más simple instalación, menor mantenimiento y menos invasivo es el solar. Por lo tanto, es el más sencillo de adaptar a las necesidades y espacio que puede poseer un consumidor residencial para su autoabastecimiento energético.

En esta tesis de grado se pretende realizar un análisis que permita determinar la instalación fotovoltaica (FV) que mejor se adapte al edificio de la Biblioteca de la Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP). Esto se realizará estudiando sus variables principales, separación entre filas de paneles, su inclinación y orientación. Además del diseño de la estructura que le da soporte. También se desarrolla la posibilidad de inyectar a la red el excedente de energía generada acorde a las políticas comerciales de EDEA.

El fin que busca este proyecto no es solo lograr un ahorro económico para la UNMdP sino un ejemplo para la comunidad.



1.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Este concepto se refiere a la generación de energía eléctrica mediante el uso de pequeñas fuentes renovables, instaladas cerca del usuario [4]. Este sistema posee distintas ventajas, entre las que se encuentran

- Una falla de alguno de los elementos, al aportar una pequeña parte de la alimentación, no afectará el servicio.
- Una mayor consciencia e interés del pequeño consumidor.
- Reducción de gases invernadero.

Estas fuentes de generación renovables, paneles solares, pequeños aerogeneradores u otras tecnologías, pueden instalarse en cualquier domicilio en función de sus características, ya sea industrias, pequeñas y medianas industrias (PyMEs) y hogares.



2 ESTADO DEL ARTE

2.1 ENERGÍAS RENOVABLES

2.1.1 GENERACIÓN EÓLICA

El viento ha sido una fuente fundamental de energía para el desarrollo humano, el uso de molinos de viento se remonta a comienzo del siglo VII [5].

Charles Brush fue uno de los fundadores de la industria eléctrica americana, durante el invierno del 1887 él construyó lo que hoy se cree que fue la primera turbina eólica automática de generación eléctrica [6]. En los 130 años que siguieron a ese momento muchos han tomado su posta, y los avances que se han logrado en esa área superaron toda imaginación. Al punto que esta tecnología de generación representa la mayor fuente de energía renovable no hidráulica en el mundo. Además, en términos absolutos de potencia instalada, es la tecnología que más ha crecido en los últimos años. Solo en el año 2015 se incrementó la potencia global en 63.000 MW eólicos, alcanzando una cifra de 433.000 MW instalados [7].

2.1.2 GENERACIÓN SOLAR

La generación FV es el otro método que sigue en masividad a la eólica. Esta aprovecha la radiación del sol para generar energía eléctrica. La conversión de la energía solar en eléctrica está basada casi por completo en el efecto fotovoltaico, que es la producción de una corriente eléctrica en un material semiconductor como consecuencia de la absorción de radiación luminosa [8].

En los últimos años, los mercados han crecido muy deprisa en Estados Unidos, China, Japón, India y Australia. Pero también se espera que el sector empiece pronto a crecer en países emergentes de Oriente Medio, África y Sudamérica. Un dato fundamental es que en los cinco últimos años, el coste de los sistemas instalados de energía solar ha disminuido en más del 70 % [9].

2.1.2.1 Elementos de una instalación fotovoltaica

Una instalación FV puede variar sus elementos en función del tipo de fin de esta, ya que puede ser para autoconsumo o de inyección a la red. En el caso del primero los elementos son los de Figura 2.1.

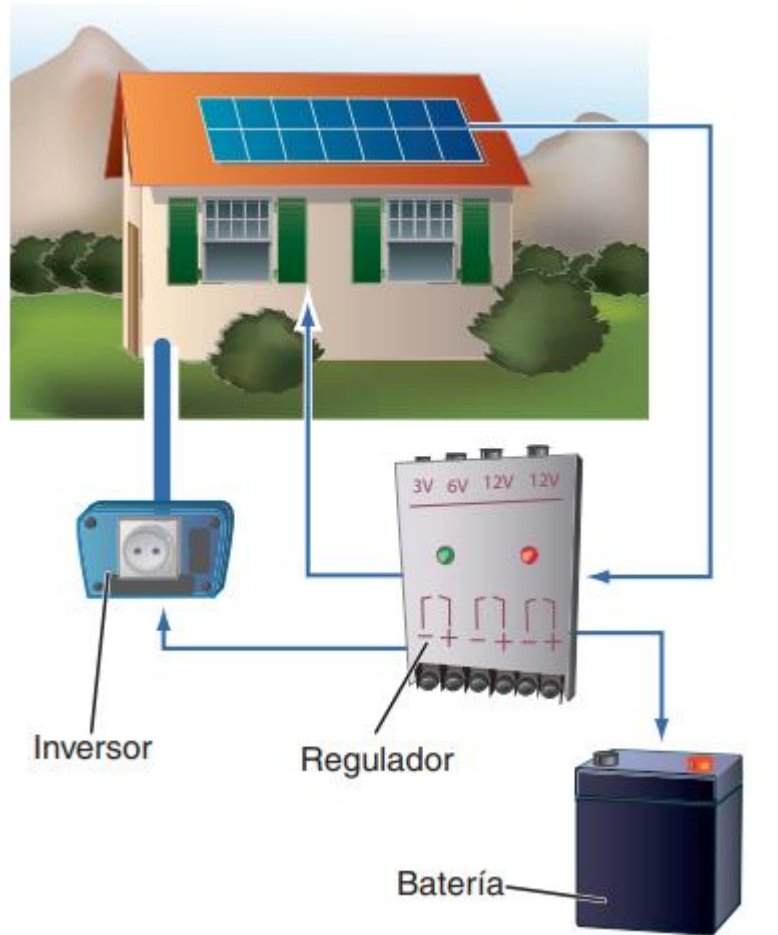


Figura 2.1 - Elementos de instalación FV para autoconsumo.

Y en el caso de una conexión de inyección a la red, Figura 2.2.

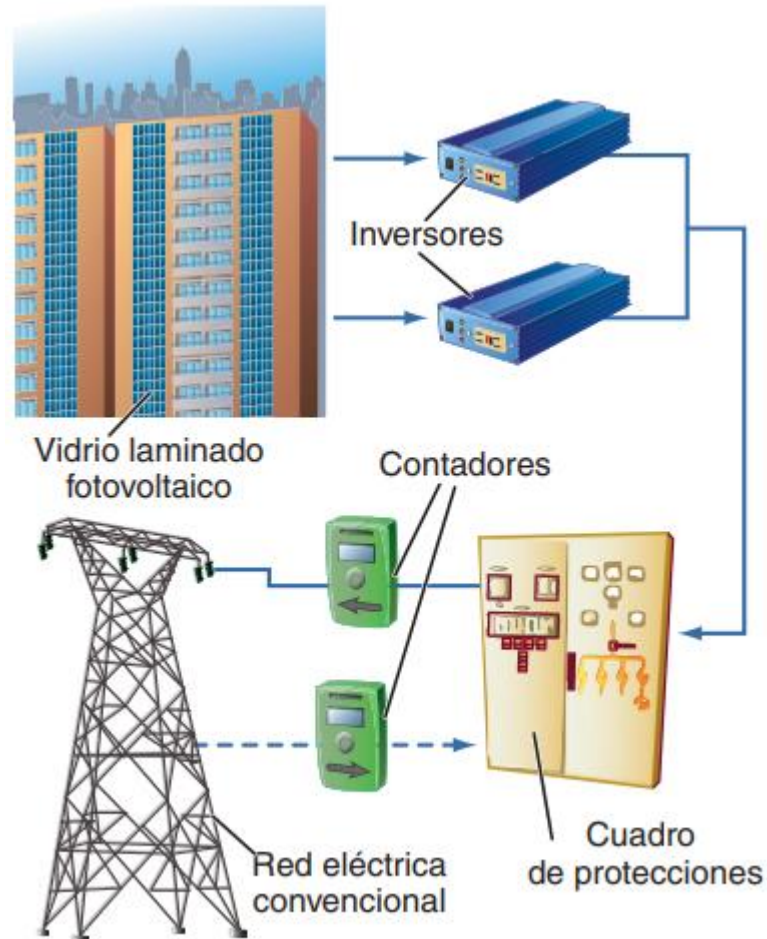


Figura 2.2 - Elementos de una instalación FV para inyección a la red.

La diferencia fundamental entre ambos es la falta de reguladores de red y baterías, necesarios en el caso que no exista conexión alguna a la red [10].

2.1.2.1.1 Módulo fotovoltaico

Un panel fotovoltaico está compuesto por un conjunto de celdas solares (células fotovoltaicas) que se encuentran conectadas eléctricamente entre sí en serie y paralelo, hasta conseguir el voltaje adecuado para su utilización. Los módulos fotovoltaicos admiten tanto radiación directa como difusa, pudiendo generar energía eléctrica incluso en días nublados. Las células fotovoltaicas son unos dispositivos formados por metales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos, convirtiendo la energía luminosa en energía eléctrica.

2.1.2.1.2 Inversor

Los paneles fotovoltaicos suministran solamente corriente continua cuando son iluminados por la luz del sol. Por lo tanto, si se desean utilizar equipos que funcionen con corriente alterna es necesario acudir a un dispositivo que convierta esta corriente eléctrica continua en alterna. Tal dispositivo es el “inversor” y funciona como un elemento de acople entre la electricidad continúa generada por el panel solar fotovoltaico y la carga que requiera corriente eléctrica alterna. Dentro de las características principales que debe tener un inversor se encuentran: voltaje de entrada, potencia máxima de salida y la eficiencia. El voltaje de operación o de entrada del inversor debe seleccionarse con base en el voltaje de suministro de panel solar fotovoltaico. Además de esto, los inversores deben actuar como elemento seleccionador del punto de potencia máxima del panel o paneles solares [11].

2.2 ANTECEDENTES

Existen antecedentes de instalaciones FV en nuestra ciudad con la participación de la UNMdP: El Jardín Maternal de la UNMdP y el de la Facultad de Ingeniería (FI).

El primero de ellos fue inaugurado en 2018 y cuenta con una instalación en su terraza de 16 paneles de 250 Watts y un inversor de 5500 Watts, Figura 2.3. Lo particular de este proyecto es que se realizó un convenio entre la Universidad y la Empresa Distribuidora de Energía Atlántica (EDEA) que permite que el excedente que generen sea inyectado a la red eléctrica. La instalación cuenta con las debidas protecciones, acordadas con EDEA, incluida una llave de corte general a la que tiene acceso la empresa distribuidora por motivos de seguridad en caso de maniobras de mantenimiento de la red.

El proyecto que se realizó en el techo de la FI tiene una potencia de 5100 Watts, y está conformado por 18 paneles solares de 285 Watts de la marca NB Solar divididos en tres strings de seis paneles cada uno, Figura 2.4, conectados a tres inversores monofásicos marca Aros de 1500 Watts. La instalación FV se encuentra en el techo del Laboratorio de Instrumentación y Control.



Figura 2.3 - Instalación FV Jardín UNMdP.



Figura 2.4 - Instalación FI.



3 OBJETIVOS

- a. Reconocer el edificio, su estructura, sus espacios disponibles para la generación fotovoltaica, sus usos principales, su estado y estudiar sus planos para poder recolectar toda la información aplicable al informe.
- b. En función del área libre del edificio determinar la mayor cantidad de potencia que sea posible de instalar.
- c. Estudiar distintas opciones de generación con tres ángulos de inclinación diferentes como característica principal, 0°, 33° y 90°.
- d. Determinar la generación energética posible para las disposiciones anteriores mediante el uso de software.
- e. Dimensionar la instalación, cantidad de paneles e inversores y modelos. Secciones de conductores de continua, alterna y protecciones.
- f. Diseño de soportes. Simulación de estructura, elección de perfiles y anclajes, verificación de cargas.
- g. Análisis económico y financiero del proyecto, determinar viabilidad del proyecto.
- h. Evaluación de impacto ambiental, relacionarlo con el beneficio que acarrea el uso y generación de energías renovable.



4 RELEVAMIENTO DEL EDIFICIO

El edificio sobre el cual se realizará la instalación FV es la Biblioteca de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Se encuentra emplazada en el centro de la manzana de una zona rodeada de una amplia forestación perteneciente a la Reserva Forestal de la Manzana Navarro, entre las calles Olazábal, Primera Junta, Funes y Peña.

El edificio posee distintas áreas:

- Referencia y circulación bibliográfica: Se realizan consultas y préstamos de libros. Asesoramiento en la Búsqueda de información sobre un tema y elaboración de listas bibliográficas a demanda de los usuarios.
- Hemeroteca: Brinda el Servicio de consulta de revista académicas, tesis de grado y posgrado y búsqueda de artículos científicos. Gestiona el intercambio con otras instituciones de libros y materiales que no posee la Biblioteca Central.
- Fondo antiguo: Está constituido por libros y revistas que tienen como característica específica su antigüedad, rareza o valor editorial. Entre su colección se encuentra material relacionado con la historia de Mar del Plata como fotos, postales, revistas y otros documentos.
- Centro de ventas: Se pueden adquirir libros editados por la editorial de la Universidad Nacional de Mar del Plata, de otras editoriales académicas y de aquellos libros pertenecientes a Paltex que reúne material vinculado con el área de Medicina. También se pueden comprar accesorios y artículos con el logo de la UNMDP.
- Extensión: Organiza actividades culturales, artísticas y académicas como visitas guiadas, talleres, charlas y exposiciones. También tiene a su cargo la gestión de las redes sociales de la Biblioteca Central.
- IRAM-ISBN: Difusión, acceso y distribución de documentos normativos, nacionales e internacionales del Instituto Argentino de Normalización y Certificación. Orientación y gestión del ISBN para publicaciones editadas por la Universidad Nacional de Mar del Plata.
- Salas de estudio: Se las divide en planta baja con más de 100 puestos de lectura y en hemeroteca con 40 puestos.

La sala de lectura silenciosa, depósito de libros y hemeroteca se encuentran en obra. Estas áreas se ven divididas en sus dos naves principales, de dos y tres pisos. Una estructura imponente de 5600 m² [12] que se puede observar en la Figura 4.1, Figura 4.2 y Figura 4.3.

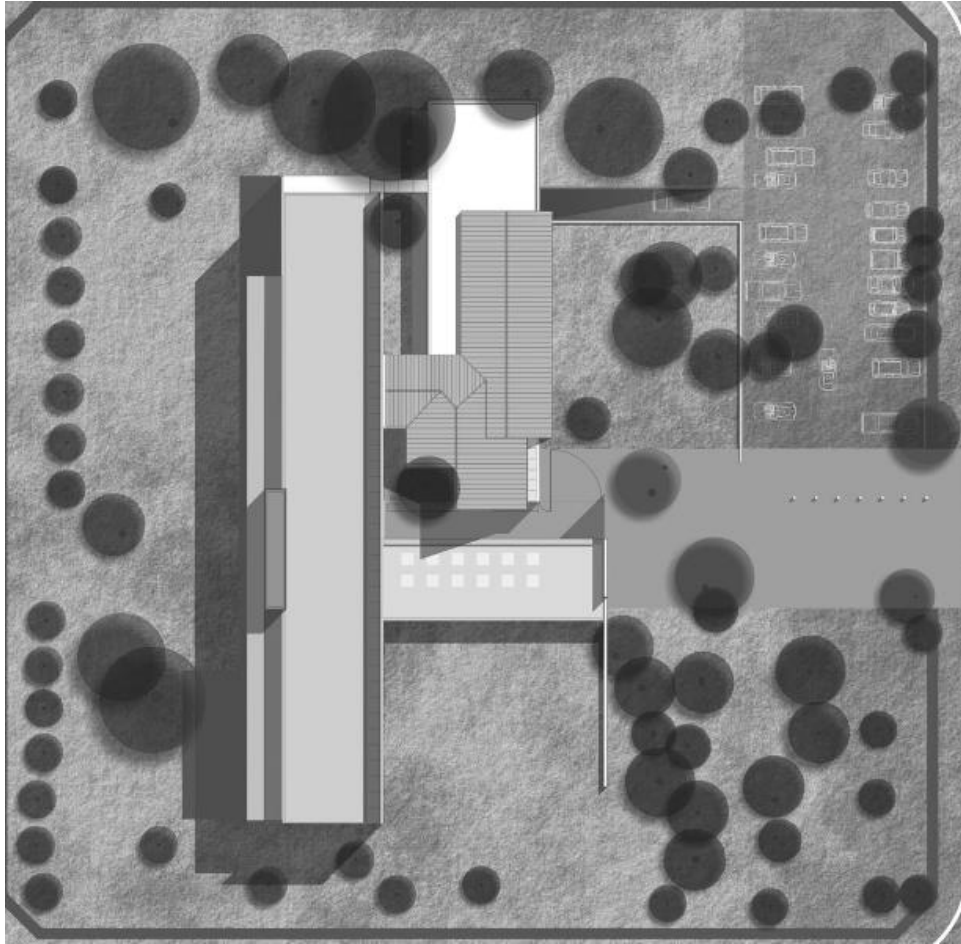


Figura 4.1 - Vista superior de la manzana de la Biblioteca.

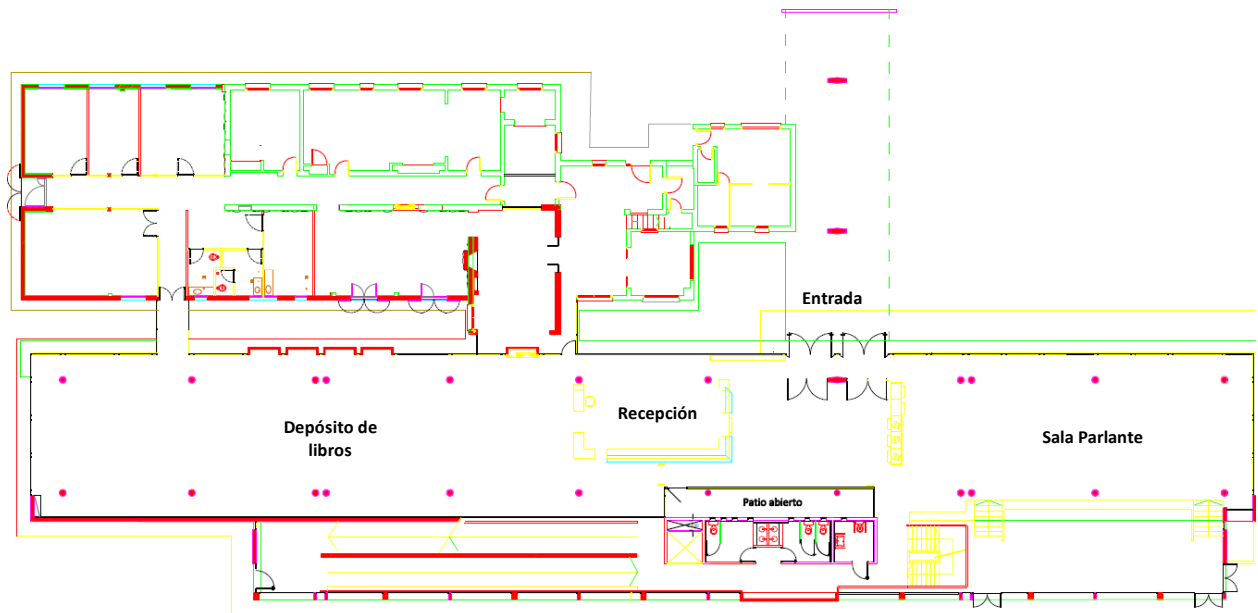


Figura 4.2 – Planta baja.

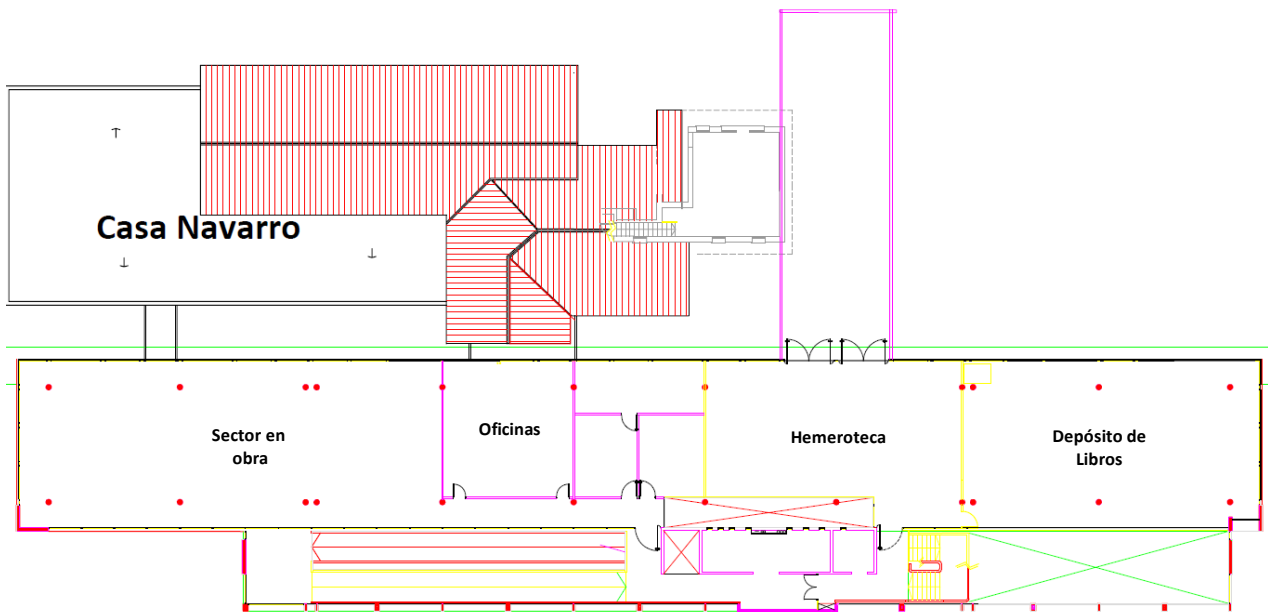


Figura 4.3 - Primer piso.



El techo de la biblioteca tiene 9 metros de ancho por 68 metros de largo, es de chapa, con un camino de concreto de 1,7 metros de ancho por 68 metros de largo, se limita ese sendero por una pared de hormigón que cubre casi toda la longitud del espacio abierto Figura 4.4.

Se ingresa al mismo a través de una escalera que lleva al depósito de tanques de agua. Es un espacio cerrado con dos salidas, Figura 4.5. El techo posee la particularidad de tener una hilera de ventiluces, Figura 4.6. Los mismos cumplen con una dualidad estética y funcional de permitir el ingreso de luz a la nave superior del edificio. En algunas de las reuniones que se mantuvieron con el arquitecto Pasolini, encargado de mantenimiento de la biblioteca, ha manifestado que los empleados se quejan continuamente de la incomodidad que les produce a diario la luz solar durante la realización de sus tareas cotidianas, por lo tanto, es viable superponer otra estructura a los ventiluces a fin de maximizar el espacio de instalación de los paneles.

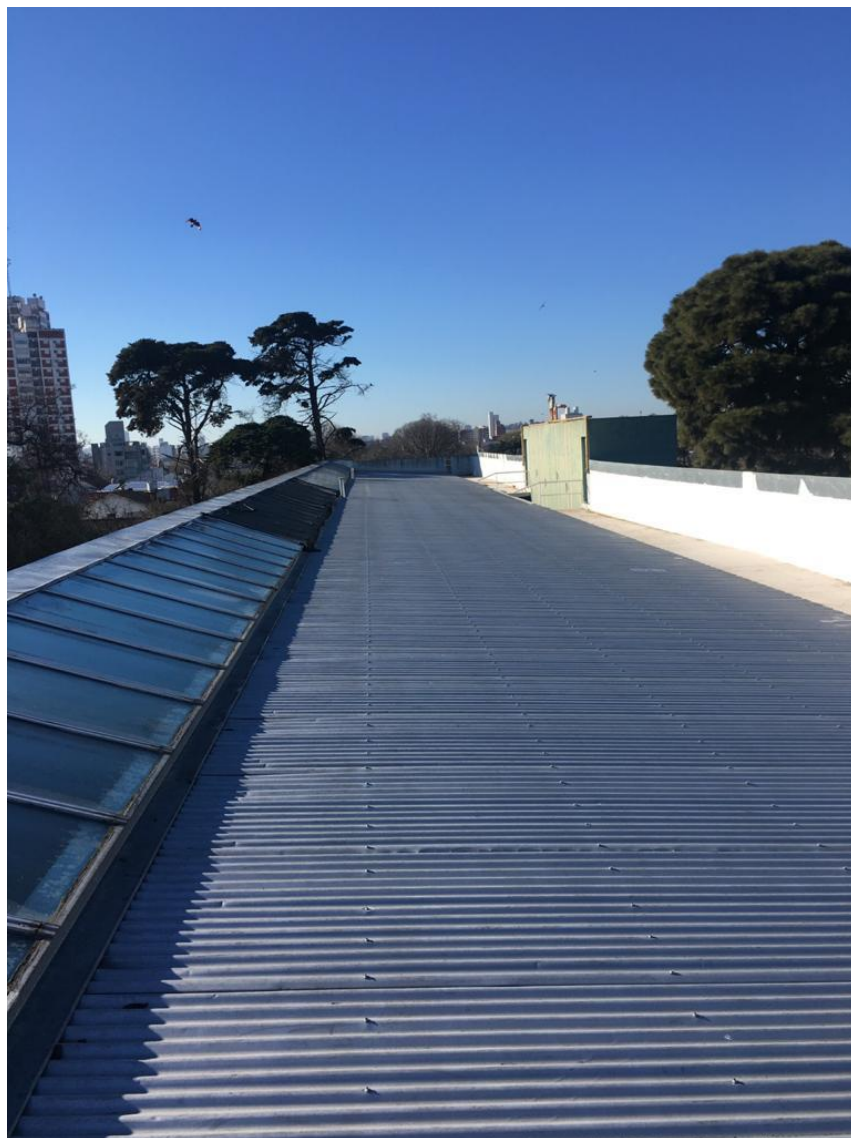


Figura 4.4 - Techo biblioteca.



Figura 4.5 - Entrada al techo.



Figura 4.6 - Ventiluces.



5 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

5.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PROPUESTA

La instalación que se realizará en este edificio será conectada a la red, que es la más simple ya que carece de baterías, el elemento de menor vida útil y mayor mantenimiento de un proyecto FV. Por consiguiente, es la configuración más económica, y los elementos que requiere son:

- Paneles solares
- Inversores
- Estructura soporte

Cabe resaltar que la UNMdP ha decidido que los elementos de todas sus plantas FV sean los mismos a fin de poder estandarizar estos proyectos, permitiendo un abaratamiento de costos para adquirirlos y la posibilidad de tener stock. Los modelos adquiridos se detallan a continuación.

5.2 PANELES

Los paneles que se utilizarán son los TSM 320PD14 de la marca Trina Solar. Sus principales ventajas son:

- Construcción robusta.
- Ideal para instalaciones a gran escala.
- Desempeño probado a campo.
- Alta confiabilidad gracias al estricto control de calidad.
- Certificado para soportar las más severas condiciones ambientales.
- Excelente rendimiento en condiciones de poca luz en días nublados, mañanas y atardeceres.

En la Figura 5.1 se muestran las dimensiones del panel en cuestión, que son 1,96 metros por 0,992 metros.

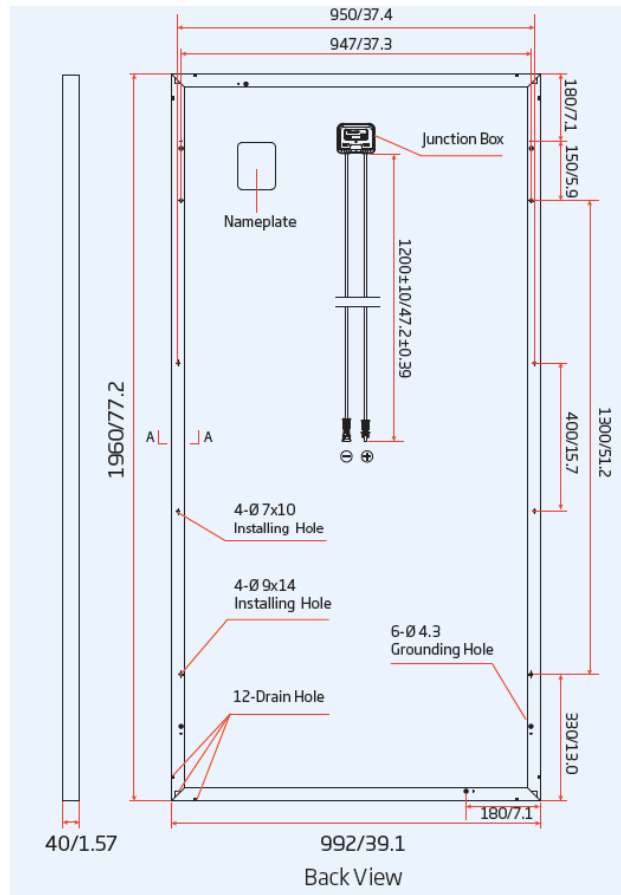


Figura 5.1 - Dimensiones en milímetros

La Tabla 5.1 expone los datos del catálogo del panel.

Características del panel			
Área del panel [m ²]	1,94	Coef. de temp. de punto máximo de potencia [%/°C]	- 0,41
Temperatura de celda nominal [°C]	44° (+/- 2°)	Coef. de temp. de corriente de cortocircuito [%/°C]	0,05
Tensión nominal (V_{mpp}) [V]	37,1	Coef. de temp. de tensión a circuito abierto [V/°C]	- 0,32
Máxima corriente (I_{mpp}) [A]	8,63	Numero de celdas en serie	72
Tensión a circuito abierto (V_{oc}) [V]	45,5	Corriente de cortocircuito (I_{sc}) [A]	9,15

Tabla 5.1 - Características de los paneles solares.



5.3 INVERSORES

Los inversores del proyecto son trifásicos, modelo Solar Lake-10000TL, Figura 5.2, de la marca Samil Power, comercializado por la firma Enertik.



Figura 5.2 - Solar Lake 10000 TL.

Ventajas:

- Alta potencia de pico
- Tamaño y peso reducidos
- Seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) de alta velocidad para el seguimiento en tiempo real de energía y la mejora de la recolección de energía
- Operación sin transformador para una mayor eficacia (97 %)
- Protección IP65
- Certificaciones UL y TÜV
- Fácil de instalar y usar, seguro y fiable
- Pantalla LCD multi-idioma
- Construcción robusta

**Protecciones:**

- Monitorización de toma de tierra y de red
- Inversión polaridad
- Cortocircuito
- Monitorización de corriente residual omnipolar
- Protección I / II (DC) -según IEC 62103
- Categoría III (AC) de sobretensión -según IEC 60664-1

La protección que posee el equipo ante la intemperie, IP65, no lo hace apto para el uso exterior, pero sí puede ser instalado directamente sin la necesidad de un tablero protector. En la Tabla 5.2 se adjunta el resto de los datos técnicos.

Características del inversor Solar Lake 10000 TL			
Potencia máxima de salida CA [kW]	10	Tensión mínima en continua MPPT [V]	450
Eficiencia del inversor [%]	97,6	Tensión máxima en continua MPPT [V]	800
Tensión en alterna nominal [V]	400	Tensión nominal en continua [V]	620
Máxima tensión en continua [V]	1000	Número de MPPT independientes	2
Máxima corriente en continua [A]	11,5	Potencia consumida durante la operación [W]	80
Máxima corriente en alterna [A]	14,5	Potencia consumida por la noche [W]	0

Tabla 5.2 - Características de los inversores.

5.4 ESTRUCTURA SOPORTE

Los paneles serán vinculados al edificio mediante una estructura metálica cuyo diseño debe soportar las cargas del viento en el peor de los casos, su peso propio y el de los paneles, permitiendo las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. El material de construcción debe ser apto para mantenerse a la intemperie y no ser degradado por las inclemencias climáticas. Se utilizó como modelo base el arreglo construido en el techo de la FI, Figura 5.3.



Figura 5.3 - Estructura soporte FI.



6 ANÁLISIS DE DISPOSICIÓN ÓPTIMA

6.1 ÁREA DEL TECHO

Cómo se detalló previamente el techo tiene un área total de 612 m². Debido a las particularidades mencionadas esa área no es totalmente utilizable. Además de la superficie es necesario, para diseñar la instalación FV, conocer cuál será la inclinación de los paneles. Esto se debe a que el ángulo determinará la longitud de la sombra de estos, la cual que podría interferir con la producción energética. Para evitar esto se requiere que haya una distancia mínima entre strings.

A continuación, se simulará mediante software un arreglo de paneles con el fin de obtener cual es el ángulo óptimo de generación para la Biblioteca, para luego poder calcular la distancia mínima con la que se diseñara la cantidad máxima de filas que se podrán instalar.

6.2 SIMULACIÓN SAM

Para el desarrollo del estudio de la instalación FV, que se realizará, se utilizó el software System Advisor Model (SAM). En este se simulará un solo string de paneles para obtener el ángulo de mayor generación. Este simulador de producción solar ha sido probado previamente en las Tesis de Grado de la Ingeniera De Souza [13] y el Ingeniero Ciancaglini [14]. En sus respectivas tesis ambos han ingresado los datos de la instalación de la FV de la Facultad de Ingeniería (FI) y luego corroborado la diferencia con los datos medidos dando resultados muy aproximados a la realidad. Por lo cual se lo toma como fuente fidedigna de información.

El software requiere que se ingresen una serie de variables las cuales utilizará como base para calcular la generación producida en esas condiciones.

Las variables son:

- a. Ubicación geográfica y fuente de datos climáticos (*Location and Resource*).
- b. Paneles solares (*Module*).
- c. Inversores (*Inverter*).
- d. Diseño de la instalación (*System Design*).
- e. Sombreamiento (*Shading and Snow*).
- f. Pérdidas de energía (*Losses*).



6.2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y FUENTE DE DATOS CLIMÁTICOS

SAM posee una gran base de datos climatológicos de Estados Unidos y grandes ciudades del mundo. Asimismo, tiene la opción de poder agregar ciudades a la misma sugiriendo páginas de donde descargar los datos.

El archivo a cargar en el sistema debe contar con datos de temperatura de bulbo seco y bulbo húmedo, humedad ambiente, dirección y velocidad del viento, presión atmosférica, espesor de nieve e irradiancia global, directa y difusa por cada minuto de un año completo. Se obtuvieron esos valores climáticos de la página Climate.OneBuilding.Org. Desde ahí se descargaron los valores que se toman en el Aeropuerto Astor Piazzolla desde el año 2003 para poder estimar las condiciones en el área de instalación.

En la Figura 6.1 podemos observar la irradiancia global anual que se ha medido y que el software utilizará para estimar la producción de energía eléctrica.

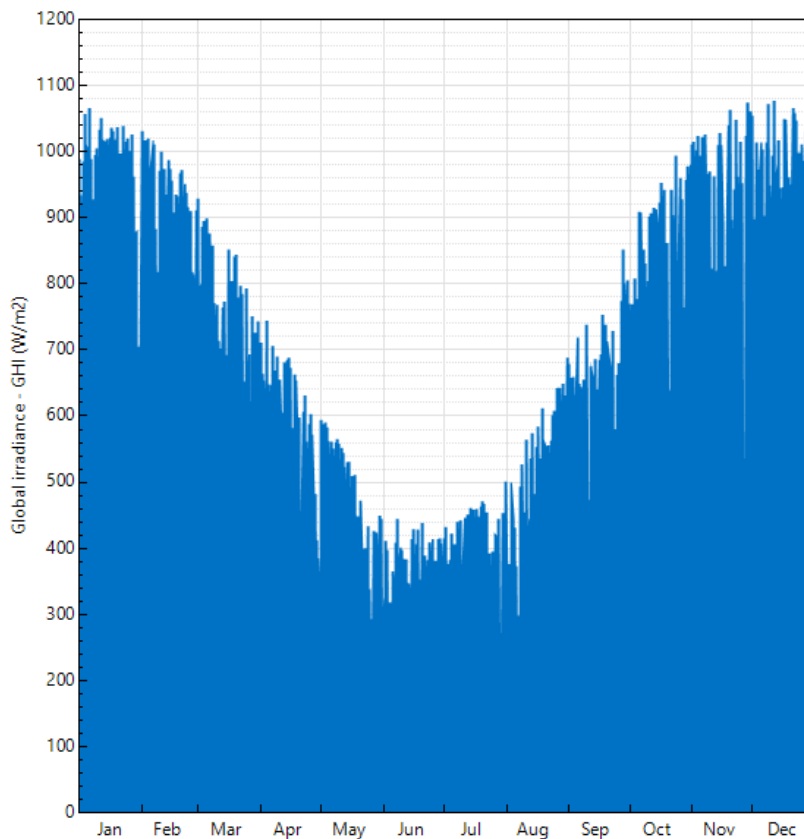


Figura 6.1 - Weather Data Hourly MDQ.

6.2.2 PANELES SOLARES

Al igual que con los datos climáticos, SAM posee una variedad de modelos de paneles solares cargados por defecto a fin de facilitar la tarea al usuario. Pero también permite mediante una consola que se puedan ingresar los valores técnicos de cualquier panel y lograr la simulación requerida.

Los datos técnicos que se deben ingresar al sistema son tipo de celda, área del panel, temperatura de celda nominal, tensión y corriente pico, tensión a circuito abierto, corriente de cortocircuito, coeficientes de temperatura de punto máximo de potencia, corriente de cortocircuito y tensión de vacío, número de celdas en serie, altura de montaje y separación al soporte.

En función de esos valores el software es capaz de brindar la potencia máxima nominal en condiciones estándar de temperatura y presión, así como la eficiencia del módulo. Se ingresan los datos correspondientes a los paneles de 320 Watts, modelo TSM-320PD14 de Trina Solar.

En la Figura 6.2 se muestra la interfaz donde se ingresan los datos del panel en cuestión.

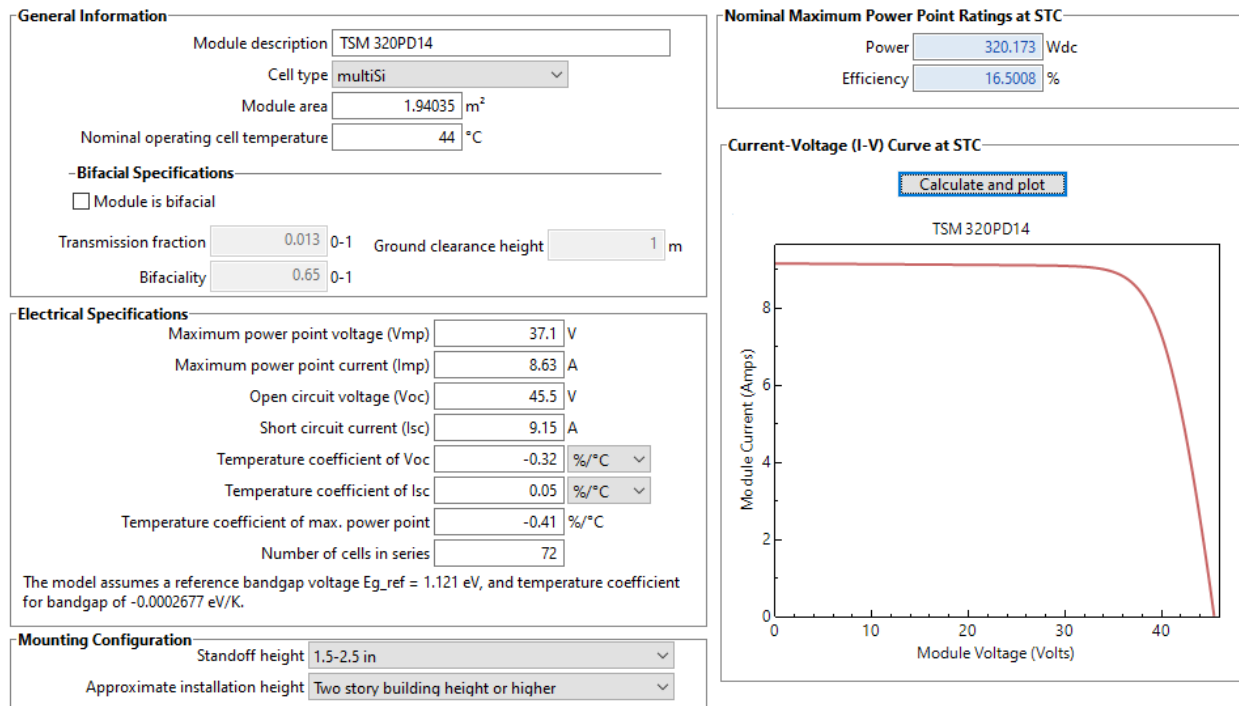


Figura 6.2 - Especificaciones del panel ingresadas por el usuario.



6.2.3 INVERSORES

Al igual que con los paneles, el software permite el ingreso de datos técnicos para simular el inversor que se utilizó en el proyecto. Los datos necesarios de los inversores utilizados que se deben ingresar al software son potencia máxima de salida, eficiencia del inversor, tensión en alterna nominal, máximas tensión y corriente en continua, tensión mínima y máxima en continua MPPT y tensión nominal en continua. Además, se debe indicar la potencia consumida durante la operación y el consumo por la noche.

Con dicha información el software brinda la potencia máxima en continua de entrada que soporta el inversor. Se ingresan los datos del inversor Aros Sirio 1500, que son los instalados en la FI, y que son aptos para potencia del string que se simula.

En la Figura 6.3 se muestra la interfaz del usuario donde se ingresan los datos mencionados sobre los inversores.

Power Ratings		You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.	
Maximum AC output power	1650 Wac		
<input type="radio"/> Weighted efficiency	65		
<input checked="" type="radio"/> Manufacturer efficiency	96.3		
Maximum DC input power	1713.4 Wdc		

Operating Ranges			
Nominal AC voltage	230 Vac	Minimum MPPT DC voltage	100 Vdc
Maximum DC voltage	450 Vdc	Nominal DC voltage	120 Vdc
Maximum DC current	8.9 Adc	Maximum MPPT DC voltage	450 Vdc
		Number of MPPT inputs	1

Losses		Suggested value		If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.
Power consumption during operation	13.2 Wdc	13.2		
Power consumption at night	0.4125 Wac	0.4125		

Figura 6.3 - Especificaciones del inversor ingresadas por el usuario.



6.2.4 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

En esta consola el software requiere los datos de cantidad de paneles solares por string, cantidad de strings en paralelo, número de inversores, cantidad de arreglos (strings por fase), Figura 6.4. En la

Figura 6.5 se observan los campos donde se ingresan los grados de inclinación y orientación de cada arreglo (tilt y azimuth), y el ground cover ratio. En la Figura 6.6 se muestra el ciclo solar correspondiente a las coordenadas de la Biblioteca, en la cual se observa como una orientación al norte garantiza que los paneles estén perpendiculares a los rayos del sol durante las horas de máxima radiación, por lo tanto, será la orientación óptima de generación.

Dado que esta simulación tiene como único fin obtener cual es el grado de inclinación con el cual se obtiene la mayor generación de energía eléctrica, se ingresó la cantidad de paneles mínima para el correcto funcionamiento del inversor. Estos son 6 paneles por string, luego en la última consola se modificaron los grados de inclinación hasta obtener la mayor producción, dejando la orientación al norte fija.

The screenshot displays three main sections of a software interface for photovoltaic system sizing:

- AC Sizing:** Includes input fields for 'Number of inverters' (value: 1) and 'DC to AC ratio' (value: 1.16). Below these is a text instruction: 'Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.' and a checkbox for 'Estimate Subarray 1 configuration'.
- Sizing Summary:** A summary table showing calculated values:

Total AC capacity	1.650 kWac	Total number of modules	6
Total inverter DC capacity	1.701 kWdc	Total number of strings	1
Nameplate DC capacity	1.921 kWdc	Total module area	11.6 m ²
- DC Sizing and Configuration:** A section for configuring subarrays. It includes a descriptive paragraph: 'To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.' Below this is a table for 'Electrical Configuration':


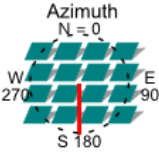
	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	6			
Strings in parallel in subarray	1			
Number of modules in subarray	6			
String Voc at reference conditions (V)	273.0			
String Vmp at reference conditions (V)	222.6			

Figura 6.4 - Número de inversores, cantidad de strings y paneles por string.



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

-Tracking & Orientation-



Fixed
 1 Axis
 2 Axis
 Azimuth Axis
 Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)
Azimuth (deg)
Ground coverage ratio (GCR)
Tracker rotation limit (deg)
Backtracking Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

-Electrical Sizing Information-

Maximum DC voltage Vdc
Minimum MPPT voltage Vdc
Maximum MPPT voltage Vdc

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

No system sizing messages.

Figura 6.5 - Eje del panel, orientación, inclinación y ground cover ratio.



Figura 6.6 - Ciclo solar.

6.2.5 SOMBREAMIENTO

El sombreado es causado por las edificaciones cercanas o por los mismos paneles y afecta al rendimiento de la instalación. Para cuantificar este efecto, SAM provee una herramienta de diseño 3D de la planta FV.

En el caso en particular de estudio, el edificio de la Biblioteca se encuentra en el centro de manzana, sin ningún elemento que entorpezca la producción solar. En la Figura 6.6 se observa que no hay estructura que interfiera su radiación.

6.2.6 PÉRDIDAS

Además de las pérdidas energéticas debidas al sombreado de los paneles también se registra una menor producción debido a distintos factores, estas son:

- Pérdidas de Irradiancia: Las pérdidas por ensuciamiento aplican al total de la Irradiancia incidente en cada string. El software estima estas pérdidas en 5 % anual.



- Pérdidas en corriente continua: aplican a la salida de cada string y tienen en cuenta las pérdidas que no son estimadas por la eficiencia del panel (pérdidas en los conductores, diodos, etc.). El software estima estas pérdidas en 4,44 %.
- Pérdidas en corriente alterna: aplican a la salida de cada inversor y tienen en cuenta las pérdidas que no son estimadas por el mismo como las pérdidas en los conductores. El software estima estas pérdidas en 1 %.

En la Figura 6.7 se observa la interfaz del usuario donde se pueden ingresar los porcentajes de pérdidas energéticas.



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Irradiance Losses
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="button" value="Edit values..."/>	<input type="button" value="Edit values..."/>	<input type="button" value="Edit values..."/>	<input type="button" value="Edit values..."/>
Average annual soiling loss	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>

-Bifacial modules only
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)

	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
--	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------

DC Losses
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

-Default DC Losses
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:

AC Losses
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring %

Figura 6.7 - Pérdidas.



6.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En la Tabla 6.1 se vuelcan los resultados de generación de energía anual para distintos grados de inclinación.

Tilt [°]	Energía Generada [kWh/año]
0	1,934
5	2,009
10	2,070
15	2,119
20	2,155
25	2,179
30	2,189
33	2,190
35	2,188
40	2,173
45	2,146
50	2,106
55	2,053
60	1,989
65	1,913
70	1,825
75	1,727
80	1,619
85	1,502
90	1,38

Tabla 6.1 - Generación anual para distintos grados de inclinación.

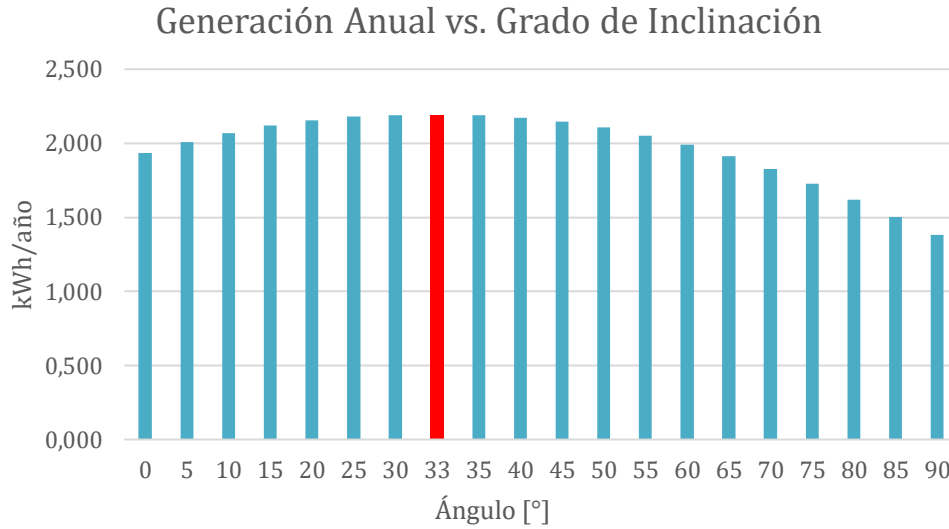


Figura 6.8 - Generación para cada inclinación.

En la Figura 6.8 se ve que la mayor producción solar se genera para 33° de inclinación. En función de esos datos se obtiene la mínima distancia de separación para evitar el auto sombreado. Esta distancia d se obtiene con la Ecuación 6.1 y es la medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno [4]. Luego d ha de ser como mínimo:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 6.1 - Distancia mínima entre filas.

En la Figura 6.9 se observa esquemáticamente esta ecuación.

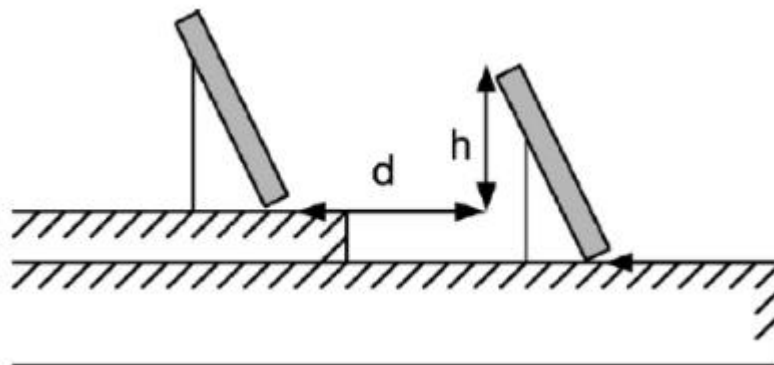


Figura 6.9 - Distancia d mínima entre strings.

La altura h se calculó con los valores expuestos en la Figura 6.10.

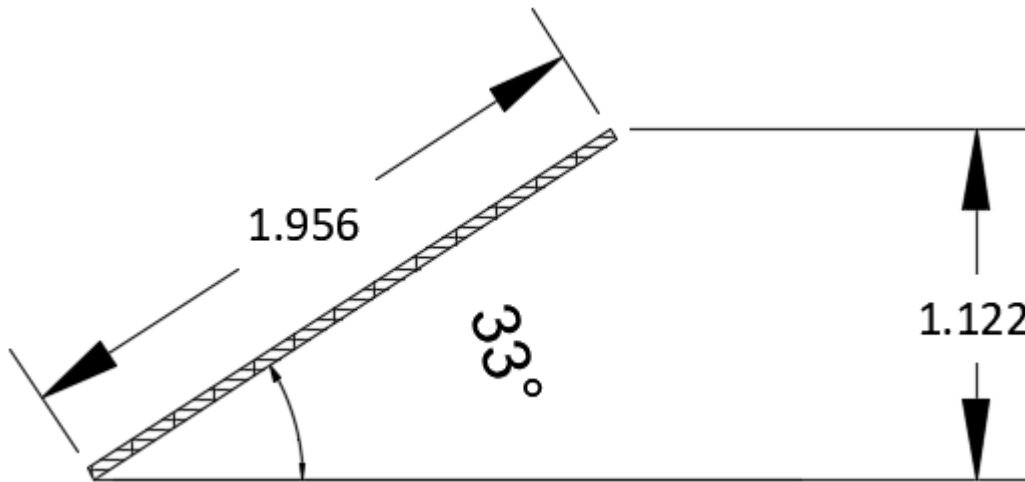


Figura 6.10 - Valor de h .

Luego, en la Ecuación 6.2 se especializa con el valor de h y la latitud y se obtiene el valor analítico de d .

$$d = \frac{1,122}{\tan (61^{\circ} - 33^{\circ})} = 2,64 \text{ [m]}$$

Ecuación 6.2 - Distancia d .

Ya obtenido el valor de distancia mínima entre paneles, y con los datos previamente detallados del equipamiento y área de trabajo se plantea la primera hipótesis de diseño.

En la Figura 6.11 se muestra el plano que se ha diseñado del techo de la Biblioteca con 10 strings de 8 paneles cada uno, además de las medidas correspondientes al pasillo de tránsito y fila de ventiladores, existe un espacio que no puede ser aprovechado debido que ahí se encuentra el depósito de tanques e ingreso a la terraza que se detalló en la Figura 4.5.

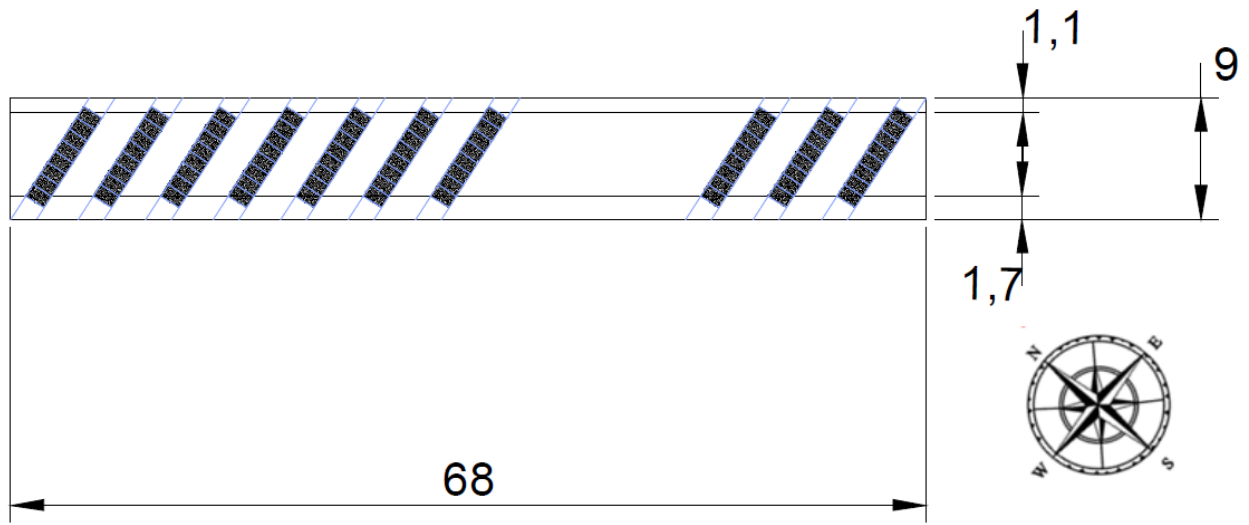


Figura 6.11 - Vista superior a escala de arreglo de paneles.



7 PROYECTO INCLINACIÓN 33°

7.1 SIMULACIÓN SAM

Con los datos obtenidos de orientación, inclinación, distancia mínima y cantidad de paneles posibles a instalar se simula la instalación final en SAM más eficiente. Como se mencionó previamente la cantidad total física que es posible instalar es de 80 paneles, pero debido que debemos realizar el proyecto con los inversores y paneles previamente detallados es necesario calcular la configuración que permita la potencia máxima.

Cuando se determina el largo del string es necesario que la tensión del circuito abierto no supere nunca la tensión máxima admisible del inversor, pero tampoco que sea inferior al valor mínimo, Ecuación 7.1 y Ecuación 7.2.

$$\text{Máximo MPPT [V]} = \text{Cantidad de paneles máxima} \cdot V_{OC \text{ panel}}$$

Ecuación 7.1 – Voltaje máximo MPPT.

$$\text{Mínimo MPPT [V]} = \text{Cantidad de paneles mínima} \cdot V_{mp \text{ panel}}$$

Ecuación 7.2 – Voltaje mínimo MPPT.

Luego con los datos de catálogo del inversor y de los paneles aplicados a las ecuaciones anteriores se obtienen la cantidad de paneles optima por string.

$$\text{Máximo MPPT [V]} = \text{Cantidad de paneles máxima} \cdot V_{OC \text{ panel}}$$

$$800 \text{ [V]} = \text{Cantidad de paneles máxima} \cdot 45,5 \text{ [V]}$$

$$\text{Cantidad de paneles máxima} = 17,58$$

$$\text{Mínimo MPPT [V]} = \text{Cantidad de paneles mínima} \cdot V_{mp \text{ panel}}$$

$$450 \text{ [V]} = \text{Cantidad de paneles mínima} \cdot 37,1 \text{ [V]}$$

$$\text{Cantidad de paneles mínima} = 12,12$$

De lo anterior se concluye que cada inversor soporta 17 paneles por entrada como máximo y 13 como mínimo. Por lo tanto, se opta por utilizar 68 paneles en 4 strings de 17 módulos cada uno, a modo de distribuir dos por inversor, Figura 7.1.

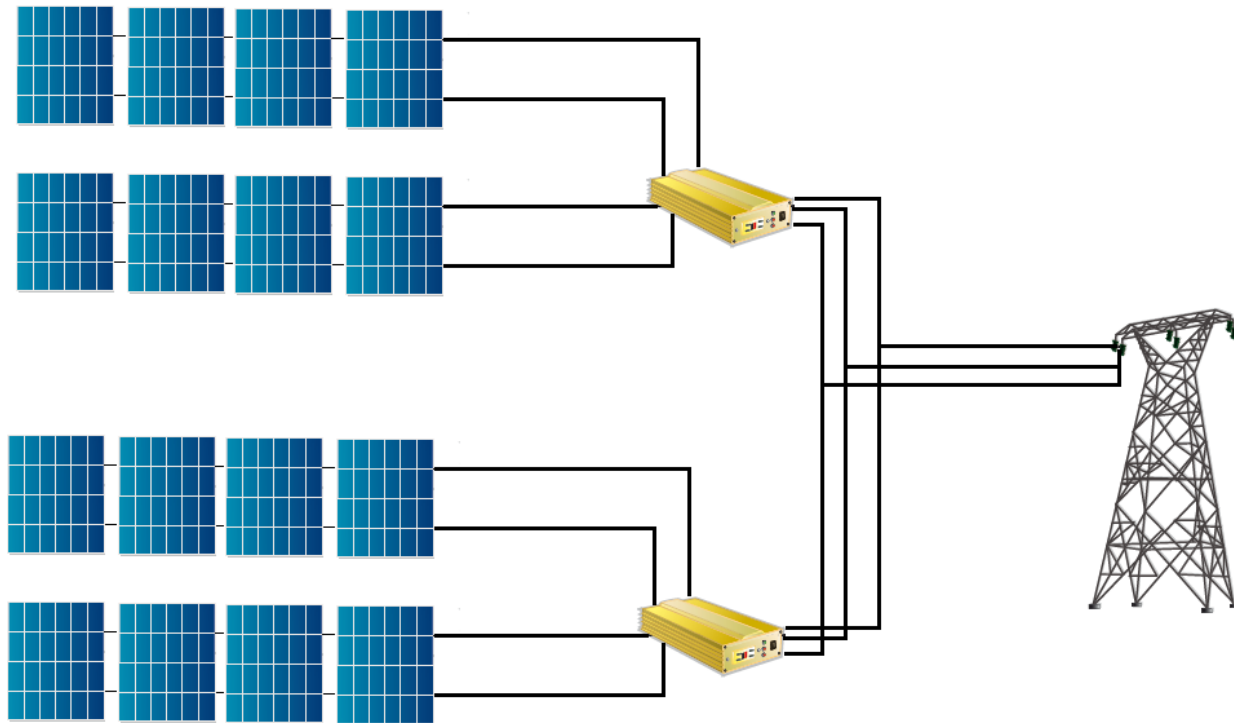


Figura 7.1 - Esquema de conexión proyecto 33°.

Se realizará el mismo procedimiento que se hizo en la simulación donde se obtuvo el ángulo de inclinación óptimo, con los datos de la Tabla 7.1:

Datos de simulación proyecto 33° inclinación			
Modelo de Panel	TSM -320PD14	Inclinación	33 [°]
Modelo de inversor	Solar Lake 10000TL-PM	Orientación	0 [°]
Cantidad de inversores	2	Potencia Inversores total	20 [kW]
Cantidad de strings	4	Paneles por string	17
Área total de módulos	131,9 [m ²]	Relación CC/CA	1,09

Tabla 7.1 - Simulación proyecto.



La simulación arrojó una producción anual de 24.957 kWh, Tabla 7.2, y la generación por mes que se detalla en la Figura 7.2.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	24,957 kWh
Capacity factor (year 1)	13.1%
Energy yield (year 1)	1,146 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.58

Tabla 7.2 - Datos de generación anual.

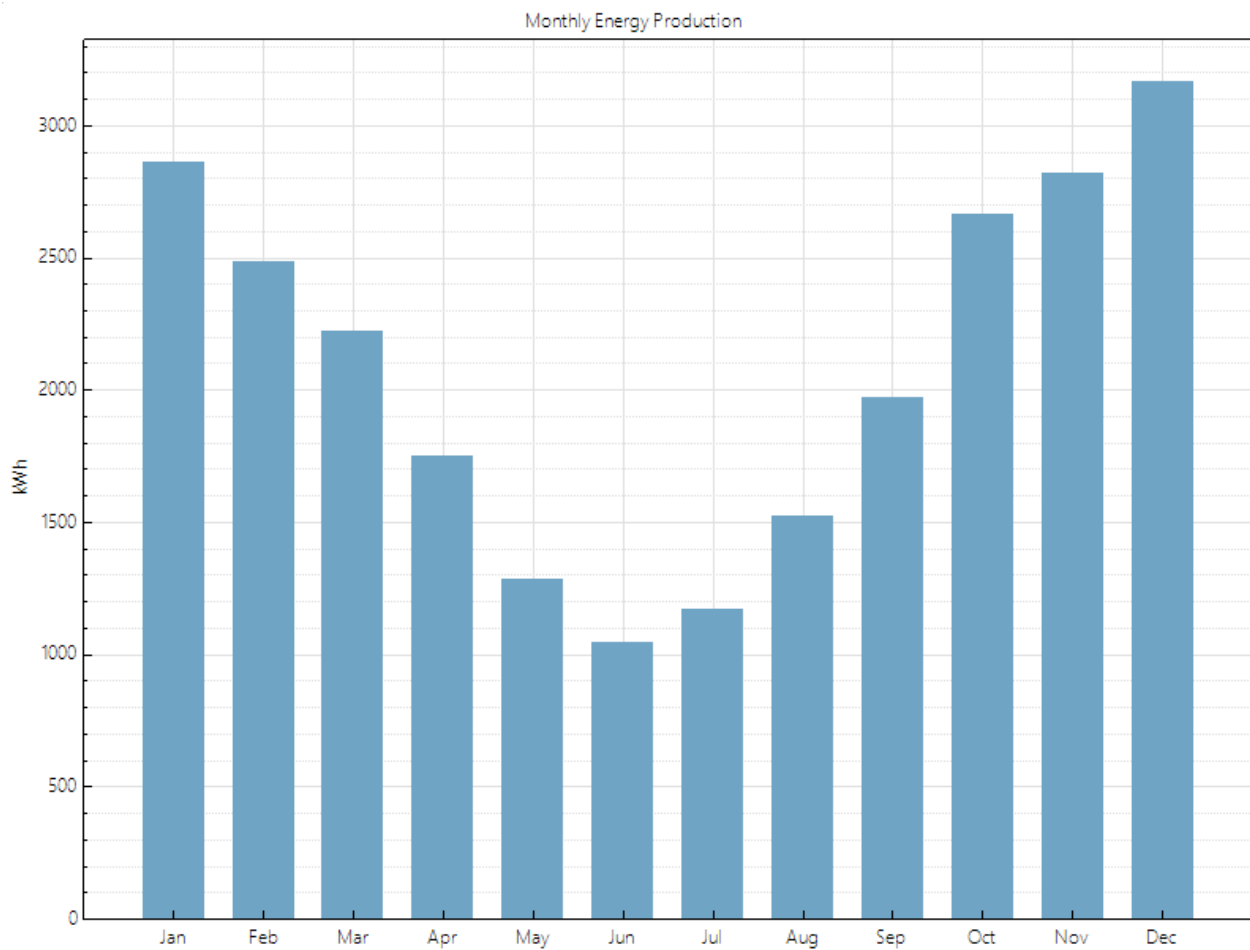


Figura 7.2 - Generación mensual.



7.2 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

Con los módulos e inversores previamente seleccionados, se complementa la instalación FV con el cableado de continua, alterna y protecciones necesarias.

7.2.1 CABLEADO

Es necesario dividir el ítem de cables en la parte alterna y continua, se seleccionarán y verificarán los conductores a fin de que sean aptos para la instalación.

7.2.1.1 Línea de continua

Además de las capacidades eléctricas que debe cumplir el cable per se, el conductor debe poseer la característica de ser apto para soportar condiciones ambientales, como amplitud térmica, precipitaciones atmosféricas y radiación UV. Se elige el modelo de Prysmian P-Sun 2.0 CPRO, un conductor de cobre electrolítico con aislante de goma tipo E16 según UNE-EN 50363-1. Cuyas ventajas principales son:

- No propagación de llama.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Resistencia al frío.
- Flexible.
- Resistencia a los rayos UV.

En la Tabla 7.3 se adjuntan los datos técnicos de este modelo.

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	1,5
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	1/1; 1,8/1,8
Corriente Admisible (Aire libre, 40°C) [A]	24
Temperatura de servicio [°C]	- 40; 120
Resistencia del conductor (20°C) [Ω /km]	13,3

Tabla 7.3 - Datos técnicos del conductor.

Se realiza la comprobación de caída de tensión con los datos que brinda el catálogo [14]. Es necesario tomar el peor caso posible, que es el segmento más extenso de conductor. Partiendo de la Figura 6.11 el tramo más largo del cable sería aquel que llega al último string para luego ingresar a la sala donde se instalarán los inversores, Figura 7.3, que se encuentran inmediatamente debajo de la entrada al techo. En esa sala se instalarán los dos inversores. Esta distancia fue estimada en 70 metros.

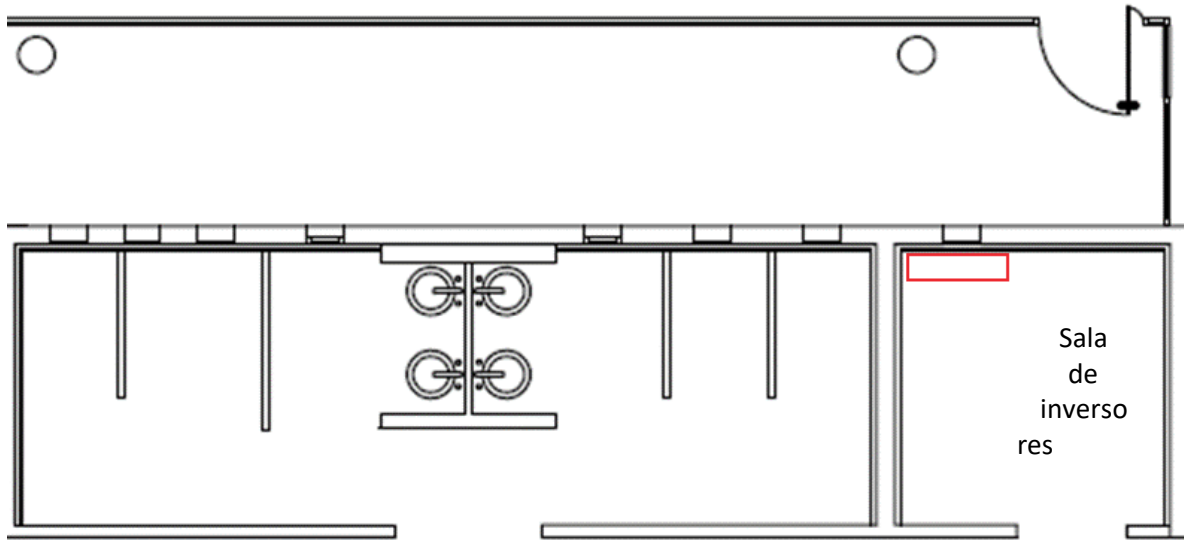


Figura 7.3 - Plano del recinto de los inversores.

$$\Delta U_{\text{Caída de catálogo}} = 0,07 [km] \cdot 30,48 \left[\frac{V}{A \cdot km} \right] \cdot 8,63 [A] = 18,41 [V_{CC}]$$

Ecuación 7.3 - Caída de tensión.

Se utiliza el valor calculado con los valores de caída de catálogo del fabricante del conductor. En la Figura 7.4 se observa que el valor mínimo de MPPT es 450 V_{DC} y el string posee una tensión de 630,7 V, Figura 7.5. Se concluye que la caída de tensión es apta, ya que aun restándole ese valor a la tensión del string, se supera el mínimo MPPT.

-Electrical Sizing Information-

Maximum DC voltage	1,000.0	Vdc
Minimum MPPT voltage	450.0	Vdc
Maximum MPPT voltage	800.0	Vdc

Figura 7.4 - Valores de MPPT.

**Electrical Configuration**

	(always enabled)
Modules per string in subarray	17
Strings in parallel in subarray	4
Number of modules in subarray	68
String Voc at reference conditions (V)	773.5
String Vmp at reference conditions (V)	630.7

Figura 7.5 - String V_{mp} .

7.2.1.2 Línea de alterna

7.2.1.2.1 Tramo 1

La salida del inversor es trifásica con corriente máxima 14,5 A, en función de ese dato se selecciona el primer tramo de cable, que es el que une cada inversor al tablero que se encontrará en la misma sala. Se elige el cable Retenax Valio de Prysmian, en la Tabla 7.4 se adjuntan los datos técnicos del mismo.

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	2,5
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	0,6 / 1,1
Corriente Admisible (Caño a la vista, 40°C) [A]	24
Temperatura de servicio [°C]	- 40; 90
Resistencia del conductor (90°C) [Ω /km]	10,2

Tabla 7.4 - Datos del conductor tramo 1.

No se realiza la verificación por caída de tensión ya que la distancia entre el inversor y el tablero donde se unirán las salidas de estos es despreciable.



7.2.1.2.2 Tramo 2

La unión de los dos inversores se vinculará a la red alimentación en el punto de salida del medidor, esto se realizará con el fin de no sobrecargar la instalación existente y el poder facilitar la venta de energía en caso de que exista excedente.

Para este segmento se ha seleccionado el mismo modelo de conductor que el tramo 1, pero de una sección mayor, Tabla 7.5.

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	10
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	0,6 / 1,1
Corriente Admisible (Caño enterrado, 40°C) [A]	63
Temperatura de servicio [°C]	- 40; 90
Resistencia del conductor (90°C) [Ω /km]	2,44
Reactancia del conductor [Ω /km]	0,0797

Tabla 7.5 - Datos del conductor tramo 2.

Se debe verificar que la caída de tensión en los cables no supere el 3 % según lo que recomienda la norma AEA 90364. Dado que el trayecto desde el tablero hasta el medidor de EDEA es de 100 metros, se verifica la caída de tensión con la Ecuación 7.4 [15].

$$\Delta U = k \cdot I \cdot L (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) [V]$$

Ecuación 7.4 - Caída de tensión.

k = constante igual a 2 para sistemas monofásicos y bifásicos y $\sqrt{3}$ para sistemas trifásicos.

I = intensidad de la corriente de línea en Amper.

L = longitud del circuito en kilómetros.

R = resistencia eléctrica efectiva del conductor a la temperatura de servicio en ohm/km.

X = reactancia de los conductores en ohm/km.

ϕ = ángulo de desfasaje entre la tensión y la corriente.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,1[km] \cdot \left(2,44 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 0,8 + 0,0797 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 0,6 \right) \cdot 29[A] = 10,04 [V]$$

$$\Delta U = \frac{10,04 [V]}{380 [V]} \cdot 100 = 2,64 \%$$

Luego, queda verificado el conductor.



7.3 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra se plantea como una protección ante las descargas por defecto de los cuerpos metálicos, atmosféricas y aseguramiento del correcto funcionamiento de las protecciones.

Consta de un conductor sin protecciones eléctricas que une una parte del circuito eléctrico a un electrodo o grupo de electrodos enterrados.

Se conectarán todos los elementos a la puesta a tierra del edificio.

7.4 PROTECCIONES

7.4.1 AGUAS ABAJO

Desde el punto de vista de la protección contra sobrecargas, no es necesario proteger los cables si se cumple la Ecuación 7.5 [15].

$$I_z > 1,25 \cdot I_{SC}$$

Ecuación 7.5 - Condición de protección contra sobrecargas.

I_z : Capacidad de servicio.

I_{SC} : Corriente de falla de los paneles, la brinda el fabricante.

$$24 [A] > 1,25 \cdot 9,15[A]$$

$$24 [A] > 11,43[A]$$

Se verifica que no es necesario proteger los cables contra sobrecarga.

Un cortocircuito aguas abajo del string de paneles, entre el mismo y el inversor, recibe alimentación aguas arriba por los strings conectados en paralelo y aguas abajo por el resto de los strings del inversor, Figura 7.6. No es necesario proteger los cables contra cortocircuitos si se verifica la Ecuación 7.6 [16].

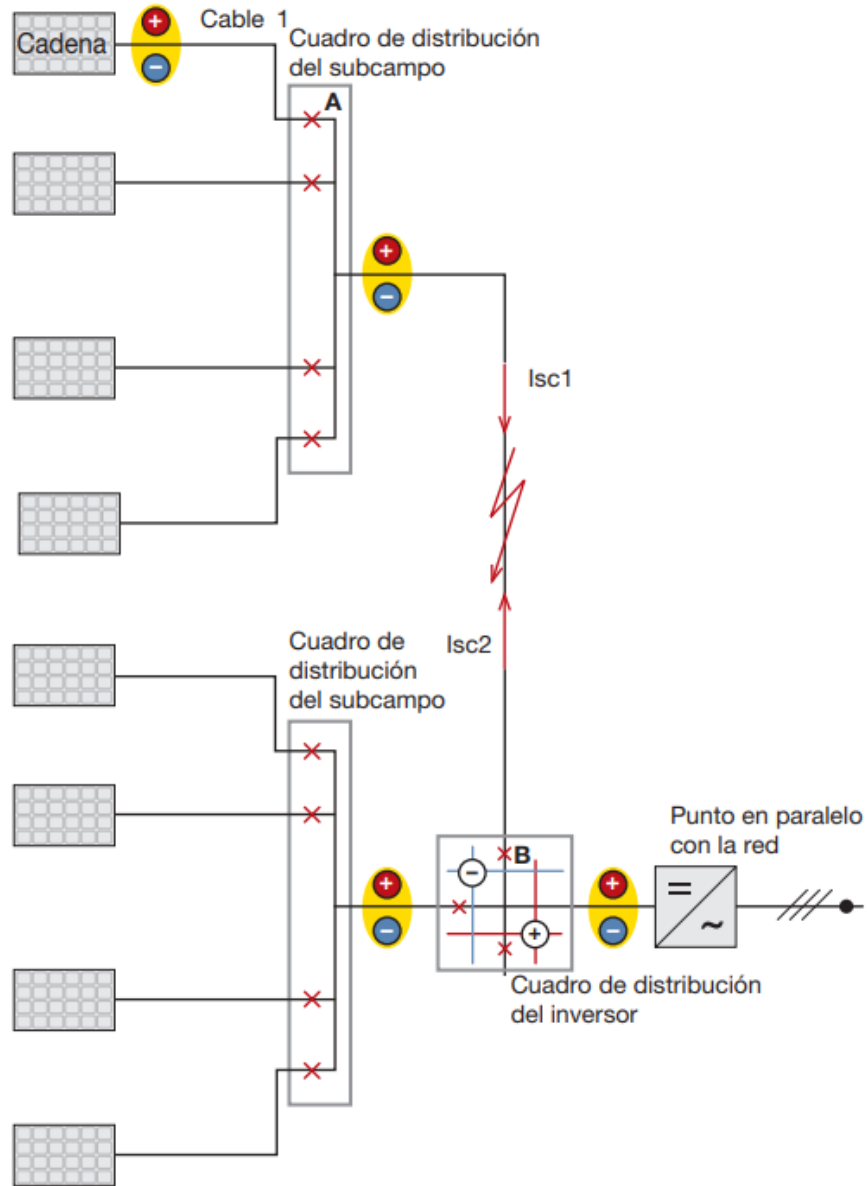


Figura 7.6 - Cortocircuito aguas abajo.



$$I_z > (x - y) \cdot 1,25 \cdot I_{SC}$$

Ecuación 7.6 - Condición de protección contra cortocircuitos.

I_z : Capacidad de servicio.

I_{SC} : Corriente de falla de los paneles, la brinda el fabricante.

X: Cantidad de strings por inversor.

Y: Cantidad de strings en un subcampo.

$$(2 - 1) \cdot 1,25 \cdot 9,15 = 11,43 [A]$$

$$24 [A] > 11,43 [A]$$

Se verifica que no es necesario proteger este tramo de la línea.

7.4.2 AGUAS ARRIBA

Debido a que el cable que conecta el inversor con el punto de conexión con la red se dimensiona para obtener una capacidad superior a la intensidad máxima que puede proporcionar el inversor, no se requiere una protección contra sobrecarga. Sin embargo, el cable debe protegerse contra un cortocircuito provocado por la red mediante un dispositivo de protección instalado cerca del punto de conexión en paralelo con la red [16]. Se podría utilizar el mismo interruptor principal, pero se opta por la selección de un interruptor exclusivo de la instalación fotovoltaica. El mismo debe cumplir la Ecuación 7.7 [15].

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

Ecuación 7.7 - Condición de corrientes para protección.

I_b : Corriente de los inversores.

I_N : Corriente nominal del elemento de protección.

I_z : Corriente admisible del conductor.

El dispositivo de protección que se eligió es el interruptor termomagnético tripolar G63C50, fabricado por General Electric.

$$29 [A] \leq 50 [A] \leq 63 [A]$$



Además, debe verificar la Ecuación 7.8 para la actuación ante sobrecargas [15].

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

Ecuación 7.8 - Verificación interruptor.

I_2 : Es la corriente que garantiza el funcionamiento efectivo del dispositivo de protección.

Debido que el interruptor está construido bajo la norma IEC 60898, I_2 toma el siguiente valor:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 50 = 65 [A]$$

Luego

$$65 [A] < 91,35 [A]$$

Para cumplir la verificación de la protección contra cortocircuitos, salvaguardando la integridad de la aislación, se debe verificar la Ecuación 7.9.

$$I^2 \cdot t \leq k^2 \cdot S^2$$

Ecuación 7.9 - Verificación por energía.

$I^2 \cdot t$: Máxima energía específica pasante.

k : Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para el cobre toma el valor 115.

S : Sección del conductor [mm²].

Luego con los datos de la corriente del catálogo $I = 6$ kA en la curva C, obtenemos el tiempo $t = 0,01$ s.

$$K^2 S^2 \cong 1.322.500 [A^2 \cdot s]$$

$$I^2 \cdot t = 360.000 [A^2 \cdot s]$$

Se corrobora la condición.



7.4.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

En el caso de la instalación FV que se realiza en este proyecto, no se modifica considerablemente el edificio [16]. De todos modos, se pueden tomar medidas para minimizar potenciales impactos indirectos:

- Apantallamiento de los circuitos para reducir el campo magnético en el interior de la envolvente metálica.
- Reducción del área del bobinado del circuito interconectando correctamente los módulos, trenzando los conductores contiguos y llevando los conductores activos tan cerca como sea posible al conductor de protección.

7.5 ESTRUCTURA SOPORTE

7.5.1 DESCRIPCIÓN

Los paneles serán sostenidos sobre una estructura de acero galvanizado que estará orientada al norte y que permita la inclinación de 33° de los paneles.

Se utilizó para el análisis, el reglamento CIRSOC 102 “Acción del viento en edificaciones” correspondiente al año 2005 que aborda lo relacionado a la acción del viento sobre edificaciones.

7.5.2 CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA

7.5.2.1 Cálculo del viento

En primer lugar, en el punto 5.1 de la Norma CIRSOC 102-2005, se expresa el campo de validez de esta, y manifiesta:

Un edificio u otra estructura cuya carga de diseño se determina de acuerdo con este capítulo debe reunir las siguientes condiciones:

1. El edificio u otra estructura es de forma regular, como se define en el Capítulo 2.
2. El edificio u otra estructura no posee características de respuesta que den lugar a cargas transversales de viento, desprendimientos de vórtices, inestabilidad debida a galope o flameo. Por su ubicación, tampoco deben merecer consideración especial los efectos de canalización o golpeteo en la estela debido a las obstrucciones a barlovento.

En el Capítulo 2 se define una estructura de forma regular como “*un edificio u otra estructura que no contiene irregularidades geométricas en forma espacial*”. El conjunto de la estructura metálica con los paneles solares conforma una estructura de forma regular.



7.5.2.2 Procedimiento del cálculo

1. Se determina la velocidad básica del viento v y el factor de direccionalidad K_d de acuerdo con el artículo 5.4.
2. Se determina un factor de importancia I de acuerdo con el artículo 5.5.
3. Se determinan para cada dirección de viento una categoría o categorías de exposición y los coeficientes de exposición para presión dinámica K_z o K_h , según corresponda, de acuerdo con el artículo 5.6.
4. Se determina un factor topográfico K_{zt} de acuerdo con el artículo 5.7.
5. Se determina un factor de efecto de ráfaga G o G_f , según corresponda, de acuerdo con el artículo 5.8.
6. Se determina una clasificación de cerramiento de acuerdo con el artículo 5.9.
7. Se determina el coeficiente de presión interna GC_{pi} de acuerdo con el artículo 5.11.1.
8. Se determinan los coeficientes de presión externa C_p o GC_{pf} , o los coeficientes de fuerza C_f , según corresponda, de acuerdo con los artículos 5.11.2. o 5.11.3. respectivamente.
9. Se determina la presión dinámica q_z o q_h , según corresponda, con el artículo 5.10.
10. Se determina la carga de viento de diseño p o F de acuerdo con los artículos 5.12. y 5.13., según corresponda.



7.5.2.3 Velocidad básica del viento

La velocidad básica del viento V que se usa en la determinación de las cargas de viento de diseño sobre edificios y otras estructuras se debe obtener de la Tabla 7.6. Se debe suponer que el viento proviene de cualquier dirección horizontal.

CIUDAD	V (m/s)
BAHIA BLANCA	55,0
BARILOCHE	46,0
BUENOS AIRES	45,0
CATAMARCA	43,0
COMODORO RIVADAVIA	67,5
CORDOBA	45,0
CORRIENTES	46,0
FORMOSA	45,0
LA PLATA	46,0
LA RIOJA	44,0
MAR DEL PLATA	51,0
MENDOZA	39,0
NEUQUEN	48,0
PARANA	52,0
POSADAS	45,0
RAWSON	60,0
RESISTENCIA	45,0
RIO GALLEGOS	60,0
ROSARIO	50,0
SALTA	35,0
SANTA FE	51,0
SAN JUAN	40,0
SAN LUIS	45,0
SAN MIGUEL DE TUCUMAN	40,0
SAN SALVADOR DE JUJUY	34,0
SANTA ROSA	50,0
SANTIAGO DEL ESTERO	43,0
USHUAIA	60,0
VIEDMA	60,0

Tabla 7.6 - Velocidades básicas del viento en ciudades.



7.5.2.4 Factor de direccionalidad del viento

El factor de direccionalidad del viento K_d , se debe obtener de la Tabla 7.7 y se debe aplicar solamente cuando se use juntamente con las combinaciones de carga especificadas en los respectivos reglamentos de aplicación.

Tipo de estructura	Factor de direccionalidad K_d *
Edificios Sistema principal resistente a la fuerza de viento Componentes y revestimientos	0,85 0,85
Cubiertas abovedadas	0,85
Chimeneas, tanques y estructuras similares Cuadradas Hexagonales Redondas	0,90 0,95 0,95
Carteles llenos	0,85
Carteles abiertos y estructura reticulada	0,85
Torres reticuladas Triangular, cuadrada, rectangular Toda otra sección transversal	0,85 0,95

Tabla 7.7 - Factor de direccionalidad del viento.



7.5.2.5 Factor de importancia

El factor de importancia *I* para un edificio u otra estructura se obtiene de la Tabla 7.9 y se debe determinar en base a las categorías de edificios y otras estructuras indicadas en la Tabla 7.8.

Naturaleza de la Ocupación	Categoría
Edificios y otras estructuras que representan un bajo riesgo para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a: <ul style="list-style-type: none"> Instalaciones Agrícolas. Ciertas instalaciones temporarias. Instalaciones menores para almacenamiento. 	I
Todos los edificios y otras estructuras excepto aquellos listados en Categorías I, III y IV.	II
Edificios y otras estructuras que representan un peligro substancial para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a: <ul style="list-style-type: none"> Edificios y otras estructuras donde se reúnen más de 300 personas en un área. Edificios y otras estructuras para guarderías, escuelas primarias y secundarias con capacidad mayor que 150 personas. Edificios y otras estructuras con instalaciones para el cuidado diurno con capacidad mayor que 150 personas. Edificios y otras estructuras con una capacidad mayor que 500 personas para universidades o instalaciones para educación de adultos. Instalaciones para el cuidado de la salud con una capacidad de 50 o más pacientes residentes pero sin instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. Instalaciones para cárceles y detenciones. Estaciones de generación de energía y otras instalaciones de utilidad pública no incluidas en la Categoría IV. Edificios y otras estructuras que contienen suficientes cantidades de sustancias tóxicas o explosivas como para ser peligrosas al público si se liberan, incluyendo, pero no limitado, a: <ul style="list-style-type: none"> Instalaciones petroquímicas. Instalaciones para almacenamiento de combustibles. Plantas de fabricación o almacenamiento de productos químicos peligrosos. Plantas de fabricación o almacenamiento de explosivos. Edificios y otras estructuras equipados con contención secundaria de sustancias tóxicas, explosivas u otras peligrosas (incluyendo, pero no limitado a, tanques de doble pared, recipientes de tamaño suficiente para contener un derrame u otros medios de contención de derrames o explosiones dentro de los límites de la instalación y prevenir la liberación de cantidades de contaminantes nocivos para el aire, el suelo, el agua freática o superficial) deben clasificarse como estructuras de Categoría II.	III
Edificios y otras estructuras diseñadas como instalaciones esenciales, incluyendo, pero no limitados a: <ul style="list-style-type: none"> Hospitales y otras instalaciones para el cuidado de la salud que tienen instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. Cuarteles de bomberos, centros de rescate, estaciones de policía y garajes para vehículos de emergencia. Refugios diseñados contra sismos, huracanes y otras emergencias. Centros de comunicaciones y otras instalaciones necesarias para respuestas a emergencias. Estaciones generadoras de energía y otras instalaciones de utilidad pública necesarias en una emergencia. Estructuras auxiliares necesarias para la operación de aquellas de Categoría IV durante una emergencia (incluyendo pero no limitado a torres de comunicación, tanques de almacenamiento de combustible, torres de refrigeración, estructuras de sub-estaciones de electricidad, tanques de agua para incendio u otras estructuras de alojamiento o soporte de agua, otros materiales o equipamiento para combatir el fuego). Torres de control de aviación, centros de control de tráfico aéreo y hangares de emergencia. Instalaciones de almacenamiento de agua y estructuras de bombeo requeridas para mantener la presión de agua para combatir incendios. Edificios y otras estructuras con funciones críticas de defensa nacional. 	IV

Tabla 7.8 - Naturaleza de la ocupación.



Categoría	<i>I</i>
I	0,87
II	1,00
III	1,15
IV	1,15

Tabla 7.9 - Factor de importancia.

7.5.2.6 Coeficiente de exposición para la presión dinámica

En base a las categorías de exposición indicadas a continuación, se debe obtener de la Tabla 7.10 un coeficiente de exposición para la presión dinámica K_z o K_h , según corresponda.

1. Exposición A: Centro de grandes ciudades con al menos 50 % de los edificios de altura mayor que 20 m. El uso de esta categoría de exposición está limitado a aquellas áreas para las cuales el terreno representativo de la Exposición A prevalece en la dirección de barlovento en una distancia de al menos 800 m o 10 veces la altura del edificio u otra estructura, la que sea mayor. Se tendrán en cuenta los posibles efectos de acanalamiento o presiones dinámicas incrementadas debido a que el edificio o estructura se localiza en la estela de edificios adyacentes.
2. Exposición B: Áreas urbanas y suburbanas, áreas boscosas, o terrenos con numerosas obstrucciones próximas entre sí, del tamaño de viviendas unifamiliares o mayores. El uso de esta categoría de exposición está limitado a aquellas áreas para las cuales el terreno representativo de la Exposición B prevalece en la dirección de barlovento en una distancia de al menos 500 m o 10 veces la altura del edificio u otra estructura, la que sea mayor.
3. Exposición C: Terrenos abiertos con obstrucciones dispersas, con alturas generalmente menores que 10 m. Esta categoría incluye campo abierto plano y terrenos agrícolas.
4. Exposición D: Áreas costeras planas, sin obstrucciones, expuestas al viento soplando desde aguas abiertas en una distancia de al menos 1600 m. Esta exposición se debe aplicar solamente a aquellos edificios y otras estructuras expuestas al viento soplando desde el agua. La exposición D se extiende tierra adentro desde la costa a una distancia de 500 m o 10 veces la altura del edificio o estructura, la que sea mayor.



Altura sobre el nivel del terreno, z	Exposición (Nota 1)					
	A		B		C	D
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Casos 1 y 2	Casos 1 y 2
(m)						
0 – 5	0,68	0,33	0,72	0,59	0,87	1,05
6	0,68	0,36	0,72	0,62	0,90	1,08
7,50	0,68	0,39	0,72	0,66	0,94	1,12
10	0,68	0,44	0,72	0,72	1,00	1,18
12,50	0,68	0,48	0,77	0,77	1,05	1,23
15	0,68	0,51	0,81	0,81	1,09	1,27
17,50	0,68	0,55	0,84	0,84	1,13	1,30
20	0,68	0,57	0,88	0,88	1,16	1,33
22,50	0,68	0,60	0,91	0,91	1,19	1,36
25	0,68	0,63	0,93	0,93	1,21	1,38
30	0,68	0,68	0,98	0,98	1,26	1,43
35	0,72	0,72	1,03	1,03	1,30	1,47
40	0,76	0,76	1,07	1,07	1,34	1,50
45	0,80	0,80	1,10	1,10	1,37	1,53
50	0,83	0,83	1,14	1,14	1,40	1,56
55	0,86	0,86	1,17	1,17	1,43	1,59
60	0,89	0,89	1,20	1,20	1,46	1,61
75	0,98	0,98	1,28	1,28	1,53	1,68
90	1,05	1,05	1,35	1,35	1,59	1,73
105	1,12	1,12	1,41	1,41	1,64	1,78
120	1,18	1,18	1,46	1,46	1,69	1,82
135	1,23	1,23	1,51	1,51	1,73	1,86
150	1,29	1,29	1,56	1,56	1,77	1,89

Tabla 7.10 - Coeficientes de exposición para la presión dinámica, K_h y K_z .

7.5.2.7 Efectos topográficos

Contemplan aumentos en la velocidad del viento debido a lomas, escarpas y colinas. Este factor (K_{zt}) no aplica al caso.

7.5.2.8 Factor de efecto de ráfaga

Para estructuras definidas como rígidas (son las que tienen una frecuencia natural mayor a 1Hz) este factor se puede adoptar igual a 0,85.



7.5.2.9 Presión dinámica

La presión dinámica q_z , evaluada a la altura z , se debe calcular mediante la Ecuación 7.10, la cual se obtiene de la norma CIRSOC 102:

$$q_z = 0,613 \cdot K_z \cdot K_{zt} \cdot K_{zd} \cdot V^2 \cdot l \left[\frac{N}{m^2} \right]$$

Ecuación 7.10 - Presión dinámica.

Resumiendo hasta ahora se tiene:

$$K_d = 0,85$$

$$K_z = 1,21$$

$$K_{zt} = 1$$

$$V = 51 \text{ m/s}$$

$$l = 1$$

Resultado en:

$$q_z = 0,613 \cdot 1,21 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 51^2 \cdot 1 = 1639 \left[\frac{N}{m^2} \right]$$



7.5.2.10 Coeficientes de fuerza

Los coeficientes de fuerza C_f para carteles llenos están dados en la Tabla 7.11.

A nivel del terreno		Sobre el nivel del terreno	
v	C_f	M/N	C_f
≤ 3	1,2	≤ 6	1,2
5	1,3	10	1,3
8	1,4	16	1,4
10	1,5	20	1,5
20	1,75	40	1,75
30	1,85	60	1,85
≥ 40	2,0	≥ 80	2,0

Tabla 7.11 - Coeficientes de fuerza.

M : Mayor dimensión del cartel en metros

N : Menor dirección del cartel en metros

Se considera la suma de paneles del string como el área del cartel:

$$\frac{M}{N} = \frac{8}{2} = 4$$

Por lo tanto, C_f se puede estimar igual a 1,2.



7.5.2.11 Fuerza de viento

La fuerza de viento de diseño para estructuras se debe determinar mediante Ecuación 7.11.

$$F = q_z \cdot G \cdot C_f \cdot A_f$$

Ecuación 7.11 - Fuerza del viento.

Siendo, q_z la presión dinámica evaluada a la altura z del baricentro del área A_f , G el factor de efecto de ráfaga, C_f el coeficiente de fuerza neta, A_f el área proyectada normal al viento, Figura 6.10, se puede obtener el área proyectada normal a la dirección del viento como:

$$A_f = 8 \cdot 1,12 = 8 \text{ [m}^2\text{]}$$

$$F = 1640 \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 8,96 = 14988,288 = 15000 \text{ [N]}$$

7.5.3 MODELADO COMPUTACIONAL

7.5.3.1 Software elegido

Con los datos calculados del viento en el peor de los casos, se puede analizar la estructura que se necesitará para soportar los paneles. Para realizar este cálculo se utilizó el software RAM Advanse. Esta herramienta permite simular todo tipo de estructuras, al igual que el SAM tiene una gran base de datos con perfiles y materiales precargados, pero también da la libertad de ingresar perfiles o materiales nuevos.

La gran ventaja que otorga el programa es la verificación de estructuras, ante los esfuerzos que ingresemos.



7.5.3.2 Esquema del modelo

En la Figura 7.7 se grafica el modelo de la estructura final, con sus restricciones dadas por el amuramiento y por el anclaje mecánico. En la Figura 7.8 se muestra un acercamiento en detalle desde el lateral de la figura anterior. En la Figura 7.9 se presenta desde el punto de vista superior a un nivel más detallado. Por último, en la Figura 7.10 detalla la porción mínima de estructura, en esta se observan las dos columnas que le dan soporte desde el amuramiento lateral. Vinculadas a ellas se extienden dos vigas que se amuran la pared de hormigón de la terraza. Además, se agregan dos vigas que hermanan los arreglos de paneles. Esto cumple un doble objetivo, limitar los esfuerzos al darle mayor rigidez al conjunto y la posibilidad de agregar una planchuela a fin de que el obrero que realice el mantenimiento ocasional y limpieza no tenga que pisar las chapas. Los paneles se colocan sobre los tirantes correspondiente a la hipotenusa.

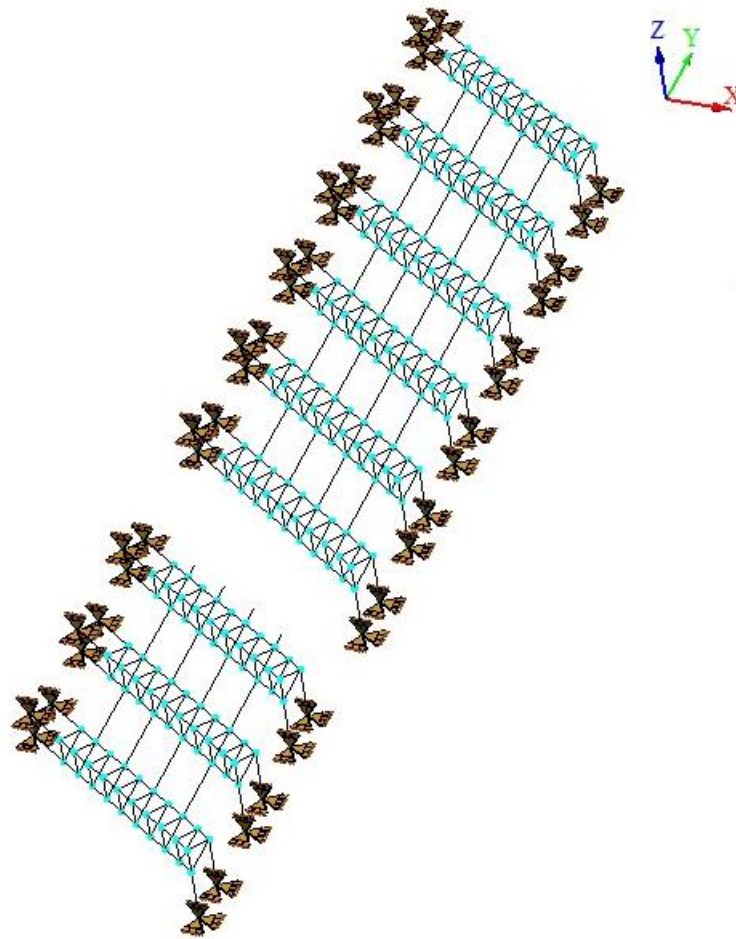


Figura 7.7 - Vista superior estructura metálica.

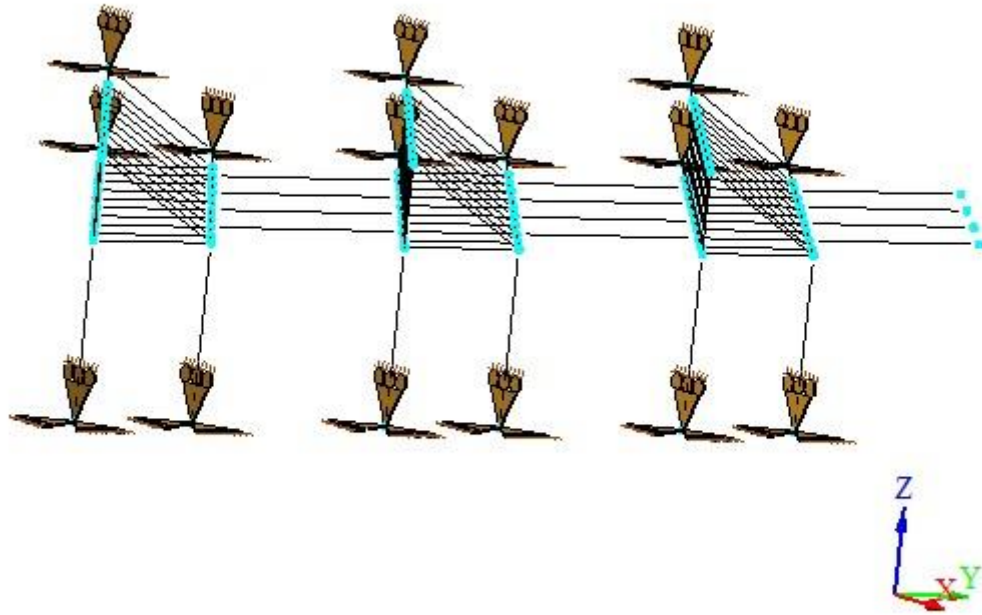


Figura 7.8 - Vista lateral estructura metálica.

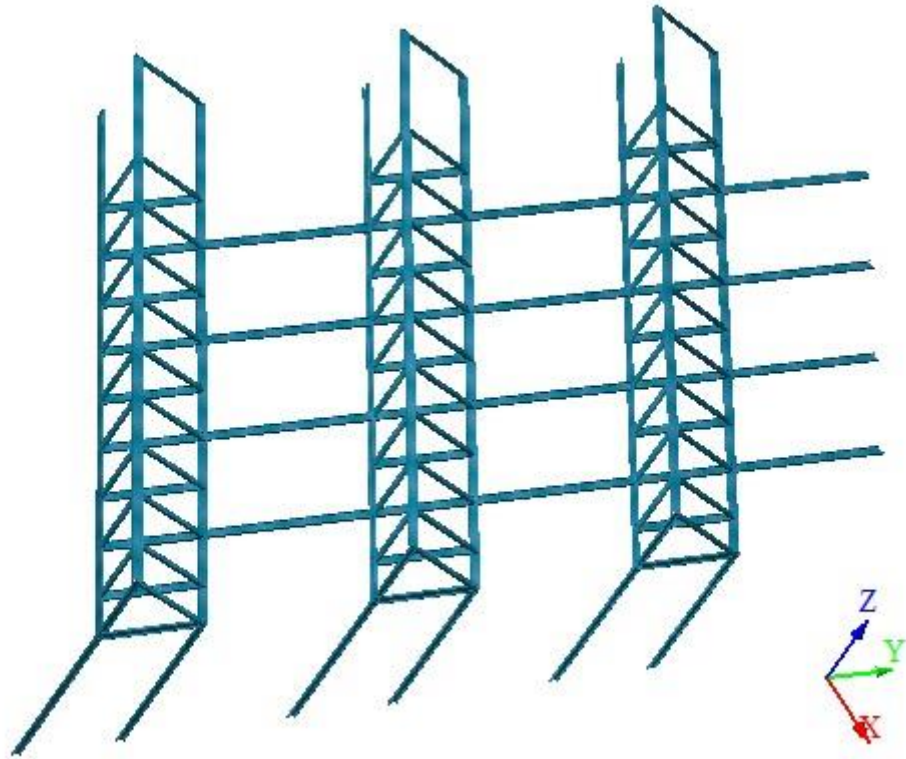


Figura 7.9 - Vista superior estructura metálica.

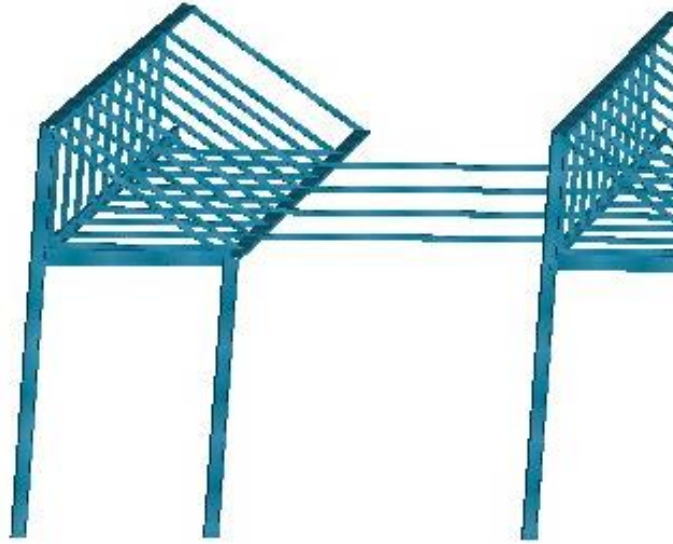


Figura 7.10 - Vista lateral estructura metálica.



En la Tabla 7.12 se resumen la cantidad de materiales necesarios para la construcción.

Nomenclatura Software	Nomenclatura comercial	Metros	Barras	Precio Unitario [ARS]	Precio Total [ARS]
aisiCS 5.5x1.625x057	Perfil C 140x60x20 [mm]	685	57	7.000	399.000
Total USD					6.234

Tabla 7.12 - Materiales.



7.5.3.3 Cargas consideradas

7.5.3.3.1 Peso propio

El software elegido tiene la ventaja de calcular automáticamente el peso de los elementos elegidos con su sección y material, por lo cual sólo es necesario especificar el peso de los paneles. Cada panel pesa 22,5 kg, y cada estructura consta de 8 paneles, por lo tanto, la fuerza total se calcula en la Ecuación 7.12.

$$8 \text{ Paneles} \cdot 22,5 \text{ [kg]} = 180 \text{ [kg]} = 1765 \text{ [N]}$$

Ecuación 7.12 - Peso de los paneles.

Se utiliza el valor calculado como fuerza distribuida en la estructura, como se ve en la Figura 7.13.

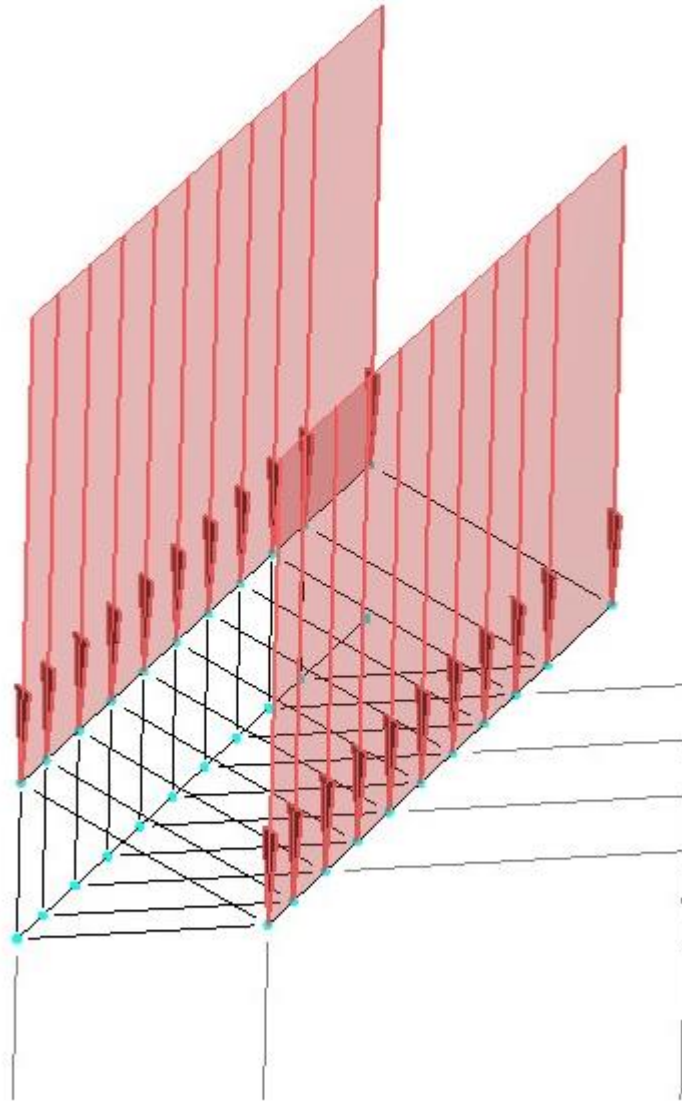


Figura 7.11 - Peso de los paneles.

7.5.3.3.2 Fuerza del viento

Se considera la peor condición posible, que es el viento soplando hacia el norte, sobre la cara cóncava de la estructura. En la Figura 7.14 se observa la fuerza calculada en la Ecuación 7.11.

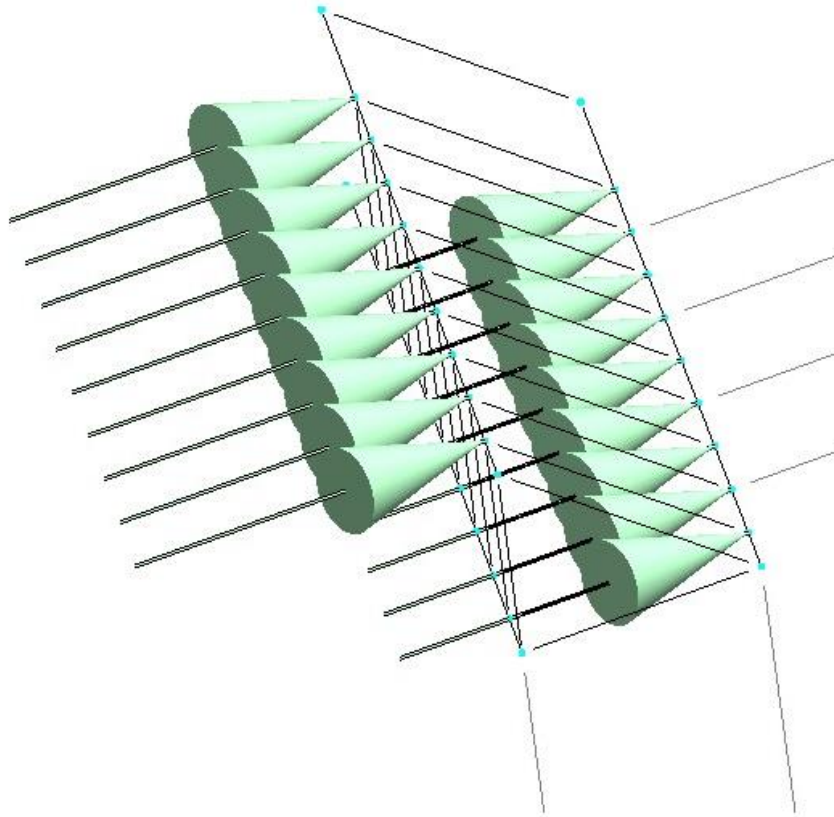


Figura 7.12 - Fuerza del viento sobre estructura.

7.5.3.3.3 Combinación de cargas

Para el cálculo final de los esfuerzos de la estructura es necesario realizar la combinación de cargas [17], Ecuación 7.13.

$$\text{Cargas Totales} = 0,9 \cdot CM + 1,5 \cdot V_x$$

Ecuación 7.13 - Combinación de cargas.



7.5.3.4 Resultado de la simulación

Con la combinación de esfuerzos que se explicó previamente se realiza la simulación de esfuerzos que sufrirá la estructura, la devolución de datos se refleja en las Figura 7.13 y Figura 7.14.



Figura 7.13 - Esfuerzos, vista superior.

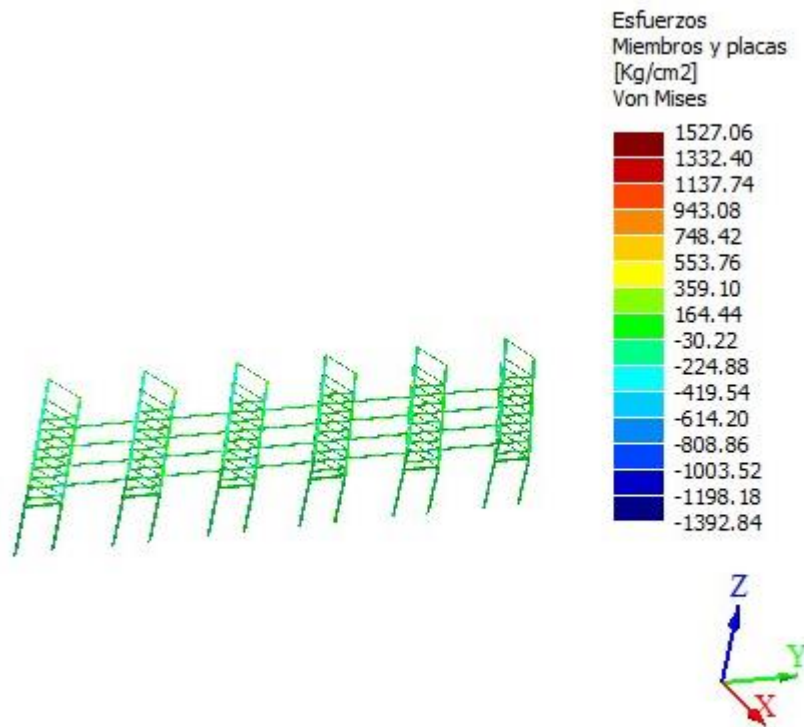


Figura 7.14- Esfuerzos, detalle y escala.

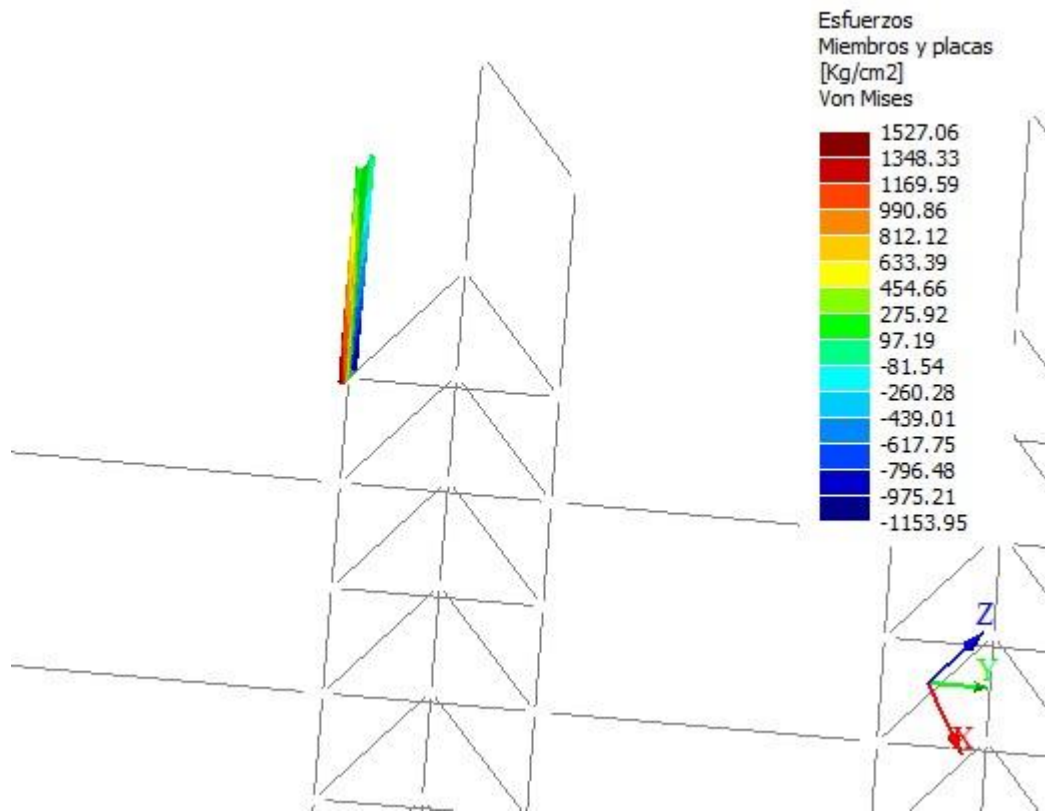


Figura 7.15 - Máximo esfuerzo soportado.

El esfuerzo máximo registrado es 1527 Kg /cm², Figura 7.15. Se recomienda para una estructura de acero de este tipo un coeficiente de seguridad de 1,5 [17], de modo que la tensión máxima en cualquiera de los miembros de la estructura no debería exceder el valor de la Ecuación 7.14.

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_y}{f_s} = \frac{2550 \text{ [kg/cm}^2\text{]}}{1,5} = 1700 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

Ecuación 7.14 - Esfuerzo máximo admisible.

Queda demostrado que la estructura es estable.

7.5.4 VINCULACIÓN DE LA ESTRUCTURA

El edificio de la Biblioteca posee una viga de hormigón armado de 70 centímetros de grosor en el total de su largo, y la pared de la terraza de calle Primera Junta es de 30 centímetros de hormigón, superior izquierda de Figura 7.16. Se recomienda que la estructura metálica se vincule mecánicamente mediante el uso de brocas, teniendo en cuenta el agregado de un material plástico que forme un medio elástico entre la viga y el hormigón a fin de poder eliminar las posibles vibraciones que generen zumbido molesto para los usuarios del edificio, Figura 7.17.



Figura 7.16 - Interior biblioteca.

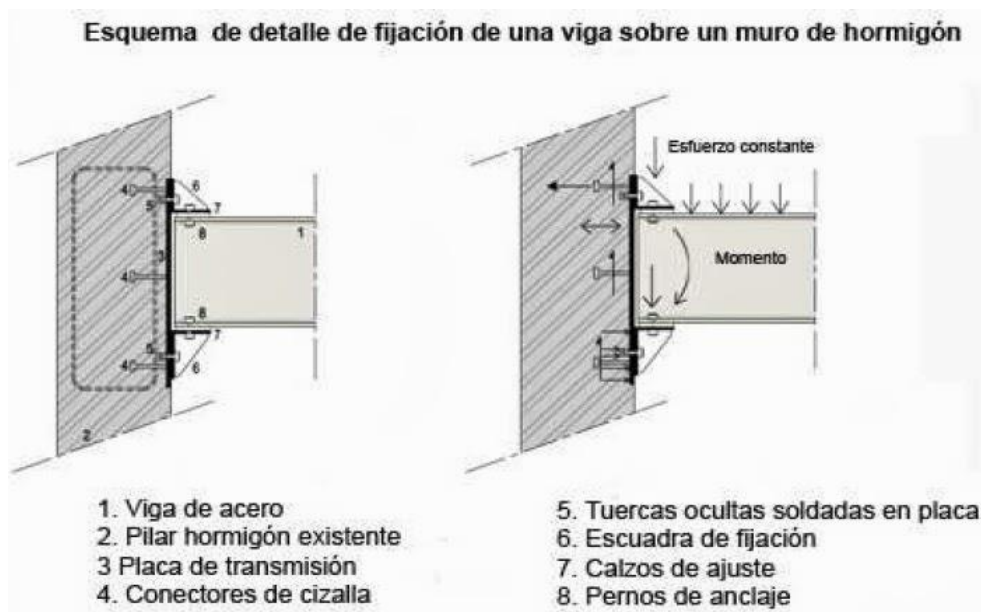


Figura 7.17 - Anclaje mecánico.



En la Figura 7.18 se identifica un área donde se ha realizado un procedimiento similar para sostener el reticulado del techo de la biblioteca.



Figura 7.18 - Anclaje mecánico realizado en Biblioteca.



El otro punto que se debe analizar para la vinculación se debe procurar cubrir el hueco que se produjo cuando se quitó el ventiluz para colocar la columna que se amurara al hormigón. Se sugiere el agregado de una chapa alrededor de la misma, con una campana invertida, con el sellador *Sika Sikabond*, ideado específicamente para metales. La campana funciona como aislación de rayos UV para la protección del sellador.

En la Figura 7.19 y Figura 7.20 se adjunta un esquema del implemento, desde dos puntos de vista.



Figura 7.19 - Vista superior, chapa, campana y columna.

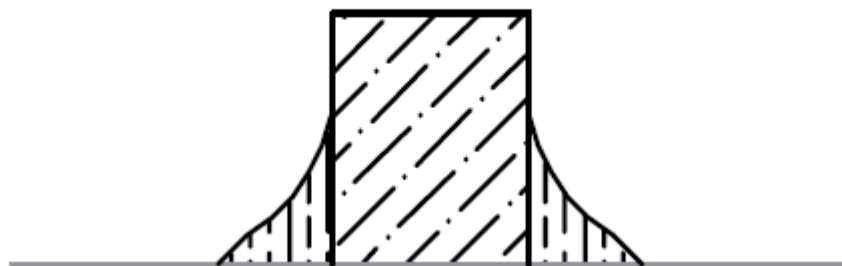


Figura 7.20 - Vista lateral, campana y columna.



7.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

7.6.1 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial del proyecto puede dividirse en dos grupos, la parte eléctrica y la parte estructural. Los costos que se incluyen a continuación son nacionales, y para consumidor final, asimismo se hizo la salvedad de dolarizar los valores a fin de poder utilizar este material de referencia en un futuro, independizándolo de la situación de la moneda nacional en ese momento. El valor que se tomó fue ARS 64 = USD 1 del mes de marzo del 2020.

7.6.1.1 Instalación eléctrica

En la Tabla 7.13 se transcriben los valores del mercado nacional.

Ítem	Cantidad	Costo Unitario [ARS]	Costo Total [ARS]
Paneles	68	13.516	919.088
Inversor	2	177.109	354.218
Cable CC (por 100 metros)	6	7.000	42.000
Cable CA (metro)	150	50	7.500
Interruptores Magnéticos	2	800	1.600
Total ARS			1.324.406
Total USD			USD 20.694

Tabla 7.13 - Costos de los componentes eléctricos.



7.6.1.2 Estructura

Las vigas y columnas que se utilizarán para la construcción de la estructura soporte de la instalación FV se comercializan en barras de 12 metros de longitud. En la Tabla 7.14 se observa la cantidad de metros que se requieren y cuántas barras se compraran para obtener esa longitud.

Perfil C	Metros	Barras	Precio Unitario [ARS]	Precio Total [ARS]
140x60x20 [mm]	685	57	7.000	399.000
Total USD				6.234

Tabla 7.14 - Costos de los componentes estructurales.

7.6.1.3 Instalación

En la Tabla 7.15 se resumen los costos totales de instalación con el agregado de un 20 % que representa la mano de obra de instalación, y un 10 % para imprevistos no contemplados.

Componentes	Costo [USD]
Eléctricos	20.694
Estructurales	6.234
Instalación	5.217
Imprevistos	2.608
Total	34.119

Tabla 7.15 - Costos de instalación totales en dólares.



7.6.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

En la Tabla 7.16 se adjuntan los datos de consumo energético del año 2018 que se obtuvieron de las facturas de EDEA, en la segunda columna lo que generaría el arreglo de paneles por mes, y en la última se restan ambas cantidades de energía a fin de determinar la diferencia que existiría en caso de adoptar la instalación.

Mes	Energía Consumida [kWh]	Energía Generada [kWh]	Diferencia [kWh]
Ene	5.168	2.863	2.305
Feb	5.700	2.484	3.216
Mar	5.755	2.222	3.533
Abr	7.705	1.748	5.957
May	7.972	1.282	6.690
Jun	7.830	1.047	6.783
Jul	8.406	1.173	7.233
Agos	8.620	1.523	7.097
Sep	7.306	1.969	5.337
Oct	7.057	2.661	4.396
Nov	8.275	2.818	5.457
Dic	7.192	3.167	4.025
Total	86.986 [kWh]	24.957 [kWh]	62.029 [kWh]

Tabla 7.16 - Consumo y potencial generación 2018.

De lo anterior se desprende que no existirá inyección a la red, y toda la energía generada por el arreglo FV será consumida por la institución.

En función del dato de energía anual generada se calcula el ahorro que representaría para la UNMDP la instalación FV. Este análisis se realizó con el valor del kWh de EDEA para el mes de marzo del 2020, Figura 7.21, y el agregado de un factor del 30 % que representa los impuestos sobre ese consumo evitado.

· T2 - MEDIANAS DEMANDAS	
CARGO FIJO	863,37
CARGO POR POTENCIA EN PICO	261,51
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	181,08
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO	2,7342
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO	2.6100

Figura 7.21 - Cuadro tarifario EDEA.



El horario pico es de 18 a 23 horas y la generación después de las 18 es ínfima, 1 % de la anual, por lo tanto, con el valor del kWh fuera de pico y la energía generada se obtiene el valor final de ahorro en dólares, Ecuación 7.15.

$$\text{Ahorro} = \text{Carga variable por energía fuera de pico} \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot \text{Energía Generada} [\text{kWh}] \cdot 1,3$$

Ecuación 7.15 - Ahorro anual.

$$\text{Ahorro} = 2,61 \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot 24.957 [\text{kWh}] \cdot 1,3 = 65.138 [\text{ARS}] = 1.323 [\text{USD}]$$

7.6.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Con el objetivo de realizar la evaluación de rentabilidad del proyecto, se establece 25 años como vida útil del panel y una degradación del 0,5 % de su producción anual [18], además de una proyección de dos escenarios. El primer escenario supone la tarifa energética subsidiada al porcentaje del año de realización de esta tesis, 46 % [2], y el segundo contempla la eliminación de este subsidio.

Para la realización de la misma se utiliza el método TIR [19] con su tiempo de repago, y como tasa de rentabilidad mínima aceptada (TRMA) se toma el valor de un plazo fijo en dólares para el valor de inversión inicial del proyecto, que es del 1,75 % anual en el Banco Nación.

Cuanto mayor es el valor de la Ecuación 7.16, mayor será la rentabilidad del proyecto.

$$\sum_{j=1}^{25} \frac{FC_j}{(1 - TIR)^j} - I_T = 0$$

Ecuación 7.16 - TIR.

Para realizar este método es necesario conocer los flujos de caja anuales. Por definición el flujo de caja (FC) es la entrada y salida de dinero que tiene un proyecto durante un período de tiempo determinado, en este caso el FC será el ahorro anual que representa la instalación de los paneles. Por lo tanto, en el primer año el FC será el valor total del ahorro de la Ecuación 7.15, y para cada año se le aplicará la merma de rendimiento de generación que se mencionó previamente. La I_T es la inversión total, que es el valor que se obtuvo en la Tabla 7.15.



En la Tabla 7.17 se adjuntan los datos de flujo de caja por año que se utilizarán para calcular la ecuación anterior, suponiendo la misma política de subsidios por los próximos 25 años.

j	FC [USD]
1	1.323
2	1.316
3	1.310
4	1.303
5	1.297
6	1.290
7	1.283
8	1.277
9	1.270
10	1.263
11	1.257
12	1.250
13	1.244
14	1.237
15	1.230
16	1.224
17	1.217
18	1.211
19	1.204
20	1.197
21	1.191
22	1.184
23	1.177
24	1.171
25	1.164
IT	- 34.119

Tabla 7.17 - Ahorro en dólares, escenario 1.

$$TIR_1 = - 1 \%$$



La TIR es negativa por lo tanto al finalizar el periodo representa una pérdida económica de USD 3.029. Esto se adjunta en la Figura 7.22, donde se puede observar el FC acumulado por año.

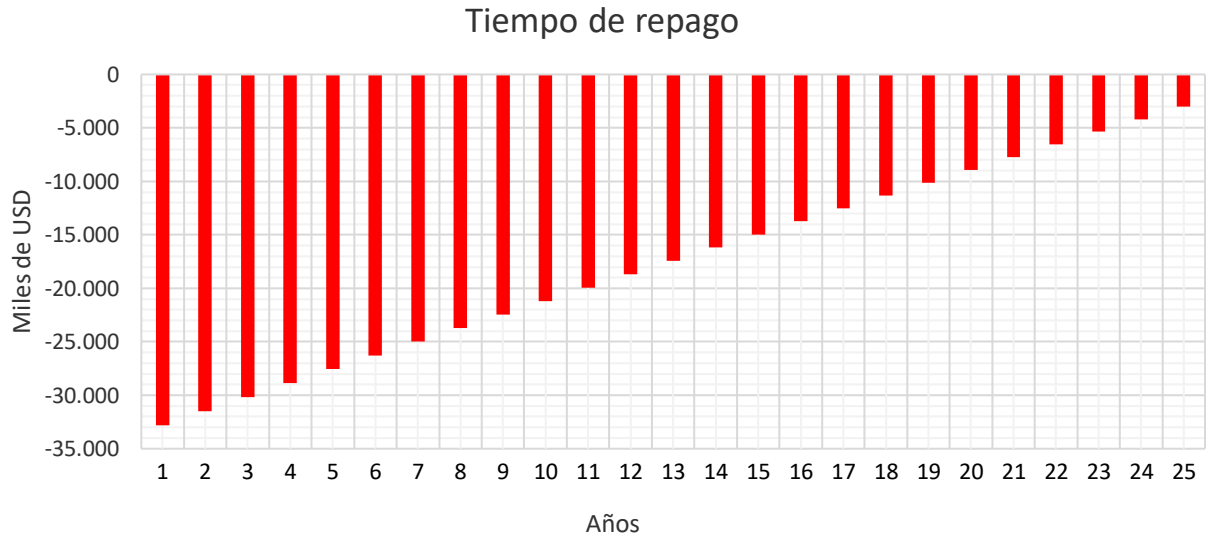


Figura 7.22 - Tiempo de repago, escenario 1.

De la figura anterior se desprende que la inversión no se recupera y el proyecto no es redituable.



En el escenario dos, se supone una supresión total de los subsidios que brinda el Estado al consumidor. En la Tabla 7.18 se adjuntan los valores con el aumento de la facturación que representan los mismos.

j	FC [USD]
1	2.450
2	2.438
3	2.426
4	2.413
5	2.401
6	2.389
7	2.377
8	2.364
9	2.352
10	2.340
11	2.328
12	2.315
13	2.303
14	2.291
15	2.279
16	2.266
17	2.254
18	2.242
19	2.230
20	2.217
21	2.205
22	2.193
23	2.181
24	2.168
25	2.156
IT	- 34.119

Tabla 7.18 - Ahorro en dólares, escenario 2.

$$TIR_2 = 5 \%$$

En este escenario el TIR es mayor a cero lo que determina una recuperación de la inversión y una ganancia por sobre la misma. En la Figura 7.23 se muestra el tiempo de repago.



Tiempo de repago

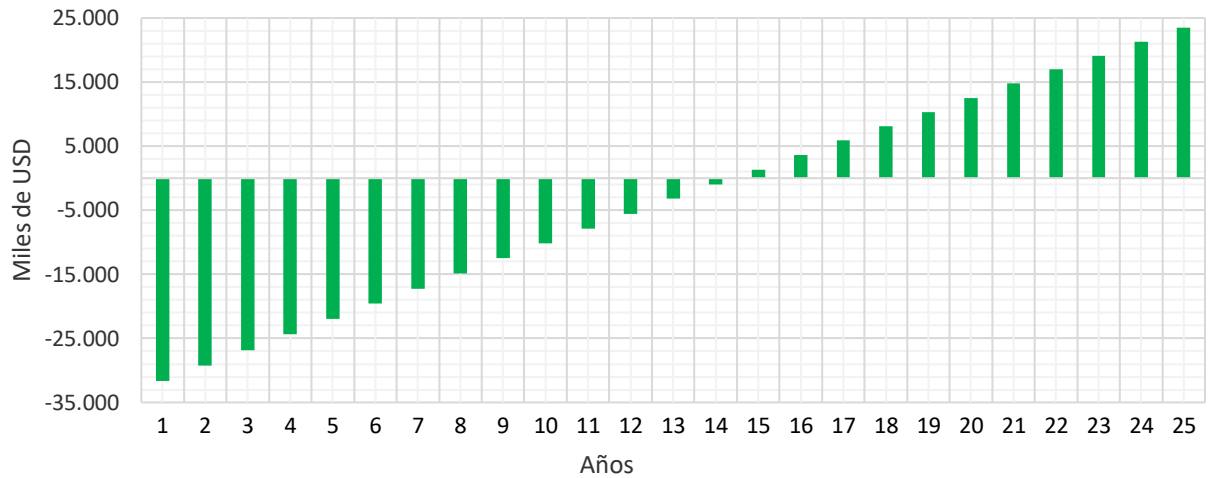


Figura 7.23 - Tiempo de repago, escenario 2.

En la figura anterior se puede observar una recuperación de la inversión en el año 15 posterior a la implementación y un FC acumulado de USD 23.456.

Subsidio Estatal	TIR	Tiempo de Repago	FC Acumulado [USD]
46 %	- 1 %	-	- 3.029
0 %	5 %	15 años	23.456

Tabla 7.19- Resumen económico de los distintos escenarios.



8 PROYECTO ALTERNATIVO 0° INCLINACIÓN

8.1 DESCRIPCIÓN

En el proceso de realización de esta tesis de grado, en base a lo aprendido y discutido con profesores, se simularon distintas alternativas de proyecto a fin de poder maximizar la producción energética para el espacio físico que se disponía.

El proyecto alternativo que se desarrolla a continuación parte de la base de lograr la instalación más simple posible. Para esto se configuran los paneles con 0° de inclinación y orientados con la estructura del edificio, quedando a 45° del norte. Con estas particularidades se logró un mayor aprovechamiento del área del techo como se ve en la Figura 8.1.

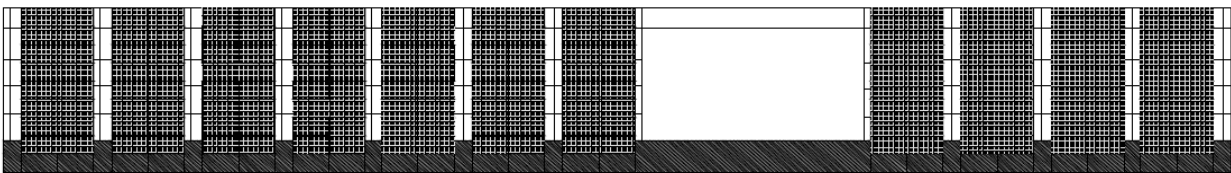


Figura 8.1 - Disposición de paneles.

Con la disposición anterior es posible instalar 11 strings de 16 paneles cada uno, dejando un metro entre filas a fin de que un obrero pueda realizar tareas de limpieza o mantenimiento.

8.2 ESTRUCTURA METÁLICA

La estructura metálica se realizó siguiendo el procedimiento del proyecto original, en la Figura 8.2 y Figura 8.3 se adjunta la estructura metálica final.

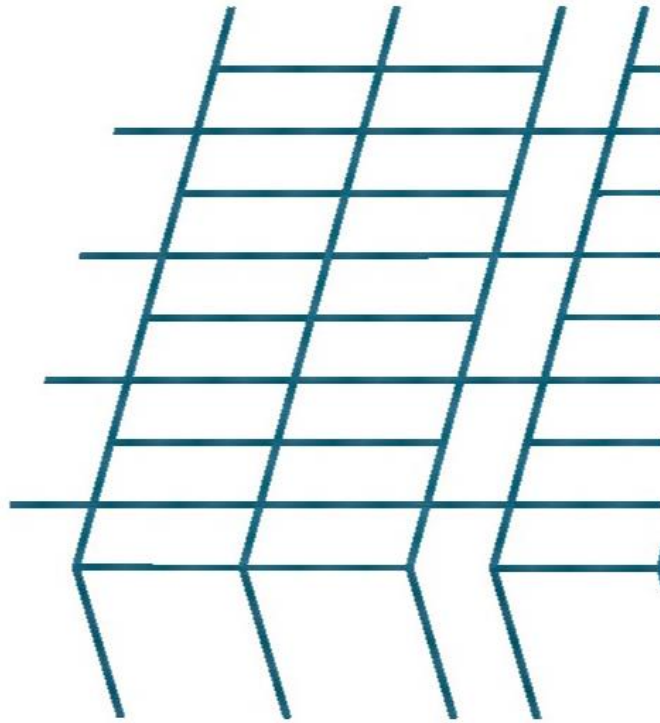


Figura 8.2 - Detalle estructura metálica, vista superior.

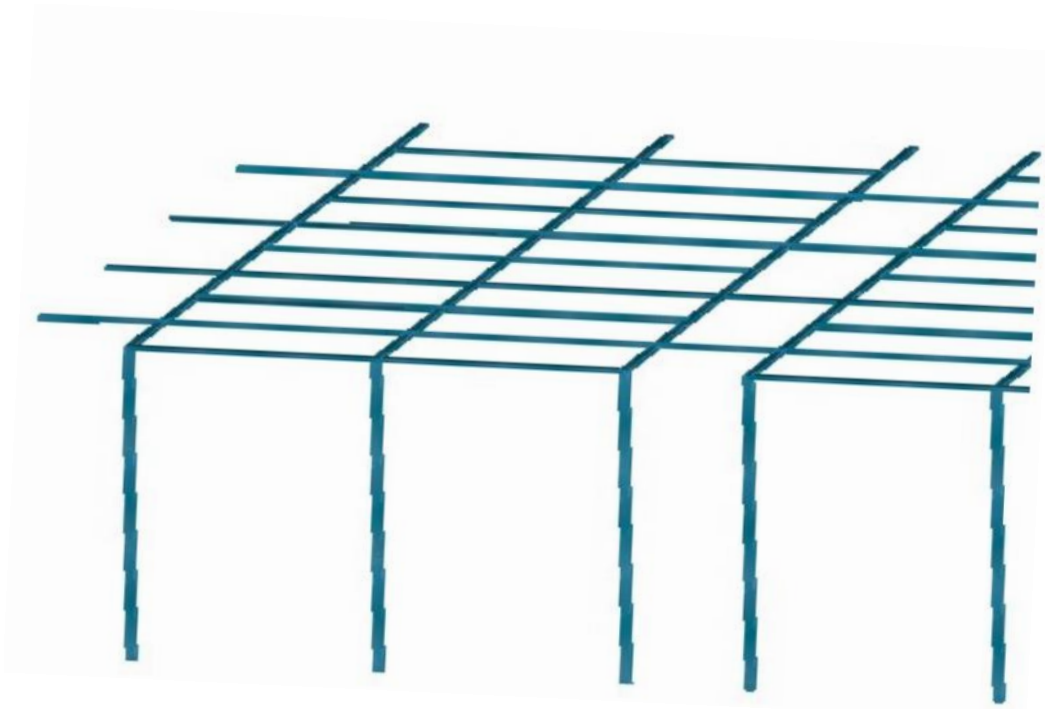


Figura 8.3 - Detalle estructura metálica, vista lateral.



En la Tabla 8.1 se resumen los materiales utilizados

Perfil C	Metros	Barras
100x40x15 [mm]	820	69

Tabla 8.1 - Materiales.

8.3 CARGAS

En este caso se desprecia el esfuerzo realizado por el viento, debido que no hay área expuesta. Luego la única carga que soporta la estructura es su peso propio y la de los paneles. En la Figura 8.4 se grafica la carga distribuida que la representa.

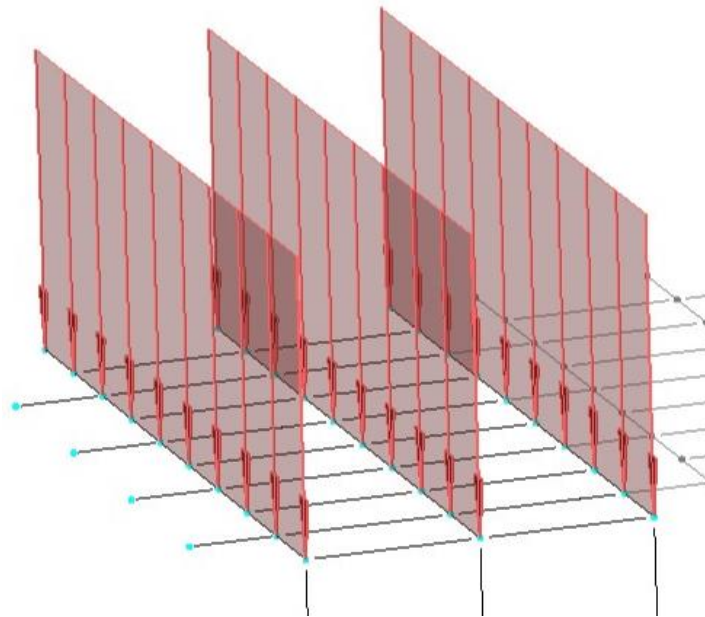


Figura 8.4 - Peso de los paneles.

En la Figura 8.5 se representan los esfuerzos a los que está expuesta la estructura.

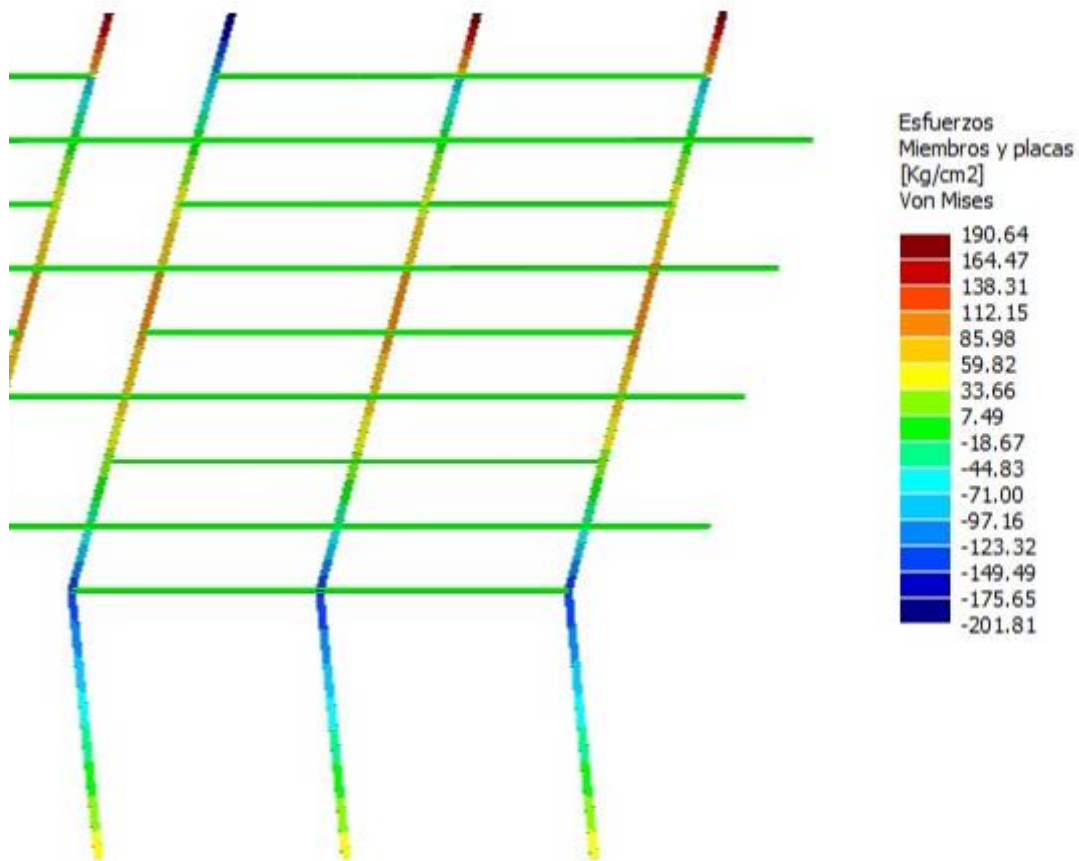


Figura 8.5 - Máximos esfuerzos.

El esfuerzo máximo registrado es 190 Kg /cm². Queda demostrado que la estructura diseñada es estable. La vinculación de la estructura al edificio debe realizarse del mismo modo desarrollado para la hipótesis original.



8.4 SIMULACIÓN DE GENERACIÓN

En función de adaptar los modelos de inversores y paneles al área de trabajo se ha inclinado por realizar la instalación de 170 paneles. En la Tabla 8.2 se adjuntan los datos de simulación que se introdujeron al software siguiendo el procedimiento explicado previamente.

Datos de simulación proyecto 0°			
Modelo de Panel	TSM-320PD14	Inclinación	0 [°]
Modelo de inversor	Solar Lake 10000TL-PM	Orientación	315 [°]
Cantidad de inversores	5	Potencia Inversores total	50 [kW]
Cantidad de strings	10	Paneles por string	17
Área total de módulos	329,9 [m ²]	Relación CC/CA	1,09

Tabla 8.2 - Datos de simulación proyecto alternativo.

La simulación arrojó una producción anual de 55.150 kWh, Tabla 8.3, y la generación por mes, Figura 8.6.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	55,150 kWh
Capacity factor (year 1)	11.6%
Energy yield (year 1)	1,013 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.58

Tabla 8.3 - Generación anual.



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

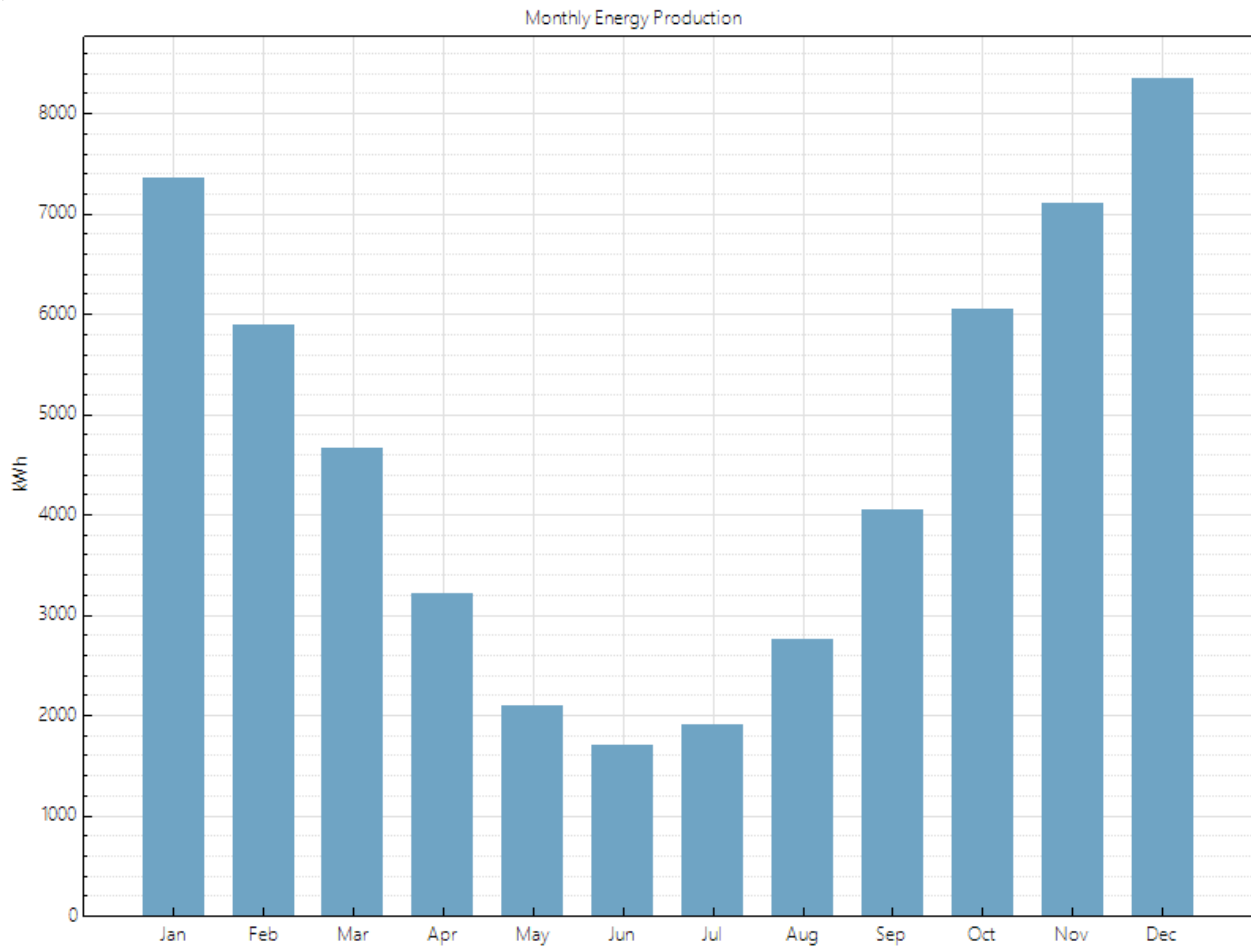


Figura 8.6 - Generación mensual.



8.5 CABLEADO

8.5.1 LÍNEA DE CONTINUA

El cableado de continua no difiere de la disposición de 33° ya que la corriente continua máxima es la misma y la distancia tiene una diferencia despreciable. En la Tabla 8.4 se adjuntan los datos técnicos de este modelo.

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	1,5
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	1/1; 1,8/1,8
Corriente Admisible (Aire libre, 40°C) [A]	24
Temperatura de servicio [°C]	- 40; 120
Resistencia del conductor (90°C) [Ω /km]	13,3

Tabla 8.4 - Datos técnicos del conductor.

8.5.2 LÍNEA DE ALTERNA

8.5.2.1 Tramo 1

Se repite procedimiento por idéntica situación. En este tramo se elige la sección 2,5 mm² del modelo Retenax Valio de Prysmian. Se adjunta en la Tabla 8.5 los datos técnicos.

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	2,5
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	0,6 / 1,1
Corriente Admisible (Aire libre, 40°C) [A]	24
Temperatura de servicio [°C]	- 40; 90
Resistencia del conductor (90°C) [Ω /km]	10,2

Tabla 8.5 - Datos técnicos conductor alterna.

No se realiza la verificación por caída de tensión ya que la distancia entre el inversor y el tablero donde se unirán las salidas de los inversores es despreciable.



8.5.2.2 Tramo 2

Este segmento es el que se vincula a la salida del medidor de EDEA, desde el tablero donde se unen todos los inversores, el resultado de la medición de esta distancia fue de 100 metros. Posee una corriente mayor a la que se ha calculado previamente, ya que en este caso hay más inversores que en el proyecto de 33° de inclinación.

Para este segmento se ha seleccionado el mismo modelo de conductor que el tramo 1, pero de una sección mayor, Tabla 8.6.

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	25
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	0,6 / 1,1
Corriente Admisible (Caño enterrado, 40°C) [A]	137
Temperatura de servicio [°C]	- 40; 90
Resistencia del conductor (90°C) [Ω /km]	0,995
Reactancia del conductor [Ω /km]	0,074

Tabla 8.6 - Datos del conductor, tramo 2.

Se repite procedimiento de caída.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,1[\text{km}] \cdot \left(0,995 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \cdot 0,8 + 0,074 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \cdot 0,6 \right) \cdot 72,5 [\text{A}] = 10,55[\text{V}]$$

$$\Delta U = \frac{10,55 [\text{V}]}{380 [\text{V}]} \cdot 100 = 2,77 \%$$

Se concluye que el cable cumple las verificaciones.



8.6 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra se plantea como una protección ante las descargas por defecto de los cuerpos metálicos, atmosféricas y aseguramiento del correcto funcionamiento de las protecciones.

Consta de un conductor sin protecciones eléctricas que une una parte del circuito eléctrico a un electrodo o grupo de electrodos enterrados.

Se conectarán todos los elementos a la puesta a tierra del edificio.

8.7 PROTECCIONES

8.7.1 AGUAS ABAJO

Desde el punto de vista de la protección contra sobrecargas, no es necesario proteger los cables si se cumple la Ecuación 8.1 [15].

$$I_z > 1,25 \cdot I_{SC}$$

Ecuación 8.1 - Condición de protección contra sobrecargas.

I_z : Capacidad de servicio.

I_{SC} : Corriente de falla de los paneles, la brinda el fabricante.

$$24 [A] > 1,25 \cdot 9,15[A]$$

$$24 [A] > 11,43[A]$$

Se verifica que no es necesario proteger los cables contra sobrecarga. Se realiza la verificación para cortocircuitos, Ecuación 8.2.

$$I_z > (x - y) \cdot 1,25 \cdot I_{SC}$$

Ecuación 8.2 - Condición de protección contra cortocircuitos.

I_z : Capacidad de servicio.

I_{SC} : Corriente de falla de los paneles, la brinda el fabricante.

X: Cantidad de strings por inversor.

Y: Cantidad de strings en un subcampo.

$$(2 - 1) \cdot 1,25 \cdot 9,15 = 11,43[A]$$

$$24 [A] > 11,43 [A]$$

Se verifica que no es necesario proteger este tramo de la línea.



8.7.2 AGUAS ARRIBA

Para la protección de la instalación que corresponde a alterna, se deben cumplir la Ecuación 8.3.

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

Ecuación 8.3 - Condición de corrientes para protección.

I_b : Corriente de los inversores.

I_N : Corriente nominal del elemento de protección.

I_z : Corriente admisible del conductor.

El dispositivo de protección que se eligió es el interruptor termomagnético tripolar Red Line HTI 103 C125, fabricado de General Electric.

$$72,5 [A] \leq 125 [A] \leq 137 [A]$$

Además, debe verificar la Ecuación 8.4 para la actuación ante sobrecargas [15].

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

Ecuación 8.4 - Verificación interruptor.

$$1,45 \cdot I_z = 198,65 [A]$$

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 125 = 162,5 [A]$$

$$162,5 [A] < 198,65 [A]$$

Además de cumplir la condición anterior, se debe verificar la Ecuación 8.5.

$$I^2 \cdot t \leq k^2 \cdot S^2$$

Ecuación 8.5 - Verificación por energía.

$I^2 \cdot t$: Máxima energía específica pasante.

k : Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para el cobre toma el valor 115.

S : Sección del conductor [mm²].



Luego con los datos de la corriente del catálogo $I = 6 \text{ kA}$ en la curva C, obtenemos el tiempo $t = 0,01$ s.

$$K^2 S^2 \cong 8.265.625 [A^2 \cdot s]$$

$$I_K^2 \cdot t = 360.000 [A^2 \cdot s]$$

Se corrobora la condición.

8.7.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

En el caso de la instalación FV que se realiza en este proyecto, no se modifica considerablemente el edificio [16]. De todos modos, se pueden tomar medidas para minimizar potenciales impactos indirectos:

- Apantallamiento de los circuitos para reducir el campo magnético en el interior de la envolvente metálica.
- Reducción del área del bobinado del circuito interconectando correctamente los módulos, trenzando los conductores contiguos y llevando los conductores activos tan cerca como sea posible al conductor de protección.



8.8 ANÁLISIS ECONÓMICO

8.8.1 INVERSIÓN INICIAL

8.8.1.1 Instalación eléctrica

En la Tabla 8.7 se transcriben los valores del mercado nacional.

Ítem	Cantidad	Costo Unitario [ARS]	Costo Total [ARS]
Panel Solar	170	13.516	2.297.720
Inversor	5	177.109	885.545
Cable CC (por 100 metros)	6	7.000	42.000
Cable CA (metro)	150	50	7.500
Interruptores Magnéticos	5	800	4.000
Total			ARS 3.236.765
Total			USD 50.574

Tabla 8.7 - Costos de los componentes eléctricos. Estructura

En la Tabla 8.8, mismo procedimiento para elementos estructurales.

Perfil C	Metros	Barras	Costo Unitario [ARS]	Costo Total
100x40x15 [mm]	820	69	10.000	ARS 690.000
Total				USD 10.780

Tabla 8.8 - Costos de los componentes estructurales.



8.8.1.2 Instalación

En la Tabla 8.9 se resumen los costos totales con los valores de instalación e imprevistos no contemplados. En contraposición al proyecto anterior la mano de obra se estimó en un 15 % a modo de estimar la variable de complejidad de estructura, al ser esta disposición más simple en su diseño. Los imprevistos se tomaron de mismo modo como un 10 %.

Componentes	Costo [USD]
Eléctricos	50.574
Estructurales	10.781
Instalación	9.203
Imprevistos	6.136
Total	76.695

Tabla 8.9 - Costos de instalación totales en dólares. Evaluación del proyecto



8.8.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

En la Tabla 8.10 se adjuntan los datos de consumo energético del año 2018, que se obtuvieron de las facturas de EDEA, en la segunda columna lo que generaría el arreglo de paneles por mes, y en la última se restan ambas cantidades de energía a fin de determinar la diferencia que existiría en caso de adoptar la instalación.

Mes	Energía Consumida [kWh]	Energía Generada [kWh]	Diferencia [kWh]
Ene	5.168	7.355	-2.187
Feb	5.700	5.892	-192
Mar	5.755	4.665	1.090
Abr	7.705	3.213	4.492
May	7.972	2.100	5.872
Jun	7.830	1.700	6.130
Jul	8.406	1.911	6.495
Ago	8.620	2.757	5.863
Sep	7.306	4.047	3.259
Oct	7.057	6.052	1.005
Nov	8.275	7.107	1.168
Dic	7.192	8.351	-1.159
Total	86.986 [kWh]	55.150 [kWh]	31.836 [kWh]

Tabla 8.10 - Consumo 2018.

A diferencia de lo expuesto en el proyecto de 33°, existen períodos donde la generación es mayor al consumo. De tal modo no solo se considera un ahorro por disminución del consumo, sino que también, por la venta de energía a la empresa de distribución.

La empresa EDEA realiza contratos particulares con cada usuario que tenga la capacidad y el deseo de inyectar energía a la red. La distribuidora se compromete a abonar el costo mayorista del kWh. Se toma el valor promedio brindado por Cammesa que es de 2,196 ARS/kWh [2].

En función del dato de energía anual generada se calcula el ahorro que representaría para la UNMdP la instalación FV. Este análisis se realizó con el valor del kWh de EDEA para el mes de marzo del 2020, Figura 8.7, y el agregado de un factor del 30 % que representa los impuestos sobre ese consumo evitado.

· T2 - MEDIANAS DEMANDAS	
CARGO FIJO	863,37
CARGO POR POTENCIA EN PICO	261,51
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	181,08
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO	2,7342
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO	2.6100

Figura 8.7 - Cuadro tarifario EDEA.



Con el valor de kWh fuera de pico y la energía generada sumado al producto del excedente con el costo de compra de EDEA se obtiene el valor final de ahorro en dólares, Ecuación 8.6.

$$\text{Ahorro anual} = \text{Ahorro por Consumo} + \text{Ahorro por Venta}$$

Ecuación 8.6 - Ahorro anual.

$$\text{Ahorro por consumo} = \text{Carga variable por EdP} \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot \text{Energía Generada consumida [kWh]} \cdot 1,3$$

$$\text{Ahorro por consumo} = 2,61 \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot 51.612 [\text{kWh}] \cdot 1,3 = 175.120 [\text{ARS}] = 2.736 [\text{USD}]$$

$$\text{Ahorro por venta} = \text{Valor Compra} \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot \text{Energía Generada Excedente [kWh]}$$

$$\text{Ahorro por venta} = 2,196 \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot 3.538 [\text{kWh}] = 7.769 [\text{ARS}] = 121 [\text{USD}]$$

$$\text{Ahorro anual} = 2.736 [\text{USD}] + 121 [\text{USD}] = 2.857 [\text{USD}]$$



8.8.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Con el objetivo de realizar la evaluación de rentabilidad del proyecto, se establece 25 años como vida útil del panel y una degradación del 0,5 % de su producción anual [18], además de una proyección de dos escenarios. El primer escenario supone la tarifa energética subsidiada al porcentaje del año de realización de esta tesis, 46 % [2], y el segundo contempla la eliminación de este subsidio.

Para la realización de la misma se utiliza el método TIR [19] con su tiempo de repago, y como tasa de rentabilidad mínima aceptada (TRMA) se toma el valor de un plazo fijo en dólares para el valor de inversión inicial del proyecto, que es del 1,75 % anual en el Banco Nación.

Cuanto mayor es el valor de la Ecuación 8.7, mayor será la rentabilidad del proyecto.

$$\sum_{j=1}^{25} \frac{FC_j}{(1 - TIR)^j} - I_T = 0$$

Ecuación 8.7 - TIR



En la Tabla 8.11 se adjuntan los datos de flujo de caja por año que se utilizarán para calcular la ecuación anterior, suponiendo la misma política de subsidios por los próximos 25 años.

j	FC [USD]
1	2.857
2	2.843
3	2.828
4	2.814
5	2.800
6	2.786
7	2.771
8	2.757
9	2.743
10	2.728
11	2.714
12	2.700
13	2.686
14	2.671
15	2.657
16	2.643
17	2.628
18	2.614
19	2.600
20	2.586
21	2.571
22	2.557
23	2.543
24	2.528
25	2.514
IT	-76.695

Tabla 8.11 - Ahorro en dólares, escenario 1.

$$TIR_1 = -1\%$$

Como conclusión la TIR es no solo es menor que la TRMA, sino que al finalizar ese periodo representa una pérdida económica de USD 9.556. Esto se adjunta en la Figura 8.8, donde se puede observar el FC acumulado por año.

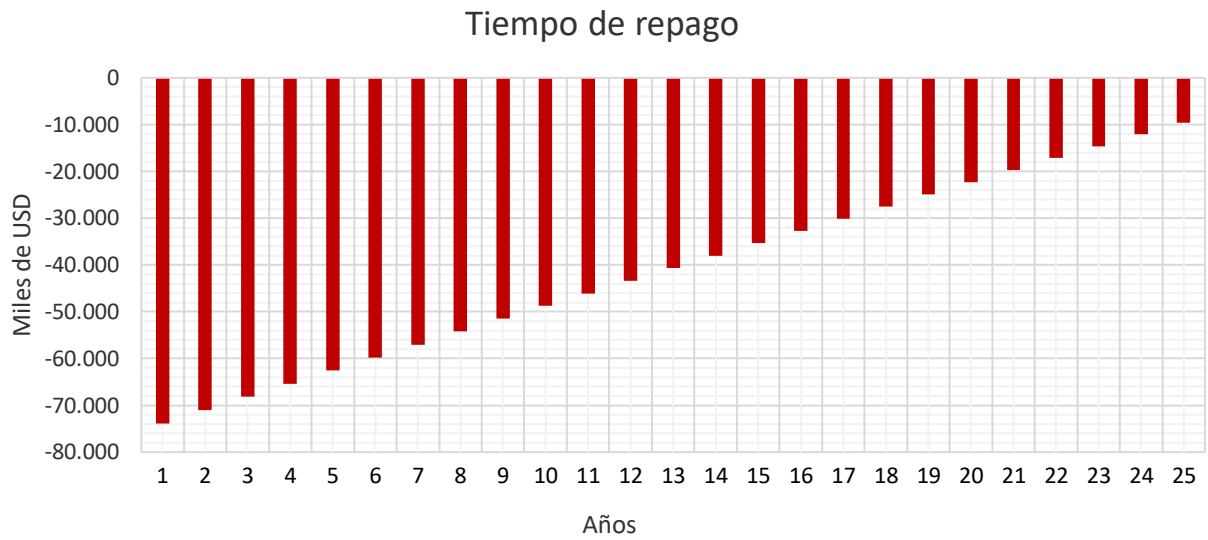


Figura 8.8 - Tiempo de repago.

De la figura anterior se desprende que la inversión no se recupera y el proyecto no es, desde el punto de vista económico, redituable.



En el escenario dos, se supone una supresión total de los subsidios que brinda el Estado al consumidor. En la Tabla 8.12 se presentan los FC para esta condición.

j	FC [USD]
1	5.292
2	5.266
3	5.239
4	5.213
5	5.186
6	5.160
7	5.133
8	5.107
9	5.080
10	5.054
11	5.027
12	5.001
13	4.974
14	4.948
15	4.922
16	4.895
17	4.869
18	4.842
19	4.816
20	4.789
21	4.763
22	4.736
23	4.710
24	4.683
25	4.657
IT	- 76.695

Tabla 8.12 - Ahorro en dólares, escenario 2.

$$TIR_2 = 4 \%$$

En este caso la TIR es positiva, se recupera la inversión total en el año 15 y existe un FC acumulado de USD 47.667, como se muestra en la Figura 8.9.



Tiempo de repago

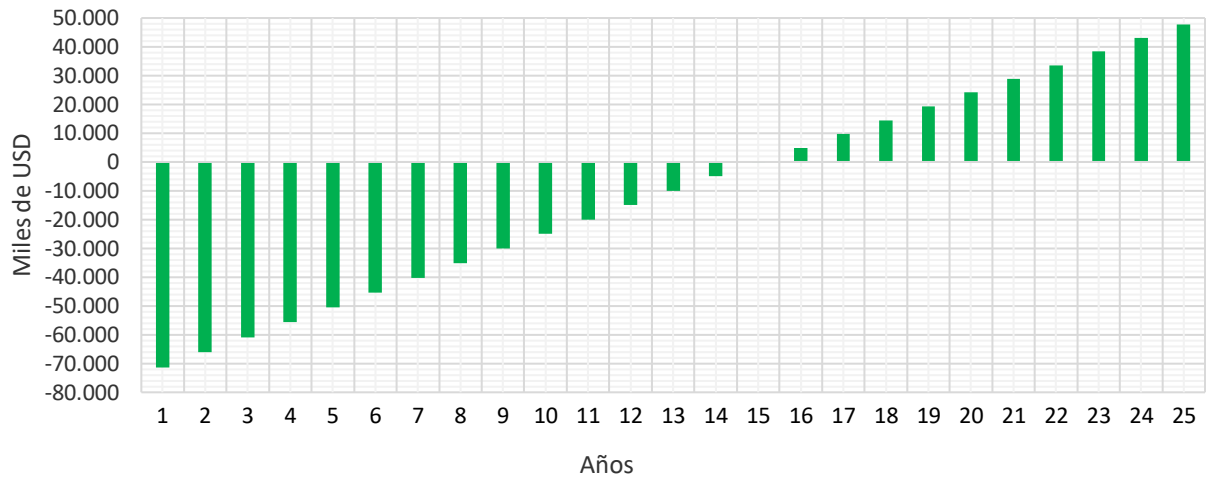


Figura 8.9 - Tiempo de repago, escenario 2.

Se resumen los dos escenarios en la Tabla 8.13.

Subsidio Estatal	TIR	Tiempo de Repago	FC Acumulado [USD]
46 %	- 1 %	-	- 9.556
0 %	4 %	15 años	47.667

Tabla 8.13 - Resumen económico de los distintos escenarios.



8.9 ANÁLISIS PARA MISMA CANTIDAD DE PANELES

Para que el análisis entre las dos alternativas sea el más estricto posible, se estudiará la disposición de 0° para la misma cantidad de paneles que es posible instalar con la configuración de 33°.

8.9.1 SIMULACIÓN DE GENERACIÓN

Datos de simulación proyecto 0° con 68 paneles			
Modelo de Panel	TSM -320PD14	Inclinación	0[°]
Modelo de inversor	Solar Lake 10000TL-PM	Orientación	315[°]
Cantidad de inversores	2	Potencia Inversores total	20 [kW]
Cantidad de strings	4	Paneles por string	17
Área total de módulos	131,9 [m ²]	Relación CC/CA	1,09

La simulación de generación anual fue de 22.060 kWh, Tabla 8.14, y la producción por mes se adjunta en la Figura 8.10.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	22,060 kWh
Capacity factor (year 1)	11.6%
Energy yield (year 1)	1,013 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.58

Tabla 8.14 - Generación anual.

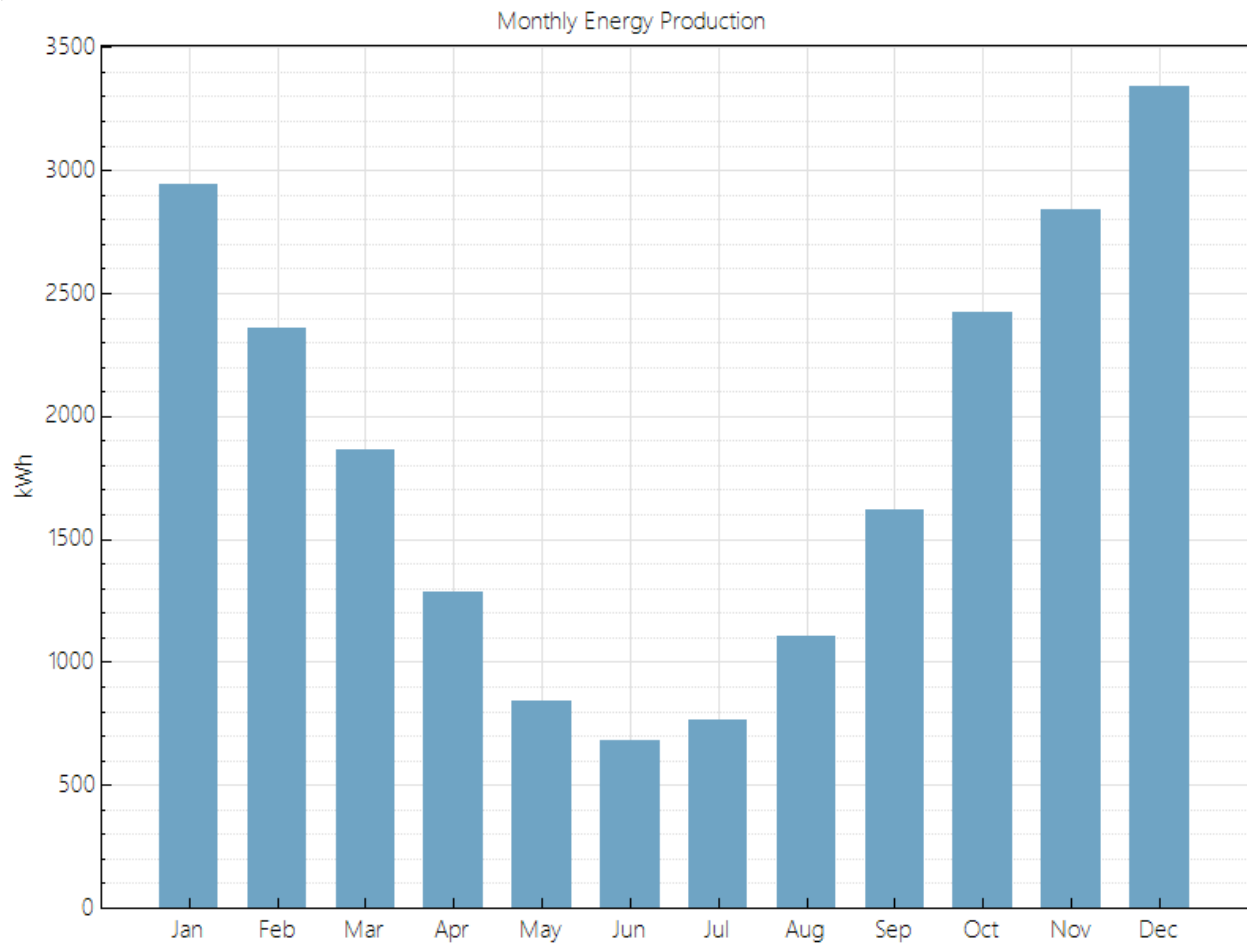


Figura 8.10 - Generación mensual.



8.9.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

8.9.2.1 Inversión inicial

Al igual que se hizo previamente, se adjuntan los costos de los insumos eléctricos, Tabla 8.15, costos de los componentes estructurales, Tabla 8.16, y costos de instalación totales, Tabla 8.17.

Ítem	Cantidad	Costo Unitario [ARS]	Costo Total [ARS]
Panel Solar	68	13.516	919.088
Inversor	2	177.109	354.218
Cable CC (por 100 metros)	3	7.000	21.000
Cable CA (metro)	60	50	3.000
Interruptores Magnéticos	2	800	1.600
Total			1.298.906
Total USD			20.295

Tabla 8.15 - Costos de componentes eléctricos.

Perfil C	Metros	Barras	Costo Unitario [ARS]	Costo Total [USD]
100x40x15 [mm]	328	28	10.000	280.000
Total				4.375

Tabla 8.16 - Costos de los componentes estructurales.



Componentes	Costo [USD]
Eléctricos	20.295
Estructurales	4.375
Instalación	3.701
Imprevistos	2.467
Total	30.838

Tabla 8.17 - Costos de instalación en dólares.

8.9.2.2 Evaluación del proyecto

En la Tabla 8.18 se adjuntan los datos de consumo energético del año 2018 que se obtuvieron de las facturas de EDEA, en la segunda columna lo que generaría el arreglo de paneles por mes, y en la última se restan ambas cantidades de energía a fin de determinar la diferencia que existiría en caso de adoptar la instalación.

Mes	Energía Consumida [kWh]	Energía Generada [kWh]	Diferencia [kWh]
Enero	5.168	2.941	2.227
Febrero	5.700	2.356	3.344
Marzo	5.755	1.866	3.889
Abril	7.705	1.284	6.421
Mayo	7.972	839	7.133
Junio	7.830	680	7.150
Julio	8.406	764	7.642
Agosto	8.620	1.102	7.518
Septiembre	7.306	1.618	5.688
Octubre	7.057	2.420	4.637
Noviembre	8.275	2.842	5.433
Diciembre	7.192	3.340	3.852
Total	86.986 [kWh]	22.052 [kWh]	64.934 [kWh]

Tabla 8.18 - Consumo y potencial generación 2018.



De lo anterior se desprende que no existirá inyección a la red, y toda la energía generada por el arreglo FV será consumida por la institución.

En función del dato de energía anual generada se calcula el ahorro que representaría para la UNMDP la instalación FV. Este análisis se realizó con el valor del kWh de EDEA para el mes de marzo del 2020, Figura 8.11, y el agregado de un factor del 30 % que representa los impuestos sobre ese consumo evitado.

· T2 - MEDIANAS DEMANDAS	
CARGO FIJO	863,37
CARGO POR POTENCIA EN PICO	261,51
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	181,08
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO	2,7342
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO	2.6100

Figura 8.11 - Cuadro tarifario EDEA.

Con el valor del kWh fuera de pico y la energía generada se obtiene el valor final de ahorro en dólares, Ecuación 8.8.

$$Ahorro = \text{CARGO VARIABLE EdP} \left[\frac{ARS}{kWh} \right] \cdot \text{Energía Generada [kWh]} \cdot 1,3$$

Ecuación 8.8 - Ahorro anual.

$$Ahorro = 2,61 \left[\frac{ARS}{kWh} \right] \cdot 22.052 [kWh] \cdot 1,3 = 74.822 [ARS] = 1.169 [USD]$$



8.9.2.3 Análisis de rentabilidad

j	FC [USD]
1	1.169
2	1.163
3	1.157
4	1.151
5	1.146
6	1.140
7	1.134
8	1.128
9	1.122
10	1.116
11	1.111
12	1.105
13	1.099
14	1.093
15	1.087
16	1.081
17	1.075
18	1.070
19	1.064
20	1.058
21	1.052
22	1.046
23	1.040
24	1.035
25	1.029
IT	- 30.838

Tabla 8.19 - Ahorro en dólares, escenario 1.

$$TIR_1 = - 1 \%$$

En función de los datos de la Tabla 8.19 se calcula la TIR. Al resultar negativa conlleva a un proyecto que no es redituable. En la Figura 8.12 se observa el FC por año y la una perdida en su último año de vida útil, USD 3.367.

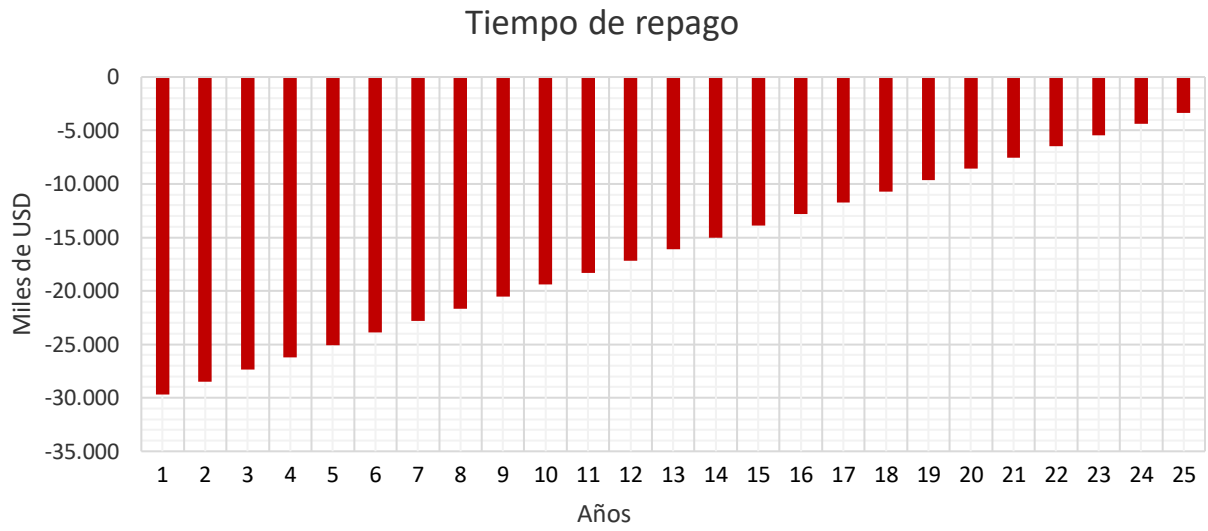


Figura 8.12 - Tiempo de repago.



Se repite procedimiento para el escenario dos, supresión de los subsidios estatales.

j	FC [USD]
1	2.165
2	2.154
3	2.143
4	2.133
5	2.122
6	2.111
7	2.100
8	2.089
9	2.078
10	2.068
11	2.057
12	2.046
13	2.035
14	2.024
15	2.013
16	2.003
17	1.992
18	1.981
19	1.970
20	1.959
21	1.949
22	1.938
23	1.927
24	1.916
25	1.905
IT	- 30.838

Tabla 8.20 - Ahorro en dólares, escenario 2.

$$TIR_2 = 4 \%$$

Ante la eliminación de los subsidios, la implementación se torna redituable, con una TIR positiva basada en los valores de FC de la Tabla 8.20.



Tiempo de repago

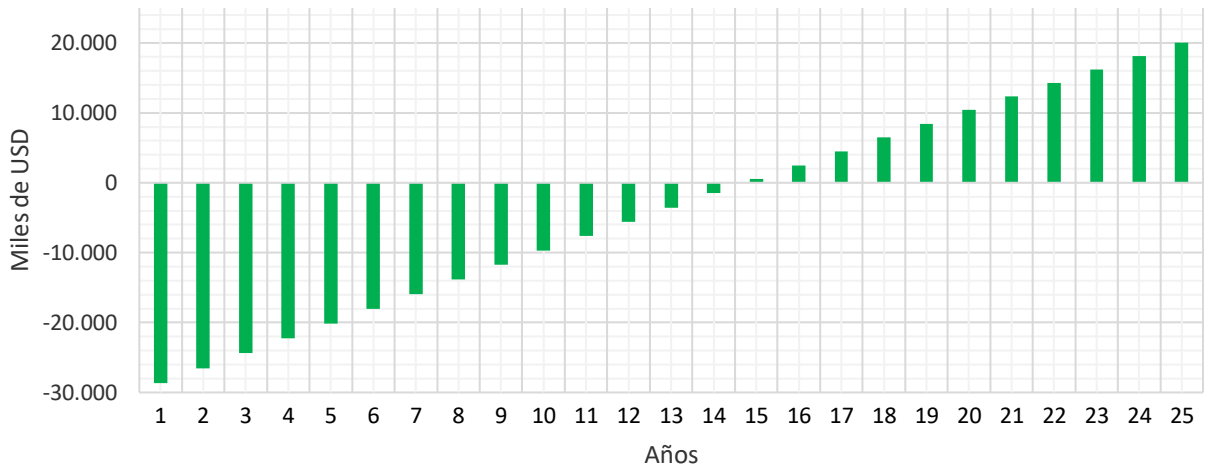


Figura 8.13 - Tiempo de repago, escenario 2.

Por último, en la figura anterior se observa que la instalación está totalmente saldada en el año 15, finalizando su vida útil con un FC acumulado de USD 20.040.

Subsidio Estatal	TIR	Tiempo de Repago	FC Acumulado [USD]
46 %	- 1 %	-	- 3.367
0 %	4 %	15 años	20.040

Tabla 8.21 - Resumen económico de los distintos escenarios.



9 PROYECTO ALTERNATIVO 90° INCLINACIÓN

9.1 DESCRIPCIÓN

Una de las razones principales del proyecto de implantación de energías renovables en la UNMdP es impactar en la sociedad y generar conciencia del cambio de época en el que vivimos. Para esto es necesario que la ciudadanía vea tangibles estos implementos. Partiendo de esta hipótesis y luego de charlas con el Departamento de Obra de la UNMdP se ideó la posibilidad de la instalación de paneles en la pared norte del edificio, en la entrada a la biblioteca. Esta pared consta de 68 metros de largo y 4 metros de ancho. En Figura 9.1 se muestra cómo sería la disposición si se utiliza el total del frente para la instalación de paneles.

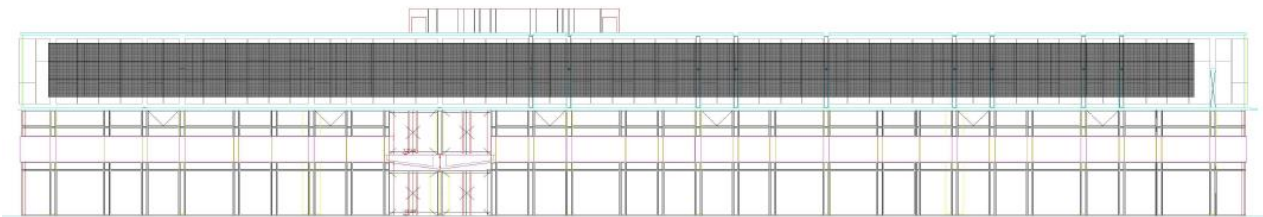


Figura 9.1 - Vista Peña, sin Casa Navarro.

9.2 ESTRUCTURA METÁLICA

La estructura metálica se realizó siguiendo el procedimiento del proyecto original, en la Figura 9.2 se adjunta la estructura metálica final, la cual consta de 3 filas de 31 paneles cada una.

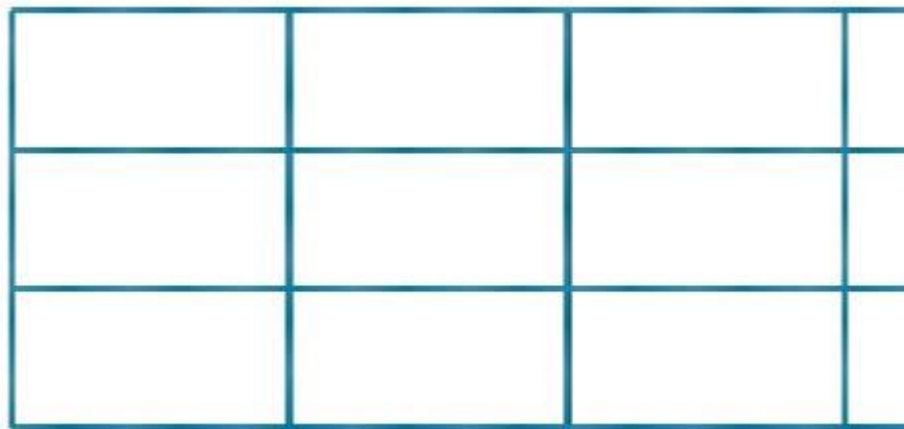


Figura 9.2 - Estructura metálica, vista desde Peña.

Perfil C	Metros	Barras
48x23x10 [mm]	282	24

Tabla 9.1 - Materiales.

9.3 CARGAS

Al igual que en el ensayo de inclinación con 0° , no existe esfuerzo por el viento. Por lo tanto, las cargas distribuidas son las de la Figura 9.3.

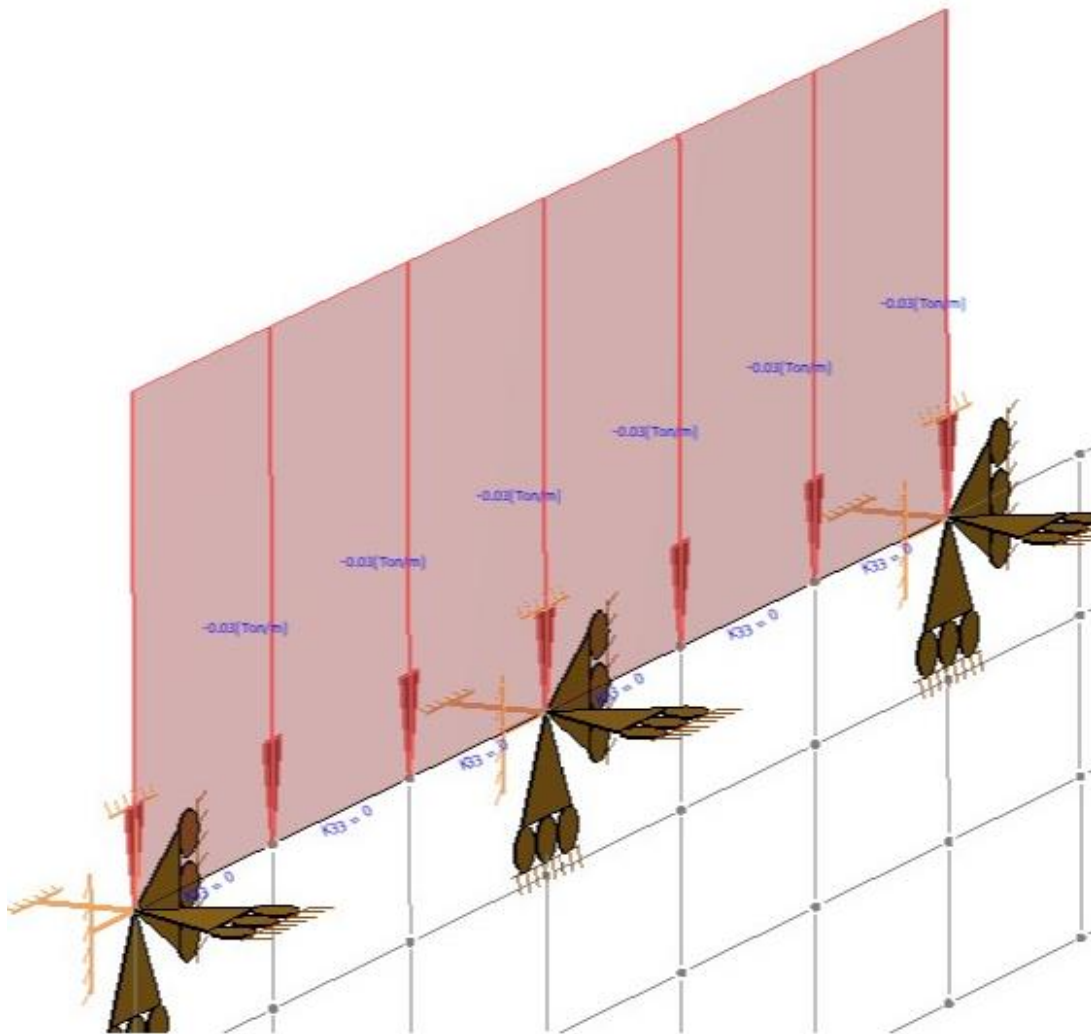


Figura 9.3 - Carga distribuida.

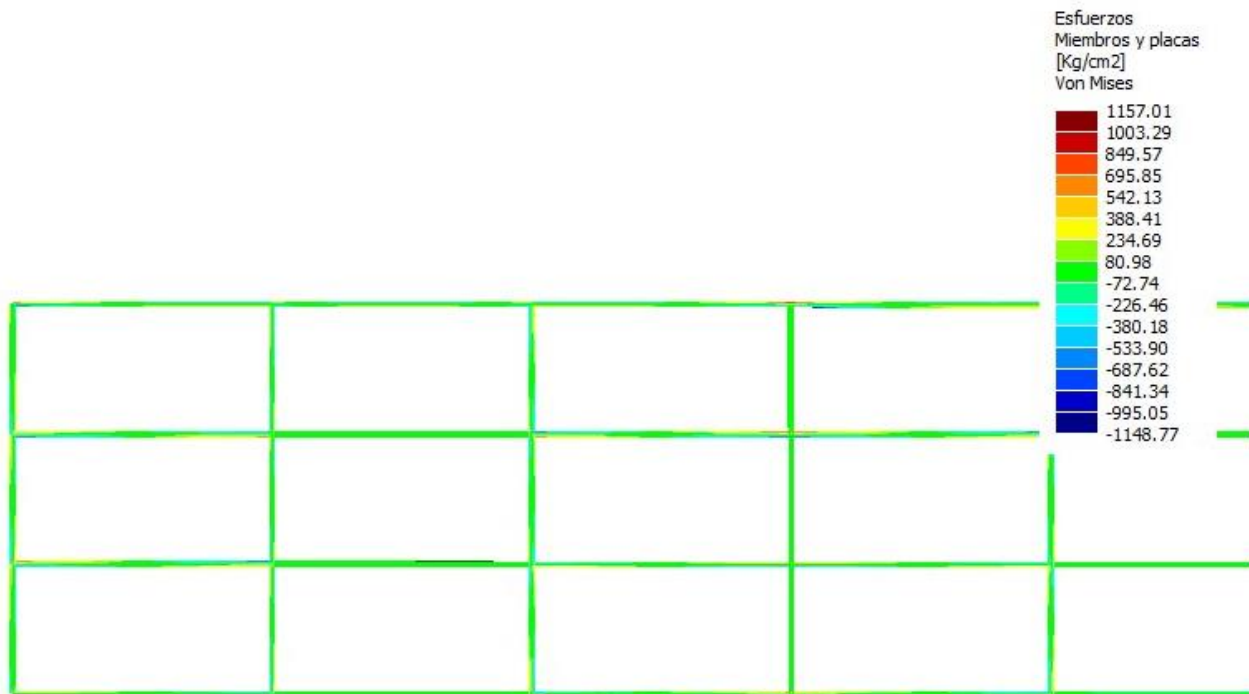


Figura 9.4 - Máximos esfuerzos

El esfuerzo máximo registrado es 1157 Kg /cm². Queda demostrado que la estructura diseñada es estable. La vinculación al edificio que se sugiere en esta hipótesis también es un anclaje mecánico con bulonería.



9.4 SIMULACIÓN DE GENERACIÓN

En este caso la simulación que se realizará no engloba la totalidad física que es posible instalar en la pared norte, sino que es necesario tener en cuenta el sombreadamiento que se produce debido a los árboles que la rodean, Figura 9.5.

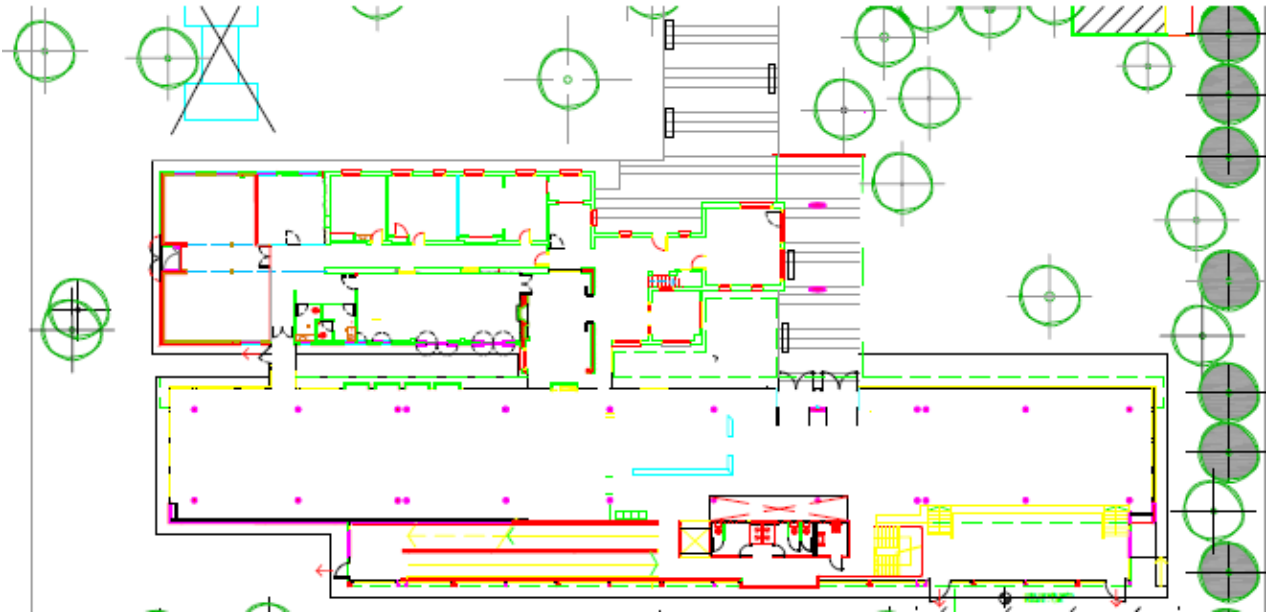


Figura 9.5 - Vista superior, con vegetación.



De los árboles que se observan en la figura anterior, sólo uno afecta con su sombra Figura 9.6.



Figura 9.6 - Árbol calle Funes.

Por lo tanto, y basándose en la proyección de sombra a lo largo del día, se estima que se puede aprovechar dos tercios del área total. En la Tabla 9.2 se adjuntan los datos de simulación que se introdujeron al software siguiendo el procedimiento explicado previamente.

Datos de simulación proyecto 90°			
Modelo de Panel	TSM - 320PD14	Inclinación	90 [°]
Modelo de inversor	Solar Lake 10000TL-PM	Orientación	0 [°]
Cantidad de inversores	2	Potencia Inversores total	20 [kW]
Cantidad de strings	4	Paneles por string	17
Área total de módulos	131,9 [m ²]	Relación CC/CA	1.09

Tabla 9.2 - Datos ingresados al software.



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La simulación arrojó una producción anual de 15.737 [kWh], Tabla 9.3, y la generación por mes, Figura 9.7.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	15,737 kWh
Capacity factor (year 1)	8.3%
Energy yield (year 1)	723 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.57

Tabla 9.3 - Producción anual simulada.

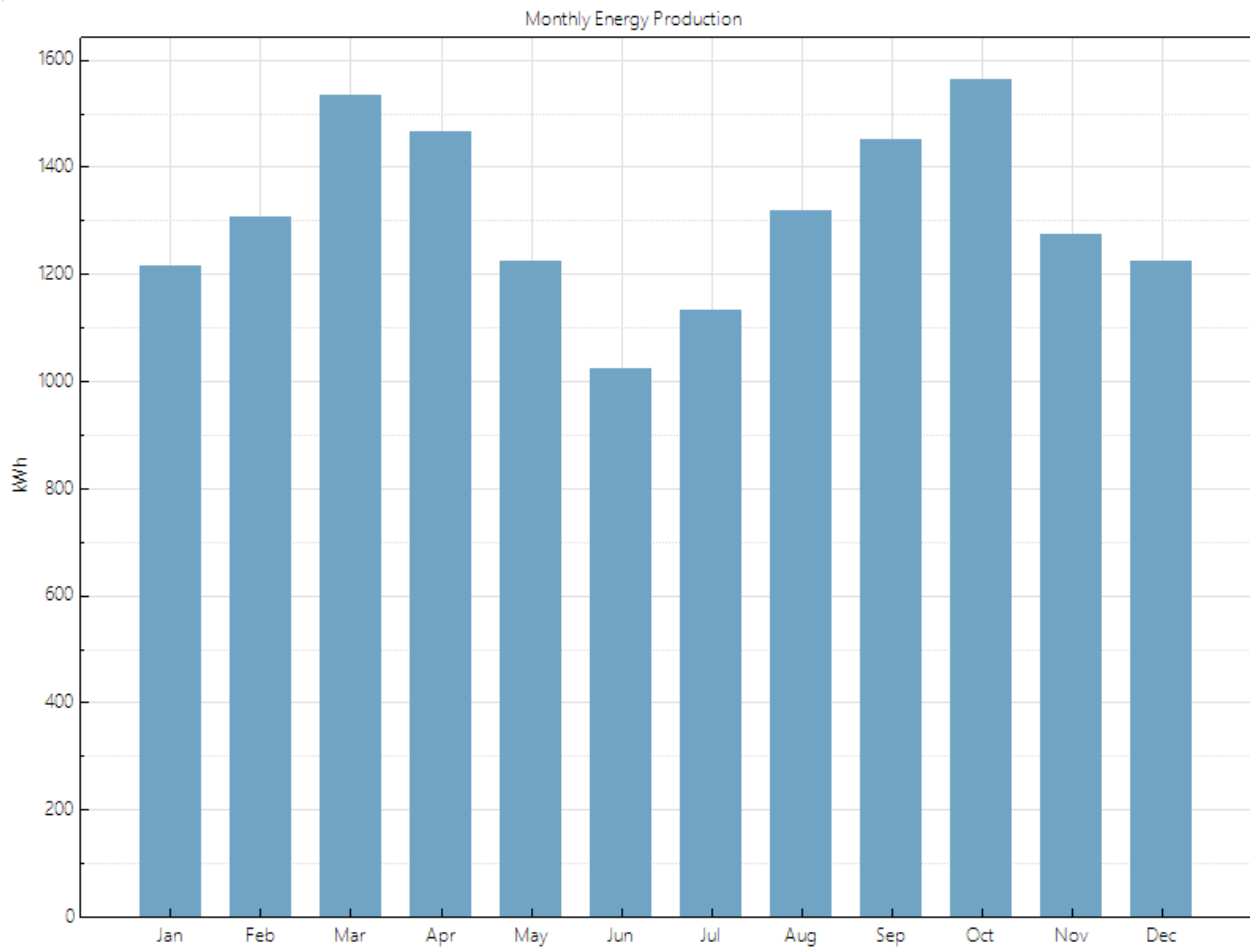


Figura 9.7 -Producción mensual.



9.5 CABLEADO

9.5.1 LÍNEA DE CONTINUA

Se eligen los mismos cables que en el proyecto con inclinación 0° y 33°. En la Tabla 9.4 se adjuntan los datos técnicos de este modelo

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	1,5
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	1/1; 1,8/1,8
Corriente Admisible (Aire libre, 40°C) [A]	24
Temperatura de servicio [°C]	-40; 120
Resistencia del conductor (90°C) [Ω /km]	13,3

Tabla 9.4 - Datos técnicos del conductor.

La comprobación de caída de tensión requiere tomar el peor caso posible, que es el segmento más extenso de conductor. Esta distancia es de 55 metros que es la medición a la sala de instalación de los inversores.

$$\Delta U_{\text{Caída de catálogo}} = 2 \cdot 0,055 \text{ [km]} \cdot 30,48 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \cdot 8,63 \text{ [A]} = 28,93 \text{ [V}_{CC}]$$

En la Figura 9.8 se observa que el valor mínimo de MPPT es 450 [V_{DC}] y el string posee una tensión de 630,7 [V], Figura 9.9. Se concluye que la caída de tensión es apta, ya que aun restándole ese valor a la tensión del string, se supera el mínimo MPPT.

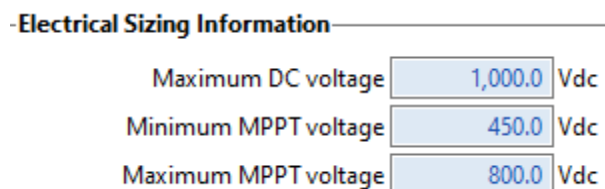


Figura 9.8 - Valores de MPPT.



Electrical Configuration	Subarray 1
	(always enabled)
Modules per string in subarray	<input type="text" value="17"/>
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="4"/>
Number of modules in subarray	<input type="text" value="68"/>
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="773.5"/>
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="630.7"/>

Figura 9.9 -String Vmp.



9.5.2 LÍNEA DE ALTERNA

Este tramo de conductor es el que sale del inversor y se une al punto más cercano al medidor posible, tal como se planteó previamente en la alternativa de 33°. Debido que es la misma intensidad de corriente y distancia, se adoptan los mismos valores de conductor. Los datos se adjuntan en la Tabla 9.5.

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm ²]	10
Tensión nominal (CC, CA) [kV]	0,6 / 1,1
Corriente Admisible (Caño enterrado, 40°C) [A]	63
Temperatura de servicio [°C]	-40; 90
Resistencia del conductor (90°C) [Ω /km]	2,44
Reactancia del conductor [Ω /km]	0,0797

Tabla 9.5 - Datos técnicos conductor alterna.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0,1 [Km] \cdot \left(2,44 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 0,8 + 0,0797 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot 0,6 \right) \cdot 29[A] = 10,04 [V]$$

$$\Delta U = \frac{10,04 [V]}{380 [V]} \cdot 100 = 2,64 \%$$

Se concluye que el cable cumple las verificaciones.



9.6 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra se plantea como una protección ante las descargas por defecto de los cuerpos metálicos, atmosféricas y aseguramiento del correcto funcionamiento de las protecciones.

Consta de un conductor sin protecciones eléctricas que une una parte del circuito eléctrico a un electrodo o grupo de electrodos enterrados.

Se conectarán todos los elementos a la puesta a tierra del edificio.

9.7 PROTECCIONES

9.7.1 AGUAS ABAJO

Desde el punto de vista de la protección contra sobrecargas, no es necesario proteger los cables si se cumple la Ecuación 9.1 [15].

$$I_z > 1,25 \cdot I_{SC}$$

Ecuación 9.1 - Condición de protección contra sobrecargas.

I_z : Capacidad de servicio.

I_{SC} : Corriente de falla de los paneles, la brinda el fabricante.

$$24 [A] > 1,25 \cdot 9,15[A]$$

$$24 [A] > 11,43[A]$$

Se verifica que no es necesario proteger los cables contra sobrecarga. Se realiza la verificación para cortocircuitos, Ecuación 9.2.

$$I_z > (x - y) \cdot 1,25 \cdot I_{SC}$$

Ecuación 9.2 – Condición de protección contra cortocircuitos.

I_z : Capacidad de servicio.

I_{SC} : Corriente de falla de los paneles, la brinda el fabricante.

X: Cantidad de strings por inversor.

Y: Cantidad de strings en un subcampo.

$$(2 - 1) \cdot 1,25 \cdot 9,15 = 11,43[A]$$

$$24 [A] > 11,43 [A]$$

Se verifica que no es necesario proteger este tramo de la línea.



9.7.2 AGUAS ARRIBA

Para la protección de la instalación que corresponde a alterna, se deben cumplir la Ecuación 9.3

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

Ecuación 9.3 - Condición de corrientes para protección.

I_b : Corriente de los inversores.

I_N : Corriente nominal del elemento de protección.

I_z : Corriente admisible del conductor.

El dispositivo de protección que se eligió es el interruptor termomagnético tripolar G63C50, fabricado por General Electric.

$$29 [A] \leq 50 [A] \leq 63 [A]$$

Además, debe verificar la Ecuación 9.4.

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

Ecuación 9.4 - Verificación interruptor.

$$1,45 \cdot I_z = 91,35 [A]$$

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 50 = 65 [A]$$

$$65 [A] < 91,35 [A]$$

Para cumplir la verificación de la protección contra cortocircuitos, salvaguardando la integridad de la aislación, se debe verificar la Ecuación 9.5.

$$I_k^2 \cdot t \leq k^2 \cdot S^2$$

Ecuación 9.5 - Verificación por energía.

$I_k^2 \cdot t$: Máxima energía específica pasante.

k : Factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para el cobre toma el valor 115.

S : Sección del conductor [mm²].



Luego con los datos de la corriente del catálogo $I=6$ kA en la curva C, obtenemos el tiempo $t= 0,01$ s.

$$K^2 S^2 \cong 1.322.500 [A^2 \cdot s]$$

$$I_K^2 \cdot t = 360.000 [A^2 \cdot s]$$

Se corrobora la condición.

9.7.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

En el caso de la instalación FV que se realiza en este proyecto, no se modifica considerablemente el edificio [16]. De todos modos, se pueden tomar medidas para minimizar potenciales impactos indirectos:

- Apantallamiento de los circuitos para reducir el campo magnético en el interior de la envolvente metálica.
- Reducción del área del bobinado del circuito interconectando correctamente los módulos, trenzando los conductores contiguos y llevando los conductores activos tan cerca como sea posible al conductor de protección.



9.8 ANÁLISIS ECONÓMICO

9.8.1 INVERSIÓN INICIAL

9.8.1.1 Instalación eléctrica

En la Tabla 9.6 se transcriben los valores del mercado nacional.

Ítem	Cantidad	Costo Unitario [ARS]	Costo Total [ARS]
Panel Solar	68	13.516	919.088
Inversor	2	177.109	354.218
Cable CC (por 100 metros)	2	7.000	14.000
Cable CA (metro)	100	50	5.000
Interruptores Magnéticos	1	800	800
Total ARS			1.293.106
Total USD			20.205

Tabla 9.6 - Costos de los componentes eléctricos. Estructura

En la Tabla 9.7, mismo procedimiento para elementos estructurales.

Perfil C	Metros	Barras	Costo Unitario [ARS]	Costo Total [ARS]
48x23x10 [mm]	282	24	4.600	110.400
Total USD				1.725

Tabla 9.7 - Costos de los componentes estructurales.

9.8.1.2 Instalación

En la Tabla 9.8 se resumen los costos totales de instalación con el agregado de un 20 % que representa la mano de obra de instalación, y un 10 % para imprevistos no contemplados.



Componentes	Costo [USD]
Eléctricos	20.205
Estructurales	1.725
Instalación	4.386
Imprevistos	2.193
Total	28.509

Tabla 9.8 - Costos de instalación totales en dólares.



9.8.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

En la Tabla 9.9 se adjuntan los datos de consumo energético del año 2018, que se obtuvieron de las facturas de EDEA, en la segunda columna lo que generaría el arreglo de paneles por mes, y en la última se restan ambas cantidades de energía a fin de determinar la diferencia que existiría en caso de adoptar la instalación.

Mes	Energía Consumida [kWh]	Energía Generada [kWh]	Diferencia [kWh]
Ene	5.168	1.216	3.952
Feb	5.700	1.307	4.393
Mar	5.755	1.535	4.220
Abr	7.705	1.466	6.239
Mayo	7.972	1.225	6.747
Jun	7.830	1.024	6.806
Jul	8.406	1.133	7.273
Agos	8.620	1.319	7.301
Sep	7.306	1.451	5.855
Oct	7.057	1.563	5.494
Nov	8.275	1.275	7.000
Dic	7.192	1.223	5.969
Total	86.986 [kWh]	15.737 [kWh]	71.249 [kWh]

Tabla 9.9 - Consumo 2018.

La generación representa un 20,25 % del consumo anual, y en ningún período lo supera. Se repite el procedimiento de los proyectos anteriores.

· T2 - MEDIANAS DEMANDAS	
CARGO FIJO	863,37
CARGO POR POTENCIA EN PICO	261,51
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	181,08
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO	2,7342
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO	2.6100

Figura 9.10 - Cuadro tarifario EDEA.



$$Ahorro = \text{Carga Variable FdP} \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot \text{Energía Generada [kWh]} \cdot 1,3$$

Ecuación 9.6 - Ahorro anual.

$$Ahorro = 2,61 \left[\frac{\text{ARS}}{\text{kWh}} \right] \cdot 15.737 [\text{kWh}] \cdot 1,3 = 53.396 [\text{ARS}] = 834 [\text{USD}]$$

9.8.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Con el objetivo de realizar la evaluación de rentabilidad del proyecto, se establece 25 años como vida útil del panel y una degradación del 0,5 % de su producción anual [18], además de una proyección de dos escenarios. El primer escenario supone la tarifa energética subsidiada al porcentaje del año de realización de esta tesis, 46 % [2], y el segundo contempla la eliminación de este subsidio.

Para la realización de la misma se utiliza el método TIR [19] con su tiempo de repago, y como tasa de rentabilidad mínima aceptada (TRMA) se toma el valor de un plazo fijo en dólares para el valor de inversión inicial del proyecto, que es del 1,75 % anual en el Banco Nación.

Cuanto mayor es el valor de la Ecuación 9.7, mayor será la rentabilidad del proyecto.

$$\sum_{j=1}^{25} \frac{FC_j}{(1 - TIR)^j} - I_T = 0$$

Ecuación 9.7 – TIR



En la Tabla 9.10 se adjuntan los datos de flujo de caja por año que se utilizarán para calcular la ecuación anterior, suponiendo la misma política de subsidios por los próximos 25 años.

j	FC [USD]
1	834
2	830
3	826
4	821
5	817
6	813
7	809
8	805
9	801
10	796
11	792
12	788
13	784
14	780
15	776
16	771
17	767
18	763
19	759
20	755
21	751
22	746
23	742
24	738
25	734
IT	- 28.509

Tabla 9.10 - Ahorro en dólares, escenario 1.

$$TIR_1 = - 3 \%$$

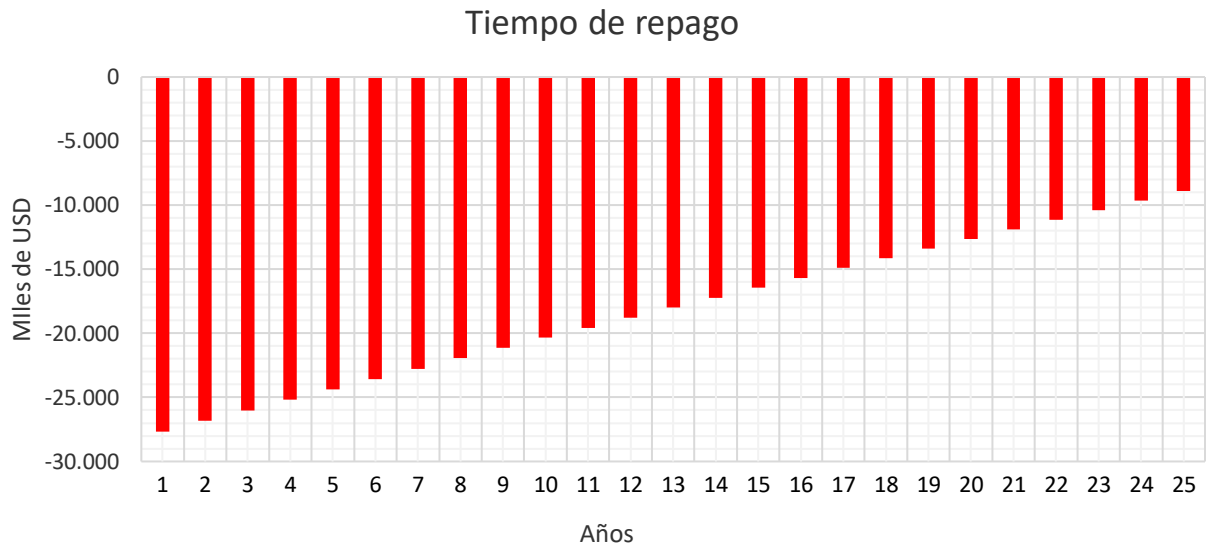


Figura 9.11 - Tiempo de repago.

En este caso el TIR también resulta negativo, al igual que tampoco se recupera la totalidad de la inversión, Figura 9.11. Luego, el proyecto no es viable económicamente.

En el escenario dos, se supone una supresión total de los subsidios que brinda el Estado al consumidor. En la Tabla 9.11 se adjuntan los valores con el aumento de la facturación que representan los mismo.



j	FC [USD]
1	1.545
2	1.537
3	1.530
4	1.522
5	1.514
6	1.506
7	1.499
8	1.491
9	1.483
10	1.475
11	1.468
12	1.460
13	1.452
14	1.445
15	1.437
16	1.429
17	1.421
18	1.414
19	1.406
20	1.398
21	1.391
22	1.383
23	1.375
24	1.367
25	1.360
IT	- 28.509

Tabla 9.11 - Ahorro en dólares, escenario 2.

$$TIR_2 = 2 \%$$



En este caso la TIR es del 2 % y el FC acumulado USD 7.799. En la Figura 9.12 se muestra la variación de FC en el transcurso de los 25 años.



Figura 9.12 - Tiempo de repago, escenario 2.

Se concluye que para ninguno de los dos escenarios la instalación FV es viable económicamente, se resumen los resultados finales en la Tabla 9.12.

Subsidio Estatal	TIR	Tiempo de Repago	FC Acumulado [USD]
46 %	- 3 %	-	- 8.910
0 %	2 %	20 años	7.799

Tabla 9.12 - Resumen económico de los distintos escenarios.

Se puede agregar como particularidad que el FC acumulado puede ser mayor al calculado previamente ya que al momento de realización de esta tesis la pared norte no está finalizada en su totalidad. Aún es necesario que se realice un tratamiento sobre la superficie a fin de impermeabilizarla y embellecerla. Obra que podría evitarse si se realiza esta instalación FV.



10 IMPACTO AMBIENTAL

Como se mencionó previamente la mayor parte de la energía eléctrica de nuestro país es generada por medios no renovables [2]. Por lo tanto, es fundamental conocer, como parte del estudio de diseño de una instalación FV, cuál es el impacto ambiental que tendrá en el planeta, desde su instalación hasta su uso cotidiano. Para esto es necesario introducir el concepto de Huella de Carbono.

10.1 HUELLA DE CARBONO

En los noventa la comunidad científica comenzó a observar a la contaminación como un grave problema que amenazaba el bienestar del planeta. Fue necesaria la creación de un concepto que pudiese expresar el déficit ecológico para una determinada población. Así surgió la Huella de Carbono, que es un indicador que pretende reflejar la suma total de los gases de efecto invernadero generados, directa o indirectamente, por parte de un conjunto de individuos, empresa, organización o producto [20].

Distribución por regiones de las emisiones mundiales de CO₂

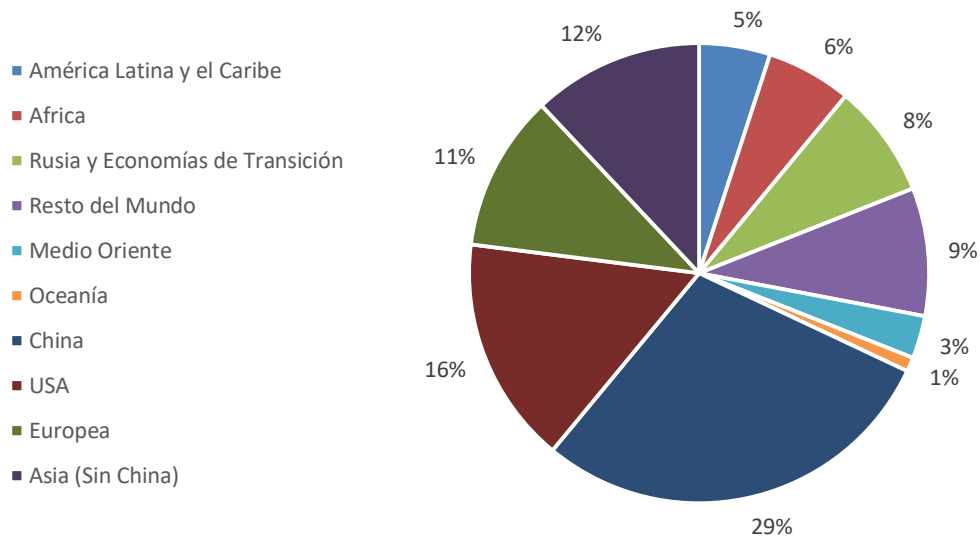


Figura 10.1 - Distribución por regiones (2011).



Hay una marcada diferencia entre la generación de gases de efecto invernadero de países con alto nivel de desarrollo en relación con los que se encuentran en vías de desarrollo, Figura 10.1 [21], y también varía los factores generadores de cada uno. La distribución de fuentes productoras de CO₂ en la República Argentina se adjunta en la Figura 10.2 [22].

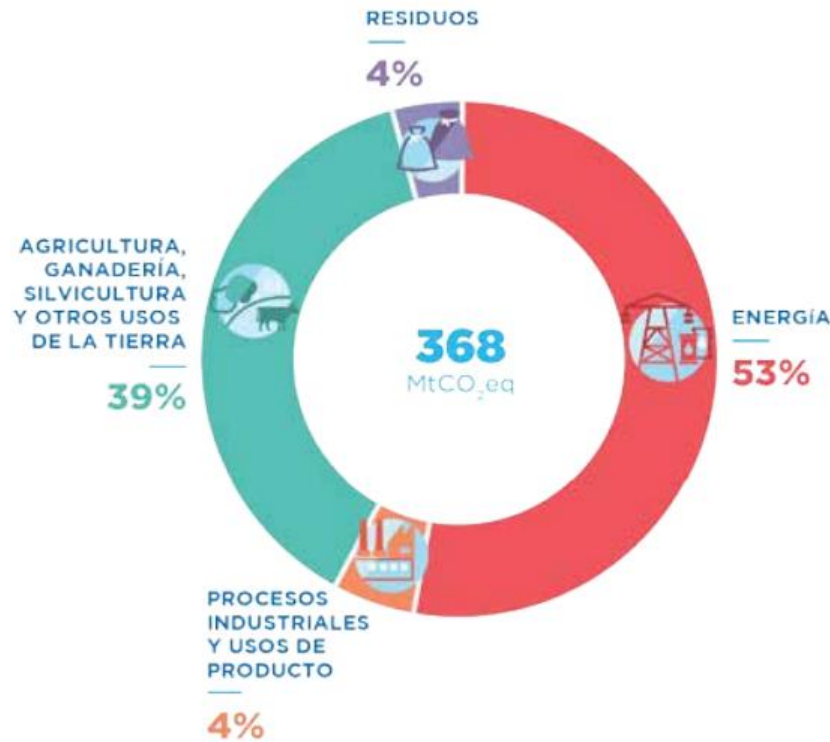
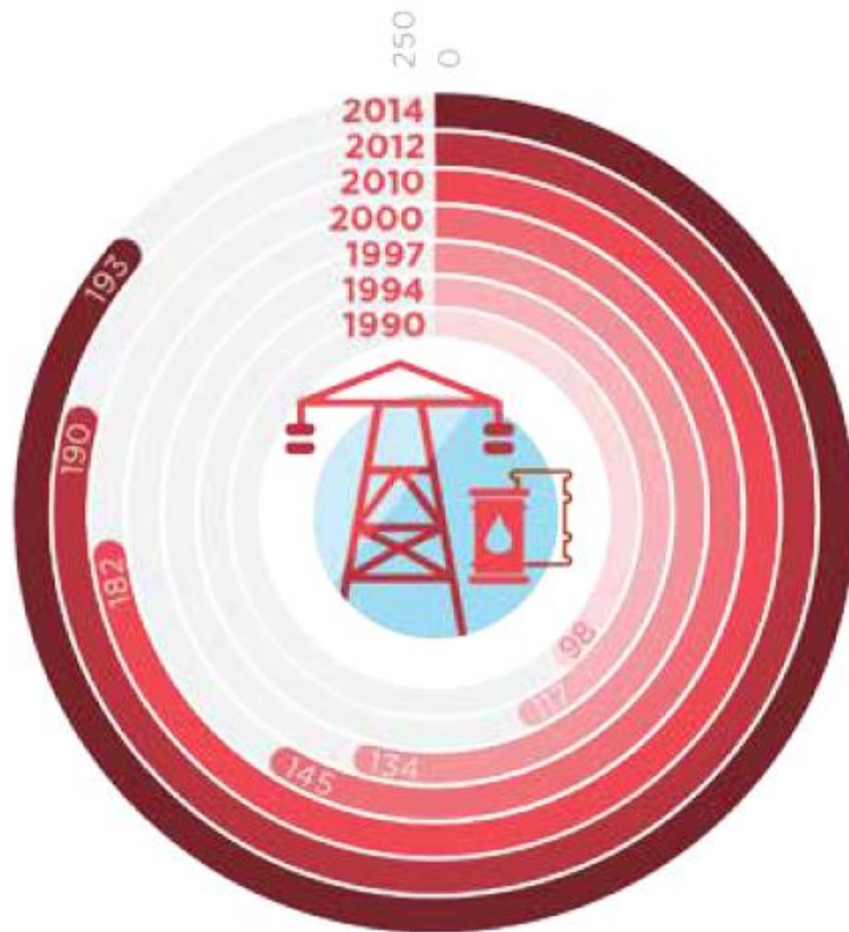


Figura 10.2 Distribución de GEI en la Argentina (2014).

Se puede observar la influencia de cada factor en la huella de carbono de la Argentina. Al ser el sector energético el más predominante y el que más aumentó de manera sostenida, en la Figura 10.3 se puede observar el crecimiento del sector en miles de toneladas equivalente de CO₂ [20]. Por lo tanto, es necesario que se genere un cambio tal que pueda satisfacer la creciente demanda de energía con métodos amigables con el medio ambiente.



ENERGÍA

Figura 10.3 – Evolución.



En cuanto a los paneles fotovoltaicos, se estima que entre 2,5 y 3 años se recuperará la energía invertida en su construcción, manipulación e instalación [23]. Luego de ese punto su huella de carbono será negativa. Se pueden calcular las emisiones evitadas, ya sea por generación o por ahorro, para la red argentina utilizando la Ecuación 10.1 [22].

$$Emisiones\ evitadas = P_L * FE_{Red} [tCO_2\ año]$$

Ecuación 10.1 - Emisiones anuales.

P_L : Producción de energía limpia [MWh/año]

FE_{red} : Factor de emisión a la red, que es igual 0,53 [tCO₂/MWh]

10.2 IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO

Con lo explicado previamente se puede estimar el impacto que tendrá la instalación fotovoltaica del proyecto. Utilizando la Ecuación 10.1, con la energía generada anual de cada proyecto.

$$Emisiones\ evitadas_{33^\circ} = 24,957 \cdot 0,53 = 13,22 [tCO_2\ año]$$

$$Emisiones\ evitadas_{0^\circ} = 55,150 \cdot 0,53 = 29,22 [tCO_2\ año]$$

$$Emisiones\ evitadas_{90^\circ} = 15,737 \cdot 0,53 = 8,34 [tCO_2\ año]$$

A fin de hacer más representativo el daño al ambiente evitado, en la Tabla 10.1 se adjunta la cantidad de cada combustible fósil que se debería combustionar para generar una tonelada de CO₂.

Equivalencia entre combustibles fósiles	
Gasoil [litros/tCO ₂]	405
Gas Natural [m ³ /tCO ₂]	463
Fueloil [kg/tCO ₂]	327
Carbón [kg/tCO ₂]	395

Tabla 10.1 - Equivalencia de combustibles fósiles.



En la Tabla 10.2 se detalla la cantidad de recursos fósiles que se ahorrarán anualmente con la implementación de alguno de los proyectos.

Proyecto	Generación [kWh]	Gasoil [litros]	Gas Natural [m ³]	Fueloil [kg]	Carbón [kg]
33°	24.957	5.354	6.121	4.323	5.222
0°	22.052	11.834	13.529	9.555	11.542
90°	15.737	3.378	3.861	2.727	3.294

Tabla 10.2 - Ahorro de combustibles fósiles anual.



11 CONCLUSIÓN

En esta tesis de grado se diseñaron tres posibles instalaciones FV que se adaptarían a la estructura existente de la Biblioteca de la UNMDP. El objetivo en las primeras dos fue, con sus distintas características, el generar la mayor producción energética posible y en la tercera el impactar en la ciudadanía, mostrando los cambios que la Universidad está realizando para adaptarse a las nuevas tecnologías y lograr una mejora ambiental.

En la disposición de 33° se buscó obtener la máxima generación a través de la orientación e inclinación de los paneles y en la de 0° mediante el aprovechamiento del espacio físico total.

En la Tabla 11.1 se condensan los datos de generación y económicos de los tres proyectos para la misma cantidad de paneles (68).

Proyecto	Energía Generada Anual [kWh]	Inversión Inicial [USD]	46 % Subsidio estatal			0 % Subsidio estatal		
			TIR	Tiempo de repago	FC Acumulado [USD]	TIR	Tiempo de repago	FC Acumulado [USD]
33 °	24.957	34.119	- 1 %	-	- 3.029	5 %	15 años	23.456
0 °	22.052	30.838	- 1 %	-	- 3.367	4 %	15 años	20.040
90 °	15.737	28.509	- 3 %	-	- 8.910	2 %	20 años	7.799

Tabla 11.1 - Comparación final de datos

El primer resultado llamativo fue la poca variación de producción eléctrica al modificar la inclinación y orientación, al punto de que no se justificaría crear una estructura tan particular que soporte esfuerzos grandes en pos de mantener las condiciones teóricamente más eficientes. Este punto fue el que llevó a analizar la posibilidad de desprestigiar esas variables a fin de aumentar el área de paneles a instalar. Partiendo de esto se encontró la disposición más eficiente para el techo con el que se disponía. Una estructura simple y la unificación de materiales son los puntos clave del proyecto alternativo.

Al analizar el aspecto económico se encontró que ningún proyecto es viable con la política de subsidios que existe al día de hoy. Luego, en un escenario que contemple la eliminación de los mismos, los proyectos de 33° y 0° serían redituables en un futuro lejano, alrededor de 15 años. La similitud de los resultados de tiempo de repago y FC acumulado de ambos se debe a que, aunque la inversión en el segundo proyecto es 10 % menor que la del primero, la pequeña diferencia de generación se torna importante en el transcurso de los años.

Se concluye que no es redituable una instalación FV en el edificio en cuestión. La principal razón de esto no se debe a la naturaleza de la generación y tampoco a los costos de adquisición e instalación de los equipos, sino a la política de subsidios y a la conformación del cuadro tarifario que las distribuidoras le aplican al usuario. Si por ejemplo se toma la factura de marzo de 2020, Figura 9.10, se observa que el 22,6 % de la misma corresponden a impuestos, y este valor llega a 33 % si se considera el ítem ICT Art 5 Res 186/19. Este se refiere a la resolución N° 186 del 30 de enero de 2019, que en su artículo 5° resuelve "Establecer el concepto de Incremento Costos Tarifarios como mecanismo de compensación que permita a



los distribuidores recuperar en su facturación (...) las diferencias generadas en el costo propio de distribución" [24]. Este aumento carga al consumidor de pérdidas que pueda tener la empresa por el encarecimiento de transmisión.

CONCEPTOS FACTURADOS		IMPORTE
SUMINIS. B.TENSION C.FIJO		863,37
ENERGIA EN PICO	1171,00	3.201,75
ENERGIA FUERA DE PICO	4677,00	12.206,97
POTENCIA EN PICO	16,00	4.184,16
POTENCIA FUERA DE PICO	23,00	4.164,84
ICT Art 5 Res 186/19	5848,00	3.333,36
* SUBTOTAL COSTO ENERGIA		27.954,45
IVA DEBITO FISCAL	21,00	5.870,43
LEY 11769 ART 74	0,001	0,28
LEY 11769 ART 75	6,00	1.677,27
LEY 11769 FDO. COMP.	5,00	1.397,72
* SUBTOTAL IMPUESTOS		8.945,70
TOTAL FACTURA		36900,15
TOTAL A PAGAR:		\$*****36.900,15

Figura 11.1 - Cuadro tarifario EDEA.

Para poder llevar a cabo el cambio radical que representa modificar la distribución de la matriz energética nacional es necesaria una política fuerte del Estado que reduzca los subsidios gradualmente para los sectores de clase media y alta, pero también que acompañe y estimule a los usuarios generadores. Estas políticas se pueden abarcar desde distintos ángulos, ya sea con una disminución de los impuestos para estos usuarios, aumentando el valor de compra del kWh o con préstamos bajos en interés para la adquisición de equipos de generación de energía renovable. De acuerdo a esto último, la Ley 27.424 determina la creación de un fondo fiduciario público denominado Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS) "El Fondo tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la 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.” [3]. Pero al día de hoy al FODIS le falta la reglamentación del Régimen de Fomento de la Industria Nacional, donde debe actuar el Ministerio de Producción y Trabajo, por lo tanto, aún no se establecieron los requisitos, formalidades y reglamentaciones técnicas: Certificado de crédito fiscal, amortización acelerada en ganancias, devolución anticipada del IVA, acceso al financiamiento con tasas preferenciales y el acceso al Programa de Desarrollo de Proveedores [25].

Sin un Estado presente que balancee las inequidades del mercado es imposible generar un cambio profundo que disminuya drásticamente la generación de gases de invernadero de la República Argentina.



12 BIBLIOGRAFÍA

- [1] NASA, “National Aeronautics and Space Administration Goddard Institute for Space Studies EDUCATION : GLOBAL METHANE INVENTORY,” pp. 1–5, 2011.
- [2] CAMMESA, “Informe Mensual CAMMESA, febrero 2020,” 2020.
- [3] Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina, “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.” Buenos Aires, Argentina.
- [4] Ministerio de Hacienda (Argentina), “Generación Distribuida de Energía Renovable,” *Minist. Hacienda*, pp. 1–4, 2019.
- [5] F. V. Martínez-santos, “Principios físicos y tecnología del molino de viento,” pp. 1–46, 2018.
- [6] Danish Wind Industry Association, “A Wind Energy Pioneer : Charles F . Brush The Scientific American Article About the Brush Windmill,” pp. 12–15, 2019.
- [7] G. Wetstone *et al.*, *Renewables 2016 global status report 2016 Paris: (REN21 Secretariat)*. 2016.
- [8] O. Perpiñan Lamigueiro, “Energía solar fotovoltaica,” p. 194, 2012.
- [9] A. Garwood, “Energía solar,” *Refocus*, vol. 6, no. 3, pp. 32–34, 2005.
- [10] C. Ramirez, “Componentes de una instalación solar fotovoltaica,” p. 24, 2008.
- [11] J. D. Ortiz, “VIABILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE PEQUEÑA TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF A SMALL –,” pp. 1–14, 2019.
- [12] P. Rescia, “Biblioteca Central de la UNMdP,” pp. 1–4, 2019.
- [13] A. C. N. De Souza and C. I. D. O. Carrica, “Proyecto Final de Grado FOTOVOLTAICAS PARA GENERACIÓN,” 2017.
- [14] U. Nacional, D. Mar, A. Jorge, F. Ciancaglini, I. G. J. Murcia, and I. H. G. Kunert, “Proyecto Final de Grado GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL ACTUAL EDIFICIO INTEMA ”,” 2019.
- [15] A. E. Argentina, *AEA 90364-7-770*. 2017.
- [16] ABB, “Cuaderno de Aplicaciones Técnicas n° 10. Plantas fotovoltaicas,” *Asea Brown Boveri, S.A.*, p. 114, 2011.
- [17] C. INTI, *Reglamento CIRSOC 301*. 2005.
- [18] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic degradation rates - An Analytical Review,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013.
- [19] B. Bruto, B. Neto, E. Flujo, and B. Neto, “RENTABILIDAD,” pp. 1–17, 2019.
- [20] J. Schneider, Heloísa; Samaniego, “La Huella de carbono en la Producción, distribución y consumo de bienes y servicios,” *Com. Económica para Am. Lat. y el Caribe*, p. 46, 2010.



- [21] Union of Concerned Scientists, “Emisiones de dióxido de carbono por país,” pp. 1–5, 2019.
- [22] M. de A. y D. S. de la Nación, *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (Resumen)*. 2017.
- [23] Terra, “La energía de fabricar un panel fotovoltaico,” *Terra*, pp. 1–6, 2010.
- [24] D. El Día, “Los usuarios ya están ‘compensando’ a eléctricas por sus costos de distribución.” La Plata.
- [25] E. E. Diario, “FODIS.pdf.” Energía Estratégica.



13 CATÁLOGOS

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

P-Sun 2.0 CPRO
ZZ-F

Tensión asignada: 1/1 kV (1.0/1.0 kVcc)
 Norma de referencia: DKE-VDE AK 411.2.3
 Designación genérica: ZZ-F



APLICACIONES

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES + SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm ⁽¹⁾	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE TAMBIÉN A 60 °C y T CONDUCTOR 60 °C (3) A	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (3)
1x 1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	16,31
1x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1x 95	15,1	18,4	900	0,206	343	416	0,48
1x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1x 240	24	24,0	2245	0,0801	607	775	0,20

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 o IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
 Valor que puede soportar el cable, 20000 h a lo largo de su vida útil (30 años).



RETENAX VALIO ANTILLAMA

Distribución en BT

Baja Tensión
0,6 / 1,1 kV
RV-K / RV-R

Normas de referencia: IRAM 2178

Descripción:

Conductor

Metal: cobre electrolítico o aluminio grado eléctrico según IRAM 2011 e IRAM 2176 respectivamente.

Forma: Redonda (flexible "Clase 5" o compacta "Clase 2") y sectorial ("Clase 2") para cables tripolares y tripolares con neutro con secciones superiores a los 50 mm².

Flexibilidad: Las cuerdas en todos los casos responden a las exigencias de las Norma IRAM NM-280 o IEC 60 228.

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio continuo, 250°C en cortocircuito.

Conductores de cobre:

- Unipolares: Cuerdas flexibles Clase 5 hasta 240 mm² e inclusive y cuerdas compactas Clase 2 para secciones superiores. A pedido las cuerdas Clase 5 pueden reemplazarse por cuerdas Clase 2 (compactas o no según corresponda).

- Multipolares: Cuerdas flexible Clase 5 hasta 35 mm² y Clase 2 para secciones superiores, siendo circulares compactas hasta 50 mm² y sectoriales para secciones nominales superiores.

Conductores de aluminio:

- Unipolares: Cuerdas circulares Clase 2, normales o compactas según corresponda.

- Multipolares: Cuerdas circulares Clase 2 normales o compactas según corresponda hasta 50mm² y sectoriales para secciones nominales superiores.

Aislante:

Polietileno reticulado silanizado (XLPE).

Identificación de los conductores:

Unipolares: Marrón

Bipolares: Marrón / Celeste

Tripolares: Marrón / Negro / Rojo

Tetrapolares: Marrón / Negro / Rojo / Celeste

Otros colores de identificación bajo pedido.

Rellenos:

De material extruido o encintado no higroscópico, colocado sobre las fases reunidas y cableadas.



Sello de
Seguridad
Eléctrica

Protecciones y blindajes (eventuales):

Protección mecánica: Para los cables multipolares se emplea una armadura metálica de flejes o alambres de acero zincado (para secciones pequeñas o cuando la armadura deba soportar esfuerzos longitudinales); para los cables unipolares se emplean flejes de aluminio.

Protección electromagnética: Se la puede colocar en los cables multipolares, siendo en todos los casos de cobre recocado. Se utiliza en estos casos dos cintas helicoidales, una cinta longitudinal corrugada o alambres y una cinta antidesenrollante. Asimismo, y en caso de requerirse, se puede considerar un blindaje especial (también con alambres y cinta antidesenrollante) especialmente diseñado para cables que alimenten variadores de frecuencia.

Envoltura:

PVC ecológico.

Marcación:

PRYSMIAN RETENAX VALIO * Ind. Argentina 0,6/1,1 kV. Cat. II Nro. de conductores * Sección

Normativas:

IRAM 2178, IEC 60502-1 u otras bajo pedido (HD 620, ICEA, NBR, etc.).

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: IRAM NM IEC 60332-1; NFC 32070-C2

- No propagación del incendio (bajo pedido): IRAM NM IEC 60332-3-24; IEEE 383; NFC 32070-C1

Certificaciones

Todos los cables de PRYSMIAN están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2008 certificadas por la SGS.

A brand of the



SolarLake 5500 / 7000 / 8500 / 10000TL-PM

SIMPLE. FLEXIBLE.

- Simplified system design due to dual MPPT and wide input voltage range up to 1,000 V
- Free site selection due to IP65
- Parameter and country code setting during initial start up

OPEN. INTERACTIVE.

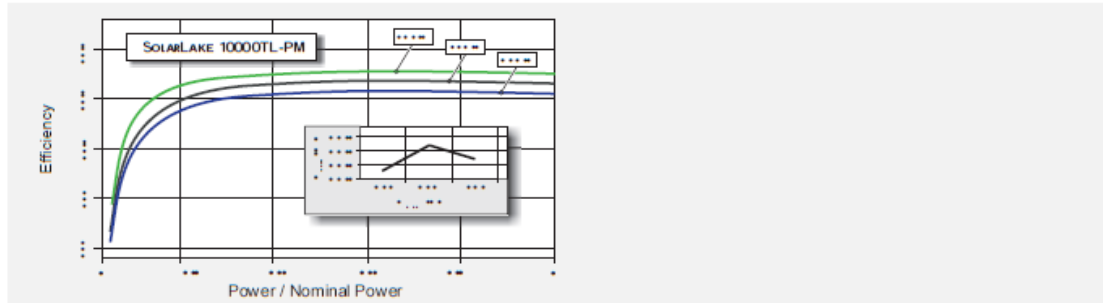
- Interface selection – Ethernet, Wi-Fi and RS485 for more flexible configuration and system monitoring
- Multi-lingual 3.5" TFT LCD display
- Easy key pad operation
- Digital inputs for the economic connection of a ripple control receiver
- Configurable multi-function relay output
- Integrated data logger incl. SD card slot

SECURE. EFFICIENT.

- Highest earnings through max. efficiency of > 98 %
- Safe operation due to integrated DC-switch
- Free access to the Samil Power monitoring portal
- 10 year standard guarantee



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA



	SolarLake 5500TL-PM	SolarLake 7000TL-PM	SolarLake 8500TL-PM	SolarLake 10000TL-PM
Input (DC)				
Max. DC power (@cosφ=1) total / per MPP input	5800 W / 3500 W	7400 W / 4500 W	8900 W / 5500 W	10500 W / 6500 W
Max. input voltage	1000 V			
MPP voltage range / rated input voltage	250 V - 800 V / 620 V	320 V - 800 V / 620 V	390 V - 800 V / 620 V	450 V - 800 V / 620 V
Min. input voltage / initial input voltage	250 V / 300 V			
Max. input current input A / input B	11.5 A / 11.5 A			
Max. input current per string input A / input B	11.5 A / 11.5 A			
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / 1			
Output (AC)				
Rated power (@ 230 V / 50 Hz)	5500 W	7000 W	8500 W	10000 W
Max. apparent AC power	5500 VA	7000 VA	8500 VA	10000 VA
Nominal AC voltage / range	3 / N / PE, 230 V, 400 V / 180 V - 277 V per phase			
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 44 Hz - 55 Hz, 54 Hz - 65 Hz			
Rated grid voltage / rated grid frequency	230 V / 50 Hz			
Max. output current	8 A	10 A	12.3 A	14.5 A
Power factor at rated power	1			
Displacement power factor, adjustable	0.8 leading - 0.8 lagging			
Feed-in phases / connection phases	3 / 3			
Efficiency				
Max. Efficiency / European weighted efficiency	98.0 % / 97.2 %	98.0 % / 97.5 %	98.1 % / 97.5 %	98.1 % / 97.6 %
Protective devices				
DC disconnect device / AC disconnect device	○ / - (EU: ● / -)			
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●			
Galvanic isolation	-			
All-pole-sensitive residual-current monitoring	●			
Protection class (according to IEC 62103) / Overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / II (DC), III (AC)			
General data				
Dimensions (W / H / D)	440 / 580 / 210 mm			
Weight	24 kg			
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C			
Noise emission (typical)	< 35 dB			< 47 dB
Self-consumption (night)	0 W			
Topology	Transformerless			
Cooling concept	Convection		Fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65			
Maximum humidity (non-condensing)	95 %			
Features				
DC connection / AC connection	Multi-Contact MC4, Amphenol MC4 / AC-plug			
Display	3.5" TFT LCD			
Interface: RS485 / Wi-Fi / Ethernet	○ / ○ / ●			
Multi-function relay / digital input	3 / 4			
Guarantee: 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○			
Certificates and approvals (additional on request)	CE, VDE 0126-1-1, G83/2, EN 61000-3-2/3, EN 61000-6-1/2/3/4, IEC 62109-1/2, VDE AR-N4105, CEI 0-21, AS 4777.2/3, AS 3100:2009, C10/11, EN 50438, UTE C15-712-1, IEC 62116, IEC 61727			

● Standard features ○ Optional features — Not available

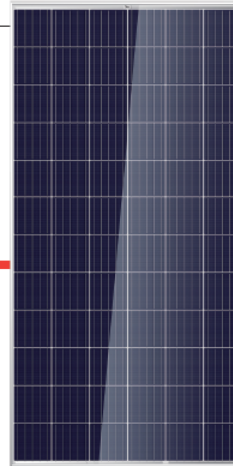
Technical changes reserved



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Mono **Multi** Solutions

THE TALLMAX FRAMED 72-CELL MODULE



72 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

320-340W
POWER OUTPUT RANGE

17.5%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1709/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse gases Emissions Verification
OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



Ideal for large scale installations

- High power footprint reduces installation time and BOS costs
- 1000V U.U./1000V IEC certified



One of the industry's most trusted modules

- Field proven performance
- Strong, reliable supplier



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 100% EL double inspection

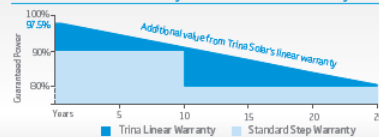


Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty - 25 Year Linear Power Warranty



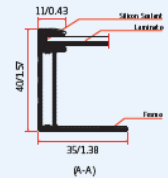
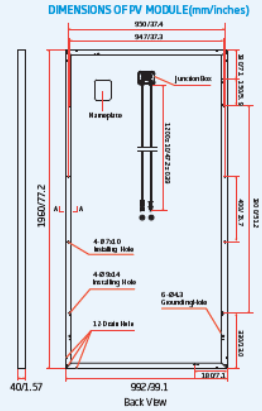


PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

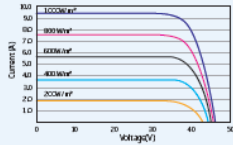
TALLMAX

FRAMED 72-CELL MODULE

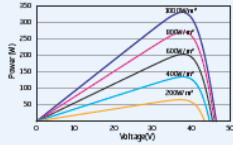
PRODUCTS TSM-PD14 | POWER RANGE 320-340W



I-V CURVES OF PV MODULE(335W)



P-V CURVES OF PV MODULE(335W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Table with 6 columns (Peak Power, Power Output Tolerance, Maximum Power Voltage, Maximum Power Current, Open Circuit Voltage, Short Circuit Current, Module Efficiency) and 5 rows of data for power ratings 320W to 340W.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Table with 6 columns (Maximum Power, Maximum Power Voltage, Maximum Power Current, Open Circuit Voltage, Short Circuit Current) and 5 rows of data for power ratings 237W to 252W.

MECHANICAL DATA

Table listing mechanical specifications: Solar Cells, Cell Orientation, Module Dimensions, Weight, Glass, Backsheet, Frame, J-Box, Cables, Connector, and Fire Type.

TEMPERATURE RATINGS

Table with 2 columns: Parameter (NOCT, Temperature Coefficient of Pmax, etc.) and Value (44°C, -0.41%/°C, etc.).

MAXIMUM RATINGS

Table with 2 columns: Parameter (Operational Temperature, Maximum System Voltage, Max Series Fuse Rating) and Value (-40~+85°C, 1000V DC, 15A).

WARRANTY

Table with 2 columns: Warranty Type (10 year Product Workmanship, 25 year Linear Power) and Description.

PACKAGING CONFIGURATION

Table with 2 columns: Configuration (Modules per box, Modules per container) and Value (27 pieces, 648 pieces).



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. © 2017 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. Version number: TSM_EN_2018_B www.trinasolar.com



PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA



www.geindustrial.com.ar

Interruptores Termomagnéticos 6kA - Curva C
Serie G60 - Uso Comercial / Industrial

Un=230/400VCA - 60/125VCC - Capacidad de ruptura: 6kA Icu según IEC 898 y 10 kA según IEC 947-2)

Bornes Bifunción: 25/35 mm². Par de apriete invariable (4,5Nm)

Gama completa de accesorios



Código GE	Código de Catálogo	Descripción / Modelo	Unid x Caja
Curva C. Disparo Magnético: 5-10 In - Unipolar			
674598	G61C02	Interruptor termomagnético unipolar In=2 A Icu=6 kA . Curva C	12
674600	G61C04	Interruptor termomagnético unipolar In=4 A Icu=6 kA . Curva C	12
674601	G61C06	Interruptor termomagnético unipolar In=6 A Icu=6 kA . Curva C	12
674603	G61C10	Interruptor termomagnético unipolar In=10 A Icu=6 kA . Curva C	12
674605	G61C16	Interruptor termomagnético unipolar In=16 A Icu=6 kA . Curva C	12
674606	G61C20	Interruptor termomagnético unipolar In=20 A Icu=6 kA . Curva C	12
674607	G61C25	Interruptor termomagnético unipolar In=25 A Icu=6 kA . Curva C	12
674608	G61C32	Interruptor termomagnético unipolar In=32 A Icu=6 kA . Curva C	12
674609	G61C40	Interruptor termomagnético unipolar In=40 A Icu=6 kA . Curva C	12
674610	G61C50	Interruptor termomagnético unipolar In=50 A Icu=6 kA . Curva C	12
674611	G61C63	Interruptor termomagnético unipolar In=63 A Icu=6 kA . Curva C	12
Curva C. Disparo Magnético: 5-10 In - Bipolar			
674630	G62C02	Interruptor termomagnético bipolar In=2A Icu=6 kA . Curva C	6
674632	G62C04	Interruptor termomagnético bipolar In=4A Icu=6 kA . Curva C	6
674633	G62C06	Interruptor termomagnético bipolar In=6A Icu=6 kA . Curva C	6
674635	G62C10	Interruptor termomagnético bipolar In=10A Icu=6 kA . Curva C	6
674637	G62C16	Interruptor termomagnético bipolar In=16A Icu=6 kA . Curva C	6
674638	G62C20	Interruptor termomagnético bipolar In=20A Icu=6 kA . Curva C	6
674639	G62C25	Interruptor termomagnético bipolar In=25A Icu=6 kA . Curva C	6
674640	G62C32	Interruptor termomagnético bipolar In=32A Icu=6 kA . Curva C	6
674641	G62C40	Interruptor termomagnético bipolar In=40A Icu=6 kA . Curva C	6
674642	G62C50	Interruptor termomagnético bipolar In=50A Icu=6 kA . Curva C	6
674643	G62C63	Interruptor termomagnético bipolar In=63A Icu=6 kA . Curva C	6
Curva C. Disparo Magnético: 5-10 In - Tripolar			
674646	G63C02	Interruptor termomagnético tripolar In=2A Icu=6 kA . Curva C	4
674648	G63C04	Interruptor termomagnético tripolar In=4A Icu=6 kA . Curva C	4
674649	G63C06	Interruptor termomagnético tripolar In=6A Icu=6 kA . Curva C	4
674651	G63C10	Interruptor termomagnético tripolar In=10A Icu=6 kA . Curva C	4
674653	G63C16	Interruptor termomagnético tripolar In=16A Icu=6 kA . Curva C	4
674654	G63C20	Interruptor termomagnético tripolar In=20A Icu=6 kA . Curva C	4
674655	G63C25	Interruptor termomagnético tripolar In=25A Icu=6 kA . Curva C	4
674656	G63C32	Interruptor termomagnético tripolar In=32A Icu=6 kA . Curva C	4
674657	G63C40	Interruptor termomagnético tripolar In=40A Icu=6 kA . Curva C	4
674658	G63C50	Interruptor termomagnético tripolar In=50A Icu=6 kA . Curva C	4
674659	G63C63	Interruptor termomagnético tripolar In=63A Icu=6 kA . Curva C	4
Curva C. Disparo Magnético: 5-10 In - Tetrapolar			
674662	G64C02	Interruptor termomagnético tetrapolar In=2A Icu=6 kA . Curva C	3
674664	G64C04	Interruptor termomagnético tetrapolar In=4A Icu=6 kA . Curva C	3
674665	G64C06	Interruptor termomagnético tetrapolar In=6A Icu=6 kA . Curva C	3
674667	G64C10	Interruptor termomagnético tetrapolar In=10A Icu=6 kA . Curva C	3
674669	G64C16	Interruptor termomagnético tetrapolar In=16A Icu=6 kA . Curva C	3
674670	G64C20	Interruptor termomagnético tetrapolar In=20A Icu=6 kA . Curva C	3
674671	G64C25	Interruptor termomagnético tetrapolar In=25A Icu=6 kA . Curva C	3
674672	G64C32	Interruptor termomagnético tetrapolar In=32A Icu=6 kA . Curva C	3
674673	G64C40	Interruptor termomagnético tetrapolar In=40A Icu=6 kA . Curva C	3
674674	G64C50	Interruptor termomagnético tetrapolar In=50A Icu=6 kA . Curva C	3
674675	G64C63	Interruptor termomagnético tetrapolar In=63A Icu=6 kA . Curva C	3

