

Diseño de central de generación eléctrica en base a energía solar

Proyecto de grado n° 51



FACULTAD: Facultad Regional Venado Tuerto

CÁTEDRA: Proyecto Final

ALUMNOS: Sr. Joaquín Berho

Sr. Tomás Braun

Sr. Ezequiel Irusta

PROFESORES: Ing. Daniel Ferreyra

Ing. Germán Giraudó

AÑO: 2022

1. RESUMEN

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Este tipo de energía se usa principalmente para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución, aunque también permite alimentar innumerables aplicaciones y aparatos autónomos, así como abastecer refugios de montaña o viviendas aisladas de la red eléctrica. Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años.

En el presente trabajo, se plantea la posibilidad de proyectar un parque solar para la generación de energía eléctrica y ampliar la red de generación de energía en base a fuentes renovables en Argentina.



El mismo contará con un tamaño de 2 MW de potencia pico y operará en las cercanías de la localidad santafesina de Venado Tuerto. Será del tipo “On grid”, por lo que volcará su producción directamente al sistema argentino de interconexión (SADI).

2. ÍNDICE

1.	RESUMEN	3
2.	ÍNDICE	4
3.	OBJETIVOS DEL TRABAJO	6
3.1	DESCRIPCIÓN	6
3.2	OBJETIVO	6
3.3	ALCANCE	6
3.4	MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN	7
3.5	NECESIDADES A CUBRIR	9
4.	GENERALIDADES DE LA ENERGÍA SOLAR	11
4.1	ENERGÍA SOLAR	11
4.2	RADIACIÓN SOLAR TERRESTRE	11
4.3	GEOMETRÍA SOLAR	13
4.3.1	<i>Altura</i>	14
4.3.2	<i>Acimut</i>	14
4.3.3	<i>Inclinación del Módulo</i>	14
4.3.4	<i>Latitud del Lugar</i>	16
4.3.5	<i>Declinación Solar</i>	16
4.3.6	<i>Diagrama Solar</i>	16
5.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
5.1	SISTEMAS AISLADOS O AUTÓNOMOS:	18
5.2	SISTEMAS INTERCONECTADOS:	20
5.3	DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES Y EQUIPOS	21
5.3.1	<i>Módulos fotovoltaicos</i>	21
5.3.1.1	Tipos de paneles fotovoltaicos	21
5.3.2	<i>Inversores</i>	23
5.3.2.1	Inversor de conexión a red	24
5.3.2.2	Inversor aislado	24
5.3.2.3	Configuraciones del campo	25
5.4	EVALUACIONES AL MOMENTO DE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA	26
5.4.1	<i>Sombras</i>	27
5.5	TIPOS DE ESTRUCTURAS	29
5.5.1	<i>Estructuras fijas</i>	30
5.5.2	<i>Estructuras de soporte móvil</i>	30
5.5.3	<i>Definición de tipo de estructura a emplear</i>	31
5.6	ANÁLISIS Y DISTRIBUCIÓN DE FALLAS	33
5.7	PROTECCIÓN FRENTE A CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS	34
5.7.1	<i>Mallado de subestación transformadora</i>	36
6.	MEMORIA DESCRIPTIVA	38
6.1	TERRENO	38
6.2	INVERSORES	41

6.2.1	<i>Análisis del caso</i>	41
6.2.2	<i>Selección de inversor</i>	45
6.3	PANELES SOLARES	46
6.3.1	<i>Selección de los módulos</i>	46
6.3.2	<i>Orientación e inclinación óptima de los módulos</i>	51
6.3.3	<i>Generación anual de energía</i>	52
6.4	TRANSFORMADORES	54
6.4.1	<i>Características generales</i>	54
6.4.2	<i>Tecnología constructiva y cantidad a emplazar</i>	54
6.4.3	<i>Dimensionamiento de potencia</i>	57
6.5	STRING BOXES	58
6.6	DISEÑO ESTRUCTURAL	60
6.6.1	<i>Cálculo de solicitaciones</i>	60
6.6.1.1	Solicitud originada por la acción del viento	60
6.6.1.2	Solicitud por peso de los paneles	66
6.6.2	<i>Dimensionamiento de los perfiles componentes de la estructura</i>	66
6.6.2.1	Demostración de la distribución en los 3 primeros perfiles	67
6.6.2.2	Cálculo de solicitaciones para el perfil principal (1)	69
6.6.2.3	Cálculo de solicitaciones para el perfil transversal (2)	73
6.6.2.4	Cálculo de solicitaciones para el perfil (4)	75
6.6.2.5	Cálculo de solicitaciones para el poste (3)	75
6.6.2.6	Dimensionamiento de perfiles	78
6.6.2.7	Datos para cálculos de hincado.	80
6.6.3	<i>Verificación de cálculo de solicitaciones</i>	81
6.6.4	<i>Cálculo de unión abulonada</i>	85
6.6.5	<i>Sombras</i>	86
6.7	LAYOUT	88
6.8	CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE COMPONENTES ELÉCTRICOS.	91
6.8.1	<i>Corriente continua</i>	91
6.8.2	<i>Corriente alterna (baja tensión)</i>	98
6.8.3	<i>Verificación de protección y cálculo de corrientes de falla</i>	99
6.8.4	<i>Corriente alterna (media tensión)</i>	102
6.8.5	<i>Mallado de subestación transformadora</i>	105
6.9	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INVERSIÓN	111
6.9.1	<i>PRI</i>	112
6.9.2	<i>ROI</i>	113
6.9.3	<i>APY</i>	113
6.9.4	<i>Balance interanual</i>	114
7.	ANEXOS	116
8.	BIBLIOGRAFÍA	134

3. OBJETIVOS DEL TRABAJO

3.1 Descripción

El proyecto trata sobre el futuro emplazamiento de un parque fotovoltaico en Venado Tuerto, Santa Fe. El mismo contará con dos etapas: una inicial de 2 MW de potencia de generación y una segunda etapa de 1 MW a emplazar una vez se haya logrado un retorno sustantivo de la inversión inicial.

3.2 Objetivo

El objetivo de este trabajo es el planeamiento y desarrollo técnico de una usina fotovoltaica de 2 MWp de potencia integrada al Sistema Argentino De Interconexión (SADI), el cual generará energía eléctrica en base a placas fotovoltaicas dispuestas en un arreglo sobre un terreno afín situado en la ciudad de Venado Tuerto, Santa Fe.

3.3 Alcance

En este proyecto contaremos con análisis técnico-económicos en función de los criterios que hemos sabido desarrollar a lo largo de la carrera, aplicados al desarrollo, cálculo y selección de los componentes integrantes de dicho proyecto. Pasando por la elección justificada de los módulos fotovoltaicos, determinación de arreglos de los mismos, cantidades y disposición de inversores y tableros eléctricos. Incurriremos también en la formación de un criterio para posterior desarrollo de soportes y sistemas de adquisición de rendimientos superiores de los elementos mencionados. El proyecto se abocará también al diseño de la red eléctrica, a saber: cálculos de conductores, protecciones, sistemas de operación y control. La implementación de este conjunto de elementos en forma organizada atenderá a las necesidades a suplir.

El proyecto está compuesto por una memoria en la que se explican los antecedentes y la situación de la energía fotovoltaica en la actualidad, las características de la energía solar y su capacidad de aprovechamiento, los elementos que forman parte de la planta

fotovoltaica y el estudio de los mismos operando en forma organizada para lograr el objetivo deseado.

Se incluye también un anexo con elementos que acercan al lector al criterio empleado para el desarrollo de cada etapa en la realización de este proyecto, tales como tablas de datos, gráficos de resultados de simulaciones y demás archivos gráficos que permiten plasmar con mayor objetividad el planteo presentado a continuación.

3.4 Motivación y justificación

Las energías renovables constituyen un campo de creciente actividad en los últimos años. Esto es debido, principalmente, a que son la forma más limpia obtener energía, frente a los procesos convencionales que se vienen llevando a cabo desde tiempo atrás, unido a que los gobiernos de la mayoría de países de todo el mundo se han comprometido a la reducción del impacto ambiental que originan esas formas de obtener energía.

Este tipo de proyectos tiene dos finalidades principales: por un lado, se busca obtener energía de una forma totalmente ecológica, pues esta fuente de energía renovable no genera residuo alguno que interceda en el medio ambiente, obviando la deposición de los implementos de la instalación que incurren en la obsolescencia.

Por otro lado, la segunda finalidad de este tipo de proyectos es la recuperación de la inversión inicial y la obtención de beneficios a largo plazo por la venta directa de energía eléctrica en un mercado sumamente demandante, demanda con una tendencia muy marcada al alza, lo que implica un crecimiento proporcional sobre el precio del kWh producido de energías limpias.

Desde el gobierno nacional se ha promovido en los últimos 25 años el desarrollo e implementación de energías limpias. El primer intento tuvo lugar en 1998 con la aprobación de una ley para la promoción de la energía eólica y solar a través de un sistema de feed-in tariffs (o tarifas reguladas). Luego de que fracasara ayudado por la crisis del 2001, tuvo lugar en 2006 la sanción de la Ley 26.190 de Energías Renovables,

donde Argentina se propuso alcanzar en una década un 8% del consumo local de electricidad abastecido por energías renovables. El apoyo desde el sistema legislativo se sostuvo mediante la sanción de la ley homónima 27.191 en 2014, la ley de generación distribuida de energía renovable en 2018 y el decreto regulatorio 986/2018.

También se trabajó mediante programas como en 2009 el lanzamiento del programa Genren, el cual generó un mecanismo regulatorio de mercado al fijar un precio subsidiado para la compra de una cantidad máxima de energía proveniente de fuentes renovables. Posteriormente encontramos programas como Renovar y Renovar 2 que incluyen licitaciones públicas periódicas de proyectos de generación de energía renovable.

Recientemente se han lanzado los programas Prosumidores, ERA y ERA colaborativo (los últimos aún en vigencia) que proponían facilidades crediticias y un diferimiento en la remuneración de la energía con el objeto de fomentar la generación distribuida.

El incremento en investigación y desarrollo sobre nuevas tecnologías de conversión de energía lumínica solar en energía eléctrica han provocado un descenso precipitado en los costos y, por ende, un crecimiento masivo en el consumo de éstas. Se están logrando módulos de potencias y eficiencias mucho mayores que con las que contábamos escasos años atrás. Esto hace que la viabilidad económica de un proyecto como el planteado cuente con un alto índice de factibilidad.

Las plantas fotovoltaicas tienen un peso fundamental dentro del conjunto de energías renovables, enmarcadas en el grupo de energía solar fotovoltaica. Los dos factores más importantes que hacen que sea una temática muy interesante como elección de proyecto final de grado son los siguientes:

- La incorporación de conocimientos técnico-ingenieriles previos al diseño global de la planta fotovoltaica.
- Constituir un tipo de proyectos de elevada trascendencia en la sociedad, los cuales han tenido un gran desarrollo en los últimos años. Esto permite que el perfil del graduado sea aún más acorde al rumbo que pretende llevar el planeta.

3.5 Necesidades a cubrir

Es importante notar que en la actualidad la Argentina se está recuperando de un importante déficit entre exportaciones e importaciones de combustibles y energía, lo cual ha significado para el fisco la necesidad de obtener divisas durante los años de 2013 y 2014 de US\$ 7 mil millones anuales para la compra de combustible en el exterior.

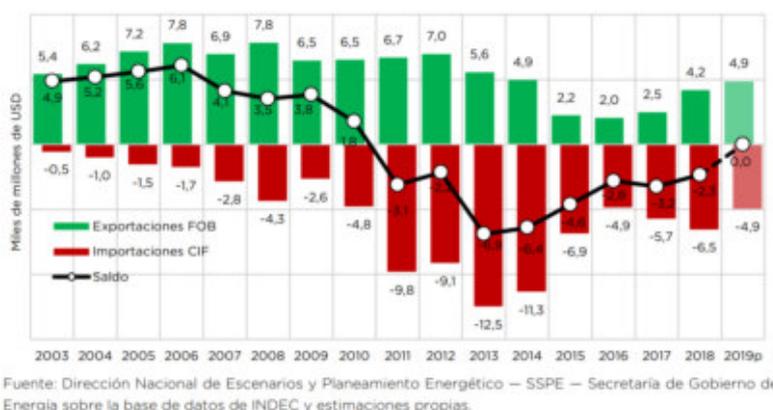


Figura 3.5.1. Balance comercial energético 2003-2019, en miles de millones de dólares.

La energía hoy está en camino de no ser un impedimento para el desarrollo económico del país, por lo que este proyecto apunta a seguir trabajando para que la situación continúe de esta manera. Si bien no planteamos una planta de generación de enormes potencias, acrecentamos la incidencia de las potencias generación limpia y económica. La misma cuenta con residuos de producción nulos, bajísimo costo de mantenimiento, y por sobre todas las cosas producción de energía en el punto de consumo.

Este último punto es el que realza la incidencia de las energías renovables. Planteamos líneas arriba que la energía en un tiempo fue un recurso más que escaso, generando altos costos para el mismo debido a lo expuesto y las distancias de transporte requeridas, ya que las grandes conglomeraciones industriales se encuentran muy alejadas de los puntos de generación más importantes con los que se cuenta.

Es evidente entonces que, el desarrollo de plantas como la planteada no solo reduce el precio de comercialización de la energía debido al nulo costo de la materia prima

requerida, sino también a los muy bajos costos de transporte gracias a que se produce en las cercanías del punto de consumo.

El crecimiento de la incidencia de las energías limpias ya ha comenzado en nuestro país, golpeando fuertemente en los últimos tres años. Las mismas han dejado de ser una energía alternativa para contar con una significancia que ya no se puede pasar por alto. Según lo muestra el histórico de datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMESSA), las energías provenientes de fuentes renovables han alcanzado el 11 % de la demanda total del SADI, dejando ver una marcada tendencia en aumento llevada adelante principalmente por la energía eólica.

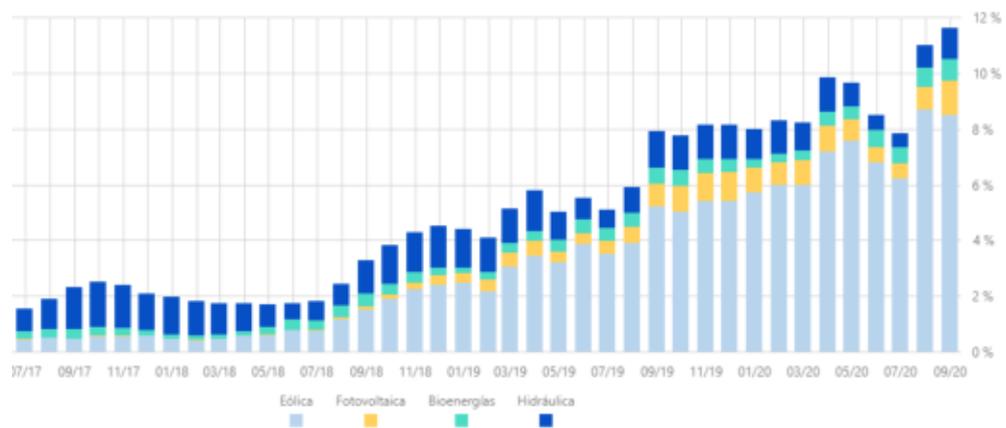


Figura 3.5.2. Participación por tecnología (%) en el cubrimiento de la demanda del SADI

Cabe destacar que el pico de cobertura de la demanda total fue de un sorprendente 22,6%, aunque el mismo tuvo lugar a las 11:30 del día domingo 13/09/2020. Sin embargo, un valor promedio de cobertura en días hábiles cercanos al mediodía se encuentra entre 11,5 y 12%.

4. GENERALIDADES DE LA ENERGÍA SOLAR

4.1 Energía Solar

Es aquella que aprovecha la energía del sol que llega a la tierra, en forma de rayos. Se la puede considerar como energía primaria de todas las demás; es decir, la energía hidráulica, viento, carbón, combustibles, etc. Son producto de ella.

4.2 Radiación Solar Terrestre

Cuando la radiación solar penetra en la atmosfera de la tierra esta actúa como un filtro, de esta manera una parte de esta se pierde al atravesarla. Las pérdidas tienen lugar en forma de reflexión sobre las nubes y de absorción por parte de las moléculas del aire atmosférico. Este último fenómeno hace que la radiación que llega a la superficie de la tierra, incluso en días claros sea como máximo de 1000 W/m².

La radiación varía de acuerdo a la nubosidad sobre el sitio de medición, las características geográficas del sitio, tales como montañas, océanos, y lagos que influyen en la formación de nubes, por lo que sitios a corta distancia unos de otros pueden presentar variaciones en la radiación solar.

- **Irradiancia:** Es la magnitud que mide la radiación solar, su unidad es el W/m² (watt por metro cuadrado). La radiación se subdivide en:
- **Radiación directa.** Es aquella que llega a la superficie de la tierra en forma de rayos que viajan en línea recta. Como se observa en la figura 4.4.1
- **Radiación Solar Difusa:** Son los rayos desviados en todas direcciones al chocar contra las moléculas de la atmosfera (nubes, polvo, etc.)
- **Radiación Solar Reflejada (Albedo):** Es la radiación directa y difusa reflejada en la superficie de incidencia (Por el suelo o por los objetos cercanos).
- **Radiación Solar Global (Total):** Es la suma de los tres tipos de radiación antes citados, que es la que nos interesa a efectos energéticos.
- **Irradiación:** Es la cantidad de energía que llega a una superficie determinada en

un tiempo determinado. Al tratarse de una magnitud energética, se expresa en unidades de energía.

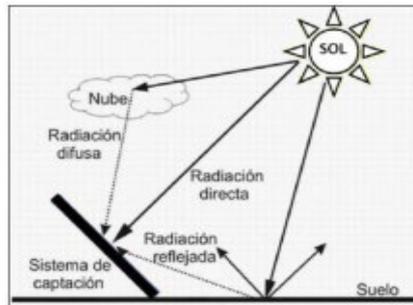


Fig. 4.4.1. Radiación difusa, directa y reflejada.

La cantidad de energía debida a la radiación directa que una superficie puede interceptar dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie en cuestión. Si la superficie es perpendicular a los rayos este valor es máximo, disminuyendo a medida que aumenta el ángulo.

No se debe confundir irradiancia con irradiación, que se corresponde con la energía por unidad de superficie a lo largo de un periodo de tiempo y que se mide en (kWh/m²).

Para poder medir la irradiación total sobre una superficie durante un número de días o de meses, existe un instrumento de medida llamado piranómetro, los cuales detectan la intensidad de la radiación en cada instante y conectados a un ordenador acumulan datos durante el tiempo de medición.

Se debe tener en cuenta que el valor de irradiación no se corresponde con el valor de horas de pico solar (HPS), por lo que se deberá realizar la conversión:

Para obtener el valor de HPS se debe dividir el valor de irradiación (R) entre el valor de potencia entre el valor de potencia de irradiación incidente (I), tal como se muestra en la ecuación 3.1.

$$HPS = \frac{R \left[\frac{Wh}{m^2} \right]}{I \left[\frac{W}{m^2} \right]} \quad (4.4.1)$$

Longitud de un lugar es el ángulo diedro que forman el meridiano que pasa por el lugar con otro meridiano que se toma como origen, se cuenta de 0° a 180° y puede ser oriental u occidental según sea el lugar que se encuentre al este u oeste del meridiano de origen.

Todos los puntos que se encuentran en un mismo paralelo tienen igual latitud, todos los puntos que se encuentran en un mismo semimeridiano tienen igual longitud. Para localizar al Sol o a cualquier astro en la bóveda celeste se emplean las coordenadas llamadas horizontales o celestes, por medio de las cuales se refiere su posición al plano del horizonte y al meridiano del observador éstas son: ALTURA y ACIMUT.

4.3.1 Altura

Es el ángulo formado por el rayo solar dirigido al centro de la bóveda y el plano del horizonte, se mide a partir del plano del horizonte hacia el cenit de 0° a 90° . Lo representaremos con la letra griega Alpha (α).

4.3.2 Acimut

Es el ángulo diedro formado por el plano vertical del rayo solar con el plano del meridiano del observador dicho en otras palabras, es el ángulo formado por la proyección del rayo solar sobre el horizonte con el eje norte-sur verdadero. En términos de bioclimática (en el hemisferio norte) se mide a partir del sur y puede ir de 0° a 180° hacia el este u oeste. Lo simbolizamos con la letra griega Psi (Ψ)

Estas dos coordenadas celestes constituyen los datos básicos para cualquier estudio de asoleamiento en el diseño arquitectónico o cualquier otra aplicación en que se precise conocer la posición del sol en un momento determinado.

4.3.3 Inclinación del Módulo

Angulo entre la superficie en consideración y la horizontal. Este ángulo será de gran importancia para una buena instalación. Dependerá directamente de la latitud del lugar

para instalaciones fijas y será variable a lo largo del año en instalaciones con seguidor solar.

La posición del sol en cualquier época del año y para cualquier localidad se puede caracterizar por medio de los ángulos que se muestran en la figura 4.5.3.1.

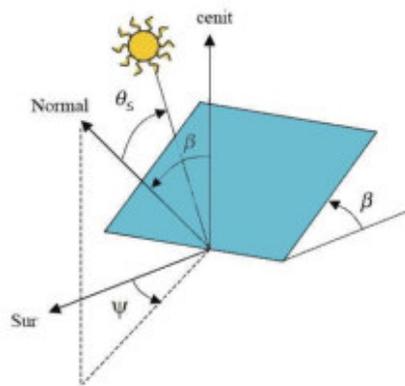


Fig. 4.5.3.1. Inclinación módulo, altura y acimut.

Debido al movimiento terrestre alrededor del sol, existen también variaciones estacionales. En invierno, el sol no alcanzará el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberían ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Sin embargo, los mismos paneles no estarán, entonces, en posición óptima para el sol del invierno. Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deberán ser instalados en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y para el invierno. Mientras que en primavera y otoño adoptan una inclinación igual a la latitud.

Algunos fabricantes recomiendan que se debe encontrar el punto de producción adecuada en el invierno, con lo que se logrará una generación óptima el resto del año. El ángulo de inclinación es medido entre el panel solar y el plano horizontal.

4.3.4 Latitud del Lugar

Posición angular hacia el norte o hacia el sur del ecuador simbolizada por la letra griega Theta (Φ). Su valor es positivo en el hemisferio norte (norte $0^\circ < \Phi < 90^\circ$) y negativo en el hemisferio sur (sur $-90^\circ < \Phi < 0^\circ$) como se indica en la figura 4.5.4.1.

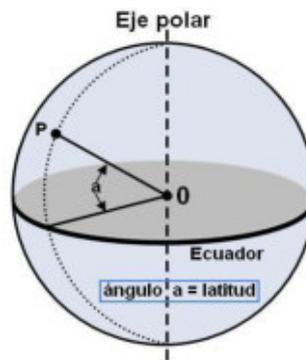


Fig. 4.5.4.1. Latitud de un punto P.

4.3.5 Declinación Solar

Posición angular del sol al mediodía con respecto al plano del Ecuador. Es positivo en el hemisferio norte y varía entre -23.45° y $+23.45^\circ$.

4.3.6 Diagrama Solar

Un diagrama solar o camino solar es la descripción aparente de la trayectoria del sol a través del cielo vista desde un observador en la tierra. Este diagrama varía en función de la orientación y ubicación geográfica del observador, como así también la época del año. En verano, la trayectoria solar estará más alta y será más larga, en invierno será más baja y corta. Este diagrama es especialmente útil para conocer el sombreado generado por objetos superpuestos a la trayectoria del sol.

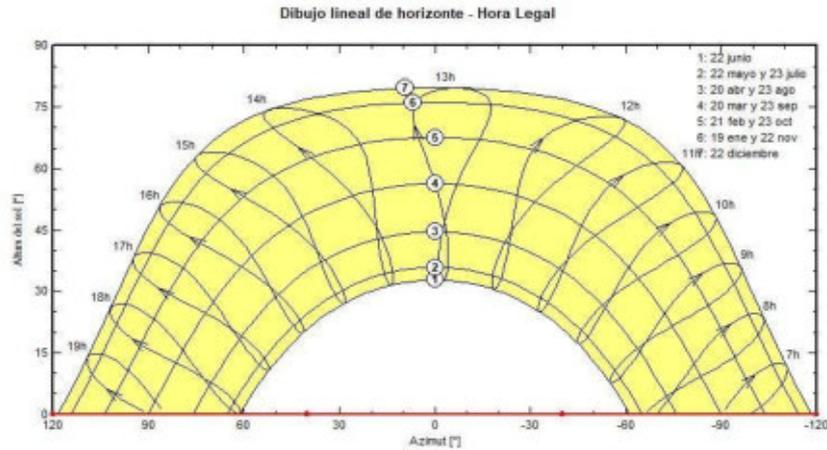


Figura 4.5.6.1. Diagrama solar de Venado Tuerto

Si se trazan cuatro líneas uniendo los puntos sobre las trayectorias solares de 9 am a 5 pm (como ejemplo de banda horario de mayor radiación solar), se crea un cuadrado conocido como Ventana solar. Esta ventana solar es muy importante porque, en dicha franja horaria, se obtiene la máxima energía del sol. Para aprovechar la máxima energía posible en una ubicación geográfica determinada, la ventana solar debe estar despejada y no estar sombreada por árboles o cualquier otro obstáculo durante la mayor parte del año.

El diagrama solar, si no es conocido, puede obtenerse mediante mediciones en campo.

5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se llama sistema fotovoltaico al conjunto de elementos, debidamente acoplados, que permiten utilizar la energía eléctrica obtenida por conversión de la energía solar mediante las celdas solares. Los sistemas fotovoltaicos presentan una importante simplificación respecto a los procesos energéticos convencionales, debido a que transforman una energía primaria la energía solar en electricidad de un modo directo, es decir, sin transformaciones intermedias en otras formas de energía. Por lo tanto, las células solares o celdas fotovoltaicas son dispositivos capaces de transformar la radiación solar en electricidad de un modo directo.

Las celdas fotovoltaicas son placas fabricadas principalmente de silicio. Cuando al silicio se le añaden cantidades relativamente pequeñas de ciertos materiales con características muy particulares, obtiene propiedades eléctricas únicas en presencia de luz solar. Los electrones son excitados por los fotones asociados a la luz y se mueven a través del silicio produciendo una corriente eléctrica.

Siendo una fuente de energía que se vale de la presencia del sol, la primer división que encontramos refiere a la necesidad o no de implementar baterías al sistema. Por ello es, que se aprecian dos grupos, a saber:

5.1 Sistemas aislados o autónomos:

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo es un sistema auto-abastecedor, ya que aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica necesaria en el suministro de una instalación (vivienda, pozo, sistema de riego, sistema de telecomunicación, etc.).

Para entenderlo mejor, en el siguiente diagrama de la figura 4.1 se muestra un sistema fotovoltaico, formado por:

- El generador fotovoltaico (paneles) que proporciona la tensión y corriente encargada de mantener la carga de la batería.

- La batería que será la encargada de proporcionar energía a la instalación.
- El regulador que se encargará del control del estado de la carga de la batería, adaptando los diferentes ritmos de producción y la demanda de energía.
- El inversor, responsable de adaptar el tipo de energía a entregar a las cargas que así lo requieran.

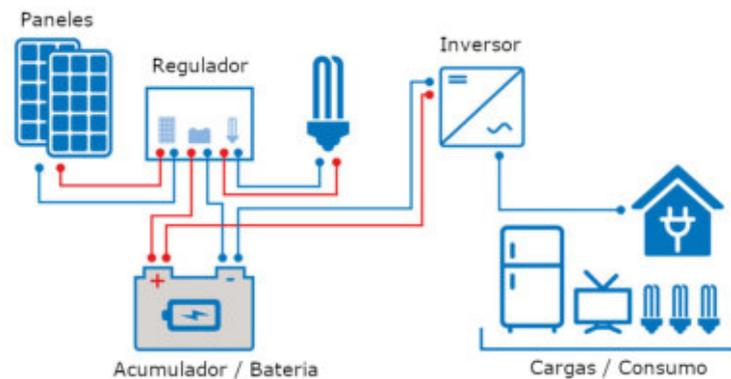


Fig. 5.1.1. Esquema de un sistema fotovoltaico aislado.

Este sistema es, en reiteradas oportunidades, necesario. Al no contar con disponibilidad de una red eléctrica en las cercanías del punto de consumo, se debe incurrir en la implementación del mismo.

Sin embargo, esta versatilidad conlleva un costo compuesto por dos factores: el económico y el ambiental. Si bien existe una marcada tendencia a la baja de los precios y a la aplicación de sistemas sostenibles-sustentables en la producción, consumo y tratamiento de desechos de las baterías, éstas últimas provocan que la aplicación de este tipo de sistemas no sea al momento la opción más rentable. Por ello, existe una alternativa a esto y son los sistemas interconectados.

5.2 Sistemas interconectados:

Un sistema fotovoltaico interconectado cuenta, como característica distintiva, que se encuentra vinculado directamente a una red de distribución de energía eléctrica. El mismo, en los períodos en los que se encuentra generando energía, vuelca la misma a este sistema de interconexión, aportándola para que alguna carga realice un oportuno consumo de esta.

En cuanto a componentes, tenemos como detalle la independencia de las baterías para un correcto funcionamiento del sistema, por lo que puede prescindirse de las mismas y del regulador si es que no se desea realizar acumulación de energía alguna. En este caso debemos contar con componentes que nos permitan desvincular el sistema de generación de la red de distribución ante un imprevisto en el servicio. En la figura 5.2.1 se puede apreciar la configuración de componentes en sistemas interconectados sin capacidad de acumular energía.



Figura 5.2.1. Esquema de un sistema fotovoltaico interconectado a la red sin almacenamiento de energía.

5.3 Descripción de componentes y equipos

5.3.1 Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico es el elemento fundamental de cualquier sistema solar fotovoltaico. Tiene como misión captar la energía solar incidente y generar una corriente eléctrica.

Un módulo fotovoltaico está formado por la interconexión de varias células solares en serie y/o en paralelo, para adaptar el panel a los niveles de tensión y corriente, puesto que cada célula puede suministrar del orden de 0,5 voltios.

5.3.1.1 Tipos de paneles fotovoltaicos

Esencialmente, existen tres tipos de tecnologías de celdas de silicio:

- **Silicio monocristalino:** poseen una estructura cristalina uniforme, donde todos los átomos están perfectamente alineados, formando un solo cristal.
- **Silicio policristalino:** presentan una estructura cristalina ordenada por regiones, en la que sus átomos presentan distintas direcciones.
- **Silicio amorfo:** el material semiconductor se deposita como película fina en distintos soportes, lo que permite producir módulos rígidos o flexibles.



Figura 5.3.1.1. De izquierda a derecha, panel con celdas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo respectivamente

La potencia que entrega un módulo fotovoltaico depende esencialmente de la radiación solar disponible y la temperatura de las celdas del panel. De esta manera, a los fines de poder caracterizar el funcionamiento de un módulo fotovoltaico, se han definido **condiciones de ensayo estándar** o normalizadas denominadas, **STC** (del inglés, Standard Test Condition) que se enumeran a continuación:

- Temperatura de celda a 25°C
- Irradiancia de 1000 W/m²
- Masa de aire 1.5. La masa de aire cuantifica cuanto se atenúa la energía del sol a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo.

La potencia característica de un módulo fotovoltaico se expresa en “Watt Pico” (Wp) y es la potencia eléctrica que genera en las condiciones STC. Fuera de estas condiciones específicas, el panel solar puede generar mayor o menor potencia, según las condiciones ambientales donde se encuentre instalado.

Cada panel posee una curva característica que describe su funcionamiento bajo diferentes condiciones de trabajo. La misma se denomina “Curva I-V”, y describe la variación de la corriente en función de la tensión.

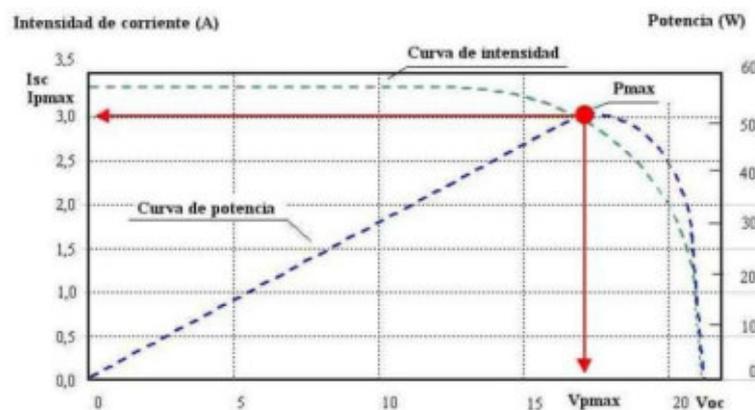
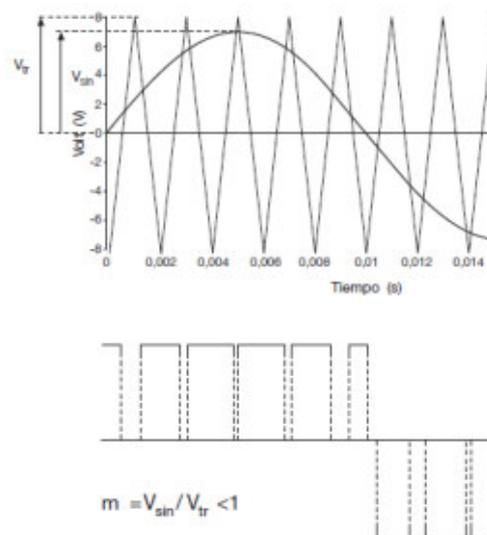
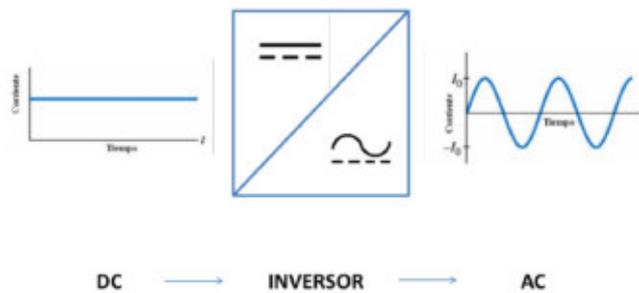


Figura 5.3.1.2 Curva tensión-intensidad característica de un módulo fotovoltaico

5.3.2 Inversores

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor RMS de la forma de onda de salida.



5.3.2.1 Inversor de conexión a red

Los inversores de conexión a red se denominan así ya que trabajan en paralelo con la red eléctrica de distribución, y ante la ausencia de la misma los equipos se deben apagar inmediatamente. Esto es debido a que, si el corte de la red es para realizar mantenimiento en la misma, los inversores de conexión a red no pueden seguir aportando energía a la red ya que pondría en peligro a los operarios de la distribuidora.

Estos equipos funcionan como una fuente de corriente, cuya principal característica es su forma de onda es senoidal pura. El nivel de tensión y frecuencia van a depender de los presentes en el punto de conexión.

5.3.2.2 Inversor aislado

Son utilizados en zonas donde la red eléctrica no está presente, como una escuela rural o un refugio de montaña, y se necesita contar con un suministro eléctrico.

En los sistemas aislados, el inversor se caracteriza por dos variables, a saber:

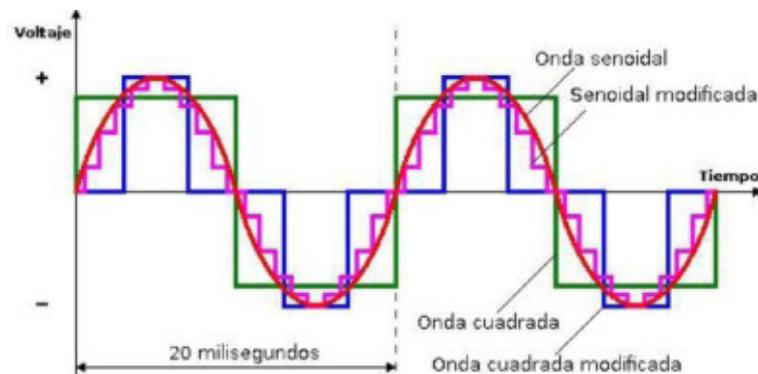
- **Potencia nominal de salida.** Potencia que puede brindar el inversor en forma continua.
- **Potencia pico.** Potencia que puede proveer durante un breve período de tiempo; por ejemplo para el arranque de un motor.

Por otro lado, el inversor se clasifica función de la onda de tensión alterna que genera. Dependiendo de la misma, se definen tres tipos de inversores:

- **Onda cuadrada.** Los inversores de onda cuadrada son muy básicos y sólo sirven para ciertos consumos muy simples como iluminación. No son compatibles con equipos que tengan motores, como una heladera.

- **Onda cuadrada modificada.** Los inversores de onda modificada son un poco más avanzados y pueden atender la mayoría de los consumos que no requieren el uso de electrónica sensible y pequeños motores.

- **Onda senoidal pura.** Generan la misma onda que la que recibimos en el hogar. Son más caros que los de onda modificada pero pueden utilizarse con todo tipo de aparatos con motor, simples, complejos o de electrónica sensible ofreciendo un funcionamiento excelente.



5.3.2.3 Configuraciones del campo

- **INVERSOR CENTRAL.** Esta disposición se utiliza en centrales pequeñas y con módulos del mismo tipo que tengan la misma exposición. Existen ventajas económicas derivadas de la existencia de un solo inversor, en términos de reducción de la inversión inicial y de los costes de mantenimiento. Sin embargo, el fallo del inversor único provoca el paro de la producción de toda la planta.

- **PLANTA CON UN INVERSOR POR CADENA.** En plantas de tamaño medio, cada cadena puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia máxima. Con esta disposición, el diodo de bloqueo —que evita que la dirección de la fuente se invierta— viene incluido normalmente en el inversor, que realiza directamente el diagnóstico de la producción proporcionando además la protección contra sobrecargas y sobretensiones de origen atmosférico en el lado CC.

- **PLANTA CON VARIOS INVERSORES.** En centrales de gran tamaño, generalmente se divide el campo FV en dos o más partes (subcampos), cada uno de ellos provisto de un inversor propio al que se conectan las distintas cadenas en paralelo. Comparada con la disposición antes descrita, esta hace un uso de un número menor de inversores, con la consiguiente reducción de los costes de inversión y mantenimiento. Sin embargo, se mantiene la ventaja de la reducción de los problemas causados por el sombreado y la exposición desigual de las cadenas, así como los debidos al uso de módulos diferentes, siempre que las cadenas de los subcampos con módulos idénticos y con la misma exposición se conecten al mismo inversor.

5.4 Evaluaciones al momento de la instalación del sistema

La realización de una evaluación de emplazamiento o inspección de sitio es un paso importante en el diseño e instalación de un sistema. Durante la evaluación del sitio, se debe recopilar toda la información necesaria para optimizar el diseño del sistema y planificar una instalación segura y eficiente en el tiempo.

El objetivo de la evaluación es determinar la ubicación de los generadores fotovoltaicos, el potencial sombreado, el área disponible y otras consideraciones. El emplazamiento del módulo deberá ser tal que se optimicen todos los criterios que se deben tener en cuenta a la hora de la planificación, como ser:

- Producción de energía deseada
- Superficie útil de la instalación
- Orientación y ángulo de inclinación
- Forma, estructura y tipo de techo en el caso de instalaciones de techo
- Datos de sombreado: arboles, antenas, chimeneas, edificaciones aledañas.

- Lugares para la instalación de cajas de paso, inversores y tableros
- Distancias de cableado, ruteo y método de cableado

Una vez seleccionado el lugar de emplazamiento se pueden realizar los cálculos para distribución de los paneles, la potencia producida y la rentabilidad y amortización del sistema.

5.4.1 Sombras

Idealmente, los paneles fotovoltaicos deberían instalarse en lugares sin sombras. En general, esto es común en sistemas aislados, ya que los emplazamientos para este tipo de instalaciones suele ser lugares rurales. Usualmente los sistemas que se instalan en áreas urbanas generalmente lo hacen sobre los techos, donde es inevitable algún tipo de sombreado sobre los paneles.

Las sombras pueden clasificarse de varias maneras en base a como se generen. Las sombras ocasionales, las sombras por ubicación y el auto-sombreado.

Las sombras ocasionales son causadas por: nieve, hojas, excrementos de pájaros y otros tipos de suciedad. Para este tipo de sombras, se recomienda que los paneles tengan una inclinación mínima de 15°, de modo que el agua realice una función auto limpiante.

La limpieza regular de los paneles aumentará notablemente el rendimiento. En una situación normal y con inclinación suficiente, se puede suponer que la pérdida por suciedad es de un 2% -5%, lo que se considera aceptable. En general, este tipo de suciedad se puede limpiar con agua sin detergente y esponja.

Las sombras por ubicación son causadas por el entorno que rodea al sistema fotovoltaico. Se producen a partir de edificios vecinos, árboles, chimeneas, cableado aéreo, incluso edificios altos lejanos. Debe tenerse en cuenta el crecimiento y cambio estacional de follaje de árboles y arbustos. En el caso propuesto debido a que el parque solar se emplazara en el predio de Cooperativa de Obras Sanitarias de Venado Tuerto las causas de sombra a tener en cuenta son principalmente árboles y arbustos cercanos.

El Auto sombreado es producido por las mismas filas de paneles fotovoltaicos, este efecto es reducido aumentando la distancia entre filas, aumentando así el costo de emplazamiento debido al empleo de una porción de tierra. Con el fin de evitar pérdidas de rendimiento por este motivo, la distancia mínima que deberá existir entre los planos medios de cada hilera será aproximadamente de:

$$d_{min} = w \cdot \cos(\beta) + \frac{w \cdot \sin(\beta)}{\tan(\gamma)} \quad (5.4.1.1)$$

Donde:

- w : Longitud de un panel solar (m)
- β : Ángulo de inclinación de los paneles solares
- γ : Ángulo mínimo de incidencia del sol
- d_{min} : Distancia mínima de separación entre filas de paneles (m)

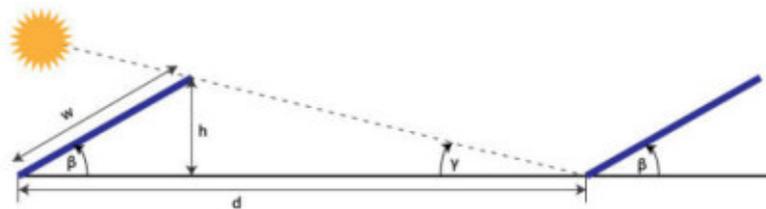


Figura 5.4.1.1. Distancia para evitar autosombreado

Para analizar las franjas horarias que se verán afectadas se puede hacer uso del abanico solar de la provincia de Santa Fe disponible en el Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica provisto por la Secretaría de Energía Nacional; sin embargo nosotros emplearemos el abanico solar que nos define PVSyst para nuestra ubicación exacta.

5.5 Tipos de estructuras

Una parte importante de un sistema de generación de electricidad solar es la estructura de soporte de los paneles. Ella asegura que los paneles puedan colocarse con el ángulo de inclinación correcto en dirección al sol y brinden seguridad a la instalación. El conjunto constituido por la estructura de soporte y los paneles deberá ser capaz de cumplir con los siguientes requerimientos:

- Soportar el peso de los paneles propios de cada estructura.
- Soportar vientos fuertes, se adopta para la ciudad de Venado Tuerto, una **velocidad de 50 m/s**. (180 km/h).
- Resistir la corrosión (los mejores resultados son los obtenidos con acero galvanizado y aluminio anodizado).
- Todo el soporte deberá estar conectado a una tierra común que cumpla con la regulación de bajos voltajes.

Existe una amplia variedad de estructuras de soporte disponibles, desde aquéllas que se pueden montar sin requerir personal especializado hasta estructuras hechas a la medida, para sistemas solares más grandes. Las estructuras de soporte pueden ser fabricadas a base de un marco metálico o de un material sintético.

Existen diversos tipos de sistemas de soporte, dependiendo del lugar donde se instalará el sistema.

5.5.1 Estructuras fijas

Es el tipo de estructura más simple y económico para montar paneles solares. Generalmente está conformada por perfiles de acero o aluminio del tipo UPN sobre los cuales se montan los paneles mediante sujetadores abulonados a los perfiles.

En este tipo de estructura es crucial la correcta determinación de una inclinación que permita el máximo aprovechamiento de la radiación solar recibida por los paneles a lo largo del año ya que los paneles no podrán ajustarse para captar de manera ideal la radiación solar de cada estación.



Figura 5.5.1.1. Estructura fija

5.5.2 Estructuras de soporte móvil

Para aprovechar de manera más eficaz la energía solar se han desarrollado estructuras móviles mediante las cuales se soportan los paneles solares de una forma cambiante de posición siguiendo la posición del sol, optimizando así la captación de las radiaciones solares. La invención propone un seguidor solar desarrollado según unas características constructivas y funcionales que hacen su realización ventajosa en relación con las soluciones conocidas de este tipo de aparatos.

Este seguidor solar objeto de la invención consta de un conjunto estructural formado por una estructura soporte, sobre la cual va unida una estructura portadora de un panel solar, disponiéndose la estructura soporte en montaje giratorio respecto de un eje vertical sobre una base de apoyo, mientras que la estructura portadora del panel solar se dispone sobre dicha estructura soporte en montaje articulado mediante articulaciones horizontales, incluyéndose entre ambas estructuras unos tirantes susceptibles de regulación longitudinal.



Figura 5.5.2.1. Estructura móvil

Se obtiene así un conjunto que, mediante un accionamiento automático del giro sobre la base de apoyo, permite el movimiento del panel solar sustentado, siguiendo el movimiento del sol en el sentido acimutal, mientras que, regulando la longitud de los tirantes incluidos entre la estructura soporte y la estructura portadora del panel solar, se puede variar la posición en inclinación del panel solar, de manera que, mediante dicha regulación se puede adaptar la posición del panel solar a la inclinación óptima que se requiera en el lugar de instalación, así como corregir la inclinación en las diferentes épocas del año, para optimizar la función del seguidor solar en las circunstancias de cada época.

5.5.3 Definición de tipo de estructura a emplear

El conjunto constituido por la estructura de soporte y los paneles deberá ser capaz de cumplir con los siguientes requerimientos:

- **Soportar el peso de los paneles propios de cada estructura:** 22 paneles por estructura.
- **Soportar vientos fuertes:** Según CIRSOC 102-2005 para la región de Venado Tuerto una velocidad de 50 m/s.
- **Resistir la corrosión:** Los mejores resultados son los obtenidos con acero galvanizado y aluminio anodizado
- **Protección eléctrica frente a contactos directos:** todo el soporte deberá estar conectado a una tierra común que cumpla con la reglamentación vigente.

Para realizar la selección del tipo de estructura a utilizar nos apoyamos en simulaciones efectuadas en el software PVsyst, para determinar así cual sería la energía producida con diferentes configuraciones estructurales, a saber: soportes fijos y soportes móviles.

Como resultado se obtuvo que con la variante fija el sistema produjo $807 \frac{MWh}{año}$ por inversor y la variante móvil con 1 seguidor produjo $865 \frac{MWh}{año}$ por inversor. Esto significa que con la variante con 1 seguidor se logra aprovechar un 7,18% más la radiación solar a lo largo del año. Las simulaciones resultantes pueden encontrarse en la sección de anexos (Anexo 1 y anexo 2)

Para el montaje de un sistema pivotante en un eje, requerimos de:

- Elemento motor, emplazado por eje o en tándem
- Conjunto controlador de motor: PLC, relé programable o microcontrolador, en conjunto con un variador de velocidad o controlador semejante.
- Motorreductor
- Rodamientos
- Programa de mantenimiento

Con este resultado y teniendo en cuenta el costo y la complejidad que implica el diseño, fabricación, montaje y mantenimiento de la estructura móvil adoptamos como estructura definitiva para el parque la estructura fija.

5.6 Análisis y distribución de fallas

Para conocer el grado de criticidad de los componentes integrantes del sistema debemos conocer su comportamiento. En el siguiente gráfico se encuentran graficadas las frecuencias relativas de los fallos registradas en numerosas plantas de España e Italia, que proporciona una idea general de cuáles son los elementos en los que se ha dado un mayor índice de fallos e incidencias:

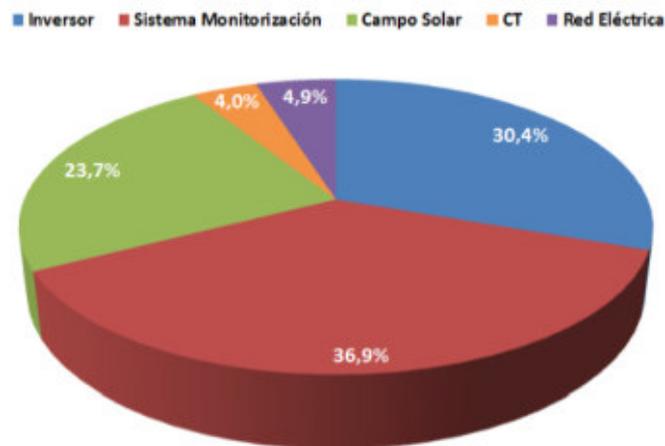


Figura 5.6.1. Frecuencias de fallo relativas registradas en un conjunto de campos fotovoltaicos

El sistema de monitoreo ha sido claramente el que más fallos ha acusado. Sin embargo, este sistema trabaja en forma paralela a la producción de energía, por lo que un cese en el funcionamiento de este elemento no impacta en el rendimiento productivo del parque. Debido a esto, filtramos los datos en función de elementos críticos para el proceso productivo, resultando en el siguiente gráfico:

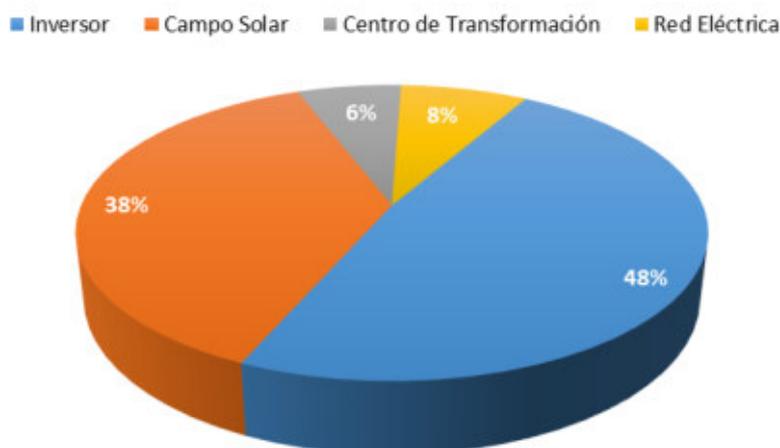


Figura 5.6.2. Frecuencias relativas de fallos críticos registradas en un conjunto de campos fotovoltaicos

Vemos un claro dominio por parte del inversor por sobre los demás factores, adueñándose de casi la mitad de las salidas de servicio de la planta. Luego encontramos los fallos provenientes del campo solar, lo que hace referencia no solo a paneles sino también a otros componentes eléctricos. Una pequeña caracterización de las fallas es desarrollada en la siguiente tabla de incidencias (Anexo 3)

5.7 Protección frente a contactos directos e indirectos

El esquema de conexión a instalar será del tipo IT en función de lo recomendado por los entes de análisis pertinentes. En una instalación fotovoltaica un elemento de desconexión automática como medida de protección frente a contactos indirectos no es suficiente, siendo que ante la desconexión de una parte del sistema no puede considerarse que los bornes aguas arriba y/o aguas abajo se encuentren sin tensión.

Por lo antes expuesto, se prescinde de una puesta a tierra de protección, no así de una puesta a tierra de servicio a ser instalada en el centro de estrella de los transformadores existentes en la planta.

Distinto es el caso de las cargas civiles existentes en la instalación, a saber: Iluminación, cargas de oficina, consumo de potencia de los inversores, etc. Este sector de la instalación se encontrará alimentado por el secundario de los transformadores y debe contar con un esquema de conexión TT acorde a lo exigido por la AEA 90364-771, a saber:

- Puesta a Tierra de protección de resistencia <40 Ohm y distancia no menor a 10 radios equivalentes de la PaT de servicio.
- Interruptor diferencial inmediato a la acometida de $I_{\Delta n} = 300$ mA de sensibilidad.
- Interruptor diferencial en los cuadros de distribución de $I_{\Delta n} = 30$ mA de sensibilidad.
- Conductor equipotencial bicolor verde-amarillo de sección 2,5 mm² encargado de unir todas las masas eléctricas de la instalación con la barra equipotencial.

Todos los diferenciales seleccionados deben de ser del tipo *superinmunizados* debido a la presencia de elementos generadores de armónicos en la red.

Para la porción de la instalación con corriente continua, la protección frente a contactos directos e indirectos se efectúa gracias a la conexión equipotencial de las masas eléctricas de la misma. Deberán estar vinculados entre sí:

- Estructuras metálicas de soporte de paneles
- Paneles
- Centro de estrella de inversores
- Descarga de supresores de sobretensión

Para el caso de los cuadros de distribución primarios y secundarios se protegerá mediante el empleo de tableros de aislación eléctrica clase 2.

5.7.1 Mallado de subestación transformadora

Se define la puesta a tierra como la conexión eléctrica directa de todas las partes metálicas de una instalación, sin fusibles ni otros sistemas de protección, de sección adecuada con uno o varios electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficies próximas al terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico.

La malla de PAT en la subestación transformadora, tiene el objetivo de proteger las instalaciones y más importante, a las personas que se puedan encontrar dentro el recinto, en el momento que se produzca una falla.

Las tensiones máximas permitidas, se determinan teniendo en cuenta las corrientes máximas tolerables por el cuerpo humano y el circuito equivalente que forma el cuerpo cuando está parado (tensión de paso) o toca un objeto (tensión de contacto).

El primer paso es el cálculo de la sección de los conductores de la malla. Se calcula cómo:

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Dónde:

- A: Sección del conductor [mm^2]
- I_{cc} : Corriente de cortocircuito [kA]
- T_m : Temperatura máxima permisible en los núcleos de la malla [$^{\circ}C$]
- T_a : Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]
- T_r : Temperatura de referencia para el material [$^{\circ}C$]
- α_r : Coeficiente térmico de resistividad [$^{\circ}C^{-1}$]
- ρ_r : Resistividad del conductor de tierra [$\mu\Omega \text{ cm}$]
- K_0 : $1/\alpha_r$ [$^{\circ}C$]
- t_c : Tiempo máximo de duración de la falla [seg]
- $TCAP$: Factor de capacidad térmica [$J/(cm^3 \text{ }^{\circ}C)$]

Según la norma internacional IEEE 80, para cálculo de puesta a tierra de subestaciones transformadoras, los valores pueden obtenerse de la siguiente tabla:

Tabla 1
Constantes del Cobre con temperatura de referencia $T_r = 20\text{ }^\circ\text{C}$

Descripción	Conductividad del material (%)	α_r Factor a $20\text{ }^\circ\text{C}$ ($1/^\circ\text{C}$)	K_0 a $0\text{ }^\circ\text{C}$ ($0\text{ }^\circ\text{C}$)	Temperatura de fusión, T_m ($^\circ\text{C}$)	ρ_r a $20\text{ }^\circ\text{C}$ ($\mu\Omega\text{cm}$)	TCAP capacidad térmica, ($\text{J}/(\text{cm}^3\text{ }^\circ\text{C})$)
Cobre recocido	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre estirado en frío	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Acero cobrizado	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85
Aluminio comercial	61	0,00403	228	657	2,86	2,56
Aleación de aluminio 5005	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6
Aleación de aluminio 6201	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6
Acero aluminizado	20,3	0,00360	258	657	8,48	3,58

En éste caso se utilizará conductor de cobre recocido, por lo que los valores serán:

- $T_m = 1083\text{ }^\circ\text{C}$
- $T_a = 40\text{ }^\circ\text{C}$
- $T_r = 20\text{ }^\circ\text{C}$
- $\alpha_r = 0,00393\text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
- $\rho_r = 1,72\text{ }\mu\Omega\text{ cm}$
- $K_0 = 234\text{ }^\circ\text{C}$
- $t_c = 0,5\text{ seg}$
- $TCAP = 3,42\text{ J}/(\text{cm}^3\text{ }^\circ\text{C})$

6. MEMORIA DESCRIPTIVA

6.1 Terreno

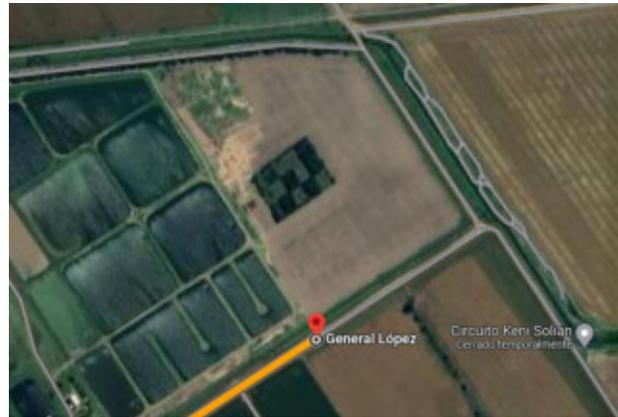
La premisa básica que se sigue en este proyecto para elegir el terreno sobre el que se ubicará el huerto solar es el tipo de terreno. Se busca el máximo ahorro posible en la inversión inicial que supone la compra del mismo. Además, el suelo ha de cumplir con ciertas características técnicas:

- Que el lote a ocupar sea de **escaso valor ecológico**.
- Un terreno que requiera del menor laboreo de suelos posible.
- Que sea un terreno con escaso o nulo aprovechamiento, es decir, que no se esté desarrollando sobre el mismo ninguna actividad económica.

Para emplazar la situación de la planta fotovoltaica, se han de tener en cuenta varios factores de cara a optimizar la producción de energía eléctrica y satisfacer una inversión razonable, con arreglo a la viabilidad económica del proyecto:

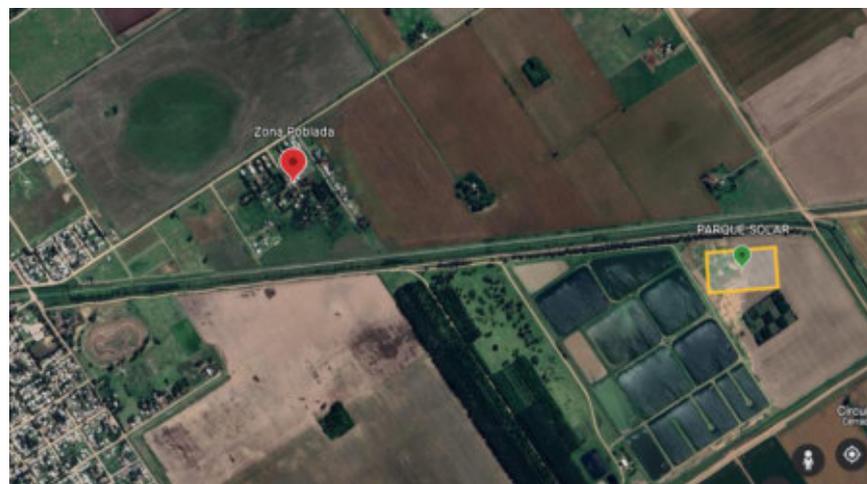
- Parcela con un bajo coste por metro cuadrado de suelo. Esto se encuentra estrechamente vinculado con las premisas establecidas anteriormente relativas a valor ecológico y agroindustrial.
- Nula presencia de obstáculos en el entorno, capaces de interferir en la trayectoria de los rayos solares y provocar sombras perjudiciales para la generación.
- Proximidad a una línea de media tensión para evacuar la energía eléctrica y verterla a la red.

Atendiendo a lo anterior, se definió el emplazamiento del parque solar fotovoltaico en un lote de características afines. El mismo no es empleado para ningún tipo de explotación económica y cuenta con una buena superficie despejada.

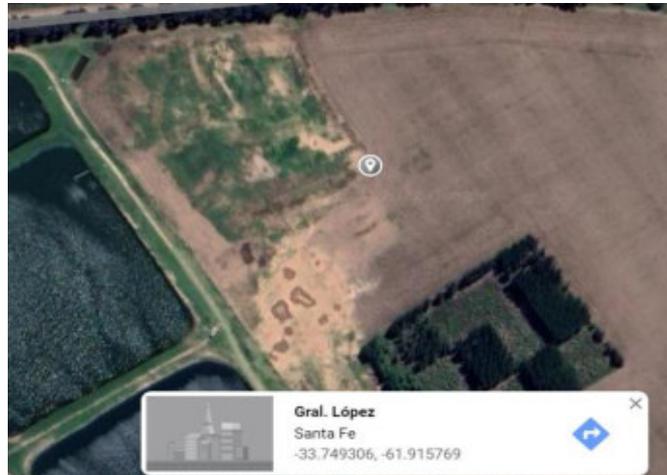


Posee una superficie total de 23 Has de las cuales, despreciando el monte y las zonas bajas, solo 15 son productivas.

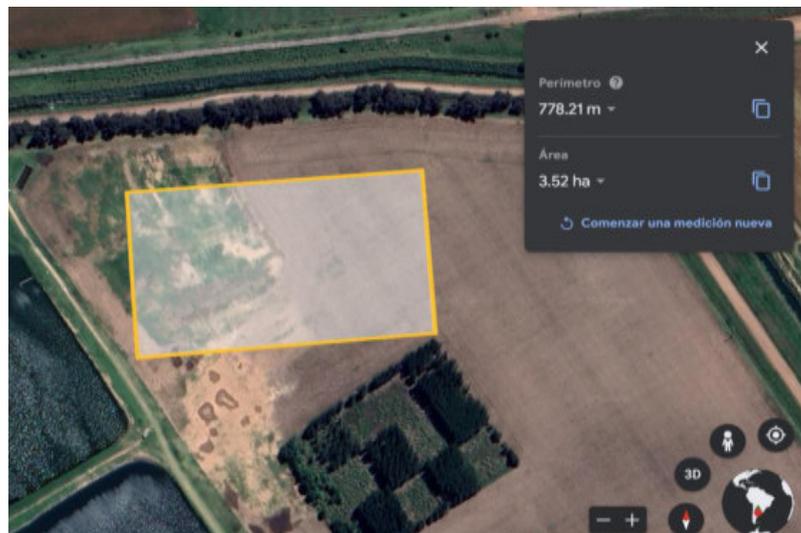
Al reducido número de Has (y un bajo potencial agrícola debido a bajos) se debe añadir la limitación de aplicaciones aéreas, y las restricciones en cuanto a tipos de agroquímicos permitidos debido a la cercanía con zona urbanizada (Ley 11.723).



La distancia es de 1600 metros aproximadamente. Estos puntos hacen que la actividad agrícola poco tentadora, mientras que cualquier actividad industrial se verá limitada por la faltante de servicios.



El emplazamiento del parque requerirá cubrir 3,5 Has. aproximadamente de terreno. Se cuenta con protección frente a vientos provenientes del norte gracias a un cordón de árboles paralelos a la circunvalación; de igual manera poseemos cobertura de vientos del sur gracias al monte de coníferas plantado en el lote, y al cordón de coníferas y demás árboles que fueron dispuestos para evitar que viajen malos olores provenientes de las plantas de tratamiento de aguas hacia la ciudad.



Notar también que, no se requiere realizar despejes o desmonte alguno y que es un lote que es arado periódicamente, por lo que cubrimos los ítems de escaso valor ecológico y bajos requerimientos de laboreo de suelo. Siendo de que, por la calle Fortín

El Hinojo corre una línea de 13,2 kV, queda definido éste como el terreno en el cual se emplazará el parque fotovoltaico.

6.2 Inversores

Debido al reducido espectro técnico de inversores ofertados en el mercado, iniciamos definiendo este ítem por sobre los paneles. Resulta largamente más adecuado ajustarse a los parámetros definidos por el inversor con la amplia variedad de paneles que se encuentran en el mercado.

6.2.1 Análisis del caso

Siendo nuestro caso el de una planta de generación de energía eléctrica para su comercialización a través del SADI, necesariamente contaremos con inversores del tipo *on-grid*.

En función de lo desarrollado en el apartado 5.3.2.3 es evidente que nuestro sistema requiere del empleo de una configuración mixta, por lo que para concluir en una correcta definición de la potencia unitaria de los inversores a instalar debemos analizar:

- *CURVA POTENCIA-COSTO INVERSOR*
- *COSTOS DE EMPLAZAMIENTO*
- *OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO*
- *CRITICIDAD Y REPOSICION*

Sabemos que debemos situarnos en un punto medio entre un único inversor y un arreglo de inversores distribuidos por toda la planta; lo que debemos definir es un criterio para establecer un tamaño adecuado de inversor.

Para comenzar con este proceso, definimos una tabla de **costos de inversores** tomando como referencia el proveedor "Bluesun". Nuestro límite superior de potencia de inversor es 2 MW debido al tamaño de la planta, y 6,7 kW que es la potencia de un string completo (mínima unidad del parque) por lo que tomamos en consideración

valores desde 10 kW hasta 500 kW de potencia unitaria de inversor (no hemos dado con datos de referencia de costos para potencias superiores).

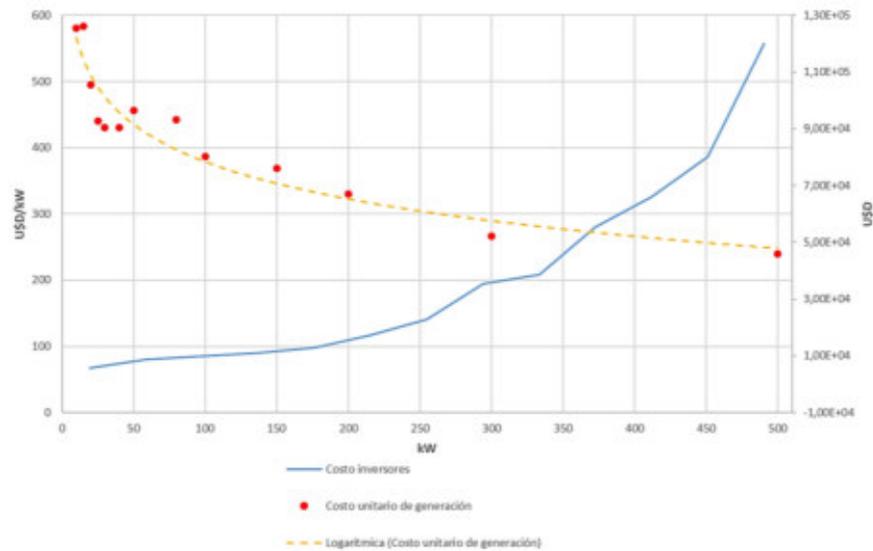


Figura 6.2.1.1. Evolución de costos de inversor en función de potencia de generación

La evolución creciente de la gráfica de costos de inversores parece indicar un costo de proyecto mayor a la hora de instalar inversores de mayor potencia.

Sin embargo, el costo unitario en dólares por kW de potencia de inversor hace evidente que el rumbo a tomar en la decisión final debe estar enfocado a inversores de potencia de 200 kW o superiores. La línea de tendencia de mejor ajuste indica una característica logarítmica de esta evolución, por lo que es probable que a potencias superiores a 500 kW el costo unitario sea similar.

El siguiente punto para analizar es el costo de **emplazamiento de estos componentes**. Aquí debemos tener en cuenta las necesidades dimensionales de cada módulo: a partir de 100 o 150 kW los inversores comienzan a contar con dimensiones que requieren del emplazamiento en platea o de cubiertas protectoras.

ABB PVS-100-TL

Potencia: 100 kW

*Dimensiones: 870 alto, 1090 ancho, 420
prof*

Peso: 125 kg

IP: 66 (Outdoor)

ATO OGI-200kW

Potencia: 200 kW

*Dimensiones: 1800 alto, 1200 ancho, 1000
prof*

Peso: 1350 kg

IP: 20 (Indoor)

Con estos dos equipos se evidencia la brecha en cuanto a montaje se refiere. Mientras que un equipo puede montarse adosado a la estructura metálica de los paneles, el otro requiere de una platea de hormigón como base y una cubierta que lo proteja tanto del polvo como de precipitaciones.

Habiendo orientado inicialmente la selección con preferencia a inversores de tamaño considerable, esto nos hace concluir en que debemos determinar la menor cantidad de inversores posible. Esto debido a que el emplazamiento de cada inversor requerirá de gran labor constructiva y de mayores costos. Unos pocos inversores de gran tamaño pueden encontrarse alojados en el edificio de control y comando.

En cuanto a conexionado, estos equipos poseen protección eléctrica interna contra sobrecorrientes y son capaces de manejar las cargas nominales, por lo que la cantidad de tableros no varía con la variación del número de inversores. Esto hace que exista una relación aproximadamente lineal en cuanto a horas hombre requeridas por inversor a instalar: menor cantidad de inversores a instalar es igual a menor cantidad de horas hombre dedicadas a esta tarea.

Relativo a la **operación y mantenimiento**, fue analizado en el apartado 4.4 la criticidad de cada componente del sistema, en el cual el inversor fue el responsable de el 48% de las salidas de servicio del parque solar. Esto nos lleva a concluir en que un número reducido de inversores a emplear elevaría la criticidad de cada equipo, pero resultaría en una disminución de la cantidad de salidas de servicio mensuales brindando estabilidad al parque.

Es de notar también que, para disminuir este efecto de criticidad elevada, cada unidad de inversor de potencia considerable se encuentra subdividido en al menos dos unidades. Por ejemplo: un inversor de 500 kW posee dos módulos de 250 kW cada uno, capaces de funcionar en forma independiente.

Si bien ya comentamos cuestiones de criticidad, nos queda analizar las facilidades de **reposición de estos equipos**. Los inversores son fabricados en serie hasta potencia de 25 kW aproximadamente. De emplear estos valores para lograr una sencilla y ágil reposición de un equipo que hubiera salido de servicio por rotura, deberíamos emplazar 80 equipos en el parque proyectado.

Si bien tendríamos la capacidad de contar con 2 o 3 equipos en stock para una rápida reposición, la operación y el mantenimiento del parque se complejizaría elevando su costo operativo.

Por otro lado, de emplear inversores de potencias de 100 kW o superior, contaríamos con una demora de entre 6 meses y un año para lograr el abastecimiento de un equipo de estas características. Si queremos mantener una tasa de retorno de inversión estable nos vemos obligados a contar con al menos un equipo para reposición en stock, aumentando el monto de la inversión inicial. De lo contrario se pierde el monto equivalente a la energía convertida y entregada a red por este equipo en el plazo que abarque su reposición.

6.2.2 Selección de inversor

Los parámetros a los cuales nos debemos ajustar para la búsqueda de un inversor son:

- *Tensión y corriente de entrada:* en función de la configuración de cadenas y arreglos escogida.
- *Tensión en circuito abierto:* tensión resultante en bornes de entrada cuando el parque recibe la irradiancia nominal pero el circuito está abierto.
- *Condiciones de funcionamiento:* grado de protección IP requerido, planta ON GRID u OFF GRID
- *Monitoreo de red:* para poder conectarnos al SADI, debemos ser capaces de detectar una falla en él para desacoplar el parque inmediatamente y, por seguridad, no mantener energizadas las líneas.
- *Detección de fugas:* emite una alarma y desacopla el equipo ante una derivación a tierra mediante un controlador permanente de aislamiento.

En función de lo antes expuesto, concluimos en un **arreglo de 4 inversores** de las siguientes características:

INVERSOR SUNNY CENTRAL 500HE

Potencia nominal en DC: 509 kW

Potencia máxima en DC: 560 kWp

Rango de tensión para MPPT: 450-820 V

Tensión máxima en DC: 1650 V

Máxima corriente de entrada: 1242 A



Potencia nominal de salida en AC (50°C): 500 kVA

Potencia nominal de salida en AC (25°C): 550 kVA

Tensión nominal de AC $\pm 10\%$: 3x380 V

Otros aspectos muy importantes de este inversor son:

- Tasa de distorsión armónica menor al 3%
- Pertenece a una familia de productos de alto rendimiento (98,6%)
- Protección IP20 – Necesita ser emplazado en la sala de comando
- Cuenta con fusibles seccionadores del lado DC y con un interruptor seccionador de potencia con motor del lado AC
- Cuenta con descargadores de sobretensión en ambos lados
- Monitoreo de red y de continuidad de conexión a tierra
- Modulado internamente en dos bloques independientes de 250 kW

6.3 Paneles solares

6.3.1 Selección de los módulos

Para la selección de los paneles a emplear contamos con algunos parámetros definidos y puntos a tener presente, los cuales son:

- Rango de tensión y corriente de entrada de inversor. Esto acotará los valores de tensión característicos de una cadena de paneles.
- Densidad superficial de potencia generada (W/m²).
- Potencia total a lograr con el conjunto.
- Tecnologías de fabricación de paneles con potencias y rendimientos variables entre sí.
- Conformidad con normas de fabricación europeas: curva de decaimiento de eficiencia y ensayo de impacto de granizo.

El proceso que llevamos a cabo para la selección de los módulos fotovoltaicos fue el siguiente:

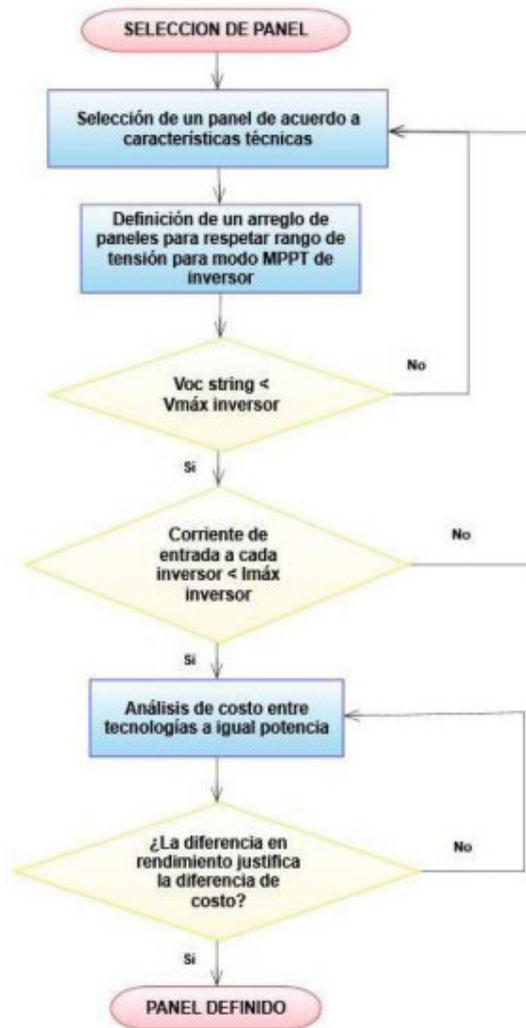


Figura 6.3.1. Proceso de selección de panel fotovoltaico acorde al proyecto

Concluyendo en la selección del siguiente elemento:

PANEL SOLAR YGE 72 CELL SERIES 2**Potencia de salida:** 300 W**Eficiencia:** 15,5%**Vnominal:** 35,8 V**Inominal:** 8,37 A**Voc:** 45,2 V**Icc:** 8,86 A**CANTIDAD DE PANELES A INSTALAR:** 6600 unidades**POTENCIA NOMINAL INSTALADA:** 1,98 MW

Se mencionó en el proceso de selección la definición de un arreglo de paneles en función de la tensión de entrada del inversor que será ampliado a continuación.

Para obtener la potencia pico deseada, los paneles se conectan eléctricamente en serie para formar las cadenas o *strings*, que se conectan en paralelo entre si formando matrices de conexión o *arrays*. La tendencia es desarrollar cadenas formadas por el máximo número de paneles posible debido a la reducción de pérdidas por efecto Joule en los conductores; esto es debido a que al conectarse en serie los paneles elevan la tensión resultante manteniendo un valor de intensidad de corriente constante, acotando las pérdidas por efecto Joule. Esto se suma a la reducción en número de cuadros de distribución a instalar para realizar la conexión en paralelo entre las cadenas. El número máximo de paneles que pueden conectarse en serie (proporcionando la máxima tensión alcanzable) para formar una cadena se determina a partir del intervalo de operación del inversor y de la disponibilidad de los dispositivos de desconexión y protección adecuados para la tensión alcanzada.

El rango de tensión de entrada del inversor está comprendido entre 450-820 V por lo que, siguiendo el criterio definido en el párrafo anterior, la mayor cantidad de paneles en serie formando un string será:

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \frac{V_{\text{max inversor}}}{V_{\text{panel}}} = \frac{820 \text{ V}}{35,8 \text{ V}}$$

$$n^{\circ} \text{ paneles} \approx 22$$

Sin embargo, esto no nos asegura que 22 paneles en serie sea la configuración óptima. Debe cumplirse también que la tensión en circuito abierto (V_{oc}) sea inferior a la tensión continua máxima soportada ($V_{dc \text{ máx}}$) y que la corriente de entrada en bornes del inversor sea inferior a su corriente máxima (I_{dc}). Para el primer punto tenemos:

$$V_{oc} = V_{oc \text{ panel}} * N_{\text{paneles}} * 1,2 \leq V_{dc \text{ máx}}$$

$$45,2 \text{ V} * 22 * 1,2 = 1193 \text{ V} \leq 1650 \text{ V} \therefore \text{VERIFICA}$$

La constante empleada refiere a un mayoramiento solicitado por norma. En apartados siguientes se explicará en profundidad.

En cuanto a la corriente de entrada, la potencia a generar será cubierta por 300 cadenas de 22 módulos fotovoltaicos manejados por 4 inversores de 500 MW; esto indica que las cadenas se encuentran repartidas entre ellos. Sabiendo que ante una conexión en serie la corriente es idéntica a la de un único módulo, y que una conexión en paralelo significa la suma de las corrientes, tenemos:

$$I_{\text{máx}} = \frac{I_{\text{panel}} * N_{\text{cadenas}}}{N_{\text{inversores}}} * 1,25 \leq I_{dc}$$

$$\frac{8,37 \text{ A} * 300}{4} * 1,25 \leq 1242 \text{ A}$$

$$784,7 \text{ A} \leq 1242 \text{ A} \therefore \text{VERIFICA}$$

Siendo 1,25 un coeficiente de mayoración debido a eventuales variaciones de irradiancia y temperatura con relación a las condiciones de ensayo estándares STC (*standard test condition*) para los ensayos de parámetros nominales de panel.

Queda definido entonces una **cadena de módulos o string de 22 paneles fotovoltaicos**.

Hasta el momento se ha calculado la cantidad de paneles necesarios en serie, para alcanzar el valor de tensión necesario en el inversor, el cual arrojó que se dispondrán de 300 strings conformadas por 22 paneles cada una.

Esto significa que se suman cada una de las corrientes de los strings, mientras que la tensión se mantiene constante para todas por igual.

Por lo tanto, se puede calcular la cantidad de strings en paralelo que se conectarán para entrar al inversor. Se obtiene entonces, con el número de strings y de inversores, la cantidad de paneles conectados a cada inversor:

$$Str_{inv} = \frac{C_s}{C_{inv}}$$

$$Str_{inv} = \frac{300 \text{ strings}}{4 \text{ inversores}}$$

$$Str_{inv} = 75 \frac{\text{strings}}{\text{inversor}}$$

Esto quiere decir que se deben conectar 75 strings a cada inversor.

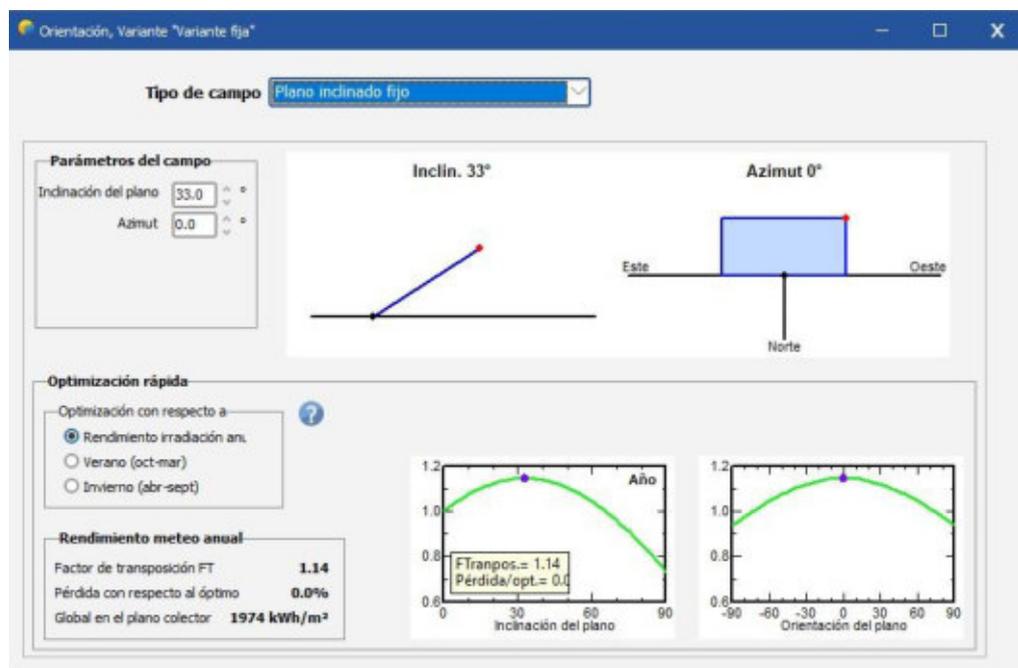
Cómo el inversor dispone de 8 entradas se podrían conectar de la siguiente manera: 3 paralelos de 10 strings y 5 paralelos de 9 strings. A cada uno de estos paralelos de strings se lo conoce como arreglo o array. Luego, se conectan dichos arrays directamente a cada una de las entradas de los inversores.

Sin embargo, esta configuración requeriría del empleo de un gran número de cuadros de distribución y el empleo de varios conductores agrupados. Esto es técnica y económicamente desventajoso; una correcta configuración será desarrollada durante el avance del proyecto.

6.3.2 Orientación e inclinación óptima de los módulos

Los paneles deben estar orientados siempre hacia el ecuador. En caso del hemisferio norte, deberán tener orientación sur; para nuestro caso los paneles deberán apuntar hacia el norte, con una tolerancia de $\pm 15^\circ$ que no afectarán significativamente nuestro rendimiento.

En cuanto a la inclinación, nos regiremos por el criterio desarrollado en el punto 4.3.3. Como veremos en el inciso de diseño estructural hemos definido para nuestro sistema una configuración de estructura fija, lo que a priori indica una inclinación de igual valor al módulo de la latitud geográfica del sitio de emplazamiento ($\approx 33,7^\circ$). Esto se ve respaldado por los valores ofrecidos por el PVSyst como inclinación para el rendimiento de generación óptimo.



Queda definido entonces una inclinación de los módulos de valor:

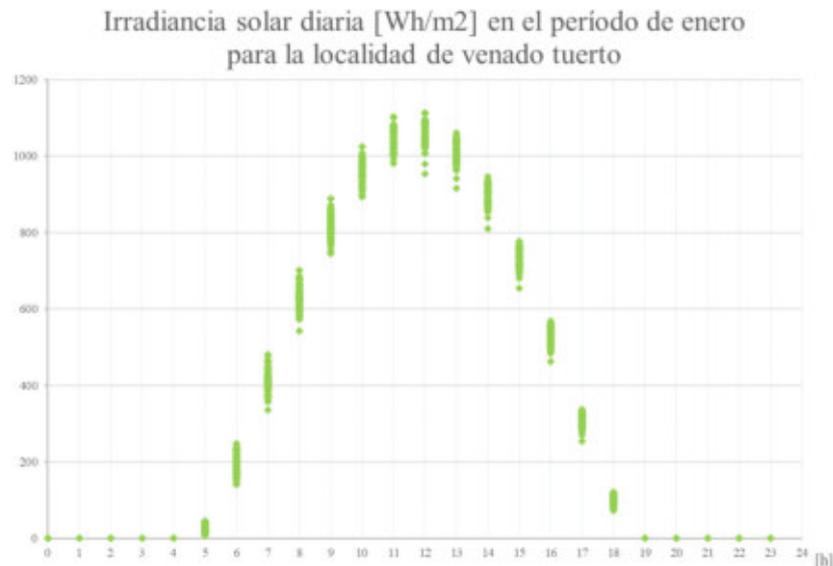
Inclinación de paneles: 33°

6.3.3 Generación anual de energía

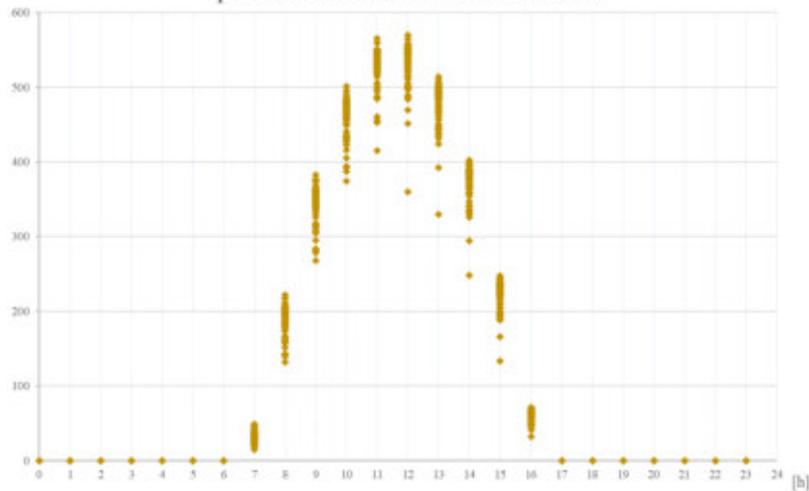
El monto anual total de energía generada será afectado por la irradiancia solar recibida, su distribución a lo largo del día y la eficiencia de conversión entre otros factores.

Investigamos sobre los valores medios de irradiancia solar de cielo despejado de la localidad en la cual se emplazará el proyecto. Para ello, acudimos a los registros solares del satélite CERES proveídos por la nasa; tomando el período acotado entre enero de 2017 y diciembre de 2020 logramos formular la variación diaria promedio de cada mes.

Es de nuestro interés conocer el mes de registros máximos (1100 Wh/m² pico en enero) y el mes de registros mínimos (570 Wh/m² pico en junio). La investigación acusó los siguientes valores:

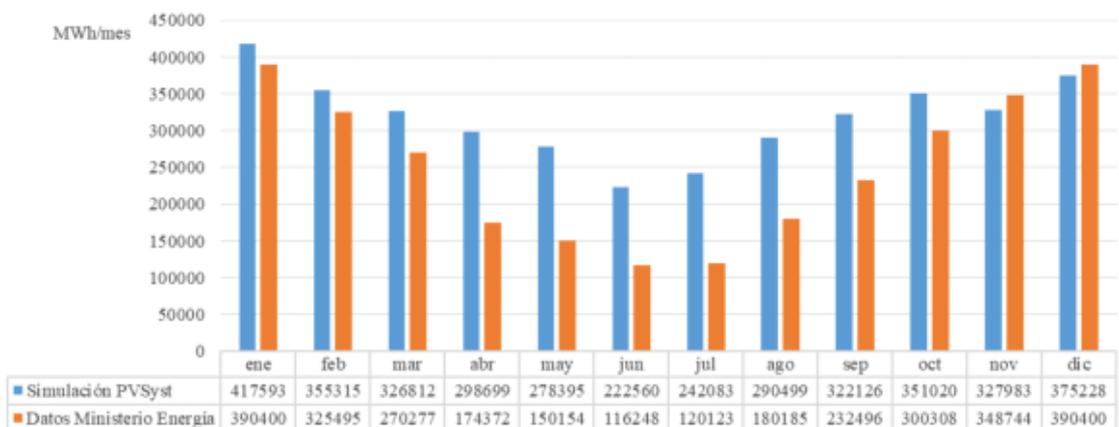


Irradiancia solar diaria [Wh/m2] en el período de junio para la localidad de venado tuerto



Es notorio también una diferencia de 2 horas de sol entre ambos períodos, lo cual resulta en una menor cantidad de horas de sol pico (HSP).

La Secretaría de Energía del gobierno de la Nación posee un registro orientativo de HSP medias mensuales de los últimos 15 años de donde se puede realizar una estimación de la energía a producir. Contrastaremos estos datos contra los arrojados por la simulación efectuada en PVSyst.



Total de energía generada anual		
Simulación PVSyst	3808,31	MWh/año
Datos Ministerio Energía	2999,20	MWh/año

A pesar de que la simulación efectuada en PVSyst evalúa un menor período de tiempo, se basa en un registro de datos mucho más discretizado que los datos orientativos ofrecidos por la Secretaría de Energía y adhiere en forma directa al cálculo los parámetros de funcionamiento del panel escogido, su orientación respecto del sol y las condiciones climáticas de ese período. Por lo antes expuesto ésta última debe ser tomada como la mejor estimación.

6.4 Transformadores

6.4.1 Características generales

El centro de transformación a emplazar será del tipo interior de superficie debido a que cada transformador contará con su cubículo anexo a la sala de comando del parque, con la que se comunicarán a través de conductores tendidos en bandeja portacables.

6.4.2 Tecnología constructiva y cantidad a emplazar

El empleo de un gran número de transformadores para lograr una mayor estabilidad del servicio posee una gran contra la cual es el costo.

El emplazamiento de cuatro transformadores de 500 kVA respecto de dos transformadores del doble de potencia resulta menos conveniente económicamente debido a que, no solo el costo de adquisición total es mayor, sino que se requiere:

- La construcción de el doble de habitáculos para alojar cada uno de ellos,
- La adquisición y emplazamiento de doble cantidad de celdas de media tensión.

Este último punto resulta significativo, ya que el costo de adquisición de estos ítems guarda una baja proporcionalidad respecto de la potencia de estos.

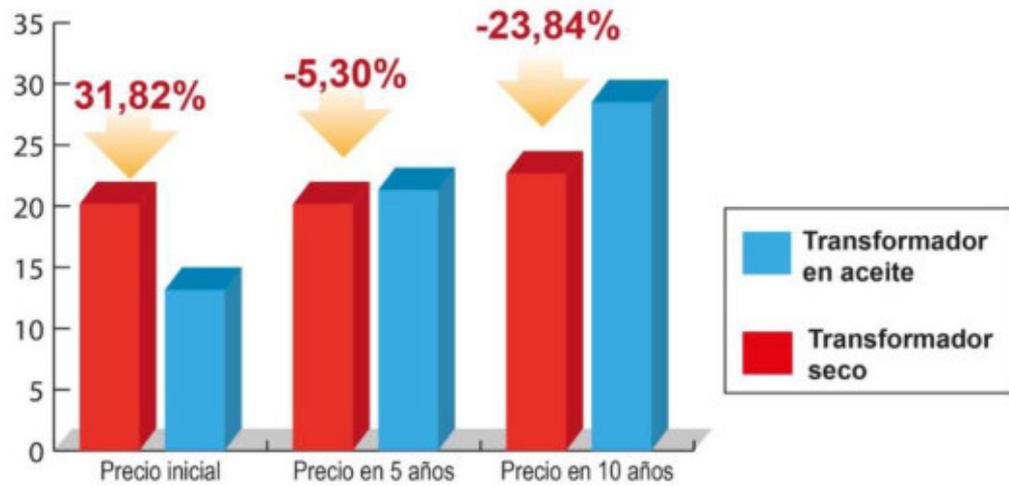
Los inversores poseen un grado de dificultad de abastecimiento superior a los transformadores, atento lo cual se puede pensar en que el empleo de 2 transformadores trabajando en paralelo no resulta una idea técnicamente inconveniente.

Ahora bien, en cuanto a tecnología constructiva a emplear contamos con dos propuestas principales: transformador de arrollamiento seco o en baño de aceite. Analicemos a continuación sus diferencias

TRANSFORMADOR EN BAÑO DE ACEITE	TRANSFORMADOR SECO ENCAPSULADO EN RESINA
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo nivel de ruido 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor coste de instalación
<ul style="list-style-type: none"> • Menores pérdidas en vacío 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor riesgo de choque eléctrico por contacto directo
<ul style="list-style-type: none"> • Mayor tolerancia frente a ambientes con alta polución 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor impacto medioambiental debido a que se prescinde del aceite, que atañe una eventual deposición final
<ul style="list-style-type: none"> • Requieren cuba contenedora de posibles derrames 	<ul style="list-style-type: none"> • No reviste riesgo de generación de gases tóxicos o venenosos en caso de incendio.
<ul style="list-style-type: none"> • Requieren análisis dieléctricos sobre el aceite 	<ul style="list-style-type: none"> • Mayores pérdidas en vacío
<ul style="list-style-type: none"> • Elevado riesgo de incendio debido a la flamabilidad de los componentes 	<ul style="list-style-type: none"> • No aptos para la intemperie

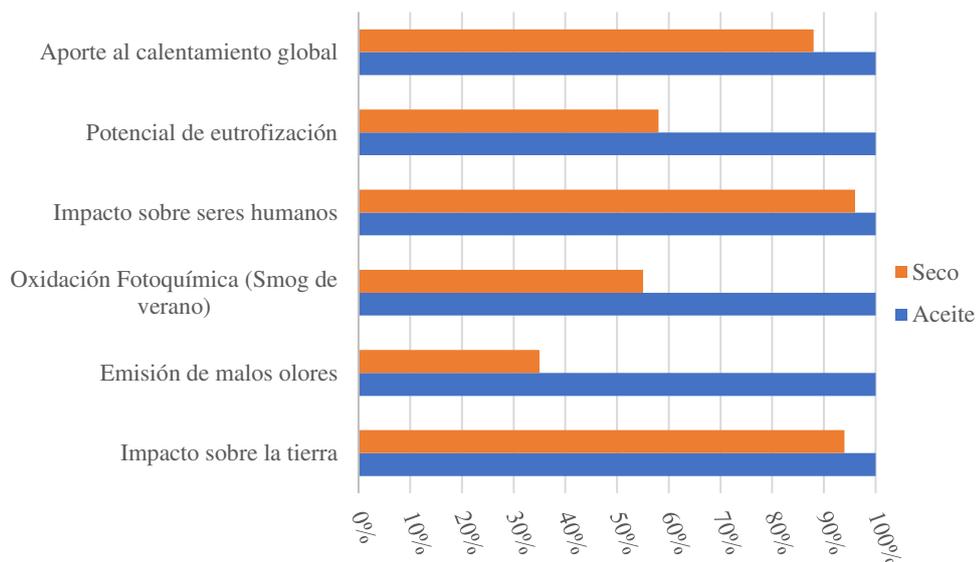
En materia de costos, el transformador en aceite posee menores costos de adquisición, pero una mayor prima de seguros y un costo de mantenimiento generado por la necesidad de un análisis periódico sobre el aceite. Para evaluar conveniencia económica nos remitimos a la siguiente información recabada por Schneider Electric:

Comparación entre Costos de Mantenimiento y Seguro Transformador SECO x ACEITE



Fuente: Schneider Electric - Power EMEAS - BU Energy - Lob Transformers - Junio 2011 -

No es punto menor el impacto ecológico de uno sobre otro. En el paper publicado por Carlen & Tepper (2015) se hace evidente la distinción en cuanto a sostenibilidad del empleo de un ítem por sobre el otro:



Impacto Ambiental Relativo de Transformador en Aceite Vs. Transformador Seco 75kVA.

Siendo menor el requerimiento técnico a la hora de la instalación y resultando más conveniente económica y ecológicamente, se concluye en el empleo de transformadores del tipo arrollamiento seco encapsulado en resina.

A la hora de hacer el pedido de productos al proveedor, se deberá solicitar que los mismos sean de alta eficiencia energética, para así, disminuir la potencia de pérdidas generada. Esta característica no solo que favorecerá el retorno de inversión, sino que es una decisión acorde al carácter sostenible-sustentable del proyecto.

6.4.3 Dimensionamiento de potencia

Conociendo los valores de irradiancia presentes en los meses de enero y junio podemos estimar las potencias a operar por el conjunto de transformadores.

La potencia nominal del parque de 1980 kW es definida para 1000 W/m². Siendo los casos de las irradiancias registradas para los meses mencionados, la potencia del parque será:

Potencia de generación del parque		
Enero	2178	kW
Junio	1129	kW

Debido a que esta es la suma de las potencias nominales de los 6600 módulos empleados sin tener en cuenta pérdidas en conductores e inversores, podemos afirmar que transformadores capaces de operar al menos esta potencia se encontrarán cubiertos frente a condiciones desfavorables de funcionamiento.

El criterio para dimensionar será el siguiente: se desea poseer la capacidad de operar la planta con un único transformador en los meses de baja producción para alternar su uso y dar así el descanso y mantenimiento adecuados en pos de preservar su vida útil. Esto conlleva la necesidad de contar con un módulo conmutador que permita conectar en paralelo las salidas de los 4 inversores, logrando así la conducción de la potencia generada hacia uno de los centros transformadores.

Acorde a datos acusados por el fabricante la instalación de ventilación forzada nos permite un incremento de al menos 25% de potencia respecto de la nominal del transformador, por lo que, con esto en cuenta la operación de la planta requerirá:

JUNIO >> Transformador de arrollamiento seco 1000 kVA

*Con ventilación forzada = $1000 * 1,25 = 1250 \text{ kVA} > 1130 \text{ kVA} \therefore \text{Verifica}$*

ENERO >> Transformador de arrollamiento seco 2x1000 kVA

*Con ventilación forzada = $2 * 1000 * 1,25 = 2500 \text{ kVA} > 2178 \text{ kVA} \therefore \text{Verifica}$*

Queda definido entonces el empleo de dos transformadores trifásicos de 1 MVA de potencia y 50 Hz de frecuencia. De alto rendimiento y con ventilación forzada.

TRANSFORMADOR CZERWENY

Tipo: Arrollamiento seco encapsulado en resina

Potencia nominal: 1 MVA

Tensión: 13,2 kV / 0,4 kV

Conexión: $\Delta Yn11$

Aislamiento: Clase "F" (Tmax: 155 °C)



6.5 String boxes

Los cuadros de distribución principales en los cuales se realiza la conexión en paralelo de las diferentes cadenas o strings se los conoce como string boxes.

Estos cuadros pueden ser adquiridos comercialmente en función de las características a suplir, a saber: corriente nominal, tensión nominal, comunicación, monitoreo, cantidad de entradas y de salidas.

El tamaño de cada string box nos define la sectorización del campo. Una mayor sectorización nos genera una mayor estabilidad de servicio en desmedro de un mayor mantenimiento y costo generado por pérdidas en conductores y tableros.

Se había determinado que a cada inversor le correspondían 75 cadenas del parque. En función de los string box existentes en el mercado concluimos en:

INGECON SUN StringBox 32

Cantidad máxima de entradas: 32

Máxima corriente por entrada: 12 A

V_{máx}: 1500 V

Fusible: gPV 12 A, 10x85 mm fijación con perno

PDC: 30 kA

Seccionador: 400 A

Varistor (SPD): Tipo 1

Riesgo eléctrico: Doble aislación (Clase 2)

Protección: IP65



Como podrá apreciarse más adelante, todos estos valores se encuentran verificados respecto de la correspondiente solicitud técnica del caso.

Se resulta entonces en 3 string box por inversor facilitando cada uno la conexión en paralelo de 25 cadenas, logrando así una buena sectorización del parque: 12 string boxes en total, un defecto en una cadena significará la salida de servicio de 1/12 parte del parque como situación más desfavorable.

$$\frac{1980 \text{ kW total parque}}{12 \text{ stringbox}} = 16,5 \text{ kW reducción generación por fallo en stringbox}$$

6.6 Diseño estructural

Una parte importante de un sistema de generación de electricidad solar es la estructura de soporte de los paneles. Ella asegura que los paneles puedan colocarse con el ángulo de inclinación correcto en dirección al sol y brinden seguridad a la instalación.

6.6.1 Cálculo de solicitaciones

A continuación, se calcularán los esfuerzos a la que estará sometida la estructura, y por consiguiente cada uno de sus componentes.

Básicamente son tres; el peso de los paneles, la carga generada por el viento y por último, el peso propio de los perfiles metálicos.

6.6.1.1 *Solicitud originada por la acción del viento*

La carga por viento queda definida por el área efectiva de paneles y su inclinación. Estos parámetros ya son conocidos por lo que nos encontramos en posición de conocer esta solicitud.

El estudio del caso se realizará en función a lo establecido en el Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones (CIRSOC 102-2005).

6.6.2.1.1 Procedimiento de diseño

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 G_{Cpi} , de acuerdo con el artículo 5.11.1.
8. Se determinan los coeficientes de presión externa C_p o G_{Cpf} , o los coeficientes de fuerza C_f , según corresponda, de acuerdo con los artículos 5.11.2. ó 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.

6.6.2.1.2 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 del mapa de la Figura 1 A (Anexo 4).

Se debe suponer que el viento proviene de cualquier dirección horizontal.

Se adopta para la ciudad de Venado Tuerto, una **velocidad de 50 m/s**.

6.6.2.1.3 Factor de importancia.

El factor de importancia I para un edificio u otra estructura que se obtiene de Tabla 1, se debe determinar en base a las categorías de edificios y otras estructuras indicadas en la Tabla A-1, del Apéndice A del reglamento mencionado (Anexo 5).

Categoría	I
I	0,87
II	1,00
III	1,15
IV	1,15

Se adopta el **factor de importancia** de la **categoría I**, es decir **0,87**.

6.6.2.1.4 Categorías de exposición.

Para cada dirección de viento considerada, se debe determinar una categoría de exposición que refleje adecuadamente las características de las irregularidades de la superficie del terreno para el lugar en el cual se va a construir el edificio o la estructura.

Para un sitio de emplazamiento ubicado en la zona de transición entre categorías, se debe aplicar aquella que conduzca a las mayores fuerzas de viento. Se deben tener en cuenta las variaciones en la rugosidad superficial del terreno que se generan a partir de la topografía natural y de la vegetación, así como de las construcciones existentes. Para cualquier dirección dada de viento, la exposición en la cual se ubica un edificio específico u otra estructura se debe fijar dentro de las siguientes categorías:

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.

Se selecciona el tipo de **exposición C**.

6.6.2.1.5 Factor topográfico KZT.

Los efectos del aumento de la velocidad del viento sobre lomas, escarpas y colinas aisladas que constituyen cambios abruptos en la topografía general en cualquier categoría de exposición, se deben incluir en el diseño.

Para este caso, por no existir accidentes geográficos que influyan en la velocidad de viento, este factor puede despreciarse.

6.6.2.1.6 Clasificación de cerramiento.

Para la determinación de los coeficientes de presión interna todos los edificios se clasifican en cerrados, parcialmente cerrados o abiertos, como se define en el Capítulo 2.

Para este caso, se desprecia debido a que no se trata de una estructura cerrada.

6.6.2.1.7 Coeficientes de presión interna.

Debido al punto anterior, no se toma en cuenta el coeficiente de presión interna.

6.6.2.1.8 Coeficientes de presión externa.

A nivel del terreno	
v	C _f
≤ 3	1,2
5	1,3
8	1,4
10	1,5
20	1,75
30	1,85
≥ 40	2,0

Dónde v es la relación alto ancho.

Para este caso, es la tangente del ángulo de inclinación de la estructura (33°)

$$v = \tan (33^\circ) = 0,65 < 3$$

Por lo que el coeficiente de presión externa $C_f = 1,2$

6.6.2.1.9 Presión dinámica

La presión dinámica q_z , evaluada a la altura z , se debe calcular mediante la siguiente expresión:

$$q_z = 0,613 K_z K_{zt} K_d v^2 I$$

Siendo:

K_d el factor de direccionalidad del viento para carteles llenos obtenido de la tabla 6 del reglamento. (Anexo 6). $K_d = 0,85$

K_z el coeficiente de exposición para la presión dinámica obtenido de la tabla 5 del reglamento. (Anexo 7). $K_d = 0,87$

K_{zt} el factor topográfico. $K_{zt} = 1$ (*despreciado*)

V la velocidad básica del viento. $v = 50 \text{ m/s}$

I el factor de importancia. $I = 0,87$

Para este caso se tiene:

$$q_z = 0,613 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot (50 \text{ m/s})^2 \cdot 0,87$$

$$q_z = 985,96 \text{ N/m}^2$$

6.6.2.1.10 Carga de viento para estructuras

La fuerza de viento de diseño para edificios abiertos y otras estructuras se debe determinar mediante la siguiente expresión:

$$F = q_z G C_f A_f [N]$$

Siendo:

q_z la presión dinámica evaluada a la altura z del baricentro del área A_f usando la exposición definida en el artículo 5.6.3.2.; $q_z = 76,09 \text{ N/m}^2$

G el factor de efecto de ráfaga del artículo 5.8.; Para estructuras rígidas se considera factor 0,85

C_f el coeficiente de fuerza neta de las Tablas 9 a 13; $C_f = 1,2$

A_f el área proyectada normal al viento, excepto cuando C_f es referido al área de la superficie real, en m².

Se tiene entonces:

$$\frac{F}{A_f} = (985,96 \text{ N/m}^2) 0,85 1,2 \text{ [N/m}^2\text{]}$$

$$\frac{F}{A_f} = 1005,68 \text{ [N/m}^2\text{]}$$

6.6.1.2 *Solicitud por peso de los paneles*

Cada estructura contendrá 22 paneles por lo que, la fuerza total generada por el peso de los paneles será:

$$p_p = 22 \cdot 25,5 \text{ kg}$$

$$p_p = 5503 \text{ N}$$

6.6.2 **Dimensionamiento de los perfiles componentes de la estructura**

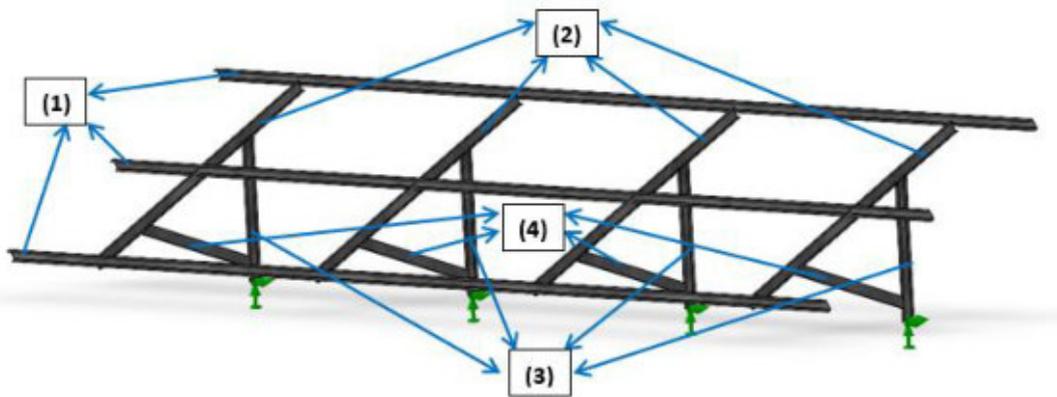
Emplearemos una estructura del tipo monoposte. La misma es ampliamente utilizada en la zona y se posiciona como mejor alternativa frente a las estructuras de dos postes.

La necesidad de realizar la mitad de hincados de perfiles respecto de otro tipo de estructura y el empleo de menor cantidad de perfiles, por ende menor tiempo de montaje requerido, hacen de este tipo de estructuras una solución tentadora. Estos beneficios se consiguen en desmedro del empleo de perfiles más esbeltos.

La construcción de esta estructura se realizará gracias al empleo de perfiles “U” de acero galvanizado dispuestos de tal forma de evitar la acumulación de líquidos durante los períodos de precipitaciones.

Gracias a comunicaciones establecidas con proveedores de aceros sabemos que, si bien las secciones de los perfiles seleccionados poseen dimensiones normalizadas bajo IRAM IAS U 500-205, nuestro volumen de demanda nos habilita a efectuar un pedido de fabricación de perfiles de longitudes particulares y con patrones de perforados requeridos.

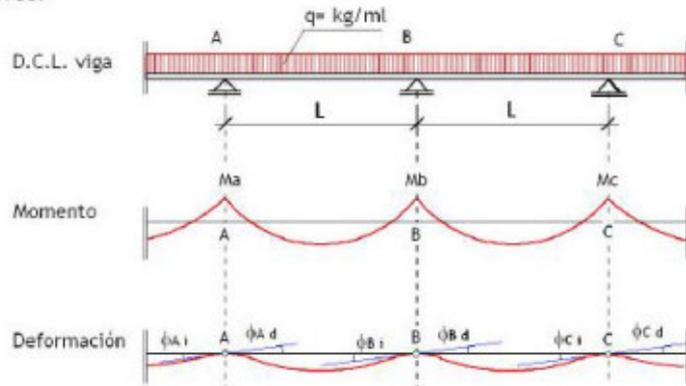
Los perfiles a dimensionar son los siguientes:



6.6.2.1 Demostración de la distribución en los 3 primeros perfiles

A continuación, se demuestra la relación porcentual que resiste cada uno de los 3 largueros, de los esfuerzos totales de la estructura. Según el teorema de los 3 momentos para vigas hiperestáticas, se tiene:

TEOREMA DE LOS TRES MOMENTOS.



$$M_A \cdot L_{AB} + 2 M_B \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + M_C \cdot L_{BC} = -\frac{1}{4} \cdot q \cdot L_{AB}^3 + -\frac{1}{4} \cdot q \cdot L_{BC}^3$$

Considerando que el largo en voladizo de los paneles es igual para el perfil superior e inferior (L_v), y además, la separación entre estos perfiles y el central (L_e), es igual para ambos, se tiene:

$$M_A = -q \cdot L_v \cdot \frac{L_v}{2} = -q \cdot \frac{L_v^2}{2} \rightarrow q = \frac{-2 M_A}{L_v^2} \quad (1)$$

$$M_C = -q \cdot L_v \cdot \frac{L_v}{2} = -q \cdot \frac{L_v^2}{2}$$

Reemplazando en la primera ecuación:

$$-q \cdot \frac{L_v^2}{2} \cdot L_e + 4 M_B \cdot L_e + -q \cdot \frac{L_v^2}{2} \cdot L_e = -\frac{1}{2} \cdot q \cdot L_e^3$$

$$-q \cdot L_v^2 \cdot L_e + 4 M_B \cdot L_e = -\frac{1}{2} \cdot q \cdot L_e^3$$

$$-q \cdot L_v^2 + 4 M_B + \frac{1}{2} \cdot q \cdot L_e^2 = 0$$

$$q \cdot \left(\frac{L_e^2}{2} - L_v^2 \right) + 4 M_B = 0 \quad (2)$$

Reemplazando (1) en (2):

$$\frac{-2 M_A}{L_v^2} \cdot \left(\frac{L_e^2}{2} - L_v^2 \right) + 4 M_B = 0$$

$$M_A \left(-\frac{L_e^2}{L_v^2} + 2 \right) = -4 M_B$$

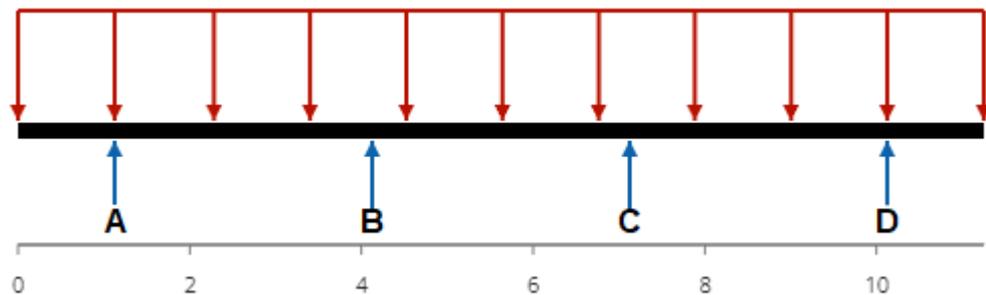
Por lo tanto, la relación entre el momento flector en A (al igual que Mc) y el momento en B, está dado por:

$$M_B = \left(\frac{1}{4} \cdot \frac{L_e^2}{L_v^2} - 0,5 \right) M_A$$

Por lo que, reemplazando L_e y L_v por los valores de éste caso (1,332 m y 0,628 m, respectivamente), se tiene que tanto el perfil superior como el inferior resisten el **38,03%** de la carga total cada uno, mientras que el perfil central, resiste el **23,94%** restante de la carga.

6.6.2.2 Cálculo de solicitaciones para el perfil principal (1)

Se tiene el larguero principal de 11,25m de longitud soportado por las 4 patas de la estructura, con la carga distribuida en él.



Los esfuerzos que deberán soportar dichos perfiles son, la fuerza del viento y el peso de los paneles, respectivamente:

$$F_v = 24976 N$$

$$F_p = 4615 N$$

Por lo que la carga total sobre la estructura será:

$$F_t = 24976 N + 4615 N$$

$$F_t = 29591 N$$

Como vimos anteriormente, éstas fuerzas se reparten entre los tres primeros perfiles, de la siguiente manera:

$$F_{sup} = F_{inf} = F_t \cdot 38,03 \% = 29591 N \cdot 38,03 \% = 11253,5 N$$

$$F_{cen} = F_t \cdot 23,94 \% = 29591 N \cdot 23,94 \% = 7084 N$$

Como se observa, los perfiles más solicitados son el superior e inferior. Para éste caso sólo se calculan los esfuerzos para el superior, ya que los tres perfiles serán iguales.

Dicha carga se reparte por toda la longitud del perfil, por lo que se puede obtener la carga por unidad de longitud a la que estará sometido el mismo, entonces:

$$q = \frac{F}{L}$$

$$q = \frac{11253,5 N}{11,25 m}$$

$$q = 1000 \frac{N}{m}$$

Con éstos valores, y volviendo a aplicar el teorema de los tres momentos para vigas hiperestáticas, se puede calcular el momento flector en cada apoyo del perfil. Como en este caso se tiene 4 apoyos, se debe aplicar dicho teorema dos veces, considerando primero los apoyos **A**, **B** y **C**; y luego los apoyos **B**, **C** y **D**.

- Momento flector en **B**

Para el primer cálculo se aplica el teorema de los tres momentos:

$$M_A \cdot L_{AB} + 2 M_B \cdot (L_{AB} + L_{BC}) + M_C \cdot L_{BC} = -\frac{1}{4} \cdot q \cdot L_{AB}^3 + -\frac{1}{4} \cdot q \cdot L_{BC}^3$$

Dónde el único momento conocido es el M_A y es el generado por la carga en voladizo del perfil:

$$M_A = -(q \cdot L_v) \cdot \frac{L_v}{2}$$

$$M_A = -\left(1000 \frac{N}{m} \cdot 1,125 m\right) \cdot \frac{1,125 m}{2}$$

$$M_A = -632,81 Nm$$

Reemplazando dicho valor y las longitudes L_{AB} y L_{BC} conocidas e iguales (3 metros), se tiene:

$$-632,81 Nm \cdot 3 m + 2 M_B \cdot (3 m + 3 m) + M_C \cdot 3 m$$

$$= -\frac{1}{4} \cdot 1000 \frac{N}{m} \cdot (3 m)^3 + -\frac{1}{4} \cdot 1000 \frac{N}{m} \cdot (3 m)^3$$

Resolviendo esta ecuación y despejando M_B se tiene:

$$M_B = \frac{-11601,57 Nm^2 - M_C \cdot 3 m}{12 m} \quad (1)$$

- Momento flector en **C**

Ahora se debe volver a aplicar el teorema de los tres momentos, en el segmento comprendido entre los apoyos **B**, **C** y **D**. El M_D es conocido e igual al M_A , por lo tanto:

$$M_B \cdot L_{BC} + 2 M_C \cdot (L_{BC} + L_{CD}) + M_D \cdot L_{CD} = -\frac{1}{4} \cdot q \cdot L_{BC}^3 + -\frac{1}{4} \cdot q \cdot L_{CD}^3$$

$$M_B \cdot 3 m + 2 M_C \cdot (3 m + 3 m) - 632,81 Nm \cdot 3 m$$

$$= -\frac{1}{4} \cdot 1000 \frac{N}{m} \cdot (3 m)^3 + -\frac{1}{4} \cdot 1000 \frac{N}{m} \cdot (3 m)^3$$

Reemplazando M_B por lo obtenido en la ecuación (1), se obtiene el valor de M_C :

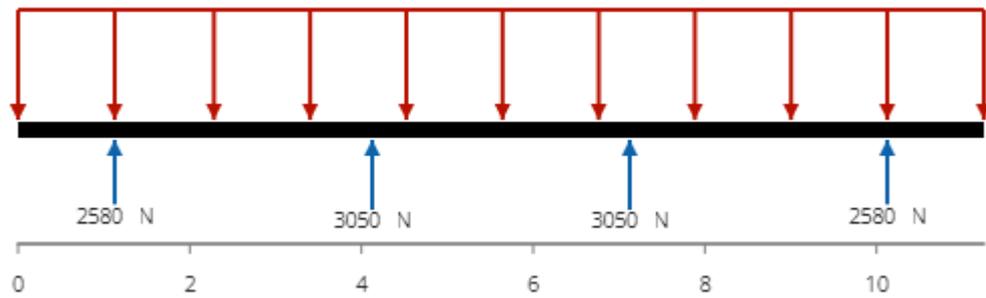
$$M_C = -773,44 Nm$$

Y por lo tanto, el valor de M_B es:

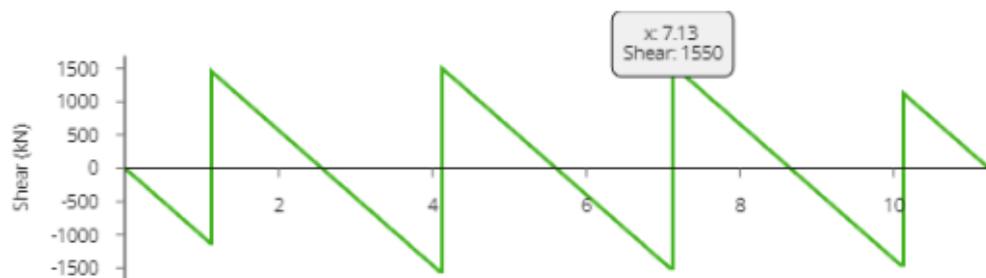
$$M_B = \frac{-11601,57 Nm^2 - (-773,44 Nm) \cdot 3 m}{12 m}$$

$$M_B = -773,44 Nm$$

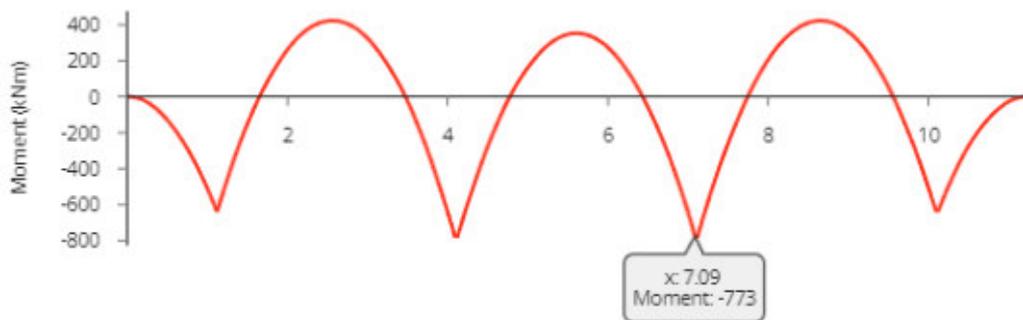
El diagrama de cuerpo libre del perfil (1) queda:



El diagrama de fuerza de corte será:



Y el diagrama de momento flector:



Por lo tanto, el máximo momento flector al que estará solicitado éste perfil será:

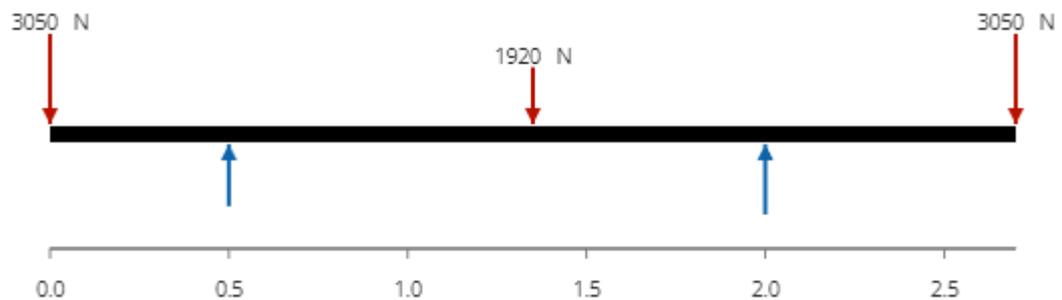
$Mf_{max_1} = 773 \text{ Nm}$

6.6.2.3 Cálculo de solicitaciones para el perfil transversal (2)

Para el siguiente perfil, que será el que se encuentra sosteniendo de manera transversal los perfiles anteriores, podemos obtener las solicitaciones a las que se encuentra sometido.

Las cargas serán para este caso, las interacciones con los perfiles anteriores (1), y las reacciones de vínculo serán aquellas con el perfil empotrado (3) y el crucero (4).

Se tiene entonces su diagrama de cuerpo libre:



Las fuerzas rojas con dirección hacia abajo, son las reacciones con los perfiles (1). Como se observa, las fuerzas de los extremos corresponden a las calculadas con el perfil anterior, mientras que la fuerza ubicada en el centro corresponde al perfil larguero (1) central, y tal como lo calculado anteriormente, está menos solicitado que los demás.

Las fuerzas azules, son las reacciones con los perfiles siguientes (3) y (4) que deben calcularse.

Para calcular las reacciones, y posteriormente los momentos en cada apoyo, se plantea la siguiente ecuación:

$$\sum F_y = -3050 \text{ N} + R_a - 1920 \text{ N} + R_b - 3050 \text{ N}$$

Dónde:

$$R_a = 8020 \text{ N} - R_b \quad (1)$$

Por otro lado:

$$\sum M_a = 1920 \text{ N} \cdot 0,85 \text{ m} - R_b \cdot 1,5 \text{ m} + 3050 \text{ N} \cdot 2,2 \text{ m} - 3050 \text{ N} \cdot 0,5 \text{ m} = 0$$

Por lo que:

$$R_b = 4540 \text{ N}$$

Reemplazando en (1):

$$R_a = 8020 \text{ N} - 4544 \text{ N}$$

$$R_a = 3480 \text{ N}$$

Una vez obtenidas las reacciones de vínculo, podemos calcular el momento en ambos apoyos:

$$M_a = 3050 \text{ N} \cdot 0,5 \text{ m}$$

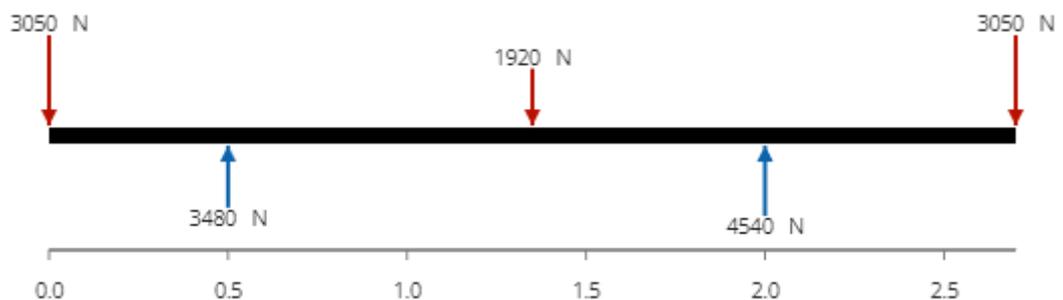
$$M_a = 1530 \text{ Nm}$$

Y para el apoyo b:

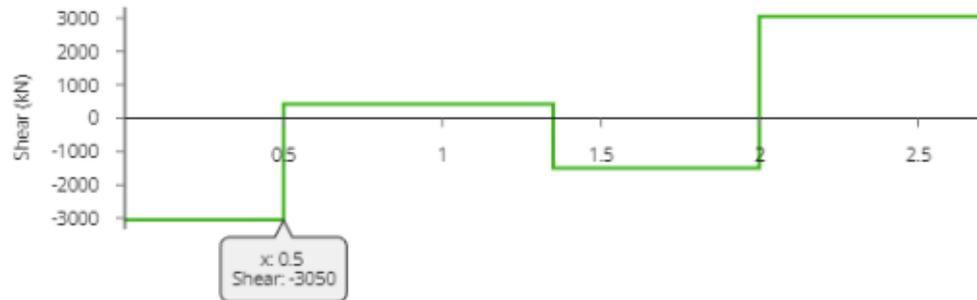
$$M_b = 3050 \text{ N} \cdot 0,7 \text{ m}$$

$$M_b = 2140 \text{ Nm}$$

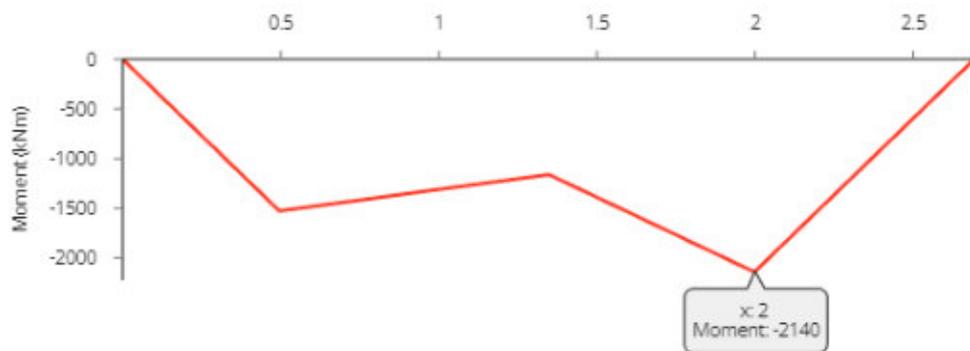
El diagrama de cuerpo libre del perfil (2) queda:



El diagrama de fuerza de corte será:



Y el diagrama de momento flector:



Por lo tanto, el máximo momento flector al que estará solicitado éste perfil será:

$$Mf_{max_2} = 2140 Nm$$

6.6.2.4 Cálculo de solicitaciones para el perfil (4)

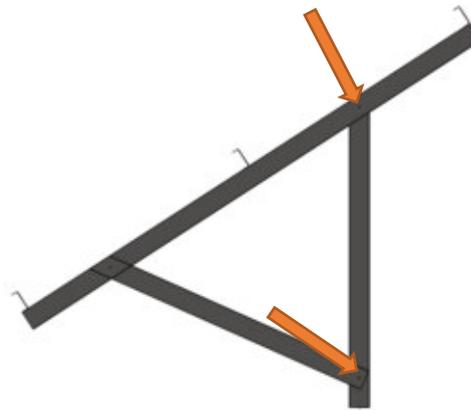
El perfil (4) es aquel que une el anterior (2) con el poste principal empotrado (3). El mismo se encuentra solicitado únicamente a la compresión, trasladando la fuerza de reacción calculada con el perfil (2) anterior, hacia el poste principal (3) de la estructura.

$$F_a = 3480 N$$

6.6.2.5 Cálculo de solicitaciones para el poste (3)

El poste (3) es el perfil que se encuentra empotrado en el suelo, y es el encargado de transmitir todos los esfuerzos de la estructura, hacia el suelo firme.

Las fuerzas que actúan sobre él son la del perfil n° (2) y la reacción del perfil n° (3).



La fuerza superior corresponde a la reacción del perfil (2) que vale 4450 N, por lo que sus componentes axiales y normales para éste perfil será:

$$F_{a1} = F \cdot \cos(\alpha)$$

$$F_{n1} = F \cdot \sin(\alpha)$$

Dónde, α es el ángulo de inclinación de la estructura (33°) con respecto a la horizontal. Por lo tanto:

$$F_{a1} = 4450 \text{ N} \cdot \cos(33^\circ) = 3732 \text{ N}$$

$$F_{n1} = 4450 \text{ N} \cdot \sin(33^\circ) = 2424 \text{ N}$$

La fuerza número 2, que es la originada por el perfil (3), vale 3480 N, por lo que sus componentes serán:

$$F_{a2} = F \cdot \cos(\beta)$$

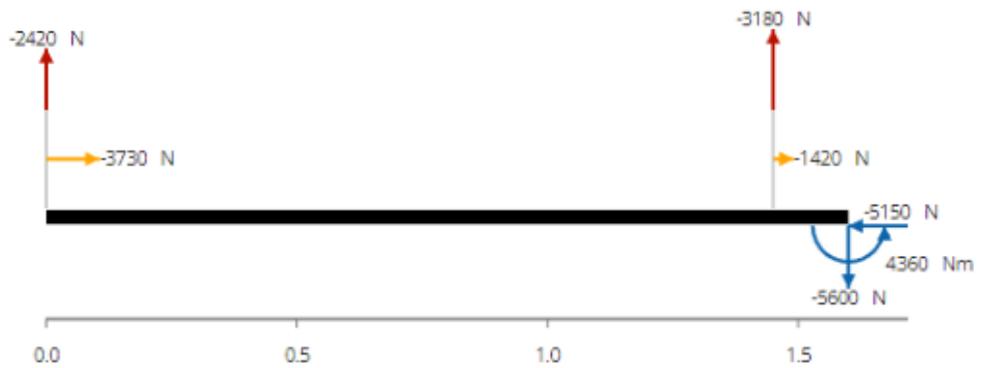
$$F_{n2} = F \cdot \sin(\beta)$$

Dónde, β es el ángulo de inclinación (66°) entre el poste principal y el perfil n° (4). Por lo tanto:

$$F_{a2} = 3480 \text{ N} \cdot \cos(66^\circ) = 1416 \text{ N}$$

$$F_{n2} = 3480 \text{ N} \cdot \sin(66^\circ) = 3180 \text{ N}$$

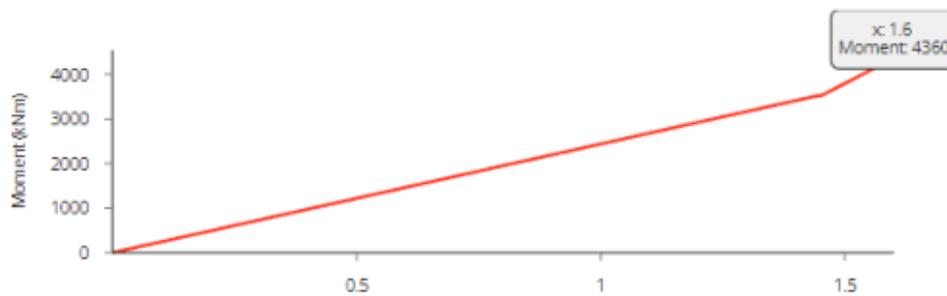
El diagrama de cuerpo libre de éste perfil será:



El diagrama de fuerza de corte será:



Y el diagrama de momento flector:



Por lo tanto, el máximo momento flector al que estará solicitado éste perfil será:

$$Mf_{max_4} = 4360 Nm$$

6.6.2.6 Dimensionamiento de perfiles

Los perfiles de acero galvanizado están fabricados bajo la norma IRAM-IAS U500 205 que establece, entre otras cosas, el tipo acero que debe utilizarse. Dichos perfiles están fabricados en acero ZAR 280, cuyo límite de fluencia es 280 N/mm^2 . La tensión de trabajo para cada uno de los perfiles será:

$$\sigma_{tr} = \frac{M_f}{W} \pm \frac{F_a}{A}$$

Dónde, M_f es el momento flector máximo; W es el módulo resistente de la figura; F_a la fuerza axial (de tracción o compresión); y A la sección del perfil.

Las solicitaciones para cada perfil, se resumen en la tabla a continuación:

	Momento flector máximo [Nm]	Fuerza axial máxima [N]
Perfil n° (1)	773	0
Perfil n° (2)	2140	0
Perfil n° (3)	0	3480
Perfil n° (4)	4360	5150

- Perfil (1)

PERFILES U

Dimensiones (mm)	Espesor (mm)	Peso LAC (kg/m)	Peso Galva (kg/m)	Sección (cm ²)	Valores estáticos relativos a los ejes XX-YY					
					Wx (cm ³)	Ix (cm ⁴)	Ix (cm)	Wy (cm ³)	Iy (cm ⁴)	Iy (cm)
80x40	2.0	2.39	2.42	3.04	7.71	30.83	3.17	1.68	4.89	1.26
100x50	2.0	2.95	2.99	3.76	12.31	61.48	3.99	2.66	9.72	1.59
	2.5	3.69	3.73	4.70	15.05	75.27	3.96	3.28	11.94	1.58
	3.2	4.70	4.74	5.98	18.71	93.56	3.91	4.14	14.91	1.57
120x50	2.0	3.27	3.31	4.16	15.63	93.79	4.69	2.72	10.28	1.55
	2.5	4.08	4.12	5.20	19.18	115.09	4.66	3.37	12.63	1.54
	3.2	5.20	5.24	6.62	23.92	143.51	4.63	4.24	15.78	1.53

Se selecciona para el mismo, un perfil tipo "U" galvanizado de 80x40x2 mm. El módulo resistente (W) del mismo es 7710 mm^3 . El coeficiente de seguridad para esta configuración será:

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_f}{C_s} = \frac{M_f}{W}$$

$$C_s = \frac{280 \text{ N/mm}^2}{773000 \text{ Nmm}/7710 \text{ mm}^3}$$

$$C_s = 2,8 \rightarrow \text{VERIFICA}$$

Para éste perfil, el coeficiente de seguridad da sobredimensionado debido a que es el perfil "U" galvanizado más pequeño que se comercializa.

- **Perfil (2)**

Se selecciona para el mismo, un perfil tipo "U" galvanizado de 80x40x2,5 mm. El módulo resistente (W) del mismo es 9300 mm^3 . El coeficiente de seguridad para esta configuración será:

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_f}{C_s} = \frac{M_f}{W}$$

$$C_s = \frac{280 \text{ N/mm}^2}{2140000 \text{ Nmm}/9300 \text{ mm}^3}$$

$$C_s = 1,22 \rightarrow \text{VERIFICA}$$

- **Perfil (3)**

Se selecciona para el mismo, un perfil tipo "U" galvanizado de 100x50x3,2 mm. El módulo resistente (W) del mismo es 18710 mm^3 . El coeficiente de seguridad para esta configuración será:

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_f}{C_s} = \frac{M_f}{W} + \frac{F_a}{A}$$

$$C_s = \frac{280 \text{ N/mm}^2}{(4360000 \text{ Nmm}/18710 \text{ mm}^3) + (5150 \text{ N}/598 \text{ mm}^2)}$$

$$C_s = 1,19 \rightarrow \text{VERIFICA}$$

- **Perfil (4)**

Se selecciona para el mismo, un perfil tipo "U" galvanizado de 80x40x2 mm. La sección (A) del mismo es 304 mm². El coeficiente de seguridad para esta configuración será:

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_f}{C_s} = \frac{F_a}{A}$$

$$C_s = \frac{280 \text{ N/mm}^2}{3480 \text{ N}/304 \text{ mm}^2}$$

$$C_s = 24,46 \rightarrow \text{VERIFICA}$$

Al igual que el perfil (1) la sollicitación es muy baja, por lo que el coeficiente de seguridad da muy elevado.

6.6.2.7 Datos para cálculos de hincado.

La estructura se encontrará adosada al piso gracias al hincado de los perfiles verticales primarios de la estructura. Un ingeniero civil debe realizar un análisis del caso para determinar profundidad de hincado en función de la sollicitación y del terreno. Los datos de cálculo son:

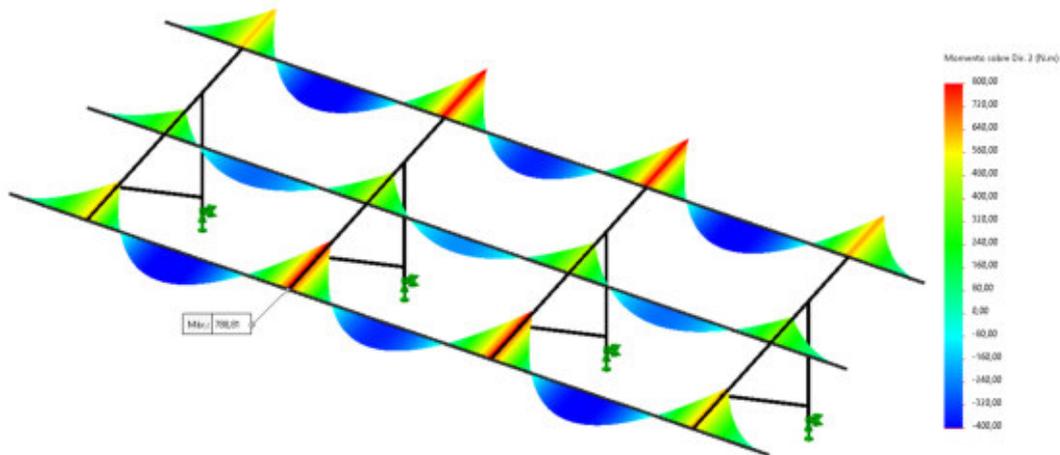
Fuerza vertical	5,1 kN
Fuerza horizontal	5,6 kN
Momento de vuelco	4,36 kNm
Perfil a hincar	U100x50x3,2

6.6.3 Verificación de cálculo de solicitaciones

Se realizará la verificación de los diagramas de momento flector para cada perfil, para contrastarlo con lo calculado analíticamente, y luego el mapa de colores de tensiones, para encontrar los puntos donde está más solicitada la estructura.

- **Verificación para el perfil principal (1)**

En primer lugar se obtiene el diagrama de momento del perfil más largo n° 1:

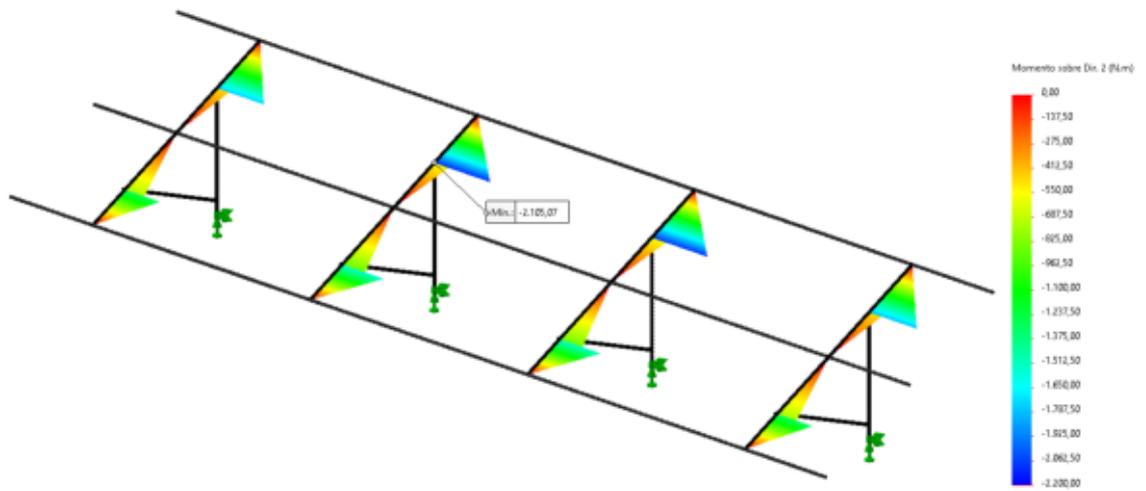


Cómo se observa en el diagrama, el momento flector máximo al que está sometido dicho perfil es de 788,81 Nm. El calculado analíticamente fue de 773,44 Nm, lo que da una diferencia aproximada del 1,95%. Esto puede deberse a ciertas simplificaciones que se realizan en el cálculo analítico, como suponer los apoyos como puntuales, siendo que son pequeñas longitudes.

Por otro lado, se observa que los perfiles superior e inferior están más solicitados que el perfil central, tal como se esperaba.

- **Verificación para el perfil (2)**

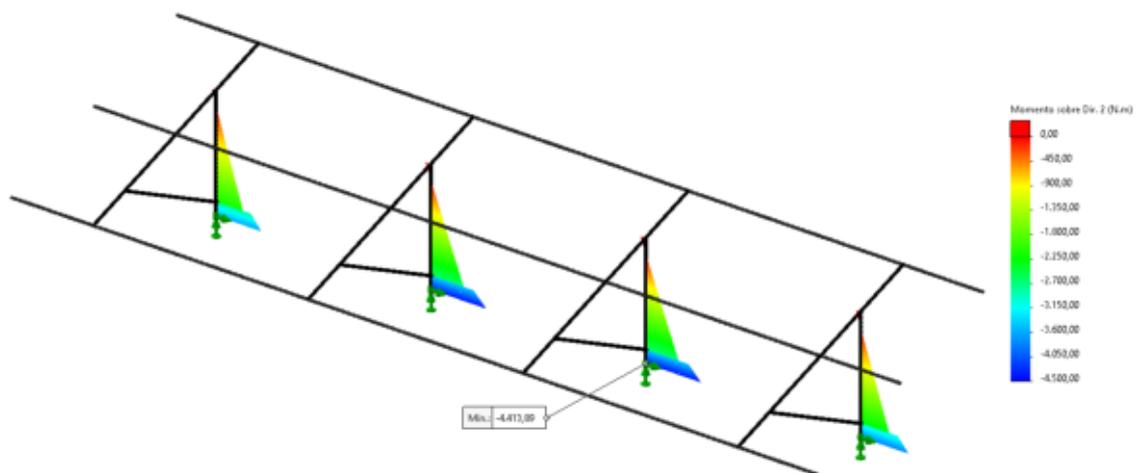
Para el segundo perfil, el diagrama de momento flector es:



El momento flector máximo para el perfil número 2 es 2105 Nm, en contraposición a lo calculado analíticamente que da 2140 Nm. Esto da una diferencia entre lo calculado y lo obtenido en la simulación, de un 1,66%.

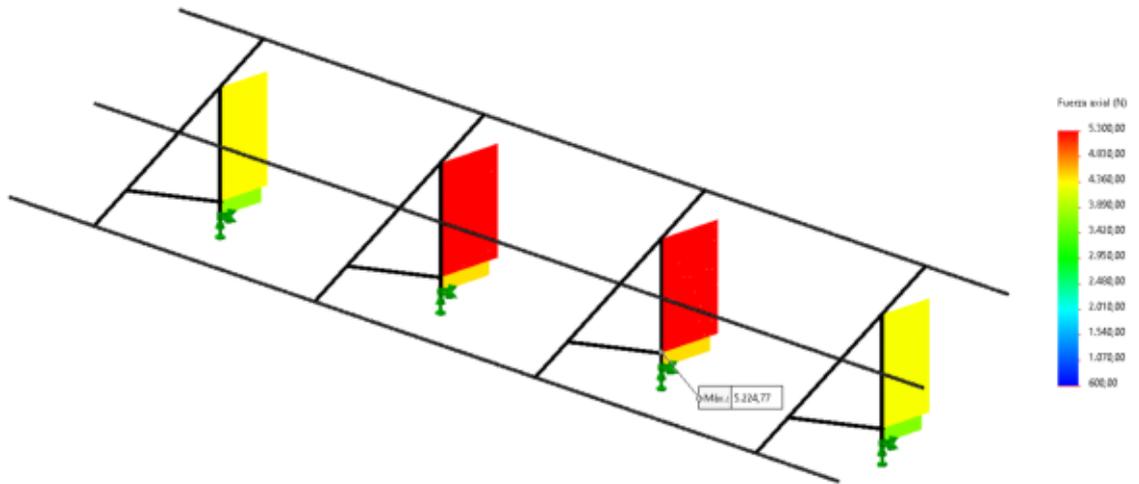
- **Verificación para el perfil (3)**

El perfil número 3 es el monoposte que se encuentra hincado en el piso y es el pie de la estructura. El mismo está solicitado a flexión y a compresión. El diagrama de momento flector obtenido en la simulación es:



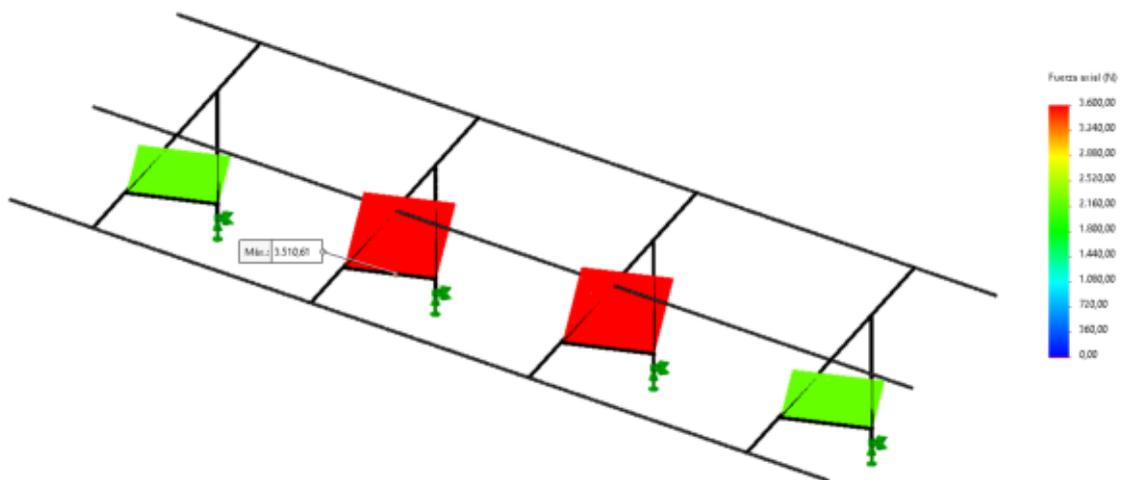
El momento flector máximo vale 4413 Nm, contra los 4360 Nm calculados analíticamente, lo que representa una diferencia aproximada del 1,22%.

Para el caso de la sollicitación de compresión, se tiene:



El valor máximo de fuerza axial es 5224 N, mientras que el valor calculado es 5150 N, que significa un 1,44% de variación.

- **Verificación para el perfil (4)**

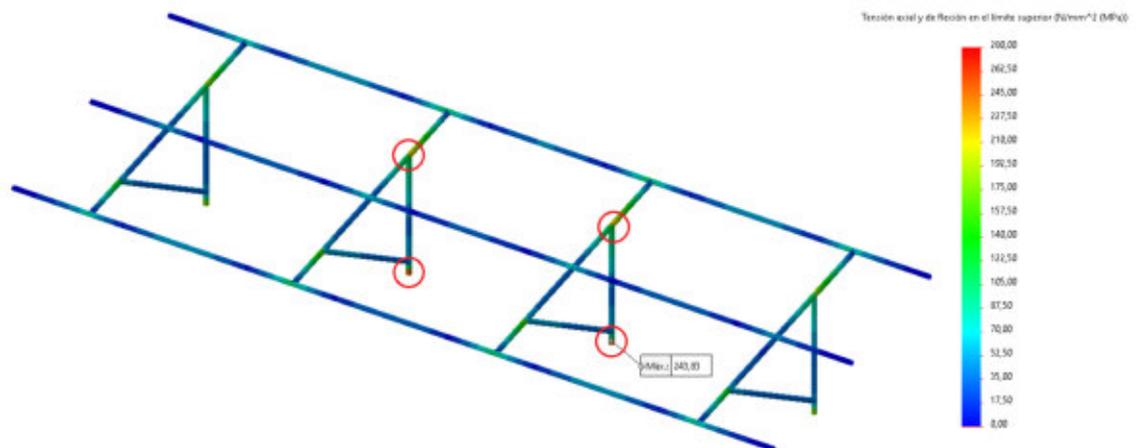


El perfil número 3 está solicitado únicamente a la compresión, con una fuerza calculada analíticamente de 3480 N en el eje longitudinal del mismo. En la simulación se obtiene dicha fuerza de 3510 N, lo cual difiere del cálculo en un 0,9%.

- **Tensiones de trabajo**

Luego de calculadas todas las solicitaciones, se puede obtener un mapa de colores que muestra la tensión de trabajo en cada punto de la estructura. Esto permite visualizar fácilmente las zonas en que la estructura está más solicitada.

Para este caso, se obtiene el mapa de tensiones de la estructura completa:



Como se observa, los dos puntos más solicitados son las bases centrales de donde se soporta toda la estructura, lo cual es completamente lógico.

Por otro lado, otros puntos más solicitados son las reacciones del poste principal, con el perfil n° 2.

Finalmente, todos los puntos de la estructura están sometidos a una tensión de trabajo (σ_t), por debajo del límite elástico del material, lo que significa que la estructura está correctamente dimensionada.

6.6.4 Cálculo de unión abulonada

Se seleccionará la bulonería necesaria para la unión entre las partes más solicitadas. Este esfuerzo se saca a partir de las reacciones de vínculo entre los perfiles. La unión más solicitada es aquella que vincula el perfil empotrado (4) y el n° (2), la cual vale:

$$R_x = 3730 \text{ N}$$

$$R_y = 2420 \text{ N}$$

Por lo tanto la fuerza cortante que debe resistir el bulón será:

$$R = \sqrt{R_x^2 + R_y^2} = \sqrt{(3730 \text{ N})^2 + (2420 \text{ N})^2}$$

$$R = 4446,3 \text{ N}$$

Para calcular la sección necesaria del bulón, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\tau_{adm} = \frac{F}{A}$$

Dónde, τ_{adm} es la tensión cortante admisible para el material del bulón, F es la fuerza que debe soportar el mismo (en este caso, R) y A es la sección resistente del bulón.

La tensión cortante admisible τ_{adm} , se calcula como:

$$\tau_{adm} = \frac{0,6 \cdot \sigma_{fl}}{C_s}$$

Dónde σ_{fl} es la tensión de fluencia a la tracción del bulón, que para bulones zincados calidad 8.8 es $800 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

$$\tau_{adm} = \frac{0,6 \cdot 800 \text{ N/mm}^2}{1,25}$$

$$\tau_{adm} = 384 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Por lo tanto, la sección requerida del bulón será:

$$\tau_{adm} = \frac{F}{A} \rightarrow A \geq \frac{F}{\tau_{adm}}$$

$$A \geq \frac{4446,3 \text{ N}}{384 \text{ N/mm}^2}$$

$$A \geq 11,58 \text{ mm}^2$$

Se adopta un bulón hexagonal zincado M8 y cuya sección es de **35,76 mm²**. En algunas uniones de la estructura, se deben colocar 2 bulones para poder restringir el movimiento relativo de rotación entre los dos perfiles.

Se calculará ahora, el largo del bulón y será:

$$L_b = 2 e_c + 2 \cdot e_a + e_t$$

Dónde, e_c es el espesor de la chapa del perfil seleccionado; e_a es el espesor de las arandelas; y e_t es el espesor de la tuerca. Se tiene:

$$L_b = 2 \cdot 3,2 \text{ mm} + 2 \cdot 2 \text{ mm} + 8 \text{ mm}$$

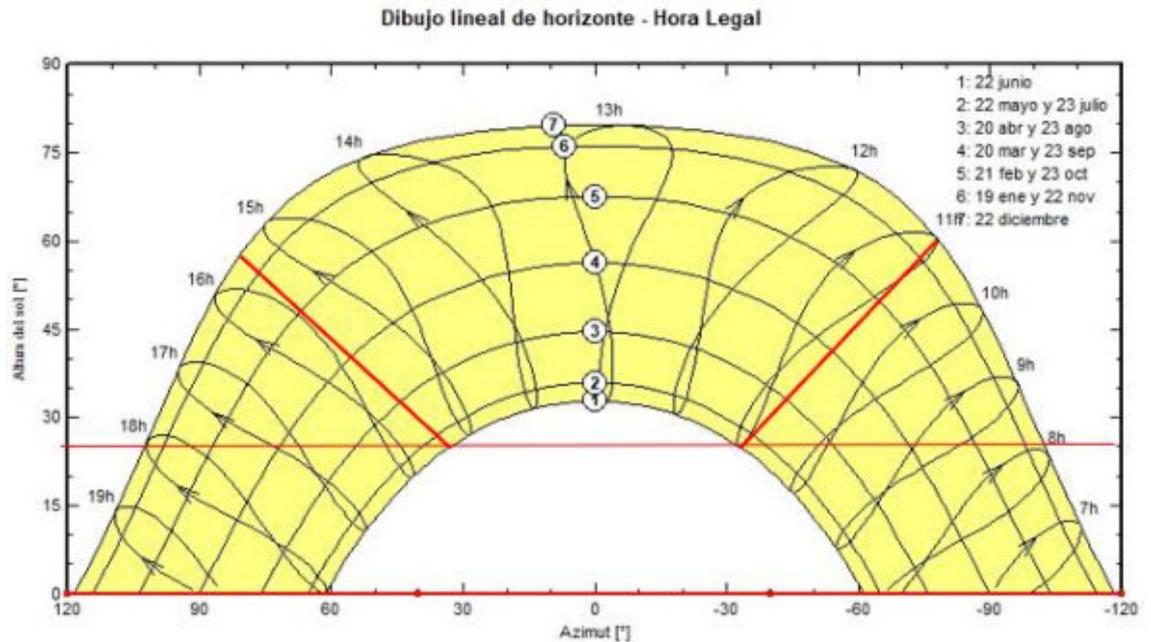
$$L_b = 18,4 \text{ mm}$$

Se adopta entonces **bulón zincado M8x20mm**.

Cada estructura necesitará para su montaje, un total de 36 bulones.

6.6.5 Sombras

Se debe encontrar un equilibrio entre ángulo de inclinación de paneles, ángulo de incidencia solar para autosombreado y espacio ocupado por el parque. El análisis del ábaco solar nos revela que, disminuir el ángulo de incidencia solar mínimo por debajo de 25° nos agrega horas de sol en horarios de baja producción en verano y no nos resulta gran beneficio en invierno, por lo que definimos la separación entre hileras de:



$$d_{min} = 3,92 \text{ m} \cdot \cos(33^\circ) + \frac{3,92 \text{ m} \cdot \sin(33^\circ)}{\tan(25^\circ)}$$

$$d_{min} = 7,86 \text{ m} \text{ (plano medio entre hileras)}$$

Siendo la calle resultante entre hileras de:

$$d_{min} = d_{calle \ de \ paso} + d_{horiz \ paneles}$$

$$d_{calle \ de \ paso} = 7,86 \text{ m} - 3,92 \text{ m} \cdot \cos(33^\circ)$$

$$d_{calle \ de \ paso} = 4,56 \text{ m}$$

Suficiente para transitar con vehículos de carga. El factor restante a analizar son las sombras de origen externo, el cordón de árboles situados al norte en este caso.

Siendo árboles de 15 metros de altura en promedio ubicados a unos 60 metros, por simple aritmética conocemos el ángulo de incidencia solar para el cual éstos producirán sombra sobre el parque. Tenemos:

$$\theta_{sombra\ árboles} = \operatorname{atan}\left(\frac{15m}{60m}\right) = 14,04^\circ$$

Lo anterior indica que los árboles provocarán sombra suficiente tiempo después del inicio del evento de autosombreado.

6.7 Layout

El layout es el resultado de la conjunción de varios elementos: cantidad de paneles en serie, cantidad de strings en paralelo, esquema de conexión más económico y mejor adecuación posible al espacio disponible. Aquí resalta entonces la importancia de haber definido paneles que nos permitan disponer una cadena completa en una misma estructura, simplificando enormemente las tareas no solo de diseño, sino de montaje y mantenimiento.

La distribución de la matriz debe permitir que el acceso del personal sea apto y seguro por lo cual se opta por dividirla en dos mitades: un ala derecha y un ala izquierda, con un boulevard intermedio de 6 metros. A su vez cada ala se subdividirá en otras 2 alas dejando un pasillo de 4 metros para la circulación.

También se tienen 18 filas conformadas por 4 estructuras contiguas en cada sub-ala y una última fila compuesta por 3 estructuras contiguas como se ve en la figura.

De los 6600 paneles de la instalación, cada ala contendrá entonces 3300 placas.



Una vez obtenida la matriz de paneles sobre la superficie utilizable, se procede a la disposición del cableado entre paneles para la conformación de las cadenas y su conexión a los inversores.

Se sabe que el sistema dispone de 2 inversores por ala a los cuáles se conectan 25 cadenas de 22 paneles cada una. Aquí se pueden determinar decenas de formas de conexión diversas, lo importante es optar por un cableado que sea sencillo de realizar, que no dificulte las conexiones, que evite bucles de cables, que evite cañerías por demás, que sea comprensible para cuando se necesite un mantenimiento, y a la vez que optimice la cantidad de cable utilizado, para evitar con esto costos elevados de material y una caída de tensión considerable por longitud de conductor.

Para ello, en cuanto a la ubicación del stringbox hacemos el siguiente análisis. De ubicar este elemento en el centro la figura formada por sus 25 cadenas, encontramos alto grado de simetría vertical y horizontalmente.

	0	13	26	49	62
3,3	1	2	3	4	
7,9					
11,1	5	6	7	8	
15,7					
19,0	9	10	11	12	
23,6					
26,9	13	14	15	16	
31,4					
34,7	17	18	19	20	
39,3					
42,6	21	22	23	24	
47,2					
50,4	25	1	2	3	

Los valores en los márgenes son distancias en metros. Como se mencionó anteriormente, los stringbox serán ubicados en una posición simétricamente conveniente dentro del espacio que conforma su área, de esta manera las cadenas que se encuentran en extremos emplearán la misma cantidad de cable que la que se encuentre en su extremo opuesto.

Estos cuadros de distribución se ubicarán detrás de los paneles montados sobre las estructuras de soporte para que los paneles los protejan de las inclemencias del tiempo.

Es extensivo el análisis a los cuadros de distribución secundarios o arrayboxes. Si nos alejamos del centro de la figura configurada por su matriz en pos de acercarnos a bornes del inversor y ahorrar cable en este tramo, perdemos eficiencia en el empleo de los cables empleados para la conexión entre cuadros (cantidad empleada o caída de tensión generada).

SALA DE TRANSFORMACION

	107	150	183	190	197	206	216	221
1	2	3	4		5	6	7	8
9	10	11	12		13	14	15	16
17	18	19	20		21	22	23	24
25	1	2	3		4	5	6	7
9	10	11			12	13	14	15
17	18	19			21	22	23	24
25	1	2			4	5	6	7
9	10	11			12	13	14	15
17	18	19			21	22	23	24
25	1	2			4	5	6	7
9	10	11			12	13	14	15
17	18	19			21	22	23	24
25	1	2			4	5	6	7
9	10	11			12	13	14	15
17	18	19			21	22	23	24
25	1	2			4	5	6	7
9	10	11			12	13	14	15
17	18	19			21	22	23	24
25	1	2			4	5	6	7
9	10	11			12	13	14	15
17	18	19			21	22	23	24
25	1	2			4	5	6	7

6.8 Cálculo y dimensionamiento de componentes eléctricos.

El circuito se encuentra dividido en 3 por el tipo de corriente empleada: continua antes de los inversores, alterna de baja tensión posterior a ellos y alterna en media tensión desde bornes de salida de transformadores hasta acometida. En la norma internacional IEC TS 62257-7-1 queda definido el procedimiento para el dimensionamiento de conductores para la parte en continua de una instalación fotovoltaica. Este toma en cuenta valores de corriente de cortocircuito, tensiones en circuito abierto y configuración del esquema de conexión.

6.8.1 Corriente continua

Las condiciones definidas para un correcto dimensionamiento de conductor son:

$$1,25 \cdot I_{sc} < I_{Adm \text{ conductor}} \quad , \quad (1)$$

$$1,2 \cdot U_{oc} < U_{empleo} \quad , \quad (2)$$

$$\Delta U < 2\% \quad , \quad (3)$$

Las condiciones definidas en la norma IEC 60364 para un correcto dimensionamiento de la protección son:

$$1,25 \cdot I_{sc} < I_{n \text{ protección}} < 2 \cdot I_{sc} \quad , \quad (4)$$

$$I_{Act \text{ protección}} < 1,45 \cdot I_{Adm \text{ conductor}} \quad , \quad (5)$$

$$1,2 \cdot U_{oc} < U_{empleo} \quad , \quad (6)$$

$$I^2 t < k^2 S^2 \quad , \quad (7)$$

$$I_{inversa} < P_{cu} \quad , \quad (8)$$

Donde:

- I_{sc} es la corriente de cortocircuito del tramo evaluado,
- U_{empleo} la tensión de empleo de los componentes eléctricos,
- U_{oc} la tensión de circuito abierto resultante en el tramo evaluado,
- ΔU la caída de tensión resultante en el tramo evaluado. Adoptamos para el proyecto un 2% como admisible. Su cálculo es regido por la IEC 60909,
- $I_{Act\ proteccion}$ la corriente de actuación de la protección seleccionada, definida como 1,3 veces $I_{n\ proteccion}$ de acuerdo a IEC 60947-2,
- $I_{inversa}$ la posible corriente inversa por ese tramo y
- P_{cu} el poder de corte del elemento de protección.

El primer tramo a evaluar será el comprendido entre el módulo fotovoltaico y el cuadro de distribución, tomando como longitud total del conductor la existente entre el módulo más alejado del string box. Se definirá el conductor necesario y los componentes de protección y accionamiento para el cuadro de distribución de cadenas en paralelo (string box) y el cuadro de distribución de campo (array box). Tenemos entonces:

TRAMO 1	
PANEL A STRING BOX	
I_{proy}	8,86 A
V	787,6 V
n° en serie	22
Cant. de string	15



La sección del conductor a emplear está definida por el existente en los paneles: 4 mm². Se empleará cable bipolar Prysmian SINTENAX VALIO directamente enterrado. Se verifica el conductor y se dimensiona la protección a utilizar.

Sección:	4 mm²	R:	5,92 Ω/km
Longitud:	52 m	U _{max} :	1650 V
Verificación del conductor:			
I _{adm} :	51 A	I _{proy} :	11,1 A
U _{proyecto}	945,12 V	U _{max} :	1650 V
ΔU:	1,16 V		
U _{salida} :	786,44 V		
ΔU%:	0,15 %	2 %	

VERIFICA
VERIFICA

VERIFICA

Ahora es el turno de los componentes del string box. En este caso no debemos seleccionar, sino verificar el fusible existente en este cuadro de distribución. Como no contamos con datos suficientes del fusible para efectuar la verificación, acudimos por los faltantes a un producto similar de EATON:

*FUSIBLE EATON CILINDRICO 10x38 fijado con perno PV-12A10-T
Tiempo de actuación mínima: 1,3*In
Constante de tiempo: 3 mSeg*

Verificación de la protección:			
11,1 A	<	12 A	
I _{actprot} :	15,6 A	<	17,7 A
U _{proyecto}	945,12 V	<	1,45*I _{adm} cable: 74 A
			U _{max} : 1000 V
i ² t	<	C _{2s2}	
0,7301	<	211600	
I _{inversa}	265,8 A	<	P _{corte} = 30 kA

VERIFICA
VERIFICA
VERIFICA

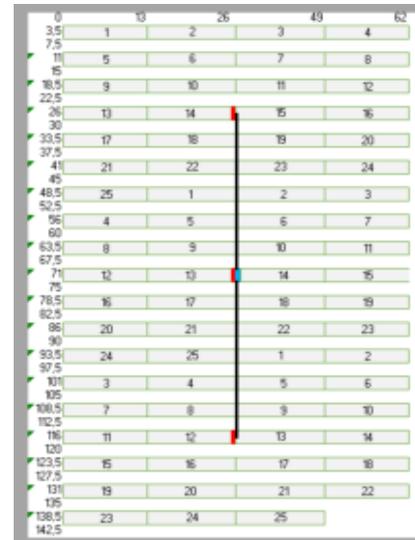
VERIFICA

VERIFICA

La curva de variación de corriente nominal del cartucho fusible en función de la temperatura nos indica una reducción a un valor de 14 A para una temperatura ambiente de 50 °C. Los tableros se encontrarán al resguardo del sol, por lo que su temperatura difícilmente alcance estos valores, pudiendo asegurar un correcto funcionamiento del elemento.

El segundo tramo a dimensionar es el comprendido entre el string box más alejado al cuadro de distribución (array box) correspondiente. Los datos de partida son:

TRAMO 2 STRING BOX A ARRAY BOX	
Istringbox	221,5 A
Vstringbox	780,3 V
Entradas por array box	3



A partir de este tramo el dimensionamiento del cable a emplear está sujeto a nuestro análisis. Un cable bipolar nos resulta en un dimensionamiento por demás de ajustado en cuanto a intensidad nominal, por lo que podemos escoger entre emplazar 2 cables unipolares o un cable tetrapolar con neutro de igual sección a las fases, utilizando 2 conductores por fase.

La segunda opción es técnicamente conveniente debido a que se deberá realizar la instalación de un único cable, y está apoyado por una conveniencia económica: la adquisición de 2 cables unipolares es un 20% más cara que la requerida para un cable tetrapolar equivalente.

Adoptamos entonces para someter a verificación:

PRYSMIAN SINTENAX VALIO 4x35 mm²
Directamente enterrado
Iadm: 140 A

Sección:	4 x 35 mm²	R:	0,32 Ω/km		
Longitud:	45 m				
Verificación del conductor:					
I_{adm}	280 A	>	I_{proy}	277 A	VERIFICA
$U_{proyecto}$	943,73 V	<	U_{max}	1650 V	VERIFICA
ΔU :	6,31 V				
U_{salida} :	792,75 V	<			
$\Delta U\%$:	0,80 %	<	2 %		VERIFICA

Como protección de cada string seleccionamos:

FUSIBLE EATON NH PV-300ANH3
Tiempo de actuación mínima: 1,3 I_n*
Constante de tiempo: 3 mSeg
 I_2t : 260000 A²Seg
Poder de corte: 50 kA

Verificación de la protección:						
	277 A	<	300 A	<	443 A	VERIFICA
$I_{actprot}$:	390 A	<			$1,45 * I_{adm}$: 406 A	VERIFICA
$U_{proyecto}$	943,73 V	<			U_{max} : 1000 V	VERIFICA
	i_2t	<	C_{2s2}			VERIFICA
	260000	<	16200625			
$I_{inversa}$	554 A	<			$P_{corte} = 50 \text{ kA}$	VERIFICA

El tercer tramo a dimensionar es el comprendido entre el cuadro de distribución más alejado del inversor correspondiente. Los datos de partida son:

TRAMO 3	
ARRAY BOX A INVERSOR	
lentrada	664,5 A
Ventrada	792,7 V
Entradas por inversor	1

Para este caso, no contamos con cable bipolar que cumpla con las especificaciones en el catálogo de SINTENAX VALIO. La alternativa es 2 conductores por fase que

puede ser cubierto con 4 cables unipolares o un tetrapolar de neutro de igual sección que las fases. Debido a lo expuesto anteriormente seleccionamos:

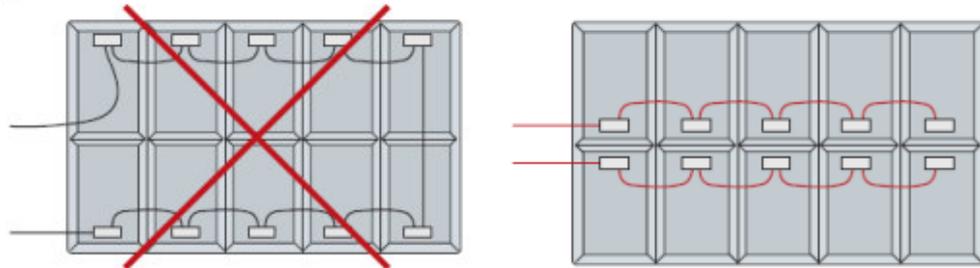
*PRYSMIAN SINTENAX VALIO 4x240 mm²
Directamente enterrado
I_{adm}: 428 A*

Sección:	4 x 240 mm²	R:	0,05 Ω/km
Longitud:	200 m		
Verificación del conductor:			
I _{adm}	856 A >	I _{proy} :	831 A VERIFICA
U _{proyecto}	951,3 V <	U _{max} :	1650 V VERIFICA
ΔU:	12,11 V		
U _{salida} :	804,85 V <		
ΔU%:	1,53 % <	2 %	VERIFICA

El inversor no contribuye a un potencial fallo, por lo que el conductor debe estar protegido frente a sobrecargas y cortocircuitos aguas abajo. Otra característica del inversor es su capacidad para seccionar bajo carga y su SPD del tipo 1 integrado, por lo que no se debe montar ningún tipo de dispositivo en bornes de entrada de inversor.

Trataremos ahora lo relativo a protección de sobretensiones. En una instalación fotovoltaica no se protege al sistema frente a sobretensiones permanentes debido a que la fuente de ellas es la propia generación y, los sobrevoltajes son tenidos en cuenta a la hora de dimensionar los componentes; debido a esto es que se protege únicamente frente a sobretensiones del tipo transitorias.

Una medida a tomar para evitar mayores consecuencias a raíz de sobretensiones de origen atmosféricas en el circuito es la de emplear una mecánica de montaje de paneles sobre la estructura que genere un bucle lo más cerrado posible. Esto se logra haciendo mínimas las distancias existentes entre las cajas de conexión de los paneles.



Necesitamos también contar con la capacidad de operar el parque, por lo que debe existir un seccionador bajo carga a la salida de cada cuadro de distribución.

En cuanto al string box, el mismo ya cuenta con un SPD combinado tipo 1 + tipo 2 que proporciona la protección frente a sobretensiones y un seccionador bajo carga de 400 A. Su nivel de protección eléctrica es de clase 2 (doble aislación).

Resta entonces seleccionar un seccionador y elemento de protección del tipo 2 para el array box. El inversor posee protección contra sobretensiones interna del lado de continua.

La corriente a manejar por el seccionador será equivalente a la empleada para el dimensionamiento de componentes en el tramo 3.

$$I_{n_{seccionador}} \geq 831 \text{ A}$$

Encontraremos entonces en el array box:

INTERRUPTOR SECCIONADOR EN CAJA MOLDEADA ABB Tmax T7D PV
Intensidad térmica típica: 1000 A
Tensión nominal: 1500 V

+

SUPRESOR DE SOBRETENSIONES EATON SPPVT2H-10-2-PE
Umbral de protección de tensión a impulsos: <3.5 kV
Tensión nominal: 1000 V

6.8.2 Corriente alterna (baja tensión)

Aquí encontramos dos sectores: inversor-transformador y transformador-acometida. El primer sector es corriente alterna de baja tensión (380 V) mientras que el segundo es media tensión (13,2 kV).

Tenemos entonces:

BAJA TENSION	
TRAMO 4	
INVERSOR A BARRA CONMUTACION	
I_{inv}	800,4 A
$V_{faseinv}$	380 V
Inversores por trafo	2

Las necesidades serán cubiertas con barra flexible:

BARRA FLEXIBLE LAUMAYER VFB 6x50X1
1 barras por fase
 I_{adm} : 1035 A

TRAMO 4				
Sección:	300 mm²	R:	0,059 Ω /km	
Longitud:	15 m			
I_{adm} :	1035 A	>	I_{proy} : 1000 A	VERIFICA
ΔU :	1,76 V			
$\Delta U\%$:	0,46 %	<	2 %	VERIFICA

El seccionador seleccionado para este menester es:

INTERRUPTOR SECCIONADOR EN CAJA MOLDEADA ABB Tmax T7D PV
Intensidad térmica típica: 1000 A
Tensión nominal: 1500 V

Lo siguiente a proyectar es:

TRAMO 5	
BARRA CONMUTACION A TRANSFORMADOR	
<i>I</i> _{proyectada}	1600,7 A
V	380 V

Se cubrirá con el empleo de 2 barras flexibles por fase:

BARRA FLEXIBLE LAUMAYER VFB 8x50X1
 2 barras por fase
*I*_{adm} resultante: 2218 A

TRAMO 5			
Sección:	800 mm²		
Longitud:	15 m	R:	0,022 Ω/km
<i>I</i> _{adm} :	2218,8 A	>	<i>I</i> _{proy} : 1969 A
Verificación de la protección:			
	1969 A	<	2500 A
<i>I</i> _{actprot} :	2990 A	<	3201 A
	<i>i</i> _{2t}	<	1,45* <i>I</i> _{adm} : 3217 A
	1,7E+09	<	2,12E+09

Siendo de que la protección es cargo de:

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO EN CAJA MOLDEADA
SCHNEIDER ELECTRIC MASTERPACT MTZ2 20H1
Intensidad térmica ajustada: 2000 A
PdC: 66 kA

+

Micrologic 5.0X para serie MTZ

+

Sensor TI de efecto PE
In: 400-2000 A

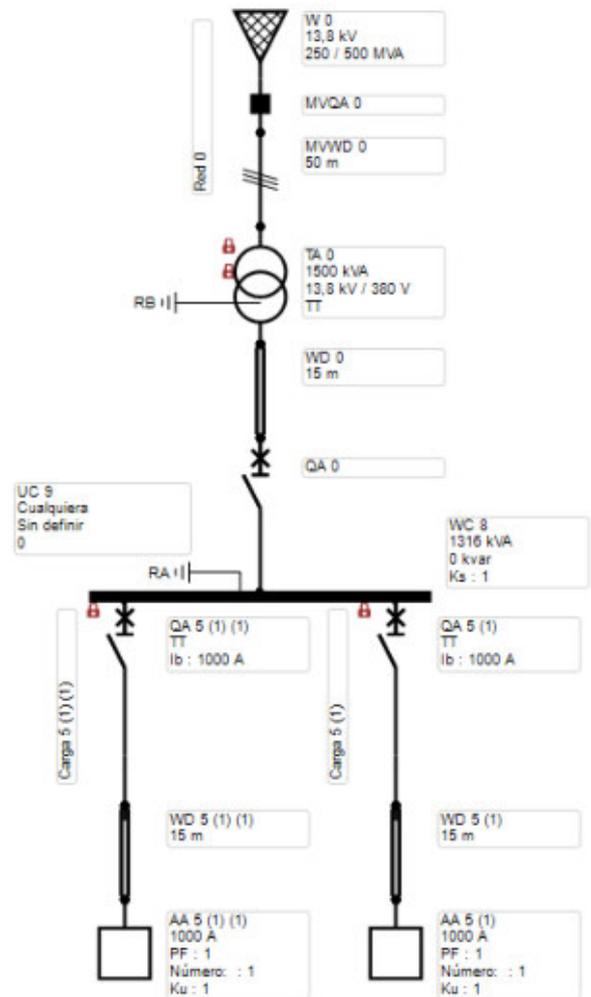
6.8.3 Verificación de protección y cálculo de corrientes de falla

Para este punto nos apoyaremos en el empleo del software Ecostruxure Power Design – Ecodial INT V4.98. Aquí modelaremos todos los elementos existentes en el circuito:

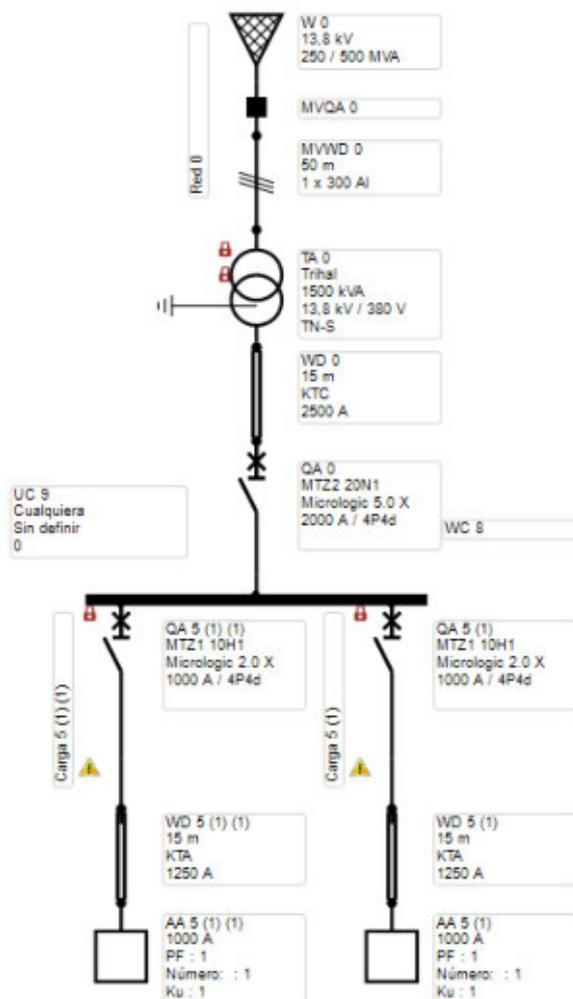
se simulará la potencia de salida del inversor como una carga de similares características, se cargarán las barras y el transformador seleccionado y, debido a una cuestión de software, se modelarán los interruptores seccionadores aguas arriba del inversor como interruptores automáticos.

Se han considerado las mayoraciones requeridas por norma para el dimensionamiento de componentes, a saber: la corriente nominal de salida del inversor es de 800 A, sin embargo la mayoración por norma requiere del cálculo basado en 1000 A.

De igual manera el transformador fue configurado con una potencia nominal de 1,5 MVA, considerando el aumento de potencia por el empleo de ventilación forzada.



Vemos que QA0 es el interruptor automático a definir. La simulación resulta en:



Como puede verse en la imagen presentada, el software validó nuestra selección. Empleó un interruptor automático con relé ajustado en 2000 A y un equipo de medición Micrologic 5.0X, que permite por ejemplo el sensado de corrientes residuales.

Son evidentes dos advertencias aguas abajo, el cuadro de alertas reza:

Alertas

Ocultar aviso fijación Ocultar avisos selectividad

Criticidad	Tipo	Circuito	Componente	Mensaje
Advertencia	Selectividad	Carga 5 (1) (1)	QA 5 (1) (1)	Problema de selectividad entre las protecciones QA 5 (1) (1) y QA 0 en el modo de explotación Normal
Advertencia	Selectividad	Carga 5 (1)	QA 5 (1)	Problema de selectividad entre las protecciones QA 5 (1) y QA 0 en el modo de explotación Normal
Información	Dimensionamiento	Red 0	QA 0	El ajuste bajo/alto de la unidad de control Micrologic es posible con la ayuda de un módulo adicional
Información	Dimensionamiento	Carga 5 (1) (1)	QA 5 (1) (1)	El ajuste bajo/alto de la unidad de control Micrologic es posible con la ayuda de un módulo adicional
Información	Dimensionamiento	Carga 5 (1)	QA 5 (1)	El ajuste bajo/alto de la unidad de control Micrologic es posible con la ayuda de un módulo adicional
Información	Dimensionamiento	Instalación	N/A	Dimensionamiento de la instalación terminado en 6,94 s

Deben ser descartadas, ya que los problemas de selectividad mentados refieren a la asociación de QA0 y los interruptores automáticos montados aguas abajo que, son en realidad, interruptores seccionadores.

Obtenemos también datos de las corrientes de falla, siendo:

Red MT	Corriente de falla tripolar máxima	$I_{k3Máx}$	23 kA
	Corriente de falla tripolar mínima	$I_{k3Mín}$	10,5 kA
CC en bornes de protección	Corriente de falla tripolar máxima	$I_{k3Máx}$	38,6 kA
	Corriente de falla unipolar mínima	$I_{k1mín}$	30,7 kA
CC en bornes de inversor	Corriente de falla tripolar máxima	$I_{k3Máx}$	36,6 kA
	Corriente de falla unipolar mínima	$I_{k1mín}$	26,5 kA

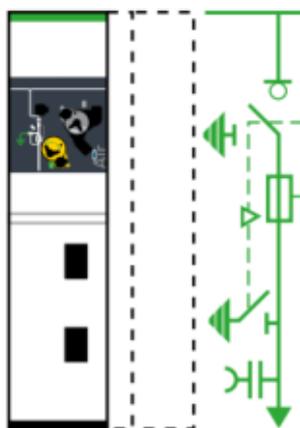
Presente en el anexo se encontrará una imagen de la simulación con las corrientes de fallo, caídas de tensión y corrientes resultantes en cada tramo del circuito.

6.8.4 Corriente alterna (media tensión)

Se procederá a seleccionar las celdas de media tensión que se observan en el diagrama unifilar.

Se seleccionarán las celdas pertenecientes a la serie SM AirSeT de la marca Schneider Electric.

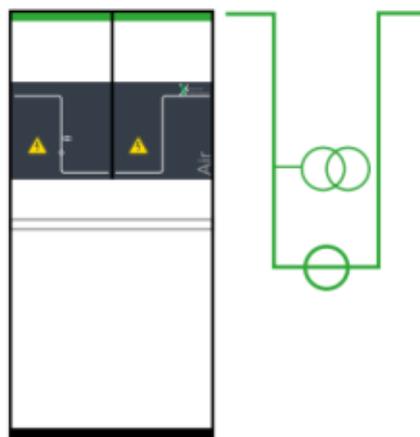
- Celda QM-01 y QM-02



Las celdas QM-01 y QM-02 son iguales, ya que corresponden a las salidas en media tensión de ambos transformadores.

Éste tipo de celda es de maniobra y protección, ya posee un interruptor seccionador (200 A) y un fusible (50 A). Para éste caso, se selecciona la celda **SM AirSeT QM 24kV 200A**.

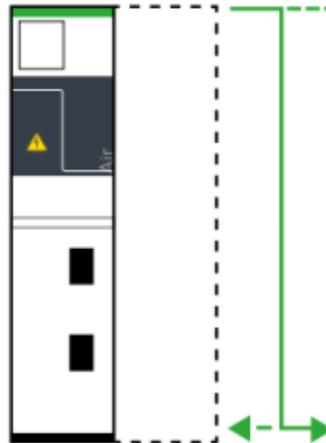
- **Celda GBC-B**



Éste tipo de celda de medición tiene integrado un transformador de tensión y un transformador de intensidad, con el objetivo de poder obtener los valores de tensión y corriente en media tensión. A ésta celda se le conectará el medidor de energía bidireccional provisto por la EPE.

Se selecciona la celda **SM AirSeT GBC-B 24kV 1250A**.

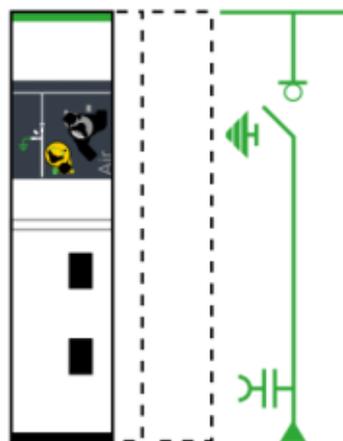
- **Celda GBM**



Éste tipo de celdas se usan para interconectar 2 celdas que no poseen la entrada y la salida del mismo lado. Su única función es de conducción de corriente a través de las barras internas.

Se selecciona la celda **SM AirSeT GBM 24kV 1250A**.

- **Celda IM**



Ésta celda de maniobra es la que posee el interruptor seccionador (400 A) principal del parque. Es la última celda antes de la conexión a la red.

Se selecciona la celda **SM AirSeT IM 24kV 630A**.

6.8.5 Mallado de subestación transformadora

La corriente de cortocircuito está dada por la potencia de la red, si bien se suele considerar de potencia infinita, para este caso se considerará una potencia de la red 200 veces mayor a la potencia del parque fotovoltaico, es decir de 400 MVA.

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito puede calcularse como:

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} U_n}$$

$$I_{cc} = \frac{400 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} 13200 \text{ V}}$$

$$I_{cc} = 17495 \text{ A}$$

Se tiene entonces:

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

$$A = \frac{17,495}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{0,5 \cdot 0,00393 \cdot 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 40}\right)}}$$

$$A = 43,9 \text{ mm}^2$$

Se adopta un conductor de cobre recocido desnudo de **50 mm²** de sección.

Se debe calcular ahora la tensión de paso y de contacto, tolerable. Se calcula como:

$$E_p = 0,157 \frac{1000 + 6 C_s \rho_s}{\sqrt{t_c}}$$

$$E_c = 0,157 \frac{1000 + 1,5 C_s \rho_s}{\sqrt{t_c}}$$

Dónde el factor de reducción C_s vale:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 h_s + 0,09}$$

Dónde:

- ρ_s : Es la resistividad de la primera capa del suelo, para éste caso hormigón (2500 Ωm)
- ρ : Es la resistividad del terreno donde se entierra la malla de puesta a tierra (150 Ωm)
- h_s : Es el espesor de la capa de hormigón por encima del terreno (0,2 m)

Se tiene:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 h_s + 0,09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{150 \Omega m}{2500 \Omega m}\right)}{2 \cdot 0,2 + 0,09}$$

$$C_s = 0,827$$

Entonces, la tensión de paso y de contacto tolerable, respectivamente será:

$$E_p = 0,157 \frac{1000 + 6 C_s \rho_s}{\sqrt{t_c}}$$

$$E_p = 0,157 \frac{1000 + 6 \cdot 0,827 \cdot 2500 \Omega m}{\sqrt{0,5 \text{ seg}}}$$

$$E_p = 2976 \text{ V}$$

$$E_c = 0,157 \frac{1000 + 1,5 C_s \rho_s}{\sqrt{t_c}}$$

$$E_c = 0,157 \frac{1000 + 1,5 \cdot 0,827 \cdot 2500 \Omega m}{\sqrt{0,5 \text{ seg}}}$$

$$E_c = 910 \text{ V}$$

Diseño de la malla

En este punto se deben definir los parámetros básicos del diseño, como la profundidad de enterramiento, cantidad y longitud de electrodos enterrados y espaciamiento entre los conductores de la malla.

Con estos datos se calculan los valores de longitud total de cable (L_C) y la longitud total de los electrodos enterrados (L_R), así mediante la suma de ambos valores, se determina la longitud total efectiva del sistema incluyendo la malla y los electrodos.

Para este caso, las dimensiones de la malla serán 20 metros de largo y 10 metros de ancho, con la siguiente configuración:

- Espaciamiento entre conductores de la PAT: 2 metros
- Profundidad de enterramiento: 0,5 metros
- Número de electrodos: 15 unidades
- Longitud de electrodos enterrados: 3 metros

Por lo tanto, se calculan los valores de L_C y L_R como:

$$L_C = 5 \cdot 20 \text{ m} + 10 \cdot 10 \text{ m} = 200 \text{ m}$$

$$L_R = 15 \cdot 3 \text{ m} = 45 \text{ m}$$

La longitud total efectiva de la malla será:

$$L = L_C + L_R$$

$$L = 200 \text{ m} + 45 \text{ m} = 245 \text{ m}$$

Parámetros eléctricos de la malla

La resistencia efectiva de la malla de PAT (R_G) se calcula como:

$$R_G = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} A_M} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A_M}} \right) \right]$$

Dónde:

- A_M : es el área de la malla (200 m^2)

Se tiene:

$$R_G = 150 \left[\frac{1}{245} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot 200} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 \sqrt{20/200}} \right) \right]$$

$R_G = 2,66 \Omega$

La resistencia de la malla de puesta a tierra de la subestación es de $2,66 \Omega$. El valor es aceptable y cumple con el valor estipulado por la norma IEEE 80 que establece un máximo de 10Ω para subestaciones de nivel $13,2/0,4 \text{ kV}$.

Se calculará ahora la tensión de retícula (E_m) es decir, la máxima tensión de contacto encontrada dentro de un lazo o retícula de una malla de puesta a tierra. Ésta debe ser menor a la tensión de contacto tolerable calculada anteriormente.

$$E_m = \frac{\rho I_g K_s K_i}{L}$$

Dónde:

- ρ : Es la resistividad del terreno
- I_g : Es la máxima corriente de falla que fluye desde la PAT hasta la tierra alrededor (Se debe adoptar 1000 A)
- K_s : Es el factor de geometría de la malla
- K_i : Factor de corrección
- L : Es la longitud total efectiva de la malla

El factor de geometría (K_s) se calcula como:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

Dónde:

- D: Es el espaciamiento entre los conductores de la malla (2m)
- h: Profundidad de enterramiento de la PAT
- n: Número de conductores efectivos en paralelo

Para éste caso se tiene:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{2 + 0,5} + \frac{1}{2} (1 - 0,5^{6,87-2}) \right]$$

$$K_s = 0,599$$

El factor de corrección (K_i) se calcula como:

$$K_i = 0,644 + 0,148 n$$

Por lo que:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot 6,87$$

$$K_i = 1,66$$

Se tiene entonces:

$$E_m = \frac{\rho I_g K_s K_i}{L}$$

$$E_m = \frac{100 \cdot 1000 \cdot 0,599 \cdot 1,66}{245}$$

$$E_m = 405,85 V < E_c = 910 V$$

La tensión de retícula (E_m) es menor a la tensión de contacto tolerable (E_c), por lo que verifica el cálculo.

Se debe calcular ahora, la tensión de paso real con ésta configuración:

$$E_s = \frac{\rho I_g K_s K_i}{0,75 L_C + 0,85 L_R}$$

Dónde:

- E_s : Es la tensión de paso
- ρ : Es la resistividad del terreno
- I_g : Es la máxima corriente de falla que fluye desde la PAT hasta la tierra alrededor (Se suele adoptar 1000 A)
- K_s : Es el factor de geometría de la malla
- K_i : Factor de corrección

Se puede calcular la tensión de paso como:

$$E_s = \frac{\rho I_g K_s K_i}{0,75 L_C + 0,85 L_R}$$

$$E_s = \frac{100 \cdot 1000 \cdot 0,599 \cdot 1,66}{0,75 \cdot 200 + 0,85 \cdot 45}$$

$E_s = 528,2 V < E_p = 2976 V$

Como la tensión de paso calculada es menor a la tolerable, se da por finalizado el cálculo y se determina que se ha obtenido un diseño exitoso de malla que cumple con los requisitos estipulados en la norma IEEE 80-2000.

Resumen de valores de malla

Descripción	Valor
Tensión de paso tolerable (E_p)	2976 V
Tensión de contacto tolerable (E_c)	910 V
Longitud total de cable de malla (L_C)	200 m
Longitud total de electrodos enterrados (L_R)	45 m
Longitud total equivalente de la malla (L)	245 m

Resistencia de la malla de PAT (R_G)	2,66 Ω
Tensión de retícula (E_m)	405,9 V
Tensión de paso (E_s)	528,2 V

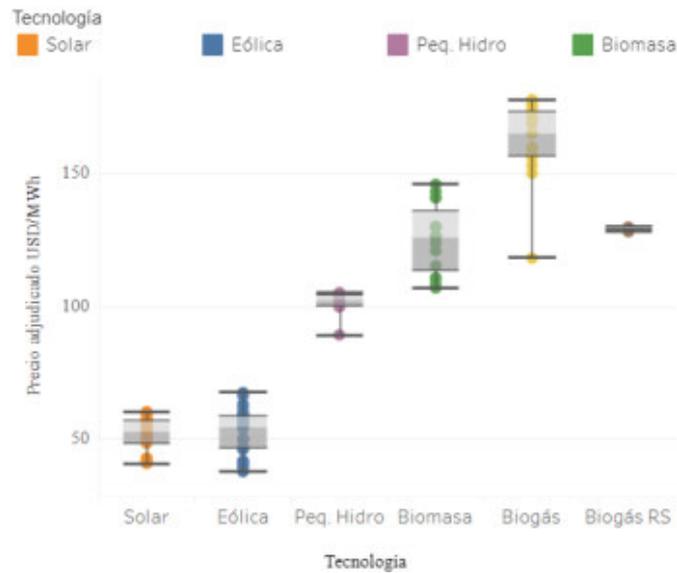
6.9 Análisis económico de la inversión

Se presenta a continuación una tabla a modo de resumen de los costos que atañan el emplazamiento de una planta de generación como la planteada. El detalle de costos de material podrá analizarse en profundidad en el anexo.

<i>Costos totales</i>		
ITEM	COSTO TOTAL [\\$]	COSTO PORC.
<i>Estructura</i>	66.868.182,86	11%
<i>Componentes de continua</i>	352.533.545,60	56%
<i>Centro de transformación</i>	39.690.000,00	6%
<i>Componentes de alterna BT</i>	4.099.864,16	1%
<i>Componentes de alterna MT</i>	5.758.500,00	1%
<i>Mano de obra</i>	140.685.027,79	22%
<i>Ingeniería</i>	23.447.504,63	4%
Total	633.082.625,03	

Los valores expresados refieren a pesos argentinos. Para poder realizar un análisis debemos contar con información relativa al valor de mercado del kWh a generar por la planta. Para ello acudimos a los contratos de adjudicación del programa RenovAr:

Precios adjudicados del Programa RenovAr



El precio promedio ponderado del MWh generado es de 60 U\$D, por lo que nuestros datos de partida serán:

<i>Energía generada anual</i>	3228 MWh/año
<i>Valor de kWh generado</i>	9900 \$/MWh
<i>Rendimiento anual</i>	31.957.200 \$/año
<i>Inversión inicial</i>	633.082.625,03 \$

6.9.1 PRI

El período de recuperación de la inversión (PRI) nos ilustra cuanto demorará la inversión en generar activos equivalentes al valor de la inversión inicial. Lo obtenemos de la siguiente manera:

$$PRI = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Rendimiento anual}}$$

$$PRI = \frac{633.082.625,03 \$}{31.957.200 \$/\text{año}}$$

$$PRI = 19,8 \text{ año} = \mathbf{19 \text{ años y } 10 \text{ meses}}$$

6.9.2 ROI

El retorno de la inversión (ROI) es la razón que define el beneficio de la utilidad obtenida en relación con la inversión realizada en el plazo definido para la misma (en nuestro caso, 25 años). Para ello debemos efectuar el siguiente análisis:

$$ROI = \frac{\text{Utilidad total} - \text{Inversión inicial}}{\text{Inversión inicial}} \%$$

$$ROI = \frac{\text{Rendimiento anual} \cdot \text{período evaluado} - \text{Inversión inicial}}{\text{Inversión inicial}} \%$$

$$ROI = \frac{31.957.200 \frac{\$}{\text{año}} \cdot 25 \text{ año} - 633.082.625,03 \$}{633.082.625,03 \$} \%$$

$$\mathbf{ROI = 25\%}$$

6.9.3 APY

El porcentaje de rendimiento anual (APY) es una herramienta que facilita el análisis riesgo-beneficio entre inversiones. Para nuestro caso representa el rendimiento anual de la inversión una vez logrado el recupero de la inversión inicial. Se calcula como:

$$APY = \frac{\text{Rendimiento anual}}{\text{Inversión inicial}} \%$$

$$APY = \frac{31.957.200 \frac{\$}{\text{año}}}{633.082.625,03 \$} \%$$

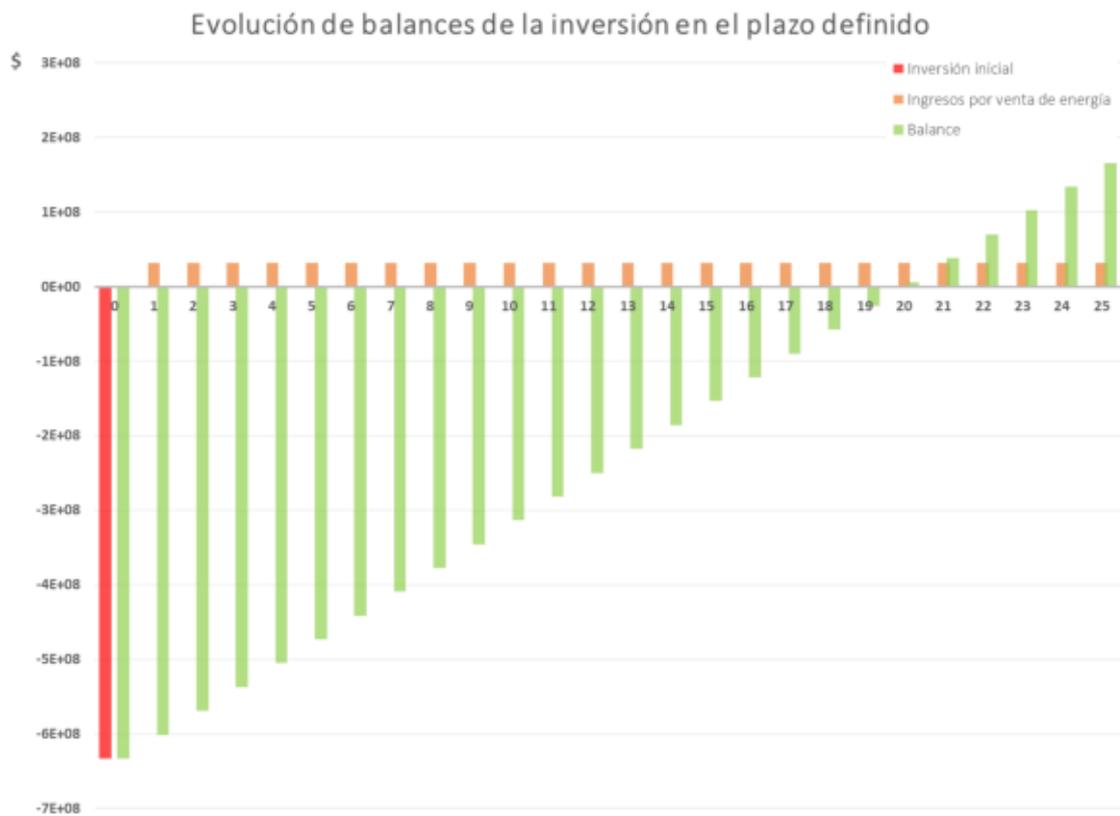
$$\mathbf{APY = 5,05\%}$$

Siendo una inversión dolarizada y de relativo bajo riesgo el APY resulta interesante, ya que vemos que éste es superior a la tasa de interés de plazos fijos en dólares de los últimos 20 años.



6.9.4 Balance interanual

El flujo de balances de la inversión tendrá un formato similar al presentado a continuación. Para un mayor detalle referirse a la sección de anexos, donde encontrarán los balances en períodos anuales.



Respaldao a la información presentada con anterioridad, se alcanza un balance positivo entre los 19 y los 20 años.

7. Anexos

Anexo 1 – Simulación en PVSyst de estructura fija

Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras
Producción del sistema	807 MWh/año
Producción específica	1631 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.840
Producción normalizada	4.47 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.71 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0.14 kWh/kWp/día

Variante fija

Anexo 2 – Simulación en PVSyst de estructura con seguidor a un eje

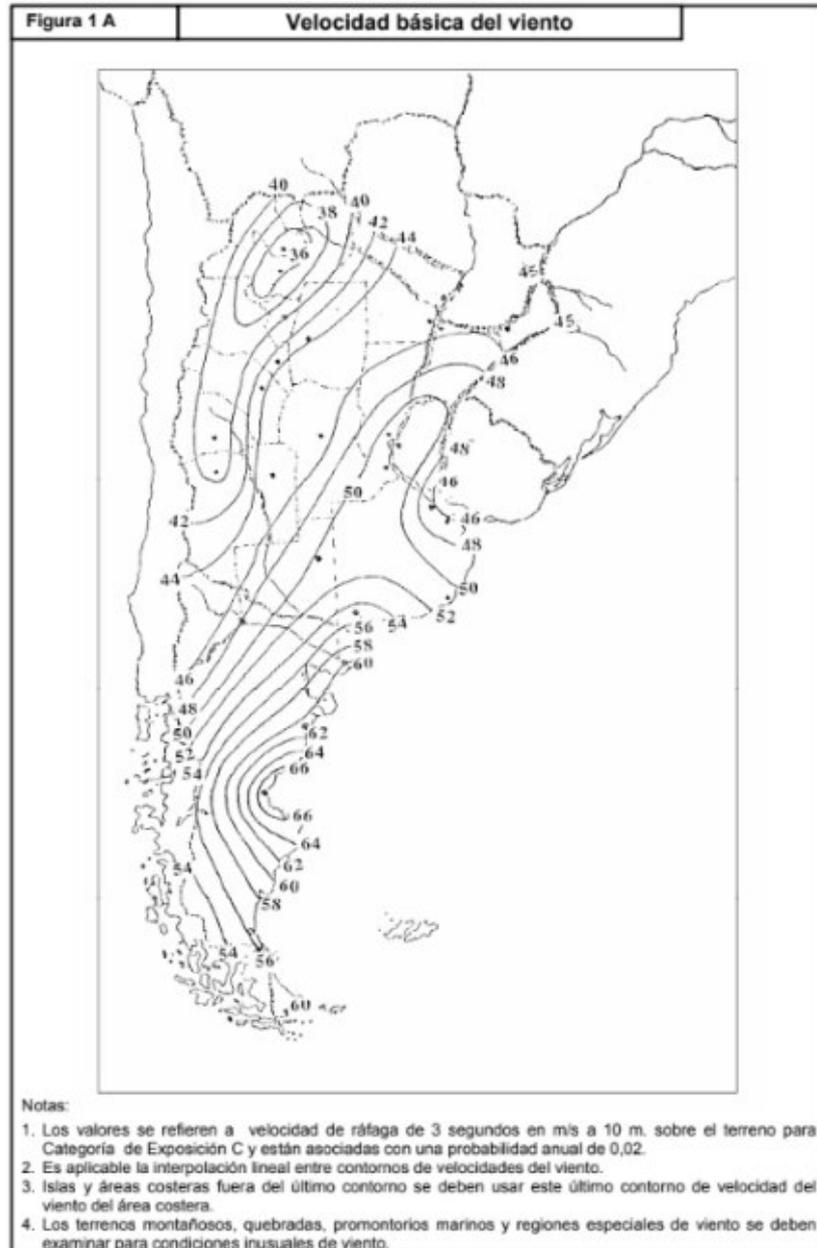
Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras
Producción del sistema	865 MWh/año
Producción específica	1747 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.840
Producción normalizada	4.79 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.77 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0.14 kWh/kWp/día

Variante con 1 seguidor

Anexo 3 – Registro de incidencias en un conjunto de campos fotovoltaicos

INCIDENCIAS		n_i		n_i/N	
Campo Solar	Sustituciones de módulos FV	137	160	20,3%	23,7%
	Fallos en cableado (strings)	2		0,3%	
	Fallos en cajas de conexión	11		1,6%	
	Incidencias por vandalismo	4		0,6%	
	Incidencias por robo	4		0,6%	
	Incidencias por acciones de viento	2		0,3%	
Inversor	Fallos de operación	89	205	13,2%	30,4%
	Fallos en arranques y paradas	73		10,8%	
	Fallos de monitorización y comunicación	43		6,4%	
Centros de transformación	Incidencias en CTs	22	27	3,3%	4,0%
	Incidencias meteorológicas	5		0,7%	
Red eléctrica	Incidencias en la red	30	33	4,5%	4,9%
	Incidencias meteorológicas	3		0,4%	
Sistema de monitorización		249	249	36,9%	36,9%
TOTAL (N)		674		100%	

Anexo 4 – Figura 1 A - Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones (CIRSOC 102-2005)



Anexo 5 – Tabla A-1 - Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones (CIRSOC 102-2005)

A los fines de la aplicación del presente Reglamento los edificios y otras estructuras se clasifican, basados en la naturaleza de su ocupación, de acuerdo con la Tabla A-1.

TABLA A-1 - Clasificación de Edificios y Otras Estructuras para Cargas de Viento

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, receptáculos 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 nocivas 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

Anexo 6 – Factor de direccionalidad K_d - Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones (CIRSOC 102-2005)

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

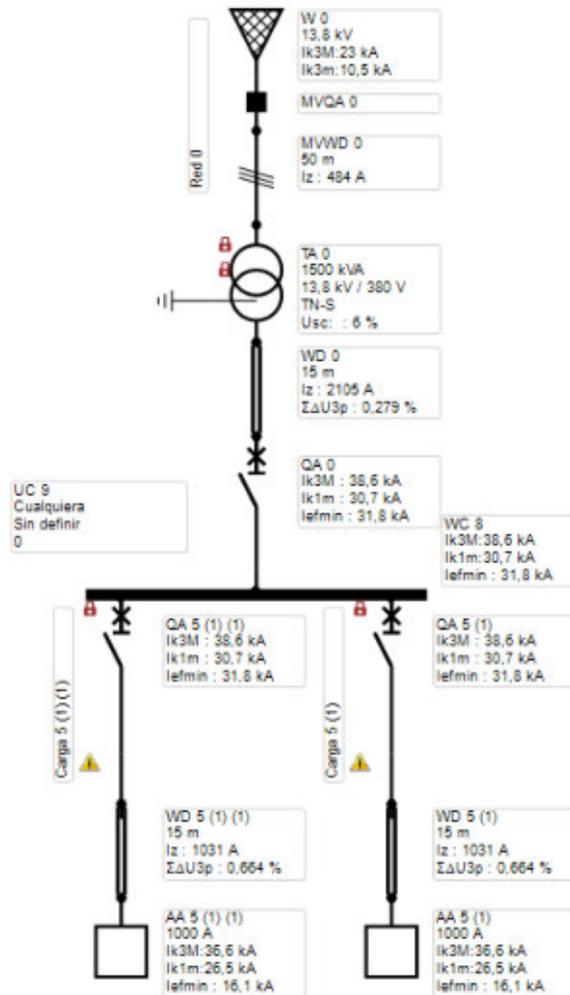
Anexo 7 – Coeficiente de exposición para la presión dinámica K_d - Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones (CIRSOC 102-2005)

Altura sobre el nivel del terreno, z (m)	Exposición (Nota 1)					
	A		B		C	D
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Casos 1 y 2	Casos 1 y 2
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

Notas:

1. **Caso 1:**
 - a. Todos los componentes y revestimientos.
 - b. Sistema principal resistente a la fuerza del viento en edificios de baja altura diseñados usando la Figura 4.
- Caso 2:**
 - a. Todos los sistemas principales resistentes a la fuerza de viento con excepción de aquellos en edificios de baja altura diseñados usando la Figura 4.
 - b. Todos los sistemas principales resistentes a la fuerza de viento en otras estructuras.

Anexo 8 – Cálculo de características eléctricas a lo largo del circuito



Anexo 9 – Detalle de costos de materiales requeridos

<i>Estructura</i>			
ITEM	CANT	COSTO UNIT [\$]	COSTO TOTAL [\$]
Perfil 1	900	25.000,00	22.500.000,00
Perfil 2	1200	5.625,00	6.750.000,00
Perfil 3	1200	4.000,00	4.800.000,00
Perfil 4	2400	3.125,00	7.500.000,00
Bulón hexagonal zincado M8x20	10800	17,14	185.142,86
Arandela zincada M8	21600	12,80	276.480,00
Arandela zincada grower M8	10800	13,00	140.400,00
Tuerca hexagonal zincada M8	10800	14,20	153.360,00
Mordaza media para panel	21600	1.046,00	22.593.600,00
Mordaza final para panel	1800	1.094,00	1.969.200,00
Total			66.868.182,86

<i>Componentes de continua</i>			
ITEM	CANT	COSTO UNIT [\$]	COSTO TOTAL [\$]
Panel solar Yingli Solar	6600	42.250,00	278.850.000,00
Sintenax Valio 2x4 mm2	12000	965,00	11.580.000,00
String box INGECON SUN 32	12	1.050.000,00	12.600.000,00
Gabinete IP65 clase 2 54x36x17	4	25.200,00	100.800,00
ABB Tmax T7D PV 1000A	4	235.350,00	941.400,00
EATON SPPVT2H-10-2-PE	4	74.555,12	298.220,48
FUSIBLE EATON NH PV-300ANH3	88	23.808,24	2.095.125,12
Sintenax Valio 4x35 mm2	360	9.900,00	3.564.000,00
Sintenax Valio 4x240 mm2	560	75.900,00	42.504.000,00
Total			352.533.545,60

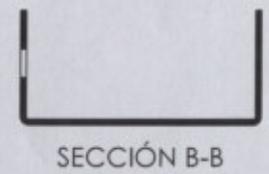
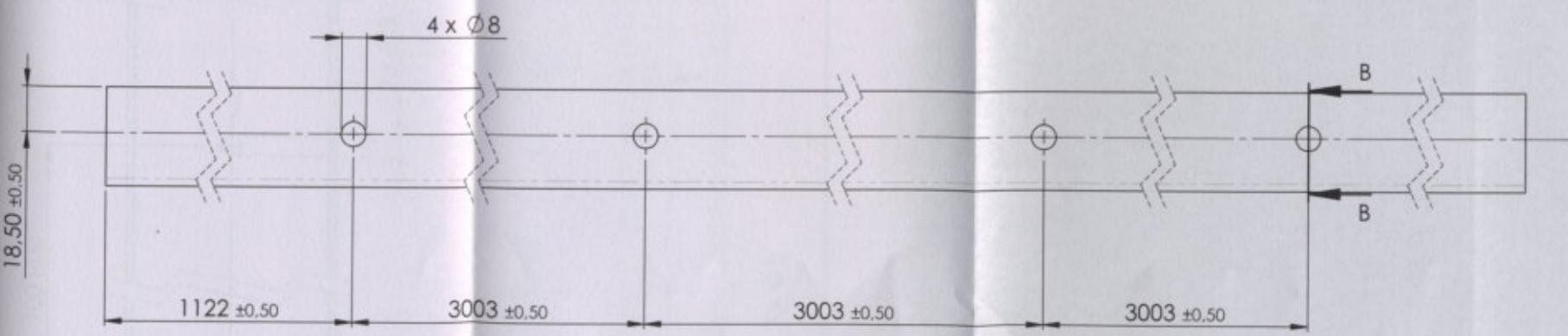
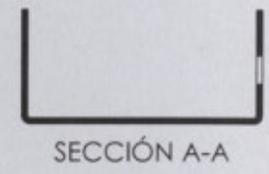
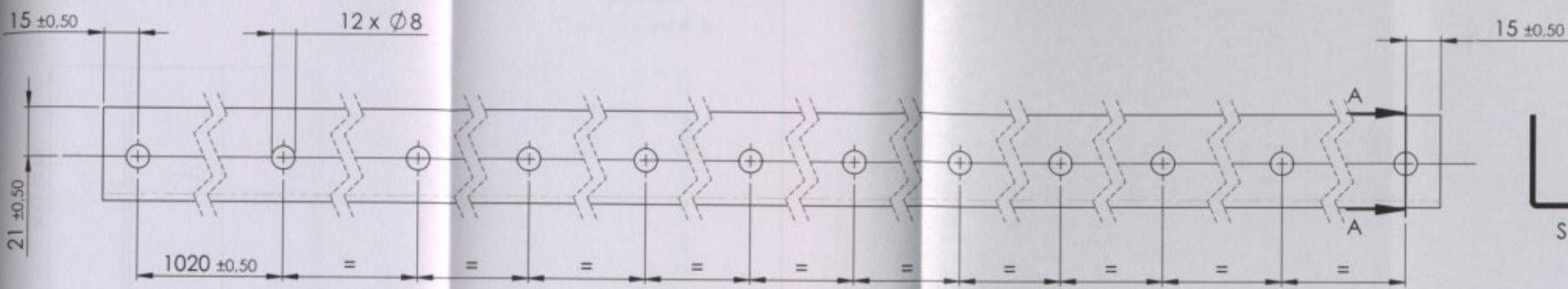
<i>Centro de transformación</i>			
ITEM	CANT	COSTO UNIT [\$]	COSTO TOTAL [\$]
Inversor Sunny Central 500HE	4	7.530.000,00	30.120.000,00
Transformador 1MVA	2	4.785.000,00	9.570.000,00
Total			39.690.000,00

<i>Componentes de alterna BT</i>			
ITEM	CANT	COSTO UNIT [\$]	COSTO TOTAL [\$]
ABB Tmax T7D PV 1000A	4	235.350,00	453.750,00
ABB Tmax T7D PV 2000A	1	417.500,00	941.400,00
SCHNEIDER ELECTRIC MASTERPACT MTZ2 20H1 + Prot Diferencial	2	954.525,00	417.500,00
Barra flexible LAUMAYER VFB 6x50X1	16	23.635,26	1.909.050,00
Barra flexible LAUMAYER VFB 8x50X1	16	31.513,68	378.164,16
Total			4.099.864,16

<i>Componentes de alterna MT</i>			
ITEM	CANT	COSTO UNIT [\\$]	COSTO TOTAL [\\$]
<i>Celda QM</i>	2	1.188.000,00	2.376.000,00
<i>Celda GBC-B</i>	1	1.980.000,00	1.980.000,00
<i>Celda GBM</i>	1	495.000,00	495.000,00
<i>Celda IM</i>	1	907.500,00	907.500,00
Total			5.758.500,00

Anexo 10 – Balance interanual de la inversión

PERIODO	DEBE	HABER	SALDO
0	-\$ 633.082.625,03		-\$ 633.082.625,03
1	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 601.125.425,03
2	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 569.168.225,03
3	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 537.211.025,03
4	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 505.253.825,03
5	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 473.296.625,03
6	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 441.339.425,03
7	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 409.382.225,03
8	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 377.425.025,03
9	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 345.467.825,03
10	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 313.510.625,03
11	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 281.553.425,03
12	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 249.596.225,03
13	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 217.639.025,03
14	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 185.681.825,03
15	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 153.724.625,03
16	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 121.767.425,03
17	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 89.810.225,03
18	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 57.853.025,03
19	\$ -	\$ 31.957.200,00	-\$ 25.895.825,03
20	\$ -	\$ 31.957.200,00	\$ 6.061.374,97
21	\$ -	\$ 31.957.200,00	\$ 38.018.574,97
22	\$ -	\$ 31.957.200,00	\$ 69.975.774,97
23	\$ -	\$ 31.957.200,00	\$ 101.932.974,97
24	\$ -	\$ 31.957.200,00	\$ 133.890.174,97
25	\$ -	\$ 31.957.200,00	\$ 165.847.374,97



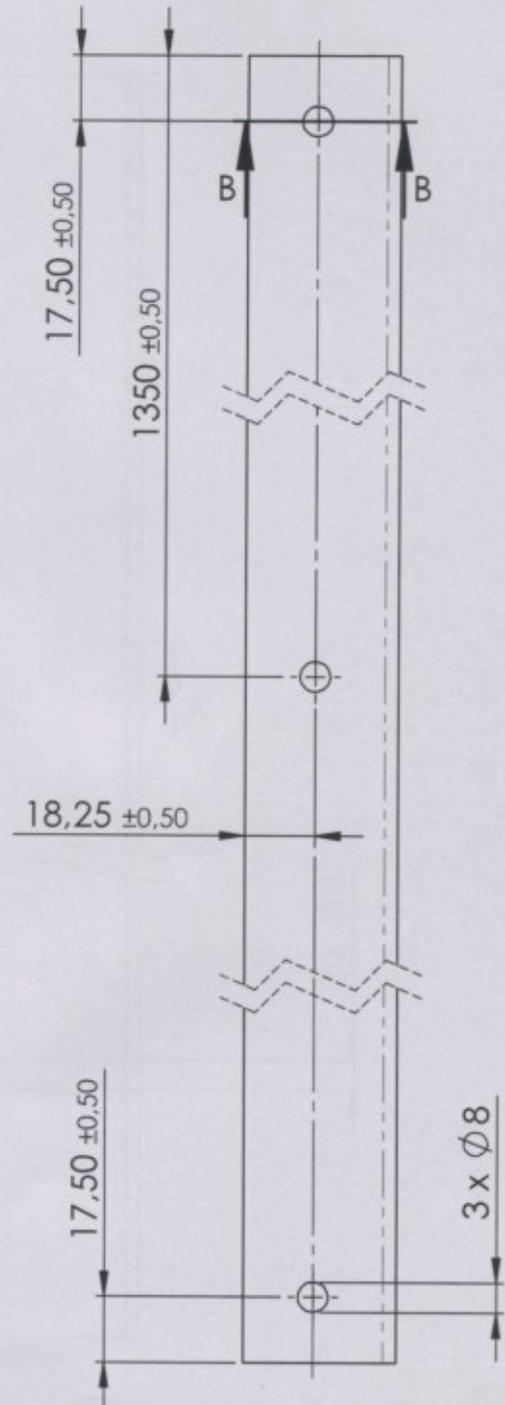
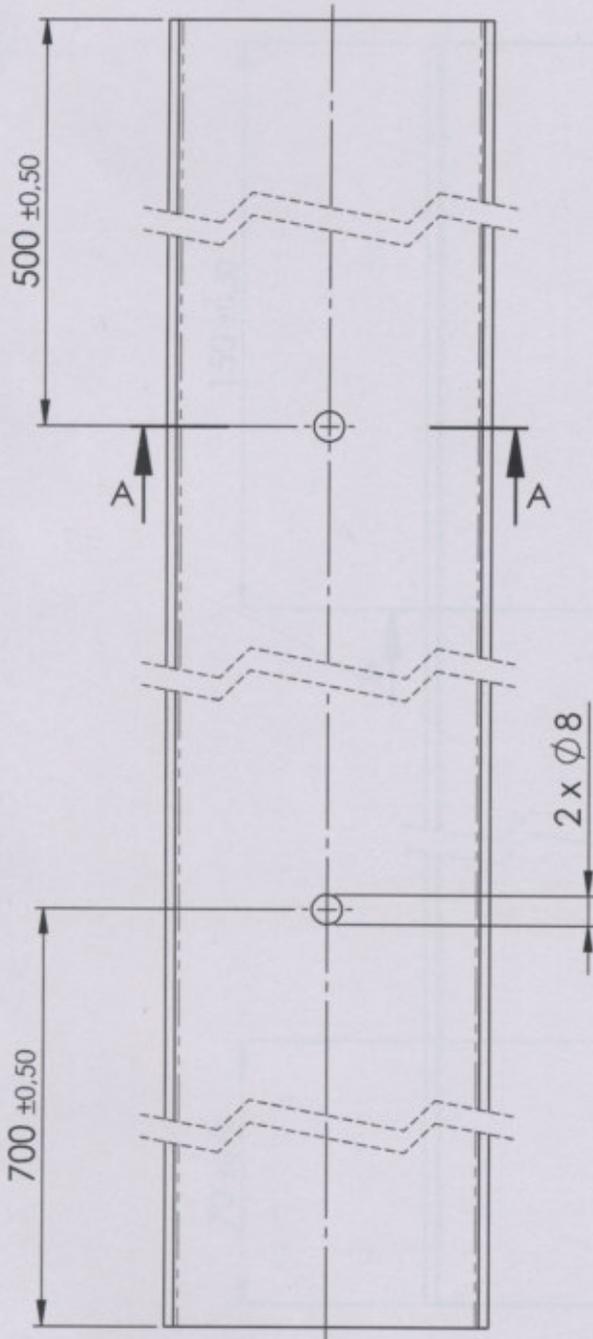
Denominación:		Código de pieza:	
		10001-5	
Anotaciones Complementarias:		Nombre:	Fecha:
Perfil U 80x40x2		Dibujó:	
Material: ZAR 280		Revisó:	
Galvanizado 10µm		Aprobó:	
Longitud: 11250mm		Medidas en milímetros No medir sobre el papel. Señalar todos los rebobos. Dibujar con los vivos.	
Escala: 1:2 A3		HOJA 1 DE 1	



SECCIÓN A-A



SECCIÓN B-B



Denominación:

Código de pieza:
10002-3

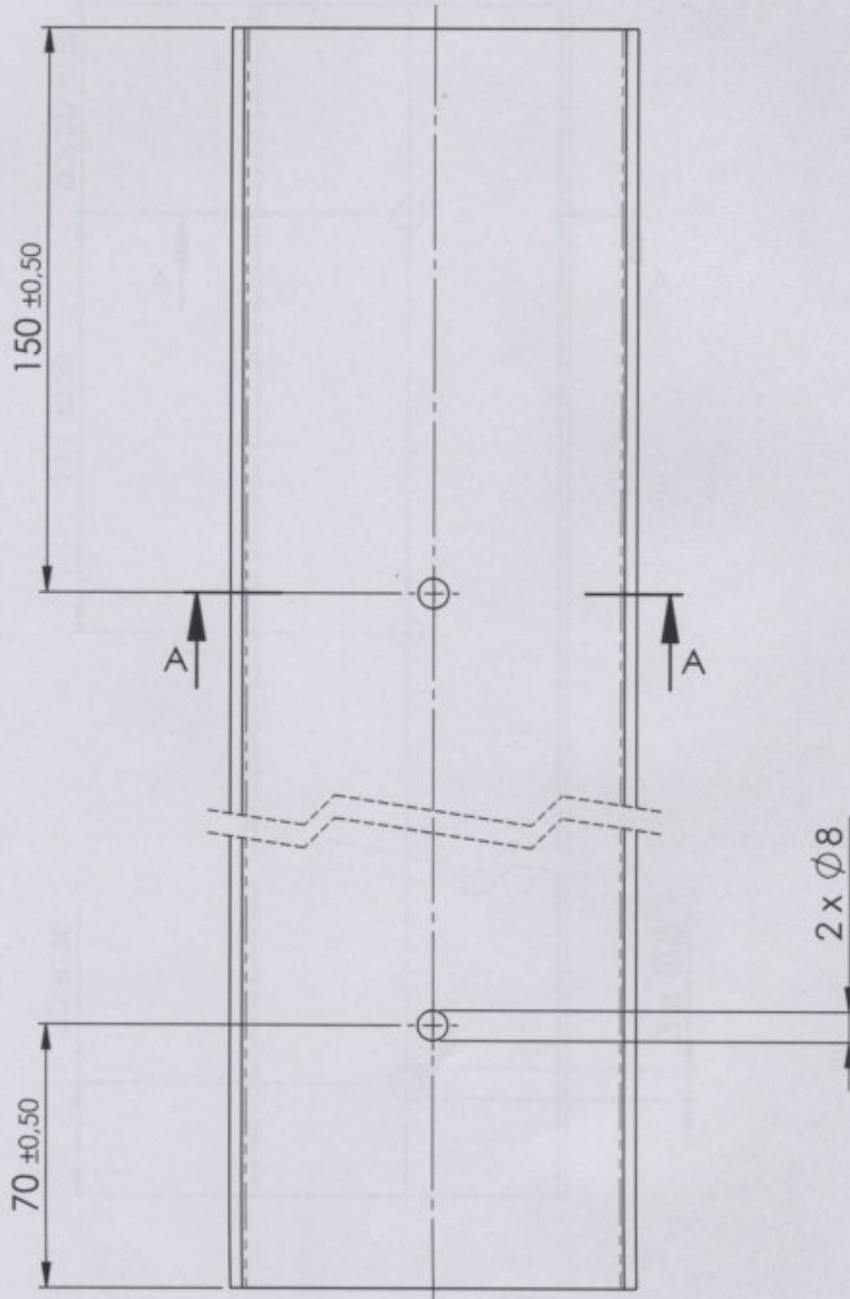
Anotaciones Complementarias:

Perfil U 80x40x2,5
Material: ZAR 280
Galvanizado 10µm
Longitud: 2700mm

Escala 1:2		A4		Nombre	Fecha	Medidas en milímetros No medir sobre el plano. Eliminar todas las rebabas Eliminar cantos vivos	LC ⊗
Dibujó:							
Revisó:							
Aprobó:							



SECCIÓN A-A



Denominación:

Código de pieza:

10003-3

Anotaciones Complementarias:

Perfil U 100x50x3,2
 Material: ZAR 280
 Galvanizado 10µm
 Longitud: 1600mm

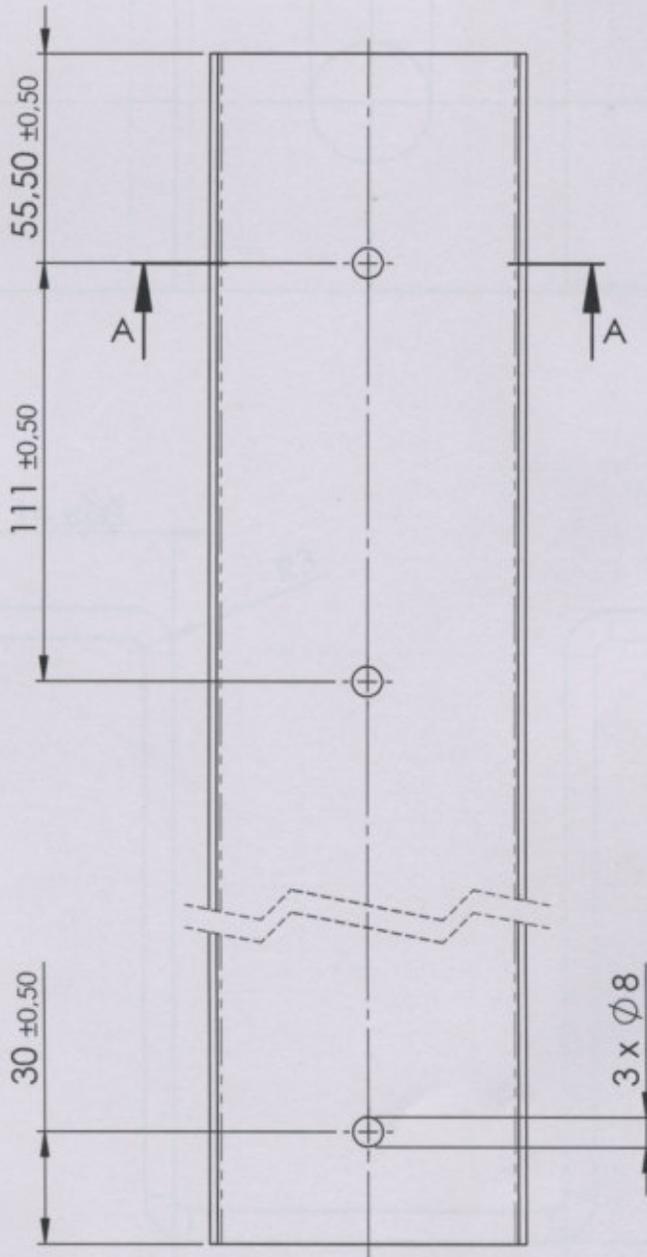
		Nombre	Fecha
		Dibujó:	
		Revisó:	
		Aprobó:	
Escala: 1:2	A4		

Medidas en milímetros
 No medir sobre el plano.
 Eliminar todas las rebabas.
 Eliminar cantos vivos.

LC.



SECCIÓN A-A



Denominación:

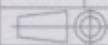
Código de pieza:

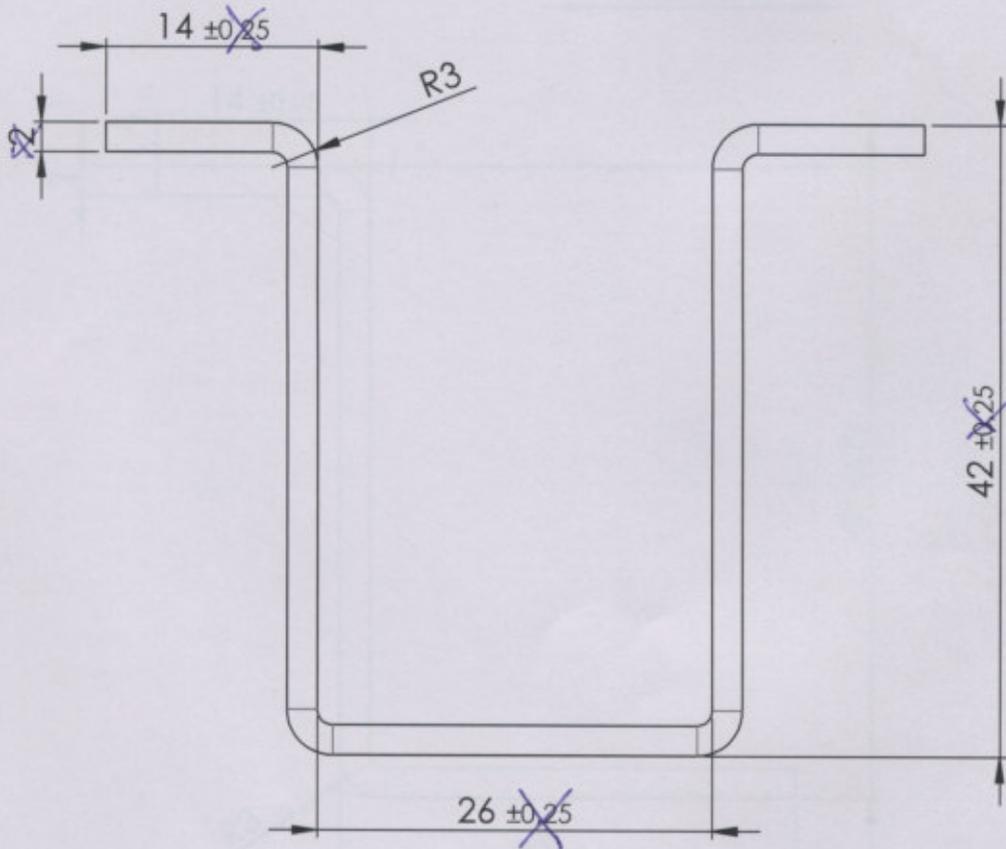
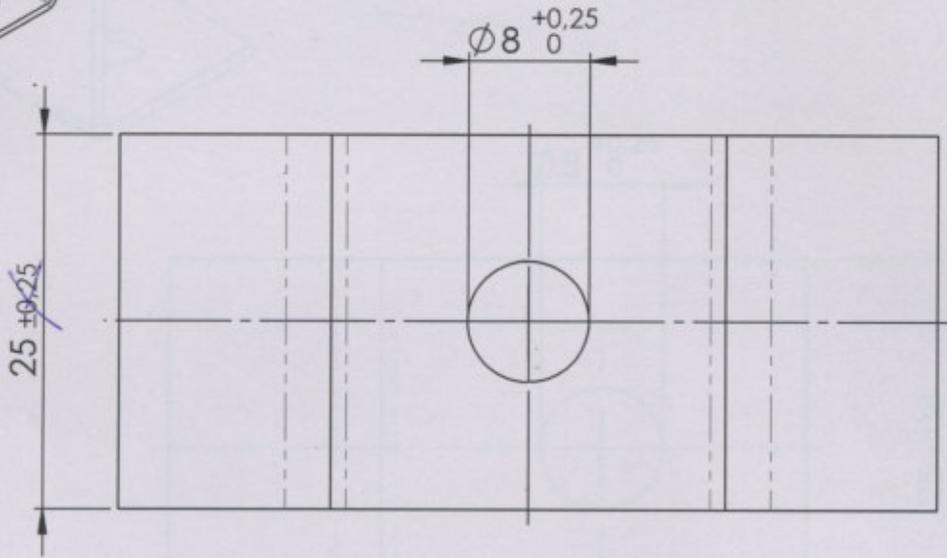
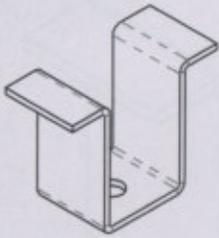
10004-3

Anotaciones Complementarias:

Perfil U 80x40x2
 Material: ZAR 280
 Galvanizado 10µm
 Longitud: 830mm

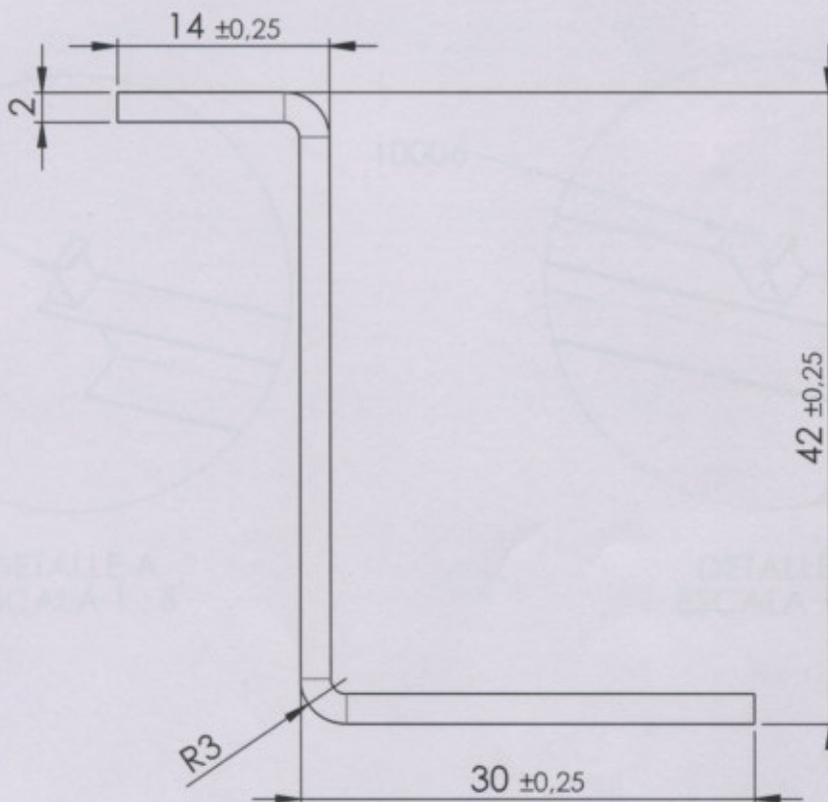
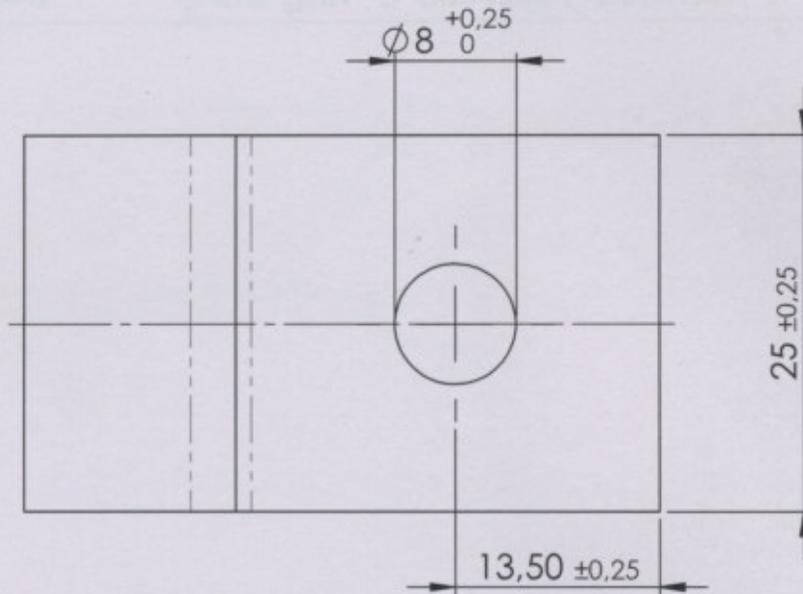
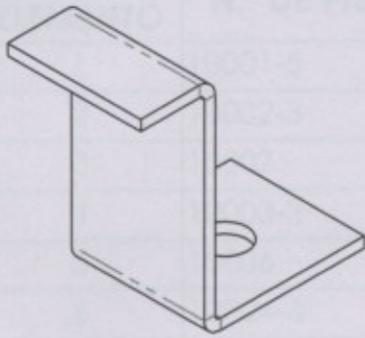
		Nombre	Fecha	L.C. ⊗
		Dibujó:		
		Revisó:		
		Aprobó:		
Escala: 1:2	A4			Medidas en milímetros No medir sobre el plano. Eliminar todas las rebabas. Eliminar cantos vivos.





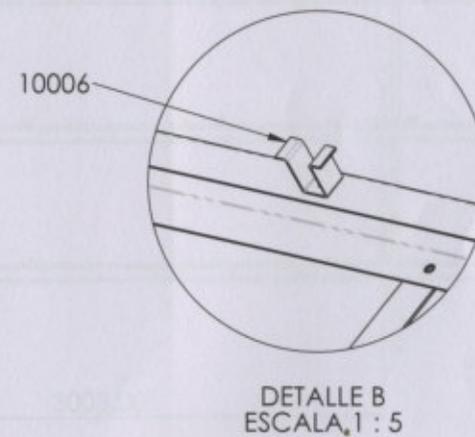
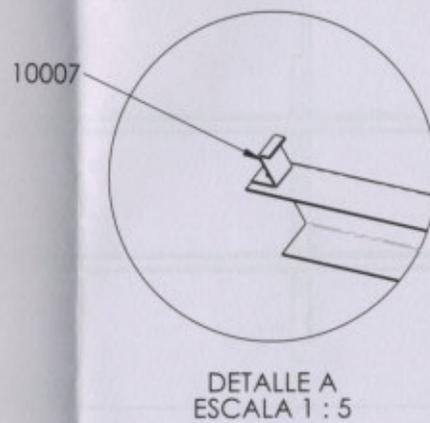
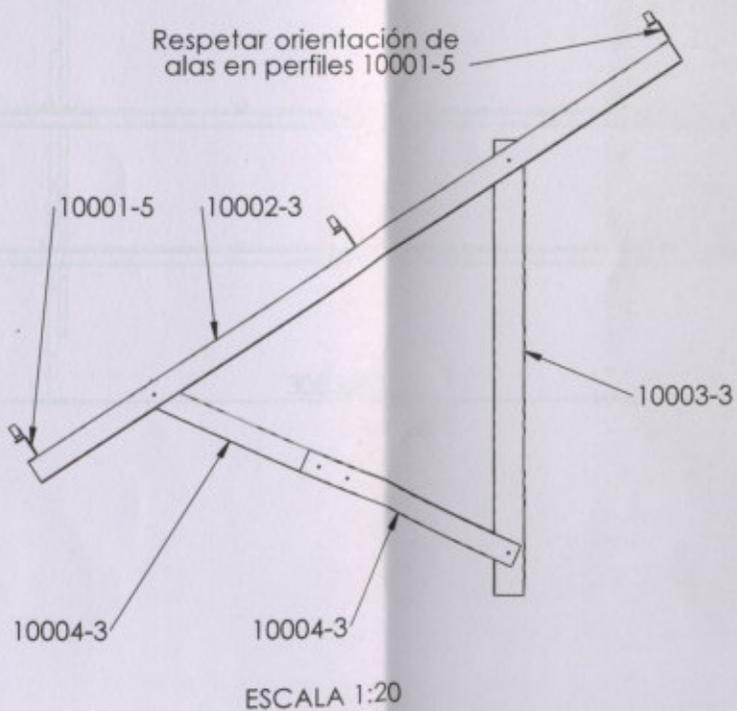
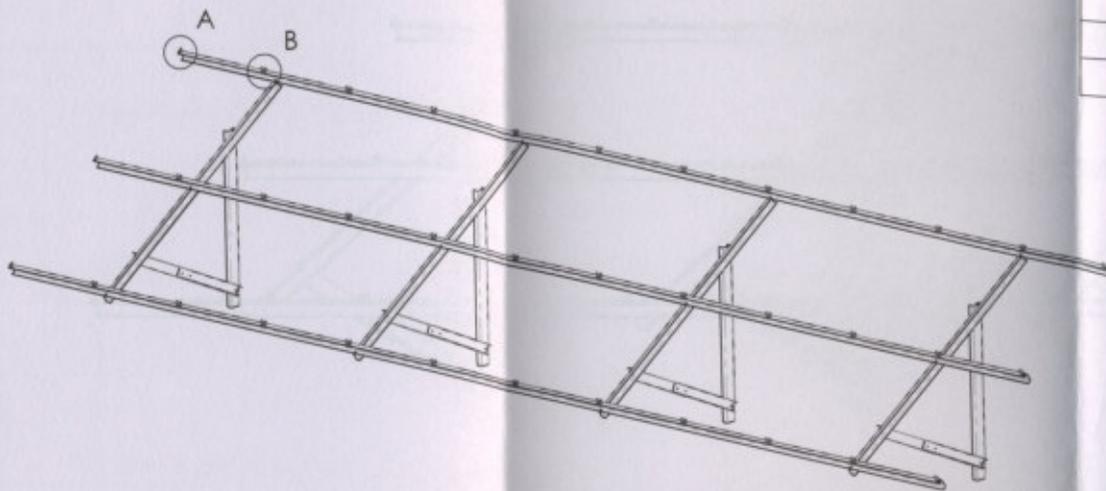
Corregida

Denominación:		Código de pieza:	
		10006	
Anotaciones Complementarias:		Nombre	Fecha
Material: Acero ZAR 280 Espesor: 2mm Realizar tratamiento superficial Galvanizado espesor 10µm		Dibujó:	
		Revisó:	
		Aprobó:	
Escala: 2:1 	A4	Medidas en milímetros No medir sobre el plano. Eliminar todas las rebabas Eliminar cantos vivos.	
		L.C.	
HOJA 1 DE 1			



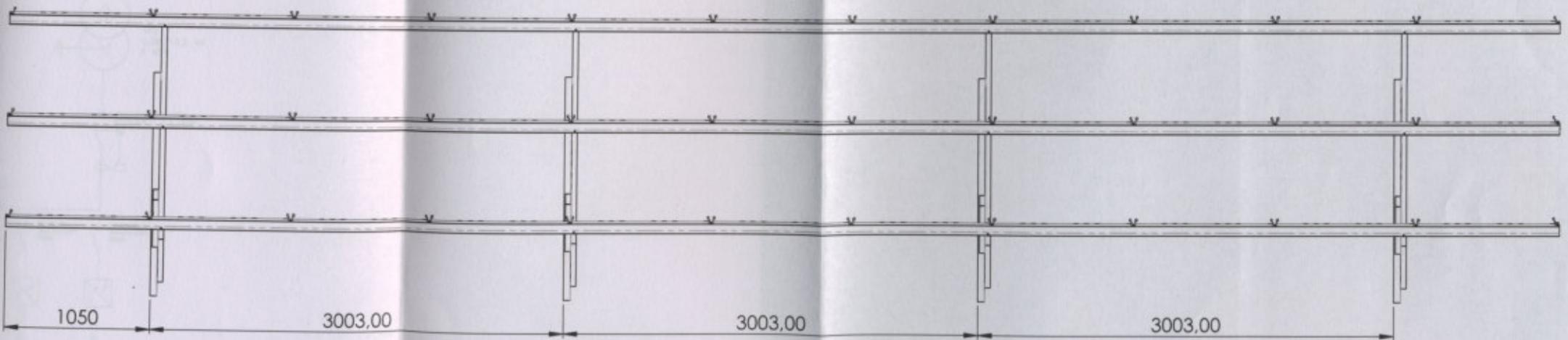
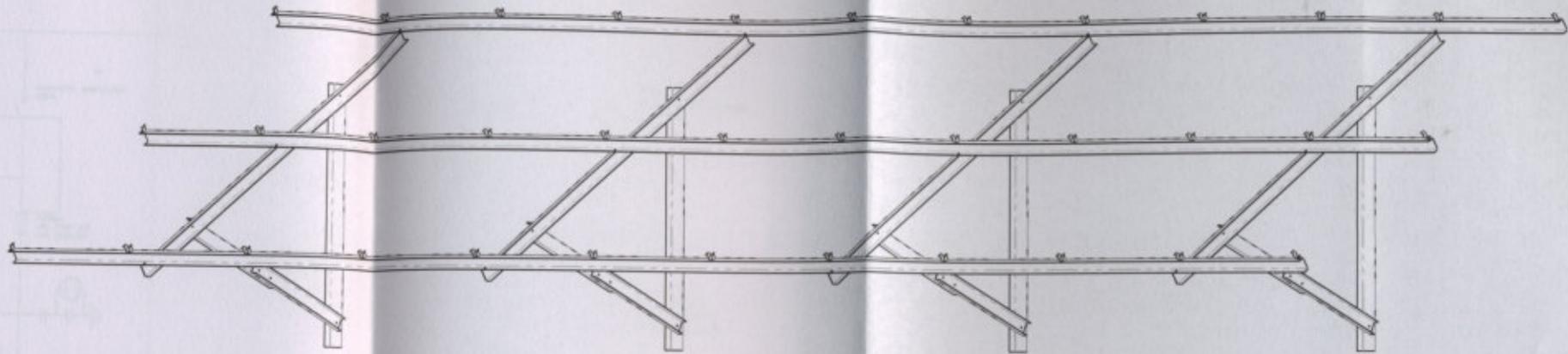
Denominación:		Código de pieza:	
		10007	
Anotaciones Complementarias:		Nombre	Fecha
Material: Acero ZAR 280		Dibujó:	
Espesor: 2mm		Revisó:	
Realizar tratamiento superficial		Aprobó:	
Galvanizado espesor 10µm			
Escala: 2:1	A4	Medidas en milímetros	
		No medir sobre el plano.	
		Eliminar todos los rebabas	
		Eliminar cantos vivos.	
		L.C.	

N.º DE ELEMENTO	N.º DE PIEZA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	10001-5	Perfil galv "U" 80x40x2 L=11250 mm	3
2	10002-3	Perfil galv "U" 80x40x2,5 L=2700 mm	4
3	10007	Grampa de sujeción extremos	6
4	10003-3	Perfil galv "U" 100x50x3,2 L=1600 mm	4
5	10006	Grampa de sujeción intermedia	30
6	10004-3	Perfil galv "U" 80x40x2 L=830 mm	8



Denominación:		Código de pieza:	
Anotaciones Complementarias:	Dibujó:	Nombre:	Fecha:
	Revisó:		
	Aprobó:		
Escala: 1:50 A3		Medidas en milímetros No medir sobre el plano. Eliminar todos los retazos. Eliminar cortes vivos.	

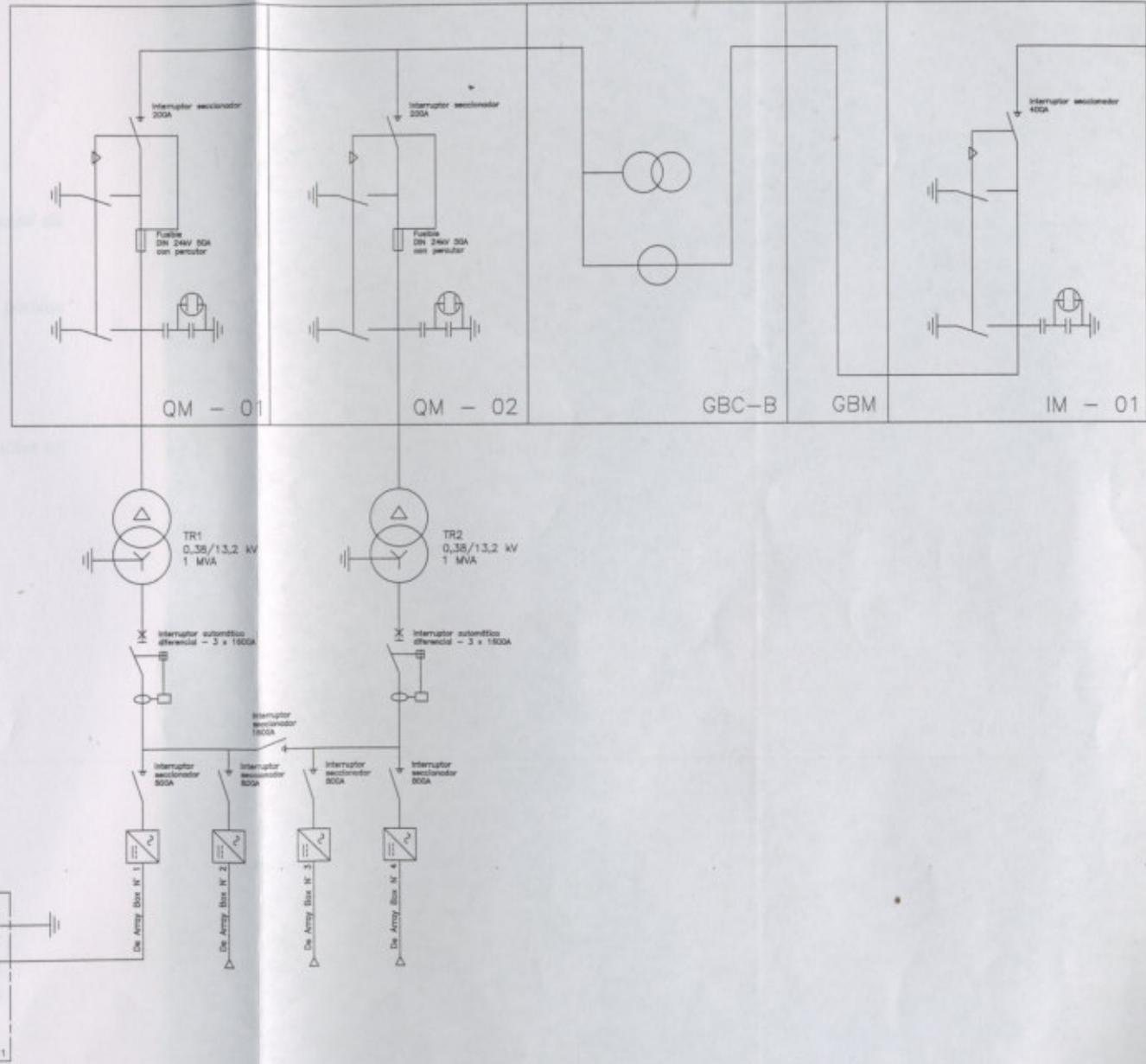
HOJA 1 DE 2



Denominación:		Código de pieza:	
Anotaciones Complementarias:		Nombre	Fecha
		Dibujó:	
		Revisó:	
		Aprobó:	
Escala: 1:30 A3		Medidas en milímetros. No medir sobre el plano. Eliminar todas las rebabas. Eliminar cantos vivos.	
		L.C.	
HOJA 2 DE 2			

5. Bibliografía

- Luis Nolasco (2004). *Energy System Analysis*.
 Angelo Lanza (2003). *Handbook of Photovoltaic Power and Engineering*.
 "Sistemas de Energía Renovable y Limpia".
 Melchor Quintanilla, Roberto Armas. *ETP*.
 APN (2010). *Manual de Instalación de Paneles Solares*.
 Araya, Y. (2015). *Proyecto de Ingeniería de Energía*.
 "Sistemas de Energía Fotovoltaica".



8. Bibliografía

LLuis Jutglar. (2004). *Energía Solar. Energías Alternativas y Medio Ambiente*.

Antonio Luque. (2003). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*.

Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. (2019). *Manual de generación distribuida solar fotovoltaica*.

Melchor, Quintela, Redondo, Arévalo. (2000). *Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión*.

ABB. (2015). *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10. Plantas fotovoltaicas*.

Antonio P. Hijano. (2016). *Proyecto de grado - Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas*.

Schneider Electric. (2000). *PT-004 "Centros de transformación MT/BT"*